



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Concepción del Uruguay
INGENIERIA ELECTROMECHANICA

PROYECTO FINAL DE CARRERA
(P F C)

“Uso de la energía solar fotovoltaica para la repotenciación de un final de línea en un sistema de distribución eléctrica de MT en el ámbito rural”

Proyecto N°: PFC 1903A

Autores: DEMARLENGE, Leylén M.
PASCAL, Damián A.

Tutor: Ing. WOEFFRAY, Elbio

Dirección de Proyectos:
Ing. Puente, Gustavo
Ing. De Carli, Aníbal

AÑO 2019

Resumen ejecutivo

Dado el crecimiento demográfico e industrial, la capacidad técnica de una distribuidora de energía eléctrica local, llegará al límite en un futuro cercano. Dando como resultado caídas de tensión y eventuales interrupciones del servicio por sobrecargas en época estival; y calidad de servicio desfavorable para los clientes. Se plantea la necesidad de generar energía de manera que se solucione la problemática mediante una alternativa sustentable. Por ello, se solicita la ingeniería, cálculo y presupuesto de un parque de energía solar fotovoltaica.

Aprovechando que los mayores consumos se dan en horarios diurnos y épocas estivales, las cuales coinciden con las horas de mayor disponibilidad de energía solar, se aprovechará la tecnología fotovoltaica para salvar el pico de consumo que se da en las épocas y horarios citados. Además de los enormes beneficios que supone implementar fuentes renovables, la distribuidora se verá beneficiada porque podrá comprar menos energía reduciendo su facturación.

Abstract

Given demographic and industrial growth, the technical capacity of a local electricity distributor will reach its limit in the near future. Giving as a result voltage drops and eventual interruptions of the service by overloads in summertime; and quality of service unfavorable to the customers. There is a need to generate energy in a way that solves the problem through a sustainable alternative. The engineering, calculation and budget of a solar photovoltaic power plant are therefore requested.

Taking advantage of the fact that the highest consumption occurs in daytime and summer times, which coincide with the hours of greater availability of solar energy, photovoltaic technology will be used to save the peak of consumption that occurs at the times and times mentioned. In addition to the huge benefits of implementing renewable sources, the distributor will benefit because it will be able to buy less energy by reducing its turnover.

Agradecimientos

A nuestras familias por el apoyo incondicional y la compañía a lo largo de nuestra carrera.

A la UTN, nuestra casa de estudios, que tan bien nos recibió y nos acobijó, y a los profesores que han volcado su conocimiento y experiencia para forjarnos como profesionales.

A nuestros compañeros.

A la Cooperativa Ruta J.

ANEXO II PFC

- Título del PFC:** “Uso de energía solar fotovoltaico para la repotenciación de un final de línea de un sistema de distribución eléctrico de MT en el ámbito rural”
- Tipo de PFC:** Ingeniería y diseño
- Alumnos:** Demarlenge, Leylén Magalí – Pascal, Damián Alejandro
- Tutor propuesto:** Ing. Woeffray, Elbio

Planteo del problema: La Cooperativa de Servicios Públicos Ruta J Limitada (en adelante Cooperativa) demanda la ingeniería, cálculo y proyección de un parque fotovoltaico en el orden de los 500kW que solucione el déficit de potencia en un final de línea. Este déficit se debe a la gran concentración de medianos usuarios (granjas avícolas) y a la distancia a la que se encuentran de las estaciones transformadoras. Además, se descarta la posibilidad de generar un nuevo punto de compra en la zona, debido a la carencia de instalaciones del proveedor (ENERSA). La demanda de un parque fotovoltaico se debe al objetivo de la Cooperativa de ser pionera en la provincia en la utilización de energías renovables.

Objetivos:

- Realizar la proyección y cálculo de un parque fotovoltaico.
- Realizar la respectiva estación elevadora de tensión.
- Utilizar tecnología de fácil implementación y costo razonable.
- Realizar el estudio del costo/beneficio de diferentes alternativas tecnológicas.

Objetivo particular: Aumentar en un 50% la capacidad de potencia disponible.

Marco teórico de referencia y del estado del arte:

- **Ingeniería Electromecánica:** Asignaturas de la carrera: redes de distribución e instalaciones eléctricas, máquinas eléctricas, centrales y sistemas de transmisión, representación gráfica, y otras afines al área de electricidad.
- **Normativas de aplicación y códigos vigentes**

- **Desarrollos tecnológicos actuales, casos de otras empresas de distribución eléctrica nacionales e internacionales con parques fotovoltaicos**

Alcances:

i. Ingeniería de detalle

- Instalación eléctrica de los paneles fotovoltaicos
- Instalación eléctrica de la estación elevadora de tensión
- Diseño de estructuras para el montaje de los paneles fotovoltaicos

ii. Cómputo de materiales de cada instalación

iii. Memoria técnica

- Selección de la ubicación
- Estudio topográfico del terreno
- Selección de equipos fotovoltaicos, inverters
- Selección de la estructura
- Cálculo de la estación elevadora
- Cálculo de conductores, módulo de interconexión
- Selección de protecciones eléctricas
- Determinación del costo de montaje
- Cálculo de presupuesto y amortización
- Montaje del parque fotovoltaico, puesta en funcionamiento, adjudicación y compra de elementos

Metodología General:

1. Estudio de la problemática y lectura de normativas.
2. Estudio de las diferentes alternativas tecnológicas.
3. Relevamiento de las necesidades de los equipos.
4. Ubicación del terreno para el parque fotovoltaico.
5. Selección de equipos.
6. Determinación del proveedor y pedido de presupuestos.
7. Comparativa con otros proveedores.
8. Determinación de los costos de nacionalización y transporte, seguros.
9. Diseño y cálculo de la instalación.
10. Diseño de las estructuras.
11. Cómputo de materiales.
12. Análisis del presupuesto y amortización.
13. Realización de planos.

Impactos:

- Se presupone un ahorro económico a mediano plazo por parte de la Cooperativa.
- Impacto positivo ambiental al no quemar combustibles fósiles para la obtención de energía eléctrica.
- Liderazgo de la Cooperativa ante las demás distribuidoras.
- Alta reproducibilidad del proyecto.
- Servirá como punto de referencia y de estudio.
- Inserción de energía eléctrica proveniente de una fuente renovable a la matriz energética nacional.
- Proporcionará una fuente de trabajo en nuevas tecnologías.
- Concientización del cuidado del medio ambiente a los usuarios de la zona.

.....
Demarlenge, Leylén Magalí

.....
Pascal, Damián Alejandro

.....
Ing. Puente, Gustavo
Profesor de "Proyecto Final"

.....
Ing. Woeffray, Elbio
Tutor de proyecto

1 INTRODUCCIÓN Y SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

DEMARLENGE, Leylén Magalí

PASCAL, Damián Alejandro

1. Introducción y situación problemática

ÍNDICE TEMÁTICO

1. Introducción y situación problemática	2
ÍNDICE TEMÁTICO.....	2
LISTA DE FIGURAS	2
1.1. Introducción.....	3
1.2. Situación problemática	4

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuidores de la Cooperativa de servicios públicos Ruta J Ltda.....	3
Figura 2 - Distribuidor Tallita	4

1.1. Introducción

La Cooperativa de Servicios Públicos Ruta J Limitada (en adelante Cooperativa) comenzó sus actividades en el año 1972 y al día de hoy cuenta con aproximadamente 650 km de línea en media tensión (en adelante MT) abarcando gran parte del departamento Uruguay, con unos 800 usuarios rurales y 3500 usuarios urbanos, que dan un total aproximado de 6500 habitantes.

Según datos propios de la Cooperativa, dentro del área de concesión operan 202 granjas avícolas de diversas empresas con una capacidad productiva de 10 millones de pollos por crianza con un promedio de 5,5 crianzas anuales. Se crían entre todas las granjas un aproximado de 55 millones de aves al año, representando un consumo total de 4 MW con un promedio de 10 kW por galpón.

Además de la importantísima actividad avícola, la Cooperativa brinda servicios a tambos, criaderos porcinos, pozos arroceros y el más significativo por ser un gran usuario, la planta de acopio de granos de la Asociación de Cooperativas Argentinas (ACA), la que demanda aproximadamente 400 kW.

Para brindar un mejor servicio, la Cooperativa se divide en 6 distribuidores (éstos dependen de los puntos de compra), los mismos son: Herrera rural, Herrera urbano, Caseros rural, Caseros urbano, Pronunciamiento urbano y la zona rural de Talita. En la siguiente imagen se pueden ver los distribuidores antes mencionados.

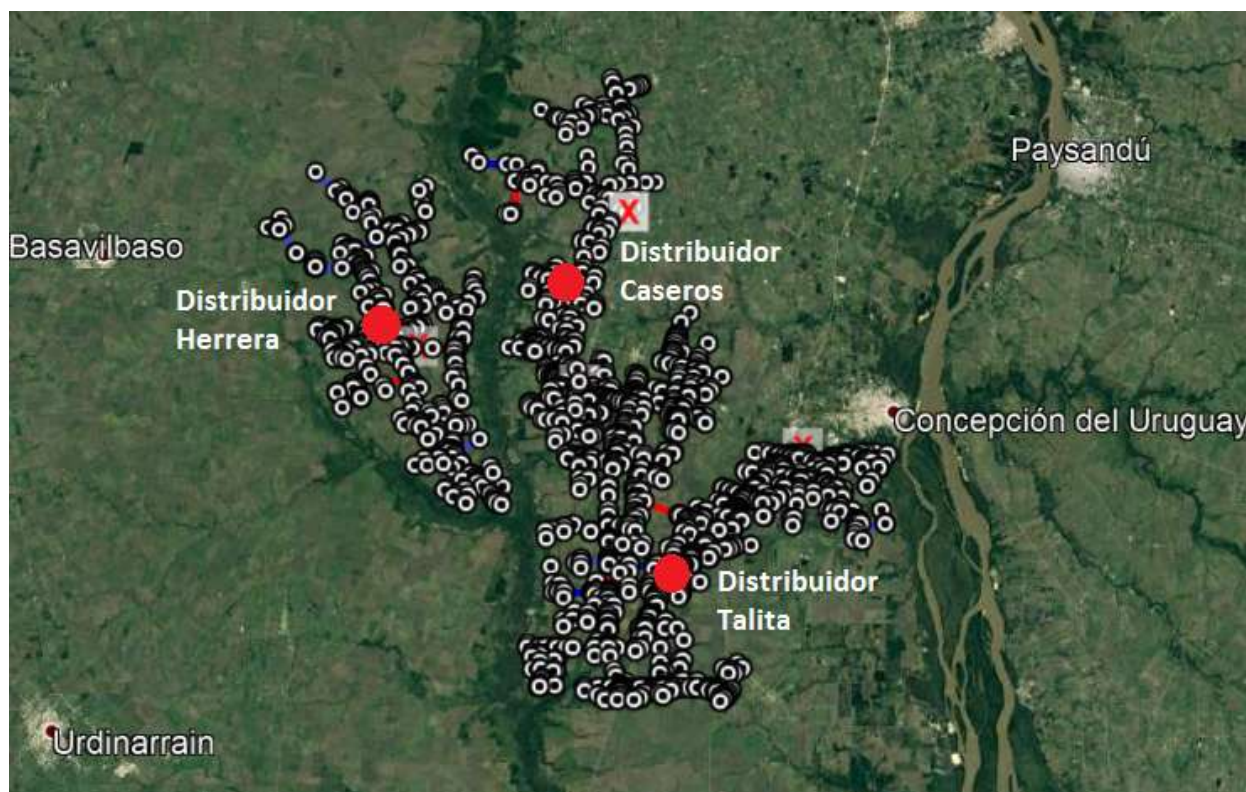


Figura 1 - Distribuidores de la Cooperativa de servicios públicos Ruta J Ltda.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 19/03/19 GP 13-05-19	Aprobó:	Página 3 de 4
---------------------------------	--------------------------------------	---------	---------------

Siendo el distribuidor de Talita de especial interés para nosotros, ya que es el más comprometido por el déficit de energía eléctrica.

Dicho distribuidor, con una población de 618 habitantes, comprende desde el punto de compra ubicado en ruta provincial N°42 en cercanías de la cantera Hosifa, hasta pasado el peaje de Colonia Elías por el camino vecinal ruta J. En su recorrido da servicio a 66 granjas avícolas y la planta de acondicionamiento de cereales (ACA) por lo que el consumo aproximado es de 600kW.

A continuación se puede ver el distribuidor con más detalle.

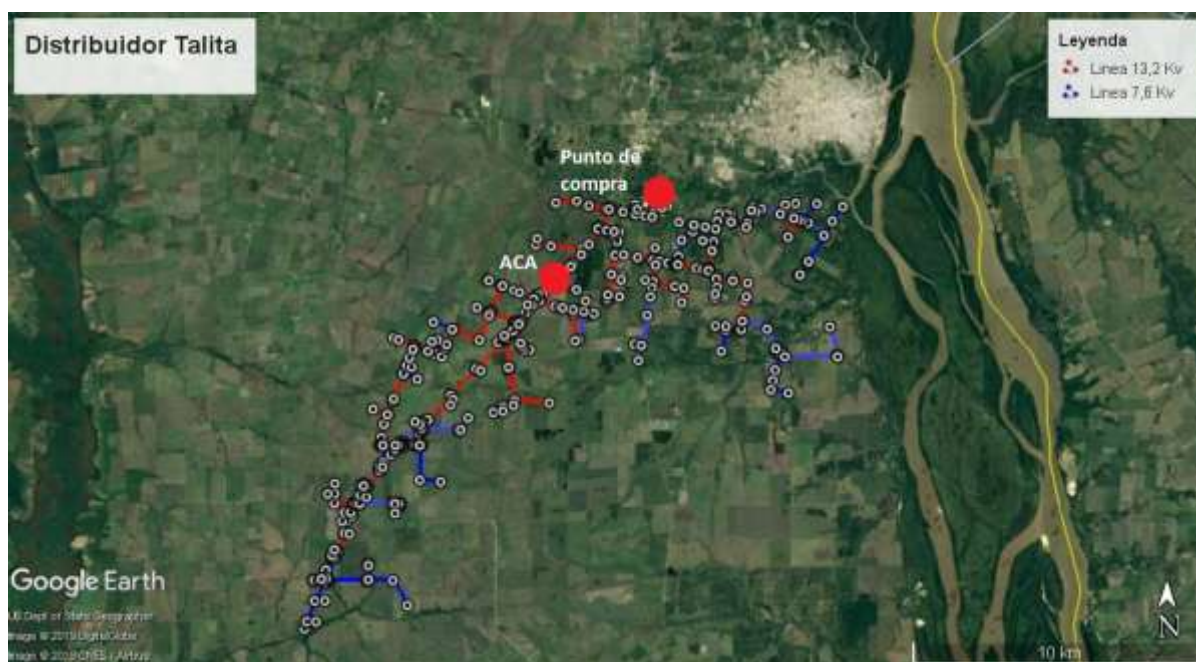


Figura 2 - Distribuidor Tallita

1.2. Situación problemática

Problemática básica

El déficit de energía planteado anteriormente da como resultado dos problemas básicos:

- Caída de tensión y eventuales interrupciones del servicio por sobre cargas en época estival.
- Calidad de servicio desfavorable para los clientes.

Problemática Inmediata

- La Cooperativa demanda la ingeniería, cálculo y proyecto de un parque de Energía Solar Fotovoltaica (en adelante ESFV) del orden de los 500kW.

2 OBJETIVOS, ALCANCES Y PLAN DE TRABAJO

DEMARLENGE, Leylén Magalí

PASCAL, Damián Alejandro

2. Objetivos, alcances y plan de trabajo

ÍNDICE TEMÁTICO

2. Objetivos, alcances y plan de trabajo	2
ÍNDICE TEMÁTICO.....	2
2.1. Objetivos de Ingeniería	3
2.2. Justificación	3
2.3. Alcances	3
2.4. Plan de trabajos	4

2.1. Objetivos de Ingeniería

Objetivos básicos:

- Realizar el diseño y cálculo de un parque fotovoltaico.
- Realizar la respectiva estación elevadora de tensión.
- Utilizar tecnología de fácil implementación y costo razonable.
- Realizar el estudio del costo/beneficio de diferentes alternativas tecnológicas.

Objetivo particular:

- Aumentar en un 50% la capacidad de energía disponible.

2.2. Justificación

Los mayores consumos se dan en horarios diurnos y épocas estivales, coincidentes con las horas de mayor disponibilidad de energía solar, podemos aprovecharla para salvar el pico de consumo que se da en éstas épocas y horarios citados.

Además, al contar con un parque de ESFV se cumpliría con la intención de la Cooperativa de ser pionera en la provincia en la utilización de energías renovables.

Un sistema de producción energética basado en energías renovables es inagotable, no emite gases de efecto invernadero ni gases contaminantes. Una de las fuentes de energía renovable con mayor potencial es la radiación solar. Las instalaciones generadoras fotovoltaicas son aquellas que transforman directamente la radiación solar en energía eléctrica utilizable.

2.3. Alcances

✓ Ingeniería de detalle

- Instalación eléctrica de los paneles fotovoltaicos
- Instalación eléctrica de la estación elevadora de tensión
- Selección de estructuras para el montaje de los paneles fotovoltaicos, teniendo en cuenta la orientación para lograr una posición óptima respecto del aprovechamiento máximo la energía solar.

✓ Cómputo de materiales de cada instalación

✓ Memoria de cálculo

- Selección de la ubicación: se evaluarán las condiciones que debe cumplir el terreno donde irá instalado el parque de ESFV.
- Estudio cualitativo y energético del terreno: se estudiarán las características del terreno seleccionado y el potencial energético del lugar.
- Selección de equipos fotovoltaicos, inversores: se seleccionarán los paneles a utilizar garantizando la tecnología que mejor se adapte a nuestros propósitos, cantidad de paneles a utilizar, el tipo de conexión entre ellos, selección del inversor y cantidad de paneles por inversor.
- Selección de protecciones eléctricas para los paneles.

- Cálculo de conductores, módulo de interconexión
- Selección de la estructura: se adoptará tipo de material a utilizar, geometría de la estructura, tipo de unión y fijación al suelo.
- Cálculo de la estación elevadora de tensión: se definirá el tipo constructivo, la celda de conexión de baja, cálculo de la potencia del transformador a utilizar, selección del transformador, celda de conexión de alta, selección de conductores, selección de protecciones y puesta a tierra.
- Determinación del costo de montaje
- Cálculo de presupuesto y amortización

2.4. Plan de trabajos

PLAN DE ENTREGAS PARCIALES		Plan de Entregas (fechas) para:		
		Rev. 01	Rev. 02	Aprob.
A-Anexo II – PFC-AAXXY- (TITULO-Autores)	1°	07/12/2018	-	19/03/2019
G-PFC-1903A - Carátula-Resumen Ejecutivo-Agradecimientos	8°	23/09/2019		
A-PFC-1903A - Introducción y Situación Problemática - Rev00	2°	19/03/2019	13/05/2019	
B-PFC-1903A - Objetivos-Alcances Plan de Trabajo - Rev00	3°	19/03/2019	13/05/2019	
C-PFC-1903A - Memorias de Cálculo - Rev00	6°	16/09/2019		
D-PFC-1903A - Ingeniería Básica - Rev00	4°	30/07/2019	01/08/2019	
E-PFC-1903A - Ingeniería de Detalles - Rev00	5°	26/08/2019		
F-PFC-1903A - Anexos Complementarios - Rev00	6°	16/09/2019		
I-PFC-1903A - Presentación Para la Defensa-Rev00	7°	23/09/2019		
FECHA ESTIMADA DE PRESENTACIÓN Anexo-III + 1 Cop.Papel + 3 Cop. DVD				30/09/2019
Fecha Defensa Pública				23/10/2019

3 INGENIERÍA BÁSICA

DEMARLENGE, Leylén Magalí

PASCAL, Damián Alejandro

3. Ingeniería Básica

ÍNDICE TEMÁTICO

3. Ingeniería Básica.....	2
ÍNDICE TEMÁTICO.....	2
LISTA DE FIGURAS	2
3.1. Descripción y características generales.....	3
3.2. Normativas de aplicación	3
3.3. Diagrama esquemático y Flujograma	3
3.4. Tecnologías adoptadas	5
3.4.1. Paneles solares FV	6
3.4.2. Estructuras	7
3.4.3. Inversores.....	7
3.4.4. SET.....	8
3.5. Infraestructuras, espacios y ubicación	9
3.6. Conexión de las fuentes.....	9
3.7. Objetivo estimado de producción	10
3.8. Codificación de equipos	10
3.8.1. Nivel 1: Secciones.....	11
3.8.2. Nivel 2: Áreas	11
3.8.3. Nivel 3: Equipo	12

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama esquemático de la producción de energía SFV	4
Figura 2 - Flujograma de la producción de energía SFV	5
Figura 3 - Panel solar fotovoltaico.....	6
Figura 4 - Estructuras fijas	7
Figura 5 - Inversor	8
Figura 6 - Transformador 13,2/0,4 kV	8
Figura 7 - Imagen satelital del parque de ESFV	9
Figura 8 - Esquema de conexión en paralelo	10
Figura 9 - Código de conductores.....	11
Figura 10 - Codificación de protecciones.....	11

3.1. Descripción y características generales

Para la solución de la problemática, y para cumplir con la demanda de la Cooperativa, se proyecta el diseño de un parque solar fotovoltaico que sea capaz de suministrar a la línea de media tensión el 50% de la energía que la Cooperativa compra a ENERSA en ese distribuidor.

Se adopta energía del tipo fotovoltaica, porque además de ser una demanda de la Cooperativa el uso de este tipo de instalación, es más económica y limpia que las energías convencionales y dentro de las energías renovables es de fácil instalación, más económica, de inmediata puesta en marcha, no requiere transporte de materia prima, no produce ruidos significativos y puesto que será instalado en un campo de pradera que no requiere desmonte ni nivelación, el impacto en el ambiente es menor. Cabe destacar que esta tecnología encuentra su potencia pico en las horas próximas al mediodía solar, coincidente con los mayores consumos, momento en el cual repotenciará al distribuidor Talita.

Todo el parque ocupará dos hectáreas. Esta es una desventaja de este tipo de energía por el espacio que requiere. Dentro del predio se ubicarán los paneles, los inversores y la Sub Estación Transformadora (SET). La energía generada en los paneles (CC) se transformará en el inversor en alterna. Los conductores que saldrán de los inversores se unirán en las barras colectoras para terminar su última transformación en la SET, donde dejará de ser baja tensión (380 V) para convertirse en media tensión (13,2 kV) necesaria para poder conectar el parque en paralelo a la red de distribución rural de la Cooperativa.

El alcance del proyecto es la totalidad de la ingeniería eléctrica de cada componente, el estudio de impacto ambiental y el retorno de la inversión.

3.2. Normativas de aplicación

En la provincia de Entre Ríos la única reglamentación referente a generación de energía con fuentes renovables es el Decreto Provincial 4315/2016 “Reglamento para la instalación y uso de pequeñas generaciones de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y sustentables”. Sin embargo, el mismo contempla instalaciones menores a 50 kW quedando fuera de este marco regulatorio la media y macro generación, al mismo tiempo que no contempla la inyección de energía a la red de distribución en media tensión, por lo que el presente proyecto se encuentra en un vacío legal. Para salvar esta situación se toma como referencia la norma internacional VDE 126-1-1, 2006-02.

3.3. Diagrama esquemático y Flujograma

Para facilitar la comprensión del proceso de generación eléctrica FV se presenta a continuación, en la Figura 1, un diagrama esquemático del proceso. En el mismo se puede ver cada etapa, como así también la transformación que sufre la corriente desde continua en muy baja tensión hasta alterna en media tensión.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 30/07/2019 GP 01/08/2019 - 27-8-19	Aprobó:	Página 3 de 12
---------------------------------	----------------------------------------------------	---------	----------------

El proceso comienza con la radiación solar, los fotones de luz que llegan a los paneles FV crean una diferencia de voltaje con la cual se genera corriente continua. Dicha corriente llega a los inversores para ser transformada en corriente alterna. Antes y después de los inversores se disponen unas cajas para las debidas protecciones. Por último, la corriente alterna llega al transformador para elevar su tensión y así poder conectarse a la red eléctrica rural. A partir de aquí la energía eléctrica generada está lista para ser utilizada por los usuarios.

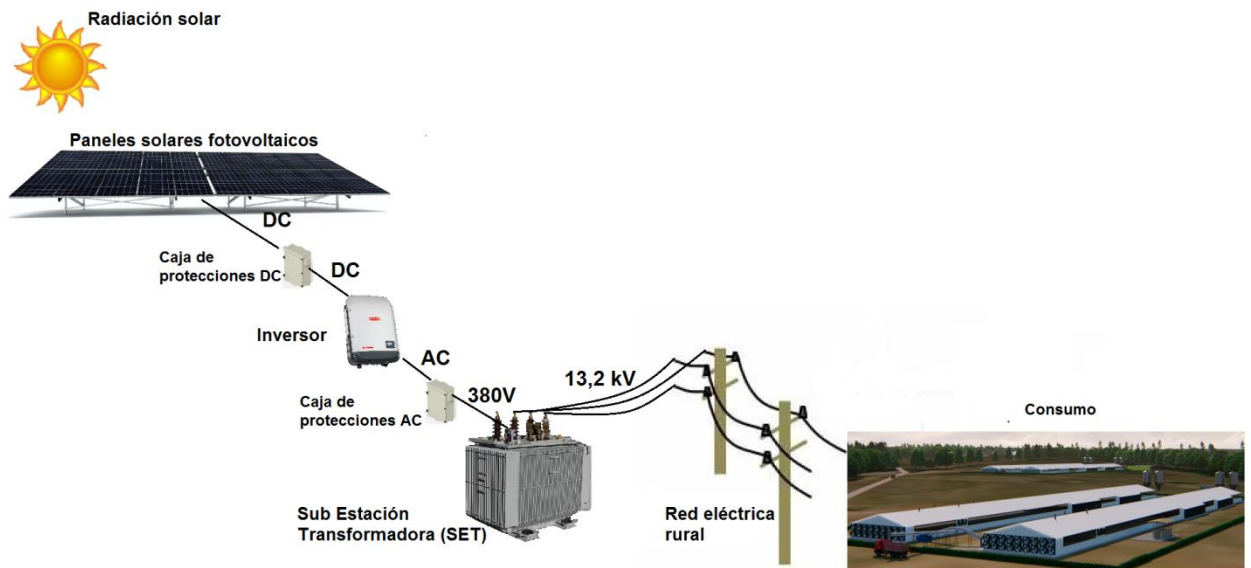


Figura 1 - Diagrama esquemático de la producción de energía SFV

Los consumidores no pueden recibir un 100% de energía proveniente de este parque porque el mismo no genera potencia reactiva, la cual es necesaria para el funcionamiento de máquinas rotativas. Por éste motivo, una parte de la energía (si no es toda) que captan de la red siempre provendrá de fuentes convencionales. Esto se puede ver con mayor claridad en el flujograma de la Figura 2.

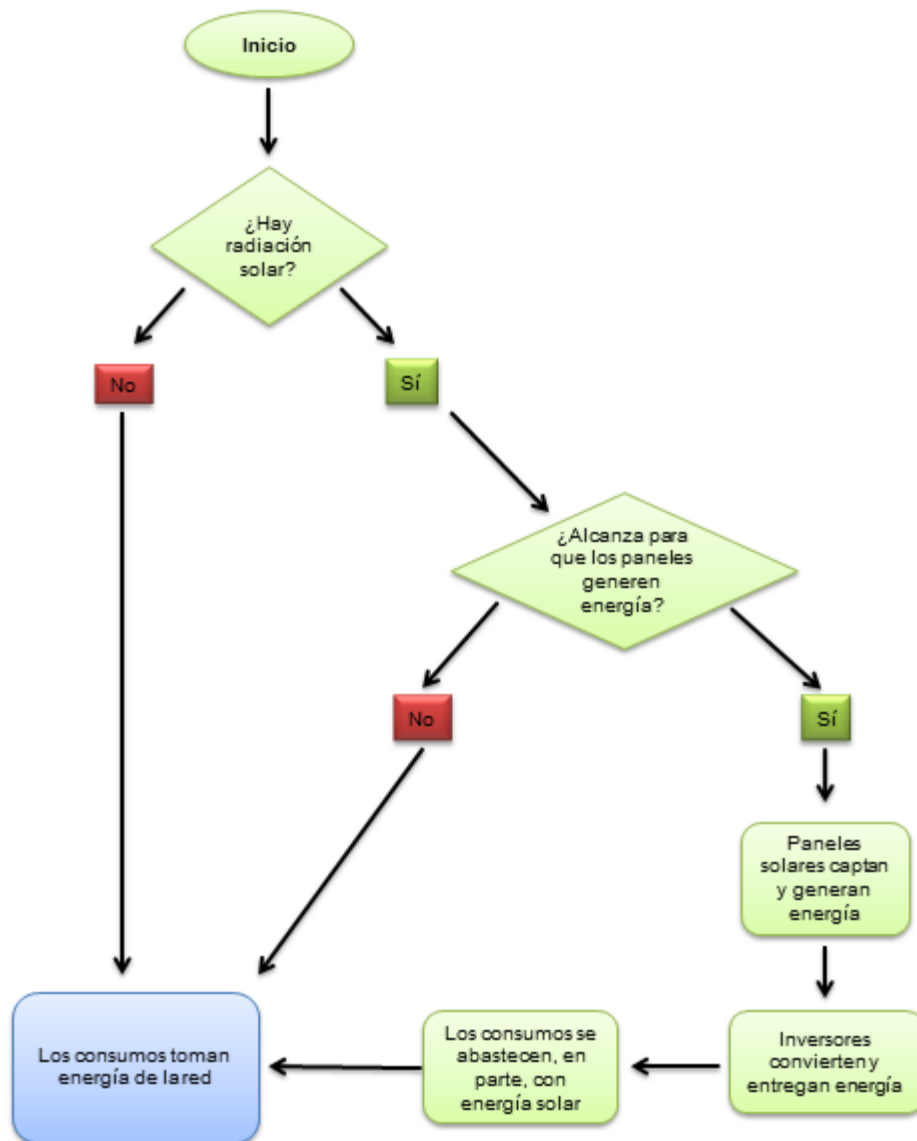


Figura 2 - Flujograma de la producción de energía SFV

3.4. Tecnologías adoptadas

Según la ITC-BT-40, las instalaciones generadoras fotovoltaicas se clasifican en tres grandes grupos:

- Instalaciones generadoras aisladas (Tipo A): se utilizan exclusivamente para alimentar cargas en baja tensión a partir del generador. No existe ninguna conexión con la red de distribución eléctrica. En la mayoría de las ocasiones estas instalaciones necesitan disponer de un sistema de almacenamiento de energía.
- Instalaciones generadoras asistidas (Tipo B): se utilizan exclusivamente para alimentar cargas en baja tensión a partir del generador o a partir de la red de distribución eléctrica, alternativamente, sin que puedan funcionar en paralelo. Una de las fuentes es la preferente para el suministro, mientras que la otra actúa como alimentación de socorro o de apoyo.

- Instalaciones generadoras interconectadas (Tipo C): son aquellas que funcionan normalmente en paralelo con la red de distribución eléctrica. A su vez, estas instalaciones se clasifican en dos tipos:
 - Tipo C1: instalaciones con punto de conexión en la red de distribución eléctrica en baja tensión.
 - Tipo C2: instalaciones con punto de conexión en la red eléctrica de alta tensión. Utilizan para ello un transformador elevador de tensión.

Recordemos que la problemática planteada es repotenciar un final de línea en un sistema de distribución eléctrica rural de media tensión. Por lo que la instalación del generador FV será del tipo C2, ya que el mismo se conectará en paralelo a la red.

A continuación se nombran sus principales componentes:

3.4.1. Paneles solares FV

Existen dos grandes tipos de paneles fotovoltaicos: con celdas de silicio monocristalino y con celdas de silicio policristalino. Los primeros son más eficientes pero, por su tipo de fabricación, son más costosos y su uso es recomendado en climas fríos con presencia de nieve. Los paneles de celdas de silicio policristalino son ligeramente menos eficientes, menos costosos y recomendado para climas templados.

Por el tipo de clima de la zona donde estará ubicado el generador FV se utilizarán paneles solares con celdas de silicio policristalino. El precio de los mismos también ha jugado un papel fundamental a la hora de seleccionar esta tecnología, debido a la cantidad de paneles que serán necesarios.

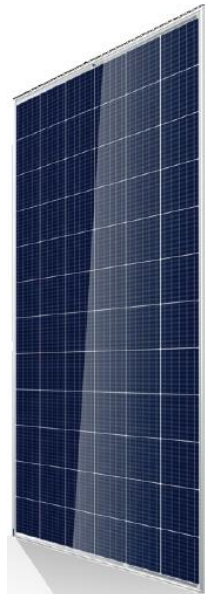


Figura 3 - Panel solar fotovoltaico

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 30/07/2019 GP 01/08/2019 - 27-8-19	Aprobó:	Página 6 de 12
---------------------------------	----------------------------------------------------	---------	----------------

3.4.2. Estructuras

Existen dos tipos de estructuras,

- Estructuras fijas: son sistemas estáticos donde la orientación e inclinación de los módulos se mantiene fija.
- Estructuras con seguimiento del sol: éstas varían la posición de los módulos para aprovechar al máximo la radiación solar. Las mismas requieren un motor y un sistema de posicionamiento solar, lo que eleva su costo considerablemente.

Las estructuras que sostendrán los paneles serán del tipo fijas, por ser más económicas y gracias a la buena radiación presente en esta latitud, no se justifica el gasto de un sistema de seguimiento solar. Las mismas le darán a los paneles la inclinación adecuada y los alejarán del suelo para evitar excesiva suciedad y sombras debidas a la vegetación. Estas estructuras también servirán para montar los inversores y las cajas de protecciones.

La fijación de las estructuras al suelo se hará sobre una base de hormigón (pilotines) diseñados para tal fin, de esta manera nos aseguramos que la fuerza que ejerza el viento sobre los paneles no perjudique el anclaje de los mismos.

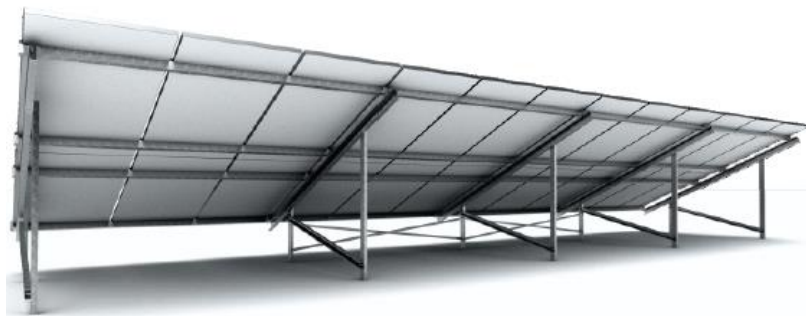


Figura 4 - Estructuras fijas

3.4.3. Inversores

Existen dos tecnologías de inversores:

- Inversores de string: hay múltiples inversores pequeños para varios paneles conectados en serie.
- Inversores centrales: en este caso, se utilizan menos inversores más potentes.

La potencia nominal del inversor central más pequeño disponible en el mercado, supera la potencia proyectada para el generador fotovoltaico de este proyecto, lo que hace que sea necesario un solo inversor central. Esto le quita versatilidad al sistema, ya que si el inversor falla, quedan fuera de servicio todos los paneles y en caso de que unas nubes afecten a algunos módulos FV, baja el rendimiento de todo el parque. Por tal motivo, se decidió utilizar varios inversores del tipo string, esta tecnología permite que en caso de fallas en el inversor se pueda sustituir el mismo. Esto simplifica enormemente las tareas de mantenimiento, sin dejar fuera de servicio una cantidad significativa de paneles. Además, para altas temperaturas ambiente se simplifica enormemente la refrigeración en inversores de string.



Figura 5 - Inversor

3.4.4.SET

La sub-estación transformadora está formada por: el transformador propiamente dicho, los elementos de protección para ambos bornes de conexión, las aparatas de conexión y el sistema de puesta a tierra.

Dentro de los disponibles existen distintos tipos:

- Subterráneas: están situadas bajo el nivel de suelo ya que su principal característica es reducir el espacio y mejorar la visual siendo ideal para zonas urbanas. Como desventajas se destaca que necesitan un sistema de desagote fluvial y un encofrado de mampostería haciéndola costosa.
- Compactas: están situadas dentro de un compartimento que puede ser de material de construcción o envolvente metálicas. Requieren un sistema de celdas de protección y maniobra, aisladas por gas, que reducen las distancias entre los bornes y así las dimensiones finales de toda la SET. Ideales para uso en espacios reducidos o dentro de edificios. Su costo es muy elevado.
- Aéreas: se sitúan en una plataforma elevada amarrada a una o más columnas dependiendo del peso del transformador y las protecciones son aisladas con aire. Por su simple diseño son las SET más económica.

Se hará del tipo aérea biposte por ser esta configuración de uso común de la Cooperativa en zonas rurales. Se utilizará un transformador encargado de elevar la tensión de 380 V a 13,2 kV. El mismo será del tipo IRAM 2250 en baño de aceite con llenado integral.



Figura 6 - Transformador 13,2/0,4 kV

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 30/07/2019 GP 01/08/2019 - 27-8-19	Aprobó:	Página 8 de 12
---------------------------------	----------------------------------------------------	---------	----------------

3.5. Infraestructuras, espacios y ubicación

Para delimitar el predio que ocupará el parque se proyecta colocar un alambrado perimetral del tipo “olímpico” con un portón de acceso, con el fin de evitar el ingreso a toda persona ajena a la empresa y eventuales animales que puedan provocar daño en las instalaciones.

Además será necesario “afirmar” un camino dentro del predio, esto es indispensable para tareas de mantenimiento en días posteriores a una lluvia.

En la Figura 7 se ve una imagen satelital del generador sobre el terreno elegido para su emplazamiento. Este lugar fue seleccionado por diversas razones, entre ellas: es un lugar de fácil acceso, está cerca del mayor consumidor (ACA), es un terreno alto sin arboladas cercanas que le puedan generar sombras, no requiere nivelación ni desmonte; y con respecto a lo técnico se sitúa en un final de línea, lugar estratégico para contrarrestar los efectos de la caída de tensión.



Figura 7 - Imagen satelital del parque de ESFV

3.6. Conexión de las fuentes

Puesto que los inversores trabajan copiando la forma de onda de la red, y no pueden funcionar en ausencia de tensión, serán conectados en paralelo a la misma. Este es el modo de conexión más conveniente ya que es más estable ante ruidos eléctricos y además, en caso de falla de un equipo no interfiere en el normal funcionamiento de los demás.

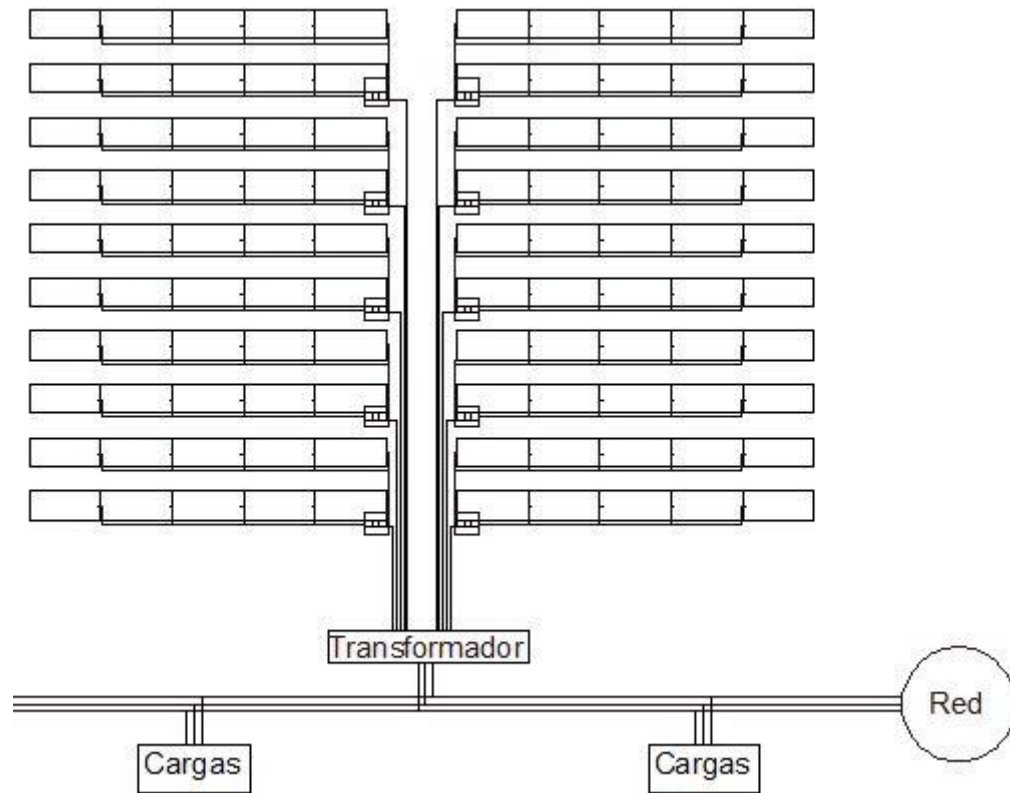


Figura 8 - Esquema de conexión en paralelo

3.7. Objetivo estimado de producción

Como el objetivo que se propuso es generar energía para aumentar en un 50% la disponible en el distribuidor, el parque de ESFV deberá generar 943850 kWh a lo largo de todo el año.

En el siguiente gráfico se pueden ver los valores de energía que se proyecta alcanzar para el año 2020, comparado con el consumo actual del distribuidor. Para realizar esta estimación se tuvo en cuenta el crecimiento demográfico de los últimos años.

3.8. Codificación de equipos

Contar con una estructura de comunicación dentro del proyecto nos permite identificar en cualquier instancia el elemento en cuestión. Una nomenclatura abreviada y única nos permitirá administrar eficientemente cada elemento del proyecto. La codificación del presente será alfanumérica y se hará por niveles. Para los paneles, inversores y estructuras el código nos dará la ubicación geográfica de los equipos en el predio, y los niveles serán: sección / área / equipo / string al que pertenece / inversor al que pertenece. Este código se muestra en la Figura 9.

En la Figura 10 tenemos el código para conductores y en la figura 11 se puede ver el código para protecciones. Algunos equipos que no pertenecen a ninguno de los rubros anteriores, utilizarán el mismo código pero con los 3 primeros niveles.

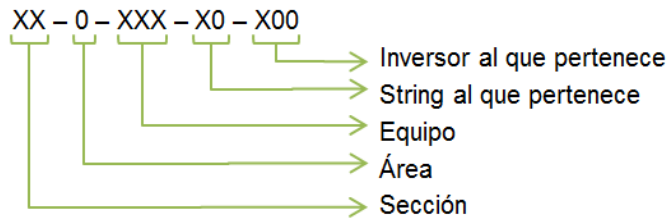


Figura 9 - Código de paneles, inversores y estructuras

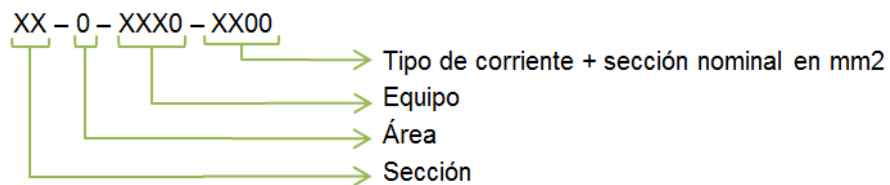


Figura 10 - Código de conductores

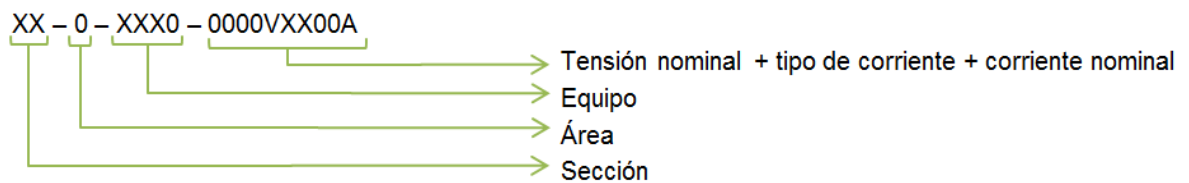


Figura 11 - Codificación de protecciones

3.8.1. Nivel 1: Secciones

La codificación de las secciones se hace mediante dos letras mayúsculas y las mismas son:

- DG: Diseño del generador
- CE: Cálculos eléctricos
- ES: Estructura

3.8.2. Nivel 2: Áreas

Para identificar las áreas se utilizan números, los cuales son:

- 1: Diseño
- 2: Conductores
- 3: Protecciones
- 4: SET
- 5: Puesta a tierra
- 6: Soportes, elementos de fijación, conductos

3.8.3. Nivel 3: Equipo

Los equipos se designan con las iniciales de sus nombres, los principales equipos que han sido nombrados en esta sección son:

PFV: Panel fotovoltaico

I: Inversor

CN1: Caja de nivel 1, que contiene las protecciones de CC

CN2: Caja de nivel 2, que contiene las protecciones de CA

T: Transformador

E: Estructura

4 INGENIERÍA DE DETALLES

DEMARLENGE, Leylén Magalí

PASCAL, Damián Alejandro

4. INGENIERÍA DE DETALLES

ÍNDICE TEMÁTICO

4. INGENIERÍA DE DETALLES	2
ÍNDICE TEMÁTICO.....	2
LISTA DE FIGURAS	3
LISTA DE TABLAS.....	4
4.1. Estudio de factibilidad	6
4.1.1. Referencia a fascículos	6
4.1.2. Energía solar fotovoltaica anual necesaria	6
4.2. Diseño y selección de equipos generadores	6
4.2.1. Paneles fotovoltaicos a utilizar (DG-1-PFV00-S0-100).....	6
4.2.2. Selección de los inversores (DG-1-I00)	8
4.2.3. Cantidad de paneles por inversor	10
4.2.4. Energía total anual generada	10
4.3. Estructuras de soporte de paneles (ES-6-E-S0-100)	10
4.4. Codificación de paneles, inversores y estructuras	11
4.5. Protecciones.....	13
4.5.1. Referencia a fascículos	13
4.5.2. Cajas de protecciones de CC (CE-3-CN100)	13
4.5.3. Caja de protecciones de CA (CE-3-CN200)	15
4.5.4. Codificación de protecciones	17
4.6. Sub estación transformadora (SET).....	18
4.6.1. Referencia a fascículos	18
4.6.2. Transformador (CE-4-T).....	18
4.6.3. Protecciones y apartamentos.....	18
4.6.4. Codificación de la sub estación transformadora (SET).....	21
4.7. Sistemas de puesta a tierra.....	22
4.7.1. Referencia a fascículos	22
4.7.2. Esquema de conexión	22
4.7.3. Diseño de la instalación del sistema de puesta a tierra del generador de ESFV	22
4.7.4. Diseño de la instalación del sistema de puesta a tierra de la sub estación generadora	22
4.7.5. Componentes de los sistemas de puesta a tierra	23
4.7.6. Codificación de los sistemas de puesta a tierra.....	26
4.8. Conductores	27
4.8.1. Conductores CC desde cada string al inversor (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)	27
4.8.2. Conductores CA desde los inversores a la caja de nivel 3 (CE-2-C-CA35)	29
4.8.3. Barras colectoras de la caja de nivel 3 (CE-2-B-CA40x10)	31
4.8.4. Conductores CA desde el transformador a las cajas de nivel 3 (CE-2-C-CA95)	32
4.9. Complementos	34

4.9.1.	Referencia a fascículos	34
4.9.2.	Sistema de control y medición remota	34
4.9.3.	Calle interna	35
4.9.4.	Tejido perimetral.....	35
4.9.5.	Ladrillos y zanjeado.....	35
4.10.	Resultado del estudio económico	35
4.10.1.	Referencia a fascículo.....	35
4.10.2.	Inversión	36
4.10.3.	Retorno de la inversión	36
4.10.4.	Rentabilidad.....	36
4.11.	Resultado del estudio de impacto ambiental (EIA)	37
4.11.1.	Referencia a fascículo.....	37
4.11.2.	Matriz de impacto ambiental	37
4.11.3.	Medidas de mitigación.....	39

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Panel fotovoltaico JINKO (DG-1-PFV00-S0-I00).....	6
Figura 2 - Conexión en serie de manera eficiente de los paneles FV	7
Figura 3 - Inversor FRONIUS (DG-1-I00)	8
Figura 4 - Protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del inversor	8
Figura 5 - Posicionamiento correcto del inversor.....	9
Figura 6 - Fijación de los inversores mediante ménsulas.....	9
Figura 7 - Estructuras para paneles Idero Solar (ES-6-E-S0-I00)	11
Figura 8 - Codificación de inversores.....	12
Figura 9 - Codificación de paneles.....	13
Figura 10 - Caja de nivel 1 GENROD (CE-3-CN100)	14
Figura 11 - Seccionador de corriente continua ZJ BENY (CE-3-S-1200VCC63A)	14
Figura 12 - Fusible de string SIBA (CE-3-F-1000VCC20A).....	15
Figura 13 - Portafusible ZJ BENY (CE-3-PF-1000VCC30A)	15
Figura 14 - Descargador de CC ZJ BENY (CE-3-D-1000VCC).....	15
Figura 15 - Caja de nivel 2 GENROD (CE-3-CN200)	16
Figura 16 - Interruptor diferencial SCHNEIDER (CE-3-ID-CA63A)	16
Figura 17 - Interruptor termomagnético SCHNEIDER (CE-3-ITM-CA40A).....	16
Figura 18 - Descargador de CA SCHNEIDER (CE-3-D-400VCA).....	17
Figura 19 - Transformador TADEO CZERWENY (CE-4-T).....	18
Figura 20 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P1).....	18
Figura 21 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P2).....	19
Figura 22 - Perfil doble T ACINDAR	19
Figura 23 - Seccionador fusible tipo XS FAMEY FAMMI (CE-4-SF-25kVCA100A)	19
Figura 24 - Descargador de óxido de Zinc FAPA (CE-4-D-15kVCA10kA).....	19

Figura 25 - Seccionador fusible tipo APR BRONAL (CE-4-SF-500VCA630A).....	20
Figura 26 - Conductor de cobre desnudo ACINDAR (CE-4-C-CA50)	20
Figura 27 - Jabalinas GENROD (CE-5-J)	23
Figura 28 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C-CC6)	23
Figura 29 - Terminal LCT para conductor de protección de 6mm ² (CE-6-TC6)	24
Figura 30 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C00-CA16).....	24
Figura 31 - Terminal LCT para conductor de puesta a tierra de 16mm ² (CE-6-TC16).....	24
Figura 32 - Bornera de p.a.t. ELENT (CE-5-BPAT-CA20x30)	25
Figura 33 - Barra colectora de puesta a tierra ELECTRO SERTEC (CE-5-BPAT-CA40x10)	25
Figura 34 - Conductor acero-cobre desnudo GENROD (CE-5-C-CA120)	25
Figura 35 - Conductor MARLEW (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)	27
Figura 36 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB63), para conductores DC	28
Figura 37 - Protección contra impactos mecánicos para electroductos de PVC.....	28
Figura 38 - Bandeja perforada SAMET (CE-6-BP)	28
Figura 39 - Conductores MC4 JINKO (CE-2-MC4pp y CE-2-MC4pn).....	29
Figura 40 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA35).....	29
Figura 41 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB110), para conductores CA	30
Figura 42 - Terminal LCT para conductor de 25mm ² (CE-6-TC35)	30
Figura 43 - Barras de fase y neutro ELECTRO SERTEC (CE-2-B-CA40x10)	31
Figura 44 - Caja de nivel 3 GENROD (CE-3-CN3)	32
Figura 45 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA95).....	32
Figura 46 – Malla de peligro eléctrico GIADE (CE-6-M)	33
Figura 47 - Terminal LCT para conductor de 95mm ² (CE-2-TC95)	33
Figura 48 - Terminal LCT para conductor de 50mm ² (CE-2-TC50)	34
Figura 49 - Esquema de conexión del Smart Meter	35

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Codificación de las protecciones de corriente continua	17
Tabla 2 - Codificación de las protecciones de corriente alterna	17
Tabla 3 - Herrajes de la SET.....	21
Tabla 4 - Códigos para transformador, estructuras, postes y conductor de cobre desnudo	21
Tabla 5 - Protecciones del lado de media tensión de la SET	21
Tabla 6 - Protecciones del lado de baja tensión de la SET	21
Tabla 7 - Códigos de jabalinas y conductores de acero-cobre de los sistemas de puesta a tierra.....	26
Tabla 8 - Codificación de los elementos conectados a las borneras de puesta a tierra de la caja de nivel 2	26
Tabla 9 - Codificación de los elementos conectados a la barra de puesta a tierra de la caja de nivel 3	26
Tabla 10 - Codificación de los conductores de string de una caja de nivel 1	29
Tabla 11 - Codificación de conductores CA, tubos de PVC para conductores CA y terminales.....	31
Tabla 12 - Codificación de los conductores de 95mm ² y sus terminales	34

Tabla 13 - Inversión total del parque de ESFV	36
Tabla 14 - Matriz de Impactos Ambientales	38
Tabla 15 - Categoría de impactos negativos	38
Tabla 16 - Categoría de impactos positivos	39

4.1. Estudio de factibilidad

4.1.1. Referencia a fascículos

Para detalles de cálculo, consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, los siguientes fascículos:

5.4.1 “Elección del terreno donde se emplazará el parque”

5.4.2 “Potencial energético del lugar”

5.4.3 “Hora solar pico (HSP)”

5.4.4 “Inclinación de los paneles”

4.1.2. Energía solar fotovoltaica anual necesaria

El parque de energía solar fotovoltaica deberá generar 943,85 *MWh* a lo largo de todo el año.

4.2. Diseño y selección de equipos generadores

4.2.1. Paneles fotovoltaicos a utilizar (DG-1-PFV00-S0-I00)

Los paneles solares seleccionados son de la marca JINKO de 72 celdas de silicio policristalino, como se detalla a continuación:


	PANEL FOTOVOLTAICO	
	MARCA, Modelo	JINKO, JKM315P-72
	Potencia	315 W
	Dimensiones	1956x992x40 mm
	Cantidad a instalar	2000
	Código	DG-1-PFV00-S0-I00

Figura 1 - Panel fotovoltaico JINKO (DG-1-PFV00-S0-I00)

Sus principales características son:

- Alta eficiencia de conservación del módulo, gracias a su innovadora tecnología de producción.
- Resultados con baja irradiación lumínica, gracias al avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula.
- Resistencia en condiciones climáticas adversas: certificado para soportar 2400Pa de viento y cargas de nieve de 5400Pa.
- Resistencia en condiciones ambientales extremas: alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco.
- Certificación IEC 61215 y IEC 61730.

Al momento de su instalación se deben tener en cuenta las recomendaciones del fabricante expuestas en el Manual de Instalación. Entre las cuales se destacan:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 27/08/2019	Aprobó:	Página 6 de 39
---------------------------------	-------------------------	---------	----------------

- Los módulos fotovoltaicos generan electricidad de corriente continua cuando están expuestos a la luz del sol u otras fuentes de luz. El contacto con las piezas del módulo que tengan carga, como pueden ser los terminales, puede provocar quemaduras, chispas y sacudidas eléctricas mortales.
- Los módulos están provistos de un cristal protector frontal. La ruptura de este cristal pone en peligro la seguridad eléctrica (puede originar descargas eléctricas e incendios). Estos módulos no se pueden reparar y deben ser reemplazados de inmediato.
- Para evitar el riesgo de descargas eléctricas o quemaduras, los módulos se cubrirán con un material opaco durante su instalación. Asimismo, la instalación y el mantenimiento de los mismos únicamente deben ser realizados por personal cualificado.
- No tocar los terminales portadores de carga sin guantes. Utilizar herramientas aisladas para las conexiones eléctricas.
- No desconectar ningún módulo mientras esté en plena carga.

4.2.1.1. Cantidad de paneles

Se instalarán un total de 2000 paneles en todo el parque. Para detalles de cálculo consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, los fascículos:

5.5.2 “Número de paneles fotovoltaicos necesarios” y

5.5.5.4 “Verificación y determinación de condiciones nominales de operación”

Además de los paneles a instalar, se debe tener un stock de repuestos para poder cambiar los equipos que se rompan. Es por esto que habrá 200 paneles en stock. El cálculo de los stock de repuestos se puede consultar en el capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

4.2.1.2. Conexionado

Para aprovechar la longitud de los conductores propios de los paneles, la conexión en serie de los mismos se hará como se muestra en la Figura 2. De esta manera se reduce la cantidad de conductores a utilizar para conectar los paneles al inversor.

La conexión entre paneles se hace mediante los conectores MC4 que vienen incluidos.

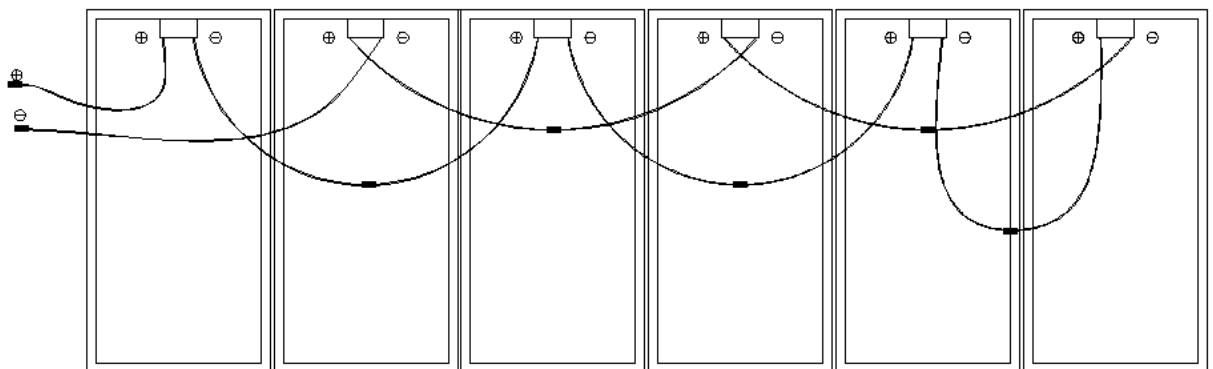


Figura 2 - Conexión en serie de manera eficiente de los paneles FV

4.2.2. Selección de los inversores (DG-1-I00)

Los inversores a utilizar son de la marca Fronius, detallados a continuación:

	INVERSOR	
	MARCA, Modelo	FRONIUS, Eco 27.0-3-S
	Potencia	27000 W
	Dimensiones	725x510x225 mm
	Cantidad a instalar	20
	Código	DG-1-I00

Figura 3 - Inversor FRONIUS (DG-1-I00)

Sus principales ventajas son:

- Alta potencia pico.
- Tamaño y peso reducido.
- Protección IP66.
- Instalación rápida y sencilla
- Portafusibles y protección contra sobretensiones integrado
- Comunicación de datos integrada.
- Seguimiento.

4.2.2.1. Cantidad de inversores

Se instalarán 20 inversores. Para detalles de cálculo, consultar capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.5.4 “Número de inversores necesarios”.

Como el diseño de estos inversores permite que se intercambien los equipos de forma rápida en caso de falla del mismo, se prevé un stock de 2 paneles para repuesto. El cálculo de los stock de repuestos se puede consultar en el capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

4.2.2.2. Fijación de inversores

Para fijar correctamente los inversores, se tiene en cuenta el manual de instalación de Fronius, páginas 41 y 44.

Como se puede ver en la Figura 4, los inversores pueden soportar perfectamente la lluvia porque cuentan con protección IP66. Sin embargo, los mismos deben estar protegidos del sol directo porque las altas temperaturas afectan su buen funcionamiento. También deben estar protegidos de gases tóxicos que puedan afectar su rendimiento.

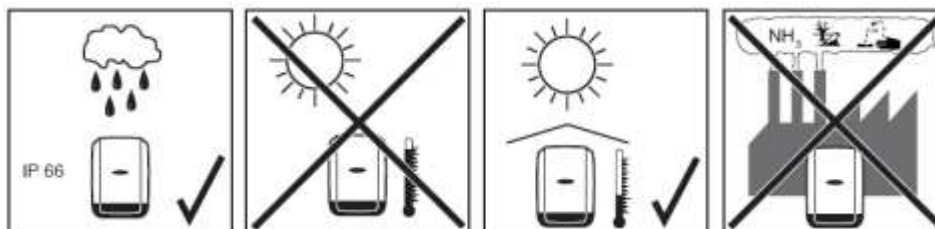


Figura 4 - Protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del inversor

En la Figura 5, se puede ver el posicionamiento correcto que debe tener el inversor a la hora de su fijación.



Figura 5 - Posicionamiento correcto del inversor

Tanto los inversores como las cajas de nivel 1 y 2 (detalladas más adelante en el apartado 4.5.2 y 4.5.3) estarán ubicados debajo de los paneles, fijados en la estructura. De esta manera se los protegerá del sol y la lluvia directa. La fijación de los mismos se debe hacer con ménsulas como se muestra a continuación.

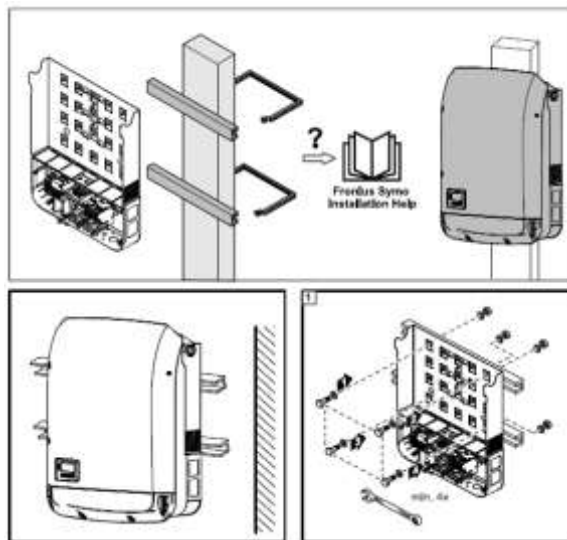


Figura 6 - Fijación de los inversores mediante ménsulas

4.2.3. Cantidad de paneles por inversor

Irán conectados 20 paneles en serie, formando lo que se denomina un “string” (ver definición en Anexo B – Definiciones y glosario, capítulo 8.2.1.5). En cada inversor se conectarán 5 strings.

Para detalles de cálculo, consultar capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.5.5 “Cantidad de paneles fotovoltaicos por inversor”.

4.2.4. Energía total anual generada

La potencia solar fotovoltaica a instalar será de 630 kW, que en el transcurso de un año generará una energía de 1160,1 $\frac{MWh}{año}$.

Para tener disponible esta energía la mayor cantidad de tiempo posible, se garantizan 6 horas de sol en torno al mediodía sin que se proyecten sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Es por esto que la distancia entre filas de módulos deberá ser de 4 metros.

Para detalles de cálculo, consultar capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículos:

5.5.6 “Potencia solar fotovoltaica a instalar”

5.5.7 “Energía total anual generada”

5.5.8 “Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos”

4.3. Estructuras de soporte de paneles (ES-6-E-S0-I00)

Las estructuras fueron seleccionadas de la marca Idero Solar, la misma es una empresa nacional que se dedica a la fabricación de estructuras metálicas para paneles diseñadas para soportar las cargas aplicando el REGLAMENTO CIRSOC. Las estructuras cuentan con una protección superficial denominada Magnelis®, que es una aleación especial de magnesio, aluminio y zinc. El Magnelis® genera una resistencia al intemperismo de 3 a 8 veces superior al acero galvanizado en caliente estándar y los aceros pre-galvanizados. Una de las principales propiedades de este recubrimiento, es su capacidad para curarse por sí mismo en los bordes cortados, donde típicamente comienza la corrosión.

Las estructuras se fijarán al suelo mediante pilotes de hormigón de sección cuadrada, de 0,65 m de lado y 0,7 m de profundidad.

Se utilizarán 100 estructuras fijas con las características antes mencionadas. En cada estructura se colocarán 20 paneles, que formarán un string. Es por esto, que la codificación de las mismas designa el string y el inversor al que pertenecen los paneles que ella contiene. Las estructuras servirán también como soporte de los inversores y las cajas que contendrán las protecciones.

Para facilitar las tareas de mantenimiento, se colocarán dos inversores juntos con sus cajas de protecciones correspondientes. Los mismos estarán ubicados en las estructuras que pertenecen a los inversores pares y que se encuentren en el extremo interno (es decir que el inversor 1 y 2 estarán en la

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 27/08/2019	Aprobó:	Página 10 de 39
---------------------------------	-------------------------	---------	-----------------

estructura ES-6-E-S5-I02, los inversores 3 y 4 estarán en la estructura ES-6-E-S5-I04, y así sucesivamente).


	ESTRUCTURA	
	MARCA, Modelo	IDERO SOLAR, X-20
	Denominación	L1630
	Longitud	10360 mm
	Cantidad	100
	Código	ES-6-E-S0-I00

Figura 7 - Estructuras para paneles Idero Solar (ES-6-E-S0-I00)

4.4. Codificación de paneles, inversores y estructuras

En la Figura 8, se puede ver el sistema de codificación de los inversores. Los mismos se codificarán de izquierda a derecha y de norte a sur. Comenzando con el código DG-1-I01 hasta el DG-1-I20.

Los paneles se codificarán tomando como referencia la vista frontal de los módulos, de izquierda a derecha y de norte a sur. Cada inversor posee 5 strings con 20 paneles cada uno, por lo que el sistema de codificación de los paneles determina a qué string y a qué inversor pertenece el mismo.

Comenzando por el panel DG-1-PFV01-S1-I01 al DG-1-PFV20-S5-I01, para el primer inversor y del DG-1-PFV01-S1-I20 al DG-1-PFV20-S5-I20, para el último inversor. Es decir que todos los módulos tendrán la misma codificación de los paneles que contienen, pero estos tendrán un código único debido a que se encuentran incluidos en diferentes inversores. Para aclarar lo mencionado, se muestra el sistema de codificación de un módulo en la Figura 9.

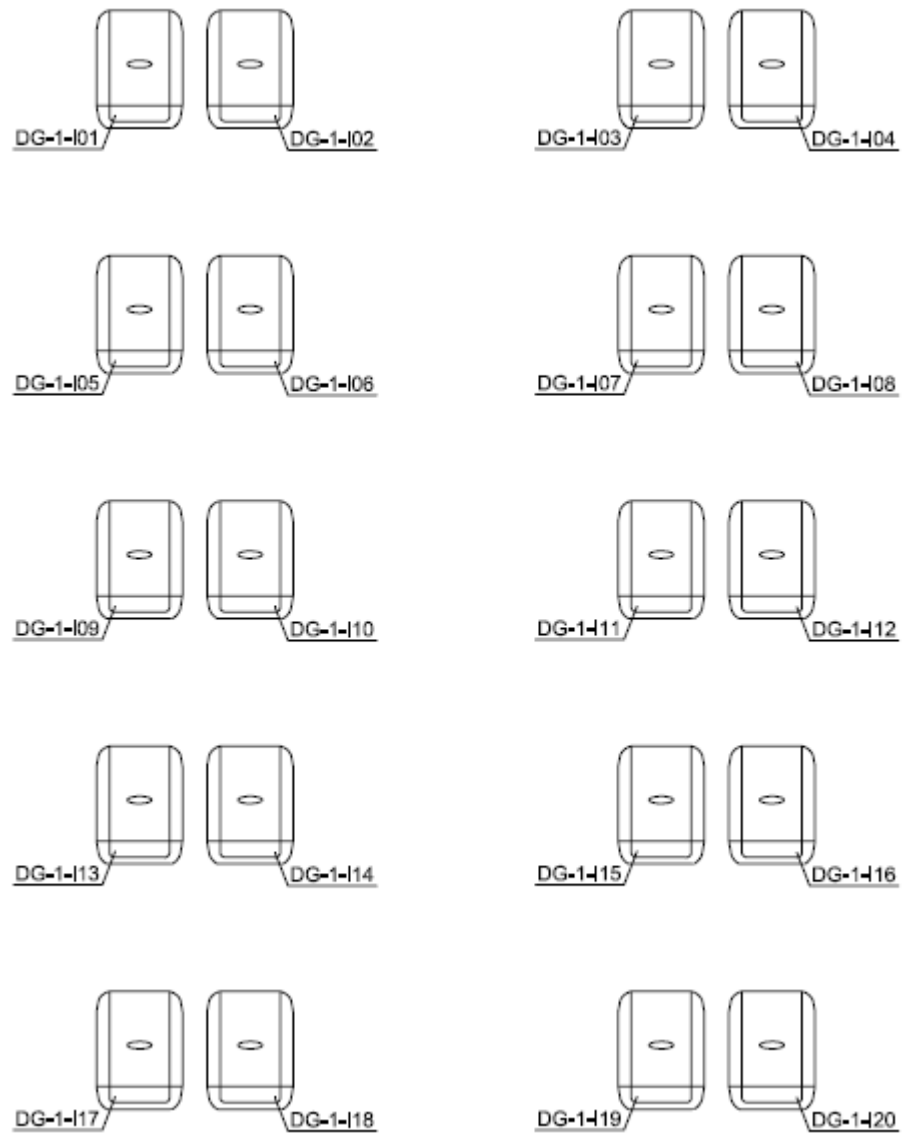


Figura 8 - Codificación de inversores



Figura 9 - Codificación de paneles

La codificación de las estructuras se realiza de manera similar a la de los paneles, es decir de izquierda a derecha y de norte a sur. Cada estructura contendrá un string, por lo que la Figura 9 muestra la estructura ES-6-E-S1-I01.

4.5. Protecciones

En baja tensión, el generador fotovoltaico requiere protecciones para el lado de corriente continua, que irán alojadas en las denominadas cajas de nivel 1; y para el lado de corriente alterna, que se alojarán en las cajas de nivel 2.

Para ver detalles sobre la instalación consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.1 “Diseño de la instalación eléctrica” y plano n° 1903A-E-10-B-A.

4.5.1. Referencia a fascículos

Para detalles de cálculo, consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, los siguientes fascículos:

5.6.8 “Determinación de las protecciones” y

5.6.9. “Selección de las protecciones”

4.5.2. Cajas de protecciones de CC (CE-3-CN100)

Las protecciones del lado de corriente continua son seccionadores, fusibles de string y descargadores de sobretensión. Tanto los seccionadores como los fusibles se alojarán en las cajas denominadas de nivel 1, mientras que los descargadores de sobretensión irán alojados en el inversor (en un espacio destinado para ellos) por cuestiones de facilidad en la conexión.

Se utilizarán 10 cajas de nivel 1, puesto que las mismas contendrán las protecciones del lado de corriente continua de dos inversores. Si bien estas cajas, estarán resguardadas del sol y lluvia directos por encontrarse detrás de los paneles, la misma deberá ser de clase IP 55 por estar ubicada al aire libre.

Se selecciona una caja de la marca GENROD modelo CCTV de 450x600x225 mm.


	CAJA DE NIVEL 1	
	MARCA, Modelo	GENROD, cctv
	Dimensiones	450x600x225 mm
	Clase	IP 55
	Cantidad	10
	Código	CE-3-CN100

Figura 10 - Caja de nivel 1 GENROD (CE-3-CN100)

4.5.2.1. Seccionadores de CC (CE-3-S-1200VCC63A)

Se adopta un seccionador de CC por cada string para abrir el circuito en caso de ser necesario. Es decir que, habrá 5 seccionadores de CC por cada inversor. Se utilizarán seccionadores de la marca ZJ BENY modelo BB1H-63 de 1200 V y 63 A.

Se prevé 10 seccionadores para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.


	SECCIONADOR CC	
	MARCA, Modelo	ZJ BENY, BB1H-63
	Cantidad de polos	2
	Tipo de corriente	CC
	Corriente nominal	63 A
	Tensión nominal	1200 V
	Cantidad a instalar	100
	Código	CE-3-S-1200VCC63A

Figura 11 - Seccionador de corriente continua ZJ BENY (CE-3-S-1200VCC63A)

4.5.2.2. Fusibles de CC (CE-3-F-1000VCC20A) y Portafusibles (CE-3-PF-1000VCC30A)

Se adopta un fusible por cada conductor positivo de CC para evitar las posibles sobrecargas, con su respectivo portafusible. Se utilizarán 5 fusibles con sus portafusibles por cada inversor. Se prevé 10 fusibles para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

Se seleccionan fusibles de marca SIBA URZ de 20 A / 1000 V DC.


	FUSIBLE DE STRING	
	MARCA, Modelo	SIBA, URZ
	Tipo de corriente	CC
	Tensión nominal	1000 V
	Corriente nominal	20 A
	Cantidad a instalar	100
	Código	CE-3-F-1000VCC20A

Figura 12 - Fusible de string SIBA (CE-3-F-1000VCC20A)

El portafusible se seleccionará de marca ZJ BENY modelo BR-30, como marca reconocida para componentes de corriente continua y presente en el mercado nacional.


	PORTAFUSIBLE	
	MARCA, Modelo	ZJ BENY, BR-30
	Tipo de corriente	CC
	Tensión nominal	1000 V
	Corriente nominal	30 A
	Cantidad a instalar	100
	Código	CE-3-PF-1000VCC30A

Figura 13 - Portafusible ZJ BENY (CE-3-PF-1000VCC30A)

4.5.2.3. Descargador de CC (CE-3-D-1000VCC)

Se adopta un descargador monofásico del lado de corriente continua por cada inversor. Serán necesarios 20 descargadores de sobre tensión en total. Se prevé 2 descargadores para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

Se selecciona un descargador monofásico de dos polos marca ZJ BENY modelo BUD-40/30, de 1000 V de tensión nominal.


	DESCARGADOR DE CC	
	MARCA, Modelo	ZJ BENY, BUD-40/30
	Cantidad de polos	3
	Tipo de corriente	DC
	Tensión nominal	1000 V
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-3-D-1000VCC

Figura 14 - Descargador de CC ZJ BENY (CE-3-D-1000VCC)

4.5.3. Caja de protecciones de CA (CE-3-CN200)

Para las protecciones del lado de alterna, se dispondrán 10 cajas de nivel 2, cada una colectando las salidas de 2 inversores y estarán ubicadas contiguas a los mismos. En estas cajas irán los descargadores de sobretensión, un interruptor termomagnético y un interruptor diferencial.

La caja seleccionada es de la marca GENROD de idénticas características y tamaño que la caja de nivel 1.


	CAJA DE NIVEL 2	
	MARCA, Modelo	GENROD, cctv
	Dimensiones	450x600x225 mm
	Clase	IP 55
	Cantidad	10
	Código	CE-3-CN200

Figura 15 - Caja de nivel 2 GENROD (CE-3-CN200)

4.5.3.1. Interruptor diferencial (CE3-ID-CA63A)

Se adopta un interruptor diferencial para cada inversor. Se utilizarán, en total, 20 interruptores diferenciales. Se prevé 2 interruptores diferenciales para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

Se selecciona una protección diferencial de la marca SCHNEIDER modelo Acti 9 iID de cuatro polos y corriente nominal de 63 A.


	INTERRUPTOR DIFERENCIAL	
	MARCA, Modelo	SCHNEIDER, Acti 9 iID
	Cantidad de polos	4
	Tipo de corriente	CA
	Corriente nominal	63 A
	Cantidad a instalar	20
Código	CE-3-ID-CA63A	

Figura 16 - Interruptor diferencial SCHNEIDER (CE-3-ID-CA63A)

4.5.3.2. Interruptor termomagnético (CE-3-ITM-CA40A)

Se adopta un interruptor termomagnético para cada inversor, siendo necesarios 20 en total. Se prevé 2 interruptores termomagnéticos para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

Se selecciona una protección termomagnética de la marca SCHNEIDER modelo Domae MCB de cuatro polos y corriente nominal de 40 A.


	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO	
	MARCA, Modelo	SCHNEIDER, Domae MCB
	Cantidad de polos	4
	Tipo de corriente	CA
	Corriente nominal	40 A
	Cantidad a instalar	20
Código	CE-3-ITM-CA40A	

Figura 17 - Interruptor termomagnético SCHNEIDER (CE-3-ITM-CA40A)

4.5.3.3. Descargador de CA (CE-3-D-400VCA)

Se adopta un descargador trifásico del lado de corriente alterna por cada inversor. Serán necesarios 20 descargadores de sobre tensión en total. Se prevé 2 descargadores para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.

Se seleccionarán de la marca SCHNEIDER modelo Acti 9 iQuick PRD, de 400 V de tensión nominal.


	DESCARGADOR DE CA	
	MARCA, Modelo	SCHNEIDER, Acti 9 i Quick
	Cantidad de polos	4
	Tipo de corriente	CA
	Tensión nominal	40 A
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-3-D-400VCA

Figura 18 - Descargador de CA SCHNEIDER (CE-3-D-400VCA)

4.5.4. Codificación de protecciones

El sistema de codificación de las protecciones tiene 4 niveles, sección / área / equipo / tensión nominal + tipo de corriente + corriente nominal. Si las protecciones no se seleccionan por corriente o por tensión, puede que no tengan este dato en su último nivel.

La codificación de las cajas de nivel 1 comienza con el código CE-3-CN101 para la primera caja, y finaliza con el código CE-3-CN110. Todas las cajas de nivel 1, contendrán en su interior la misma cantidad de protecciones. En la Tabla 1 se muestra la codificación de las protecciones de corriente continua.

Como se dijo anteriormente, los descargadores de sobretensión de corriente continua no están ubicados en las cajas de nivel 1 sino en los inversores. Por esto, no se muestran en la Tabla 1.

Caja de nivel 1	Ítem	Cantidad	Código
CE-3-CN101	Seccionador CC	10	CE-3-S-1200VCC63A
	Porta fusible	10	CE-3-PF-1000VCC30A
	Fusible	10	CE-3-F-1000VCC20A

Tabla 1 - Codificación de las protecciones de corriente continua

La codificación de las cajas de nivel 2 comienza con el código CE-3-CN201 y finaliza con CE-3-CN210. En la Tabla 2 se muestra la codificación de las protecciones de corriente alterna.

Caja de nivel 2	Ítem	Cantidad	Código
CE-3-CN201	Interruptor termomagnético	2	CE-3-ITM-CA40A
	Interruptor diferencial	2	CE-3-ID-CA63A
	Descargador CA	2	CE-3-D-400VCA

Tabla 2 - Codificación de las protecciones de corriente alterna

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 27/08/2019	Aprobó:	Página 17 de 39
---------------------------------	-------------------------	---------	-----------------

4.6. Sub estación transformadora (SET)

La sub estación transformadora será del tipo constructivo aéreo biposte con plataforma, según plano n° 1903A-E-2-B-A y 1903A-E-4-B-A Anexo D – Planos.

4.6.1.Referencia a fascículos

Todos los detalles de cálculo, diseño, selección, etc, se pueden consultar en el capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.8 “Sub estación transformadora (SET)”.

4.6.2.Transformador (CE-4-T)

Se adopta un transformador de 630 kVA, el mismo será de la marca Tadeo Czerweny IRAM 2250 Relación 13,2 ±2x2,5% / 0,4 kV.


	TRANSFORMADOR	
	MARCA, Modelo	TADEO CZERWENY, IRAM 2250
	Relación	13,2 ±2x2,5% / 0,4 kV
	Potencia	630 kVA
	Cantidad	1
	Código	CE-4-T

Figura 19 - Transformador TADEO CZERWENY (CE-4-T)

4.6.3.Protecciones y aparamentas

4.6.3.1. Postes de hormigón armado (CE-4-P1 y CE-4-P2)

El tipo constructivo seleccionado, denominado por la Cooperativa “TC 35 H°A° - puesto de transformación trifásico sobre plataforma de hormigón armado”, consta de dos postes, uno de los cuales es de mayor longitud que el otro para vincular el transformador con la línea rural.

Los postes seleccionados son de la marca PREAR y sus principales características se detallan en las figuras 20 y 21.


	POSTE 1	
	MARCA, Modelo	PREAR, 9m / R1800
	Longitud	9 m
	Rotura	1800 daN
	Cantidad	1
	Código	CE-4-P1

Figura 20 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P1)

	POSTE 2	
	MARCA, Modelo	PREAR, 7m / R1200
	Longitud	7 m
	Rotura	1200 daN
	Cantidad	1
	Código	CE-4-P2

Figura 21 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P2)

4.6.3.2. Plataforma para apoyo del transformador (CE-4-E)

Esta plataforma se fabrica según Anexo D – Planos, plano n° 1903A-ES-3-B-A, con perfil normal doble T. Los perfiles seleccionados son de marca ACINDAR con las siguientes características:


	PERFIL DOBLE T	
	MARCA, Modelo	ACINDAR, I.P.N
	Tamaño	IPN 140
	Largo	2,5 m
	Cantidad	2

Figura 22 - Perfil doble T ACINDAR

4.6.3.3. Seccionador fusible tipo XS (CE-4-SF-25kVCA100A)

Se colocará un seccionador fusible por fase, en el lado de media tensión. Los mismos están encargados de abrir la vinculación entre el transformador y la línea. Se seleccionan de la marca FAMEY FAMMI.


	SECCIONADOR FUSIBLE XS	
	MARCA, Modelo	FAMEY FAMMI, 89031
	Tensión nominal	25 kV
	Corriente nominal	100 A
	Cantidad	3
	Código	CE-4-SF-25kVCA100A

Figura 23 - Seccionador fusible tipo XS FAMEY FAMMI (CE-4-SF-25kVCA100A)

4.6.3.4. Descargador de óxido de zinc con deslingador (CE-4-D-15kVCA10kA)

Son necesarios 3 descargadores en el lado de media tensión, uno por fase. Éstos tienen como función drenar las sobrecorrientes que pueden originarse en la línea. Se seleccionan de la marca FAPA y sus principales características se detallan en la Figura 24.

	DESCARGADOR CON DESLINGADOR	
	MARCA, Modelo	FAPA, DBOZn
	Tensión nominal	15 kV
	Corriente nominal	10 kA
	Cantidad	3
	Código	CE-4-D-15kVCA10kA

Figura 24 - Descargador de óxido de Zinc FAPA (CE-4-D-15kVCA10kA)

4.6.3.5. Seccionador fusibles APR (CE-4-SF-500VCA630A)

En el lado de baja tensión se colocará un seccionador fusible por cada entrada al transformador, como tenemos 3 entradas por fase, son necesarios 9 seccionadores. Los mismos están encargados de abrir la vinculación entre el transformador y el generador fotovoltaico. Se seleccionan seccionadores de la marca BRONAL, con las características siguientes:

	SECCIONADOR FUSIBLE APR	
	MARCA, Modelo	BRONAL,
	Tensión nominal	500 V
	Corriente nominal	630 A
	Cantidad	9
	Código	CE-4-SF-500VCA630A

Figura 25 - Seccionador fusible tipo APR BRONAL (CE-4-SF-500VCA630A)

4.6.3.6. Conductor de cobre desnudo (CE-4-C-CA50)

El mismo es necesario para conectar los electrodos de puesta a tierra con las masas metálicas de la estructura, la cuba del transformador y la salida de los descargadores. Se seleccionarán de la marca GENROD.


	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO DE 50 mm ²	
	MARCA, Modelo	GENROD, AC C50
	Sección	50 mm ²
	Largo	50 m
	Cantidad	10 m
	Código	CE-4-C-CA50

Figura 26 - Conductor de cobre desnudo ACINDAR (CE-4-C-CA50)

4.6.3.7. Herrajes

Los herrajes son todos aquellos elementos que componen la SET que pueden servir tanto para conectar el transformador a la línea rural, como para fijar los conductores y elementos de protección.

Los mismos se detallan en la Tabla 3 por tratarse de elementos de uso frecuente en la Cooperativa, mucho de los mismos no tienen marca comercial o se hacen en metalúrgicas de la zona.

Herraje	Cantidad	Unidad
Soporte seccionador fusible BT PNU 8 x 850 mm	3	pieza
Abrazaderas de 2 sectores tipo "I" con 4 bulones MN 64	2	pieza
Perfil ángulo "L" galvanizado 31.7 x 31.7 x 3.2 mm x 3 m	2	pieza
Abrazaderas de 2 sectores tipo "D" con 4 bulones MN 60	5	pieza
Caño flexible de polietileno de 1/2"	12	m
Terminal de identar de Cu estañado de 50 mm ²	4	pieza
Conector bifilar abulonado monometálico Al/ 16-120/16/19 mm ²	3	pieza
Morceto de conexión de bronce para 50 mm ²	8	pieza
Bulon de 5/8" x 125 mm	1	pieza
Bulon MN 49	2	pieza
Bulon MN 48	8	pieza
Abrazadera 2 sectores tipo "A" con bulon MN 60	4	pieza
Brazo recto MN 41	3	pieza
Cruceta galvanizada	1	pieza

Tabla 3 - Herrajes de la SET

4.6.4.Codificación de la sub estación transformadora (SET)

En la siguiente tabla se detalla la codificación del transformador, los postes, la estructura y el conductor desnudo:

Trasformador	Plataforma para apoyo del transformador	Postes de hormigónarmado	Conductor de cobre desnudo
CE-4-T	CE-4-E	CE-4-P1 CE-4-P2	CE-4-C-CA50

Tabla 4 - Códigos para transformador, estructuras, postes y conductor de cobre desnudo

Las protecciones del lado de media tensión se detallan en la tabla de la Tabla 5. Mientras que las protecciones de baja tensión se muestran en la tabla de la Tabla 6.

Protecciones de media tensión	Cantidad	Código
Seccionador fusible XS	3	CE-4-SF-25kVCA100A
Descargador con deslingador	3	CE-4-D-15kVCA10kA

Tabla 5 - Protecciones del lado de media tensión de la SET

Protección de baja tensión	Cantidad	Código
Seccionador fusible APR	9	CE-4-SF-25kVCA630A

Tabla 6 - Protecciones del lado de baja tensión de la SET

4.7. Sistemas de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra cumple con lo establecido con la norma IRAM 2281 y los requerimientos de la reglamentación AEA 90364 – Sección 771 en su parte 7.

4.7.1.Referencia a fascículos

Todos los detalles de cálculo, diseño, selección, etc., se pueden consultar en el capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.9 “Sistemas de puesta a tierra”.

4.7.2.Esquema de conexión

Se utilizará para todo el parque un sistema TN-S para que todas las tomas de tierra, neutros y masas de la generación se vinculen a una toma de tierra independiente a las realizadas para la red de la Cooperativa.

4.7.3. Diseño de la instalación del sistema de puesta a tierra del generador de ESFV

Se hará mediante una malla de conductor de cobre desnudo y jabalinas, de forma de lograr una resistencia de puesta a tierra menor a 2Ω .

Los electrodos serán de acero-cobre de 3 m de longitud y 14,6 mm (5/8”) según Norma IRAM 2310. Las uniones del conductor de los electrodos de puesta a tierra se harán por el método exotérmico.

Se adopta un sistema de malla en forma de cuadrículas de 6x12 m ubicada a 0,5 m de profundidad, con una separación entre conductores de 3 m. Se utilizarán 6 electrodos de 3 m de longitud cada uno, ubicados a 6 m entre sí.

La misma estará ubicada en la cercanía de la caja de nivel 3, a aproximadamente a 30 m del sistema de puesta a tierra de la SET para que no interfiera con ésta.

Los sistemas de puesta a tierra con sus medidas y ubicación en el predio, se pueden ver en el plano n° 1903A-E-11-B-A del Anexo D – Planos.

4.7.4. Diseño de la instalación del sistema de puesta a tierra de la sub estación generadora

Se hará mediante una malla de conductor de cobre desnudo y jabalinas, de forma de lograr una resistencia de puesta a tierra menor a 1Ω .

Los electrodos serán de acero-cobre de 3 m de longitud y 14,6 mm (5/8”) según Norma IRAM 2310. Las uniones del conductor de los electrodos de puesta a tierra se harán por el método exotérmico.

Se adopta un sistema de malla en forma de cuadrículas de 15x25 m ubicada a 0,5 m de profundidad, con una separación entre conductores de 5 m. Se utilizarán 12 electrodos de 3 m de longitud cada uno, ubicados a 5 m entre sí (algunos tendrán una separación mayor).

La misma estará ubicada debajo de la Sub Estación Transformadora.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 27/08/2019	Aprobó:	Página 22 de 39
---------------------------------	-------------------------	---------	-----------------

Los sistemas de puesta a tierra con sus medidas y ubicación en el predio, se pueden ver en el plano n° 1903A-E-11-B-A del Anexo D – Planos.

4.7.5. Componentes de los sistemas de puesta a tierra

Ambos sistemas de puesta a tierra llevarán los mismos componentes, a menos que se indique lo contrario.

4.7.5.1. Jabalinas (CE-5-J)

Se adoptan jabalinas de la marca GENROD de acero-cobre de 3 m de longitud y 5/8" de diámetro, fabricada bajo la Norma IRAM 2309.

JABALINAS	
MARCA, Modelo	GENROD, JC1630
Denominación	L1630
Sección	5/8" = 12,6 mm
Longitud	3 m
Cantidad	18
Código	CE-5-J

Figura 27 - Jabalinas GENROD (CE-5-J)

4.7.5.2. Conductores de protección y puesta a tierra, terminales

Estos conductores son los que irán desde las masas metálicas hasta la caja de nivel 3, donde se conectarán en una barra colectora especial para puesta a tierra.

Los conductores para las protecciones de corriente continua serán de 6 mm² al igual que la sección del conductor que se utiliza en esa parte del circuito. Los mismos irán desde la caja de nivel 1 y de los descargadores a la caja de nivel 2, y cuentan con las siguientes características:

CONDUCTOR DE PROTECCIÓN DE 6 mm ²	
MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Superastic Flex
Sección nominal	6 mm ²
Corriente admisible	32 A
Metal	Cobre electrolítico recocido
Cantidad	42 m
Código	CE-5-C-CC6

Figura 28 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C-CC6)

Los conductores antes mencionados, se conectarán a las masas y a las borneras mediante terminales de un orificio. Los mismos son de la marca LCT y sus principales características se muestran en la Figura 29. Se prevé además, 12 terminales para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 "Stock de repuestos".


	TERMINAL DE 6 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 6/1
	Sección	6 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	120
	Código	CE-6-TC6

Figura 29 - Terminal LCT para conductor de protección de 6mm² (CE-6-TC6)

Para los conductores de puesta a tierra que irán desde la caja de nivel 2 a la caja de nivel 3 se utilizará un conductor de 16 mm² de sección nominal. Sus principales características se muestran en la Figura 30.


	CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE 16 mm ²	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Superastic Flex
	Sección nominal	16 mm ²
	Corriente admisible	59 A
	Metal	Cobre electrolítico recocido
	Cantidad	527 m
Código	CE-5-C-CA16	

Figura 30 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C00-CA16)

Los conductores antes mencionados, se conectarán a las borneras de las cajas de nivel 2 y a la barra de la caja de nivel 3, mediante terminales de un orificio. Los mismos son de la marca LCT y sus principales características se muestran en la Figura 31. Se prevé además, 4 terminales para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.


	TERMINAL DE 16 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 16/3
	Sección	16 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-6-TC16

Figura 31 - Terminal LCT para conductor de puesta a tierra de 16mm² (CE-6-TC16)

4.7.5.3. Borneras de puesta a tierra para las cajas de nivel 2 (CE-5-BPAT-CA20x30)

Estas borneras se encontrarán en las cajas de nivel 2 y coleccionará todos los conductores de protección que conectan las masas y las protecciones tanto de CC como de CA. Se utilizará una pletina de cobre electrolítico de la marca Elent.

BORNERA DE PUESTA A TIERRA	
MARCA, Modelo	ELENT, 1 7 125 A
Cantidad de conexiones	7
Longitud	77 mm
Corriente nominal	125 A
Metal	Latón
Cantidad	10
Código	CE-5-BPAT-CA20x30



Figura 32 - Bornera de p.a.t. ELENT (CE-5-BPAT-CA20x30)

4.7.5.4. Barra colectora de tierra (CE-5-BPAT-CA40x10)

Esta barra se encuentra en la caja de nivel 3, y su función es dejar al mismo potencial los siguientes elementos:

- Conductores de protección (PE)
- Conductores de puesta a tierra
- Carcasa de tablero

Se adopta una barra de cobre rígida de la marca Electro Sertec con las siguientes características:

BARRA DE PUESTA A TIERRA	
MARCA, Modelo	ELECTRO SERTEC
Ancho x Espesor	40x10 mm
Longitud	400 mm
Corriente nominal	850 A
Metal	Cobre electrolítico
Cantidad	1
Código	CE-5-BPAT-CA40x10



Figura 33 - Barra colectora de puesta a tierra ELECTRO SERTEC (CE-5-BPAT-CA40x10)

4.7.5.5. Conductores de puesta a tierra (CE-5-C-CA120)

Estos conductores son los que conectan la barra de puesta a tierra de la caja de nivel 3 con la toma de tierra para el sistema de protección de los generadores. Estos conductores se utilizan también para las mallas de ambos sistemas de puesta a tierra. Se selecciona un conductor de acero-cobre desnudo de la marca FACBSA con las características que se muestran en la Figura 34.

CONDUCTOR DE ACERO-COBRE DE 120 mm ²	
MARCA, Modelo	FACBSA, 120mm2
Tipo	A-30
Normativa	IRAM 2467
Sección nominal	120 mm ²
Metal	Acero-cobre
Cantidad	290 m
Código	CE-5-C-CA120



Figura 34 - Conductor acero-cobre desnudo GENROD (CE-5-C-CA120)

4.7.6. Codificación de los sistemas de puesta a tierra

En las tablas siguientes se muestran las codificaciones de los componentes de ambos sistemas de puesta a tierra. En la Tabla 7, se presentan los códigos de las jabalinas y los conductores de acero-cobre.

Sistema de puesta a tierra	Componente	Cantidad	Código
generador de ESFV	Jabalina	6	CE-5-J
	Conductor de acero-cobre	66 m	CE-5-C-CA120
SET	Jabalina	12	CE-5-J
	Conductor de acero-cobre	190 m	CE-5-C-CA120

Tabla 7 - Códigos de jabalinas y conductores de acero-cobre de los sistemas de puesta a tierra

En la Tabla 8, se muestran los códigos de los conductores de protección, los terminales que éstos tienen en sus extremos y el elemento al que va conectado uno de sus extremos. En la columna 5, se muestra el código de la bornera de puesta a tierra de las cajas de nivel 2, a la que llega un extremo de todos los conductores de protección y de donde sale el conductor de puesta a tierra que conecta esta caja con la de nivel 3.

Conductor de protección	Terminal conductor (cantidad)	Elemento al que va conectado	Código	Bornera de puesta a tierra en caja de nivel 2
CE-5-C-CC6	CE-6-TC6 (4)	Caja de nivel 1	CE-3-CN101	CE-5-BPAT-CA20x30
	CE-6-TC6 (2)	Descargador de CC	CE-3-D-1000VCC	
	CE-6-TC6 (4)	Caja de nivel 2	CE-3-CN201	
	CE-6-TC6 (2)	Descargador de CA	CE-3-D-400VCA	

Tabla 8 - Codificación de los elementos conectados a las borneras de puesta a tierra de la caja de nivel 2

Por último, en la Tabla 9, se presentan los códigos de los conductores de puesta a tierra que conectan las borneras de las cajas de nivel 2 con la barra de puesta a tierra, en la caja de nivel 3. También se presentan los terminales que éstos tienen en sus extremos y las borneras a la que van conectados cada uno de sus extremos.

Conductor de puesta a tierra	Elemento al que va conectado	Código	Barra de puesta a tierra en caja de nivel 3	Terminal conductor (cantidad)
CE-5-C-CA16	Bornera de puesta a tierra en caja de nivel 2	CE-5-BPAT-CA20x30	CE-5-BPAT-CA40x10	CE-6-TC16 (20)

Tabla 9 - Codificación de los elementos conectados a la barra de puesta a tierra de la caja de nivel 3

4.8. Conductores

4.8.1. Conductores CC desde cada string al inversor (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)

Los string de paneles deben pasar por las protecciones de corriente continua antes de llegar al inversor. Se utilizará el mismo conductor para conectar los string con las cajas de protecciones y las cajas con los inversores.

Se selecciona el conductor de la marca MARLEW, modelo Coppersun PS de 6 mm^2 especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas.

	CONDUCTOR DE CC DE 6 mm^2	
	MARCA, Modelo	MARLEW, Coppersun PS
	Sección	6 mm^2
	Corriente admisible	53 A
	Metal	Cobre estañado
	Cantidad a instalar	2656 m (polo positivo, rojo) 2656 m (polo negativo, negro)
	Código	CE-2-Cpp-CC6 CE-2-Cpn-CC6

Figura 35 - Conductor MARLEW (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)

Para detalles de cálculo del conductor ver del capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.5 “Cálculo y selección de los conductores CC desde los inversores a cada string (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)”.

4.8.1.1. Disposición

En las estructuras que pertenecen a los inversores pares, los conductores que conectan los strings con las cajas de nivel 1 irán canalizados en el perfil C de las estructuras. Y para las estructuras que no contengan los inversores ni las cajas de protecciones, los conductores irán canalizados en el perfil C de las estructuras, y el tramo restante hasta alcanzar la caja de protecciones irá enterrado en cañería.

Los conductores que conectan las cajas de nivel 1 con los inversores irán dispuestos sobre bandejas perforadas.

4.8.1.2. Cableado subterráneo

Los conductos se colocarán, con pendiente mínima del 1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento mínimo de $0,7 \text{ m}$ de tierra de relleno por sobre el conducto.

Se utilizarán 31 caños de PVC no plastificados que respondan a la Norma IRAM 13350. Los mismos deben ser de 63 mm de diámetro, sus principales características se muestran en la Figura 36. Serán necesarios también 30 codos de 90° del mismo diámetro para las curvas. Para más detalles ver en Anexo D – Planos el plano n° 1903A-E-5-B-A.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 27/08/2019	Aprobó:	Página 27 de 39
---------------------------------	-------------------------	---------	-----------------

	TUBO DE PVC DE $\phi = 63 \text{ mm}$	
	MARCA, Modelo	TUBOFORTE, telefort
	Norma	IRAM 13350
	Diámetro	63 mm
	Espesor	1,3 mm
	Cantidad	31
	Código	CE-6-TB63

Figura 36 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB63), para conductores DC

A los tubos se les efectuará una protección contra el impacto mecánico de ladrillo según muestra el esquema de la Figura 37.

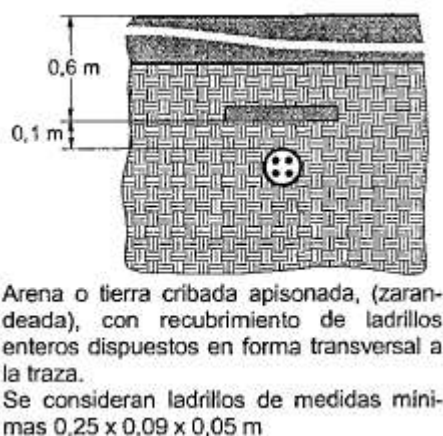


Figura 37 - Protección contra impactos mecánicos para electroductos de PVC

4.8.1.3. Cableado sobre bandeja perforada

Para el tramo de conductor entre las cajas de nivel 1 y los inversores se utilizará una bandeja perforada de 2,2 m de longitud y 150 mm de ancho, ya que en las mismas bandejas también irán los conductores trifásicos desde los inversores a las cajas de nivel 2. Como la longitud comercial es 3 m, serán necesarias 10 unidades. Las bandejas serán de la marca SAMET, con las siguientes características:

	BANDEJA PERFORADA	
	MARCA, Modelo	SAMET, ala 50
	Ancho	150 mm
	Largo	2,20 m
	Cantidad	10
	Código	CE-6-BP

Figura 38 - Bandeja perforada SAMET (CE-6-BP)

4.8.1.4. Conexión

Los extremos de los string se conectarán a los conductores mediante conectores MC4, mientras que los extremos restantes irán conectados a los seccionadores de CC en las cajas de nivel 1

correspondiente. Se prevé tener disponible 10 conectores para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.


	CONECTORES MC4	
	MARCA, Modelo	JINKO, PV-JK03M
	Certificación	TÜV, UL
	Tensión nominal	1500 V
	Corriente nominal	20 A
	Cantidad a instalar	100 pares
	Código	CE-2-MC4pp CE-2-MC4pn

Figura 39 - Conectores MC4 JINKO (CE-2-MC4pp y CE-2-MC4pn)

4.8.1.5. Codificación

Si bien tenemos dos tramos, uno que va desde los strings a las cajas de nivel 1 y otro que va desde estas cajas a los inversores, el conductor es el mismo, por lo tanto la codificación también. La codificación de los conductores que conectan los string a las protecciones de corriente continua se muestra en la Tabla 10.

Conector MC4	Conductor	Caja de conexión donde va conectado	Elemento al que va conectado
CE-2-MC4pp	CE-2-Cpp-CC6	CE-3-CN101	CE-3-S-1200VCC63A
CE-2-MC4pn	CE-2-Cpn-CC6		

Tabla 10 - Codificación de los conductores de string de una caja de nivel 1

4.8.2. Conductores CA desde los inversores a la caja de nivel 3 (CE-2-C-CA35)

Para este tramo se utilizará el conductor de la marca PRYSMIAN modelo Retenax Valio tetrapolar con sección nominal $3 \times 35/16 \text{ mm}^2$. Para conectar las cajas de protecciones de corriente alterna con los inversores se utilizará este mismo conductor.

Para detalles de cálculo del conductor ver del capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.3 “Cálculo y selección de los conductores CA desde la caja de nivel 3 a los inversores (CE-2-C-CA35)”.


	CONDUCTOR DE CA DE 35 mm^2	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Retenax Valio
	Sección	$3 \times 35/16 \text{ mm}^2$
	Corriente admisible	144 A
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad	1067 m
	Código	CE-2-C-CA35

Figura 40 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA35)

4.8.2.1. Disposición

Los conductores que conectan los inversores con las cajas de nivel 2 irán sobre la bandeja perforada seleccionada y codificada anteriormente. Mientras que los conductores que conectan las cajas de nivel 2 con la caja de nivel 3 irán enterrados en cañería.

4.8.2.2. Cableado subterráneo

Los conductos se colocarán, con pendiente mínima del 1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento mínimo de 0,7 m de tierra de relleno por sobre el conducto.

Se utilizarán 131 caños de PVC no plastificados que respondan a la Norma IRAM 13350. Los mismos deben ser de 110 mm de diámetro, sus principales características se muestran en la Figura 41. Serán necesarios también 30 codos de 90° del mismo diámetro para las curvas. Para más detalles ver en Anexo D – Planos el plano n° 1903A-E-5-B-A.

	TUBO DE PVC $\phi = 110\text{ mm}$	
	MARCA, Modelo	TUBOFORTE, telefort
	Norma	IRAM 13350
	Diámetro	110 mm
	Espesor	1,5 mm
	Cantidad	131
	Código	CE-6-TB110

Figura 41 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB110), para conductores CA

A los tubos se les efectuará una protección contra el impacto mecánico de ladrillo como se mostró en el esquema de la Figura 37.

4.8.2.3. Conexionado

Uno de los extremos estará conectado a los descargadores de sobretensión en las cajas de nivel 2, mientras que el otro se conectará a las barras colectoras en las cajas de nivel 3 mediante terminales de un orificio. Como el conductor es tetrapolar y el neutro es de diferente sección, se utilizarán dos medidas de terminales como se muestran en las figuras siguientes. Los terminales de 16 mm² ya fueron mostrados en la Figura 31 y aquí se repite.

Se prevé además, 6 terminales de 35 mm² para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.



	TERMINAL DE 35 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 35/2
	Sección	35 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	60
	Código	CE-2-TC35

Figura 42 - Terminal LCT para conductor de 25mm² (CE-6-TC35)

	TERMINAL DE 16 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 16/3
	Sección	16 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	20 + 20 = 40
	Código	CE-2-TC16

4.8.2.4. Codificación

En la Tabla 11 se muestra la codificación de los conductores junto con la protección a la que se conecta en la caja de nivel 2. También se muestran los tubos de PVC que los contiene, desde la caja de nivel 2 a la caja de nivel 3, y los terminales que conectan los conductores con las barras colectoras.

Elemento al que va conectado	Caja de nivel 2 a la que pertenece	Conductor	Tubo para conductores AC	Terminal conductor para caja de nivel 3
CE-3-ID-CA63A	CE-3-CN201	CE-2-C-CA355	CE-6-TB110	CE-2-TC35
				CE-2-TC16

Tabla 11 - Codificación de conductores CA, tubos de PVC para conductores CA y terminales

4.8.3. Barras colectoras de la caja de nivel 3 (CE-2-B-CA40x10)

Las barras colectoras tienen la función de reunir todos los conductores de salida de los inversores antes de llegar a la sub estación transformadora.

Para las barras de fase y neutro, se seleccionarán platinas de cobre electrolítico de la marca Electro Sertec con las siguientes características:


	BARRAS DE FASE Y NEUTRO	
	MARCA, Modelo	ELECTRO SERTEC
	Ancho x Espesor	40x10 mm
	Longitud	500 mm
	Corriente nominal	850 A
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad	4
	Código	CE-2-B-CA40x10

Figura 43 - Barras de fase y neutro ELECTRO SERTEC (CE-2-B-CA40x10)

Para detalle de cálculo ver del capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.4 “Selección de las barras colectoras de la caja de nivel 3 (CE-2-B-CA40x10)”.

4.8.3.1. Disposición

Las barras colectoras estarán dispuestas en una caja denominada de nivel 3. Tomando como referencia la resolución 206/08 del EPRE y el reglamento interno de la Cooperativa, la caja estará contenida dentro de un gabinete de mampostería.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDC 27/08/2019	Aprobó:	Página 31 de 39
---------------------------------	-------------------------	---------	-----------------

El gabinete estará constituido de ladrillos y mortero de arena y cemento únicamente, con una sección terminada de 1,8 m de alto, 1,35 m de ancho y una profundidad de 0,5 m e irá reforzado con 4 llaves de Hierro N° 6 dispuestas en forma vertical, las que se deberán prolongar 20 cm arriba y abajo de la caja donde se alojen las barras. Estará recubierto de una terminación de revoque exterior, que impida la filtración de agua de lluvia. El techo tendrá una pendiente con caída hacia atrás, que impida la acumulación de agua en su parte superior.

La caja, propiamente dicha, se selecciona de la marca GENROD modelo S9000, de 750x900x225 mm.

	CAJA DE NIVEL 3	
	MARCA, Modelo	GENROD, S9000
	Dimensiones	750x900x225 mm
	Clase	IP 55
	Cantidad	1
	Código	CE-3-CN3

Figura 44 - Caja de nivel 3 GENROD (CE-3-CN3)

Ver detalles de selección en el capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.9.9 “Caja de nivel 3 (CE-3-CN3)”.

4.8.3.2. Conexionado

Los conductores de corriente alterna que salen de los inversores, se conectarán a estas barras mediante los terminales mostrados en el apartado 4.8.2.3. Mientras que los conductores de corriente alterna que conectan las barras con la sub estación transformadora llevarán los mismos terminales pero de sección superior (los mismos se muestran en el apartado 4.8.4.3).

4.8.4. Conductores CA desde el transformador a las cajas de nivel 3 (CE-2-C-CA95)

Se adoptan 3 circuitos en paralelo para alimentar el transformador. El conductor seleccionado es de la marca PRYSMIAN, modelo Retenax Valio tetrapolar con las siguientes características:


	CONDUCTOR DE CA DE 95 mm ²	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Retenax Valio
	Sección	3x95/50 mm ²
	Corriente admisible	271 A
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad	40 m
	Código	CE-2-C-CA95

Figura 45 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA95)

Para detalles de cálculo consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.6.2 “Cálculo y selección de los conductores CA desde el transformador a las cajas de nivel 3 (CE-2-C-CA95)”.

4.8.4.1. Disposición

Éstos conductores estarán dispuestos un tramo directamente enterrado, y otro tramo aéreo hasta conectarse con el transformador.

4.8.4.2. Tendido directamente enterrado

El fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin piedras. Los cables se dispondrán, respetando los radios de curvatura mínimos correspondientes, a una profundidad de 0,7 m respecto a la superficie del terreno.

Como protección contra el deterioro mecánico, se utilizarán ladrillos o cubiertas dispuestos como se mostró en la Figura 37.

Se debe colocar una cinta de advertencia a 20 cm de la superficie y en todo el desarrollo longitudinal de la zanja.


	MALLA DE PELIGRO ELÉCTRICO	
	MARCA, Modelo	GIADE, mallasubat
	Leyenda	ALTA TENSION
	Ancho	15 cm
	Cantidad	5 m
	Código	CE-6-M

Figura 46 – Malla de peligro eléctrico GIADE (CE-6-M)

4.8.4.3. Conexionado

Uno de los extremos estará conectado a los fusibles APR de la sub estación transformadora, mientras que el otro se conectará a las barras colectoras en las cajas de nivel 3 mediante terminales de un orificio. Como el conductor es tetrapolar y el neutro es de diferente sección, se utilizarán dos medidas de terminales.

Se prevé además, 1 terminales de 95 mm² para repuesto. Ver capítulo 5 – Memorias de cálculo, fascículo 5.9.2 “Stock de repuestos”.


	TERMINAL DE 95 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 95/0
	Sección	95 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	9
	Código	CE-2-TC95

Figura 47 - Terminal LCT para conductor de 95mm² (CE-2-TC95)


	TERMINAL DE 95 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 50/2
	Sección	50 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	3
	Código	CE-2-TC95

Figura 48 - Terminal LCT para conductor de 50mm² (CE-2-TC50)

4.8.4.4. Codificación

En la Tabla 12 se puede ver la codificación de los conductores de 95 mm² y de sus terminales.

Caja de nivel 3 donde va conectado	Conductor	Malla de advertencia	Terminal para caja de nivel 3
CE-3-CN3	CE-2-C-CA95	CE-6-M	CE-2-TC95
			CE-2-TC50

Tabla 12 - Codificación de los conductores de 95mm² y sus terminales

4.9. Complementos

4.9.1. Referencia a fascículos

Para detalles de cálculo, consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, el fascículo 5.9 “Complementos”.

4.9.2. Sistema de control y medición remota

Para el sistema de control y comunicación remota se adoptó el Fronius Smart Meter del mismo fabricante que los inversores.

El Fronius Smart Meter es un contador bidireccional que registra la curva de generación de la instalación. Este sistema permitirá hacer una lectura de todo el parque de forma remota a través de la aplicación Fronius solar web desde cualquier PC conectada a internet.

En la siguiente imagen se ve un esquema de la instalación del controlador.

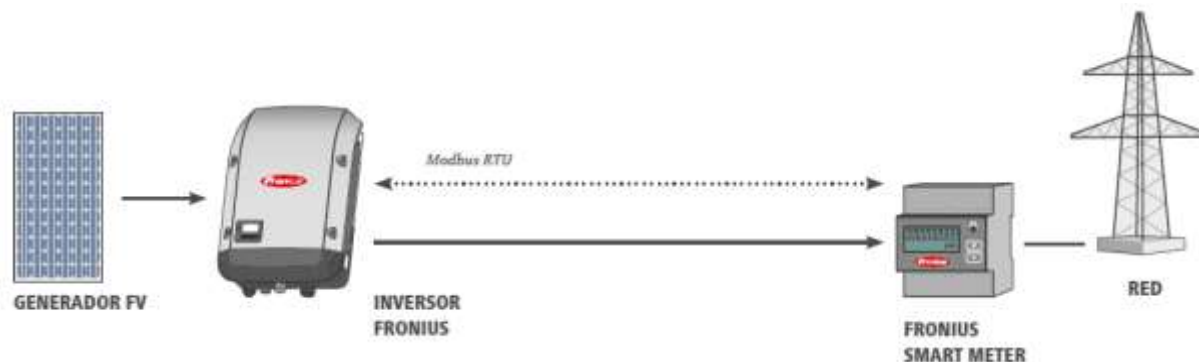


Figura 49 - Esquema de conexión del Smart Meter

4.9.3. Calle interna

El camino se ubicará en el centro del generador de ESFV y tendrá como mínimo 4 m de ancho, distancia necesaria para el paso de un vehículo.

Las medidas y principales distancias se pueden ver en Anexo D – Planos, plano n° 1903A-ES-14-B-A.

4.9.4. Tejido perimetral

El alambrado perimetral para delimitar el predio que ocupará el parque, será del tipo “olímpico” con un portón de acceso. El mismo lo hará la empresa local “Bloquera Mantero” y tendrá un largo total de 600 m.

Las medidas y principales distancias se pueden ver en Anexo D – Planos, plano n°1903A-ES-14-B-A.

4.9.5. Ladrillos y zanjeado

Para la protección mecánica de los conductores enterrados bajo tierra se utilizarán en total 2541 ladrillos macizos cuyas medidas son aproximadamente 0,25x0,11x0,5 m.

Además de los ladrillos será necesario comprar 30 m² de arena para rellenar las zanjas según lo sugerido por la AEA como se mostró en la Figura 37.

4.10. Resultado del estudio económico

4.10.1. Referencia a fascículo

Para detalles de cálculo, consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, el fascículo 5.10 “Estudio económico”.

4.10.2. Inversión

El total de la inversión se determina de la lista de materiales y los costos de los mismos según los precios cotizados por los proveedores especificados en el capítulo 8.3.4 “Proveedores” del Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

Los valores fueron expresados en dólares y se pasan a pesos argentinos según la cotización del dólar norteamericano del día 05/09/2019 (\$58,00).

El precio del montaje se calculó como el 15% del costo total de materiales, mientras que los honorarios de ingeniería se tomaron como el 3% del costo total de materiales más mano de obra. Con estos valores se obtuvo la inversión total, como se muestra en la Tabla 13.

Cotización del dólar	05/09/2019	\$ 58,00	
Total de materiales			\$ 29.024.076,14
Mano de obra para instalación	15% de los materiales		\$ 4.353.611,42
Honorario de ingeniería	3% de los materiales + mano de obra		\$ 1.001.330,63
Inversión			\$ 34.379.018,19

Tabla 13 - Inversión total del parque de ESFV

4.10.3. Retorno de la inversión

Se adopta un costo de la energía mundial de USD 0,1 el kW/h para el 2020, es decir \$6, da una facturación anual de más de 11 millones de pesos. Con la generación del parque de ESFV, esta facturación se ve reducida a la mitad cumpliendo con el objetivo planteado.

Se adopta como vida útil del parque de ESFV un período de 20 años, puesto que luego de este período el rendimiento de los paneles se ve afectado un 10%, sin embargo los mismos continuarán generando por muchos años más.

Del flujo de fondos y una tasa de descuento adoptada del 10%, se obtuvo como resultado un tiempo de retorno de la inversión de 5 años y 11 meses.

4.10.4. Rentabilidad

Se realizó el cálculo para la generación de energía mediante el parque de ESFV, utilizando el método del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Para realizar el cálculo de la VAN y la TIR se utilizó el software Microsoft Excel y sus fórmulas, dando como resultado:

VAN	\$ 13.835.252,98
TIR	16%

Lo que significa que la rentabilidad del proyecto es del 16%.

4.11. Resultado del estudio de impacto ambiental (EIA)

4.11.1. Referencia a fascículo

Para detalles de cálculo, consultar del capítulo 5 – Memorias de cálculo, el fascículo 5.11 “Estudio de impacto ambiental (EIA)”.

4.11.2. Matriz de impacto ambiental

El estudio de impacto ambiental se realizó enumerando las acciones que se llevarán a cabo y los efectos que podrían tener sobre los factores ambientales y sociales. Los mismos fueron volcados en una matriz de impactos marcando su importancia con un número y su categoría determinada por colores. La matriz de impactos se muestra en la Tabla 14.

				ACCIONES CON POSIBLES EFECTOS											
				1. Acciones previas al montaje		2. Montaje del parque de ESFV						3. Funcionamiento y mantenimiento de la instalación			
				Compra de materiales a proveedores	Traslado de materiales hasta el predio	Armado del cerco perimetral	Afirmado de la calle interna	Armado de las estructuras	Zanqueo y colocación de los caños	Montaje de los paneles	Montaje eléctrico	Generación de energía	Desmalezado	Limpieza de los paneles	Reparación o remplazo de equipos
FACTORES AMBIENTALES	A. Características físicas y químicas	1. Tierra	Suelos			-25	-47	-25	-24						
		2. Agua	Superficial												
		3. Atmósfera	Calidad del aire (gases, partículas)		-31		-15								
		4. Ruidos	Calidad del aire (ruidos)		-9	-9	-22	-29	-29	-9	-9		-22	-9	
	B. Condiciones biológicas	1. Fauna	Animales												
		2. Flora	Vegetación			-29	-29	-29	-33				-30		
	C. Factores culturales	1. Uso de la tierra	Área Comercial												
			Bosques												
		2. Aspectos culturales	Concientización										39		
			Empleo	22	22	22	22	32	22	32	34		22	22	22
			Salud y seguridad								-29	-57			
		3. Actividades humanas	Red de transporte		22										

Tabla 14 - Matriz de Impactos Ambientales

Las categorías vienen dadas por la Tabla 15 para impactos negativos, y por la tabla 16 para los impactos positivos.

Categoría	Valor	Color Identificador
Irrelevante	< 14	Verde claro
Moderado	15 a 27	Amarillo
Severo	28 a 44	Naranja
Crítico	> 45	Rojo

Tabla 15 - Categoría de impactos negativos

Categoría	Valor	Color Identificador
Beneficioso	< 17	Celeste
Muy beneficioso	18 a 27	Azul claro
Sumamente beneficioso	> 28	Azul oscuro

Tabla 16 - Categoría de impactos positivos

4.11.3. Medidas de mitigación

Se ha decidido tomar medidas de mitigación sobre los impactos severos y críticos, mostrados en la matriz con los colores naranja y rojo respectivamente.

Con respecto a los impactos sobre el suelo que provocan la realización de la calle, el cerco perimetral y los zanjos se propone que la capa de suelo fértil que sea necesario remover se reutilice en el predio en aquellas zonas donde es necesario rellenar, y el resto que se deposite en campos aledaños.

Como en uno de los terrenos cercanos al predio hay una escuela, se avisará a la misma antes de comenzar los trabajos para que estén informados. De todas maneras el ruido no es considerable como para afectar el dictado de clases.

Para los impactos referentes a la vegetación y a la emisión de gases debido al transporte, se sugiere a la Cooperativa parquizar el predio con vegetación autóctona y de bajo porte para que no genere sombra sobre los paneles. Esto también tendrá un impacto positivo para el paisaje que se vió afectado con la colocación del generador de ESFV.

Por último, respecto a los impactos sobre la salud y la seguridad en el momento del montaje eléctrico y de los paneles, se exige que se extremen las medidas de seguridad y la implementación de elementos de protección personal, como así también el uso de herramientas adecuadas.

Con respecto a los impactos positivos, tiene gran peso la generación de empleo y la concientización de los vecinos, el cual consideramos que es el más importante porque la generación de empleo será temporal mientras que la concientización perdurará en el tiempo.

5 MEMORIAS DE CÁLCULO

DEMARLENGE, Leylén Magalí

PASCAL, Damián Alejandro

5. Memorias de cálculo

ÍNDICE DETALLADO

5. MEMORIAS DE CÁLCULO	2
ÍNDICE DETALLADO	2
LISTA DE FIGURAS	3
LISTA DE TABLAS.....	5
5.1. ESTUDIOS DE LA SITUACIÓN PROBLEMÁTICA	6
5.2. COMPARACIÓN ENTRE DISTINTOS TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	6
5.3. ESTADO DEL ARTE Y LA INGENIERÍA	7
5.4. NORMATIVA DE REFERENCIA.....	13
5.5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	13
5.5.1. Elección del terreno donde se emplazará el parque.....	13
5.5.2. Potencial energético del lugar	14
5.5.3. Hora solar pico (HSP)	15
5.5.4. Inclinación de los paneles	15
5.5.5. Energía solar fotovoltaica anual necesaria	17
5.6. DISEÑO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS GENERADORES	17
5.6.1. Elección de los paneles fotovoltaicos (DG-1-PFV00-S0-I00)	17
5.6.2. Número de paneles fotovoltaicos necesarios	18
5.6.3. Selección de los inversores (DG-1-I00)	19
5.6.4. Número de inversores necesarios	20
5.6.5. Cantidad de paneles fotovoltaicos por inversor	20
5.6.6. Potencia solar fotovoltaica a instalar.....	26
5.6.7. Energía total anual generada.....	26
5.6.8. Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos	26
5.7. CÁLCULO ELÉCTRICO	27
5.7.1. Diseño de la instalación eléctrica.....	27
5.7.2. Cálculo y selección de los conductores CA desde el transformador a las cajas de nivel 3 (CE-2-C-CA95).....	30
5.7.3. Cálculo y selección de los conductores CA desde la caja de nivel 3 a los inversores (CE-2-C-CA35).....	37
5.7.4. Selección de las barras colectoras de la caja de nivel 3 (CE-2-B-CA40x10)	44
5.7.5. Cálculo y selección de los conductores CC desde los inversores a cada string (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)	45
5.7.6. Determinación de las protecciones	51
5.7.7. Selección de las protecciones.....	54
5.7.8. Sub Estación Transformadora (SET)	62
5.7.9. Sistemas de puesta a tierra.....	65
5.8. SOPORTES	79
5.8.1. Selección de la estructura soporte de los paneles	79
5.8.2. Material y fijación.....	80

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 2 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	----------------

5.8.3.	Pilotes de hormigón.....	81
5.8.4.	Verificación de arranque por efecto del viento.....	82
5.8.5.	Cantidad de hormigón total.....	85
5.9.	COMPLEMENTOS.....	86
5.9.1.	Sistema de control y medición remota.....	86
5.9.2.	Stock de repuestos.....	86
5.9.3.	Calle interna.....	87
5.9.4.	Tejido perimetral.....	88
5.9.5.	Ladrillos y zanjeado.....	88
5.10.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	90
5.10.1.	Lista de materiales e Inversión.....	90
5.10.2.	Retorno de la inversión en contraste con compra de energía a ENERSA.....	93
5.10.3.	Determinación de la rentabilidad.....	94
5.11.	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA).....	95
5.11.1.	Matriz de impacto ambiental.....	97
5.11.2.	Medidas de mitigación.....	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapamundi de irradiancia (fuente 3TIER).....	8
Figura 2 - Evolución de la potencia acumulada de ESFV en el mundo hasta 2010 (fuente IDAE).....	8
Figura 3 - Capacidad de energía renovable, 2007-2017 (fuente REN21, 2018).....	9
Figura 4 - Proporción estimada de energía renovable en la producción mundial de electricidad, finales de 2017 (fuente REN21, 2018).....	10
Figura 5 - Proporción de generación de electricidad de la energía renovable variable, 10 países principales, 2017 (fuente REN21, 2018).....	10
Figura 6 - Potencia instalada de energías renovables en Argentina, por región y tecnología (fuente CAMMESA).....	11
Figura 7 - Gráfico de evolución de la energía SFV generada en Argentina.....	12
Figura 8 - Ubicación del parque de ESFV.....	14
Figura 9 - Ángulos a tener en cuenta para la correcta inclinación de los paneles.....	16
Figura 10 - Gráficos de consumo y generación proyectada.....	17
Figura 11 - Panel solar JINKO (DG-1-PFV00-S0-I00).....	17
Figura 12 - Inversor Fronius (DG-1-I00).....	19
Figura 13 - Esquema de conexión de entrada al inversor.....	25
Figura 14 - Medidas de los paneles colocados en la estructura.....	27
Figura 15 - Conexión en serie de manera consecutiva de los paneles FV.....	28
Figura 16 - Conexión en serie de manera eficiente de los paneles FV.....	28
Figura 17 - Esquema unifilar del generador de ESFV.....	29
Figura 18 - Variación del factor K en función de R/X R/L (IEC 60909).....	34
Figura 19 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA95).....	35
Figura 20 - Protección contra impactos mecánicos.....	36
Figura 21 - Malla de peligro eléctrico GIADE (CE-6-M).....	36

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 3 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	----------------

Figura 22 - Terminal LCT para conductor de 95mm ² (CE-2-TC95)	37
Figura 23 - Terminal LCT para conductor de 50mm ² (CE-2-TC50)	37
Figura 24 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA35).....	42
Figura 25 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB110), para conductores CA	43
Figura 26 - Terminal LCT para conductor de 35mm ² (CE-6-TC35)	44
Figura 27 - Terminal LCT para conductor de 16mm ² (CE-6-TC16)	44
Figura 28 - Barras de fase y neutro ELECTRO SERTEC (CE-2-B-CA40x10)	45
Figura 29 - Corriente inversa en un string.....	47
Figura 30 - Conductor MARLEW (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)	49
Figura 31 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB63), para conductores DC	50
Figura 32 - Bandeja perforada SAMET (CE-6-BP)	51
Figura 33 - Conductores MC4 JINKO (CE-2-MC4pp y CE-2-MC4pn).....	51
Figura 34 - Esquema de montaje para evitar tensiones inducias (AEA 90364-7-712 – figura 712.444)	53
Figura 35 - Esquema general de un generador FV con varias cadenas FV (AEA 90364-7-712 – figura 712.2)	54
Figura 36 - Seccionador de corriente continua (CE-3-S-1200VCC63A)	55
Figura 37 - Fusible de string SIBA (CE-3-F-1000VCC20A).....	57
Figura 38 - Portafusible ZJ BENY (CE-3-PF-1000VCC30A)	58
Figura 39 - Caja de nivel 1 GENROD (CE-3-CN100)	58
Figura 40 - Descargador de CC ZJ BENY (CE-3-D-1000VCC).....	59
Figura 41 - Interruptor diferencial SCHNEIDER (CE-3-ID-CA63A)	59
Figura 42 - Interruptor termomagnético SCHNEIDER (CE-3-ITM-CA40A).....	60
Figura 43 - Descargador de AC SCHNEIDER (CE-3-D-400VCA).....	60
Figura 44 - Caja de nivel 2 GENROD (CE-3-CN200)	61
Figura 45 - Caja de nivel 3 GENROD Gabinete para usos pesados extremos	61
Figura 46 - Transformador TADEO CZERWENY (CE-4-T).....	62
Figura 47 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P1).....	63
Figura 48 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P2).....	63
Figura 49 - Perfil doble T ACINDAR	63
Figura 50 - Seccionador fusible tipo XS FAMEY FAMMI (CE-4-SF-25kVCA100A)	63
Figura 51 - Descargador de óxido de Zinc FAPA (CE-4-D-15kVCA10kA)	64
Figura 52 - Seccionador fusible tipo APR BRONAL (CE-4-SF-500VCA630A).....	64
Figura 53 - Conductor de cobre desnudo ACINDAR (CE-4-C-CA50)	64
Figura 54 - Sistema de puesta a tierra TN-S	66
Figura 55 - Esquema del tipo de mallado seleccionado para los sistemas de puesta a tierra.....	66
Figura 56 - Jabalinas GENROD (CE-5-J)	67
Figura 57 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C-CC6)	69
Figura 58 - Terminal LCT para conductor de protección de 6mm ² (CE-6-TC6)	70
Figura 59 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C-CA16).....	70
Figura 60 - Bornera de p.a.t. ELENT (CE-5-BPAT-CA20x30).....	71
Figura 61 - Conductor acero-cobre desnudo GENROD (CE-5-C-CA120)	72
Figura 62 - Barra colectora de puesta a tierra ELECTRO SERTEC (CE-5-BPAT-CA40x10).....	73
Figura 63 - Estructura IDERO Solar X-20	80

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 4 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	----------------

Figura 64 - Tipos de anclajes posibles para la estructura	80
Figura 65 – Tipo de fijación para anclaje hormigonado	81
Figura 66 - Esquema de conexión del Smart Meter	86
Figura 67 - Retorno de la inversión.....	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Comparación del precio de la energía para las diferentes fuentes renovables	6
Tabla 2 - Consumo mensual histórico del distribuidor Talita	7
Tabla 3 - Tabla de evolución de la energía SFV generada en Argentina y su participación (%) en el cubrimiento de la demanda (fuente CAMMESA)	12
Tabla 4 - Energía solar disponible, en el lugar donde se emplazará el parque, a lo largo del año	15
Tabla 5 - Distancias de conductores de CA de 35mm ²	41
Tabla 6 - Distancias entre las cajas de nivel 2 y las cajas de nivel 3	43
Tabla 7 - Distancias de conductores CC entre dos módulos contiguos	48
Tabla 8 - Herrajes de la SET.....	65
Tabla 9 - Distancias de los conductores de protección	69
Tabla 10 - Distancias de los conductores de puesta a tierra.....	70
Tabla 11 - Stock de repuesto	87
Tabla 12 - Medidas de zanjeados para conductos de 110mm	89
Tabla 13 - Inversión total.....	93
Tabla 14 – Contraste del ahorro previsto.....	93
Tabla 15 - Flujo de fondos	94
Tabla 16 - Ponderación de los atributos	96
Tabla 17 - Ponderación de los atributos (continuación).....	96
Tabla 18 - Categoría de los impactos negativos.....	97
Tabla 19 - Categoría de los impactos positivos	97
Tabla 20 - Matriz de Impactos Ambientales.....	98

5.1. Estudios de la situación problemática

El distribuidor Talita presenta un déficit energético debido a la gran concentración de medianos usuarios y a la distancia a la que se encuentra de las estaciones transformadoras. Además, actualmente, no es posible generar un nuevo punto de compra en la zona debido a la carencia de instalaciones del proveedor (ENERSA).

Las granjas avícolas consumen más energía eléctrica en horarios de altas temperaturas para la refrigeración de los galpones, a su vez, el ACA presenta mayor consumo en la época de cosecha del maíz (febrero), para la descarga, transporte y secado. Esto genera un pico de consumo en horarios diurnos en época estival, lo que conlleva a inconvenientes en la distribución de energía consistentes en caída de tensión e interrupción del servicio por sobrecargas de demanda, dando como resultado una alta facturación para la Cooperativa sin brindar calidad de servicio a sus usuarios.

5.2. Comparación entre distintos tipos de energías renovables

Para solucionar la problemática anteriormente planteada se decide acudir a las fuentes de energía renovables. Para determinar qué tipo de energía es más conveniente utilizar, se hace una comparación entre los 3 tipos de energía renovable existentes en el país: energía solar fotovoltaica, energía eólica y biomasa.

De los programas RenovAr, implementados en el país desde 2016, se obtienen los precios de la energía para los tres tipos de sistemas, los cuales se muestran en la Tabla 1.

Tipo de energía	Costo del MWh
Energía solar fotovoltaica	50 USD
Energía eólica	40 USD
Biomasa	120 USD

Tabla 1 - Comparación del precio de la energía para las diferentes fuentes renovables

A simple vista se puede ver que la energía eólica es la más rentable, sin embargo, los generadores eólicos se implementan a 100 m, 150 m y/o 200 m de altura y en la provincia de Entre Ríos no existen estudios de los vientos a estas altitudes. Por lo tanto, proyectar un parque eólico para salvar la problemática supondría una inversión muy grande con un alto riesgo, ya que no se tiene la certeza de sus prestaciones.

Se descarta la implementación de biomasa porque, si bien en la zona hay disponibilidad de materia prima, el costo de la energía es muy elevado y a éste, habría que sumarle el costo del transporte de la materia orgánica desde las granjas al predio. Por lo que la rentabilidad de este sistema es baja.

Al contrario que con la generación eólica, la generación fotovoltaica cuenta con más estudios y ya se han hecho instalaciones demostrando que la radiación solar de la zona es suficiente como para garantizar un funcionamiento óptimo. Esto da más garantías a la inversión, es por esto que se optó por este tipo de tecnología para solucionar la problemática planteada.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 6 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	----------------

Objetivo:

Estudiando el historial de consumo del distribuidor Talita y tomando como referencia para el cálculo el periodo comprendido desde Abril de 2014 hasta la última facturación, correspondiente a Abril de 2019, se obtuvo que dicho distribuidor consume anualmente 1887,7 Mw/h proveniente del punto de compra. Ver Tabla 2.

Desde 2014 al 2019	Consumo mensual histórico [kW]
Abril	162300
Mayo	150300
Junio	125100
Julio	148200
Agosto	151800
Septiembre	112800
Octubre	142500
Noviembre	152700
Diciembre	196500
Enero	196900
Febrero	169800
Marzo	178800
Total de energía anual	1887700

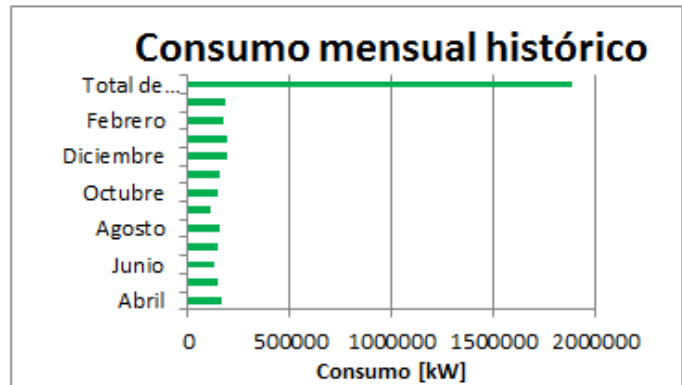


Tabla 2 - Consumo mensual histórico del distribuidor Talita

El objetivo particular al implementar un parque de ESFV es aumentar en un 50% la capacidad de energía disponible, es decir, se quiere llegar a 2831,5 MW/h para diciembre de 2020.

5.3. Estado del Arte y la Ingeniería

Panorama Mundial

En comparación con otros recursos renovables, como el eólico, la radiación solar es el recurso energético renovable más equitativamente repartido a nivel mundial. Ver Figura 1.

A finales del 2010, la potencia acumulada en el mundo era de 40000 MWp aproximadamente, de los cuales un 72% (29000 MWp) se localizan en la Unión Europea (UE). En la Figura 2 se observa la evolución histórica de la potencia acumulada, haciéndose evidente un crecimiento exponencial. Las tres áreas de mayor interés, en lo relativo a potencia instalada son Europa, con especial atención a Alemania y España (con más del 52% de la potencia instalada mundial), Japón y EE.UU. Japón con 3622 MW y EE.UU con 2727 MW, aproximadamente, representan el 9% y 6,80% respectivamente de la potencia mundial.

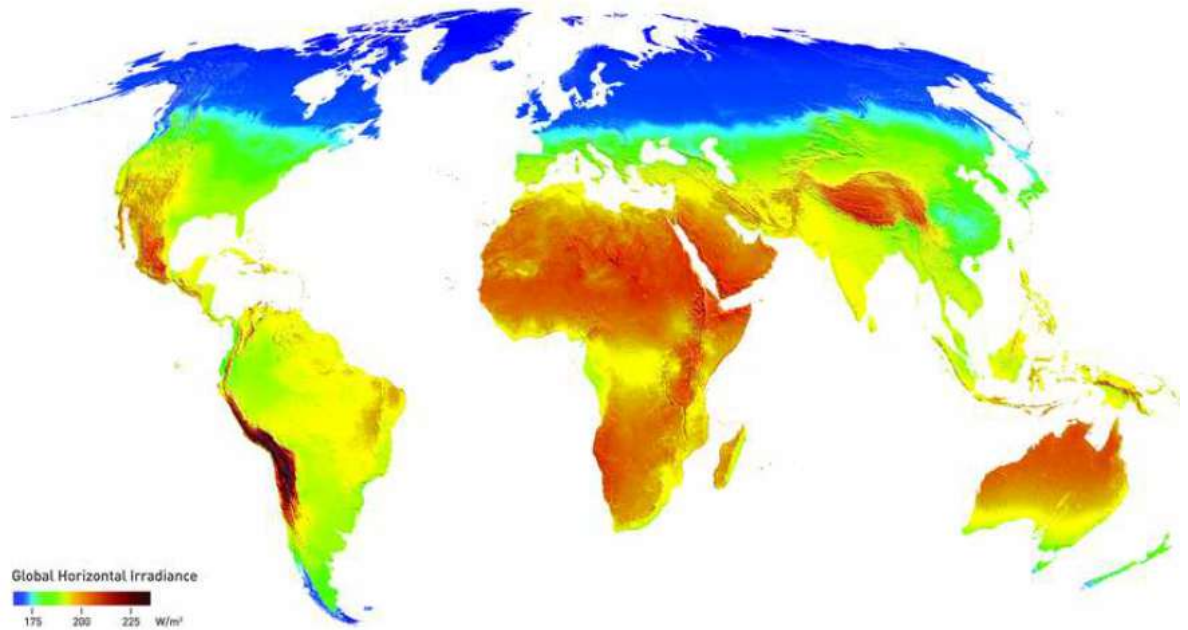


Figura 1 - Mapamundi de irradiancia (fuente 3TIER)

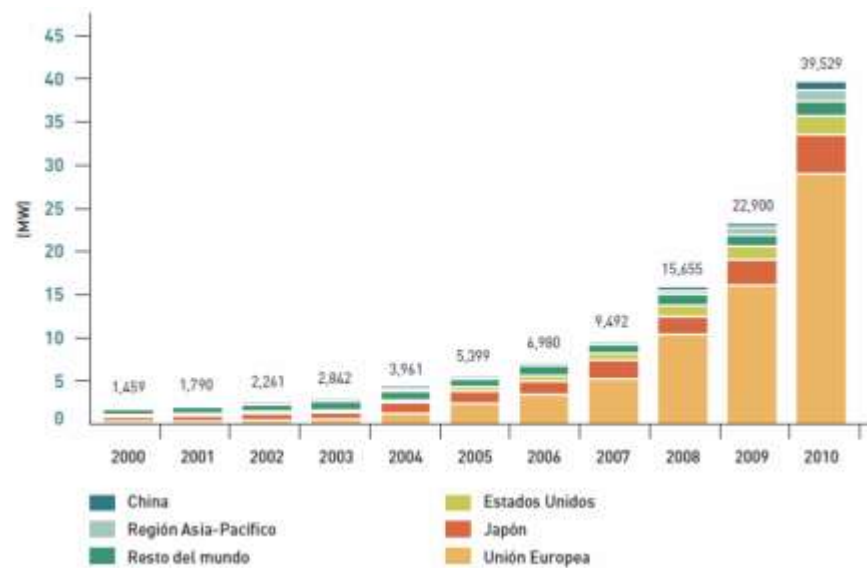


Figura 2 - Evolución de la potencia acumulada de ESFV en el mundo hasta 2010 (fuente IDAE)

En Europa se ha fijado un objetivo de consumo de energía final del 20% para el año 2020. En este punto, la ESFV tiene un papel muy importante para conseguir el objetivo ya que, según un estudio publicado por la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA), podría cubrir hasta un 12% de las necesidades eléctricas para el año fijado. [1]

Durante 2015 el gran envión a las inversiones en energías limpias provino de los llamados estados emergentes, ya que por primera vez en la historia los países en vías de desarrollo destinaron más recursos a proyectos de energías renovables que los países desarrollados, gracias al impulso de China, India y Brasil que ese año aportaron alrededor del 50% del total global de inversiones en este tipo de energías. [2] Esto se debe a que en los países desarrollados, debido a la amplia disponibilidad

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 8 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	----------------

y a la facilidad del acceso de la energía por su bajo costo, se hace un mal uso de la misma; mientras que en los países en vías de desarrollo se llevan a cabo controles de consumo mediante racionamiento de energía y se establecen tarifas de consumo, por lo que la energía se convierte en un bien escaso y muypreciado. [1]

El año 2017 rompió otro record en energía renovable, caracterizado por un mayor aumento de la capacidad de energía renovable, reducción de los costos, aumento de la inversión y adelantos en tecnologías.

La inversión mundial en energía renovable en 2017 ascendió un 2% más que en 2016, pero un 13% por debajo del máximo de 2015. Casi toda la inversión se destinó a la ESFV (57%) y eólica (38%). Las economías en desarrollo y emergentes representaron el 63% de la inversión total en energía renovable, una proporción mayor que la de los países desarrollados por tercer año consecutivo, sólo con China representando el 45% de la inversión global. La inversión en 2017 se mantuvo estable o tendió hacia arriba en América Latina y los Estados Unidos, pero cayó un 30% en Europa, donde ha estado en declive desde aproximadamente 2010.

La capacidad de generación de energía renovable registró su mayor aumento anual en 2017, con una estimación de 178 GW instalados en todo el mundo, aumentando la capacidad total en casi un 9% con respecto a 2016. A finales de año, la capacidad global de energía renovable totalizó alrededor de 2195 GW, ver Figura 3 y 4.

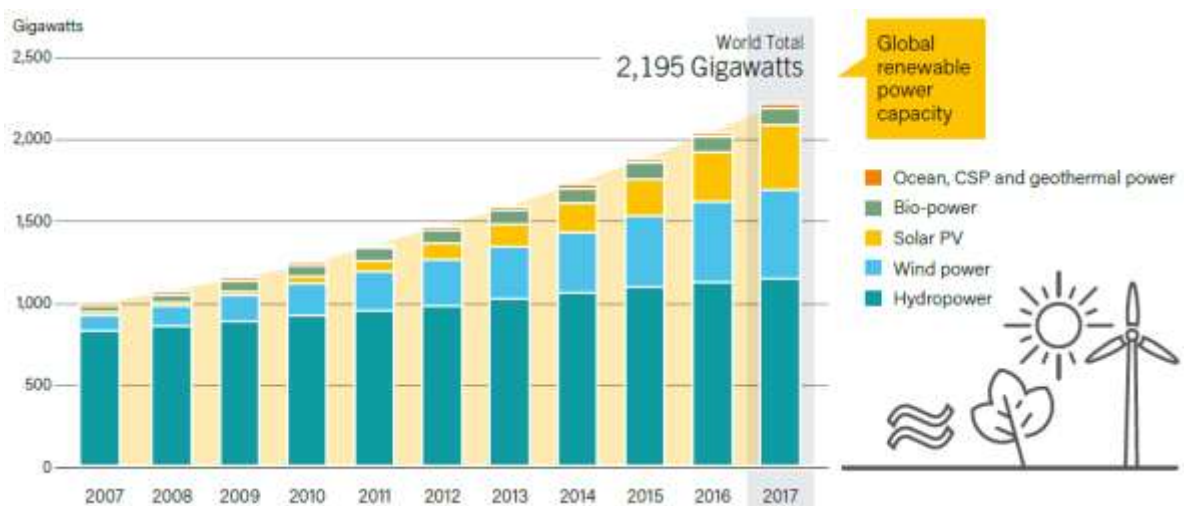


Figura 3 - Capacidad de energía renovable, 2007-2017 (fuente REN21, 2018)

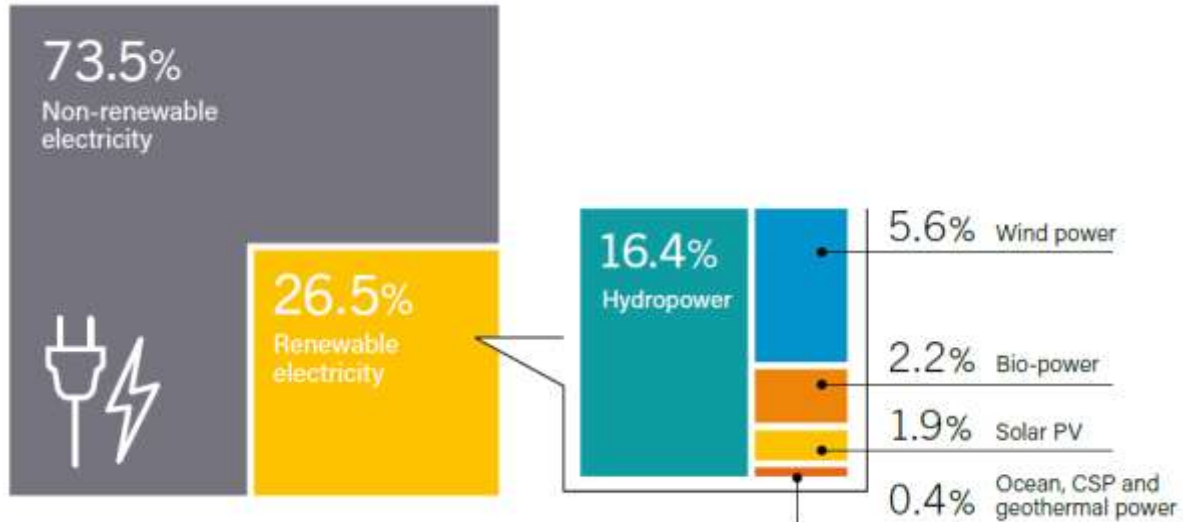


Figura 4 - Proporción estimada de energía renovable en la producción mundial de electricidad, finales de 2017 (fuente REN21, 2018)

La Figura 5 muestra los principales países generadores de energía renovable sin tener en cuenta la capacidad hidroeléctrica. Estos fueron China, Estados Unidos y Alemania, seguidos por India, Japón y el Reino Unido. Los principales países del mundo para la capacidad de energía renovable no-hidroeléctrica por habitante fueron Islandia (más de 2,1 kW por habitante), Dinamarca (casi 1,6 kW), Alemania y Suecia (ambos se acercan a 1,3 kW). [3]

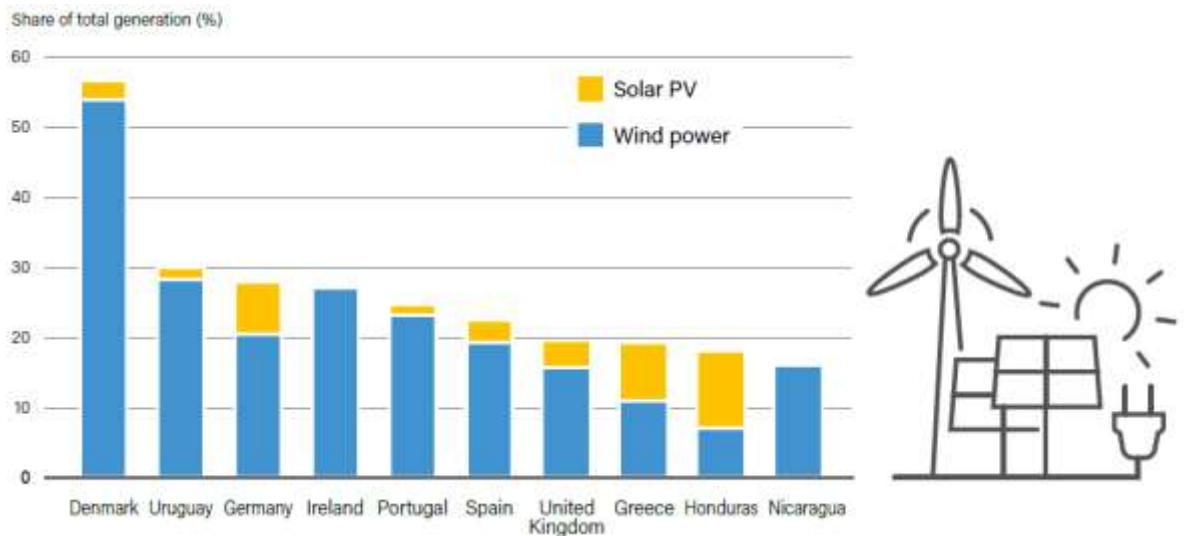


Figura 5 - Proporción de generación de electricidad de la energía renovable variable, 10 países principales, 2017 (fuente REN21, 2018)

Según el último informe de la Agencia Internacional de Energía, si la demanda continua creciendo durante los próximos 5 años, las energías renovables seguirán siendo la fuente de electricidad con mayor progreso del sector.

Panorama Latinoamericano

Diversos países latinoamericanos tienen su matriz eléctrica fuertemente basada en energías renovables, con una participación que en varios casos superaban largamente el 50% ya en el año 2015: Costa Rica (99%), Uruguay (94%), Brasil (73%), Guatemala (68%), tendencia que continua hasta el presente. El crecimiento en algunos casos ha sido explosivo: Chile ha multiplicado casi por 40 la potencia eléctrica instalada con renovables en el periodo 2007-2015. Los precios de la ESFV en Latinoamérica continúan reduciéndose en forma sostenida. [4]

Panorama Nacional

Hasta 2015, Argentina contaba con una matriz energética primaria compuesta en un 85% por hidrocarburos, de la cual el gas natural representaba el 50%, mientras que las energías renovables tenían una participación mínima en el total nacional, con menos del 5%, incluyendo la hidroeléctrica. [5]

En 2016, la generación de electricidad en el país sigue estando basada esencialmente en combustibles fósiles (aproximadamente el 65%), con una contribución relativamente importante de la hidroelectricidad (alrededor de 27,5%) y en menor medida la energía nuclear (5,5%). La energía eólica y la ESFV han tenido un aporte mínimo (en su gran mayoría eólico) ya que sumadas apenas superaron el 0.4% de la matriz energética nacional. [4]

Consultando la página web de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) [6], en la sección de energías renovables, se encuentra el gráfico de la Figura 6, que discrimina por región y por tecnología, la potencia instalada en energías renovables. De esta manera podemos tener un panorama global en cuanto al desarrollo de este tipo de tecnologías en el país.

Cabe mencionar que CAMMESA registra solo los datos de energías renovables que se inyectan al sistema interconectado nacional, es decir, no contempla aquellas instalaciones de autoconsumo.



Figura 6 - Potencia instalada de energías renovables en Argentina, por región y tecnología (fuente CAMMESA)

En la página de CAMMESA también se puede acceder a la base de datos que contiene información relativa a la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables de energía, desde enero de 2011. La Tabla 3 es un resumen global de la ESFV para evaluar su participación en el cubrimiento de la demanda.

ENERGÍA GENERADA [GWH]													
FUENTE DE ENERGÍA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	2019
SOLAR	1,8	8,1	15,0	15,7	14,7	14,3	16,4	109,3	40,5	42,4	49,3	50,1	182,3

DEMANDA ENERGÍA [GWh]													
FUENTE DE ENERGÍA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	2019
Demanda MEM	116349,4	121293,2	125166,4	126467,1	132106,8	132961,4	132507,5	132889,0	11698,8	10707,0	10121,4	9574,2	42101,4

Gen / Dem	0,002%	0,007%	0,012%	0,012%	0,011%	0,011%	0,012%	0,082%	0,346%	0,396%	0,487%	0,523%	0,433%
-----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabla 3 - Tabla de evolución de la energía SFV generada en Argentina y su participación (%) en el cubrimiento de la demanda (fuente CAMMESA)

Como es fácil observar, la participación de este tipo de energía es todavía despreciable, lo cual es entendible ya que sumando todas las energías renovables del país, representan solo el 4,8% de la matriz energética nacional en lo que va del año (fuente CAMMESA). Sin embargo en la Figura 7 se puede apreciar el significativo crecimiento que tuvo la ESFV desde 2011 hasta hoy.

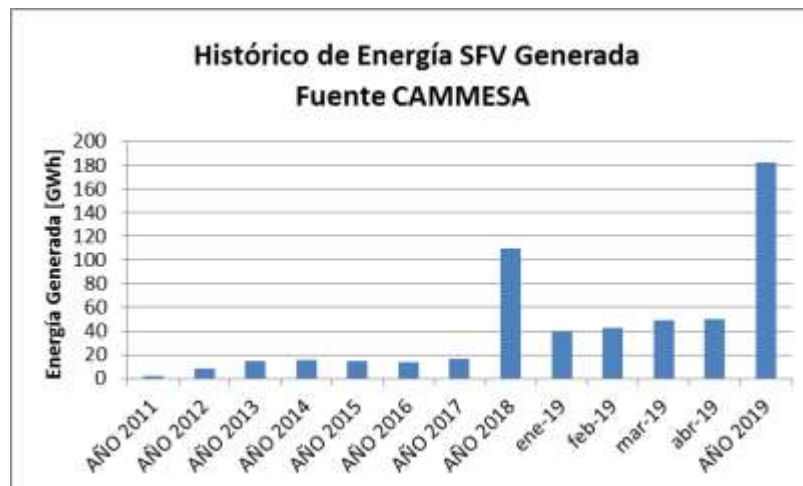


Figura 7 - Gráfico de evolución de la energía SFV generada en Argentina

Se comienza a observar un fomento por parte del Gobierno Nacional para impulsar las ESFV cuando, en diciembre del 2017, la Subsecretaría de Energías Renovables del Ministerio de Energía y Minería de la Nación anunció que el Gobierno extenderá el beneficio de exención de aranceles a la importación de componentes para proyectos de energía eólica y solar por seis meses y un año, a partir de enero de 2018.

Conclusiones de especialistas

“Argentina tiene la obligación moral de diversificar la matriz eléctrica. Hoy en la mayoría de los mercados del mundo y de nuestra región es más barato generar electricidad mediante fuentes de energía renovables que con cualquier fuente convencional con alto impacto ambiental. Y si los estados no lo hacen por la mera responsabilidad ambiental, deben hacerlo por razones económicas y

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 12 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

sociales: es más barato, genera más empleo local y reduce las salidas de divisas al exterior.” Marcelo Álvarez, Presidente de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).

Los resultados obtenidos a partir de la recopilación de datos y la información suministrada en las encuestas muestran un primer paso en la modificación de la matriz energética y un futuro prometedor para la ESFV. Esto se debe, no solo a que las condiciones naturales están dadas (niveles de irradiancia adecuados para la generación fotovoltaica), sino también al impulso por parte de diferentes organismos para el desarrollo, la instalación y el seguimiento de sistemas fotovoltaicos completos. Aunque la intervención del estado en materia de energías renovables ha comenzado, se vislumbra la necesidad de una participación aún más activa para lograr modificaciones apreciables en la matriz energética argentina. [7]

5.4. Normativa de referencia

Nuestro país cuenta con varias leyes nacionales referidas a la generación de energía proveniente de fuentes renovables, en éstas, no se contempla la instalación de plantas de generación de potencias intermedias, entre 100 kW y 1 MW (dentro de las cuales se enmarca este proyecto). Por un lado está la Ley Nacional 27.424 que está orientada esencialmente a la generación mediante renovables para autoconsumo de los usuarios; y por otro, está la Ley Nacional 26.190 y su modificatoria Ley Nacional 27.191 orientada a grandes instalaciones de potencia. Cabe resaltar que la provincia de Entre Ríos aún no adhiere a las mencionadas leyes.

En nuestra provincia, el Decreto Provincial 4315/2016 “Reglamento para la instalación y uso de pequeñas generaciones de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y sustentables” es el único que se refiere a la generación con renovables, pero el mismo contempla instalaciones menores a 50 kW. Si bien es un primer paso hacia la utilización de estas fuentes de energía, quedan fuera de este marco regulatorio la media y macro generación, al mismo tiempo que no contempla la inyección de energía a la red de distribución en media tensión.

Es por esto que el presente proyecto se encuentra en un vacío legal, por lo que tomaremos como referencia la norma internacional VDE 126-1-1, 2006-02.

Para que se sigan implementando este tipo de instalaciones, resulta imprescindible desarrollar a nivel nacional y provincial herramientas de promoción que permitan el crecimiento de plantas de potencias intermedias que, entre otras cosas, pueden contribuir a mejorar la calidad del servicio en puntos débiles de la red.

5.5. Estudio de factibilidad

5.5.1. Elección del terreno donde se emplazará el parque

El sitio donde se propone el emplazamiento del parque de ESFV fue seleccionado por diversas razones, entre ellas: es un lugar de fácil acceso, a unos 2 km de la Autovía General Artigas (Ruta nacional 14), está cerca del mayor consumidor (ACA), es un terreno alto sin arboladas cercanas que le puedan generar sombras, ni requiere desmonte; y con respecto a lo técnico se sitúa en un final de línea.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 13 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

A continuación se muestra una imagen satelital del lugar.

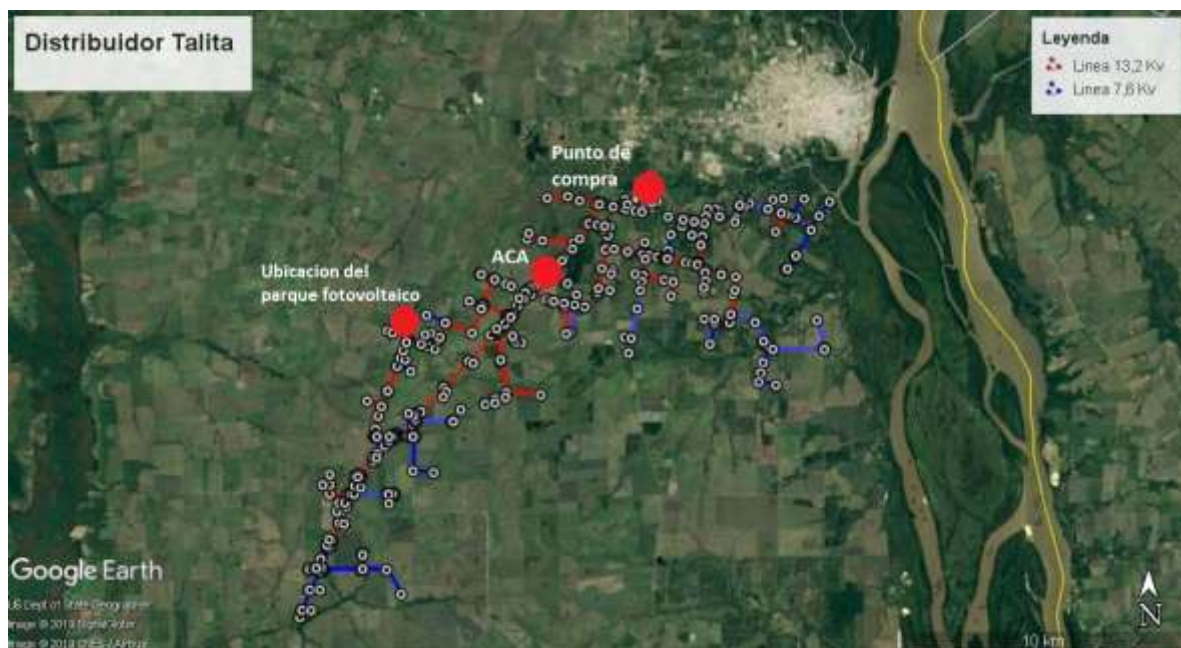


Figura 8 - Ubicación del parque de ESFV

5.5.2. Potencial energético del lugar

Para estudiar el potencial energético del lugar recurrimos al “Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía.” del Anexo C- Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.1.1. Dicho relevamiento nos brinda los mapas mensuales de energía solar disponibles expresados en KWh/m^2 mes y el mapa anual de energía solar en KWh/m^2 año. A continuación se presenta la energía solar disponible en las inmediaciones del parque:

Meses	Energía [kWh/m2]
Abril	116,88
Mayo	91,88
Junio	77,5
Julio	88,75
Agosto	87,5
Septiembre	130
Octubre	142,5
Noviembre	198,8
Diciembre	215,31
Enero	234,38
Febrero	175,75
Marzo	165,75
Total anual	1725

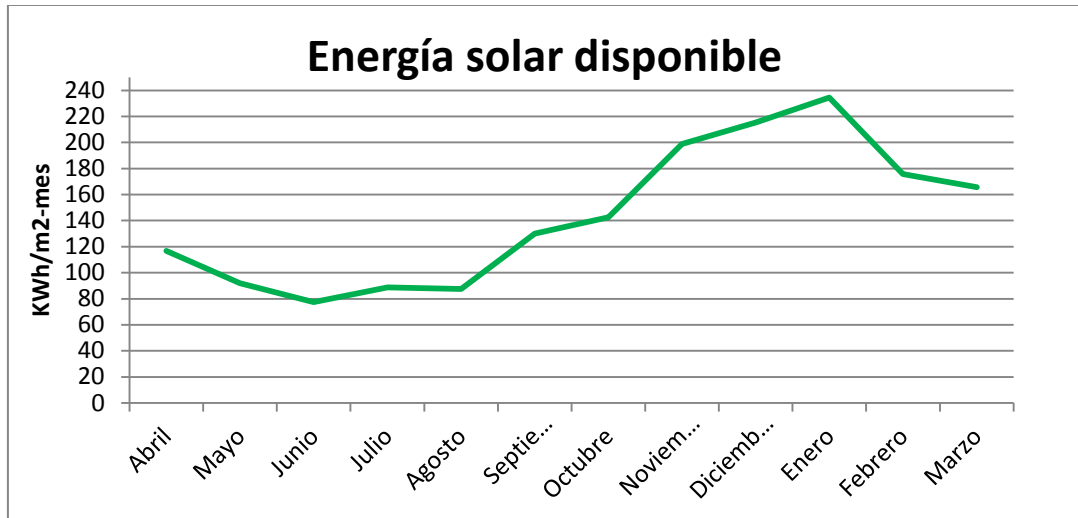


Tabla 4 - Energía solar disponible, en el lugar donde se emplazará el parque, a lo largo del año

5.5.3. Hora solar pico (HSP)

Para obtener las HSP de un día, se divide la irradiación de dicho día medidas en $W * h/m^2$, por $1000 W/m^2$. En general, se utiliza el valor medio de la irradiación diaria:

$$HSP_{(\alpha,\beta)} = \frac{G_{dm(\alpha,\beta)}}{1000 W/m^2}$$

Dónde:

$HSP_{(\alpha,\beta)}$ Horas solares pico para una superficie o módulo fotovoltaico con orientación e inclinación (α, β) .

$G_{dm(\alpha,\beta)}$ Valor medio de la irradiación global diaria sobre el plano del módulo fotovoltaico con una orientación α y una inclinación β , expresada en W/m^2 .

En el capítulo anterior se obtuvo que la energía solar anual en forma horizontal en las proximidades del predio del parque será de $1725 kW/m^2$ año. Este valor resulta de la integración de la energía incidente en cada hora del día. Con el objetivo de facilitar los cálculos se considerará las HSP, de esta manera la energía entregada por el sol en las coordenadas donde se encuentra el predio será de $1725 HSP$.

5.5.4. Inclinación de los paneles

La posición de una superficie o módulo fotovoltaico se especifica mediante dos coordenadas angulares: la orientación o ángulo acimutal (α) y la inclinación o ángulo de elevación (β).

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 15 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

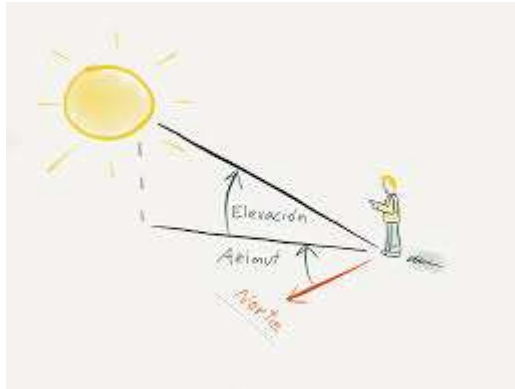


Figura 9 - Ángulos a tener en cuenta para la correcta inclinación de los paneles

Orientación o ángulo acimutal (α):

$$\alpha_{opt} = 180^\circ$$

Inclinación o ángulo de elevación (β):

Un módulo fotovoltaico recibe la mayor cantidad de energía posible cuando los rayos solares inciden sobre este de forma perpendicular.

Para determinar la inclinación óptima, se utiliza una expresión que resulta del análisis de los cálculos de la irradiación solar global para distintas inclinaciones en distintas latitudes:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \varphi$$

Dónde:

β_{opt} Es la inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual, en grados sexagesimales. No obstante, la inclinación del módulo no debe ser menor que 15° para permitir que la suciedad acumulada sobre su superficie sea retirada por el agua de lluvia.

φ Es la latitud del lugar en grados sexagesimales.

Las coordenadas donde se ubicara el parque son: Latitud $32,55^\circ$ y longitud $58,39^\circ$

$$\begin{aligned} \beta_{opt} &= 3,7 + 0,69 * |32,55^\circ| \\ \Rightarrow \beta_{opt} &= 26,16^\circ \end{aligned}$$

La ganancia lograda al inclinar los paneles con un ángulo óptimo es importante, la Tabla 1 del estudio "Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios" del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.1.2, señala que para una latitud de $32,5^\circ$, como en el emplazamiento del parque ESFV, la ganancia es de un 8,93%.

$$E_A = 1725 \frac{kWh}{m^2 - \text{año}} * 1,0893$$

$$E_A = 1879 \text{ HSP}$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 16 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.5.5. Energía solar fotovoltaica anual necesaria

Dado que el objetivo es generar energía para aumentar en un 50% la disponible en el distribuidor, el parque de ESFV deberá generar 943850 kWh a lo largo de todo el año.

En la Figura 10 se pueden ver los valores de energía que se proyecta alcanzar para el año 2020, comparado con el consumo actual del distribuidor. Para realizar esta estimación se tuvo en cuenta el crecimiento demográfico de los últimos años.

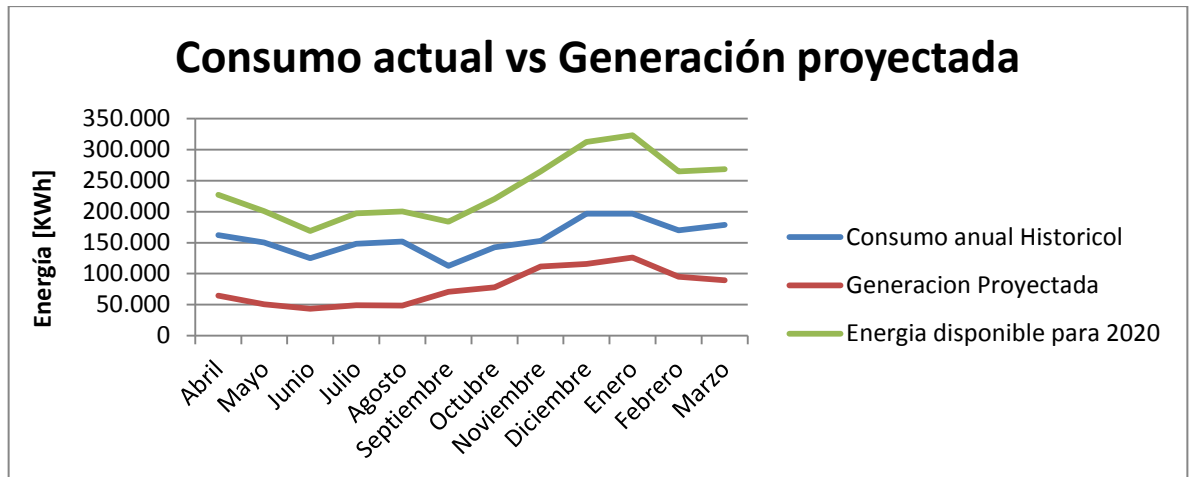


Figura 10 - Gráficos de consumo y generación proyectada

5.6. Diseño y selección de equipos generadores

5.6.1. Elección de los paneles fotovoltaicos (DG-1-PFV00-S0-100)

Existen dos grandes tipos de paneles fotovoltaicos: con celdas de silicio monocristalino y con celdas de silicio policristalino. Los primeros son más eficientes pero, por su tipo de fabricación, son más costosos y su uso es recomendado en climas fríos con presencia de nieve. Los paneles de celdas de silicio policristalino son ligeramente menos eficientes, menos costosos y recomendado para climas templados.

Por el tipo de clima de la zona donde estará ubicado el generador FV se utilizarán paneles solares con celdas de silicio policristalino. El precio de los mismos también ha jugado un papel fundamental a la hora de seleccionar esta tecnología, debido a la cantidad de paneles que serán necesarios. Los paneles solares a utilizar son los JINKO de 72 celdas de silicio policristalino.

PANEL FOTOVOLTAICO	
MARCA, Modelo	JINKO, JKM315P-72
Potencia	315 W
Dimensiones	1956x992x40 mm
Cantidad a instalar	2000
Código	DG-1-PFV00-S0-100

Figura 11 - Panel solar JINKO (DG-1-PFV00-S0-100)

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 17 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Sus principales características son:

- Alta eficiencia de conservación del módulo, gracias a su innovadora tecnología de producción.
- Resultados con baja irradiación lumínica, gracias al avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula.
- Resistencia en condiciones climáticas adversas: certificado para soportar 2400Pa de viento y cargas de nieve de 5400Pa.
- Resistencia en condiciones ambientales extremas: alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco.
- Certificación IEC 61215 y IEC 61730.

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.1 “Panel solar fotovoltaico JINKO modelo JKM315P-72” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.6.2. Número de paneles fotovoltaicos necesarios

Considerando la energía anual entregada por el sol durante un año y además que los paneles tienen una potencia de 315 W, la cantidad de estos que se necesitan para obtener una energía anual de 943850 kWh/año se obtiene según:

$$N_{PS} = \frac{E_{AG}}{P_{PS} * \frac{HSP}{año}}$$

Dónde:

N_{PS} Número de paneles solares requeridos

E_{AG} Energía solar anual a generar

P_{PS} Potencia de cada panel

$\frac{HSP}{año}$ Hora de sol pico anual

Entonces el número de paneles de 315 W cada uno será de:

$$N_{PS} = \frac{943850 \text{ KW/h}}{315 \text{ W} * 1879 \frac{h}{año}}$$

$$N_{PS} = 1595$$

Para poder asegurar el objetivo, se deben tener en cuenta las pérdidas que pueden tener los generadores fotovoltaicos: Perdidas debido a la tolerancia de lo potencia nominal de los módulos fotovoltaicos, perdidas por degradación de potencia en el tiempo, perdidas por mismatch, perdidas por el aumento de la temperatura de trabajo, perdidas por suciedad, perdidas angulares y espectrales, perdidas por sombreado, perdidas en el cableado y perdidas en el rendimiento del inversor, definidas en Anexo B – Definiciones y Glosario, capítulo 8.2.1.4. Para ello se propone aumentar en un 25% el número de paneles.

$$N_{PST} = 1595 * 1,25$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 18 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$N_{PST} = 1994$$

Este número es aproximado ya que se recalcularán según la disposición que tendrán en las estructuras.

5.6.3. Selección de los inversores (DG-1-I00)

En primer lugar es necesario aclarar que existen en el mercado, para este tipo de instalación, dos tipos de inversores: los centrales y los de string. Se pueden ver las características de cada uno, como así también la comparación entre ambos, en el Anexo B – Definiciones y glosario, capítulo 8.2.1.6.

Se decidió utilizar los inversores de string, ya que si bien su costo de instalación es mayor, su precio unitario y el costo de mantenimiento es menor comparado con el inversor central. Además, por las características del parque sería necesario utilizar solo un inversor central, y esto representaría un inconveniente importante a la hora de alguna eventual falla, ya que saldría de servicio todo el parque; mientras que al utilizarse varios inversores de string, en caso de una falla, saldría de servicio solo una parte del mismo. Otra característica importante de los inversores de string es que, debido a su precio, permite tener inversores de repuesto, de esta manera se reemplazaría el inversor con falla sin sacar de servicio ningún panel.

Para la selección del inversor de string se tuvo en cuenta la disponibilidad en el mercado argentino, la confiabilidad de la marca, costo de mantenimiento, servicio de postventa y potencia.

Los inversores a utilizar son de la marca Fronius, modelo Eco 27.0-3-S (Ver figura 12). Esta marca brinda capacitación para su mantenimiento y permite el intercambio de repuestos, a diferencia de otras marcas que en caso de falla se debe reemplazar el inversor.

	INVERSOR	
	MARCA, Modelo	FRONIUS, Eco 27.0-3-S
	Potencia	27000 W
	Dimensiones	725x510x225 mm
	Cantidad a instalar	20
	Código	DG-1-I00

Figura 12 - Inversor Fronius (DG-1-I00)

Sus principales ventajas son:

- Alta potencia pico.
- Tamaño y peso reducido.
- Protección IP66.
- Instalación rápida y sencilla
- Portafusibles y protección contra sobretensiones integrado
- Comunicación de datos integrada.
- Seguimiento.

Sus especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.2 “Inversor FRONIUS, modelo Eco 27.0-3-S” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 19 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.6.4. Número de inversores necesarios

Teniendo en cuenta que los inversores Fronius Eco 27.0-3-S pueden entregar 27000 W de potencia en el lado de AC, entonces la cantidad de paneles viene dado por:

$$N_I = \frac{P_{PS}}{P_{NI}} * \mu$$

Dónde:

- N_I Numero de inversores.
- P_{PS} Potencia entregada por los paneles.
- P_{NI} Potencia nominal del inversor.
- μ Sobredimensión de cada inversor.

$$N_I = \frac{1994 \text{ paneles} * 315 \frac{W}{\text{panel}} * 0,85}{27000 W}$$

$$N_I = 19,83 \text{ inversores}$$

Adoptamos entonces 20 inversores iguales.

5.6.5. Cantidad de paneles fotovoltaicos por inversor

Para poder obtener este dato, primero se debe conocer el número mínimo y máximo de paneles fotovoltaicos por cada inversor y también el número de strings (paneles conectados en serie) máximo por cada entrada. Para esto se necesitan los datos de los paneles fotovoltaicos seleccionados y como funcionarán en condiciones extremas.

Los datos que necesitamos de las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico se determinan en condiciones estándar de medida (CEM) o Standard Test Conditions (STC), las cuales son:

- Temperatura de la célula: 25 °C
- Irradiancia: 1000 W/m^2
- Masa de aire (AM): 1,5

Otro dato necesario de las especificaciones técnicas es la temperatura de operación nominal de la célula TONC o NOCT de sus siglas en inglés (Nominal Operating Cell Temperature), que corresponden a:

- Irradiancia en el plano del módulo: 800 W/m^2 , con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar
- Temperatura ambiente: 20 °C
- Velocidad del viento: 1 m/s
- Funcionamiento en circuito abierto.

Con estos datos se procede al cálculo de las condiciones extremas a las que estará eventualmente sometido el generador fotovoltaico.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 20 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.6.5.1. Número máximo de paneles conectados en serie admisible por inversor

En este caso se determinará la tensión máxima con respecto a la admisible por el inversor.

Como es sabido, al aumentar la radiación solar sobre cada panel también lo hace la temperatura de las células, por lo que la tensión se verá reducida. Debida a esto, la tensión será máxima en la condición de mínima temperatura ambiente y mínima radiación solar.

La ecuación que determina la temperatura a la que se someten las células es la siguiente:

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20\text{ }^\circ\text{C}}{800\text{ W/m}^2}$$

Dónde:

T_c	Temperatura de las células
T_a	Temperatura ambiente
G	Radiación solar
$TONC$	Temperatura de operación nominal de la célula

Las consideraciones que se tendrán en cuenta son:

- Temperatura ambiente mínima: $-5\text{ }^\circ\text{C}$. Para determinar este valor se tuvieron en cuentas las estadísticas “Valores extremos de temperatura” del Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Ver Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.1.4.
- Radiación mínima 100 W/m^2
- TONC, tomado de las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico: $45\text{ }^\circ\text{C} (\pm 2\text{ }^\circ\text{C})$

Entonces la temperatura que alcanzarán las células será de:

$$T_c = -5\text{ }^\circ\text{C} + 100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * \frac{47\text{ }^\circ\text{C} - 20\text{ }^\circ\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \Rightarrow T_c = -1,875\text{ }^\circ\text{C}$$

Para obtener la máxima tensión que se obtendrá del panel solar fotovoltaico, se debe tener en cuenta el coeficiente de variación de la tensión por temperatura (obtenido de las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico) como así también la variación de temperatura que tiene lugar en las células respecto de las STC (referencia que nos brinda el fabricante).

$$V_{MÁX\text{ PANEL}} = V_{OC} + V_{OC} * C_{TV_{OC}} * \Delta T_C$$

Dónde:

$V_{MÁX\text{ PANEL}}$	Tensión máxima del panel solar
V_{OC}	Tensión en circuito abierto (STC)
$C_{TV_{OC}}$	Coeficiente de temperatura de V_{OC}
ΔT_C	Variación de temperatura de las células

$$V_{MÁX\text{ PANEL}} = 46,2\text{ V} + 46,2\text{ V} * (-0,31\text{ } \%/^\circ\text{C}) * (-1,875\text{ }^\circ\text{C} - 25\text{ }^\circ\text{C}) \Rightarrow V_{MÁX\text{ PANEL}} = 50,049\text{ V}$$

La ecuación que determina el número máximo de paneles en serie por inversor es la siguiente:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 21 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$N_{MÁX\ PANELES} = \frac{U_{MÁX\ INVERSOR}}{V_{MÁX\ PANEL}}$$

Dónde:

$N_{MÁX\ PANELES}$ Número máximo de paneles en serie por inversor
 $U_{MÁX\ INVERSOR}$ Tensión máxima admisible por el inversor
 $V_{MÁX\ PANEL}$ Tensión máxima de panel solar

Entonces, el número máximo de paneles fotovoltaicos que se podrá poner en serie por cada string conectado a cada uno de los inversores sin superar el máximo admisible es:

$$N_{MÁX\ PANELES} = \frac{1000\ V}{50,05\ V} \Rightarrow N_{MÁX\ PANELES} = 20\ \text{paneles}$$

5.6.5.2. Número mínimo de paneles conectados en serie admisible por inversor

De manera análoga, la tensión mínima del generador fotovoltaico se dará en la condición de tensión nominal con máxima temperatura y radiación solar.

Entonces, considerando una temperatura ambiente máxima de 41 °C (“Valores extremos de temperatura” del SMN) y una radiación solar máxima de 1000 W/m², la temperatura de las células en estas condiciones será:

$$T_C = 41\ ^\circ\text{C} + 1000\ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * \frac{47\ ^\circ\text{C} - 20\ ^\circ\text{C}}{800\ \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \Rightarrow T_C = 74,75\ ^\circ\text{C}$$

Para obtener la mínima tensión que se obtendrá del panel solar fotovoltaico se debe tener en cuenta el coeficiente de variación de la tensión por temperatura, como así también la variación de temperatura que tiene lugar en las células respecto de las STC (referencia que nos brinda el fabricante).

$$V_{MIN\ PANEL} = V_{mp} + V_{mp} * C_{TVOC} * \Delta_{TC}$$

Dónde:

$V_{MIN\ PANEL}$ Tensión mínima del panel solar
 V_{mp} Tensión nominal (STC)
 C_{TVOC} Coeficiente de temperatura de V_{OC}
 Δ_{TC} Variación de temperatura de las células

$$V_{MIN\ PANEL} = 37,2\ V + 37,2\ V * (-0,31\ \%/^{\circ}\text{C}) * (74,75\ ^\circ\text{C} - 25\ ^\circ\text{C}) \Rightarrow V_{MIN\ PANEL} = 31,46\ V$$

Para obtener el número mínimo de paneles por inversor, hacemos:

$$N_{MIN\ PANELES} = \frac{U_{MIN\ INVERSOR}}{V_{MIN\ PANEL}}$$

Dónde:

$N_{MIN\ PANELES}$ Número mínimo de paneles en serie por inversor
 $U_{MIN\ INVERSOR}$ Tensión mínima admisible por el inversor
 $V_{MIN\ PANEL}$ Tensión mínima del panel solar

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 22 de 99
------------------------------	------------------------------	---------	-----------------

Entonces, el número mínimo de paneles fotovoltaicos que se podrá poner en serie por cada string conectado a cada uno de los inversores sin caer por debajo del mínimo admisible es:

$$N_{MIN\ PANELES} = \frac{580\ V}{31,46\ V} \Rightarrow N_{MIN\ PANELES} = 18,43\ \text{paneles}$$

Adoptamos 20 paneles en serie.

5.6.5.3. Número máximo de strings conectados en paralelo admisible por entrada de inversor

En este caso se tiene en cuenta la corriente máxima que puede aportar cada strings, la cual se dará en la condición de corriente de cortocircuito con máximas temperatura ambiente y radiación solar.

De esta manera, considerando una temperatura ambiente máxima de $41\ ^\circ\text{C}$ y una radiación solar máxima de $1000\ \text{W}/\text{m}^2$, la temperatura de las células bajo estas condiciones será al igual que el caso anterior:

$$T_C = 41\ ^\circ\text{C} + 1000\ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * \frac{47\ ^\circ\text{C} - 20\ ^\circ\text{C}}{800\ \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \Rightarrow T_C = 74,75\ ^\circ\text{C}$$

Para obtener la corriente máxima que entregará el panel solar fotovoltaico se debe tener en cuenta el coeficiente de variación de la corriente por temperatura, como así también la variación de temperatura que tiene lugar en las células respecto de las STC (referencia que nos brinda el fabricante).

$$I_{MÁX\ PANEL} = I_{SC} + I_{SC} * C_{T_{I_{SC}}} * \Delta_{TC}$$

Dónde:

$I_{MÁX\ PANEL}$	Corriente máxima del panel solar
I_{SC}	Corriente en cortocircuito (STC)
$C_{T_{I_{SC}}}$	Coefficiente de temperatura de I_{SC}
Δ_{TC}	Variación de temperatura de las células

$$I_{MÁX\ PANEL} = 9,01\ A + 9,01\ A * 0,06\ \%/^\circ\text{C} * (74,75\ ^\circ\text{C} - 25\ ^\circ\text{C}) \Rightarrow I_{MÁX\ PANEL} = 9,28\ A$$

El número de string máximos por cada entrada de inversor se obtiene de la siguiente expresión:

$$N_{MÁX\ STRING} = \frac{I_{MÁX\ ENTRADA}}{I_{MÁX\ PANEL}}$$

Dónde:

$N_{MÁX\ STRING}$	Número máximo de string en paralelo por entrada de inversor
$I_{MÁX\ ENTRADA}$	Corriente máxima admisible por entrada del inversor
$I_{MÁX\ PANEL}$	Corriente máxima del panel solar

Entonces, el número máximo de string que se podrá poner en paralelo por cada entrada del inversor sin superar el máximo admisible será:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 23 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$N_{MÁX\ STRING} = \frac{47,7\ A}{9,28\ A} \Rightarrow N_{MÁX\ STRING} = 5,14\ strings$$

Se adoptarán 5 strings en paralelo con 20 paneles en serie cada uno en la entrada de los inversores.

5.6.5.4. Verificación y determinación de condiciones nominales de operación

El inversor admite por cada entrada una tensión DC comprendida entre 580 V y 1000 V. Ahora verificaremos el diseño propuesto de 20 paneles por cada entrada del inversor, para saber si la tensión que entrega está comprendida entre el rango admitido por el mismo. Sabiendo que la tensión nominal de cada panel es de 37,2 V tenemos:

$$20 \frac{\text{paneles}}{\text{entrada}} * 37,2 \frac{V}{\text{panel}} = 744 \frac{V}{\text{entrada}}$$

El diseño propuesto es correcto al ver que:

$$580\ V < 744 \frac{V}{\text{entrada}} < 1000\ V$$

Verificaremos ahora la corriente de cada entrada del inversor, la cual no puede superar 47,7 A. En el diseño se propuso 5 strings por cada entrada, sabiendo que la corriente nominal de los paneles es de 8,48 A, tenemos:

$$5 \frac{\text{string}}{\text{entrada}} * 8,48 \frac{A}{\text{panel}} = 42,4 \frac{A}{\text{entrada}}$$

La cual es menor a la máxima tensión admitida por el inversor, por lo que el diseño es correcto.

En la siguiente imagen se puede ver un esquema simplificado de la conexión en la entrada al inversor, en ella se aprecian los 5 strings en paralelo con 20 paneles solares de 315 W cada uno.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 24 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

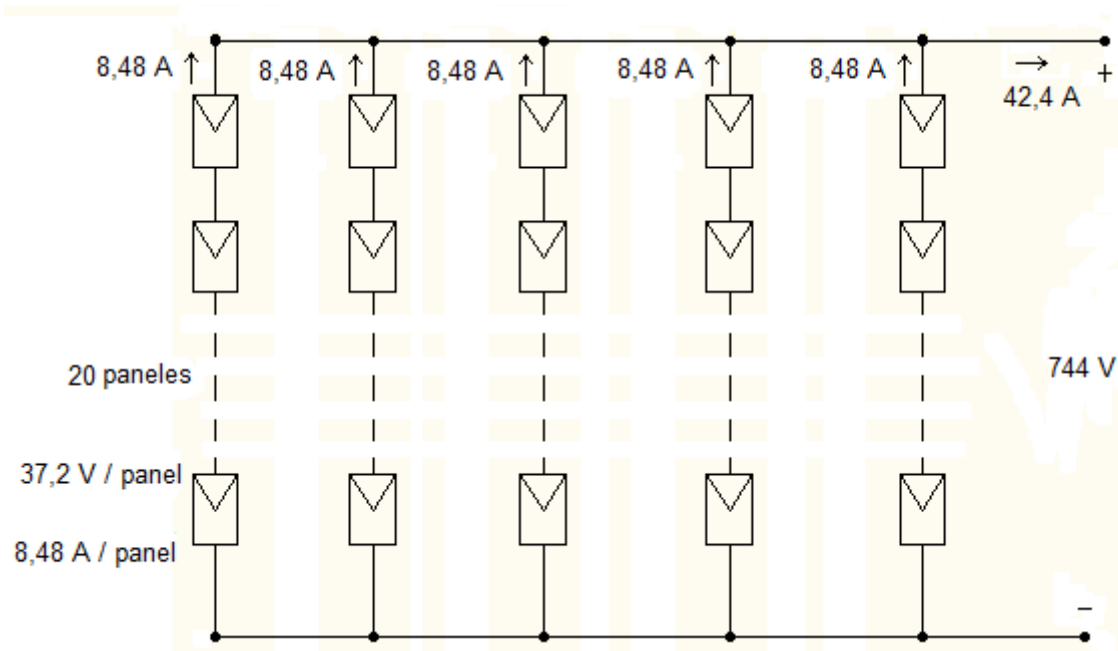


Figura 13 - Esquema de conexión de entrada al inversor

A continuación se calcula la potencia solar fotovoltaica por cada entrada del inversor:

$$P_{x\text{ entrada}} = 5 \frac{\text{string}}{\text{entrada}} * 20 \frac{\text{paneles}}{\text{entrada}} * 315 \frac{W}{\text{panel}} \Rightarrow P_{x\text{ entrada}} = 31500 \frac{W}{\text{entrada}}$$

Como el inversor admite como máximo 27000 W y una potencia solar fotovoltaica máxima de 37800 W, podemos concluir que se verifica el diseño.

Por lo tanto, la cantidad de paneles que cada inversor tendrá a cargo será:

$$P_{PI} = 5 \frac{\text{string}}{\text{entrada}} * 20 \frac{\text{paneles}}{\text{string}} \Rightarrow P_{PI} = 100 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}$$

Y como se calculó en el apartado 5.5.4, se contará con 20 inversores, entonces:

$$N^{\circ}_{tot\text{ paneles}} = 100 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} * 20 \text{ inversores} \Rightarrow N^{\circ}_{tot\text{ paneles}} = 2000 \text{ paneles}$$

Lo que es aproximadamente igual a 1994 paneles calculados en el apartado 5.5.2, por lo que los cálculos fueron correctos.

Además, se verificó con el software en línea de Fronius, obteniendo resultados similares. El mismo se puede consultar en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.1.5 “Verificación del diseño del parque con el software en línea de Fronius”.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 25 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.6.6. Potencia solar fotovoltaica a instalar

La potencia solar fotovoltaica a instalar será entonces de:

$$P_{SFI} = 2000 \text{ paneles} * 315 \frac{W}{\text{panel}} \Rightarrow P_{SFI} = 630 \text{ kW}$$

5.6.7. Energía total anual generada

Teniendo en cuenta la cantidad definitiva de paneles solares a instalar y el rendimiento de cada inversor (η_I), la energía total anual generada será de:

$$E_{AG} = 20 \text{ inversores} * (N_{PS} * P_{PS} * HSP * \eta_I)$$

$$E_{AG} = 20 \text{ inversores} * \left(100 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} * 315 \frac{W}{\text{panel}} * 1879 \frac{h}{\text{año}} * 98 \% \right)$$

$$E_{AG} = 1160,1 \frac{MWh}{\text{año}}$$

Lo cual es mayor a la energía solar fotovoltaica anual necesaria, apartado 5.4.5.

5.6.8. Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos

Se recomienda que la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos situados en el mismo plano que puedan proyectar sombras sobre estos, sea tal que se garantice como mínimo 6 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Considerando d como la distancia entre la fila de un módulo y el principio del siguiente de la sucesiva fila, este debe ser como mínimo:

$$d = k * h$$

Dónde k es un factor adimensional que adopta el valor obtenido según la siguiente expresión, siendo φ la latitud del lugar:

$$k = \frac{1}{\tan(61 - \varphi)}$$

Reemplazando para nuestro caso:

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 32,55^\circ)} \Rightarrow k = 1,85$$

La variable h adopta el valor de la diferencia de altura entre la parte baja de una fila y la parte alta de la fila anterior. Determinación de h : inclinación del panel + longitud del panel.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 26 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

La disposición a utilizar será de dos paneles verticales de alto. De esta manera se favorecen las tareas de montaje y posteriormente de mantenimiento, al no representar una altura considerable en su parte más elevada.

Como los paneles tienen 1956 mm de alto y se dispondrán dos de ellos con una separación entre ambos de 30 mm, la longitud total será de:

$$\text{hipotenusa} = (2 * 1956 \text{ mm}) + 30 \text{ mm} = 3942 \text{ mm}$$

Como se ha calculado en el capítulo 5.4.4, la inclinación de los paneles es de 26,16°, entonces utilizando trigonometría podemos calcular la altura de los módulos. A dicha altura se le agregan 200 mm de la estructura. En la Figura 14 se resumen todas las medidas.

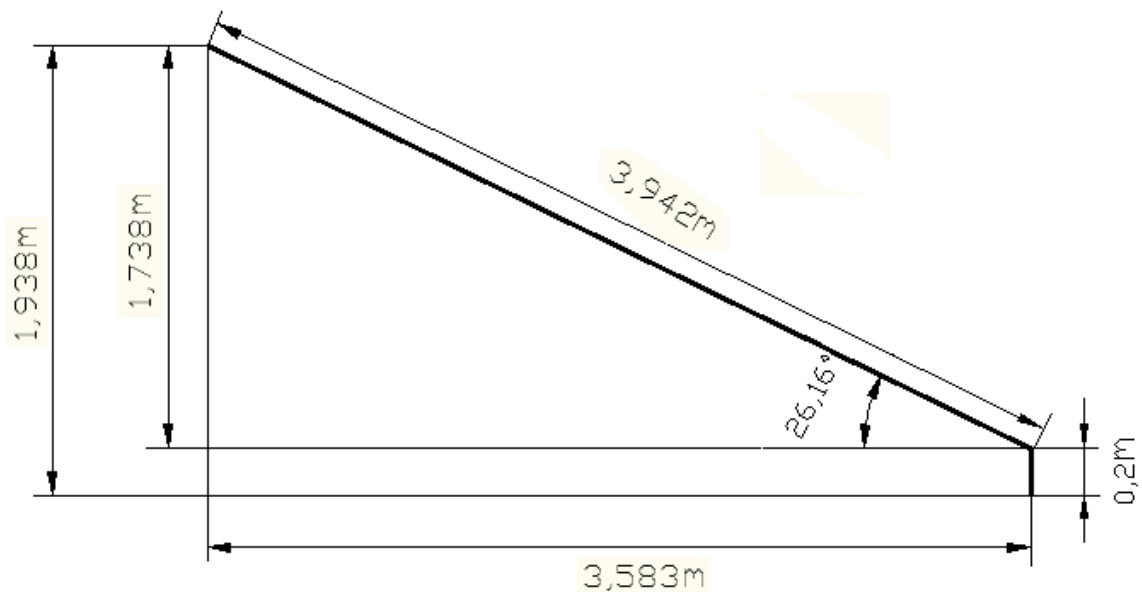


Figura 14 - Medidas de los paneles colocados en la estructura

Por lo que la distancia entre filas de módulos deberá ser como mínimo de:

$$\Rightarrow d = 1,85 * 1,938 \text{ m} \Rightarrow d > 3,6 \text{ m}$$

5.7. Cálculo eléctrico

5.7.1. Diseño de la instalación eléctrica

Como se ha dicho anteriormente, en el párrafo 5.5.5.3, los paneles irán conectados en serie. Como se puede ver en la Figura 15, si se conectan los paneles en serie de manera consecutiva (positivo con negativo de paneles contiguos), es necesario utilizar un conductor de CC extra, desde un extremo al otro, aumentando de manera innecesaria la cantidad de conductores y, por lo tanto, los costos. Por lo que se propone la disposición de la Figura 16 para aprovechar los conductores propios de los paneles. Esto es posible porque la longitud de dichos conductores lo permite.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 27 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

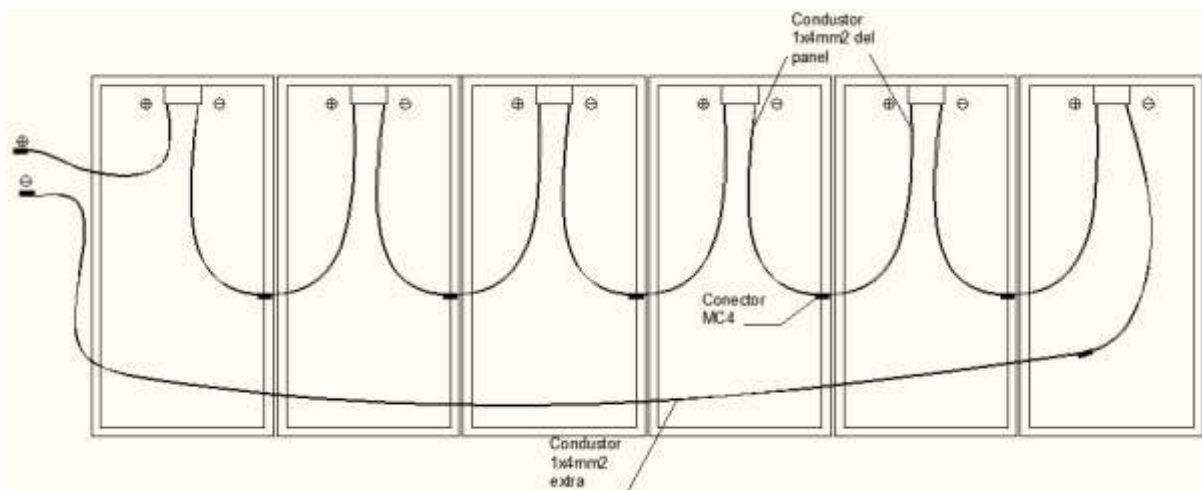


Figura 15 - Conexión en serie de manera consecutiva de los paneles FV

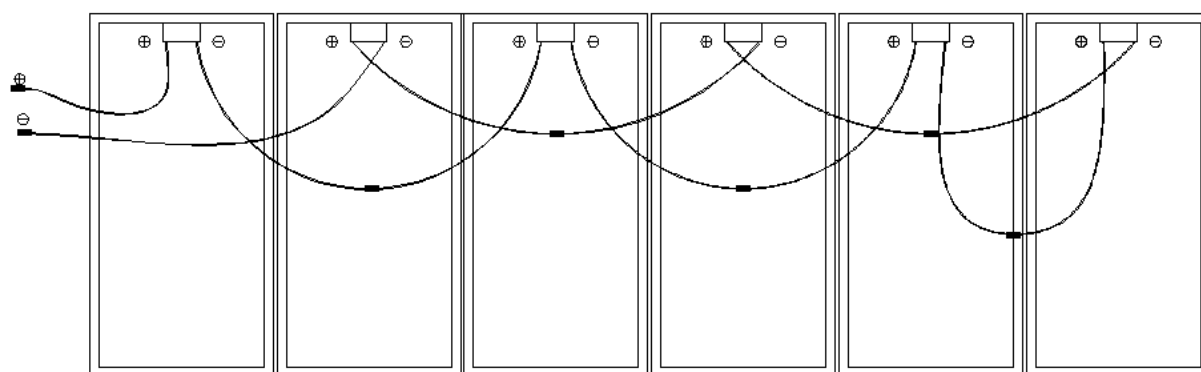


Figura 16 - Conexión en serie de manera eficiente de los paneles FV

La conexión entre paneles se hace mediante los conectores MC4 que vienen incluidos.

La Figura 17 muestra un esquema unifilar que resume el conexionado y las protecciones necesarias desde el generador FV al inversor y de este último a la red de distribución de media tensión. En Anexo D – Planos, plano n° 1903A-9-B-A se puede ver el esquema unifilar completo.

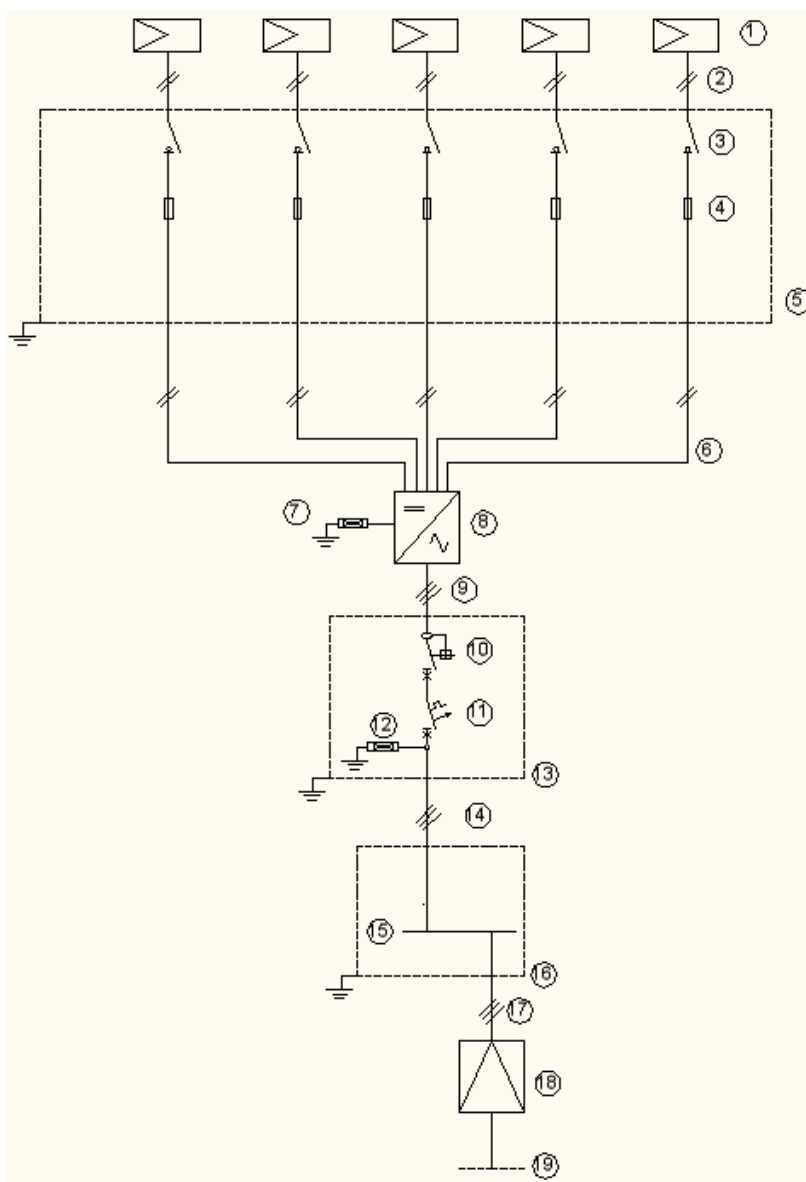


Figura 17 - Esquema unifilar del generador de ESFV

Dónde:

- 1- Strings
- 2- Conductores CC desde los strings a la caja de protecciones CC
- 3- Interruptores seccionadores
- 4- Fusibles
- 5- Caja de protecciones CC
- 6- Conductores CC desde la caja de protecciones CC a los inversores
- 7- Descargadores de sobretensión de CC
- 8- Inversor
- 9- Conductor CA desde el inversor a la caja de protecciones CA
- 10- Interruptor diferencial
- 11- Interruptor termomagnético
- 12- Descargador de sobretensión de CA

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 29 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

- 13- Caja de protecciones CA
- 14- Conductor CA desde la caja de protecciones CA a la caja de nivel 3
- 15- Barras colectoras
- 16- Caja de nivel 3
- 17- Conductor CA desde la caja de nivel 3 a la Sub Estación Transformadora
- 18- Sub Estación Transformadora (SET)
- 19- Punto de conexión a la red de media tensión

Cada estructura constará con 100 paneles, es decir 5 strings de 20 paneles cada uno. En cada entrada de los inversores irá conectado un string, la conexión en paralelo de los mismos se realiza internamente en el inversor.

Para alojar las protecciones del lado de corriente continua se utilizarán 10 cajas de protecciones DC (nivel 1), donde irán los interruptores seccionadores, los fusibles de strings y los descargadores de sobretensión que requiere la norma AEA 90364-7-712. Estas cajas estarán situadas contiguas a los inversores.

Mientras que para las protecciones del lado de alterna, se dispondrán 10 cajas de protecciones AC (nivel 2), cada una colectando las salidas de 2 inversores y estarán ubicadas contiguas a los mismos. En estas cajas irán los descargadores de sobretensión, un interruptor termomagnético y un interruptor diferencial.

Finalmente, antes de la SET, habrá una caja de nivel 3 conteniendo las barras colectoras donde se conectarán los 20 inversores. Para proteger los conductores, en estas cajas se colocará un interruptor diferencial general.

5.7.2.Cálculo y selección de los conductores CA desde el transformador a las cajas de nivel 3 (CE-2-C-CA95)

En este apartado se calculará la sección mínima que deben tener los conductores de corriente alterna de baja tensión, que van desde los bornes de baja tensión del transformador hasta las barras colectoras ubicadas en la caja de nivel 3. Para este cálculo, como así también para los siguientes cálculos de conductores, se tendrá en cuenta el Reglamento AEA 90364-Parte 7-2006 [8].

Consideraciones a tener en cuenta según AEA 90364-Parte 7-2006 [8]:

- Temperatura ambiente para el cálculo [8] Pág. 92 tabla 771.16.2.1.2:
 - A) cable en aire, independiente de la forma de instalación: 40°C
 - B) Para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados: temperatura del suelo: 25°C
- Temperatura máxima admisible de los conductores en servicio continuo con carga de 100%, tabla 771.16.2.1.3 pág. 92 [8]:
 - B) aislación de polietileno reticulado (XLPE) material termoestable: 90°C.
- Temperatura máxima admisible de los conductores en condición de cortocircuito para tiempos de hasta 5s, apartado 771.16.2.1.2.4 [8]:
 - B) aislación de polietileno reticulado (XLPE) material termoestable:250°C.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 30 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Datos:

- Distancia máxima a la caja de nivel 3: $D_{mcn3} = 13 \text{ m}$
- Temperatura ambiente máxima: 40°C
- Conductor a utilizar: conductor multipolar de cobre, con aislación XLPE/termoestable
- Sistema de instalación: 5 metros directamente enterrados y 7 metros sobre estructura al aire libre.
- Potencia máxima de los inversores : $P = 20 * 0,98 * 27 \text{ kW} = 540 \text{ kW}$
- Corriente máxima que entregan los inversores: $I_{mt} = 20 * 39 \text{ A} = 780 \text{ A}$
- Tensión nominal del inversor: $V_{ni} = 400 \text{ V}$

Como se trata de un tendido con dos formas de instalación, un tramo aéreo y un tramo subterráneo, se tomará el más desfavorable para la preselección de la sección. Y dado que es una corriente elevada se adoptan 3 circuitos en paralelo para alimentar el transformador.

$$I_{mt} = \frac{780 \text{ A}}{3} = 260 \text{ A}$$

$$P = \frac{540 \text{ kW}}{3} = 180 \text{ kW}$$

Según [8] tabla 771.16.III (continuación) “Intensidades de corriente admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C ”. Método E, con bandeja perforada, un cable multipolar, aislado con XLPE/termoestable, 3X; la preselección será de 95 mm^2 que admite una corriente de 271 A.

Según [8] Tabla 771.16.VI (continuación) “Intensidad de corriente admisible [A], para una temperatura del terreno igual a 25°C y resistividad térmica específica del terreno igual a $1 \text{ K} * \text{m} / \text{W}$ ”. Método D2 directamente enterrado, un cable multipolar, aislado con XLPE/termoestable, 3X; la preselección será de 95 mm^2 que admite una corriente de 308 A.

Se adopta para la preselección el método en bandeja perforada de 95 mm^2 y una corriente admisible de 271 A, por ser esta la condición más desfavorable.

5.7.2.1. Determinación por caída de tensión

Caída de tensión en instalaciones generadoras de baja tensión: según (ITC_BT 40, punto 5) “La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de la Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”. Para el conductor objeto de nuestro cálculo, limitamos la caída de tensión a 0,4%.

Por lo que la caída de tensión máxima será:

$$e = 0,4\% * 400 \text{ V} = 1,6 \text{ V}$$

La fórmula con la que se obtiene la sección por el criterio de caída de tensión es la siguiente:

$$S = \frac{P * L}{\gamma * e * V_{ni}}$$

Dónde:

L Longitud de los conductores: 13 m

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 31 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

V_n	Tensión nominal: $V_n = 400 V$
γ	Conductividad del cobre a $90^\circ C$ para cables termoestables: $45,5 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$
e	Caída de tensión máxima: $2 V$

$$S = \frac{180 \text{ kW} * 13 \text{ m}}{45,5 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 * 1,6 V * 400 V} = 80,36 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto la sección resultante es la inmediata superior, es decir 95 mm^2 .

Recalculando la caída de tensión para la sección de cable comercial tenemos:

$$e = \frac{180 \text{ kW} * 13 \text{ m}}{45,5 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2 * 95 \text{ mm}^2 * 400 V} = 1,35 V$$

Esta caída de tensión representa un 0,34%, lo que es menor al 0,4% propuesto.

5.7.2.2. Verificación por corriente de cortocircuito

Siguiendo lo indicado según “Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuito máximas” [8] pág. 136, tabla 771.19.2.2.3 para los cortocircuitos cuya duración es de 0,1 s y mayores, hasta 5 s, se considera protegido al conductor cuya sección nominal cumpla con la siguiente expresión:

$$S \geq \frac{I * \sqrt{t}}{k}$$

Dónde:

S	Sección del conductor mm^2
I	Corriente de cortocircuito en amperes
t	Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos
k	Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, a las temperaturas inicial y final del mismo. De tabla 771.19.II [8] pág. 136, el valor k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial $90^\circ C$ y temperatura final de $250^\circ C$ según tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que podrá darse en este tramo la podremos obtener con la siguiente ecuación:

$$I_k = \frac{c * V_l}{\sqrt{3} * Z_{cc}}$$

Dónde:

I_k	Corriente de cortocircuito en el punto de falla
c	Factor de tensión (igual a 1,05 en el punto de falla)
V_l	Tensión nominal de línea en el punto de defecto
Z_{cc}	Impedancia de cortocircuito hasta el punto de falla

Cálculo de la impedancia de cortocircuito hasta el punto de falla

- Impedancia de la red:

Siguiendo el ejemplo de cálculo de [8] Anexo 771-H pág. 223, la impedancia de la red será:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 32 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$Z_{RED} = \frac{V_{BT}^2}{S_{nr}}$$

Dónde:

V_{BT} Tensión de línea de la red, en vacío
 S_{nr} Potencia de cortocircuito de la red

Se adopta una potencia de cortocircuito en la red de media tensión de 300 MVA. La impedancia, resistencia y reactancia serán:

$$Z_{RED} = \frac{(13,2 \text{ kV})^2}{300 \text{ MVA}} = 0,58 \Omega$$

$$R_{RED} = 0,2 * Z_{RED} = 0,2 * 0,58 \Omega = 0,12 \Omega$$

$$X_{RED} = \sqrt{Z_{RED}^2 - R_{RED}^2} = \sqrt{(0,58 \Omega)^2 - (0,12 \Omega)^2} = 0,57 \Omega$$

- Impedancia del transformador:

La misma se obtiene como:

$$Z_T = V_{cc\%} * \frac{V_{BT}^2}{S_n}$$

Dónde:

V_{BT} Tensión de línea en vacío, del transformador
 $V_{cc\%}$ Tensión de cortocircuito porcentual del transformador
 S_{nr} Potencia aparente del transformador

$$Z_T = 0,04 * \frac{(400 \text{ V})^2}{630 \text{ KVA}} = 10,16 \text{ m}\Omega$$

La resistencia la obtendremos de la ecuación de potencia de cortocircuito:

$$P_{CC} = 3 * I_n^2 * R$$

$$R_T = \frac{P_{CC}}{3 * I_n^2} = \frac{P_{CC} * V_{BT}^2}{3 * S_n^2}$$

Dónde:

P_{CC} Pérdidas por efecto Joule

$$R_T = \frac{7250 \text{ W} * (400 \text{ V})^2}{3 * (630 \text{ KVA})^2} = 0,97 \text{ m}\Omega$$

La reactancia será entonces:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{(10,16 \text{ m}\Omega)^2 - (0,97 \text{ m}\Omega)^2} = 10,11 \text{ m}\Omega$$

Por lo tanto, la impedancia total hasta los bornes del transformador será de:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 33 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$Z_{CC} = \sqrt{(R_{RED} + R_T)^2 + (X_{RED} + X_T)^2}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(0,12 \Omega + 0,97 \text{ m}\Omega)^2 + (0,57 \Omega + 10,11 \text{ m}\Omega)^2} = 0,6 \Omega$$

Por lo cual la correspondiente corriente de cortocircuito que se establecerá será:

$$I_A = \frac{13,2 \text{ kV}}{\sqrt{3} * 0,6 \Omega} = 12,7 \text{ kA}$$

Esta es la corriente de cortocircuito permanente, para calcular la corriente de cortocircuito (valor máximo asimétrico) hacemos:

$$I_k = K * \sqrt{2} * I_A$$

Dónde K varía según la relación R/X, de la siguiente manera:

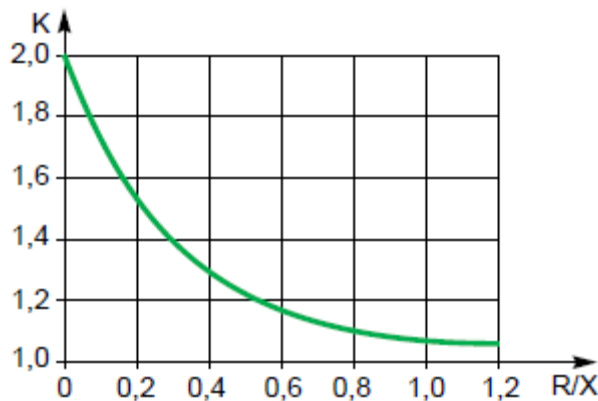


Figura 18 - Variación del factor K en función de R/X R/L (IEC 60909)

$$\frac{R_A}{X_A} = \frac{0,12 \Omega + 0,97 \text{ m}\Omega}{0,57 \Omega + 10,11 \text{ m}\Omega} = 0,2 \Rightarrow K = 1,55$$

$$\therefore I_k = 1,55 * \sqrt{2} * 12,7 \text{ kA} \Rightarrow I_k = 27,84 \text{ kA}$$

Esta corriente de cortocircuito será la suministrada por el transformador de 630 kVA. Debemos añadir la máxima corriente que pueden entregar los 20 inversores ante una falla. Cada inversor puede entregar como máximo 39 A, por lo tanto la corriente de cortocircuito total en barras principales ante un defecto en el tramo en análisis será:

$$I = 27,84 \text{ kA} + 20 * 39 \text{ A} = 28,62 \text{ kA}$$

Considerando el tiempo mínimo de duración de la interrupción impuesto por la norma, el cual es de 0,1 s, podemos obtener la sección mínima a utilizar en este tramo para que ante un eventual cortocircuito no se dañe el conductor empleado. Dicha sección mínima será entonces de:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 34 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$S \geq \frac{28,62 \text{ kA} * \sqrt{0,1 \text{ s}}}{143} = 63,29 \text{ mm}^2$$

La sección comercial inmediata superior es 70 mm².

De los tres criterios, adoptamos el que dio por cálculo la mayor sección, es decir 95 mm², que según la tabla 771.16.III (continuación) “Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C pág. 97 [8] Método E, bandeja perforada, cables multipolares en contacto, aislación XLPE/Termoestable, 3X, admite una corriente de 271 A.

5.7.2.3. Selección de los conductores CA desde el transformador a las cajas de nivel 3

Para la selección se utilizará el catálogo Prysmian – Cables para Baja Tensión, Catálogo General – 2008. Se seleccionó el conductor del modelo Retenax Valio, especialmente diseñado para alimentación de potencia o distribución de energía, en baja tensión en edificios e instalaciones industriales, en tendidos subterráneos o sobre bandejas. Especialmente aptos para instalaciones donde se requiera amplia maniobrabilidad y máxima capacidad de potencia. El mismo cumple con la norma IRAM 2178, es de cobre electrolítico grado eléctrico según IRAM 2011 y el aislamiento es polietileno reticulado silanizado (xlpe). Se pueden ver todas las características técnicas del mismo en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.3 “Conductor CA PRYSMIAN, modelo Retenax Valio 3 * 95/50 mm²”.

Cálculo de la cantidad de conductor

Para determinar la cantidad de metros necesarios sabemos que son 3 circuitos por fase de 13 m cada uno, por lo tanto:

$$long = 3 * 13 \text{ m} \Rightarrow long = 39 \text{ m}$$

	CONDUCTOR DE CA DE 95 mm ²	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Retenax Valio
	Sección	3x95/50 mm ²
	Corriente admisible	271 A
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad	40 m
	Código	CE-2-C-CA95

Figura 19 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA95)

5.7.2.4. Disposición

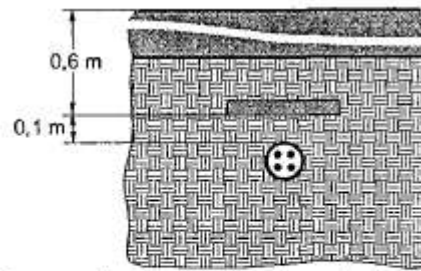
Éstos conductores estarán dispuestos un tramo directamente enterrado, y otro tramo aéreo hasta conectarse con el transformador.

5.7.2.5. Tendido directamente enterrado

El fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin piedras. Los cables se dispondrán, respetando los radios de curvatura mínimos correspondientes, a una profundidad de 0,7 m respecto a la superficie del terreno.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 35 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

A los conductores se les efectuará una protección contra el impacto mecánico de ladrillo según muestra el esquema de la Figura 20.



Arena o tierra cribada apisonada, (zaran-deada), con recubrimiento de ladrillos enteros dispuestos en forma transversal a la traza.
Se consideran ladrillos de medidas mínimas 0,25 x 0,09 x 0,05 m

Figura 20 - Protección contra impactos mecánicos

También se debe colocar una cinta de advertencia a 20 cm de la superficie y en todo el desarrollo longitudinal de la zanja. Las características técnicas de la misma se encuentran en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.4 “Malla de peligro eléctrico GIADE”.

	MALLA DE PELIGRO ELÉCTRICO	
	MARCA, Modelo	GIADE, mallasubat
	Leyenda	ALTA TENSIÓN
	Ancho	15 cm
	Cantidad	5 m
	Código	CE-6-M

Figura 21 – Malla de peligro eléctrico GIADE (CE-6-M)

5.7.2.6. Conexionado

Uno de los extremos estará conectado a los fusibles APR de la sub estación transformadora, mientras que el otro se conectará a las barras colectoras en las cajas de nivel 3 mediante terminales de un orificio. Estos terminales irán en cada fase del conductor, de la caja de nivel 3 salen 12 conductores tetrapolares donde las fases son de 95 mm^2 y el neutro de 50 mm^2 , entonces:

$$\begin{aligned} \text{cant. terminales de } 95 \text{ mm}^2 &= \text{cantidad de conductores} * \text{fases del conductor} \\ &= 3 * 3 \Rightarrow \text{cant. terminales de } 95 \text{ mm}^2 = 9 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{cant. terminales de } 50 \text{ mm}^2 &= \text{cantidad de conductores} * \text{fases del conductor} \\ &= 3 * 1 \Rightarrow \text{cant. terminales de } 50 \text{ mm}^2 = 3 \end{aligned}$$

Los terminales se seleccionan de la marca LCT, las principales características se muestran en las Figuras 22 y 23, la ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.5 “Terminal de cobre LCT”.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 36 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------


	TERMINAL DE 95 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 95/0
	Sección	95 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	9
	Código	CE-2-TC95

Figura 22 - Terminal LCT para conductor de 95mm² (CE-2-TC95)


	TERMINAL DE 50 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 50/2
	Sección	50 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	3
	Código	CE-2-TC50

Figura 23 - Terminal LCT para conductor de 50mm² (CE-2-TC50)

5.7.3. Cálculo y selección de los conductores CA desde la caja de nivel 3 a los inversores (CE-2-C-CA35)

En este apartado se calculará la sección mínima que deban tener los conductores de corriente alterna de baja tensión. Los mismos irán desde las barras colectoras hasta las cajas de nivel 2 enterrados en cañerías y desde las cajas de nivel 2 a los inversores se dispondrán sobre bandeja perforada.

Datos:

- Distancia máxima a la caja de protecciones AC : $D_{mcpAC} = 87 \text{ m}$
- Temperatura ambiente máxima: 40°C
- Conductor a utilizar: conductor multipolar de cobre, con aislación XLPE/termoestable
- Sistema de instalación: 85 metros enterrados bajo tierra en cañerías y 2 metros sobre bandeja perforada
- Potencia del inversor: $P = 27000 \text{ W}$
- Corriente máxima que entrega el inversor: $I_{mi} = 39 \text{ A}$
- Tensión nominal del inversor: $V_{ni} = 400 \text{ V}$

Como se trata de un tendido con dos formas de instalación, un tramo en bandeja y un tramo subterráneo, se tomará el más desfavorable para la preselección de la sección. No requiere corrección por temperatura, ya que se toma 25°C para la temperatura del suelo y 40°C para la temperatura ambiente.

$$I_{mi} = 39 \text{ A}$$

Según [8] tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corriente admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C". Método E, con bandeja perforada, un cable multipolar, aislado con XLPE/termoestable, 3X; la preselección será de 6 mm² que admite una corriente de 49 A.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 37 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Según [8] Tabla 771.16.VI (continuación) “Intensidad de corriente admisible [A], para una temperatura del terreno igual a 25°C y resistividad térmica específica del terreno igual a 1 K * m / W”. Método D1 caño enterrado, un cable multipolar, aislado con XLPE/termoestable, 3X; la preselección será de 4 mm² que admite una corriente de 42 A.

Se adopta para la preselección el método en bandeja perforada de 6 mm² y una corriente admisible de 49 A, por ser esta la condición más desfavorable.

5.7.3.1. Determinación por caída de tensión

Para el conductor objeto de nuestro cálculo, limitamos la caída de tensión a 1%, adoptando como circuito seccional según [8] apartado 771.13 pág. 89.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima será:

$$e = 1\% * 400 V = 4 V$$

La fórmula con la que se obtiene la sección por el criterio de caída de tensión es la siguiente:

$$S = \frac{P * L}{\gamma * e * V_{ni}}$$

Dónde:

- L Longitud de los conductores: 87 m
- V_n Tensión nominal: $V_n = 400 V$
- γ Conductividad del cobre a 90°C para cables termoestables: 45,5 m/Ω * mm²
- e Caída de tensión máxima: 4 V

$$S = \frac{27000 W * 87 m}{45,5 m/\Omega * mm^2 * 4 V * 400 V} = 32,3 mm^2$$

Por lo tanto la sección resultante es la inmediata superior, es decir 35 mm², que admite una corriente de 144 A

Recalculando la caída de tensión para la sección de cable comercial tenemos:

$$e = \frac{27000 W * 87 m}{45,5 m/\Omega * mm^2 * 35 mm^2 * 400 V} = 3,7 V$$

Esta caída de tensión representa un 0,92%, lo que es menor al 1% propuesto.

5.7.3.2. Verificación por corriente de cortocircuito

Siguiendo lo indicado según “Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuito máximas” [8] pág. 136, tabla 771.19.2.2.3 para los cortocircuitos cuya duración es de 0,1 s y mayores, hasta 5 s, se considera protegido al conductor cuya sección nominal cumpla con la siguiente expresión:

$$S \geq \frac{I * \sqrt{t}}{k}$$

Dónde:

- S Sección del conductor mm²

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 38 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

- I Corriente de cortocircuito en amperes
 t Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos
 k Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, a las temperaturas inicial y final del mismo. De tabla 771.19.II [8] pág. 136, el valor k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial $90^{\circ}C$ y temperatura final de $250^{\circ}C$ según tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que podrá darse en este tramo la podremos obtener con la siguiente ecuación:

$$I_k = \frac{c * V_l}{\sqrt{3} * Z_{cc}}$$

Dónde:

- I_k Corriente de cortocircuito en el punto de falla
 c Factor de tensión (igual a 1,05 en el punto de falla)
 V_l Tensión nominal de línea en el punto de defecto
 Z_{cc} Impedancia de cortocircuito hasta el punto de falla

Cálculo de la impedancia de cortocircuito hasta el punto de falla

- Impedancia de la red:

Este cálculo ya se realizó en el apartado anterior y los resultados obtenidos fueron:

$$Z_{RED} = 0,58 \Omega \quad R_{RED} = 0,12 \Omega \quad X_{RED} = 0,57 \Omega$$

- Impedancia del transformador:

También este cálculo ya se realizó en el apartado anterior, obteniendo los siguientes resultados:

$$Z_T = 10,16 m\Omega \quad R_T = 0,97 m\Omega \quad X_T = 10,11 m\Omega$$

- Impedancia del transformador a la caja de nivel 3

Este tramo tiene una longitud de 13 m y lo conforman conductores de $95 mm^2$, los cuales poseen una resistencia de $R = 0,246 \Omega/km$ y una reactancia de $X = 0,0685 \Omega/km$, según lo indicado en Catálogo Prysmian – Cables para Baja Tensión, Catálogo General – 2008.

De esta manera el valor de la resistencia, reactancia e impedancia serán:

$$R_{T-B} = 0,013 km * 0,246 \Omega/km = 3,2 m\Omega$$

$$X_{T-B} = 0,013 km * 0,0685 \Omega/km = 0,89 m\Omega$$

$$Z_{T-B} = \sqrt{(3,2 m\Omega)^2 + (0,89 m\Omega)^2} = 3,32 m\Omega$$

- Impedancia del juego de barras

La resistencia que aporta un juego de barras es despreciable; mientras que la reactancia se considera, por defecto como:

$$X_{Barras} = 0,15 m\Omega/m$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 39 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

La longitud de las barras es de 0,5 m, por lo tanto

$$X_{Barras} = 0,15 \frac{m\Omega}{m} * 0,5 m = 0,075 m\Omega$$

Por lo tanto, la impedancia total hasta las barras colectoras principales será entonces de:

$$Z_{CC} = \sqrt{(R_{RED} + R_T + R_{T-B})^2 + (X_{RED} + X_T + X_{T-B} + X_{Barras})^2}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(0,12 \Omega + 0,97 m\Omega + 3,2 m\Omega)^2 + (0,57 \Omega + 10,11 m\Omega + 0,89 m\Omega + 0,0755 m\Omega)^2} = 0,6 \Omega$$

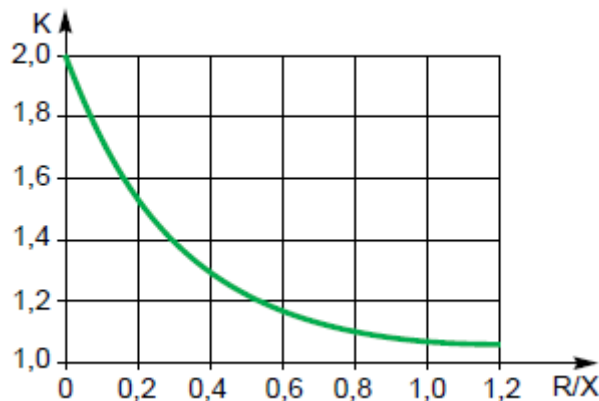
Por lo cual la correspondiente corriente de cortocircuito que se establecerá será:

$$I_B = \frac{1,05 * 400 V}{\sqrt{3} * 0,6 \Omega} = 404,15 A$$

Esta es la corriente de cortocircuito permanente, para calcular la corriente de cortocircuito (valor máximo asimétrico) hacemos:

$$I_k = K * \sqrt{2} * I_B$$

Dónde K varía según la relación R/X (Figura 18), de la siguiente manera:



$$\frac{R_A}{X_A} = \frac{0,12 \Omega + 0,97 m\Omega + 3,2 m\Omega}{0,57 \Omega + 10,11 m\Omega + 0,89 m\Omega + 0,075 m\Omega} = 0,2 \Rightarrow K = 1,55$$

$$\therefore I_k = 1,55 * \sqrt{2} * 404,15 A \Rightarrow I_k = 885,91 A$$

Esta corriente de cortocircuito será la suministrada por el transformador de 630 kVA. Debemos añadir la máxima corriente que pueden entregar los 20 inversores ante una falla. Cada inversor puede entregar como máximo 39 A, por lo tanto la corriente de cortocircuito total en barras principales ante un defecto en el tramo en análisis será:

$$I = 885,91 A + 20 * 39 A = 1665,91 A$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 40 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Considerando el tiempo mínimo de duración de la interrupción impuesto por la norma, el cual es de 0,1 s, podemos obtener la sección mínima a utilizar en este tramo para que ante un eventual cortocircuito no se dañe el conductor empleado. Dicha sección mínima será entonces de:

$$S \geq \frac{1665,91 A * \sqrt{0,1 s}}{143} = 3,7 \text{ mm}^2$$

La sección comercial inmediata superior es 4 mm².

Teniendo en cuenta los tres criterios adoptamos entonces la mayor sección de 35 mm², que según la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C" pág. 97 [8] Método E, bandeja perforada, cables multipolares en contacto, aislación XLPE/Termoestable, 3X1X, admite una corriente de 144 A.

5.7.3.3. Selección de los conductores CA desde cada las cajas de nivel 3 a las cajas de nivel 2

El conductor fue seleccionado del catálogo Prysmian – Cables para Baja Tensión, Catálogo General – 2008, se utilizará el modelo Retenax Valio tetrapolar con sección nominal 3x35/16 mm². Se pueden ver todas las características técnicas del mismo en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.6 "Conductor CA PRYSMIAN Retenax Valio 3x35/16 mm²".

Cálculo de la cantidad de conductor

Para determinar la cantidad de metros necesarios de este conductor, se determinan las distancias que hay desde cada caja de nivel 2 a la caja de nivel 3 y las distancias de las cajas de nivel 2 a los inversores. En la Tabla 5 se determinaron estas distancias teniendo en cuenta que de cada caja de nivel 2 salen 2 conductores de CA.

Caja de N2	Inv a caja de N2 (m)	Caja de N2 a N3 (m)
CE-3-CN201	1,83	161,6
CE-3-CN203	1,83	131,2
CE-3-CN205	1,83	100,8
CE-3-CN207	1,83	70,4
CE-3-CN209	1,83	40
CE-3-CN202	1,83	169,6
CE-3-CN204	1,83	139,2
CE-3-CN206	1,83	108,8
CE-3-CN208	1,83	78,4
CE-3-CN210	1,83	48
Subtotal	18,3	1048

Tabla 5 - Distancias de conductores de CA de 35mm²

Para determinar la cantidad de metros totales se suman los subtotales:

$$long = 18,3 m + 1048 m \Rightarrow long \cong 1067 m$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 41 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------


	CONDUCTOR DE CA DE 35 mm²	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Retenax Valio
	Sección	3x35/16 mm ²
	Corriente admisible	144 A
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad	1067 m
	Código	CE-2-C-CA35

Figura 24 - Conductor PRYSMIAN (CE-2-C-CA35)

5.7.3.4. Disposición

Los conductores que conectan los inversores con las cajas de nivel 2 irán sobre la bandeja perforada, mientras que los conductores que conectan las cajas de nivel 2 con la caja de nivel 3 irán enterrados en cañería.

5.7.3.5. Cableado sobre bandeja perforada

Además de contener estos conductores, las bandejas perforadas también contendrán los conductores de CC que conectan las protecciones de la caja de nivel 1 con los inversores. La selección de las bandejas se hará en el apartado 5.6.5.7, porque para determinar el ancho de las mismas se necesita el diámetro exterior de los conductores de CC por ser éstos los de mayor cantidad, por lo tanto los que más espacio ocuparán.

5.7.3.6. Cableado subterráneo

Los conductos se colocarán, con pendiente mínima del 1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento mínimo de 0,7 m de tierra de relleno por sobre el conducto.

Cálculo del diámetro del caño

Para calcular el diámetro adecuado de la cañería se tiene en cuenta el diámetro exterior de los conductores que alojará. Los conductores seleccionados tienen un diámetro exterior de 29 mm y dentro de la cañería irán los conductores de salida de 2 inversores. Entonces,

$$\varnothing = 2 * 29 \text{ mm} \Rightarrow \varnothing = 58 \text{ mm}$$

Según la AEA para conductores con diámetro exterior entre 25 mm y 66 mm, las cañerías deben tener un diámetro mínimo de 100 mm. Comercialmente el diámetro más aproximado es 110 mm.

Cálculo de la cantidad de caños

Para calcular los metros de cañería necesaria se sumaron las medidas desde cada caja de nivel 2 hasta la caja de nivel 3 y luego se sumaron, como se muestra en la Tabla 6.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 42 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Caja de N2	Caja de N2 a N3 (m)
CE-3-CN201	80,8
CE-3-CN203	65,6
CE-3-CN205	50,4
CE-3-CN207	35,2
CE-3-CN209	20
CE-3-CN202	84,8
CE-3-CN204	69,6
CE-3-CN206	54,4
CE-3-CN208	39,2
CE-3-CN210	24
Subtotal	524

Tabla 6 - Distancias entre las cajas de nivel 2 y las cajas de nivel 3

Comercialmente estos tubos tienen una longitud de 4 m, por lo tanto serán necesarios:

$$\text{Cantidad de caños} = \frac{524 \text{ m}}{4 \text{ m}} \cong 131 \text{ caños}$$

También serán necesarios 30 codos de 90° del mismo diámetro para las curvas.

Los caños a utilizar serán de PVC no plastificados que respondan a la Norma IRAM 13350, sus principales características se muestran en la Figura 25 mientras que el catálogo se puede consultar en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.7 “Caño de PVC TUBOFORTE, modelo Telefort”.

Para más detalles ver en Anexo D – Planos, plano n° 1903A-E-5-B-A.

	TUBO DE PVC DE $\phi = 110 \text{ mm}$	
	MARCA, Modelo	TUBOFORTE, telefort
	Norma	IRAM 13350
	Diámetro	110 mm
	Espesor	1,5 mm
	Cantidad	131
	Código	CE-6-TB110

Figura 25 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB110), para conductores CA

Como protección contra el deterioro mecánico, se utilizarán ladrillos o cubiertas dispuestos como se mostró en la Figura 20.

5.7.3.7. Conexión

Uno de los extremos estará conectado a los descargadores de sobretensión en las cajas de nivel 2, mientras que el otro se conectará a las barras colectoras en las cajas de nivel 3 mediante terminales de un orificio. Estos terminales irán en cada fase del conductor, de cada caja de nivel 2 salen 2 conductores tetrapolares donde las fases son de 35 mm^2 y el neutro de 16 mm^2 , entonces:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 43 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$\text{cant. terminales de } 35 \text{ mm}^2 = \text{cant. de cajas de nivel 2} * \text{cant. de conductores} * \text{fases del conductor} \\ = 10 * 2 * 3 \Rightarrow \text{cant. terminales de } 35 \text{ mm}^2 = 60$$

$$\text{cant. terminales de } 16 \text{ mm}^2 = \text{cant. de cajas de nivel 2} * \text{cant. de conductores} * \text{neutro del conductor} \\ = 10 * 2 * 1 \Rightarrow \text{cant. terminales de } 16 \text{ mm}^2 = 20$$

Los terminales se seleccionan de la marca LCT, las principales características se muestran en las Figuras 26 y 27, la ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.5 “Terminal de cobre LCT”.


	TERMINAL DE 35 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 35/2
	Sección	35 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	60
	Código	CE-2-TC35

Figura 26 - Terminal LCT para conductor de 35mm² (CE-6-TC35)


	TERMINAL DE 16 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 16/3
	Sección	16 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-2-TC16

Figura 27 - Terminal LCT para conductor de 16mm² (CE-6-TC16)

5.7.4. Selección de las barras colectoras de la caja de nivel 3 (CE-2-B-CA40x10)

Las barras colectoras son necesarias para reducir el número de conductores que ingresarán a los bornes de baja tensión del transformador. Las mismas vincularán las salidas de los 20 inversores con 3 conductores de entrada del transformador. Se requiere un juego de 4 barras: una para cada fase y una para el neutro.

La corriente que debe soportar cada barra de fase es la máxima corriente que entrega el inversor por el total de ellos. Sabiendo que la máxima corriente que entrega el inversor es de 39 A, tenemos:

$$I_{\text{barra}} > 20 * 39 \text{ A} \Rightarrow I_{\text{barra}} > 780 \text{ A}$$

Para determinar la longitud de las mismas se debe tener en cuenta que la separación entre terminales de conexión es una vez la el ancho del mismo.

Del Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, apartado 8.3.3.9 sabemos que los terminales SCC 35/2, tienen de ancho 16 mm. Y del apartado 8.3.3.6 del mismo anexo, podemos encontrar que los terminales SCC 95/0 tienen de ancho 25 mm. Como a estas barras se conectarán 23 conductores se decidió conectar un terminal de los conductores de 35 mm² de cada lado de la barra para que la misma no sea excesivamente larga.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 44 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$l_{barra} > 2 * (10 * 16 \text{ mm}) + 2 * (3 * 25 \text{ mm}) \Rightarrow l_{barra} > 470 \text{ mm}$$

Para las barras de fase y neutro, se seleccionarán platinas de cobre electrolítico de la marca Electro Sertec. Sus principales características se pueden ver en la Figura 28 y la ficha técnica se puede consultar en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.8 “Barra colectora ELECTRO SERTEC”.

BARRAS DE FASE Y NEUTRO	
MARCA, Modelo	ELECTRO SERTEC
Ancho x Espesor	40x10 mm
Longitud	500 mm
Corriente nominal	850 A
Metal	Cobre electrolítico
Cantidad	4
Código	CE-2-B-CA40x10



Figura 28 - Barras de fase y neutro ELECTRO SERTEC (CE-2-B-CA40x10)

5.7.5. Cálculo y selección de los conductores CC desde los inversores a cada string (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)

En este apartado se calculará la sección mínima que deben tener los conductores de corriente continua que van desde cada string hasta el inversor, pasando por la caja de protecciones de corriente continua. El tramo de conductor que conecta los strings con las protecciones irá dispuesto sobre bandejas perforadas.

Datos:

- Distancia máxima a caja de corriente continua: $D_{mccd} = 54 \text{ m}$
- Temperatura ambiente máxima: 40°C
- Conductor a utilizar: conductor unipolar de cobre, con aislación XLPE/termoestable
- Sistema de instalación: 44 metros en Perfil C de estructura y 10 metros enterrado bajo tubo.

5.7.5.1. Determinación de la sección por corriente permanente

Como esta línea no tendrá exposición al sol, ya que se instalara detrás de los paneles y una porción subterránea, no es necesario aplicar algún factor de corrección por exposición al sol.

La corriente máxima que va a circular por el conductor en régimen permanente deberá ser incrementada por el factor de corrección por tipo de receptor o instalación, según IEC-60364-7-712 y ITC-BT 40, punto 5 “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”.

Por lo que si aplicamos el factor tenemos:

$$I = 8,48 \text{ A} * 1,25 = 10,6 \text{ A}$$

Como se trata de un tendido con dos formas de instalación, un tramo aéreo sobre el perfil C de la estructura y un tramo subterráneo, se tomará el más desfavorable para la preselección de la sección. Según [8] tabla 771.16.III (continuación) “Intensidades de corriente admisibles [A] para temperatura

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 45 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

ambiente de 40°C. Método C, con bandeja no perforada o de fondo sólido, un cable unipolar, aislado con XLPE/termoestable, 2X; la preselección será de 1,5 mm² que admite una corriente de 22 A.

Según [8] Tabla 771.16.V - Intensidad de corriente admisible [Cu], para una temperatura del terreno igual a 25°C y resistividad térmica específica del terreno igual a 1 K * m / W, la preselección será de 1,5 mm² que admite una corriente de 29 A.

Se adopta para la preselección el método C, sobre bandeja no perforada, de 1,5 mm² y una corriente admisible de 22 A, por ser esta la condición más desfavorable.

5.7.5.2. Determinación por caída de tensión

Para el conductor objeto de nuestro cálculo, limitamos la caída de tensión a 0,3%, adoptando como circuito seccional según [8] apartado 771.13 pág. 89.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima será:

$$e = 0,3\% * 744 V = 2,23 V$$

La fórmula con la que se obtiene la sección por el criterio de caída de tensión es igual que en alterna monofásica adoptando $\cos \theta = 0$ y sin tener en cuenta la reactancia por tratarse de corriente continua.

$$S = \frac{L_{p+n} * I}{\gamma * e}$$

Dónde:

L_{p+n}	Longitud del conductor más alejado: 54 m
I_n	Corriente nominal: 8,48 A
γ	Conductividad del cobre a 90°C para cables termoestables: 45,5 m/Ω * mm ²
e	Caída de tensión máxima: 2,23 V

$$S = \frac{54 m * 10,6 A}{45,5 m/\Omega * mm^2 * 2,23 V} = 5,64 mm^2$$

Por lo tanto la sección resultante es la inmediata superior, es decir 6 mm², por ser la mayor de los dos criterios: corriente permanente admisible y caída de tensión.

Según [8] tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corriente admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C. Método C, con bandeja no perforada o de fondo sólido, un cable multipolar, aislado con XLPE/termoestable, 2X; la preselección será de 6 mm² que admite una corriente de 53 A.

Recalculando la caída de tensión para la sección de cable comercial tenemos:

$$e = \frac{54 m * 10,6 A}{45,5 m/\Omega * mm^2 * 6 mm^2} = 2 V$$

Esta caída de tensión representa un 0,27%, lo que es menor al 0,3% propuesto.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 46 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.7.5.3. Verificación por corriente de cortocircuito

Siguiendo lo indicado según “Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuito máximas” [8] pág. 136, tabla 771.19.2.2.3 para los cortocircuitos cuya duración es de 0,1 s y mayores, hasta 5 s, se considera protegido al conductor cuya sección nominal cumpla con la siguiente expresión:

$$S \geq \frac{I * \sqrt{t}}{k}$$

Dónde:

- S Sección del conductor mm^2
- I Corriente de cortocircuito en amperes
- t Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos
- k Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, a las temperaturas inicial y final del mismo. De tabla 771.19.II [8] pág. 136, el valor k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial $90^{\circ}C$ y temperatura final de $250^{\circ}C$ según tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que se puede establecer en cada string no es la proporcionada por cada uno de estos, sino que se trata de la denominada corriente inversa. La corriente inversa solo puede ser el resultado de un error en el generador fotovoltaico, por ejemplo un cortocircuito en uno o varios módulos, debido al cual la tensión abierta en los bornes de un determinado string cae considerablemente por debajo de la tensión abierta en los bornes de los strings paralelos al primero. En el peor de los casos la corriente inversa recorre el string defectuoso.

El valor de la corriente inversa en el string defectuoso es igual a la suma de las corrientes de los demás strings en paralelo con este.

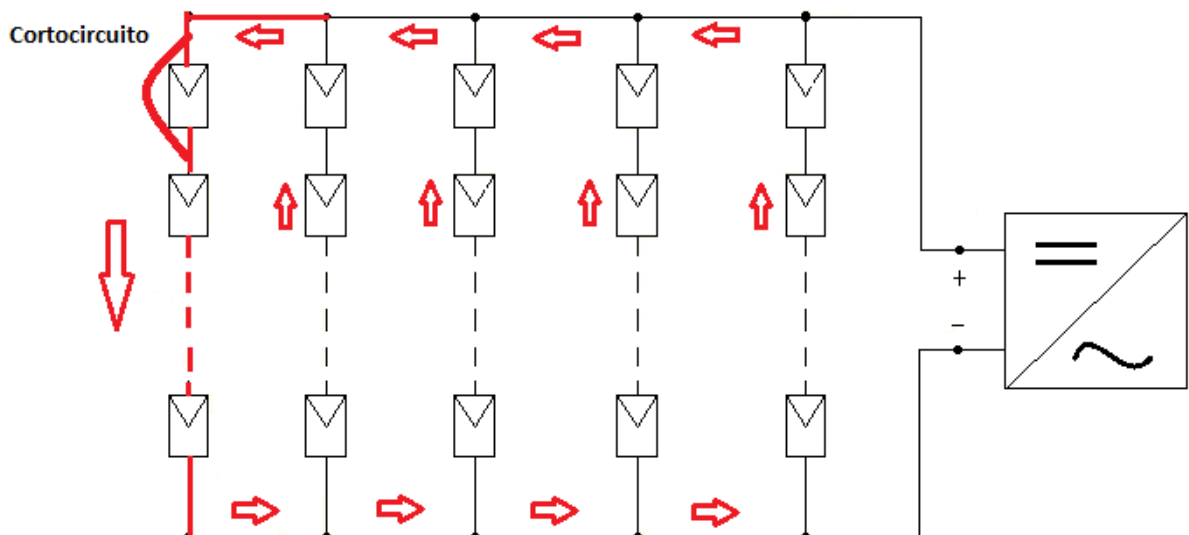


Figura 29 - Corriente inversa en un string

El valor de la corriente de cortocircuito a considerar será entonces cuatro veces la corriente de cortocircuito a temperatura y radiación solar máxima establecida en el capítulo 5.5.5.3.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 47 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$I_{inv} = 4 * I_{sc\ maxima} = 4 * 9,01 A = 36,04 A$$

Tomando para el cálculo un tiempo de 3 s, lo cual se considera prolongado teniendo en cuenta el tiempo de actuación de la protección, el valor de corriente de cortocircuito admisible por el cable será:

$$I = \frac{k * S}{\sqrt{t}} = \frac{143 * 6\ mm^2}{\sqrt{3\ s}} = 495,37 A$$

La intensidad de corriente de cortocircuito que puede soportar este cable es muy superior a la que se puede establecer de 36,04 A.

Se comprueba entonces, teniendo en cuenta los tres criterios, que la sección de 6 mm² que admite una corriente de 53 A, verifica y será la utilizada para este tramo.

5.7.5.4. Selección de los conductores CC desde las cajas de nivel 1 a los string

Para la selección de la marca y modelo de este conductor se tuvo en cuenta la disponibilidad en el mercado nacional.

El conductor seleccionado es de la marca Marlew, modelo Coppersun PS, especialmente diseñado para la red de corriente continua de los sistemas fotovoltaicos. Adecuados para utilizar en forma permanente en exteriores expuestos a condiciones climáticas variables y agresivas. Por las características de baja absorción de humedad, pueden ser instalados directamente enterrados. El mismo es de cobre electrolítico estañado, la aislación es HFFR termoestable y la cubierta es de HFFR termoestable resistente a rayos UV. Se pueden ver todas las características técnicas del mismo en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.9 “Conductor CC MARLEW, modelo Coppersun PS 6 mm²”.

Cálculo de la cantidad de conductores

Para calcular la cantidad de metros necesarios de este conductor primero se evalúan las distancias entre dos módulos contiguos, como se muestra en la Tabla 7.

inversor	String	String al extremo de la estructura (m)	String a la caja de N1 (m)	caja N1 a IN (m)
1	1	41,44	10	0,51
	2	31,08	10	0,51
	3	20,72	10	0,51
	4	10,36	10	0,51
	5	0	10	0,51
Subtotal		103,6	50	2,55
2	1	41,44	0	0,96
	2	31,08	0	0,96
	3	20,72	0	0,96
	4	10,36	0	0,96
	5	1	0	0,96
Subtotal		104,6	0	4,8

Tabla 7 - Distancias de conductores CC entre dos módulos contiguos

Luego se suman los subtotales y se multiplican por 10, ya que el parque fotovoltaico cuenta con 10 pares de módulos en total.

$$long = 10 * (103,6 m + 50 m + 2,55 m + 104,6 m + 4,8 m) \Rightarrow long \cong 2656 m$$

Por tratarse de conductores de CC, serán necesarios 2656 m para los polos positivos y se pedirán de color rojo; mientras que para los polos negativos se utilizarán 2656 m de color negro.


CONDUCTOR DE CC DE 6 mm ²		
	MARCA, Modelo	MARLEW, Coppersun PS
	Sección	6 mm ²
	Corriente admisible	53 A
	Metal	Cobre estañado
	Cantidad a instalar	2656 m (polo positivo, rojo) 2656 m (polo negativo, negro)
	Código	CE-2-Cpp-CC6 CE-2-Cpn-CC6

Figura 30 - Conductor MARLEW (CE-2-Cpp-CC6 y CE-2-Cpn-CC6)

5.7.5.5. Disposición

Como se dijo anteriormente, este conductor tendrá 3 tipos de instalaciones diferentes: por un lado en las estructuras que pertenecen a los inversores pares, los conductores que conectan los strings con las cajas de nivel 1 irán canalizados en el perfil C de las estructuras; mientras que para las estructuras que no contengan los inversores ni las cajas de protecciones, los conductores irán canalizados en el perfil C de las estructuras, y el tramo restante hasta alcanzar la caja de protecciones irá enterrado en cañería. Por otro lado, los conductores que conectan las cajas de nivel 1 con los inversores irán dispuestos sobre bandejas perforadas.

5.7.5.6. Cableado subterráneo

Los conductos se colocarán, con pendiente mínima del 1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento mínimo de 0,7 m de tierra de relleno por sobre el conducto.

Cálculo del diámetro del caño

Para calcular el diámetro adecuado de la cañería se tiene en cuenta el diámetro exterior de los conductores que alojará. Los conductores seleccionados tienen un diámetro exterior de 6,1 mm y dentro de la cañería irán los conductores positivos y negativos de todo un módulo, es decir, de 5 strings. Entonces,

$$\varnothing = 10 * 6,1 mm \Rightarrow \varnothing = 61 mm$$

Los conductores ocuparían esta distancia si estuvieran uno al lado del otro, pero no estarán dispuestos así; por lo tanto el diámetro comercial de cañería inmediato superior de 63 mm es suficiente.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 49 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Cálculo de la cantidad de caños

Para calcular los metros de cañería necesaria primero contamos las distancias entre 2 módulos contiguos y luego lo multiplicamos por 10 para obtener la cantidad total de tubos para todos los módulos.

$$\text{Metros de caño} = 10$$

$$\begin{aligned} & * [2 * \text{ancho caja de protecciones} + 2 * \text{ancho inversores} + 3 \\ & * \text{separación entre inversores} + \text{profundidad de estructura} \\ & + \text{separación entre módulos} + 2 \\ & * (\text{profundidad donde irá el caño} + \text{caño que sobresale})] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Metros de caño} &= 10 * [2 * 0,45 \text{ m} + 2 * 0,51 \text{ m} + 3 * 0,1 \text{ m} + 3,6 \text{ m} + 4 \text{ m} + 2 * (0,7 \text{ m} + 0,5 \text{ m})] \\ &= 122,2 \text{ m} \end{aligned}$$

Comercialmente estos tubos tienen una longitud de 4 m, por lo tanto serán necesarios:

$$\text{Cantidad de caños} = \frac{123 \text{ m}}{4 \text{ m}} \cong 31 \text{ caños}$$

También serán necesarios 30 codos de 90° del mismo diámetro para las curvas.

Los caños a utilizar serán de PVC no plastificados que respondan a la Norma IRAM 13350. Sus principales características se muestran en la Figura 31 y la ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.7 “Caño de PVC TUBOFORTE, modelo Telefort”.

Para más detalles ver en Anexo D – Planos, plano n° 1903A-E-5-B-A.

	TUBO DE PVC DE $\phi = 63 \text{ mm}$	
	MARCA, Modelo	TUBOFORTE, telefort
	Norma	IRAM 13350
	Diámetro	63 mm
	Espesor	1,3 mm
	Cantidad	31
	Código	CE-6-TB63

Figura 31 - Conducto de PVC TUBOFORTE (CE-6-TB63), para conductores DC

Como protección contra el deterioro mecánico, se utilizarán ladrillos o cubiertas dispuestos como se mostró en la Figura 20.

5.7.5.7. Cableado sobre bandeja perforada

Como se dijo en el apartado 5.6.3.5, estas bandejas portarán los conductores de CC para el tramo de conductor entre las cajas de nivel 1 y los inversores, y los conductores de CA entre los inversores y las cajas de nivel 2. También irán por esta bandeja los conductores de protección que se calcularán en el apartado 5.6.9.

$$\begin{aligned} \text{longitud} &= 2 * \text{ancho caja de protecciones} + 2 * \text{ancho inversores} + 3 * \text{separación entre inversore} \\ &= 2 * 0,45 \text{ m} + 2 * 0,51 \text{ m} + 3 * 0,1 \text{ m} \Rightarrow \text{longitud} = 2,22 \text{ m} \end{aligned}$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 50 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$\begin{aligned} \text{ancho} &= 20 * \text{diámetro conductor CC} \\ &= 20 * 6,1 \text{ mm} \Rightarrow \text{ancho} = \mathbf{122 \text{ mm}} \end{aligned}$$

El ancho comercial inmediato superior es de 150 mm, mientras que la longitud comercial es 3 m, por lo tanto, serán necesarias 10 unidades. Las bandejas serán de la marca SAMET cuyas principales características se muestran en la Figura 32. La ficha técnica de la misma se encuentran en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.10 “Bandeja perforada SAMET, modelo ALA 50”.


	BANDEJA PERFORADA	
	MARCA, Modelo	SAMET, ala 50
	Ancho	150 mm
	Largo	2,20 m
	Cantidad	10
	Código	CE-6-BP

Figura 32 - Bandeja perforada SAMET (CE-6-BP)

5.7.5.8. Conexionado

Los extremos de los string se conectarán a los conductores mediante conectores MC4, mientras que los extremos restantes irán conectados a los seccionadores de CC en las cajas de nivel 1 correspondiente.

Los conductores MC4 vienen de a pares y será necesario 1 par por cada string y en total el parque fotovoltaico tiene 100 strings. Los mismos son de la marca JINKO, su ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.11 “Conectores MC4 JINKO, modelo PV-JK03M”.


	CONECTORES MC4	
	MARCA, Modelo	JINKO, PV-JK03M
	Certificación	TÜV, UL
	Tensión nominal	1500 V
	Corriente nominal	20 A
	Cantidad a instalar	100 pares
	Código	CE-2-MC4pp CE-2-MC4pn

Figura 33 - Conductores MC4 JINKO (CE-2-MC4pp y CE-2-MC4pn)

5.7.6. Determinación de las protecciones

Interruptor – seccionador (AEA 90364-7-712): en el momento de la elección e instalación de los dispositivos de seccionamiento y corte entre la instalación FV y la red de distribución pública, la alimentación pública debe ser considerada como la fuente y la instalación FV como la carga. Debe proporcionarse un seccionador del lado de corriente continua del inversor FV. Todas las cajas de unión (generador FV y grupos FV) deben llevar una marca de advertencia que indique que las partes activas que están dentro de estas cajas pueden permanecer en tensión después del seccionamiento del inversor FV.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 51 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Se adopta un seccionador de CC por cada string para abrir el circuito en caso de ser necesario, que estará ubicado en la caja de nivel 1 junto con los fusibles.

Interruptor seccionador con fusible o interruptor termomagnético de CC (AEA 90364-7-712): protección contra las sobrecargas del lado de corriente continua, puede omitirse si la corriente admisible del cable es igual o superior en todo punto a 1,25 veces $I_{CC\ CEN}$ ($I_{CC\ CEN}=9,01A$). Puede omitirse esta protección sobre el cable principal FV si la corriente admisible del cable es igual o superior a 1,25 veces $I_{CC\ CEN}$ del generador FV.

Se adopta un fusible por cada conductor positivo de CC para evitar las posibles sobrecargas, con su respectivo porta fusible, por lo que se utilizarán 5 fusibles por cada inversor.

Descargadores de sobretensión (AEA 90364-7-712): Los lados de CC y de CA deben estar protegidos por dispositivos de protección contra descargas atmosféricas, según la curva 1,2/50 μs , con una tensión pico de 6 kV, de acuerdo a la norma IEC 61643-11.

Se adopta un descargador monofásico del lado de corriente continua y uno trifásico del lado de CA por cada inversor.

Dispositivo de desconexión automática (AEA 90364-7-712): La instalación debe contar con un dispositivo de desconexión automática que desconecte al inversor de la red de baja tensión de CA. Dicho dispositivo puede ser externo o estar integrado dentro del mismo inversor y debe actuar en los siguientes casos de falla:

- Fluctuaciones de tensión y/o frecuencia en la red de baja tensión
- Inyección de corriente continua en la red de baja tensión
- Funcionamiento en isla

El inversor seleccionado tiene incluido este dispositivo.

Protección anti-isla (Decreto Provincial 4315/16): Deberá contar con una protección automática anti-isla ante la ausencia de tensión desde la red de suministro de la Distribuidora. La protección deberá cumplir los requisitos de la norma VDE 0126-1-1 de desconexión en 0,2 segundos.

El inversor seleccionado tiene incluido esta protección.

Protección contra interferencias electromagnéticas (IEM) en edificio (AEA 90364-7-712): Para minimizar las tensiones inducidas debidas a descargas atmosféricas, la superficie del conjunto de bucles debe ser tan pequeña como sea posible.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 52 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

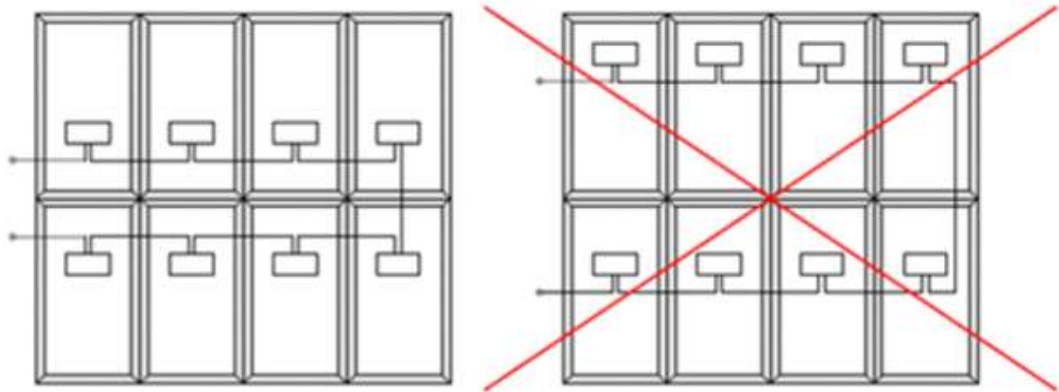


Figura 34 - Esquema de montaje para evitar tensiones inducidas (AEA 90364-7-712 – figura 712.444)

Cabe aclarar que la conexión entre paneles contiguos se hará como se explicó en el apartado 5.6.1 (Figura 16), y se respetará la conexión que se muestra en la Figura 34 para la conexión entre paneles ubicados uno debajo del otro.

Puesta a tierra, conductores de protección y uniones equipotenciales (AEA 90364-7-712): Si las uniones equipotenciales están instaladas, deben estarlo en paralelo y lo más cerca posible de los cables de corriente alterna, de corriente continua y de sus accesorios.

Puesta a tierra (Decreto Provincial 4315/16): La instalación de la generación deberá disponer de un sistema de puesta a tierra que asegure que no se produzcan transferencias de defectos a la red de Distribución. Todas las tomas de tierra, neutros y masas de la generación deberán ser realizadas a una toma de tierra independiente a las realizadas para la red de la Distribuidora.

Protección tensión y frecuencia (Decreto Provincial 4315/16): Sobre el interruptor general actuarán las protecciones, según los valores nominales del marco regulatorio provincial, con tiempos de desconexión de 0,2 segundos.

El inversor seleccionado tiene incluido este dispositivo.

Sincronismo (Decreto Provincial 4315/16): La generación dispondrá de un sistema de sincronismo automático, este sistema puede estar incluido dentro del módulo convertidor. No está permitida la puesta en sincronismo en forma manual.

El inversor seleccionado tiene incluido este sistema.

Protecciones contra corrientes de cortocircuito (AEA 90364-7-712): el cable de suministro FV del lado de corriente alterna debe estar protegido por un dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobre intensidades colocado sobre el circuito principal de corriente alterna.

Se adopta un interruptor termo magnético por inversor, que estarán ubicados en cada caja de nivel 2.

Protección contra corrientes de fuga (AEA 90364-7-712): el lado de corriente alterna debe tener un dispositivo de protección contra corrientes de fuga a tierra, según corresponda y de acuerdo a las normas IEC 61008-1, IEC 61008-2-1, IEC 61009-1 e IEC 61009-2.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 53 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Se adopta un interruptor diferencial por inversor, ubicados en cada caja de nivel 2 junto al interruptor termomagnético y al descargador de sobretensiones de CA.

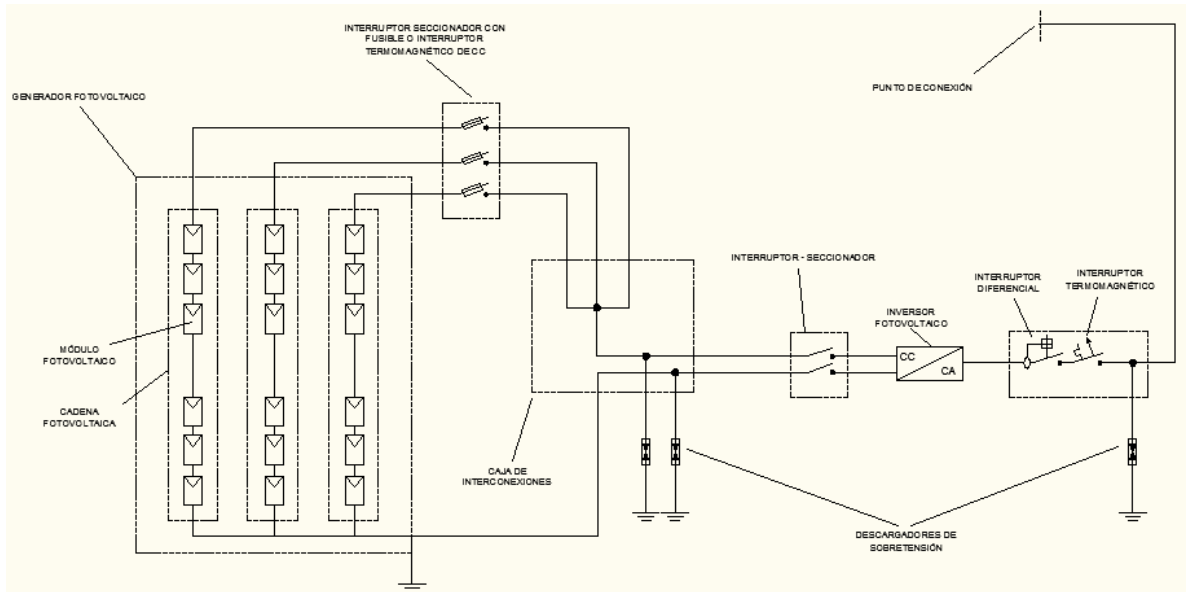


Figura 35 - Esquema general de un generador FV con varias cadenas FV (AEA 90364-7-712 – figura 712.2)

5.7.7. Selección de las protecciones

En este apartado se seleccionarán todas las protecciones necesarias para nuestra instalación como así también las cajas que las contendrán.

Se seguirá el orden mostrado en la Figura 17, apartado 5.6.1; es decir, se comenzará seleccionando las protecciones de corriente continua y a continuación se seleccionarán las protecciones de corriente alterna.

Cabe señalar en primera instancia que el inversor seleccionado ofrece la opción de incluir fusibles integrados en el mismo. Pero se decidió colocar las protecciones del lado de CC fuera del inversor, en una caja denominada de nivel 1, para facilitar las obras de mantenimiento. El inversor también posee un seccionador, pero al ubicar las protecciones contra sobrecorrientes fuera de este, es necesario seccionar los strings en caso de ser necesario el cambio de un fusible, por ejemplo.

5.7.7.1. Seccionadores de CC (CE-3-S-1200VCC63A)

Para la elección de los seccionadores se tiene en cuenta la tensión de servicio de línea y la corriente que debe ser capaz de interrumpir al abrirse. Dichos parámetros vienen dados por la máxima corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada string y la máxima tensión de servicio que se dará en la instalación bajo la condición de circuito abierto (como ya se dijo la misma es de 924 V).

$$U_{secc} > 924 \text{ V}$$

$$I_{secc} > 9,01 \text{ A}$$

Se utilizarán seccionadores de la marca ZJ BENY modelo BB1H-63 de 1200 V y 63 A.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 54 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------


	SECCIONADOR CC	
	MARCA, Modelo	ZJ BENEY, BB1H-63
	Cantidad de polos	2
	Tipo de corriente	CC
	Corriente nominal	63 A
	Tensión nominal	1200 V
	Cantidad a instalar	100
	Código	CE-3-S-1200VCC63A

Figura 36 - Seccionador de corriente continua (CE-3-S-1200VCC63A)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.12 “Seccionador de CC ZJ BENEY, modelo BB1H-63” del Anexo C- Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.7.7.2. Fusibles de CC (CE-3-F-1000VCC20A) y Portafusibles (CE-3-PF-1000VCC30A)

Para la selección del fusible se tiene en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de línea y la corriente que debe ser capaz de interrumpir al abrirse.

El manual de operación del inversor en su apartado “Criterios para la correcta selección de los fusibles de string” página 11 (el manual de operación se encuentra en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, apartado 8.3.1.6) establece que se deben cumplir con las siguientes condiciones para seleccionar los fusibles adecuados:

- $I_n > 1,8 * I_{SC}$
- $I_n < 2,4 * I_{SC}$
- $U_n \geq$ tensión de entrada máxima del inversor seleccionado
- Dimensiones del fusible: diámetro 10 x 38 mm

Dónde:

I_n Corriente nominal del fusible

I_{SC} Corriente de cortocircuito para las condiciones de prueba estándar (STC) del módulo solar

U_n Tensión nominal del fusible

De la ficha técnica del inversor seleccionado tenemos que la tensión de entrada máxima es 1000 V, por lo que la tensión nominal del fusible deberá ser igual o mayor a ésta.

De la ficha técnica del módulo fotovoltaico $I_{SC} = 9,01 A$, por lo tanto la corriente nominal del fusible será:

$$I_n > 1,8 * 9,01 A \Rightarrow I_n > 16,218 A$$

$$I_n < 2,4 * 9,01 A \Rightarrow I_n < 21,624 A$$

La corriente nominal de los fusibles comerciales que cumple ambas condiciones es 20 A.

Ahora veremos si la corriente nominal preseleccionada cumple con las especificaciones de la norma. Según [8], sección 771.19.2.1 “Protección contra las corrientes de sobrecarga”, en todas las instalaciones deben ser previstos dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores de un circuito antes que ella pueda provocar un daño por

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 55 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores.

Las características de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un conductor contra las sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

- 1) $I_B \leq I_n \leq I_z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 * I_z$

Dónde:

I_B Corriente de proyecto (intensidad proyectada de la corriente de carga o corriente de empleo para la cual el circuito fue diseñado)

I_z Intensidad de corriente admisible en régimen permanente por los conductores a proteger

I_2 Intensidad de corriente que asegure el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección en el tiempo convencional en las condiciones definidas; la intensidad de corriente I_2 que asegure el funcionamiento del dispositivo de protección está definida en la norma del producto o puede ser obtenida del fabricante

I_n Corriente asignada o nominal del dispositivo de protección

Según lo determinado en el apartado 5.5.5.4 y 5.6.5.3 respectivamente, tenemos:

$$I_B = 8,48 A \quad I_z = 53 A$$

Por lo que la corriente comercial de 20 A preseleccionada cumple la condición 1).

Según [8], pág. 138, $I_2 = \text{Intensidad de corriente de fusión de los fusibles gG}$, según IEC 60269 para $16 A < I_n \leq 63 A$ en tiempo convencional 60 minutos, $I_2 = 1,6 * I_n$, entonces:

$$I_2 = 1,6 * 20 A \Rightarrow I_2 = 32 A$$

Para cumplir con la condición 2), este valor debe ser menor o igual a:

$$1,45 * 53 A = 76,85 A$$

Por lo que, un fusible de 20 A nominal verifica las dos condiciones impuestas.

Según [8], sección 771.19.2.2 “Protección contra las corrientes de cortocircuito”, los dispositivos de protección estarán previstos para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes que pueda producir daños térmicos y/o mecánicos en los conductores, sus conexiones y en el equipamiento de la instalación.

Todo dispositivo que asegure la protección contra los cortocircuitos, debe responder a las dos condiciones siguientes:

- a) Regla del poder de corte: la capacidad de ruptura del dispositivo de protección (P_{dccc}), será por lo menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta (I''_k) en el punto donde el dispositivo está instalado.

$$P_{dccc} \geq I''_k$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 56 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Como se determinó en el apartado 5.6.5.3, la corriente de cortocircuito es de 36,04 A, por lo que el poder de corte del fusible debe superar este valor.

- b) Regla del tiempo de corte: toda corriente causada por un cortocircuito que ocurra en cualquier punto del circuito debe ser interrumpida en un tiempo tal, que no exceda de aquél que lleva al conductor a su temperatura límite admisible.
Para los cortocircuitos de duración de entre 0,1 s hasta 5 s, el tiempo t , en el cual una corriente dada de cortocircuito llevará la temperatura del conductor desde su temperatura máxima admisible en servicio normal, hasta su temperatura límite admisible en cortocircuito, podrá ser calculado aproximadamente por la siguiente expresión:

$$\sqrt{t} \geq k * \frac{S}{I}$$

Dónde:

- t Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos (válido entre 0,1 s y 5 s)
 S Sección del conductor en mm^2
 I Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios, expresada como valor eficaz.
 k Un factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo.

Este cálculo fue realizado en el apartado 5.6.7.3, para el conductor de 6 mm^2 que se utiliza en la conexión de los strings a la caja de nivel 1, dando un tiempo de 3 s.

La tensión nominal de los fusibles deberá ser superior a la máxima generada por el string. Dicha tensión aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto, temperatura ambiente y radiación solar mínima.

Tensión en circuito abierto (STC): $46,2 V * 20 \text{ paneles} = 924 V$

Por lo que la tensión nominal del fusible deberá ser mayor a este valor. La tensión nominal comercial inmediata superior es 1000 V, lo cual coincide con la tensión nominal preseleccionada.

Se seleccionan fusibles de marca SIBA URZ de 20 A / 1000 V DC.


	FUSIBLE DE STRING	
	MARCA, Modelo	SIBA, URZ
	Tipo de corriente	CC
	Tensión nominal	1000 V
	Corriente nominal	20 A
	Cantidad a instalar	100
	Código	CE-3-F-1000VCC20A

Figura 37 - Fusible de string SIBA (CE-3-F-1000VCC20A)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.13 “Fusibles de CC SIBA, modelo URZ” del Anexo C- Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

El portafusible se seleccionará de marca ZJ BENY modelo BR-30, como marca reconocida para componentes de corriente continua y presente en el mercado nacional.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 57 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------


	PORTAFUSIBLE	
	MARCA, Modelo	ZJ BENY, BR-30
	Tipo de corriente	CC
	Tensión nominal	1000 V
	Corriente nominal	30 A
	Cantidad a instalar	100
	Código	CE-3-PF-1000VCC30A

Figura 38 - Portafusible ZJ BENY (CE-3-PF-1000VCC30A)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.14 “Portafusibles ZJ BENY, modelo BR-30” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.7.7.3. Caja de protecciones de CC (CE-3-CN100)

Si bien esta caja, que denominamos caja de nivel 1, estará resguardada del sol y lluvia directos por encontrarse detrás de los paneles, la misma deberá ser de clase IP 55 por estar ubicada al aire libre.

La misma deberá contener los fusibles e interruptores de dos inversores, se selecciona una caja de la marca GENROD modelo CCTV de 450x600x225 mm.


	CAJA DE NIVEL 1	
	MARCA, Modelo	GENROD, cctv
	Dimensiones	450x600x225 mm
	Clase	IP 55
	Cantidad	10
	Código	CE-3-CN100

Figura 39 - Caja de nivel 1 GENROD (CE-3-CN100)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.15 “Caja de nivel 1 y 2 GENROD, modelo CCTV” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.7.7.4. Descargador de CC (CE-3-D-1000VCC)

Para facilitar las tareas de montaje, el descargador de corriente continua irá ubicado dentro del inversor, ya que el mismo posee un espacio con un riel DIN para ubicar las protecciones.

Se utilizarán protecciones de clase II, encargadas de proteger la instalación que alimentan los generadores fotovoltaicos y absorber las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas de la red evitando el deterioro de los paneles fotovoltaicos.

Para seleccionar el descargador se tiene en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador de ESFV para que el mismo pueda soportarla. Como ya se dijo, esta tensión se da cuando los paneles trabajan en condición de circuito abierto y es de 924 V.

$$U_{des} > V_{OC\ máx}$$

Dónde:

U_{des} Tensión nominal del descargador en régimen permanente

$V_{OC\ máx}$ Tensión máxima que puede darse en el generador fotovoltaico

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 58 de 99
------------------------------	------------------------------	---------	-----------------

Por lo tanto la tensión nominal del descargador debe ser:

$$U_{des} > 924 V$$

Se seleccionará un descargador monofásico de dos polos marca ZJ BENY modelo BUD-40/30, de 1000 V de tensión nominal.


	DESCARGADOR DE CC	
	MARCA, Modelo	ZJ BENY, BUD-40/30
	Cantidad de polos	3
	Tipo de corriente	DC
	Tensión nominal	1000 V
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-3-D-1000VCC

Figura 40 - Descargador de CC ZJ BENY (CE-3-D-1000VCC)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.16 “Descargador de CC ZJ BENY, modelo BUD-40/30” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.7.7.5. Interruptor diferencial (CE-3-ID-CA63A)

Este dispositivo debe proteger al inversor contra corrientes de fuga a tierra, por lo que la corriente de fuga del mismo es de 300 mA.

La corriente nominal del interruptor diferencial debe ser mayor a la corriente máxima de salida del inversor, la misma es de 39 A. Se selecciona una protección diferencial de la marca SCHNEIDER modelo Acti 9 iID de cuatro polos y corriente nominal de 63 A. Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.17 “Interruptor diferencial SCHNEIDER, modelo Acti 9 iID” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.


	INTERRUPTOR DIFERENCIAL	
	MARCA, Modelo	SCHNEIDER, Acti 9 iID
	Cantidad de polos	4
	Tipo de corriente	CA
	Corriente nominal	63 A
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-3-ID-CA63A

Figura 41 - Interruptor diferencial SCHNEIDER (CE-3-ID-CA63A)

5.7.7.6. Interruptor termomagnético (CE-3-ITM-CA40A)

Este dispositivo protege al conductor de suministro FV del lado de corriente alterna contra cortocircuitos y sobre intensidades, e irá colocado sobre el circuito principal de corriente alterna.

La corriente nominal del interruptor termomagnético debe ser mayor a la corriente máxima de salida del inversor, la misma es de 39 A. Se selecciona una protección termomagnética de la marca SCHNEIDER modelo Domae MCB de cuatro polos y corriente nominal de 40 A.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 59 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------


	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO	
	MARCA, Modelo	SCHNEIDER, Domae MCB
	Cantidad de polos	4
	Tipo de corriente	CA
	Corriente nominal	40 A
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-3-ITM-CA40A

Figura 42 - Interruptor termomagnético SCHNEIDER (CE-3-ITM-CA40A)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.18 “Interruptor termomagnético SCHNEIDER, modelo Domae MCB” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.7.7.7. Descargador de CA (CE-3-D-400VCA)

Se utilizará una protección de clase II, encargada de proteger la entrada del inversor para evitar su deterioro y absorber las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas de la red.

Para seleccionar el descargador se tiene en cuenta la tensión máxima de salida del inversor para que el mismo pueda soportarla, esta tensión es de 400 V.

$$U_{des} \geq V_{OC \text{ máx}}$$

Dónde:

U_{des} Tensión nominal del descargador en régimen permanente
 $V_{OC \text{ máx}}$ Tensión máxima de salida del inversor

Por lo tanto la tensión nominal del descargador debe ser:

$$U_{des} \geq 400 \text{ V}$$

Se seleccionará un descargador trifásico de 4 polos marca SCHNEIDER modelo Acti 9 iQuick PRD, de 400 V de tensión nominal.


	DESCARGADOR DE CA	
	MARCA, Modelo	SCHNEIDER, Acti 9 i Quick
	Cantidad de polos	4
	Tipo de corriente	CA
	Tensión nominal	40 A
	Cantidad a instalar	20
	Código	CE-3-D-400VCA

Figura 43 - Descargador de AC SCHNEIDER (CE-3-D-400VCA)

Las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.19 “Descargador de CA SCHNEIDER, modelo Acti 9 iQuick PRD” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 60 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.7.7.8. Caja de protecciones de AC (CE-3-CN200)

Esta caja, que denominamos de nivel 2, contendrá el interruptor termomagnético, el interruptor diferencial y el descargador de dos inversores. La misma, al igual que la caja de nivel 1, estará al aire libre pero no estará expuesta a sol y lluvias directos por encontrarse detrás de los módulos fotovoltaicos. La caja seleccionada es de la marca GENROD de igual tamaño que la caja de nivel 1.


	CAJA DE NIVEL 2	
	MARCA, Modelo	GENROD, cctv
	Dimensiones	450x600x225 mm
	Clase	IP 55
	Cantidad	10
	Código	CE-3-CN200

Figura 44 - Caja de nivel 2 GENROD (CE-3-CN200)

Como ya se dijo, las especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 8.3.3.15 “Caja de nivel 1 y 2 GENROD, modelo CCTV” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

5.7.7.9. Caja de nivel 3 (CE-3-CN3)

Con la necesidad de proteger las barras colectoras de la intemperie (ver apartado 5.6.4), las mismas serán colocadas dentro de una caja, denominada de nivel 3.

Tomando como referencia la resolución 206/08 del EPRE y el reglamento interno de la Cooperativa “Especificaciones técnicas de acometidas en suministros con micro generación fotovoltaica”, la caja estará contenida dentro de un gabinete de mampostería.

De acuerdo a lo detallado en la Figura N°2 de la resolución 206/08, el gabinete estará constituido de ladrillos y mortero de arena y cemento únicamente (4 a 1), con una sección cuadrada mínima de superficie terminada de 1,8 m de alto, 1,35 m de ancho y una profundidad de 0,5 m e irá reforzado con 4 llaves de hierro n°6 dispuestas en forma vertical, las que se deberán prolongar 20 cm arriba y debajo de la caja donde se alojen las barras. Estará recubierto de una terminación de revoque exterior, que impida la filtración de agua de lluvia. El techo tendrá una pendiente con caída hacia atrás, que impida la acumulación de agua en su parte superior. Ver plano n° 1903A-A-13-B-A.

Se selecciona una caja de la marca GENROD serie 9000, de 750x900x225 mm.


	CAJA DE NIVEL 3	
	MARCA, Modelo	GENROD, S9000
	Dimensiones	750x900x225 mm
	Clase	IP 55
	Cantidad	1
	Código	CE-3-CN3

Figura 45 - Caja de nivel 3 GENROD Gabinete para usos pesados extremos

La ficha técnica de la misma, se encuentra en el capítulo 8.3.3.20 “Caja de nivel 3 GENROD, modelo S9000” del Anexo C - Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 61 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.7.8. Sub Estación Transformadora (SET)

Se adoptará para la estación transformadora el tipo constructivo de una acometida de la misma potencia que la del generador de ESFV, es decir como si fuera un usuario de 540 KVA de demanda, con vinculación en baja tensión.

Tal y como lo indica el reglamento interno de la cooperativa, este será del tipo aéreo biposte con plataforma, según plano n° 1903A-E-2-B-A y 1903A-E-4-B-A del Anexo D.

Para la selección del transformador, protecciones y postes de hormigón, se toma en cuenta las marcas y modelos de común uso de la distribuidora.

5.7.8.1. Selección del transformador (CE-4-T)

La potencia total del parque viene dada por la suma de la máxima potencia que pueden entregar todos los inversores en simultáneo:

$$P_t = N^{\circ}_{inversores} * P_{inversores}$$

$$P_t = 20 * 27kW = 540kW$$

Por lo que se adopta un transformador de la potencia inmediata superior, es decir 630 kVA. El mismo será de la marca Tadeo Czerweny IRAM 2250 Relación 13,2 ±2x2,5% / 0,4 kV. Se pueden ver sus especificaciones técnicas y lista de datos garantizados en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.21 “Transformador TADEO CZERWENY 630 kVA”.

TRANSFORMADOR	
MARCA, Modelo	TADEO CZERWENY, IRAM 2250
Relación	13,2 ±2x2,5% / 0,4 kV
Potencia	630 kVA
Cantidad	1
Código	CE-4-T

Figura 46 - Transformador TADEO CZERWENY (CE-4-T)

5.7.8.2. Protecciones y aparamentas

La sub estación transformadora del tipo mencionado está constituida por las aparamentas y protecciones descritas a continuación:

Postes de hormigón armado (CE-4-P1 y CE-4-P2)

El tipo constructivo seleccionado, denominado por la Cooperativa “TC 35 H°A° - puesto de transformación trifásico sobre plataforma de hormigón armado”, consta de dos postes, uno de los cuales es de mayor longitud que el otro para vincular el transformador con la línea rural.

Los postes seleccionados son de la marca PREAR y sus principales características se detallan en las Figuras 47 y 48. Se pueden ver su ficha técnica en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.22 “Postes de hormigón armado para SET, marca PREAR”.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 62 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

	POSTE 1	
	MARCA, Modelo	PREAR, 9m / R1800
	Longitud	9 m
	Rotura	1800 daN
	Cantidad	1
	Código	CE-4-P1

Figura 47 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P1)


	POSTE 2	
	MARCA, Modelo	PREAR, 7m / R1200
	Longitud	7 m
	Rotura	1200 daN
	Cantidad	1
	Código	CE-4-P2

Figura 48 - Poste de hormigón armado PREAR (CE-4-P2)

Plataforma para apoyo del transformador (CE-4-E)

Esta plataforma se fabrica según Anexo D – Planos, plano n° 1903A-E-3-B-A, con perfil normal doble T. Los perfiles seleccionados son de marca ACINDAR con las características de la Figura 49. Se pueden ver sus especificaciones en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.23 “Perfiles doble T ACINDAR, para estructura de la SET”.


	PERFIL DOBLE T	
	MARCA, Modelo	ACINDAR, I.P.N
	Tamaño	IPN 140
	Largo	2,5 m
	Cantidad	2

Figura 49 - Perfil doble T ACINDAR

Seccionador fusible tipo XS (CE-4-SF-25kVCA100A)

Se colocará un seccionador fusible por fase, en el lado de media tensión. Los mismos están encargados de abrir la vinculación entre el transformador y la línea. Se seleccionan de la marca FAMEY FAMMI y la ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.24 “Seccionador fusible tipo XS FAMEY FAMMI, modelo 89032”.


	SECCIONADOR FUSIBLE XS	
	MARCA, Modelo	FAMMI FAMMI, 89032
	Tensión nominal	25 kV
	Corriente nominal	100 A
	Cantidad	3
	Código	CE-4-SF-25kVCA100A

Figura 50 - Seccionador fusible tipo XS FAMEY FAMMI (CE-4-SF-25kVCA100A)

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 63 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Descargador de óxido de zinc con deslingador (CE-4-D-15kVCA10kA)

Son necesarios 3 descargadores en el lado de media tensión, uno por fase. Éstos tienen como función drenar las sobrecorrientes que pueden originarse en la línea. Se seleccionan de la marca FAPA y sus principales características se detallan en la Figura 51. La ficha técnica se encuentra en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.25 “Descargador de óxido de zinc FAPA, modelo DB15/10”.

	DESCARGADOR CON DESLINGADOR	
	MARCA, Modelo	FAPA, DB15/10
	Tensión nominal	15 kV
	Corriente nominal	10 kA
	Cantidad	3
	Código	CE-4-D-15kVCA10kA

Figura 51 - Descargador de óxido de Zinc FAPA (CE-4-D-15kVCA10kA)

Seccionador fusibles APR (CE-4-SF-500VCA630A)

En el lado de baja tensión se colocará un seccionador fusible por cada entrada al transformador, como tenemos 3 entradas por fase, son necesarios 9 seccionadores. Los mismos están encargados de abrir la vinculación entre el transformador y el generador fotovoltaico. Se seleccionan seccionadores de la marca BRONAL, con las características siguientes:

	SECCIONADOR FUSIBLE APR	
	MARCA, Modelo	BRONAL, ACR360F
	Tensión nominal	500 V
	Corriente nominal	630 A
	Cantidad	9
	Código	CE-4-SF-500VCA630A

Figura 52 - Seccionador fusible tipo APR BRONAL (CE-4-SF-500VCA630A)

Sus características técnicas se pueden ver en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.26 “Seccionador fusible tipo APR BRONAL, modelo ACR630F”.

Conductor de cobre desnudo (CE-4-C-CA50)

El mismo es necesario para conectar los electrodos de puesta a tierra con las masas metálicas de la estructura, la cuba del transformador y la salida de los descargadores. Se seleccionarán de la marca ACINDAR, la ficha técnica se puede consultar en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.27 “Conductor de cobre desnudo GENROD, modelo AC C50 50 mm²”.


	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO DE 50 mm ²	
	MARCA, Modelo	GENROD, AC C50
	Sección	50 mm ²
	Largo	50 m
	Cantidad	10 m
	Código	CE-4-C-CA50

Figura 53 - Conductor de cobre desnudo ACINDAR (CE-4-C-CA50)

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 64 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Herrajes

Los herrajes son todos aquellos elementos que componen la SET que pueden servir tanto para conectar el transformador a la línea rural, como para fijar los conductores y elementos de protección.

Los mismos se detallan en la Tabla 8 por tratarse de elementos de uso frecuente en la Cooperativa, mucho de los mismos no tienen marca comercial o se hacen en metalúrgicas de la zona.

Herraje	Cantidad	Unidad
Soporte seccionador fusible BT PNU 8 x 850 mm	3	pieza
Abrazaderas de 2 sectores tipo "I" con 4 bulones MN 64	2	pieza
Perfil ángulo "L" galvanizado 31.7 x 31.7 x 3.2 mm x 3 m	2	pieza
Abrazaderas de 2 sectores tipo "D" con 4 bulones MN 60	5	pieza
Caño flexible de polietileno de 1/2"	12	m
Terminal de idantar de Cu estañado de 50 mm2	4	pieza
Conector bifilar abulonado monometálico Al/ 16-120/16/19 mm2	3	pieza
Morceto de conexión de bronce para 50 mm2	8	pieza
Bulon de 5/8" x 125 mm	1	pieza
Bulon MN 49	2	pieza
Bulon MN 48	8	pieza
Abrazadera 2 sectores tipo "A" con bulon MN 60	4	pieza
Brazo recto MN 41	3	pieza
Cruceta galvanizada	1	pieza

Tabla 8 - Herrajes de la SET

5.7.9. Sistemas de puesta a tierra

En esta sección se detalla todo lo referente a la puesta a tierra de la instalación, la cual cumple con lo establecido con la norma IRAM 2281 y los requerimientos de la reglamentación AEA 90364 – Sección 771 en su parte 7.

5.7.9.1. Esquema de conexión

Como el decreto provincial 4315/16 determina que “todas las tomas de tierra, neutros y masas de la generación deberán ser realizadas a una toma de tierra independiente a las realizadas para la red de la Distribuidora”; se utilizara para todo el parque un sistema TN-S que satisface esta condición (ver Figura 54).

Según [8] el esquema TN-S es aquel en el que el conductor neutro (N) y el conductor de protección (PE) están separados en toda la instalación y están conectados entre sí en el origen de la alimentación (este origen no debe ser confundido con el origen de la instalación), y a tierra, como mínimo, en el origen de la alimentación, pudiendo estar además el PE conectado a tierra en varios otros puntos aguas abajo del origen.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 65 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

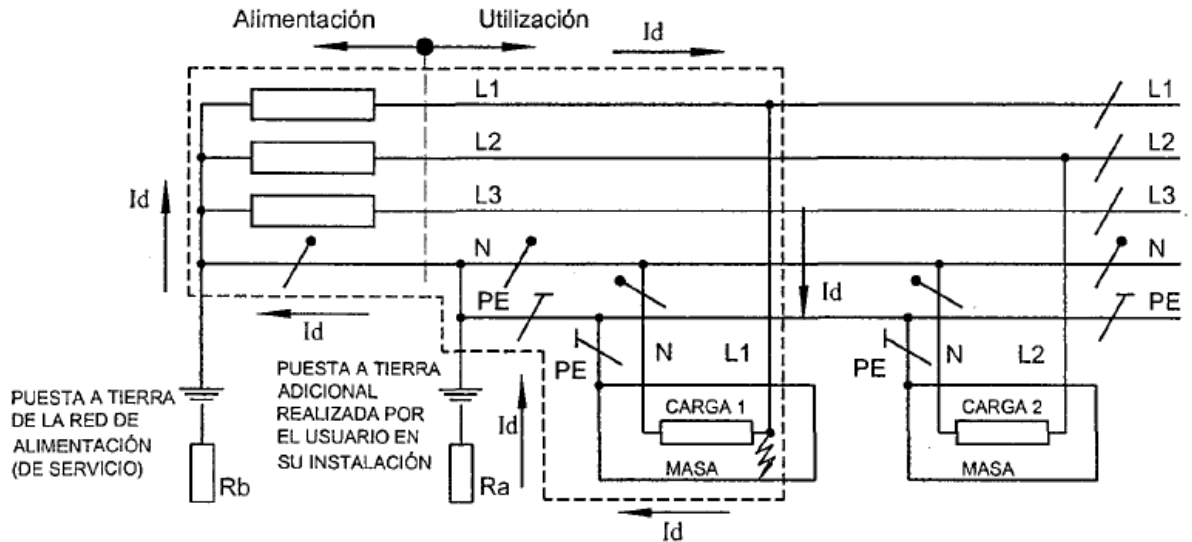


Figura 54 - Sistema de puesta a tierra TN-S

Dónde:

PE Conductor de protección de la instalación generadora dentro del inmueble, conectado a la puesta a tierra de la alimentación (puesta a tierra de servicio) de la distribuidora, en general el centro de estrella del transformador o punto neutro.

ID Corriente de falla

Ra Resistencia de la puesta a tierra de protección y servicio de la instalación generadora, adicional a la de la fuente.

Rb Resistencia de la puesta a tierra de servicio de la red de alimentación o fuente.

5.7.9.2. Diseño de la instalación

Como se dijera anteriormente, las puestas a tierra del generador de ESFV y de la SET, deben ir por separado; por lo tanto, se hará un cálculo para cada uno de estos sistemas de puesta a tierra.

Ambos sistemas se harán mediante una malla de conductor de cobre desnudo y jabalinas, de forma de lograr una resistencia de puesta a tierra menor a 2Ω para la puesta a tierra del generador y menor a 1Ω para el sistema de protección y servicio de la SET.

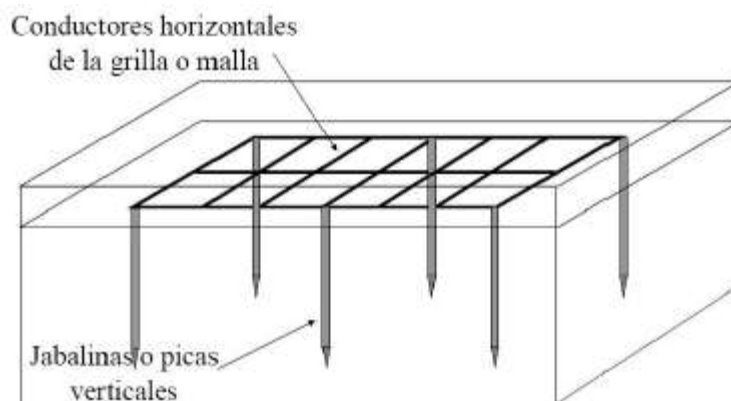


Figura 55 - Esquema del tipo de mallado seleccionado para los sistemas de puesta a tierra

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 66 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Los electrodos serán de acero-cobre de 3 m de longitud y 14,6 mm (5/8") según Norma IRAM 2310, tabla 5 "Medidas y condiciones que deben cumplir los electrodos de tierra con referencia a la corrosión y a la resistencia mecánica".

En caso de que una puesta a tierra requiera más de un electrodo, estos se instalarán con una separación de 5 m en los casos en que sea posible, y no menos de 1,83 m en caso contrario.

Las uniones del conductor de los electrodos de puesta a tierra se harán por el método exotérmico.

Malla del sistema de puesta a tierra del generador de ESFV

Según la norma IRAM 2281: "Con el fin de asegurar la suficiente resistencia mecánica, una malla típica se puede componer de n cables de cobre desnudo, de 95 mm² de sección, enterrado a una profundidad comprendida entre 0,40 m y 1 m y manteniendo una separación entre conductores de 2 m a 6 m..."

Por lo que se adopta un sistema de malla en forma de cuadrículas de 6x12 m ubicada a 0,5 m de profundidad, con una separación entre conductores de 3 m. Se utilizarán 6 electrodos de 3 m de longitud cada uno, ubicados a 6 m entre sí.

La misma estará ubicada en la cercanía de la caja de nivel 3, a aproximadamente a 30 m del sistema de puesta a tierra de la SET para que no interfiera con ésta.

Malla del sistema de puesta a tierra de la Sub Estación Transformadora

Respetando las especificaciones de la norma IRAM 2281, se adopta un sistema de malla en forma de cuadrículas de 15x25 m ubicada a 0,5 m de profundidad, con una separación entre conductores de 5 m. Se utilizarán 12 electrodos de 3 m de longitud cada uno, ubicados a 5 m entre sí (algunos tendrán una separación mayor).

La misma estará ubicada debajo de la Sub Estación Transformadora.

Los sistemas de puesta a tierra con sus medidas y ubicación en el predio, se pueden ver en el plano n°1903A-E-11-B-A del Anexo D – Planos.

5.7.9.3. Selección de las jabalinas (CE-5-J)

Las mismas deben estar construidas bajo norma IRAM 2309. El material más apropiado es el cobre que resiste muy bien la corrosión, sin embargo, los electrodos de acero revestidos de cobre se comportan exactamente igual que los de cobre puro.

Se adoptan jabalinas de la marca GENROD de acero-cobre de 3 m de longitud y 5/8" de diámetro.


	JABALINAS	
	MARCA, Modelo	GENROD, JC1630
	Denominación	L1630
	Sección	5/8" = 12,6 mm
	Longitud	3 m
	Cantidad	18
	Código	CE-5-J

Figura 56 - Jabalinas GENROD (CE-5-J)

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 67 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

La ficha técnica de las jabalinas se encuentra en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.28 “Jabalinas GENROD, modelo JC 1630”.

5.7.9.4. Sección mínima de los conductores de protección y puesta a tierra (CE-5-C-CC6 y CE-5-C-CA16)

Estos conductores son los que irán desde las masas metálicas hasta la caja de nivel 3, donde se colectarán en una barra colectora especial para puesta a tierra.

La sección de todo conductor de protección debe satisfacer las condiciones de la desconexión automática de la alimentación requerida en 771.18.4.3 de la Reglamentación de la AEA 90364 – Sección 771 en su parte 7, y ser capaces de soportar las corrientes presuntas de falla.

Las secciones de los conductores de protección deben ser:

- calculada de acuerdo con la sub cláusula 771-C.3.1.1
- O bien elegida de acuerdo con la tabla 771-C.II

En ambos casos se deberá tener en cuenta la sub cláusula 771-C.3.1.2: “La sección mínima de cualquier conductor de protección, que no forme parte del cable de alimentación, deberá tener un valor de:

- 2,5 mm² Cu o 16 mm² Al, si los conductores de protección poseen una protección mecánica.
- 4 mm² Cu o 16 mm² Al, si los conductores de protección no poseen protección mecánica.

Se seleccionan estos conductores teniendo en consideración que son del mismo material que los conductores de potencia y, teniendo en cuenta además la Tabla 771-C. II “Secciones mínimas de los conductores de puesta a tierra y de protección” de la reglamentación de la AEA:

Tabla 771-C.II - Secciones mínimas de los conductores de puesta a tierra y de protección

Sección de los conductores de línea de la instalación S [mm ²]	Sección nominal del correspondiente conductor de protección “S _{PE} ” [mm ²] y del conductor de puesta a tierra “S _{PAT} ” [mm ²]	
	Si el conductor de protección (o el de puesta a tierra) es del mismo material que el conductor de línea	Si el conductor de protección (o el de puesta a tierra) no es del mismo material que el conductor de línea
$S \leq 16$	S	$\frac{k_1}{k_2} \times S$
$16 < S \leq 35$	16	$\frac{k_1}{k_2} \times 16$
$S > 35$	$S/2$	$\frac{k_1}{k_2} \times \frac{S}{2}$

Donde:
 k_1 es el valor de k para el conductor de línea, elegido de la Tabla 771.19.II, de acuerdo con los materiales del conductor y su aislación,
 k_2 es el valor de k para el conductor de protección, elegido de las tablas 771-C.III a 771-C.VII, según corresponda.

Según la tabla, tenemos que los conductores para las protecciones de corriente continua serán de 6 mm^2 al igual que la sección del conductor que se utiliza en esa parte del circuito. Los mismos irán desde la caja de nivel 1 y de los descargadores a la caja de nivel 2.

Para los conductores de puesta a tierra que irán desde la caja de nivel 2 a la caja de nivel 3 tenemos, según la tabla, que seleccionar un conductor de 16 mm^2 de sección nominal.

Los conductores seleccionados son de la marca PRYSMIAN modelo Superastic Flex color verde-amarillo como se ve en la Figura 57 y 59. La ficha técnica de los mismos se puede ver en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.29 “Conductor de puesta a tierra PRYSMIAN, modelo Superastic Flex 6 mm^2 y 16 mm^2 ”.

Cálculo de la cantidad de conductor de protección de 6 mm^2

Para obtener la cantidad de metros de conductor tenemos en cuenta las distancias que hay entre las masas y los descargadores a la caja de nivel 2 que es donde estarán las borneras, esto se hizo en la Tabla 9. Luego se suman los subtotales y se multiplica por 10 que es el total pares de cajas que hay en todo el generador.

Caja de N1	Protección de la caja (m)	Distancia de los descargadores de CC a la caja de N2 (m)	Distancia de los descargadores de CA a la caja de N2 (m)	Caja de N2	Protección de la caja (m)
CE-3-CN101	0,25	1,67	0,6	CE-3-CN201	0,25
		1,06	0,3		
Subtotal	0,25	2,73	0,9		0,25

Tabla 9 - Distancias de los conductores de protección

$$\text{long. conductor de } 6 \text{ mm}^2 = 10 * (0,25 \text{ m} + 2,73 \text{ m} + 0,9 + 0,25 \text{ m})$$

$$\Rightarrow \text{long. conductor de } 6 \text{ mm}^2 = 41,3 \text{ m}$$


	CONDUCTOR DE PROTECCIÓN DE 6 mm^2	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Superastic Flex
	Sección nominal	6 mm^2
	Corriente admisible	32 A
	Metal	Cobre electrolítico recocido
	Cantidad	42 m
	Código	CE-5-C-CC6

Figura 57 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C-CC6)

Los conductores antes mencionados, se conectarán a las masas y a las borneras mediante terminales de un orificio. Los mismos son de la marca LCT y sus principales características se muestran en la Figura 58. La ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.5 “Terminal de cobre LCT”.


	TERMINAL DE 6 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 6/1
	Sección	6 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	120
	Código	CE-6-TC6

Figura 58 - Terminal LCT para conductor de protección de 6mm² (CE-6-TC6)

Cálculo de la cantidad de conductor de puesta a tierra de 16 mm²

Para obtener la cantidad de metros de conductor tenemos en cuenta las distancias que hay entre las cajas de nivel 2 y la caja de nivel 3 como se muestra en la Tabla 10. Para obtener el total sumamos los subtotales.

Caja de N2	Distancia de las cajas de N2 a N3 (m)	Protección de la caja N3 (m)
CE-3-CN201	80,8	0,25
CE-3-CN203	65,6	0,25
CE-3-CN205	50,4	0,25
CE-3-CN207	35,2	0,25
CE-3-CN209	20	0,25
CE-3-CN202	84,8	0,25
CE-3-CN204	69,6	0,25
CE-3-CN206	54,4	0,25
CE-3-CN208	39,2	0,25
CE-3-CN210	24	0,25
Subtotal	524	2,5

Tabla 10 - Distancias de los conductores de puesta a tierra

$$\begin{aligned} \text{long. conductor de } 16 \text{ mm}^2 &= 524 \text{ m} + 2,5 \text{ m} \\ \Rightarrow \text{long. conductor de } 16 \text{ mm}^2 &= 526,7 \text{ m} \end{aligned}$$

Para los conductores de puesta a tierra que irán desde la caja de nivel 2 a la caja de nivel 3 se utilizará un conductor de 16 mm² de sección nominal. Sus principales características se muestran en la Figura 59. La ficha técnica de los mismos se puede ver en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.29 “Conductor de puesta a tierra PRYSMIAN, modelo Superastic Flex 6 mm² y 16 mm²”.


	CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE 16 mm ²	
	MARCA, Modelo	PRYSMIAN, Superastic Flex
	Sección nominal	16 mm ²
	Corriente admisible	59 A
	Metal	Cobre electrolítico recocido
	Cantidad	527 m
	Código	CE-5-C-CA16

Figura 59 - Conductor PRYSMIAN (CE-5-C-CA16)

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 70 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Los conductores antes mencionados, se conectarán a las borneras de las cajas de nivel 2 y a la barra de la caja de nivel 3, mediante terminales de un orificio. Los mismos son de la marca LCT y sus principales características se mostraron en la Figura 27 que aquí se repite. La ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.5 “Terminal de cobre LCT”.

	TERMINAL DE 16 mm ²	
	MARCA, Modelo	LCT, scc 16/3
	Sección	16 mm ²
	Metal	Cobre electrolítico
	Cantidad a instalar	20 + 20 = 40
	Código	CE-6-TC16

5.7.9.5. Borneras de puesta a tierra para las cajas de nivel 2 (CE-5-BPAT-CA20x30)

Estas borneras se encontrarán en las cajas de nivel 2 y coleccionará todos los conductores de protección que conectan las masas y las protecciones tanto de CC como de CA. Se utilizará una bornera de latón de la marca Elent. La ficha técnica se puede consultar en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.30 “Bornera de puesta a tierra ELENT”.


	BORNERA DE PUESTA A TIERRA	
	MARCA, Modelo	ELENT, 1 7 125 A
	Cantidad de conexiones	7
	Longitud	77 mm
	Corriente nominal	125 A
	Metal	Latón
	Cantidad	10
	Código	CE-5-BPAT-CA20x30

Figura 60 - Bornera de p.a.t. ELENT (CE-5-BPAT-CA20x30)

5.7.9.6. Sección de los conductores de puesta a tierra (CE-5-C-CA120)

Estos conductores son los que conectan la barra de puesta a tierra de la caja de nivel 3 con la toma de tierra para el sistema de protección de los generadores. Estos conductores se utilizan también para las mallas de ambos sistemas de puesta a tierra.

Según la sección 6.2 de la norma IRAM 2281 -3 1996 la sección del conductor de protección no será menor que el valor determinado a partir de la siguiente fórmula:

$$0,1 s \leq t < 5 s$$

$$S \geq I_{cc} * \frac{\sqrt{t}}{K}$$

Dónde:

t Tiempo en segundos.

S Sección del conductor en mm²

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 71 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

- I_{CC} Valor eficaz, en Amper, de la corriente presunta de falla que puede atravesar el dispositivo de protección, durante un defecto de impedancia despreciable.
- K Factor cuyo valor depende de la naturaleza del metal de los conductores de protección, de los aislantes y de otras partes, y de las temperaturas iniciales y finales del elemento conductor. De sección 6.2 tabla 6 de la norma IRAM 2281-3 $K = 92$.

$$S \geq 27.840A * \frac{\sqrt{0,1s}}{92} \Rightarrow S \geq 97,81 \text{ mm}^2$$

Se selecciona un conductor de acero-cobre desnudo de la marca FACBSA con las características que se muestran en la Figura 62. Las especificaciones técnicas del mismo se encuentran en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.31 “Conductor acero-cobre FACBSA 120 mm²”.

CONDUCTOR DE ACERO-COBRE DE 120 mm ²	
MARCA, Modelo	FACBSA, 120mm2
Tipo	A-30
Normativa	IRAM 2467
Sección nominal	120 mm ²
Metal	Acero-cobre
Cantidad	290 m
Código	CE-5-C-CA120

Figura 61 - Conductor acero-cobre desnudo GENROD (CE-5-C-CA120)

5.7.9.7. Sección de la barra colectora de tierra (CE-5-BPAT-CA40x10)

Esta barra se encuentra en la caja de nivel 3, y su función es dejar al mismo potencial los siguientes elementos:

- Conductores de protección (PE)
- Conductores de puesta a tierra
- Carcasa de tablero

Del Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, apartado 8.3.3.32, sabemos que los conductores Superastic Flex de 16 mm² utilizados para la puesta a tierra, tiene un diámetro exterior de 7 mm. Y del apartado 8.3.3.36 del mismo anexo, podemos encontrar que los conductores de acero-cobre desnudo GENROD de 120 mm² utilizados para conectar la caja de nivel 3 con la malla de puesta a tierra, tienen un diámetro de 13,5 mm. Entonces:

$$l_{barra} > 2 * (20 * 7 \text{ mm}) + 2 * 13,5 \text{ mm} \Rightarrow l_{barra} > 307 \text{ mm}$$

Se adopta una barra de cobre rígida de la marca Electro Sertec, que posee las mismas características que las barras de fase y neutro, por lo tanto, como se dijo anteriormente, su ficha técnica está en el Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.8 “Barra colectora ELECTRO SERTEC”.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 72 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

BARRA DE PUESTA A TIERRA	
MARCA, Modelo	ELECTRO SERTEC
Ancho x Espesor	40x10 mm
Longitud	400 mm
Corriente nominal	850 A
Metal	Cobre electrolítico
Cantidad	1
Código	CE-5-BPAT-CA40x10



Figura 62 - Barra colectora de puesta a tierra ELECTRO SERTEC (CE-5-BPAT-CA40x10)

5.7.9.8. Verificación de la puesta a tierra del generador por cálculo de la resistencia de dispersión

La resistencia de dispersión está compuesta por tres resistencias, la propia del electrodo metálico, la de contacto entre el electrodo y la tierra (forma geométrica del electrodo), y la propia de la tierra que depende exclusivamente de la resistividad del terreno).

La Reglamentación de la AEA [8] establece los valores máximos de resistencia de acuerdo al nivel de sensibilidad de cada caso, como se puede observar en la Tabla 771.3.I – “Valores máximos de resistencia de puesta a tierra de protección”:

Tabla 771.3.I – Valores máximos de resistencia de puesta a tierra de protección

Corriente diferencial máxima asignada del dispositivo diferencial $I_{\Delta n}$		Columna 1 Valor máximo de la resistencia de la toma de tierra de las masas eléctricas Ra (Ω) para U_L 50 V	Columna 2 Valor máximo de la resistencia de la toma de tierra de las masas eléctricas Ra (Ω) para U_L 24 V	Columna 3 Valor máximo permitido de la resistencia de la toma de tierra de las masas eléctricas Ra (Ω)
Sensibilidad baja	20 A	2,5	1,2	0,6
	10 A	5	2,4	1,2
	5 A	10	4,8	2,4
	3 A	17	8	4
Sensibilidad media	1 A	50	24	12
	500 mA	100	48	24
	300 mA	167	80	40
Sensibilidad alta	100 mA	500	240	40
	Hasta 30 mA inclusive	Hasta 1666	800	40

Con nivel de sensibilidad media, la máxima resistencia de la toma a tierra debe ser 40 Ω . Si bien a priori se podría usar este valor para el cálculo de la resistencia de dispersión, debemos verificar los 2 Ω puestos como objetivo.

Dicho esto se procede a calcular la resistencia de dispersión de acuerdo al método de Schwarz, siguiendo los pasos indicados en la Norma IRAM 2281-1 ANEXO F – Sección F.3, de donde sabemos que la resistencia de dispersión total de un sistema combinado de electrodos horizontales (red de mallas) y verticales (jabalinas) es menor que la resistencia individual de cada componente, pero es mayor que la combinación en paralelo de dichas resistencias. La resistencia total es:

$$R = \frac{R_1 * R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 73 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Dónde:

R_1 : es la resistencia de la red de mallas; calculada mediante la fórmula de Sverak.

R_2 : es la resistencia de todas las jabalinas;

R_{12} : es la resistencia mutua entre el grupo de conductores horizontales y el grupo de jabalinas.

Estas resistencias se pueden estimar mediante las ecuaciones siguientes:

$$R_1 = \rho * \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2 * n * \pi * l_2} * \left[\ln \left(\frac{8 * l_2}{d_2} \right) - 1 + 2 * K_1 * \left(\frac{l_2}{\sqrt{A}} \right) * (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

$$R_{12} = \frac{\rho_a}{\pi * L} * \left[\ln \left(\frac{2 * L}{l_2} \right) + K_1 * \left(\frac{L}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right]$$

Dónde:

ρ	Resistividad del suelo [$\Omega * m$]
L	Longitud total del conductor enterrado, $L = 66 m$
A	Área de la red de mallas, $A = 72 m^2$
h	Profundidad de la red de mallas, $h = 0,5 m$
ρ_a	Resistividad del suelo aparente vista por las jabalinas [$\Omega * m$]
n	Número de jabalinas ubicadas dentro del área A, $n = 6$
l_2	Largo promedio de una jabalina, $l_2 = 3 m$
d_2	Diámetro de las jabalinas, $d_2 = 0,0146 m$
K_1, K_2	Constantes relacionadas con la geometría del sistema

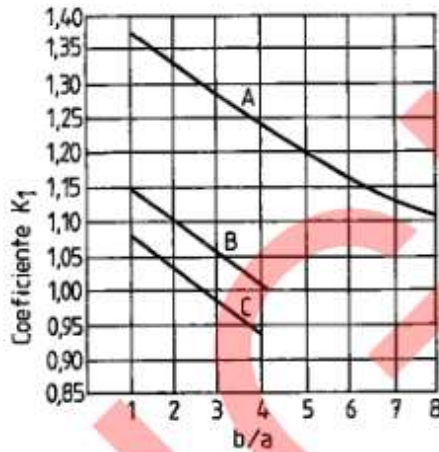
Determinación de los parámetros para el cálculo.

Para determinar la resistividad del suelo en el lugar de implantación se recurre a la “Figura B4 – Mapa orientativo de resistividades eléctricas suelos” de la norma IRAM 2281-1, que se encuentra en los anexos y de acuerdo a este, la resistividad:

$$\rho_1 = \rho_a = 33 \Omega$$

Las constantes geométricas K_1 y K_2 las obtenemos de la Figura F4 “Constante K1 de la fórmula de SCHWARZ” y de la Figura F5 “Constante K1 de la fórmula de SCHWARZ”, respectivamente, de la norma IRAM 2281-1, que se encuentra en los anexos.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 74 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------



Curva A - para profundidad $h = 0$

$$Y_A = - 0,04 x + 1,41$$

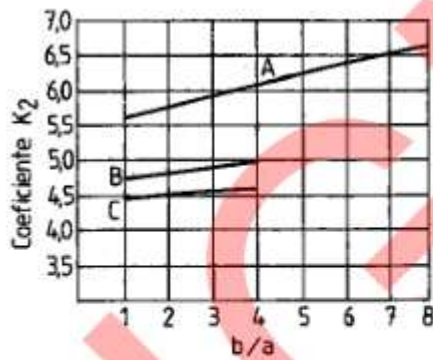
Curva B - para profundidad $h = \sqrt{A}/10$

$$Y_B = - 0,05 x + 1,20$$

Curva C - para profundidad $h = \sqrt{A}/6$

$$Y_C = - 0,05 x + 1,13$$

Figura F4 - Coeficiente K_1 de la fórmula de SCHWARZ



Curva A - para profundidad $h = 0$

$$Y_A = 0,15 x + 5,50$$

Curva B - para profundidad $h = \sqrt{A}/10$

$$Y_B = 0,10 x + 4,68$$

Curva C - para profundidad $h = \sqrt{A}/6$

$$Y_C = 0,05 x + 4,40$$

Figura F5 - Coeficiente K_2 de la fórmula de SCHWARZ

Siendo $b/a = 2$ y $h \cong 0,5$, obtenemos de la curva B que $K_1 = 1,1$ y $K_2 = 4,7$

Reemplazando en las ecuaciones:

$$R_1 = 33 \Omega m * \left[\frac{1}{66 m} + \frac{1}{\sqrt{20 * 72 m^2}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 m * \sqrt{20/72 m^2}} \right) \right] \Rightarrow R_1 = 2,06 \Omega$$

$$R_2 = \frac{33 \Omega m}{2 * 6 * \pi * 3 m} * \left[\ln \left(\frac{8 * 3 m}{0,0146 m} \right) - 1 + 2 * 1,1 * \left(\frac{3 m}{\sqrt{72 m^2}} \right) * (\sqrt{6} - 1)^2 \right] \Rightarrow R_2 = 2,34 \Omega$$

$$R_{12} = \frac{33 \Omega m}{\pi * 66 m} * \left[\ln \left(\frac{2 * 66 m}{3 m} \right) + 1,1 * \left(\frac{66 m}{\sqrt{72 m^2}} \right) - 4,7 + 1 \right] \Rightarrow R_{12} = 1,37 \Omega$$

Por último, la resistencia de dispersión de la puesta a tierra es:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 75 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$R = \frac{2,06 \, \Omega * 2,34 \, \Omega - (1,37 \, \Omega)^2}{2,06 \, \Omega + 2,34 \, \Omega - 2 * 1,37 \, \Omega} \Rightarrow R = 1,77 \, \Omega$$

El valor obtenido está por debajo al requerido en el apartado 5.6.9.2, de todas formas, debe tenerse en cuenta que en la práctica este valor puede aumentar por la resistencia de contacto entre las uniones soldadas, la humedad o resistividad diferente del terreno, la corrosión, etc.

De todas maneras, es el personal de mantenimiento de la Cooperativa quien debe realizar una verificación de la resistencia de la malla de puesta a tierra una vez concluida la obra.

5.7.9.9. Verificación de la puesta a tierra de la SET por cálculo de la resistencia de dispersión

Como se dijo en el apartado 5.6.9.2, la resistencia de dispersión para este sistema de protección debe ser menor a 1 Ω . Para efectuar la verificación, se utilizará nuevamente el método de Schwarz, como se hizo en el apartado anterior.

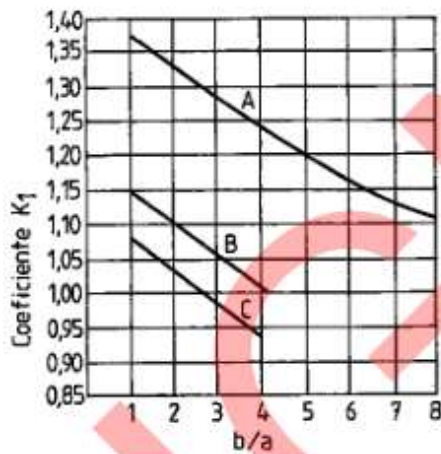
Determinación de los parámetros para el cálculo:

La resistividad del suelo no cambia, por lo tanto $\rho = \rho_a = 33 \, \Omega m$.

Como se dijo en el apartado 5.6.9.2, las medidas de la malla es de 15x25 m por lo que $L = 190 \, m$, $A = 375 \, m^2$, y $h = 0,5 \, m$ y $n = 12$.

Como la jabalina utilizada es la misma que para el sistema de puesta a tierra del generador, el largo y el diámetro de la jabalina no cambian, entonces $l_2 = 3 \, m$ y $d_2 = 0,0146 \, m$.

Las constantes geométricas K_1 y K_2 las obtenemos de la Figura F4 “Constante K1 de la fórmula de SCHWARZ” y de la Figura F5 “Constante K1 de la fórmula de SCHWARZ”, respectivamente, de la norma IRAM 2281-1, que se encuentra en los anexos.



Curva A - para profundidad $h = 0$
 $Y_A = - 0,04 x + 1,41$

Curva B - para profundidad $h = \sqrt{A}/10$
 $Y_B = - 0,05 x + 1,20$

Curva C - para profundidad $h = \sqrt{A}/6$
 $Y_C = - 0,05 x + 1,13$

Figura F4 - Coeficiente k_1 de la fórmula de SCHWARZ

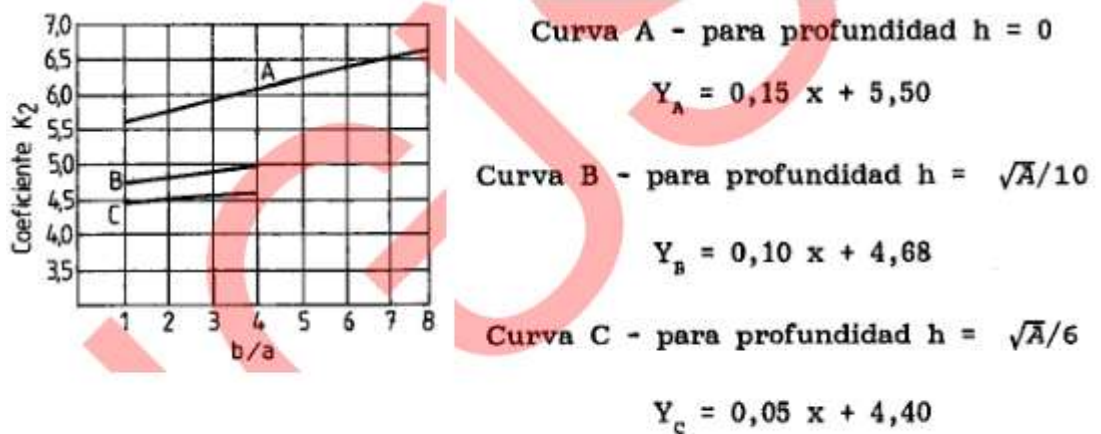


Figura F5 - Coeficiente K_2 de la fórmula de SCHWARZ

Siendo $b/a = 1,7$ y $h \cong 0,5$, obtenemos de la curva B que $K_1 = 1,12$ y $K_2 = 4,7$

Por lo que reemplazando en las fórmulas tenemos:

$$R_1 = \rho * \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

$$= 33 \Omega m * \left[\frac{1}{190 m} + \frac{1}{\sqrt{20 * 375 m^2}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 m * \sqrt{20/375 m^2}} \right) \right]$$

$$\Rightarrow R_1 = 0,9 \Omega$$

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2 * n * \pi * l_2} * \left[\ln \left(\frac{8 * l_2}{d_2} \right) - 1 + 2 * K_1 * \left(\frac{l_2}{\sqrt{A}} \right) * (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

$$= \frac{33 \Omega m}{2 * 12 * \pi * 3 m} * \left[\ln \left(\frac{8 * 3 m}{0,0146 m} \right) - 1 + 2 * 1,12 * \left(\frac{3 m}{\sqrt{375 m^2}} \right) * (\sqrt{12} - 1)^2 \right]$$

$$\Rightarrow R_2 = 1,2 \Omega$$

$$R_{12} = \frac{\rho_a}{\pi * L} * \left[\ln \left(\frac{2 * L}{l_2} \right) + K_1 * \left(\frac{L}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right]$$

$$= \frac{33 \Omega m}{\pi * 190 m} * \left[\ln \left(\frac{2 * 190 m}{3 m} \right) + 1,12 * \left(\frac{190 m}{\sqrt{375 m^2}} \right) - 4,7 + 1 \right]$$

$$\Rightarrow R_{12} = 0,7 \Omega$$

$$R = \frac{R_1 * R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} = \frac{0,9 \Omega * 1,2 \Omega - (0,7 \Omega)^2}{0,9 \Omega + 1,2 \Omega - 2 * 0,7 \Omega} \Rightarrow R = 0,84 \Omega$$

Como se observa, el valor obtenido está por debajo al requerido en el apartado 5.6.9.2, pero debe tenerse en cuenta que en la práctica este valor puede aumentar por la resistencia de contacto entre las uniones soldadas, la humedad o resistividad diferente del terreno, la corrosión, etc.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 77 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Como se dijo anteriormente, el personal de mantenimiento de la Cooperativa debe realizar una verificación de la resistencia de la malla de puesta a tierra una vez concluida la obra.

5.7.9.10. Verificación de la puesta a tierra por medio de la distancia entre jabalinas

La toma a tierra de la instalación, TN-S es aquella en el que el conductor neutro (N) y el conductor de protección (PE) están separados en toda la instalación y están conectados entre sí en el origen de la alimentación (este origen no debe ser confundido con el origen de la instalación), y a tierra, como mínimo, en el origen de la alimentación como se mencionó en el apartado 5.6.9.1.

Para cumplir con esta condición la toma de tierra de la instalación debe situarse a una distancia mayor a diez veces el radio equivalente de la jabalina de mayor longitud, según expresa la RIEI de la AEA sección 771.5.1. “Transformación del esquema de conexión a tierra de TT a TN-S por proximidad de las tomas de tierra (inferior a diez [10] radios equivalentes)”.

El radio equivalente es una distancia que indica la zona de influencia electromagnética del electrodo de puesta a tierra. Depende de la forma y dimensiones del electrodo. Puede calcularse según la siguiente expresión:

$$Re = \frac{l}{\ln\left(\frac{l}{d}\right)}$$

Dónde:

Re Radio equivalente [m]

l Longitud de la jabalina [m]

d Diámetro de la jabalina [m]

O bien se tiene de la Tabla 771.3.II – “Radios equivalentes para electrodos IRAM 2309 y 2310 que ofrece la AEA [8]:

Tabla 771.3.II - Radios equivalentes para electrodos IRAM 2309 y 2310

Designación comercial	Diámetro exterior (mm)	Longitud (m)	10 Re (m)
1 / 2 "	12,6	1,5	3,2
		2,0	4,0
		3,0	5,4
		4,5	7,6
		6,0	9,8
5 / 8 "	14,6	1,5	3,2
		2,0	4,0
		3,0	5,6
		4,5	7,8
		6,0	10,0
3 / 4 "	16,2	1,5	3,4
		2,0	4,2
		3,0	5,8
		4,5	8,0
		6,0	10,2

Entonces para una jabalina de 3 m de longitud con diámetro de 5/8” se tiene una distancia mínima de 5,6 m para lograr una puesta a tierra que cumpla con las condiciones de la norma, valor que se cumple ampliamente en nuestra instalación.

5.8. Soportes

Para instalaciones solares fotovoltaicas, existen dos tipos principales de estructuras,

- Estructuras fijas: son sistemas estáticos donde la orientación e inclinación de los módulos se mantiene fija.
- Estructuras con seguimiento del sol: éstas varían la posición de los módulos para aprovechar al máximo la radiación solar. Las mismas requieren un motor y un sistema de posicionamiento solar, lo que eleva su costo considerablemente.

Las estructuras que sostendrán los paneles serán del tipo fijas, por ser más económicas y gracias a la buena radiación presente en esta latitud, no se justifica el gasto de un sistema de seguimiento solar. Las mismas le darán a los paneles la inclinación adecuada y los alejarán del suelo para evitar excesiva suciedad y sombras debidas a la vegetación.

La fijación de las estructuras al suelo se hará sobre una base de hormigón (pilotines) diseñados para tal fin, de esta manera nos aseguramos que la fuerza que ejerza el viento sobre los paneles no perjudique el anclaje de los mismos.

En cuanto a la posibilidad de diseñarlas o seleccionarlas ya hechas, se ha decidido que las estructuras se seleccionarán. En el mercado nacional existen empresas que se dedican exclusivamente al diseño, montaje y fabricación de estructuras para todo tipo de instalaciones de paneles fotovoltaicos y este es el principal motivo por el que se ha decidido seleccionar un soporte acorde a nuestras necesidades. Estas empresas al dedicarse exclusivamente a esta tarea tienen la ventaja de poseer conocimientos prácticos y trabajan con aceros especiales que resisten mejor a la corrosión, además cuentan con un tipo de fabricación que no arruina el recubrimiento.

5.8.1. Selección de la estructura soporte de los paneles

Las estructuras fueron seleccionadas de la marca nacional Idero Solar, que se dedica a la fabricación de estructuras metálicas para paneles diseñadas para soportar las cargas aplicando el REGLAMENTO CIRSOC. Las estructuras cuentan con una protección superficial denominada Magnelis®, que es una aleación especial de magnesio, aluminio y zinc. El Magnelis® genera una resistencia al intemperismo de 3 a 8 veces superior al acero galvanizado en caliente estándar y los aceros pre-galvanizados. Una de las principales propiedades de este recubrimiento, es su capacidad para curarse por sí mismo en los bordes cortados, donde típicamente comienza la corrosión.

La estructura seleccionada cuenta con soportes para piso de 2 filas de 10 paneles ubicados de forma vertical. Por lo tanto serán necesarias 100 unidades con las características antes mencionadas. Las estructuras servirán también como soporte de los inversores y las cajas que contendrán las protecciones.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 79 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Para facilitar las tareas de mantenimiento, se colocarán dos inversores juntos con sus cajas de protecciones correspondientes. Los mismos estarán ubicados en las estructuras que pertenecen a los inversores pares y que se encuentren en el extremo interno.

Se pueden ver las especificaciones y lista de datos garantizados en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.32 “Estructura para paneles IDERO SOLAR X-20”.

ESPECIFICACIONES	
MARCA, Modelo	IDERO SOLAR, X-20
Denominación	L1630
Longitud	10360 mm
Cantidad	100
Código	ES-6-E-S0-I00



Figura 63 - Estructura IDERO Solar X-20

5.8.2. Material y fijación

Las estructuras están construidas de perfiles C, 100x50x20x1,5 mm de acero Magnelis, con una inclinación de 25° que si bien no es la ideal es la más próxima a la calculada en el apartado 5.4.4.

Como ya se dijo el recubrimiento de la estructura es el denominado Magnelis® que proporciona una excelente protección contra la corrosión, incluso hincada en el suelo. El espesor de recubrimiento es de 25 µm por lado.

El fabricante ofrece 2 tipos de fijación al suelo como se muestra en la Figura 65.

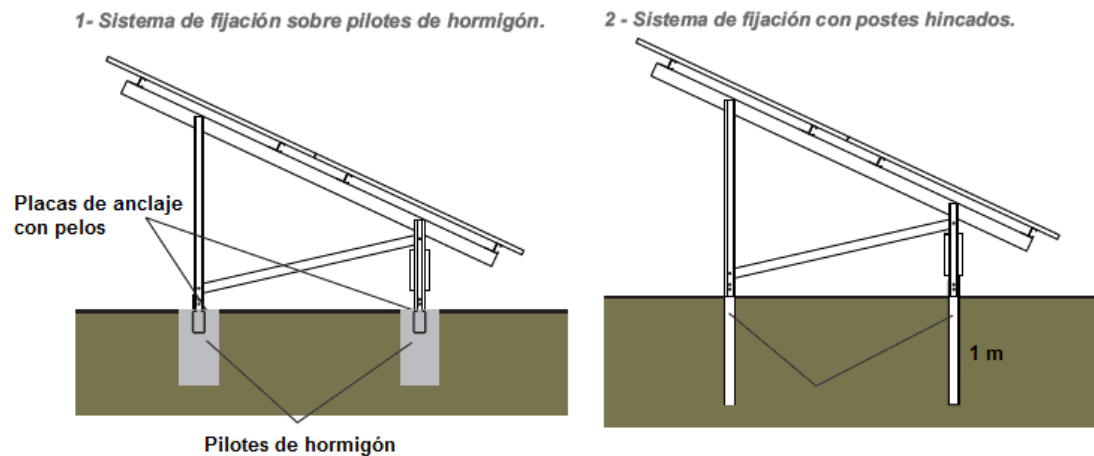


Figura 64 - Tipos de anclajes posibles para la estructura

Se adopta la fijación se hará sobre pilotes de hormigón por recomendación del fabricante y teniendo en cuenta la composición del suelo de la zona.

El soporte se fija a la base de anclaje mediante una unión abulonada donde, para hormigonado in situ, tanto el anclaje delantero como el trasero se fabrican en acero Magnelis® y tienen soldada la

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 80 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

estructura de acero (pelos, estribos, etc.) que conformará la armadura del hormigón del pilote, como se puede ver en la Figura 66. El fabricante entrega la parte de armadura de anclaje de los pilotes con las dimensiones solicitadas según el diseño del pilote de anclaje.

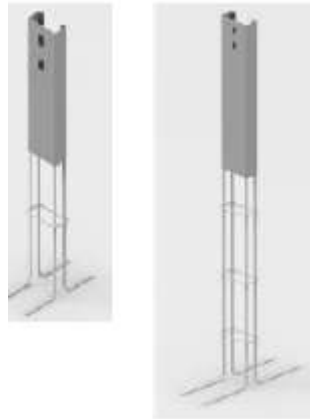


Figura 65 – Tipo de fijación para anclaje hormigonado

5.8.3. Pilotes de hormigón

Se calcularán cimentaciones de bloque único, las que pueden calcularse con el método de Sulzberger que es particularmente apropiado cuando el suelo presenta resistencia lateral y de fondo con fundaciones profundas, como es el terreno en la provincia de Entre Ríos.

Este método se basa en un principio verificado experimentalmente, donde un macizo de fundación puede tener una inclinación de hasta $\tan \alpha < 0,01$ y el suelo se comporta de forma elástica, obteniéndose una reacción en las paredes laterales de la excavación.

Para comenzar el cálculo se adopta una fundación de hormigón armado del tipo monobloque cuadrado con las siguientes dimensiones: lado $b = 0,65 \text{ m}$ y profundidad $t = 0,7 \text{ m}$.

Cargas verticales

El peso de la estructura está definido por el peso de 20 paneles y el peso de las estructuras propiamente dicha:

$$G_e = 20 * 26,5 \text{ kg} + 2 * 175 \text{ kg}$$

$$\Rightarrow G_e = 880 \text{ kg}$$

Para determinar el peso de la fundación primero debemos calcular el volumen:

$$V_F = (0,65 \text{ m})^2 * 0,7 \text{ m}$$

$$\Rightarrow V_F = 0,3 \text{ m}^3$$

El peso específico del hormigón es 2200 kg/m^3 entonces el peso de la fundación:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 81 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$G_F = 2200 \frac{kg}{m^3} * 0,3 m^3$$

$$\Rightarrow G_F = 651 kg$$

Teniendo en cuenta que la estructura tiene 8 patas, el total de las cargas verticales es:

$$G = 880 kg + 8 * 651 kg$$

$$\Rightarrow G = 6085 kg$$

5.8.4.Verificación de arranque por efecto del viento

Ahora procedemos a verificar la fundación propuesta para el suelo tipo C, las características del mismo se extraen de la tabla 1-7 de la norma VDE 0210.

Tabla I-7									
C A T E G O R I A	Naturaleza del terreno	Peso específico	Presión admisible	Índice de compresibilidad	Angulo de la tierra gravante		Angulo de la fricción interna	Coeficiente de la fricción entre terreno y hormigón	
		γ	σ	C	β°		δ°	μ	
		kg/m ³	kg/cm ²	cm ²	Vegetable	Movido		Liso	Escabroso
A	Laguna, aguazal, terreno pantanoso	650	Hasta 0,5	0,5 a 1,0	5°	3°	-----	0,05	0,1
B	Terrenos muy blandos Arena fina y húmeda Arcilla blanda	1700	Hasta 0,8	1,0 a 2,0 2,0 a 4	5°	3°	20° 30° 25°	0,2 0,3 0,3	0,2 0,5 0,4
C	Arcilla medio dura, seca Arcilla fina, seca	1700	Hasta 1,8	5,0 a 8 6,0 a 9	8°	6°	25° 30°	0,4 0,6	0,5 0,7

Los valores del índice de compresibilidad C, se toman a la profundidad de 2 metros y se corrigen para la profundidad requerida, según:

$$C_x = C_t * \frac{x}{t}$$

Dónde:

C_x Compresibilidad a x metros de profundidad

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 82 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

- C_t Compresibilidad a 2 metros de profundidad, lo sacamos de la tabla: $C_t = 9 \text{ kg/cm}^3$
 x Profundidad a la cual se quiere calcular la compresibilidad, $x = 0,7 \text{ m}$
 t Profundidad del estudio de compresibilidad, $t = 2 \text{ m}$

$$C_x = 9 \text{ kg/cm}^3 * \frac{0,7 \text{ m}}{2 \text{ m}}$$

$$\Rightarrow C_x = 3,15 \text{ kg/cm}^3$$

Momento volcador

Son las cargas horizontales que actúan sobre la estructura y hacen un esfuerzo en el sentido de arrancarlas de la fundación. Para calcularlo, se utilizará la fuerza equivalente del viento, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$F_{ev} = C * A$$

Dónde:

- C Coeficiente de presión dinámica. Para la zona este coeficiente es aproximadamente igual a 100.
 A Área de incidencia del viento. Como el viento más perjudicial será el proveniente del sur, el área de incidencia es el de un string de 20 paneles inclinados 25° , entonces $A = 17 \text{ m}^2$

Reemplazando:

$$F_{ev} = 100 * 17 \text{ m}^2 \Rightarrow F_{ev} = 170 \text{ kg}$$

Entonces, el momento de vuelco de la estructura para el caso en que la fundación trabaja parcialmente despegada del suelo, se calcula como:

$$M_v = F_{ev} * \left(h + \frac{2}{3} t \right)$$

Dónde:

- F_{ev} Fuerza equivalente del viento
 h Altura de la estructura, $h = 1,9 \text{ m}$
 t Profundidad de la base, $t = 0,7 \text{ m}$

Reemplazando:

$$M_v = 170 \text{ kg} * \left(1,9 \text{ m} + \frac{2}{3} * 0,7 \text{ m} \right)$$

$$\Rightarrow M_v = 402 \text{ kgm}$$

Momento de encastramiento

Es uno de los momentos resistentes al momento de vuelco, y es originado por la reacción de las paredes, que incluye la fricción entre el hormigón y la tierra a lo largo de las paredes. Se debe verificar el valor de $t g \alpha$ para saber que ecuación se empleará para calcular el momento.

La inclinación máxima de poste y fundación:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 83 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$\tan \alpha = \frac{4,5 * \mu * G}{b * t^2 * C_t}$$

Dónde:

- μ Coeficiente de fricción entre el terreno y el hormigón. Obtenido de la tabla I-7 de la norma VDE 0210, adoptamos: $\mu = 0,4$
- G Cargas verticales, $G = 6085 \text{ kg}$
- b Lado de la base, $b = 0,65 \text{ m}$
- t Profundidad de la base, $t = 0,7 \text{ m}$
- C_t Índice de compresibilidad del terreno, $C_t = 3,15 \text{ kg/cm}^3$

Reemplazando:

$$\tan \alpha = \frac{4,5 * 0,4 * 6085 \text{ kg}}{65 \text{ cm} * (70 \text{ cm})^2 * 3,15 \text{ kg/cm}^3}$$

$$\Rightarrow \tan \alpha = 0,01 \leq 0,01$$

Para este valor de $\tan \alpha$, el momento de encastramiento se calcula como:

$$M_s = \sqrt{2} * b * \frac{t^3}{36} * C_t * \tan \alpha$$

$$M_s = \sqrt{2} * 0,65 \text{ m} * \frac{(0,7 \text{ m})^3}{36} * 3150000 \text{ kg/m}^3 * 0,01$$

$$\Rightarrow M_s = 276 \text{ kgm}$$

Momento de reacción del fondo

Es el otro momento resistente al momento de vuelco del poste, y es provocado por las cargas verticales. Se calcula el ángulo de inclinación límite de la estructura para determinar la ecuación del momento de fondo:

$$\tan \alpha = \frac{\sqrt{2} * G}{b^3 * C_t}$$

$$\tan \alpha = \frac{\sqrt{2} * 6085 \text{ kg}}{(65 \text{ cm})^3 * 3,15 \text{ kg/cm}^3}$$

$$\tan \alpha = 0,009 \leq 0,01$$

Entonces el momento de fondo de la fundación se calcula según:

$$M_b = G * \left(\frac{b}{\sqrt{2}} - 0,5 * \sqrt[3]{\frac{3 * G}{C_t * \tan \alpha}} \right)$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 84 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$M_b = 6085 \text{ kg} * \left(\frac{0,65 \text{ m}}{\sqrt{2}} - 0,5 * \sqrt[3]{\frac{3 * 6085 \text{ kg}}{3150000 \text{ kg}/\text{m}^3 * 0,01}} \right)$$

$$\Rightarrow M_b = 260 \text{ kgm}$$

Verificación

La suma de ambos momentos es equivalente al momento resistente de la base, por lo tanto:

$$M_r = M_s + M_b = 276 \text{ kgm} + 260 \text{ kgm}$$

$$\Rightarrow M_r = 536 \text{ kgm}$$

Coefficiente de seguridad:

$$\frac{M_s}{M_b} = \frac{276 \text{ kgm}}{260 \text{ kgm}} = 1$$

De la tabla V-5, Pág. 112 del libro de Martínez Fayó, “Coeficiente de seguridad para el método de Sulzberger” que contempla relaciones M_s/M_b entre 0 y 1 podemos observar que para relaciones mayores los coeficientes disminuyen hasta llegar a 1 para $M_s/M_b = 1$. Por lo que para una relación de 1 adoptamos $S = 1$.

TABLA V - 5 COEFICIENTE DE SEGURIDAD PARA EL METODO DE SULZBERGER

M_s/M_b	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
s	1,500	1,383	1,317	1,260	1,208	1,150	1,115	1,075	1,040	1,017	1,000

$$M_r \geq S * M_v$$

$$536 \text{ kgm} \geq 1 * 402 \text{ kgm} \quad \text{Verifica}$$

Por lo tanto hay que informar al fabricante de las estructuras (Idero Solar) que los pilotes de hormigón serán de sección cuadrada de 0,65 m de lado y 0,7 m de profundidad, para que adopten las medidas de la parte de armadura de anclaje.

5.8.5. Cantidad de hormigón total

Como se calculó en el apartado anterior, cada pata de la estructura tendrá un pilote de hormigón de $0,3 \text{ m}^3$ de volumen. Para determinar el volumen total de hormigón debemos tener en cuenta que se instalarán 100 estructuras con 8 patas cada una.

$$\text{Volumen de hormigón} = 100 * 8 * 0,3 \text{ m}^3$$

$$\Rightarrow \text{Volumen de hormigón} = 240 \text{ m}^3$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 85 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.9. Complementos

5.9.1. Sistema de control y medición remota

Para el sistema de control y comunicación remota se adoptó el Fronius Smart Meter del mismo fabricante que los inversores.

El Fronius Smart Meter es un contador bidireccional que registra la curva de generación de la instalación. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia remota, cuando hay límites impuestos, es rápida y precisa. Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía en la instalación.

En la siguiente imagen se ve un esquema de la instalación del controlador.

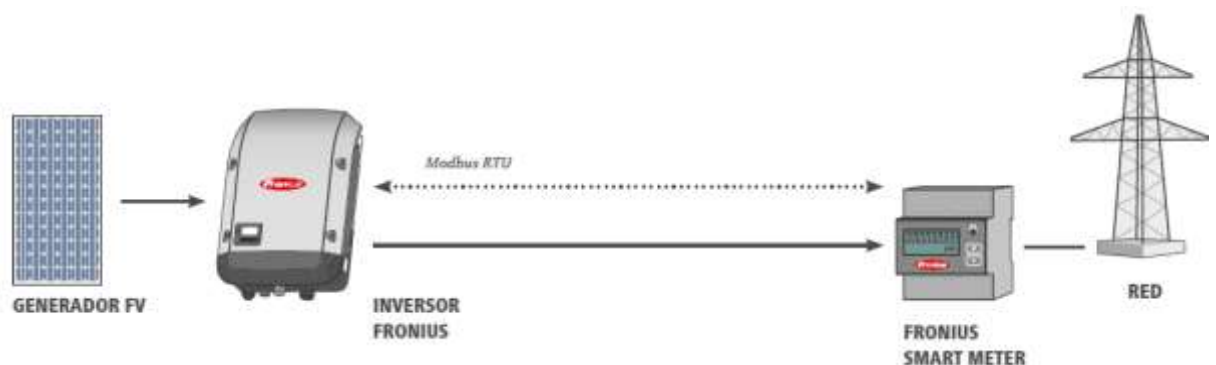


Figura 66 - Esquema de conexión del Smart Meter

Este sistema permitirá hacer una lectura de todo el parque de forma remota a través de la aplicación Fronius solar web desde cualquier PC conectada a internet.

Se pueden ver las especificaciones y lista de datos garantizados en Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores, capítulo 8.3.3.33 “Contador bidireccional FRONIUS, modelo Smart Meter”.

5.9.2. Stock de repuestos

Se debe tener en cuenta un stock de repuesto de aquellos elementos que se deben cambiar con mayor regularidad o para los componentes más costosos y difíciles de conseguir.

Los paneles solares son equipos importados que deben reemplazarse de inmediato si se rompe la cubierta protectora. Para una mejor prestación del parque de ESFV los paneles deben ser de iguales características (rendimiento, potencia, marca), es por esto que es conveniente tener un stock disponible de repuesto por si llegasen a deteriorarse algunos equipos en el transporte o una vez instalados.

Lo mismo pasa con los inversores, sin embargo la marca Fronius ofrece capacitación para la reparación de los equipos o, en su defecto, se pueden mandar a reparar. La principal característica

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 86 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

que ofrece el modelo elegido permite sacar de servicio un equipo fácilmente y reponerlo, por esto es conveniente tener equipos de repuesto para reemplazar el averiado hasta su reparación.

Las protecciones y los terminales no son de alto costo pero tienen menor vida útil y es más frecuente su reemplazo. Tener un stock de repuesto acorta los tiempos de las tareas de mantenimiento.

Para no excedernos en la cantidad de materiales de repuesto, se estipuló un 10% más de la cantidad instalada. El cálculo se muestra en la Tabla 11.

La cantidad total se tendrá en cuenta en la lista de materiales.

Equipo	Cantidad a instalar	Cantidad de repuesto (+10%)	Total
Paneles solares fotovoltaicos	2000	200	2200
Inversores	20	2	22
Terminal de 95 mm ²	9	1	10
Terminal de 50 mm ²	3	0	3
Terminal de 35 mm ²	60	6	66
Terminal de 16 mm ²	40	4	44
Terminal de 6 mm ²	120	12	132
Conectores MC4	100	10	110
Seccionador CC	100	10	110
Fusible CC	100	10	110
Portafusible CC	100	10	110
Descargador CC	20	2	22
Interruptor diferencial	20	2	22
Interruptor termomagnético	20	2	22
Descargador CA	20	2	22

Tabla 11 - Stock de repuesto

5.9.3. Calle interna

Será necesario “afirmar” un camino dentro del predio, esto es indispensable para tareas de mantenimiento en días posteriores a una lluvia. El mismo se ubicará en el centro del generador de ESFV y tendrá como mínimo 4 m de ancho, distancia necesaria para el paso de un vehículo.

Las medidas y principales distancias se pueden ver en el Anexo D – Planos, plano n° 1903A-ES-14-B-A.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 87 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

5.9.4. Tejido perimetral

Para delimitar el predio que ocupará el parque se proyecta colocar un alambrado perimetral del tipo “olímpico” con un portón de acceso, con el fin de evitar el ingreso a toda persona ajena a la empresa y eventuales animales que puedan provocar daño en las instalaciones.

El mismo lo hará la empresa local “Bloquera Mantero” y tendrá un largo total de 600 m. Las medidas y principales distancias se pueden ver en el Anexo D – Planos, plano n° 1903A-ES-14-B-A.

5.9.5. Ladrillos y zanjeado

5.9.5.1. Conductores directamente enterrados de 3x95/50 mm²

Zanjeado

Esta zanja tiene una longitud de 5 m y alojará 3 conductores directamente enterrados de 3x95 mm² con un diámetro exterior de 33 mm. La profundidad de la misma deberá asegurar los 0,7 m de tierra sobre los conductores, por lo tanto, deberá ser de al menos 0,733 m de profundidad. Al ir directamente enterrados se debe asegurar un diámetro de separación entre los conductores, por lo que el lugar que ocupan 3 conductores es:

$$\begin{aligned} \text{Ancho de 3 conductores} &= 5 * \text{diámetro conductor} \\ &= 5 * 0,033 \text{ m} \Rightarrow \text{Ancho de 3 conductores} = \mathbf{0,165 \text{ m}} \end{aligned}$$

Ladrillos para protección mecánica y arena

Los ladrillos macizos tienen, aproximadamente, una medida de 0,25x0,11x0,5 m por lo que colocar un ladrillo transversal a los conductores sería suficiente.

$$\begin{aligned} \text{cant. de ladrillos} &= \frac{\text{long. de la zanja}}{\text{ancho del ladrillo}} \\ &= \frac{5 \text{ m}}{0,11 \text{ m}} \Rightarrow \text{cant. de ladrillos} = \mathbf{45} \end{aligned}$$

El ancho de la zanja será el ancho del ladrillo que protegerá el conducto más 0,05 m a cada lado del mismo. Sobre el conductor se dispondrá una capa de arena de 0,1 m, luego se disponen los ladrillos y sobre los ladrillos otra capa de arena de 0,2 m. Finalmente se completa con tierra. Los detalles constructivos se pueden ver en el plano n° 1903A-E-5-B-A del Anexo D – Planos.

$$\begin{aligned} \text{Cant. de arena} &= (\text{long. zanja} * \text{ancho zanja} * \text{cant. arena}) \\ &\quad + (\text{prof. ladrillo} * \text{dist. lateral} * \text{long. zanja}) \\ &= (5 \text{ m} * 0,35 \text{ m} * 0,3 \text{ m}) + (0,05 \text{ m} * 0,1 \text{ m} * 5 \text{ m}) \Rightarrow \text{Cant. de arena} = \mathbf{0,55 \text{ m}^3} \end{aligned}$$

5.9.5.2. Conductos de $\varnothing = 110 \text{ mm}$

Zanjeado

Para los conductores de corriente altera que irán dispuestos bajo tierra en cañerías de PVC de 110 mm de diámetro, se deberán hacer 2 zanjas, una al oeste y otra al este sobre el extremo interno del parque. La profundidad de las zanjas deberán asegurar los 0,7 m de tierra sobre el conducto, por lo tanto deberá ser de al menos 0,81 m de profundidad. Mientras que el ancho de las mismas será el

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 88 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

diámetro del conducto más 0,05 m a cada lado del mismo. Para estos conductos, el ancho de las zanjas varía según la cantidad de conductos que contiene cada tramo.

Sobre el conducto se dispondrá una capa de arena de 0,1 m, luego se disponen los ladrillos y sobre los ladrillos otra capa de arena de 0,2 m. Finalmente se completa con tierra.

Ladrillos para protección mecánica

Los ladrillos macizos tienen, aproximadamente, una medida de 0,25x0,11 m por lo que colocar un ladrillo longitudinal al caño en aquellos tramos donde haya 1 conducto sería suficiente. A medida que se sumen conductos se suman ladrillos, por lo tanto el tramo con 5 conductos llevará como protección 5 ladrillos contiguos de manera longitudinal a los caños.

En la Tabla 12 se resumen los tramos de zanja con sus respectivas longitudes, anchos y la cantidad de ladrillos y arena necesarios para cada tramo.

	Caja de N2	Cantidad de conductos juntos	Ancho del conductor (m)	Longitud del tramo (m)	Cantida de ladrillos	Ancho de la zanja	m3 de arena
Zanjo Oeste	CE-3-CN201	1	0,11	15,2	61	0,21	1,0
	CE-3-CN203	2	0,22	15,2	122	0,32	1,5
	CE-3-CN205	3	0,33	15,2	182	0,43	2,0
	CE-3-CN207	4	0,44	15,2	243	0,54	2,5
	CE-3-CN209	5	0,55	20	400	0,65	4,0
Zanjo Este	CE-3-CN202	1	0,11	15,2	61	0,21	1,0
	CE-3-CN204	2	0,22	15,2	122	0,32	1,5
	CE-3-CN206	3	0,33	15,2	182	0,43	2,0
	CE-3-CN208	4	0,44	15,2	243	0,54	2,5
	CE-3-CN210	5	0,55	24	480	0,65	4,8
Total					2096		23

Tabla 12 - Medidas de zanjeados para conductos de 110mm

5.9.5.3. Conductos de $\varnothing = 63 \text{ mm}$

Zanjeado

Para los conductores de corriente continua que irán dispuestos bajo tierra en cañerías de PVC de 63 mm de diámetro, se deberán hacer 10 zanjas de 10 m totales cada una.

Las mismas deberán asegurar los 0,7 m de tierra sobre el conducto, por lo tanto deberá ser de al menos 0,77 m de profundidad. El ancho de la zanja será el ancho del ladrillo que protegerá el conducto más 0,05 m a cada lado del mismo.

Ladrillos para protección mecánica y arena

Los ladrillos macizos tienen, aproximadamente, una medida de 0,25x0,11x0,5 m por lo que colocar un ladrillo longitudinal al caño sería suficiente para protegerlo.

$$\begin{aligned} \text{cant. de ladrillos} &= 10 * \left(\frac{\text{long. de la zanja}}{\text{largo del ladrillo}} \right) \\ &= 10 * \left(\frac{10 \text{ m}}{0,25 \text{ m}} \right) \Rightarrow \text{cant. de ladrillos} = 400 \end{aligned}$$

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 89 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Sobre el conducto se dispondrá una capa de arena de 0,1 m, luego se disponen los ladrillos y sobre los ladrillos otra capa de arena de 0,2 m. Finalmente se completa con tierra.

$$\begin{aligned} \text{Cant. de arena} &= 10 \\ & * [(long. zanja * ancho zanja * cant. arena) \\ & + (prof. ladrillo * dist. lateral * long. zanja)] \\ 10 * [(10 m * 0,21 m * 0,3 m) + (0,05 m * 0,1 m * 10 m)] &\Rightarrow \text{Cant. de arena} = 6,8 m^3 \end{aligned}$$

5.9.5.4. Cantidad de ladrillos totales

Sumando la cantidad de ladrillos para ambos tipos de conductos tenemos la cantidad de ladrillos totales que serán necesarios.

$$\begin{aligned} \text{Total de ladrillos} & \\ &= \text{cant. para conductores directamente enterrados} \\ &+ \text{cant. para conductos de 110 mm} + \text{cant. para conductos de 63 mm} \\ &= 45 + 2096 + 400 \Rightarrow \text{Total de ladrillos} = 2541 \end{aligned}$$

5.9.5.5. Cantidad de m³ de arena

Sumando la cantidad de ladrillos para ambos tipos de conductos tenemos la cantidad de ladrillos totales que serán necesarios.

$$\begin{aligned} \text{Total de arena} & \\ &= \text{cant. para conductores directamente enterrados} \\ &+ \text{cant. para conductos de 110 mm} + \text{cant. para conductos de 63 mm} \\ &= 0,55 m^3 + 23 m^3 + 6,8 m^3 \Rightarrow \text{Total de arena} = 30 m^3 \end{aligned}$$

5.10. Estudio económico

5.10.1. Lista de materiales e Inversión

A continuación se muestra por área la lista de materiales y los costos de los mismos, según los precios cotizados por los proveedores especificados en el capítulo 8.3.4 “Proveedores” del Anexo C – Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores.

Los valores tabulados se expresan en dólares y se pasan a pesos argentinos según la cotización del dólar norteamericano del día 05/09/2019 (\$58,00).

Componentes principales							
Materiales	Marca	Modelo	Cantidad	Unidad	Precio unit. en USD	Precio total en USD	Precio total pesos
Panel solar fotovoltaico	JINKO	JKM 315P-72	2200	Pza.	USD 126,00	USD 277.200,00	\$ 16.077.600,00
Estructura	IDERO SOLAR	X-20	100	Pza.	USD 820,46	USD 82.046,00	\$ 4.758.668,00
Inversor	FRONIUS	Eco-27	22	Pza.	USD 2.890,00	USD 63.580,00	\$ 3.687.640,00
Predio	-	-	1,5	Ha	USD 5.000,00	USD 7.500,00	\$ 435.000,00
Cerco perimetral	BLOQUERA MANTERO	-	490	m	USD 26,86	USD 13.159,46	\$ 763.248,50
Subtotal							\$ 25.722.156,50

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 90 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Cajas de nivel 1										
Gabinete	GENROD	CCTV 450x600x225	10	Pza.	USD	74,43	USD	744,31	\$	43.169,90
Seccionador	ZJ BENY	BB1H-63	110	Pza.	USD	11,47	USD	1.261,70	\$	73.178,60
Porta fusible	ZJ BENY	BR-30	110	Pza.	USD	3,60	USD	396,00	\$	22.968,00
Fusibles	SIBA	20A	110	Pza.	USD	3,37	USD	370,70	\$	21.500,60
Descargador CC	ZJ BENY	BUD-40/30	22	Pza.	USD	61,50	USD	1.353,00	\$	78.474,00
Subtotal									\$	239.291,10

Cajas de nivel 2										
Gabinete	GENROD	CCTV 450x600x225	10	Pza.	USD	74,43	USD	744,31	\$	43.169,90
Interruptor diferencial	SCHNEIDER,	Acti 9 iLD	22	Pza.	USD	178,22	USD	3.920,93	\$	227.414,00
Interruptor termomagnético	SCHNEIDER,	Domae MCB	22	Pza.	USD	36,63	USD	805,83	\$	46.738,12
Descargador CA	SCHNEIDER,	Acti 9 i QUICK	22	Pza.	USD	43,50	USD	957,00	\$	55.506,00
Bornera de PAT	ELENT	1 7 125A	10	Pza.	USD	2,78	USD	27,79	\$	1.612,00
Subtotal									\$	374.440,02

Cajas de nivel 3										
Gabinete	GENROD	S9000 750x900x225	1	Pza.	USD	167,65	USD	167,65	\$	9.723,81
Barra de cobre	ELECTRO SERTEC	40x10	4	Pza.	USD	55,51	USD	222,03	\$	12.877,60
Subtotal									\$	22.601,41

Conductores y conectores										
Conductor de String +	MARLEW	6mm2 color ROJO	2656	m	USD	1,15	USD	3.054,40	\$	177.155,20
Conductor de String -	MARLEW	6mm2 Color Negro	2656	m	USD	1,15	USD	3.054,40	\$	177.155,20
Conectores MC4	JINKO	6mm2	110	Par	USD	2,02	USD	222,20	\$	12.887,60
Conductor CA	PRYSMIAN	Retenax Valio 3x35/16 mm2	1067	m	USD	12,57	USD	13.411,09	\$	777.843,00
Conector terminal	LCT	scc 35/2	66	Pza.	USD	0,43	USD	28,67	\$	1.663,07
Conductor CA	PRYSMIAN	Retenax valio 3x95/50 mm2	40	m	USD	41,50	USD	1.660,00	\$	96.280,00
Conector terminal	LCT	scc 95/0	9	Pza.	USD	1,95	USD	17,56	\$	1.018,76
Conector terminal	LCT	scc 50/2	3	Pza.	USD	1,95	USD	5,85	\$	339,59
Bandeja perforada	SAMET	ala 50, 150mm	10	Pza.	USD	11,42	USD	114,18	\$	6.622,50
Tubo PVC	TUBOFORTE	telefort, 63mm	31	Pza.	USD	8,21	USD	254,41	\$	14.756,00
Codo a 90°	TUBOFORTE	telefort, 63mm	30	Pza.	USD	0,69	USD	20,69	\$	1.200,00
Tubo PVC	TUBOFORTE	telefort, 110mm	131	Pza.	USD	12,48	USD	1.635,24	\$	94.844,00
Codo a 90°	TUBOFORTE	telefort, 110mm	30	Pza.	USD	1,55	USD	46,55	\$	2.700,00
Malla de advertencia	GIADE	Mallasubat	5	m	USD	0,22	USD	1,09	\$	63,00
Ladrillos	-	-	2541	Pza.	USD	0,07	USD	170,86	\$	9.909,90
Arena	-	-	30	m3	USD	17,24	USD	517,24	\$	30.000,00
Subtotal									\$	1.404.437,82

Sistema de puesta a tierra										
Jabalinas	GENROD	JC 1630 5/8" x 3m	18	Pza.	USD	28,28	USD	509,04	\$	29.524,32
Conductor de protección	PRYSMIAN	Superastic Flex 6mm ²	42	m	USD	0,68	USD	28,53	\$	1.654,80
Conector terminal	LCT	scc 6/1	132	Pza.	USD	0,13	USD	17,80	\$	1.032,37
Conductor de puesta a tierra	PRYSMIAN	Superastic Flex 16mm ²	527	m	USD	1,94	USD	1.024,92	\$	59.445,60
Conector terminal	LCT	Scc 16/3	44	Pza.	USD	0,39	USD	17,05	\$	988,64
Barra de PAT	ELECTRO SERTEC	40x10mm	1	Pza.	USD	55,49	USD	55,49	\$	3.218,40
Conductor de cobre desnudo	FACBSA	120mm ²	290	m	USD	18,05	USD	5.234,50	\$	303.601,00
Subtotal									\$	399.465,13

Sub estación transformadora										
Transformador	TADEO CZERWENY	630 kVA	1	Pza.	USD	11.250,00	USD	11.250,00	\$	652.500,00
Poste de hormigón	PREAR	9 m / R 1800	1	Pza.	USD	293,10	USD	293,10	\$	17.000,00
Poste de hormigón	PREAR	7 m / R 1200	1	Pza.	USD	189,66	USD	189,66	\$	11.000,00
Perfil doble T	ACINDAR	IPN	2	Pza.	USD	60,34	USD	120,69	\$	7.000,00
Seccionador fusible XS	FAMMIE FAMMI	89031	3	Pza.	USD	130,00	USD	390,00	\$	22.620,00
Descargador con deslingador	FAPA	DBOZn	3	Pza.	USD	57,77	USD	173,31	\$	10.051,98
Seccionador fusible	BRONAL	APR	9	Pza.	USD	51,38	USD	462,42	\$	26.820,36
Conductor de cobre desnudo	GENROD	AC C50	10	m	USD	8,07	USD	80,70	\$	4.680,60
Soporte seccionador fusible	-	BT PNU 8 x 850 mm	3	Pza.	USD	6,58	USD	19,74	\$	1.144,92
Abrazaderas	-	2 sectores tipo "I"	2	Pza.	USD	4,81	USD	9,62	\$	557,96
Perfil angulo L galvanizado	ACINDAR	31.7x31.7x3.2 x 3 mts.	2	Pza.	USD	830,00	USD	1.660,00	\$	96.280,00
Abrazaderas	-	2 sectores tipo "D"	5	Pza.	USD	4,81	USD	24,05	\$	1.394,90
Caño flexible de polietileno	IPS	1/2"	1	Pza.	USD	4,31	USD	4,31	\$	250,00
Terminal de idantar	-	Al-50 mm ²	6	Pza.	USD	6,77	USD	40,62	\$	2.355,96
Terminal de idantar	-	Al - 95 mm ²	9	Pza.	USD	6,77	USD	60,93	\$	3.533,94
Morseto de conexión de bronce	-	50 mm ²	8	Pza.	USD	0,78	USD	6,20	\$	359,76
Terminal de idantar de cobre estañado	-	50 mm ²	4	Pza.	USD	0,83	USD	3,32	\$	192,56
Bulón	-	5/8" x 125mm	1	Pza.	USD	2,00	USD	2,00	\$	116,00
Bulón	-	MN 49	2	Pza.	USD	0,80	USD	1,60	\$	92,80
Bulón	-	MN 48	8	Pza.	USD	0,73	USD	5,84	\$	338,72
Abrazadera 2 sectores tipo "A"	-	2 sectores tipo "A"	4	Pza.	USD	4,81	USD	19,24	\$	1.115,92
Brazo recto	-	MN 41	3	Pza.	USD	4,47	USD	13,41	\$	777,78
Cruceta galvanizada	-	-	1	Pza.	USD	25,86	USD	25,86	\$	1.500,00
Subtotal									\$	861.684,16

El precio del montaje se calcula como el 15% del costo total de materiales, mientras que los honorarios de ingeniería se toman como el 3% del costo total de materiales más mano de obra. Con estos valores podemos obtener el valor de la inversión total, como se muestra en la Tabla 13.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 92 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Cotización del dólar	05/09/2019	\$ 58,00	
Total de materiales			\$ 29.024.076,14
Mano de obra para instalación	15% de los materiales		\$ 4.353.611,42
Honorario de ingeniería	3% de los materiales + mano de obra		\$ 1.001.330,63
Inversión			\$ 34.379.018,19

Tabla 13 - Inversión total

5.10.2. Retorno de la inversión en contraste con compra de energía a ENERSA

Se adopta un costo de la energía mundial de USD 0,1 el kW/h para el 2020, es decir \$6, da una facturación anual de más de 11 millones de pesos, como se muestra en la Tabla 14. Con la generación del parque de ESFV, esta facturación se ve reducida a la mitad cumpliendo con el objetivo planteado.

Períodos mensuales	Consumo mensual en kW/h	Facturación mensual sin generación	Valor del kW/h	Generación del parque en kW/h	Ahorro por generación	Facturación con ahorro
			\$ 6,00			
1	196900	\$	1.181.400,00	126208,9	\$ 757.253,40	\$ 424.146,60
2	169800	\$	1.018.800,00	95002,5	\$ 570.015,00	\$ 448.785,00
3	178800	\$	1.072.800,00	89305	\$ 535.830,00	\$ 536.970,00
4	162300	\$	973.800,00	64925	\$ 389.550,00	\$ 584.250,00
5	150300	\$	901.800,00	50683,9	\$ 304.103,40	\$ 597.696,60
6	125100	\$	750.600,00	43725	\$ 262.350,00	\$ 488.250,00
7	148200	\$	889.200,00	49025	\$ 294.150,00	\$ 595.050,00
8	151800	\$	910.800,00	48696,4	\$ 292.178,40	\$ 618.621,60
9	112800	\$	676.800,00	71020	\$ 426.120,00	\$ 250.680,00
10	142500	\$	855.000,00	77910	\$ 467.460,00	\$ 387.540,00
11	152700	\$	916.200,00	111830	\$ 670.980,00	\$ 245.220,00
12	196500	\$	1.179.000,00	115540	\$ 693.240,00	\$ 485.760,00
Anualmente	1887700	\$	11.326.200,00	943871,7	\$ 5.663.230,20	\$ 5.662.969,80

Tabla 14 – Contraste del ahorro previsto

Se adopta como vida útil del parque de ESFV un período de 20 años, puesto que luego de este período el rendimiento de los paneles se ve afectado un 10%, sin embargo los mismos continuarán generando por muchos años más.

En la Tabla 15 se ve un flujo de fondos, dónde el ahorro se va descontando de la inversión inicial. Se adopta una tasa de descuento del 10% dando como resultado un tiempo de retorno de la inversión de 5 años y 11 meses como muestra la Figura 67.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 93 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

En contraste con compra de energía a ENERSA			
		N° de períodos	Tasa de descuento
		20	10%
Períodos anuales	Flujo de fondos	Retorno en pesos	Retorno en dólares
0	\$ -34.379.018,19	\$ -34.379.018,19	USD -592.741,69
1	\$ 5.663.230,20	\$ -28.715.787,99	USD -495.099,79
2	\$ 5.663.230,20	\$ -23.052.557,79	USD -397.457,89
3	\$ 5.663.230,20	\$ -17.389.327,59	USD -299.815,99
4	\$ 5.663.230,20	\$ -11.726.097,39	USD -202.174,09
5	\$ 5.663.230,20	\$ -6.062.867,19	USD -104.532,19
6	\$ 5.663.230,20	\$ -399.636,99	USD -6.890,29
7	\$ 5.663.230,20	\$ 5.263.593,21	USD 90.751,61
8	\$ 5.663.230,20	\$ 10.926.823,41	USD 188.393,51
9	\$ 5.663.230,20	\$ 16.590.053,61	USD 286.035,41
10	\$ 5.663.230,20	\$ 22.253.283,81	USD 383.677,31
11	\$ 5.663.230,20	\$ 27.916.514,01	USD 481.319,21
12	\$ 5.663.230,20	\$ 33.579.744,21	USD 578.961,11
13	\$ 5.663.230,20	\$ 39.242.974,41	USD 676.603,01
14	\$ 5.663.230,20	\$ 44.906.204,61	USD 774.244,91
15	\$ 5.663.230,20	\$ 50.569.434,81	USD 871.886,81
16	\$ 5.663.230,20	\$ 56.232.665,01	USD 969.528,71
17	\$ 5.663.230,20	\$ 61.895.895,21	USD 1.067.170,61
18	\$ 5.663.230,20	\$ 67.559.125,41	USD 1.164.812,51
19	\$ 5.663.230,20	\$ 73.222.355,61	USD 1.262.454,41
20	\$ 5.663.230,20	\$ 78.885.585,81	USD 1.360.096,31

Tabla 15 - Flujo de fondos

Tiempo de recuperación de la inversión en años	5,93
------------------------------------------------	------

Figura 67 - Retorno de la inversión

5.10.3. Determinación de la rentabilidad

Se realiza el cálculo para la generación de energía mediante el parque de ESFV, utilizando el método del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El valor actual neto se determina mediante la siguiente ecuación:

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 94 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

$$VAN = \left(\sum_{P=1}^n VA \right) - 1 = \left(\sum_{P=1}^n \frac{FC_P}{(1+t)^P} \right) - 1$$

Dónde:

<i>VAN</i>	Valor Actual Neto
<i>FC</i>	Flujos de caja (considerados teniendo en cuenta el ahorro generado en cada caso)
<i>P</i>	Número de periodos (se toma un período de 20 años)
<i>t</i>	Tasa de descuento (se adopta una tasa anual del 10%)

Para realizar el cálculo de la VAN y la TIR se utilizó el software Microsoft Excel y sus fórmulas, dando como resultado:

VAN	\$ 13.835.252,98
TIR	16%

Esto nos está diciendo que la rentabilidad del proyecto es del 16%.

5.11. Estudio de impacto ambiental (EIA)

Realizar un estudio de éstas características previo al proyecto, permite conocer e interpretar los impactos. Si el diagnóstico es certero, se podrá plantear la posibilidad, oportunidad y premura de una intervención sobre un impacto, así como los instrumentos adecuados para su tratamiento.

Para realizarlo, se enumeraron las acciones que se llevarán a cabo y los efectos que podrían tener sobre los factores ambientales y sociales. Luego en una matriz se ponderaron los impactos teniendo en cuenta los siguientes atributos:

- **Naturaleza:** hace referencia al carácter beneficioso o perjudicial de las acciones.
- **Intensidad (I):** se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor. Se la califica como baja, media o alta.
- **Extensión (EX):** se refiere área de influencia teórica del impacto sobre el entorno del proyecto (porcentaje del área, respecto al entorno, en que se manifiesta el efecto). Se clasifica como puntual, parcial y extensa (todo el ámbito).
- **Momento en que se produce (MO):** alude al plazo de manifestación del impacto, es decir, el tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto. Puede ser inmediato, mediato o a largo plazo.
- **Persistencia (PE):** se refiere al tiempo que presuntamente permanecería el efecto desde su aparición y a partir del cual el efecto ambiental retomarí a las condiciones previas de la acción, ya sea naturalmente o por la implementación de medidas correctivas.
- **Reversibilidad (RV):** se refiere a la posibilidad de reconstrucción de las condiciones iniciales una vez producido el efecto. Es decir, la posibilidad, de retornar a las condiciones previas a la acción por medios naturales y una vez que esta deja de actuar sobre el medio. Se la caracteriza como a corto plazo, mediano plazo, largo plazo e irreversible.
- **Recuperabilidad (RE):** se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado como consecuencia de la acción ejecutada. Es decir que refleja la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la actuación por medio de la intervención humana (introducción de medidas correctivas).

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 95 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

Los impactos pueden ser positivos o negativos. Para determinar la importancia de los impactos negativos se tiene en cuenta la siguiente expresión:

$$i = 3 * I + 2 * EX + MO + PE + RV + RE$$

Mientras que para los impactos positivos, la expresión es:

$$ip = 3 * I + 2 * EX + MO + PE$$

Dónde la ponderación de los atributos viene dada en las Tablas 16 y 17.

1. NATURALEZA		2. INTENSIDAD (I)		3. EXTENSIÓN (EX)		4. MOMENTO EN QUE SE PRODUCE (MO)	
Categoría	Valor	Categoría	Valor	Categoría	Valor	Categoría	Valor
Beneficioso	+	Baja	1	Puntual	1	Inmediato	1
Perjudicial	-	Media	3	Parcial	3	Mediato	3
Previsible pero difícil de calificar	X	Alta	6	Extenso	6	Largo plazo	6

Tabla 16 - Ponderación de los atributos

5. PERSISTENCIA (PE)		6. REVERSIBILIDAD DEL EFECTO (RV)		7. RECUPERABILIDAD (RE)	
Categoría	Valor	Categoría	Valor	Categoría	Valor
Fugaz	1	Corto plazo	1	Mitigable, totalmente recuperable de manera inmediata	1
Temporal	3	Mediano plazo	3	Mitigable, totalmente recuperable a mediano plazo	3
Permanente	6	Largo plazo	6	Mitigable, parcialmente recuperable	6
		Irreversible	10	Irrecuperable	10

Tabla 17 - Ponderación de los atributos (continuación)

Una vez utilizadas las expresiones anteriormente mencionadas, se define la categoría del impacto. La misma viene dada por la Tabla 18 para impactos negativos, y por la Tabla 19 para los impactos positivos.

Categoría	Valor	Color Identificadorio
Irrelevante	< 14	Verde claro
Moderado	15 a 27	Amarillo
Severo	28 a 44	Naranja
Crítico	> 45	Rojo

Tabla 18 - Categoría de los impactos negativos

Categoría	Valor	Color Identificadorio
Beneficioso	< 17	Celeste
Muy beneficioso	18 a 27	Azul claro
Sumamente beneficioso	> 28	Azul oscuro

Tabla 19 - Categoría de los impactos positivos

5.11.1. Matriz de impacto ambiental

Con las explicaciones precedentes estamos en condiciones de evaluar la matriz de impactos que se detalla en la Tabla 20. La misma se realizó con la ayuda del software Microsoft Excel, donde fueron cargadas las expresiones antes mencionadas.

				ACCIONES CON POSIBLES EFECTOS											
				1. Acciones previas al montaje		2. Montaje del parque de ESFV						3. Funcionamiento y mantenimiento de la instalación			
				Compra de materiales a proveedores	Traslado de materiales hasta el predio	Armado del cerco perimetral	Afirmado de la calle interna	Armado de las estructuras	Zanjeo y colocación de los caños	Montaje de los paneles	Montaje eléctrico	Generación de energía	Desmalezado	Limpieza de los paneles	Reparación o remplazo de equipos
FACTORES AMBIENTALES	A. Características físicas y químicas	1. Tierra	Suelos			-25	-47	-25	-24						
		2. Agua	Superficial												
		3. Atmósfera	Calidad del aire (gases, partículas)		-31		-15								
		4. Ruidos	Calidad del aire (ruidos)		-9	-9	-22	-29	-29	-9	-9		-22	-9	
	B. Condiciones biológicas	1. Fauna	Animales												
		2. Flora	Vegetación			-29	-29	-29	-33				-30		
	C. Factores culturales	1. Uso de la tierra	Área Comercial												
			Bosques												
		2. Aspectos culturales	Concientización										39		
			Empleo	22	22	22	22	32	22	32	34		22	22	22
			Salud y seguridad								-29	-57			
		3. Actividades humanas	Red de transporte		22										

Tabla 20 - Matriz de Impactos Ambientales

5.11.2. Medidas de mitigación

Se ha decidido tomar medidas de mitigación sobre los impactos severos y críticos, mostrados en la matriz con los colores naranja y rojo respectivamente.

Con respecto a los impactos sobre el suelo que provocan la realización de la calle, el cerco perimetral y los zanjeos se propone que la capa de suelo fértil que sea necesario remover se reutilice en el predio en aquellas zonas donde es necesario rellenar, y el resto que se deposite en campos aledaños.

Como en uno de los terrenos cercanos al predio hay una escuela, se avisará a la misma antes de comenzar los trabajos para que estén informados. De todas maneras el ruido no es considerable como para afectar el dictado de clases.

Para los impactos referentes a la vegetación y a la emisión de gases debido al transporte, se sugiere a la Cooperativa parquizar el predio con vegetación autóctona y de bajo porte para que no

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 98 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

genere sombra sobre los paneles. Esto también tendrá un impacto positivo para el paisaje que se vió afectado con la colocación del generador de ESFV.

Por último, respecto a los impactos sobre la salud y la seguridad en el momento del montaje eléctrico y de los paneles, se exige que se extremen las medidas de seguridad y la implementación de elementos de protección personal, como así también el uso de herramientas adecuadas.

Con respecto a los impactos positivos, tiene gran peso la generación de empleo y la concientización de los vecinos, el cual consideramos que es el más importante porque la generación de empleo será temporal mientras que la concientización perdurará en el tiempo.

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó: ACDCD 25/06/2019	Aprobó:	Página 99 de 99
------------------------------	-----------------------------	---------	-----------------

8 ANEXOS COMPLEMENTARIOS

DEMARLENGE, Leylén Magalí

PASCAL, Damián Alejandro

8.1. Anexo A: Estándares propios del proyecto

INDICE DETALLADO

8.1.	Anexo A: Estándares propios del proyecto	2
8.1.1.	Codificación de secciones	3
8.1.2.	Codificación de áreas	3
8.1.3.	Codificación de equipos principales	3
8.1.4.	Codificación de conductores	4
8.1.5.	Codificación de protecciones	4
8.1.6.	Codificación de equipos diferentes a las categorías anteriores	5
8.1.7.	Codificación de planos	5

8.1.1. Codificación de secciones

Las secciones se codificarán con dos letras mayúsculas según la sección a la que pertenezca el equipo.

AA

Las tres grandes secciones del proyecto son:

- DG – Diseño del generador
- CE – Cálculos eléctricos
- ES – Estructura

8.1.2. Codificación de áreas

Dentro de cada sección puede haber distintas áreas, las cuales se identifican con un número que va del 1 al 6.

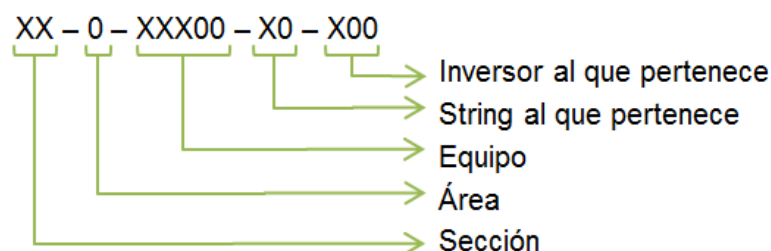
AA-0

Las distintas áreas del proyecto son:

- 1 – Diseño
- 2 – Conductores
- 3 – Protecciones
- 4 – SET
- 5 – Puesta a tierra
- 6 – Soportes, elementos de fijación, conductos

8.1.3. Codificación de equipos principales

La codificación de los equipos principales (paneles, inversores, estructuras y transformador) es alfanumérica y se hace por niveles. El código para estos equipos nos dará su ubicación geográfica en el predio, y los niveles serán: sección / área / equipo / string al que pertenece / inversor al que pertenece.



Las dos primeras letras y el número designan la sección y el área, respectivamente. Luego tenemos letras mayúsculas que designan el nombre del equipo, seguidas de números que indican el número de equipo. Seguidamente tenemos la letra S que viene de "string" y un número que va del 1 al 5 para indicar a qué string se relaciona el equipo; y la letra I determina el "inversor" al que está relacionado el equipo seguido de dos números que van del 01 al 20 para determinar a qué inversor

nos estamos refiriendo. Las últimas dos designaciones (S0 e I00) no se pondrán si el equipo al que se hace referencia no se relaciona con un string o un inversor.

La designación de los principales equipos es:

PFV – Panel fotovoltaico

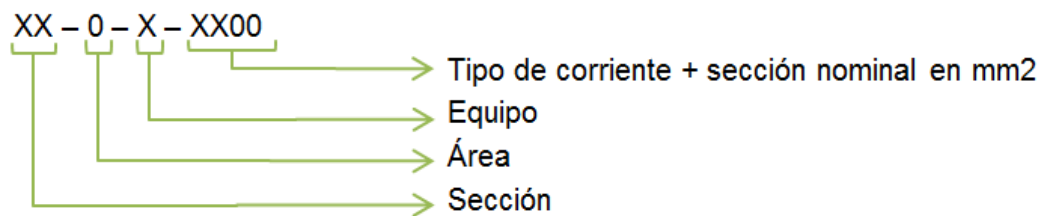
I – Inversor

E – Estructura

T – Transformador (para este caso el código no contiene los dos últimos niveles por no estar relacionado de manera directa a los strings y a los inversores)

8.1.4. Codificación de conductores

Para codificar los conductores el código es alfanumérico de 4 niveles: Sección / Área / Equipo / Tipo de corriente + sección nominal en mm^2 . También entran en este tipo de codificación las barras colectoras y las barras de puesta a tierra.



La designación de los componentes es:

C – Conductor

B – Barra colectoras

BPAT – Barra de puesta a tierra

8.1.5. Codificación de protecciones

Para codificar los conductores el código es alfanumérico de 4 niveles: Sección / Área / Equipo / Tensión nominal + Tipo de corriente + Corriente nominal.



Las designaciones de los equipos son:

S – Seccionador

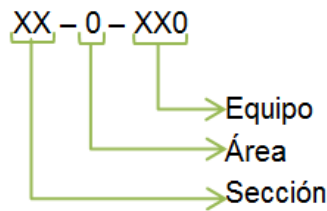
F – Fusible

PF – Portafusible

D – Descargador
ID – Interruptor Diferencial
ITM – Interruptor termomagnético
SF – Seccionador fusible

8.1.6. Codificación de equipos diferentes a las categorías anteriores

Para todos aquellos equipos que no se clasifican dentro del grupo de principales, conductores o protecciones, la codificación tiene 3 niveles: Sección / Área / Equipo. El equipo puede o no estar numerado.



Dentro de este grupo se encuentran los siguientes equipos:

CN1 – Caja de nivel 1
CN2 – Caja de nivel 2
CN3 – Caja de nivel 3
P – Poste
J – Jabalina
TB – Tubo
BP – Bandeja perforada
TC – Terminal conductor
MC4 – Conectores MC4
M – Malla de peligro eléctrico

8.1.7. Codificación de planos

Los planos se codifican según un código de 5 niveles según se muestra en la siguiente tabla:

Proyecto	Especialidad	N° general	Formato	Estado
1903A	M – Mecánico	1	A – A3	A – para revisión
	F – Fundación	2	B – A4	B – para aprobar
	Es – Estructura	3	C – A2	0 – para construir
	A – Arquitectura		D – A1	1 – revisión 1
	E – Electricidad		E – A08	2 – revisión 2
	I – Instrumentación y control		X A1 – (largo)	
	P – Planificación, cómputos			

8.2. Anexo B: Definiciones y glosario

INDICE DETALLADO

8.2. Anexo B: Definiciones y glosario.....	1
INDICE DETALLADO.....	1
LISTA DE FIGURAS	1
8.2.1. Definiciones.....	2
8.2.1.1. Hora solar pío (HSP)	2
8.2.1.2. Orientación o ángulo acimutal (α).....	2
8.2.1.3. Inclinación o ángulo de elevación (β).....	2
8.2.1.4. Pérdidas	2
8.2.1.5. String	3
8.2.1.6. Tipos de inversores	4
8.2.2. Glosario	6

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Hora Solar Pico.....	2
Figura 2 - Inversores centrales	4
Figura 3 - Inversores de string	4

8.2.1. Definiciones

8.2.1.1. Hora solar pico (HSP)

Se define como hora solar pico (HSP), referido a una superficie con una orientación α y una inclinación β , como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 que tendría la misma irradiación total que la irradiación real de ese día.

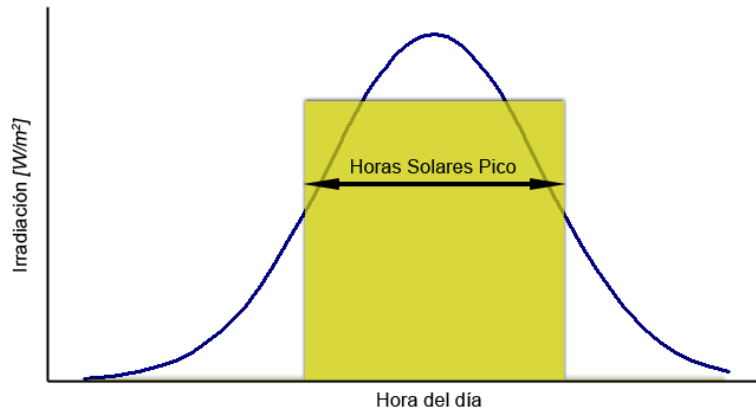


Figura 1 - Hora Solar Pico

8.2.1.2. Orientación o ángulo acimutal (α)

Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. En el hemisferio sur los módulos fotovoltaicos deben estar orientados hacia el Norte.

8.2.1.3. Inclinación o ángulo de elevación (β)

Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Su valor es de 0° para módulos en posición horizontal y 90° para módulos en posición vertical. En instalaciones fijas, este ángulo se fija en función de la latitud del lugar.

8.2.1.4. Pérdidas

En las instalaciones fotovoltaicas tienen lugar una serie de pérdidas energéticas debidas a diversos factores:

- **Pérdidas debidas a la tolerancia de la potencia nominal de los paneles fotovoltaicos.** Los fabricantes de paneles fotovoltaicos garantizan que la potencia real de un panel fotovoltaico, en condiciones estándar de medida, se encuentra dentro de una banda marcada por su tolerancia en torno a su potencia nominal. Normalmente, el margen de tolerancia puede ser negativo y positivo.
- **Pérdidas por degradación de potencia en el tiempo.** Los paneles fotovoltaicos sufren, a lo largo del tiempo de funcionamiento, una degradación progresiva de la potencia entregada con respecto a su potencia inicial. Normalmente la mayor degradación de potencia tiene lugar en los primeros meses de funcionamiento. Una vez estabilizados, la tasa de degradación de potencia en los años posteriores es menor que en el período inicial.
- **Pérdidas por mismatch.** Son pérdidas energéticas debidas por la asociación de paneles fotovoltaicos con parámetros ligeramente diferentes, ya que en la práctica todos los paneles fotovoltaicos utilizados para configurar un generador no son exactamente iguales,

aunque sean de la misma marca y modelo. Existe una dispersión de parámetros; por ejemplo, si se conectan en serie paneles fotovoltaicos con diferentes corrientes, el panel de menor corriente limitará la corriente de la rama. Debido a estas pérdidas, la potencia de un generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias de los paneles fotovoltaicos que lo componen, o igual en el mejor de los casos.

- **Pérdidas por aumento de la temperatura de trabajo.** Los fabricantes ofrecen la potencia nominal de los paneles en condiciones estándar de medida, es decir, a una temperatura de trabajo de las células de 25°C. No se debe confundir esta temperatura con la temperatura ambiente, pues se trata de conceptos diferentes. Sin embargo, la potencia de un panel fotovoltaico disminuye conforme aumenta la temperatura de trabajo de sus células, circunstancia esta modelada por el coeficiente de temperatura de potencia. Esta temperatura de funcionamiento depende de distintos factores, tales como irradiancia solar, temperatura ambiente, velocidad del viento, posición y montaje de los paneles fotovoltaicos, ventilación, etcétera.
- **Pérdidas por suciedad.** La acumulación de polvo y suciedad en la superficie de los paneles fotovoltaicos ocasiona una disminución de potencia del generador. La acumulación uniforme da lugar a una disminución de la tensión y corriente entregada. Sin embargo, la suciedad localizada, tales como hojas de árboles, puede dar lugar a la formación de puntos calientes.
- **Pérdidas angulares y espectrales.** La potencia nominal de los paneles fotovoltaicos está especificada para las condiciones estándar de medida. En estas condiciones estándar la incidencia solar es normal a la superficie y la distribución espectral se corresponde para una masa de aire de 1,5. Sin embargo, durante el funcionamiento normal de los paneles estas condiciones no se satisfacen durante todo el período de operación.
- **Pérdidas por sombreado.** La proyección de sombras sobre los paneles fotovoltaicos da lugar a una reducción de la energía producida debida a una disminución de la captación solar. Las sombras pueden ser ocasionadas por obstáculos lejanos (árboles, edificaciones) o incluso por elementos del propio generador fotovoltaico.
- **Pérdidas en el cableado.** Los conductores eléctricos utilizados en las instalaciones fotovoltaicas no son conductores ideales ya que tienen una determinada resistencia óhmica que depende de la longitud del conductor, de su sección y del material de fabricación. Estos cables, como resistencias eléctricas que son, consumen energía activa que se convierte en calor, lo que da lugar a caídas de tensión en las líneas. Estos efectos se pueden minimizar dimensionando adecuadamente las secciones de los conductores.
- **Pérdidas por rendimiento del inversor.** En el inversor tiene lugar una pérdida de energía ya que su rendimiento no es ideal. Su comportamiento viene definido por su curva de eficiencia en función de la potencia de operación. Debido a que la potencia entregada por el generador fotovoltaico depende de la irradiación solar y de las condiciones meteorológicas, entre otras, el inversor funcionará en distintos puntos de su curva en función de la potencia.
- **Pérdidas por rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia.** Los inversores de conexión a red disponen de un algoritmo para conseguir que el generador fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia (MPPT). Existen pérdidas en el seguimiento cuando hay una diferencia entre el punto real de trabajo del generador fotovoltaico y su punto de máxima potencia.

8.2.1.5. String

También denominada cadena fotovoltaica, es el circuito en el cual los módulos fotovoltaicos están conectados en serie, para generar la tensión de salida requerida.

8.2.1.6. Tipos de inversores

Inversores Centrales:

En este caso, los paneles solares individuales se conectan en serie para formar cuerdas. Cuando se utiliza un inversor central, la potencia de corriente continua producida en cada cadena se transporta a través de cables para combinarlos en cajas donde están conectados en paralelo con otras cadenas. A partir de ahí, la potencia de corriente continua se transporta hasta el inversor central y se convierte en corriente alterna.

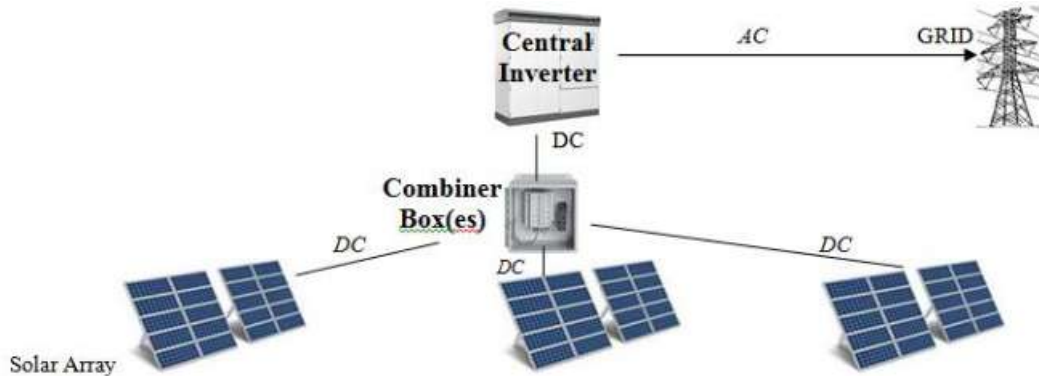


Figura 2 - Inversores centrales

Inversores de string:

Cuando se utilizan inversores de string, hay múltiples inversores más pequeños para varias cadenas, por lo que la potencia DC de unas pocas cadenas se transporta directamente en un inversor de string, en lugar de ir primero a una caja de combinación, y se convierte a AC.

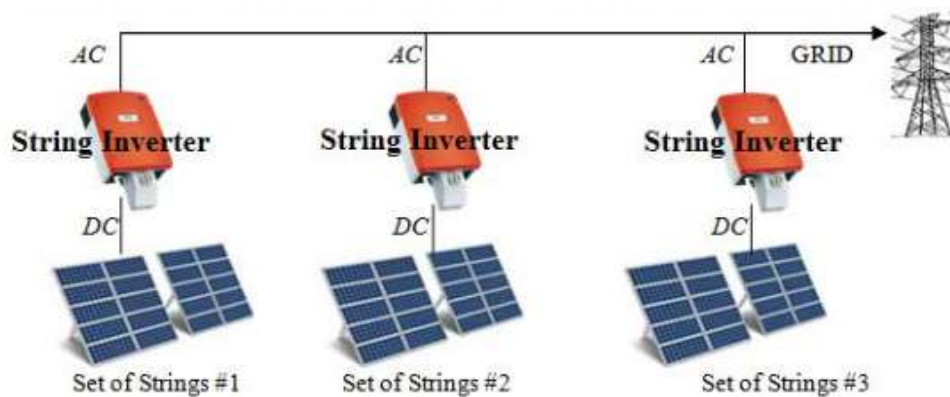


Figura 3 - Inversores de string

Comparación entre inversores centrales y de string:

Un inversor central sólo trabaja de forma efectiva con un generador fotovoltaico homogéneo. Por eso, los sistemas descentralizados resultan siempre más ventajosos cuando los componentes del generador se distinguen entre sí (pueden utilizarse distintas marcas y potencias de paneles) y pueden manejarse mejor por separado.

Los trabajos de mantenimiento en instalaciones descentralizadas son, en comparación con los sistemas montados de forma centralizada, mucho más sencillos y económicos, ya que pueden sustituirse los inversores completos. La instalación de equipos más pequeños y ligeros, además, puede resultar más económica que la de una caseta de hormigón grande y pesada en caso de resistencia del suelo o accesibilidad limitada. Para altas temperaturas ambiente, a través de unidades inversoras descentralizadas, se simplifica enormemente la refrigeración.

No obstante, la monitorización de la instalación con un inversor central es fácil de ajustar, y ya queda cubierta por el software estándar. Otras ventajas son los tiempos de suministro más cortos y una alta disponibilidad de instalaciones.

Costo total del sistema: El costo total del sistema no es lo mismo que comparar el costo del inversor central con el costo del número agregado de inversores de string necesarios para manejar la misma producción de electricidad. Aquí están los principales pros y contras relacionados con el costo del sistema:

Tipo de inversor	Pros	Contras
Inversores centrales	<ul style="list-style-type: none"> Bajo coste unitario de potencia continua Menos conexiones de componentes 	<ul style="list-style-type: none"> Costo de instalación más alto Mayores costos de cableado
Inversores de string	<ul style="list-style-type: none"> Menor saldo de los costes de los sistemas Menores costes de mantenimiento continuo (entre otras cosas no requiere ventiladores ni filtros de aire) Diseño más sencillo y modular; ideal para espacios limitados 	<ul style="list-style-type: none"> Mayor costo unitario de potencia continua Más conexiones de inversores Requiere más espacio distribuido para montar inversores

Producción total de energía: Los inversores de string a menudo pueden ser ligeramente más eficientes, pero la diferencia es a menudo insignificante. Otras diferenciaciones son las siguientes:

Tipo de inversor	Pros	Contras
Inversores centrales	<ul style="list-style-type: none"> Óptimo para sistemas grandes donde la producción es consistente entre módulos Fiabilidad probada en el campo 	<ul style="list-style-type: none"> Menos óptimo para sistemas con diferentes ángulos de módulos y/o orientaciones ya que generan un rango dado por las cadenas de mayor producción y bloquean las cadenas de menor producción fuera de ese rango
Inversores de string	<ul style="list-style-type: none"> La modularidad de los inversores de string es mejor para sistemas con diferentes ángulos y/o orientaciones Menos módulos se comprometen con un fallo del inversor. 	<ul style="list-style-type: none"> Producto más nuevo y menos probado en el campo

8.2.2. Glosario

Cooperativa: Cooperativa de servicios públicos “Ruta J” limitada.

MT: Media Tensión (13,2 kV)

ACA: Asociación de Cooperativas Argentinas

ESFV: Energía solar fotovoltaica

FV: Fotovoltaico

SET: Sub Estación Transformadora

UE: Unión Europea

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A

HSP: Horas solar pico

Mismatch:

Smart Grid:

8.3. Anexos C: Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores

INDICE DETALLADO

8.3. Anexos C: Referencias bibliográficas, catálogos y proveedores	1
INDICE DETALLADO	1
8.3.1. Citas bibliográficas	3
8.3.1.1. Energía solar anual en la provincia de Entre Ríos	3
8.3.1.2. Ganancia lograda al inclinar los paneles con un ángulo óptimo	15
8.3.1.3. Carta solar para una latitud de -32,6°	16
8.3.1.4. Valores extremos de temperatura – SMN	1
8.3.1.5. Verificación del diseño del parque con el software en línea de Fronius	2
8.3.1.6. Manual de operación del inversor FRONIUS Eco	5
8.3.1.7. Manual de instalación del inversor FRONIUS Eco	51
8.3.1.8. Certificado de conformidad con la Norma TÜV del inversor FRONIUS Eco	76
8.3.1.9. Certificado de conformidad con las norma VDE del inversor FRONIUS Eco	77
8.3.1.10. Manual de instalación de paneles JINKO	78
8.3.1.11. Presupuesto Radio Lux	104
8.3.1.12. Presupuesto Idero Solar	105
8.3.1.13. Presupuesto MARLEW	113
8.3.1.14. Presupuesto Baratec Solar	114
8.3.1.15. Presupuesto TADEO CZERWENY	115
8.3.2. Referencias bibliográficas	117
8.3.3. Catálogos de producto	119
8.3.3.1. Panel solar fotovoltaico JINKO, modelo JKM315P-72	119
8.3.3.2. Inversor FRONIUS, modelo Eco 27.0-3-S	121
8.3.3.3. Conductor CA PRYSMIAN, modelo Retenax Valio 3x95/50 mm ²	123
8.3.3.4. Malla de peligro eléctrico GIADÉ	128
8.3.3.5. Terminal de cobre LCT	129
8.3.3.6. Conductor CA PRYSMIAN Retenax Valio 3x35/16 mm ²	131
8.3.3.7. Caño de PVC TUBOFORTE, modelo Telefort	136
8.3.3.8. Barra colectora ELECTRO SERTEC	137
8.3.3.9. Conductor CC MARLEW, modelo Coppersun PS 6 mm ²	141
8.3.3.10. Bandeja perforada SAMET, modelo ALA 50	143
8.3.3.11. Conectores MC4 JINKO, modelo PV-JK03M	144
8.3.3.12. Seccionador de CC ZJ BENY, modelo BB1H-63	145
8.3.3.13. Fusibles de CC SIBA, modelo URZ	147
8.3.3.14. Portafusibles ZJ BENY, modelo BR-30	149
8.3.3.15. Caja de nivel 1 y 2 GENROD, modelo CCTV	151
8.3.3.16. Descargador de CC ZJ BENY, modelo BUD-40/30	153
8.3.3.17. Interruptor diferencial SCHNEIDER, modelo Acti 9 iID	155
8.3.3.18. Interruptor termomagnético SCNEIDER, modelo Domae MCB	157
8.3.3.19. Descargador de CA SCHNEIDER, modelo Acti 9 iQuik PRD	158
8.3.3.20. Caja de nivel 3 GENROD, modelo S9000	160

8.3.3.21.	Transformador TADEO CZERWENY 630 kVA	163
8.3.3.22.	Postes de hormigón armado para SET, marca PREAR	165
8.3.3.23.	Perfiles doble T ACINDAR, para estructura de la SET	166
8.3.3.24.	Seccionador fusible tipo XS FAMMIE FAMMI, modelo 89032.....	167
8.3.3.25.	Descargador de óxido de zinc FAPA, modelo DB15/10	168
8.3.3.26.	Seccionador fusible tipo APR BRONAL, modelo ACR630F	170
8.3.3.27.	Conductor de cobre desnudo GENROD, modelo AC C50 50 mm ²	171
8.3.3.28.	Jabalinas GENROD, modelo JC 1630	172
8.3.3.29.	Conductor de puesta a tierra PRYSMIAN, modelo Superastic Flex 6 mm ² y 16 mm ² 173	
8.3.3.30.	Bornera de puesta a tierra ELENT	175
8.3.3.31.	Conductor acero-cobre FACBSA 120 mm ²	176
8.3.3.32.	Estructura para paneles IDERO SOLAR, modelo X-20.....	177
8.3.3.33.	Contador bidireccional FRONIUS, modelo Smart Meter	179
8.3.4.	Proveedores	181

8.3.1. Citas bibliográficas

8.3.1.1. Energía solar anual en la provincia de Entre Ríos

El Dr. Ing. César Aguirre en su informe técnico denominado “Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía”, muestra mes a mes las isolíneas que representan la energía solar en el territorio entrerriano expresadas en KWh/m²-año. A continuación se transcriben los datos referentes a la energía solar. (Aguirre, 2015):

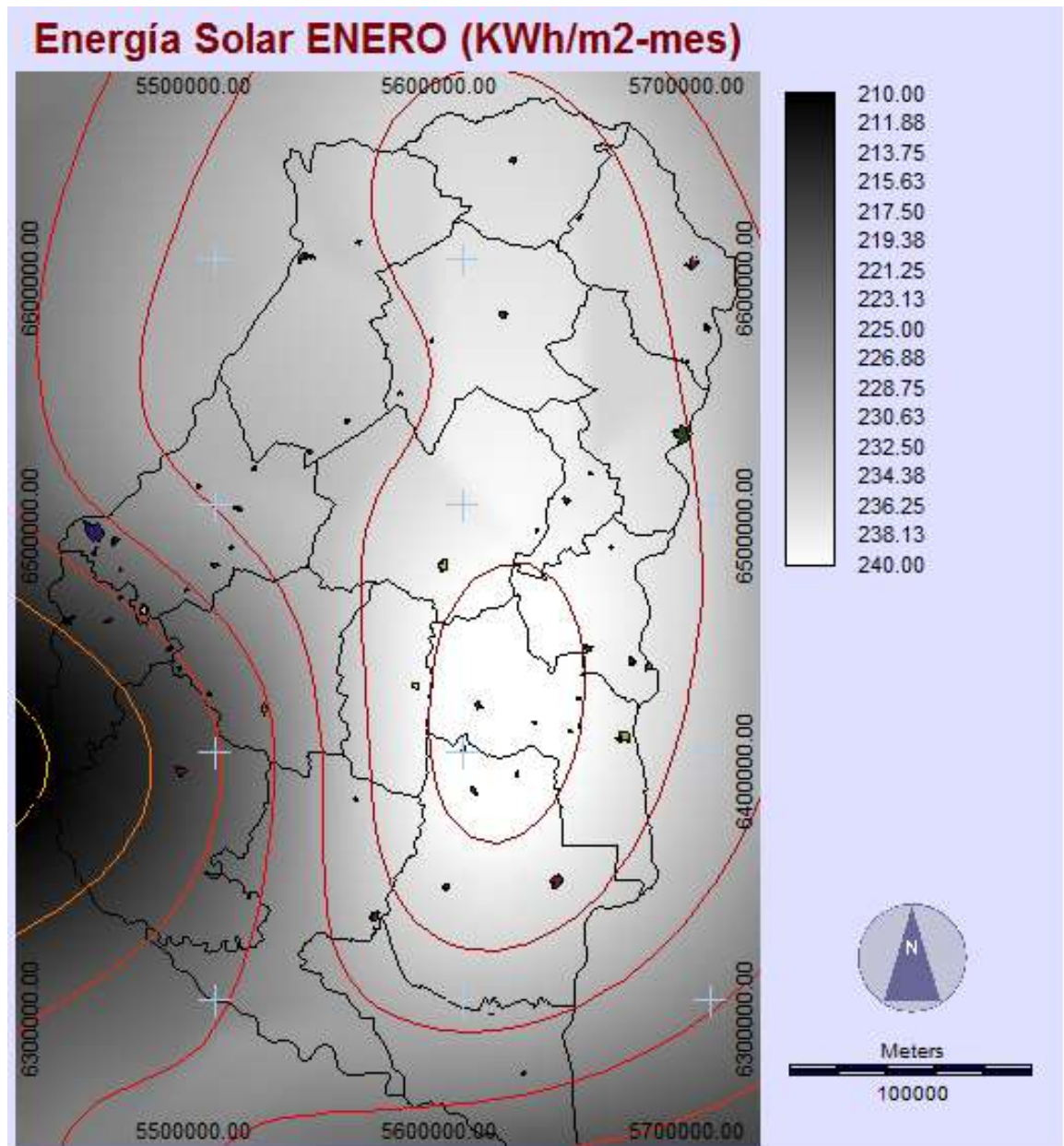


Figura 1 - “Mapa de energía solar disponible para el mes de enero” (Fuente: Aguirre, 2015, p. 2)

“Las isolíneas están trazadas cada 5 KWh/m²-mes. El valor más bajo al centro-oeste de la provincia corresponde al valor de 210 KWh/m²-mes mientras que el más elevado de la isolínea al centro-este de la provincia es de 240 KWh/m²-mes.” (p. 2).

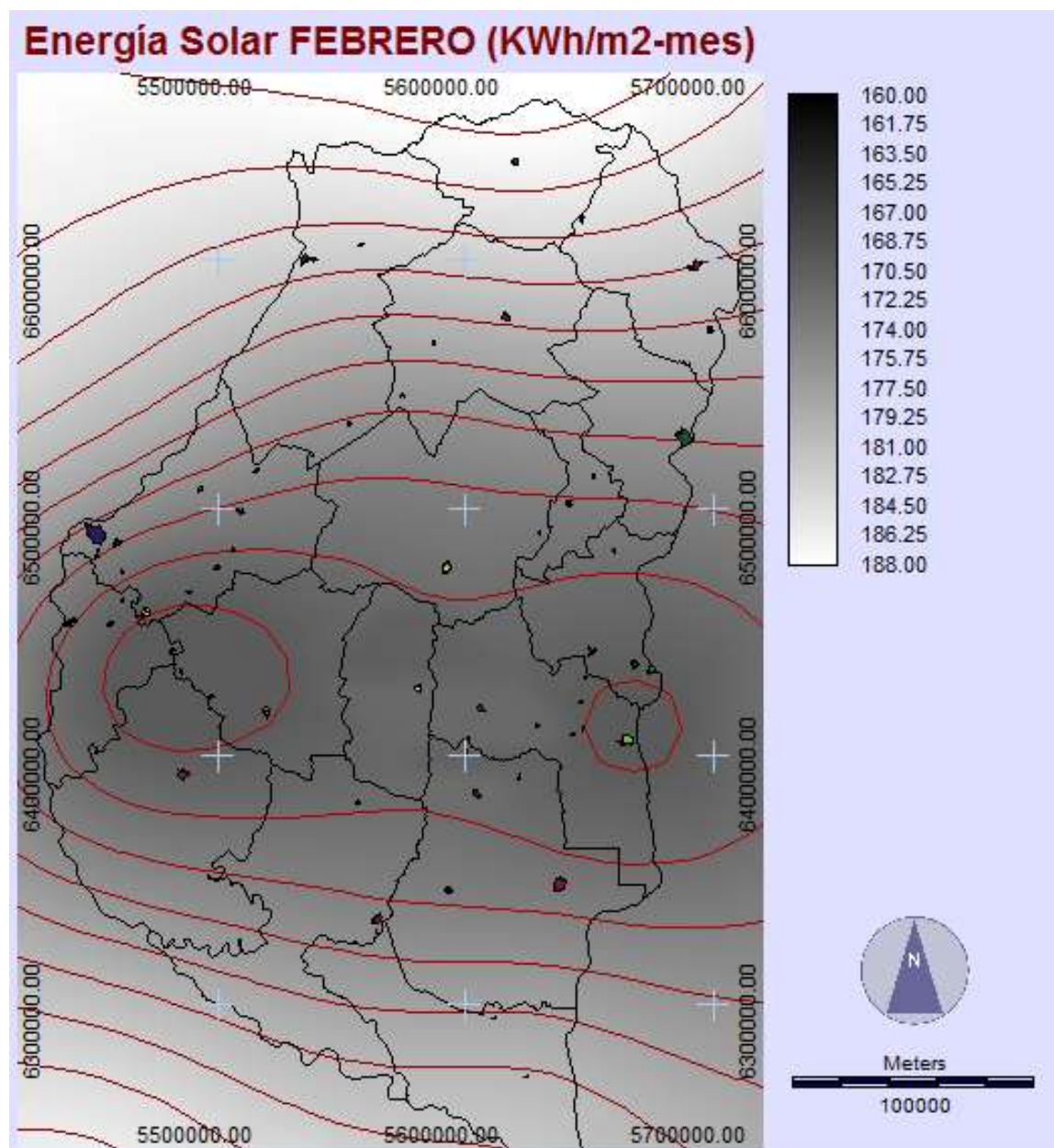


Figura 2 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de febrero" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 3)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo al centro de la provincia corresponde al valor de 170 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al norte de la provincia es de 188 KWh/m2-mes." (p. 3)

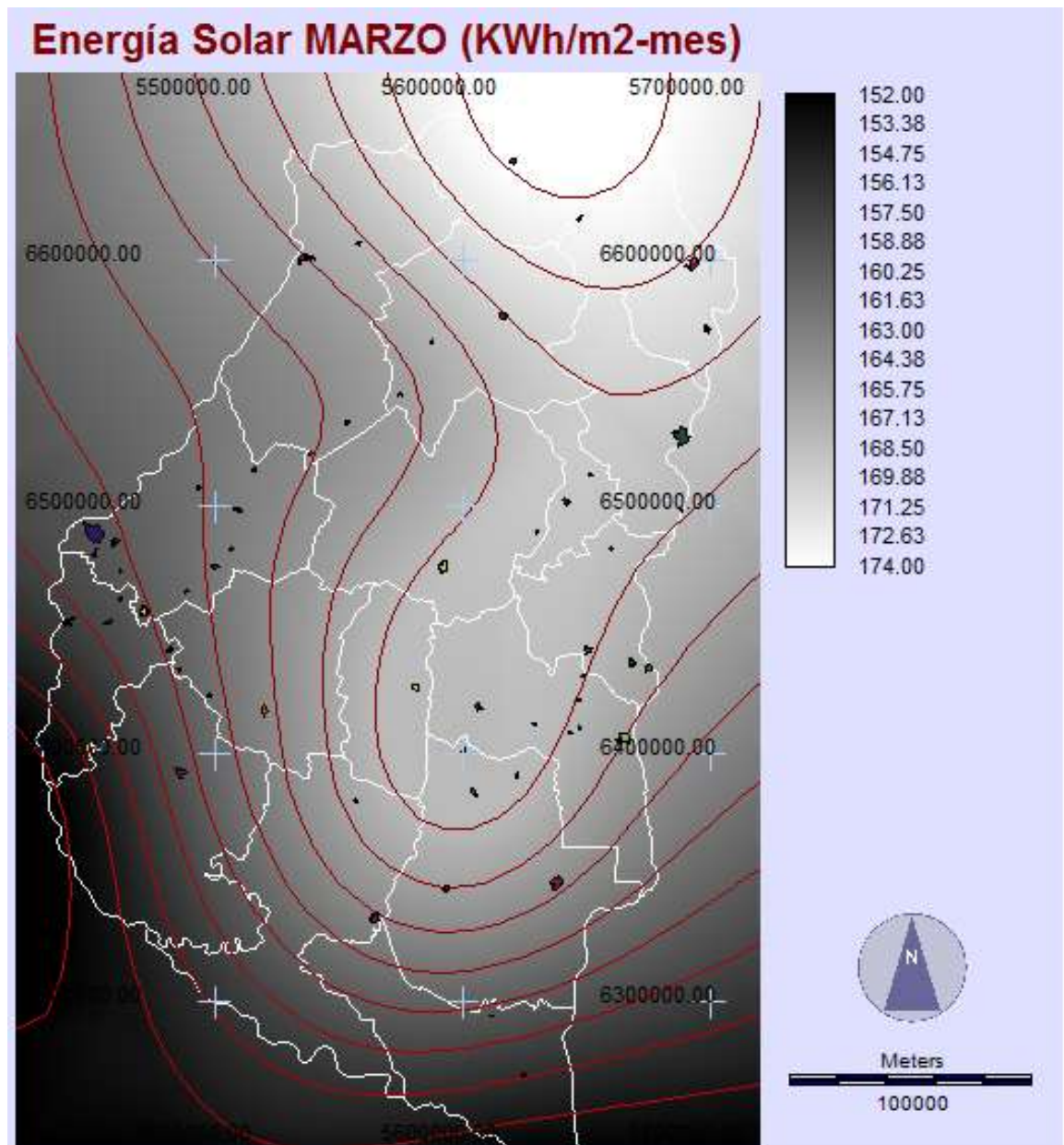


Figura 3 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de marzo" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 4)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo al suroeste de la provincia corresponde al valor de 152 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al norte de la provincia es de 174 KWh/m2-mes." (p. 4)

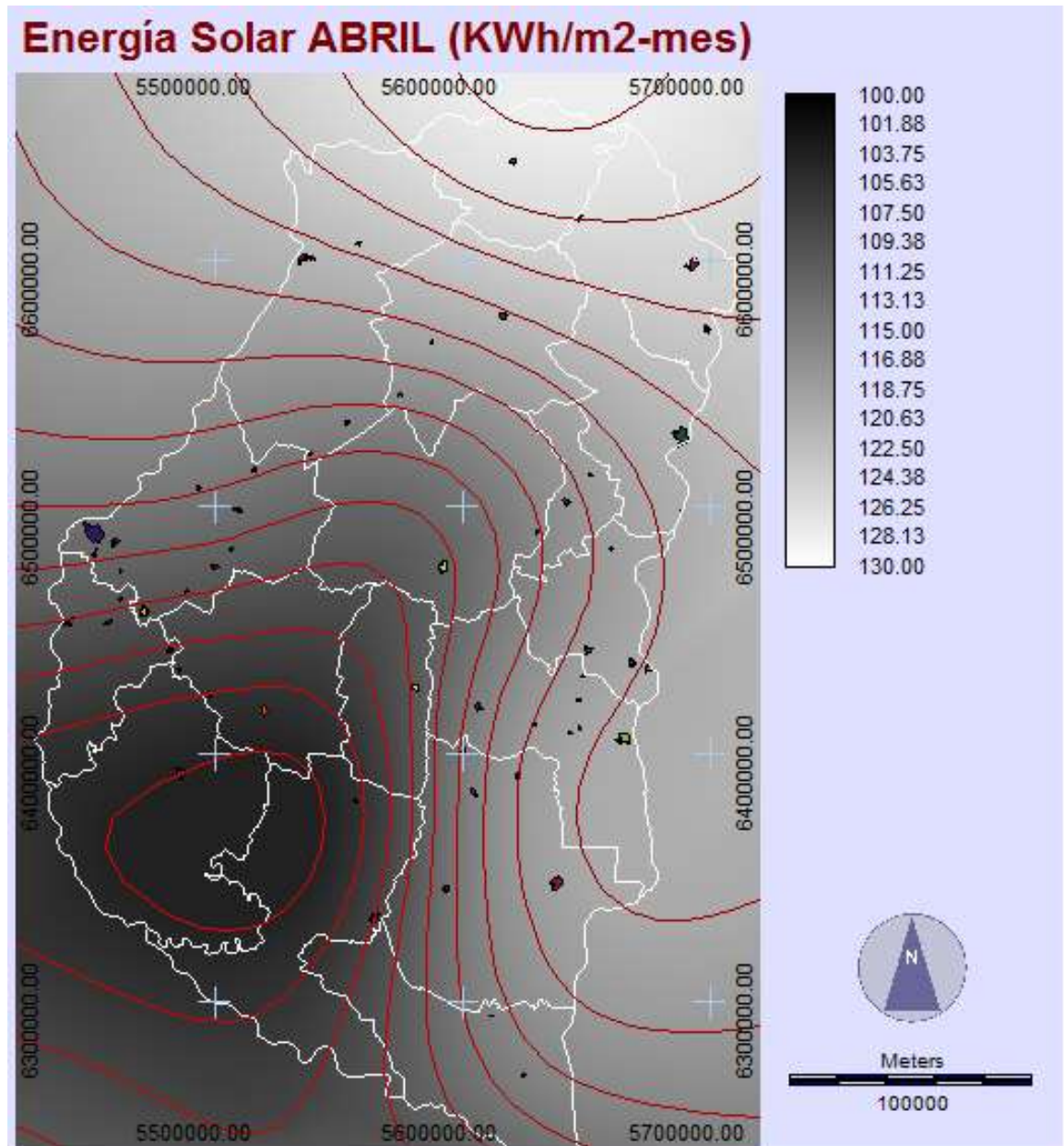


Figura 4 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de abril" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 5)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo al suroeste de la provincia corresponde al valor de 104 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al norte de la provincia es de 128 KWh/m2-mes." (p. 5)

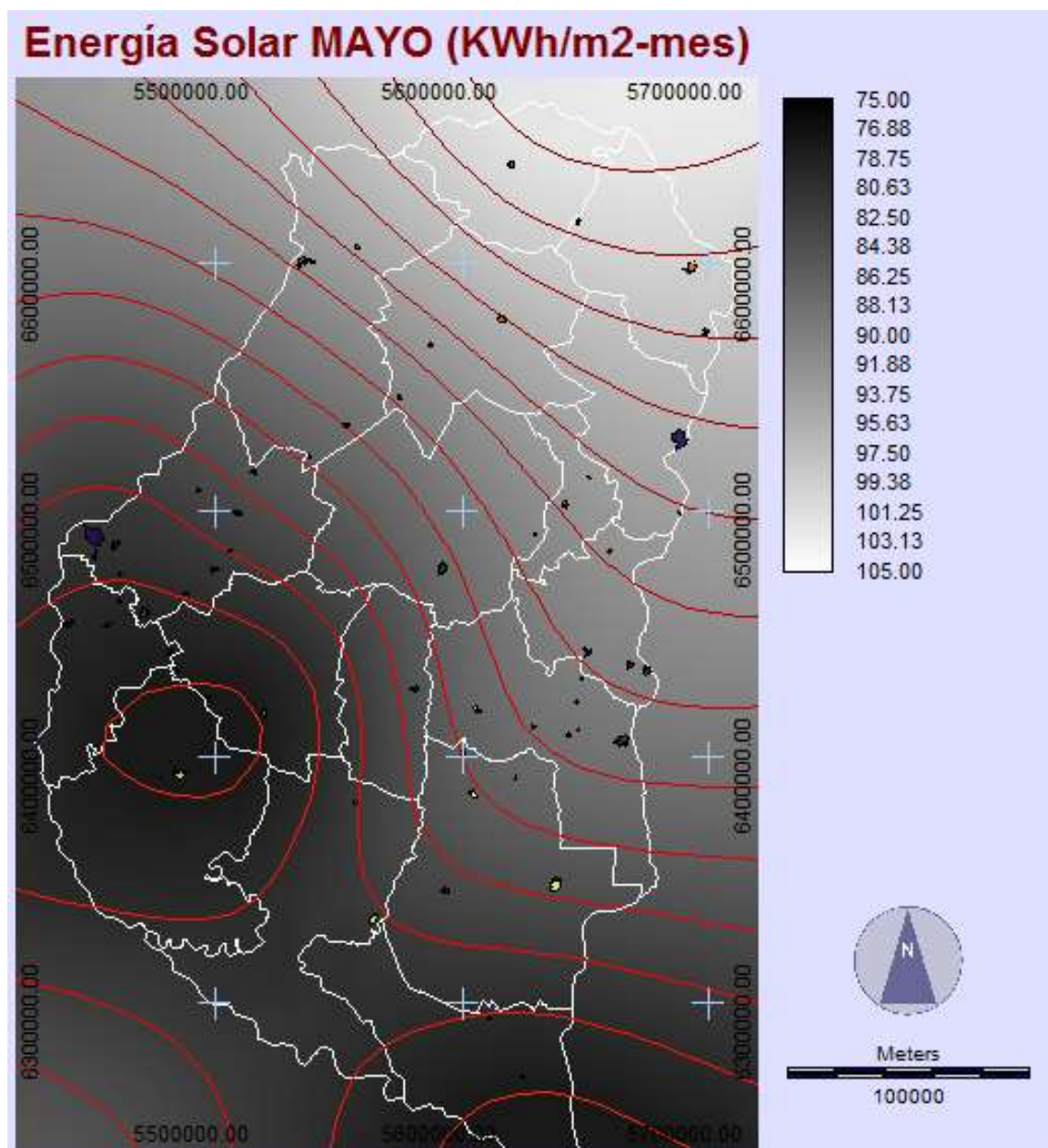


Figura 5 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de mayo" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 6)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. Se observan dos mínimos, uno al sur de la provincia y otro al suroeste de la misma. Ambos corresponden al valor de 78 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al noreste de la provincia es de 102 KWh/m2-mes." (p. 6)

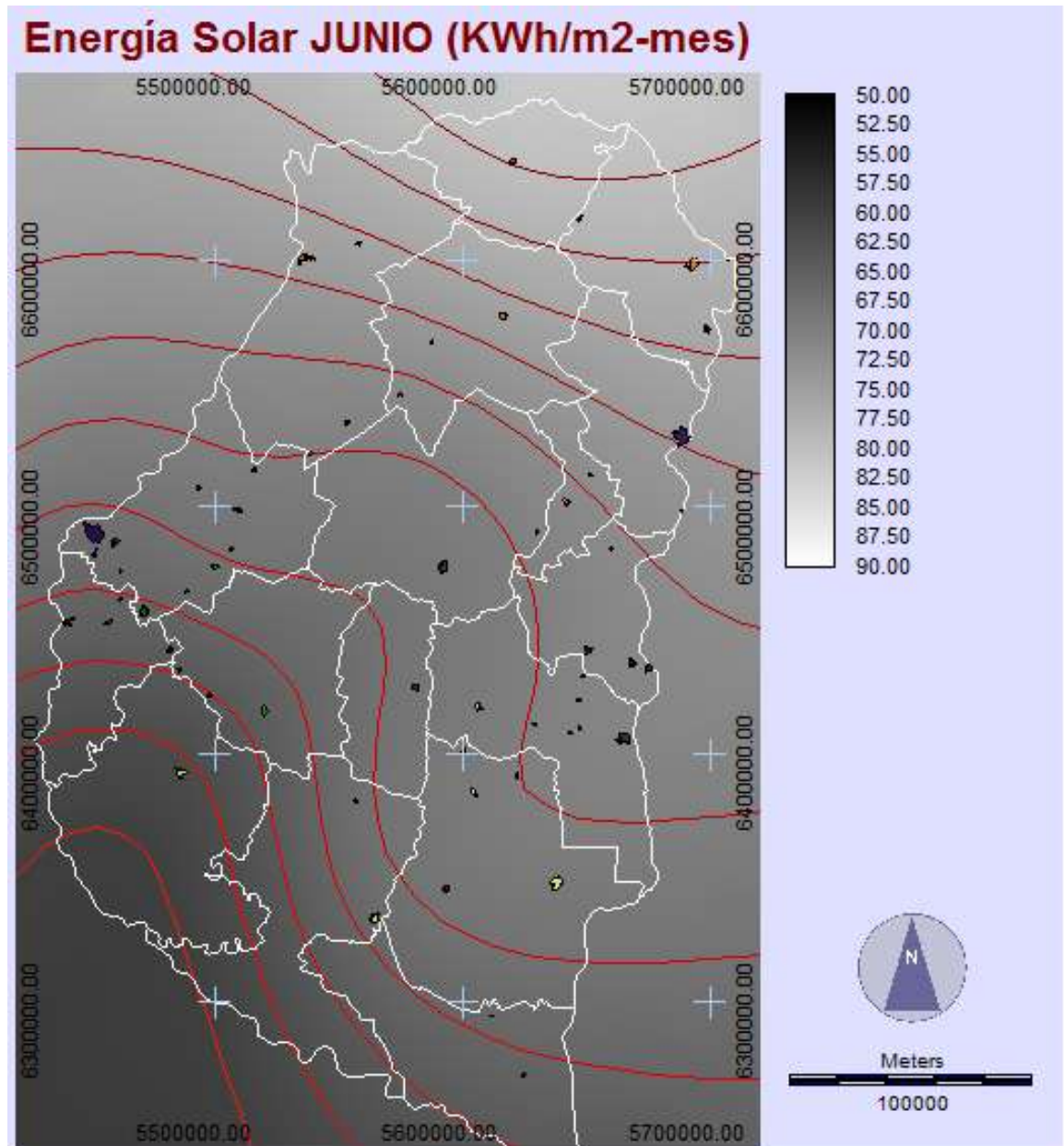


Figura 6 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de junio" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 7)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo al suroeste de la provincia corresponde al valor de 60 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al norte de la provincia es de 80 KWh/m2-mes." (p. 7)

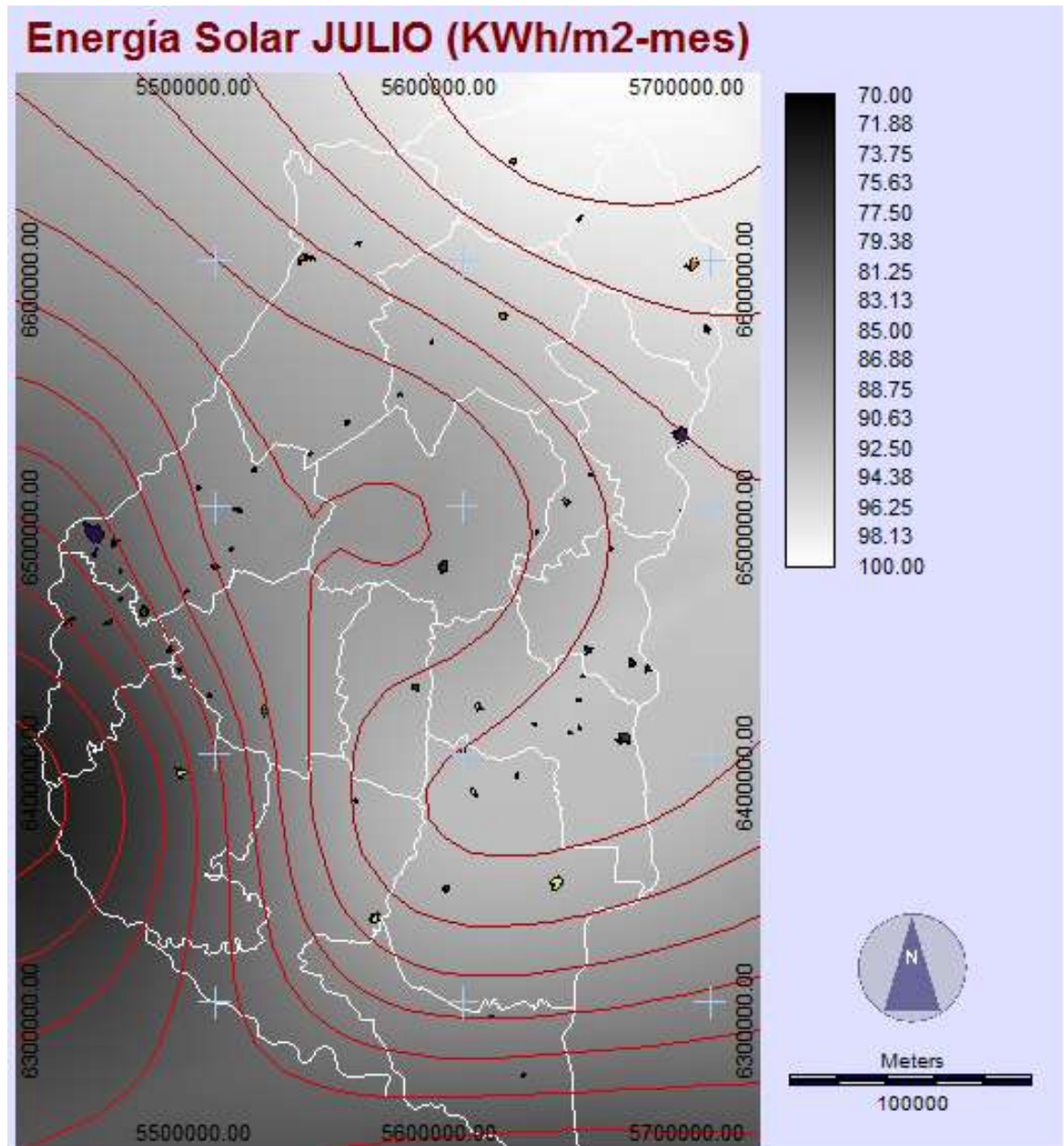


Figura 7 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de julio" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 8)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo al suroeste de la provincia corresponde al valor de 74 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al noreste de la provincia es de 98 KWh/m2-mes." (p. 8)

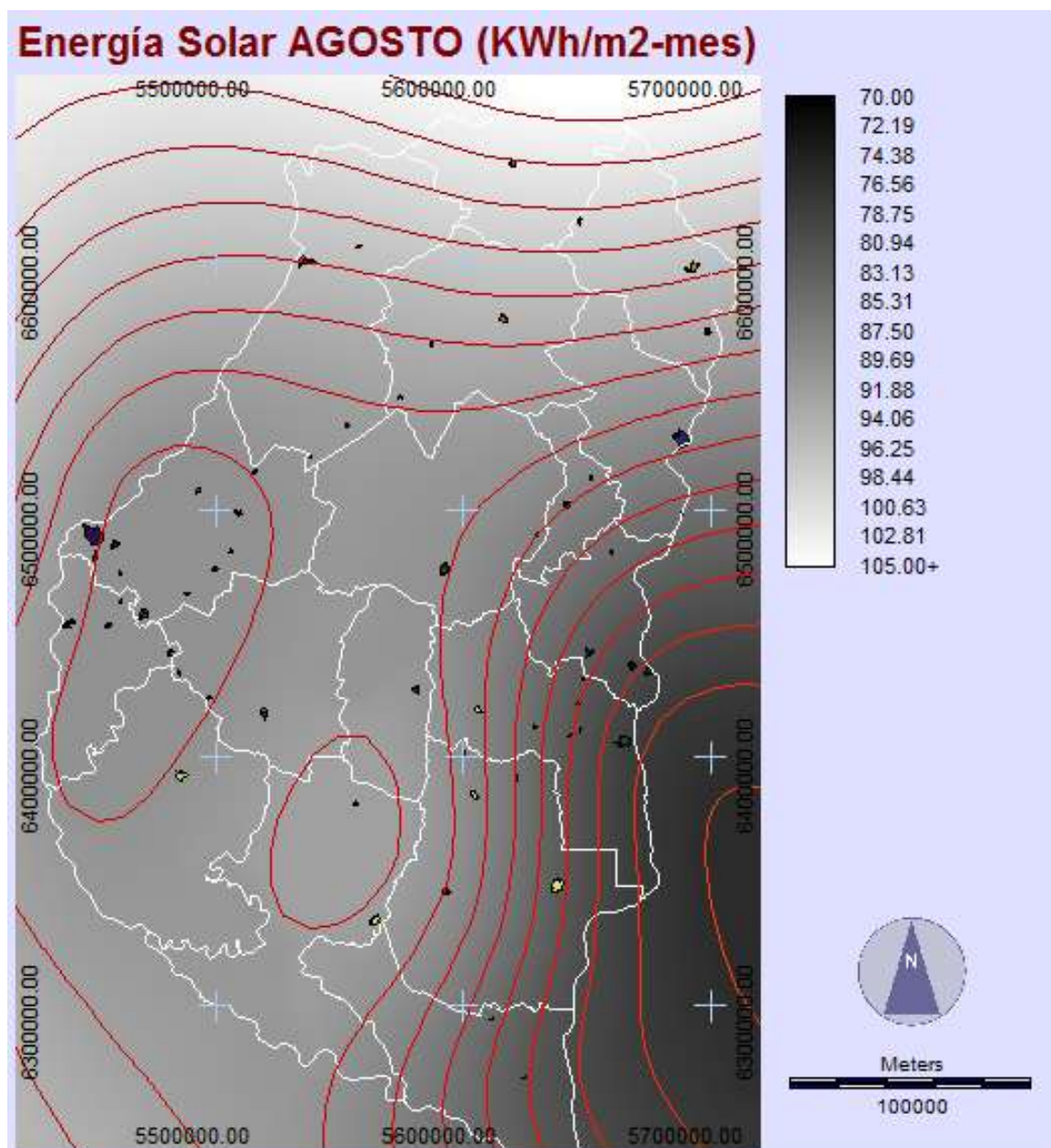


Figura 8 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de agosto" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 9)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo al sureste corresponde a 76 KWh/m2-mes, existen dos máximos secundarios ubicados al centro-sur y al oeste de la provincia con valores de 92 KWh/m2-mes y 90 KWh/m2-mes respectivamente. El valor más elevado de la isótopa al norte de la provincia es de 104 KWh/m2-mes." (p. 9)

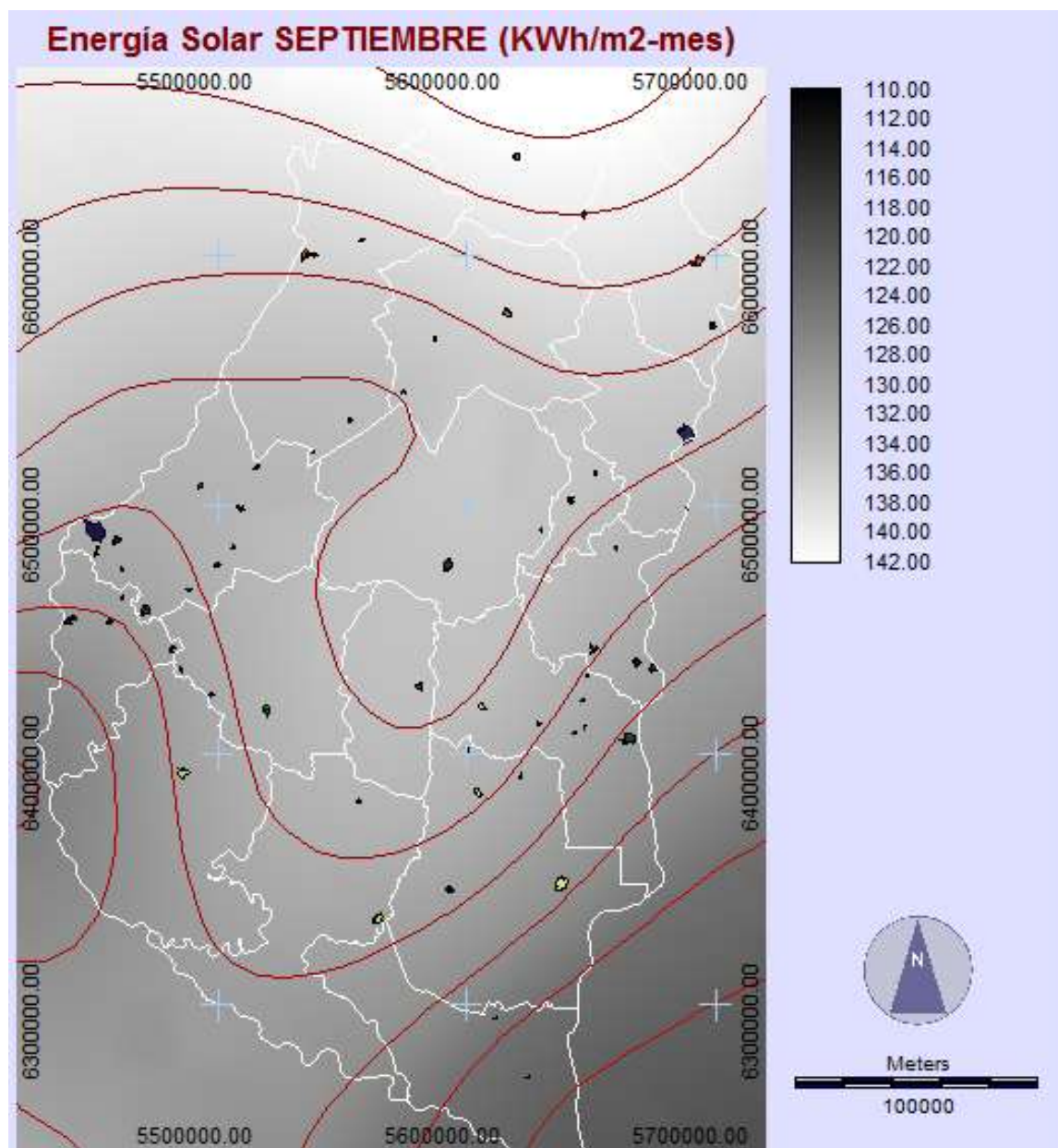


Figura 9 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de septiembre" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 10)

"Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. Existen dos mínimos, uno ubicado al sur de la provincia con un valor de la isótopa de 122 KWh/m2-mes y otro al suroeste de la misma con un valor de la isótopa de 128 KWh/m2-mes. El valor más elevado de la isótopa se ubica al norte de la provincia es de 142 KWh/m2-mes." (p. 10)

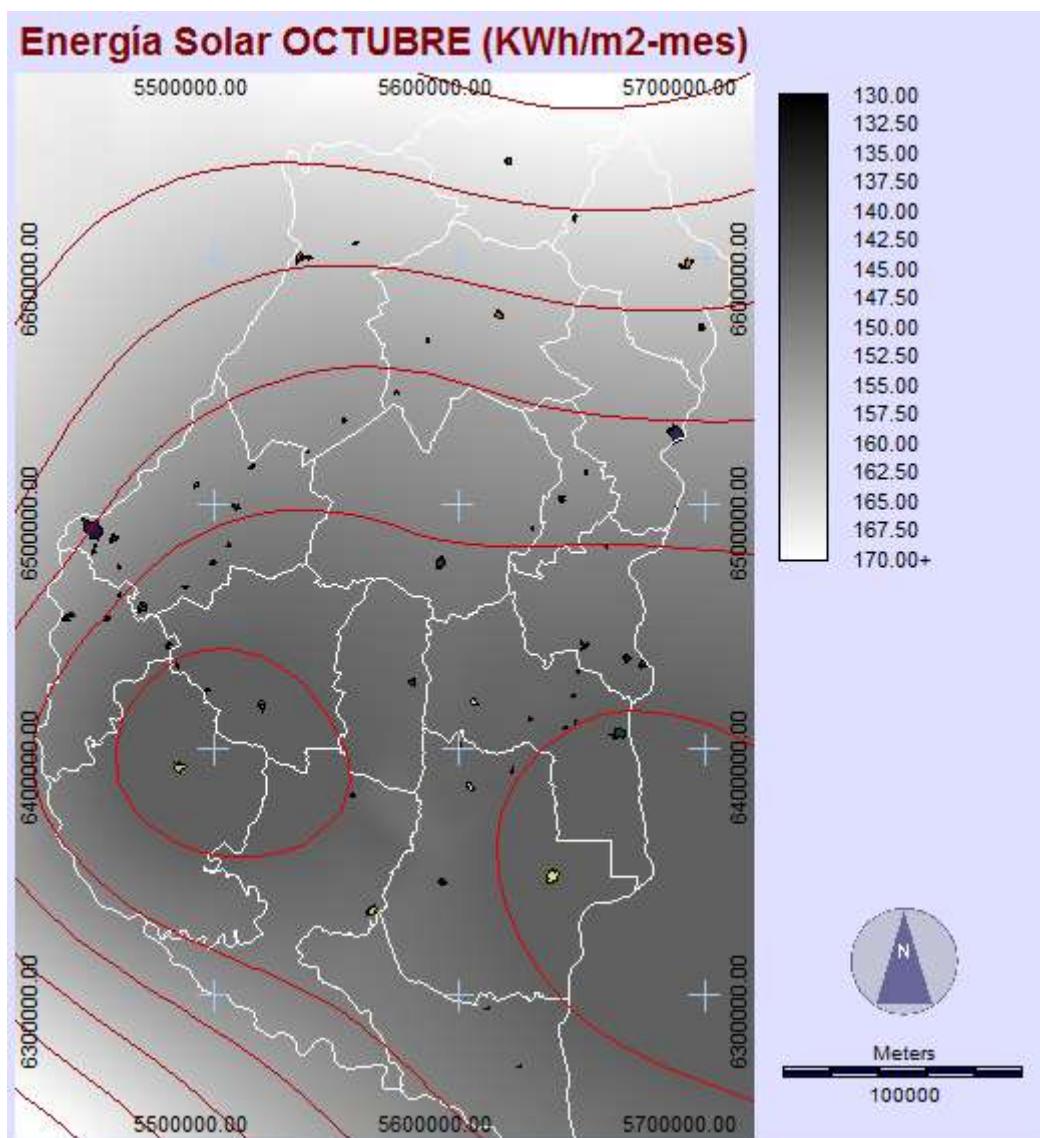


Figura 10 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de octubre" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 11)

"Las isótopas están trazadas cada 5 KWh/m²-mes. Se observan dos mínimos, uno al sureste de la provincia y otro al suroeste de la misma. Ambos corresponden al valor de 145 KWh/m²-mes mientras que el valor más elevado de la isótopa al noreste de la provincia es de 170 KWh/m²-mes." (p. 11)

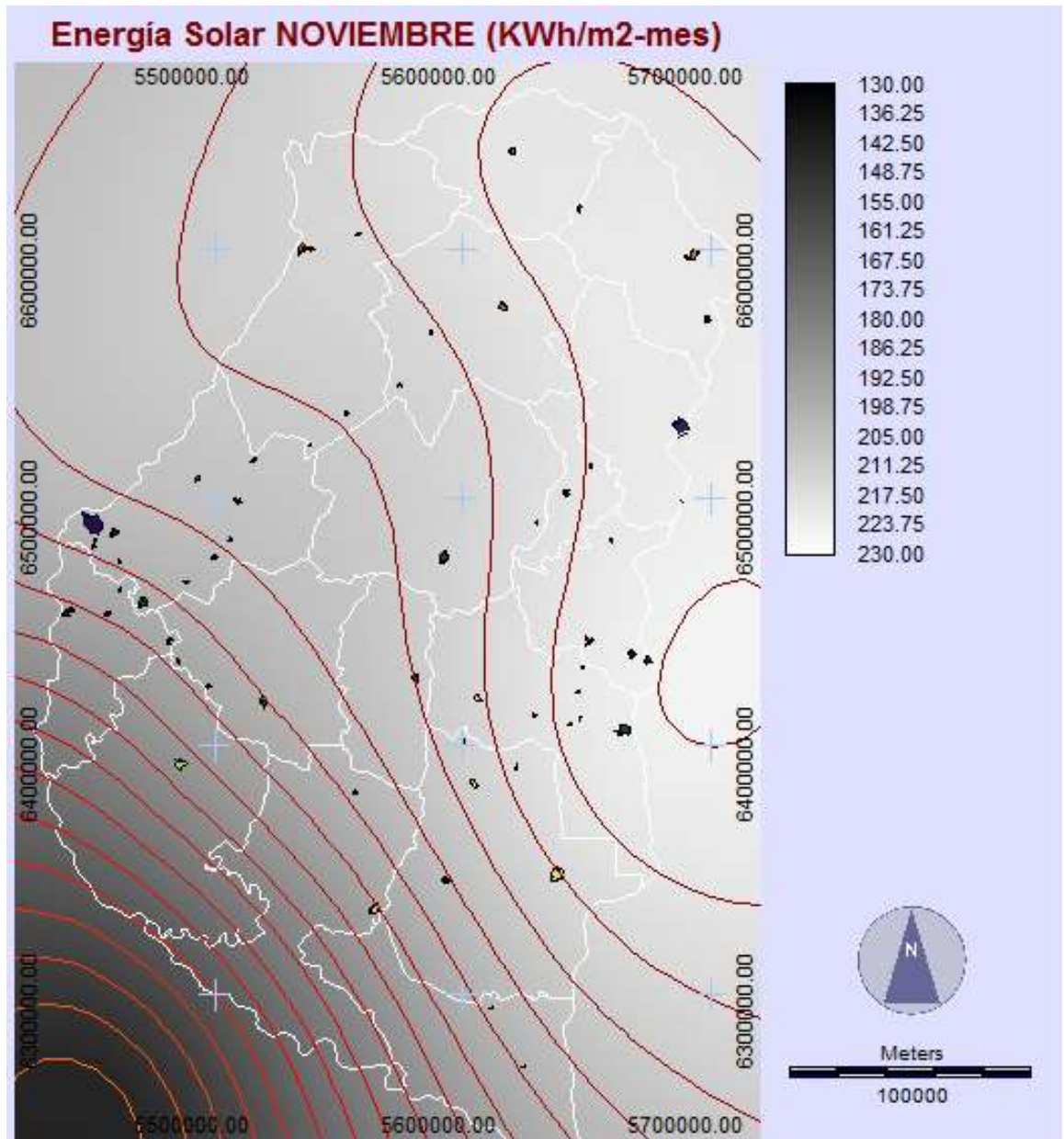


Figura 11 - "Mapa de energía solar disponible para el mes de noviembre" (Fuente: Aguirre, 2015, p. 12)

"Las isótopas están trazadas cada 5 KWh/m2-mes. El valor más bajo de la isótopa al suroeste corresponde a 145 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa al este de la provincia es de 225 KWh/m2-mes. Se observa un gradiente bastante elevado para este mes del año." (p. 12)

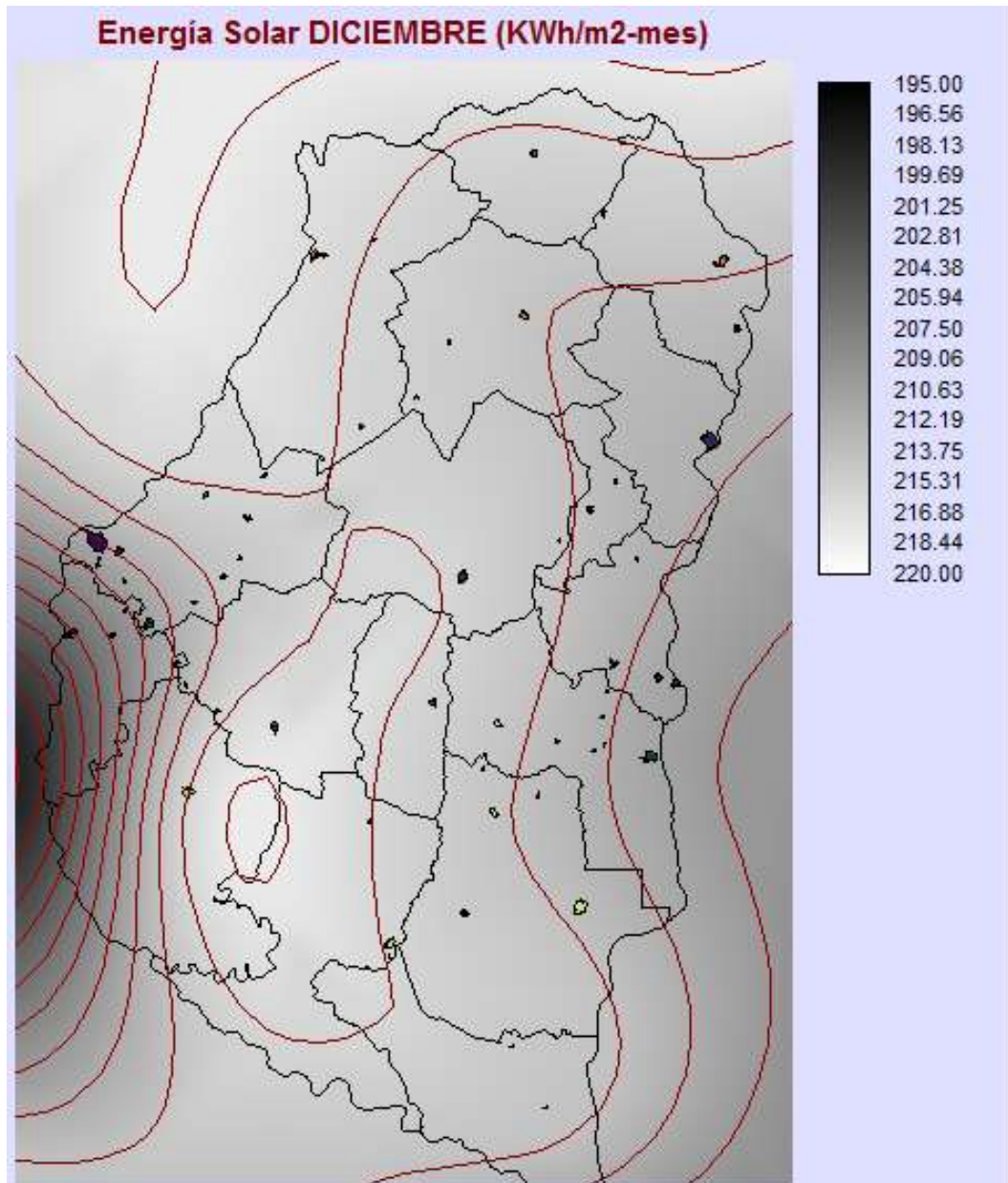


Figura 12 - “Mapa de energía solar disponible para el mes de diciembre” (Fuente: Aguirre, 2015, p. 13)

“Las isótopas están trazadas cada 2 KWh/m2-mes. El valor más bajo de la isótopa al oeste corresponde a 200 KWh/m2-mes mientras que el más elevado de la isótopa entre los departamentos Victoria y Gualeguay es de 218 KWh/m2-mes.” (p. 13)

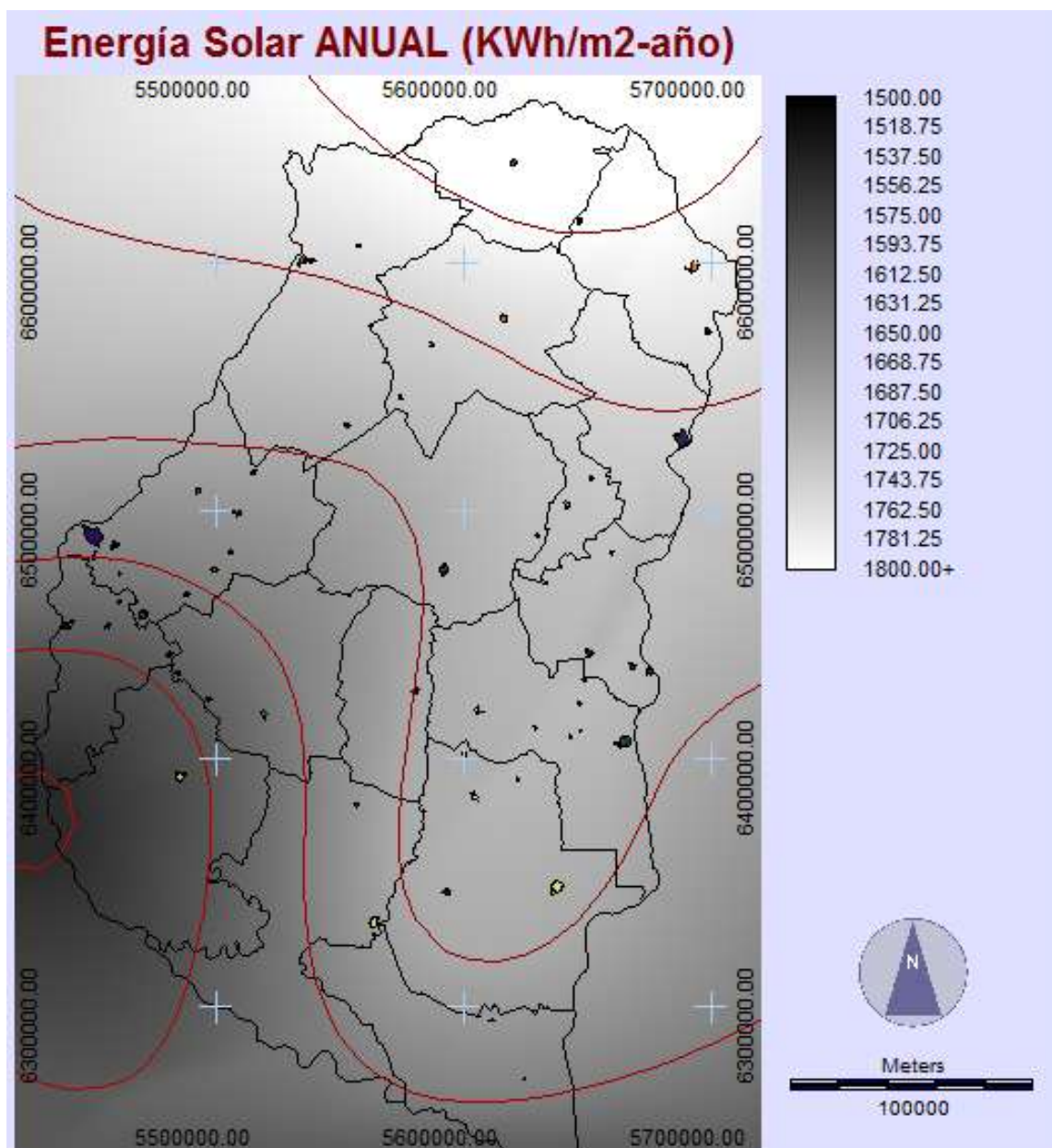


Figura 13 – “Mapa de energía solar disponible para el año” (Fuente: Aguirre, 2015, p. 14)

“Las isótopas están trazadas cada 50 KWh/m²-año. En términos de energía solar anual puede observarse para la provincia de Entre Ríos que la isótopa de menor valor se ubica sobre la margen del río Paraná entre los departamentos Diamante y Victoria con un valor de 1550 KWh/m²-año. Un máximo secundario se encuentra en los departamentos del centro-este de la provincia con valores superiores a los 1700 KWh/m²-año mientras que el valor más elevado corresponde a la isótopa de 1800 KWh/m²-año en el departamento Feliciano y norte de Federación.” (p.14)

8.3.1.2. Ganancia lograda al inclinar los paneles con un ángulo óptimo

Los autores H. Grossi Gallegos y R. Righini en su texto titulado “Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios” detallan en una tabla la energía solar acumulada

en un año para diferentes ubicaciones en Argentina. De la misma se obtiene la ganancia porcentual que se obtiene al darle a los paneles la inclinación adecuada. En dicha tabla, la cual se transcribe a continuación, encontramos los datos para la ciudad de Paraná que es la más próxima al terreno donde estará ubicado el parque. (Grossi Gallegos, H., Righini, R., 2012, p.04.04):

Estación	Coordenadas	$E_{t,0}$ [MWh/m ²]	E_{opt} [MWh/m ²]	Ganancia [%]	Ángulo óptimo [°]	$E_{t, latitud}$ [MWh/m ²]	$E_{t, latitud+10}$ [MWh/m ²]
El Sombrerito	27,65S; 58,77W	1,75	1,87	6,86	-25	1,87	1,83
San Carlos	25,88S; 65,88W	1,87	1,96	4,81	-24	1,96	1,94
Mercedes	29,17S; 58,02W	1,78	1,91	7,30	-24	1,91	1,87
Córdoba	31,49S; 64,18W	1,68	1,76	4,76	-27	1,75	1,72
San Juan	31,56S; 68,53W	2,05	2,23	8,78	-27	2,22	2,18
Rafaela	31,28S; 61,55W	1,71	1,83	7,02	-25	1,83	1,78
Paraná	31,58S; 60,48W	1,68	1,83	8,93	-27	1,82	1,79
M. Juárez	32,68S; 62,12W	1,64	1,75	6,71	-26	1,74	1,70
V. Mercedes	33,72S; 65,48W	1,64	1,77	7,93	-28	1,77	1,72
San Miguel	34,55S; 58,73W	1,55	1,68	8,39	-27	1,67	1,62
Rama Caída	34,67S; 68,38W	1,76	1,93	9,66	-29	1,93	1,88
Anguil	36,5S; 63,98W	1,64	1,78	8,54	-29	1,76	1,72
Alto Valle	39,02S; 67,57W	1,64	1,81	10,37	-30	1,79	1,74
Bariloche	41,20S; 71,17W	1,68	1,88	11,90	-33	1,86	1,81
Trelew	43,24S; 65,27W	1,53	1,77	15,69	-35	1,76	1,71
Ushuaia	54,72S; 67,75W	1,02	1,24	21,57	-42	1,22	1,01
Alte. Brown	64,88S; 62,88W	0,78	1,11	42,31	-68	1,11	1,10

Tabla 1: Energía solar acumulada en un año sobre un plano mirando al Norte, inclinado a diferentes ángulos (nulo, óptimo, igual a la latitud y a la latitud más 10°) con respecto a la horizontal y ganancia porcentual del plano inclinado un ángulo óptimo con respecto a la recibida sobre un plano horizontal para diferentes ubicaciones en Argentina.

8.3.1.3. Carta solar para una latitud de -32,6°

Explicar para qué usamos esta carta, que información brinda y de donde se obtuvo
Página web de la Universidad de Oregon

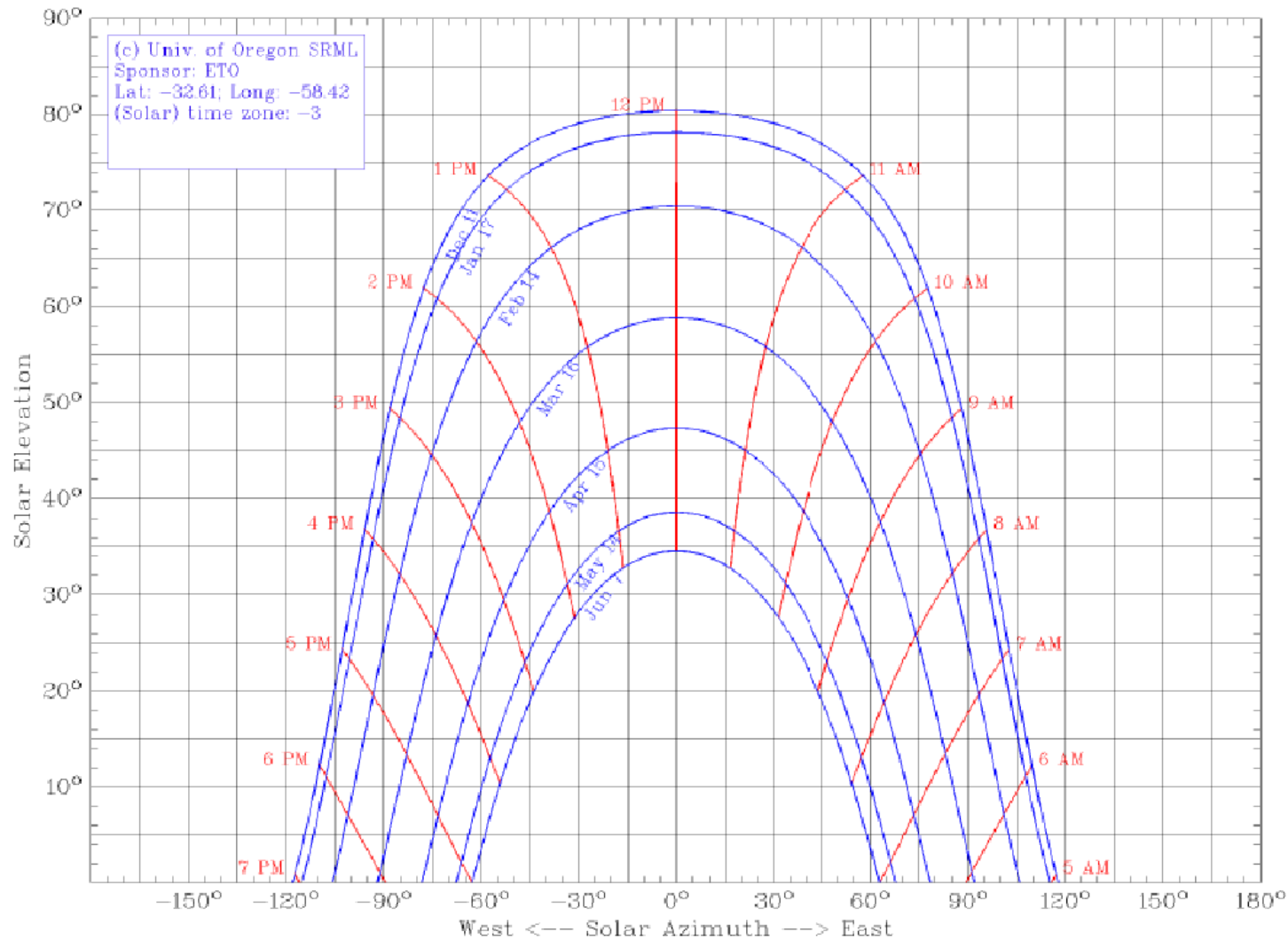


Figura 14 - Carta solar para una latitud de -32,6° y longitud -58,4

8.3.1.4. Valores extremos de temperatura – SMN

Ingresando a la página web del Servicio Meteorológico Nacional (SMN), podemos obtener los datos de temperaturas extremas para la ciudad de Concepción del Uruguay. Los mismos se muestran a continuación. (Características: Estadísticas de largo plazo. Servicio meteorológico nacional 2019. Recuperado de: <https://www.smn.gov.ar/estadisticas>).

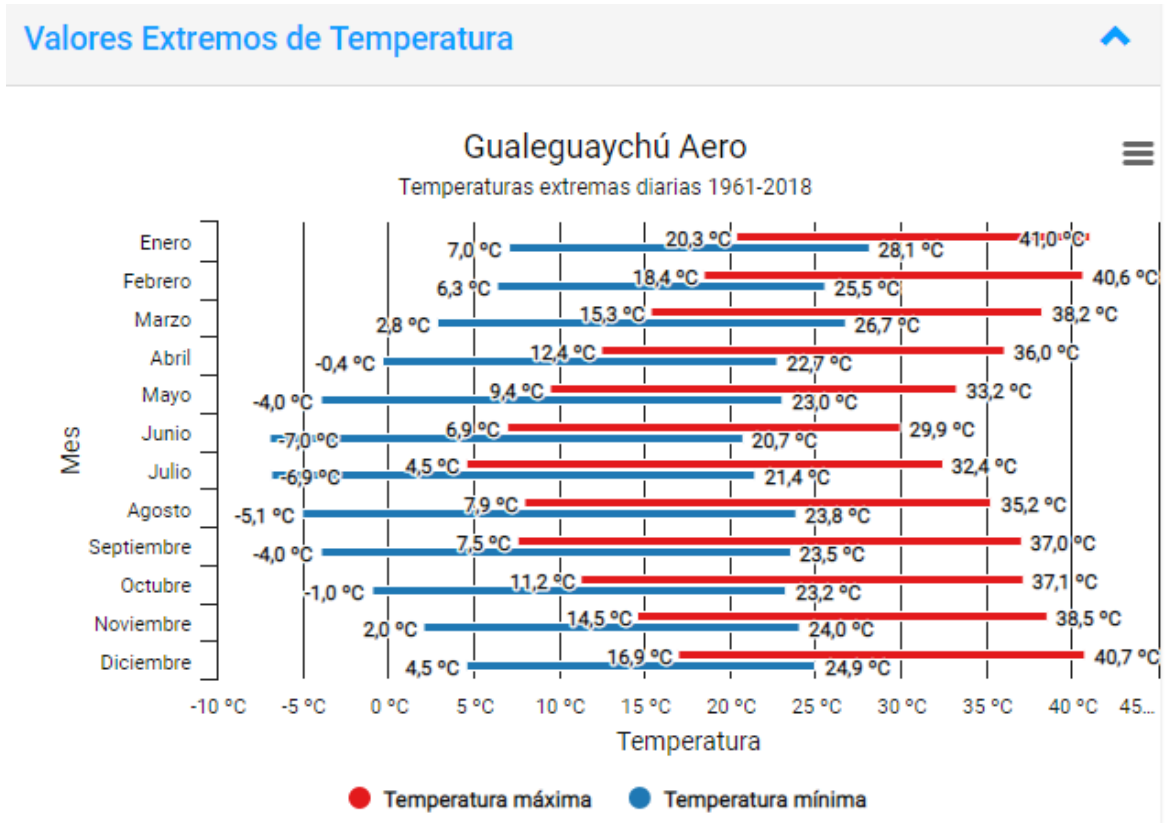


Figura 15 - Valores extremos de temperatura para Concepción del Uruguay

8.3.1.5. Verificación del diseño del parque con el software en línea de Fronius

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



PROYECTO

Pais	Argentina
Nombre del proyecto	Parque Fotovoltaico 500 kW
Consumo de corriente anual	943.850 kWh
Perfil estándar	Trabajo

MÓDULO FV

Módulo FV fabricante	JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Modelo	JKM-315P-72-V
Temp. de módulo min. / máx.	0 °C / 70 °C

INVERSOR

Tipo de Inversor	ECO 27.0-3-S
R. de potencia min. / máx.	90% / 115%

RESUMEN

Relación de potencia	114%
Pmpp para 25 °C	31,50 kWp
Caja de string requerida	no
MPPT A	5x20

MPPT DETALLES

	A
Cableado (series. x mód.)	5 x 20
Corriente de cortocircuito 25 °C	45,05 A
Umpp para 70 °C	615,10 V
Tensión circuito abierto para 0 °C	995,61 V
Tensión de MPP para 25 °C	744,00 V
Pmpp para 25 °C	31,50 kWp
Fusibles de string requeridos	sí

FRONIUS International GmbH no asume responsabilidad alguna por la integridad de los datos de módulos e inversores empleados ni por las configuraciones incorrectas, diseños erróneos o instalaciones de instalaciones creadas mediante el configurador. Todos los derechos de responsabilidad frente a Fronius que guarden relación con daños materiales o materiales debidos al uso del Solar configurator, quedan excluidos siempre que Fronius no haya actuado de forma odiosa o negligente grave. El diseño Quick se basa en los siguientes supuestos: No se tiene en consideración el SPD, tensión de CA, carga desequilibrada o limitación de potencia específicas de países. Lugar de instalación < 2000m. Rendimiento específico para cálculo de almacenamiento = 1000 kWh/kWp. 1/3
Recomendación de fusibles basada en el IEC 60364-7-712: 2016. Podrían existir modificaciones debido a posibles requisitos específicos de país por parte de eléctricas o autoridades estatales.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



MÓDULO FV

Módulo FV fabricante	JinkoSolar Holding Co. Ltd.
Modelo	JKM-315P-72-V
Tensión sin carga	46,20 V
Corriente de cortocircuito	9,01 A
Tensión MPP a 25 °C	37,20 V
Corriente MPP a 25 °C	8,47 V
Potencia MPP a 25 °C	315,00 W
Tensión máxima del sistema	1.500,00 V
CT de la tensión sin carga	-0,310000 %/K -0,143220 V/K
CT de la corriente de cortocircuito	0,060000 %/K 0,005406 A/K
CT de la potencia	-0,410000 %/K -1,291500 W/K
Tecnología de célula	Policristalino
Max. cor. de retroalimentación	15,00 A
Dimensiones (alt. x anch. x prof.)	1.956x992x40 mm
Recomendación de puesta a tierra	no

FRONIUS International GmbH no asume responsabilidad alguna por la integridad de los datos de módulos e inversores empleados ni por las configuraciones incorrectas, diseños erróneos o los fallos de instalaciones creados mediante el configurador. Todos los derechos de responsabilidad frente a Fronius que guarden relación con daños materiales o materiales o datos al uso del Solar configurator, quedan excluidos siempre que Fronius no haya actuado de forma dolosa o negligente grave. El diseño Ginko se basa en los siguientes supuestos: No se tiene en consideración corriente, tensión de CA, carga desequilibrada o limitación de potencia a especificación de países. Lugar de instalación < 2000 m. Rendimiento específico para cálculo de almacenamiento = 1000 (MWh/Wp).
Recomendación de frías basada en el IEC 60364-7-712: 2016. Podrían existir modificaciones debido a posibles requisitos específicos de país por parte de eléctricos o autoridades estatales.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



INVERSOR

Tipo de Inversor	ECO 27.0-3-S
ENTRADA	
Número de MPP-Tracker	1
Max. Corriente de entrada MPP A	47,70 A
Max. Corriente de cortocircuito módulos MPP A	71,60 A
Rango de tensión de entrada DC	580 - 1.000 V
Rango de tensión MPP	580 - 850 V
Número de entradas DC MPP A	6
Potencia CC máx.	37.800 W
SALIDA	
Potencia nominal CA	27.000 W
Potencia máxima CA	27.000 VA
Cos ϕ mín.	0,10
Trifásico	si
Euro. Eficiencia	98,0 %
Eficiencia máx.	98,3 %
GENERAL	
Dimensiones (alt. x anch. x prof.)	725x510x225 mm
Peso	35,7 kg
Tipo de protección	IP 66
Temperatura ambiental	-25 - 60 °C
Max. Altitud sobre el nivel del mar	2.000 m

FRONIUS International GmbH no asume responsabilidad alguna por la integridad de los datos de módulos e inversores empleados ni por las configuraciones incorrectas, diseños erróneos o ineficientes de instalaciones creadas mediante el configurador. Todos los derechos de responsabilidad frente a Fronius que guarden relación con daños materiales o inmatriculados debidos al uso del Solar configurador, quedan excluidos siempre que Fronius no haya actuado de forma dolosa o negligente grave. El diseño que se basa en los siguientes supuestos: No se tiene en consideración cos ϕ , tensión de CA, carga desequilibrada o limitación de potencia específicas de países. Lugar de instalación = 2000m. Rendimiento específico para cálculo de alineamiento = 1000 kWh/kWp. Recomendación de fusibles basada en el IEC 60364-7-712: 2010. Podrían existir modificaciones debido a posibles requisitos específicos de país, por parte de organismos o autoridades estatales.

8.3.1.6. Manual de operación del inversor FRONIUS Eco

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / Solar Electronics



Fronius Symo
3.0-3-S / 3.7-3-S / 4.5-3-S
3.0-3-M / 3.7-3-M / 4.5-3-M
5.0-3-M / 6.0-3-M / 7.0-3-M
8.2-3-M
10.0-3-M / 12.5-3-M / 15.0-3-M
17.5-3-M / 20.0-3-M

Fronius Eco
25.0-3-S / 27.0-3-S

EN	Operating Instructions Grid-connected inverter
IT	Istruzioni per l'uso Inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete
PT-BR	Manual de instruções Retificador alternado acoplado à rede



42,0410,2028 014-15122015

Dear reader,

EN

Introduction

Thank you for the trust you have placed in our company and congratulations on buying this high-quality Fronius product. These instructions will help you familiarise yourself with the product. Reading the instructions carefully will enable you to learn about the many different features it has to offer. This will allow you to make full use of its advantages.

Please also note the safety rules to ensure greater safety when using the product. Careful handling of the product will repay you with years of safe and reliable operation. These are essential prerequisites for excellent results.

Explanation of safety symbols



DANGER! Indicates immediate and real danger. If it is not avoided, death or serious injury will result.



WARNING! Indicates a potentially dangerous situation. Death or serious injury may result if appropriate precautions are not taken.



CAUTION! Indicates a situation where damage or injury could occur. If it is not avoided, minor injury and/or damage to property may result.



NOTE! Indicates a risk of flawed results and possible damage to the equipment.

IMPORTANT! Indicates tips for correct operation and other particularly useful information. It does not indicate a potentially damaging or dangerous situation.

If you see any of the symbols depicted in the "Safety rules" chapter, special care is required.

Safety rules

General



The device is manufactured using state-of-the-art technology and according to recognised safety standards. If used incorrectly or misused, however, it can cause:

- injury or death to the operator or a third party,
- damage to the device and other material assets belonging to the operator,
- inefficient operation of the device.

All persons involved in commissioning, maintaining and servicing the device must

- be suitably qualified,
- have knowledge of and experience in dealing with electrical installations and
- read and follow these operating instructions carefully.

The operating instructions must always be at hand wherever the device is being used. In addition to the operating instructions, attention must also be paid to any generally applicable and local regulations regarding accident prevention and environmental protection.

All safety and danger notices on the device

- must be in a legible state,
- must not be damaged,
- must not be removed,
- must not be covered, pasted or painted over.

The terminals can reach high temperatures.



Only operate the device when all protection devices are fully functional. If the protection devices are not fully functional, there is a risk of

- injury or death to the operator or a third party,
- damage to the device and other material assets belonging to the operator,
- inefficient operation of the device.

Any safety devices that are not functioning properly must be repaired by a suitably qualified engineer before the device is switched on.

Never bypass or disable protection devices.

For the location of the safety and danger notices on the device, refer to the "General" section in the operating instructions for the device.

Before switching on the device, rectify any faults that could compromise safety.

This is for your personal safety!

Environmental conditions



Operation or storage of the device outside the stipulated area will be deemed as "not in accordance with the intended purpose". The manufacturer shall not be held liable for any damage arising from such usage.

For exact information on permitted environmental conditions, please refer to the "Technical data" in the operating instructions.

Qualified service engineers



The servicing information contained in these operating instructions is intended only for the use of qualified service engineers. An electric shock can be fatal. Do not perform any actions other than those described in the documentation. This applies even if you are qualified to do so.



All cables and leads must be secure, undamaged, insulated and adequately dimensioned. Loose connections, scorched, damaged or inadequately dimensioned cables and leads must be immediately repaired by authorised personnel.



Maintenance and repair work must only be carried out by authorised personnel.

It is impossible to guarantee that bought-in parts are designed and manufactured to meet the demands made of them, or that they satisfy safety requirements. Use only original spare parts (also applies to standard parts).

Do not carry out any modifications, alterations, etc. to the device without the manufacturer's consent.

Components that are not in perfect condition must be changed immediately.

Noise emission values



The maximum sound power level of the inverter is specified in the Technical Data.

The device is cooled as quietly as possible with the aid of an electronic temperature control system; this depends on the amount of converted power, the ambient temperature, the level of soiling of the device, etc.

It is not possible to provide a workplace-related emission value for this device because the actual sound pressure level is heavily influenced by the installation situation, the power quality, the surrounding walls and the properties of the room in general.

EMC measures



In certain cases, even though a device complies with the standard limit values for emissions, it may affect the application area for which it was designed (e.g. when there is sensitive equipment at the same location, or if the site where the device is installed is close to either radio or television receivers). If this is the case, then the operator is obliged to take appropriate action to rectify the situation.

Disposal



To comply with the European Directive 2002/96/EC on Waste Electrical and Electronic Equipment and its implementation as national law, electrical equipment that has reached the end of its life must be collected separately and returned to an approved recycling facility. Any device that you no longer require must either be returned to your dealer or given to one of the approved collection and recycling facilities in your area. Ignoring this European Directive may have potentially adverse effects on the environment and your health!

Data protection



The user is responsible for the safekeeping of any changes made to the factory settings. The manufacturer accepts no liability for any deleted personal settings.

Copyright



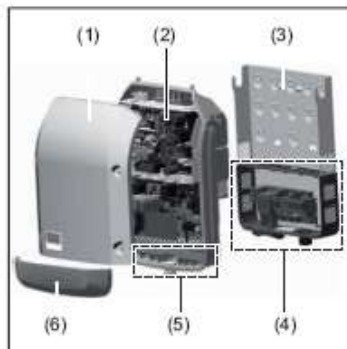
Copyright of these operating instructions remains with the manufacturer.

The text and illustrations are all technically correct at the time of printing. We reserve the right to make changes. The contents of the operating instructions shall not provide the basis for any claims whatsoever on the part of the purchaser. If you have any suggestions for improvement, or can point out any mistakes that you have found in the instructions, we will be most grateful for your comments.

EN

General

Device concept



Device design:

- (1) Housing lid
- (2) Inverter
- (3) Wall bracket
- (4) Connection area incl. DC main switch
- (5) Data communication area
- (6) Data communication cover

The inverter converts the direct current created in the solar modules into alternating current. This alternating current is fed into the public grid synchronously with the grid voltage.

The inverter has been developed exclusively for use in grid-connected photovoltaic systems; it is impossible to generate energy independently of the public grid.

Thanks to its design and the way it works, the inverter is extremely safe both to install and to operate.

The inverter automatically monitors the public grid. In the event of abnormal grid conditions, the inverter ceases operating immediately and stops feeding power into the grid (e.g. if the grid is switched off, if there is an interruption, etc.).

Grid monitoring involves monitoring voltage, frequency and the stand-alone situation.

The inverter operates fully automatically. As soon after sunrise as there is sufficient energy available from the solar modules, the inverter starts monitoring the grid. When insolation has reached a sufficient level, the inverter starts feeding energy into the grid.

The inverter operates in such a way that the maximum possible amount of power is obtained from the solar modules.

As soon as the power available has fallen below the level at which energy can be fed into the grid, the inverter disconnects the power electronics completely from the grid and stops running. It retains all its settings and stored data.

If the inverter becomes too hot, it automatically reduces the current output power in order to protect itself.

Reasons for the inverter becoming too hot include the ambient temperature being too high or inadequate heat dissipation (e.g. if it is installed in a switch cabinet without suitable heat dissipation).

The Fronius Eco does not have an internal boost converter. This results in certain restrictions in the choice of solar module and string. The minimum DC input voltage ($U_{DC\ min}$) depends on the grid voltage. On the other hand, a highly optimised device is then available for the appropriate application.

Proper use

The solar inverter is intended exclusively to convert direct current from solar modules into alternating current and to feed this into the public grid.

Utilisation not in accordance with the intended purpose comprises:

- utilisation for any other purpose or in any other manner
- making any modifications to the inverter that have not been expressly approved by Fronius
- the installation of parts that are not distributed or expressly approved by Fronius.

Fronius shall not be liable for any damage resulting from such action.
No warranty claims will be entertained.

Proper use includes:

- carefully reading and obeying all the instructions and all the safety and danger notices in the operating instructions
- performing all stipulated inspection and maintenance work
- installation as specified in the operating instructions

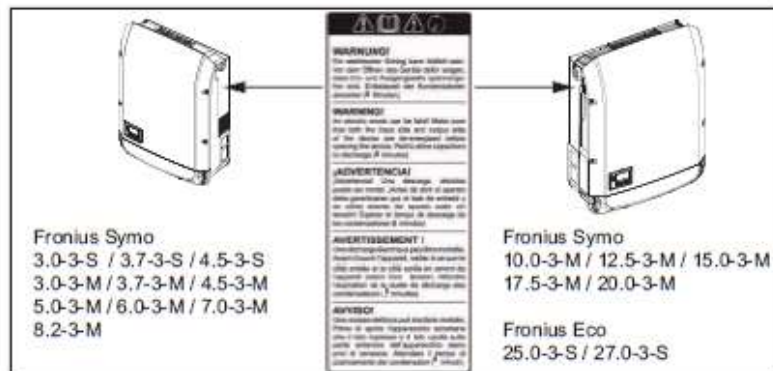
When designing the photovoltaic system, ensure that all of its components are operated within their permitted operating ranges at all times.

Observe all the measures recommended by the solar module manufacturer to ensure the lasting maintenance of the properties of the solar module.

Obey the regulations of the energy supply company regarding feeding energy into the grid.

Warning notices on the device

There are warning notices and safety symbols on and in the inverter. These warning notices and safety symbols must not be removed or painted over. They warn against operating the device incorrectly, as this may result in serious injury and damage.



Safety symbols:



Risk of serious injury and damage due to incorrect operation



Do not use the functions described here until you have fully read and understood the following documents:

- these operating instructions
- all the operating instructions for the system components of the photovoltaic system, especially the safety rules



Dangerous electrical voltage



Wait for the capacitors to discharge.

Text of the warning notices:

WARNING!

An electric shock can be fatal. Make sure that both the input side and output side of the device are de-energised before opening the device. Wait for the capacitors to discharge (5 minutes).

Notes regarding dummy devices

A dummy device is not suitable for connecting operationally to a photovoltaic system, and must only ever be used for demonstration purposes.

IMPORTANT! Never connect DC cables to the DC connection sockets on a dummy device.

The connection of de-energised cables or sections of cable for demonstration purposes is permissible.

A dummy device can be recognised by its device rating plate:

					U _{AC} nom: 230 V I _{AC} nom: 32 / 50 A C-Grid: T-HPPE I _{SC} max: 5.5 A I _{SC} max: 5.5 A U _{DC} max: 4500 V
www.fronius.com Model No: Part No: Ser. No:		N 28224 			U _{DC} max: 5.5 kV max P _{max} (nominal): 4000 W U _{DC} max: 150 - 800 V U _{DC} max: 150 - 1000 V I _{SC} max: 16.5 A I _{SC} max: 24.5 A
18C62109-1-2 / EN62109-3-21 / EN62109-3-21 EN62109-3-21		VDE AR N 4105 CEI 0-21			DIN VDE V 0126-1-1 Safety Class I P 90

Example: Device rating plate of a dummy device

String fuses



WARNING! An electric shock can be fatal. Danger from voltage at the fuse holders. The fuse holders are live when a voltage is present on the DC connection of the inverter, even when the DC switch is switched off. Make sure that the DC side is de-energised before carrying out any work on the inverter's fuse holders.

String fuses are used in the Fronius Eco to provide additional protection for the solar modules.

The maximum short circuit current I_{SC} , the maximum module return current I_R or the maximum string fuse rating specified in the module data sheet of the respective solar module is crucial in affording the solar modules the correct fuse protection.

The maximum short circuit current I_{SC} per terminal is 12 A.

Where necessary, a tripping current higher than 12 A may be selected for the string fuses. A DC Connector Kit (item number: 4,251,015) must be used if the inverter is operated with an external string combiner box.

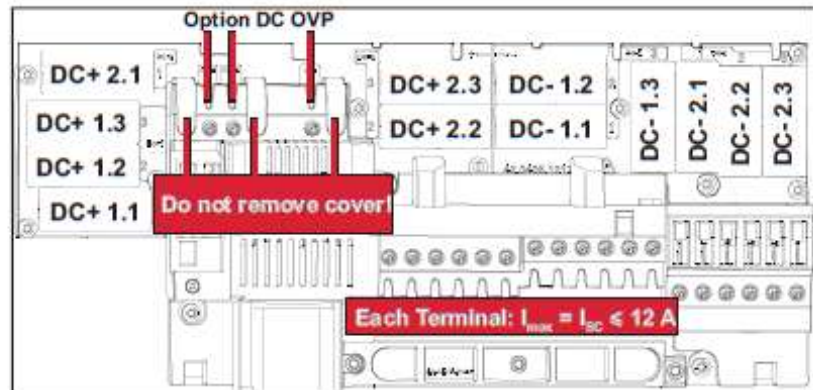
The national regulations regarding fuse protection must be observed. The electrical engineer carrying out the installation is responsible for the correct choice of string fuses.



NOTE! To avoid the risk of a fire, only replace faulty fuses with new ones of the same rating.

As an option, the inverter can be supplied with the following fuses:

- 6 x 15 A string fuses on the DC+ input and 6 x metal pins on the DC- input
- 12 x metal pins



Criteria for selecting the right string fuses

The following criteria must be met for each solar module string when selecting suitable fuses:

- $I_N > 1.8 \times I_{SC}$
- $I_N < 2.4 \times I_{SC}$
- $U_N \geq$ max. input voltage of the inverter used
- Fuse dimensions: diameter 10 x 38 mm

I_N Nominal current of fuse

I_{SC} Short circuit current for standard test conditions (STC) according to the solar module data sheet

U_N Rated voltage of fuse

NOTE! The nominal current rating of the fuse must not exceed the maximum fuse protection specified in the data sheet supplied by the solar module manufacturer. If a maximum fuse protection is not specified, then this information must be requested from the solar module manufacturer.

Data communication and Solar Net

Fronius Solar Net and data interface

Fronius Solar Net was developed to make system add-ons flexible to use in a variety of different applications. Fronius Solar Net is a data network that enables multiple inverters to be linked up using system add-ons.

It is a bus system that uses a ring topology. One suitable cable is sufficient for communication between one or several inverters that are connected on the Fronius Solar Net using a system add-on.

Fronius Solar Net automatically recognises a wide variety of system add-ons.

In order to distinguish between several identical system add-ons, each one must be assigned a unique number.

Similarly, every inverter on the Fronius Solar Net must be assigned a unique number. Refer to the section entitled 'The SETUP menu item' for instructions on how to assign a unique number.

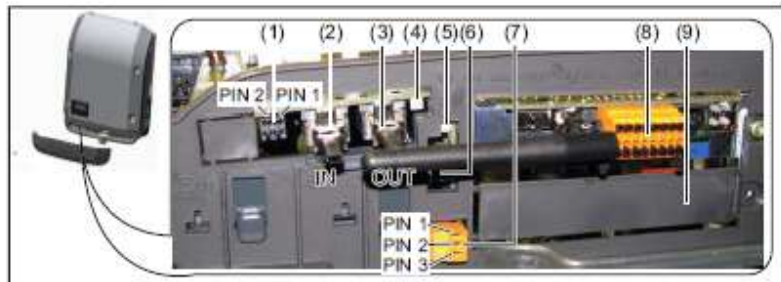
More detailed information on the individual system add-ons can be found in the relevant operating instructions or on the internet at www.fronius.com

More detailed information on cabling DATCOM components can be found at:



→ <http://www.fronius.com/QR-link/4204101938>

Data communication area



Depending on the model, the inverter may be equipped with the Fronius Datamanager plug-in card.

Item	Designation
(1)	<p>Switchable multifunction current interface. For more details, refer to the section below entitled "Explanation of the multifunction current interface"</p> <p>Use the 2-pin mating connector supplied with the inverter to connect to the multifunction current interface.</p>
(2)	Fronius Solar Net connection / interface protocol IN
(3)	<p>Fronius Solar Net connection / interface protocol OUT</p> <p>'Fronius Solar Net' / interface protocol input and output for connecting to other DATCOM components (e.g. inverter, sensor box, etc.)</p> <p>If several DATCOM components are linked together, a terminating plug must be connected to every free IN or OUT connection on a DATCOM component. For inverters with a Fronius Datamanager plug-in card, two terminating plugs are supplied with the inverter.</p>
(4)	<p>The 'Solar Net' LED</p> <p>indicates whether the Fronius Solar Net power supply is available</p>
(5)	<p>The 'Data transfer' LED</p> <p>flashes while the USB flash drive is being accessed. The USB flash drive must not be removed while recording is in progress.</p>
(6)	<p>USB A socket</p> <p>for connecting a USB flash drive with maximum dimensions of 65 x 30 mm (2.6 x 2.1 in.)</p> <p>The USB flash drive can function as a datalogger for an inverter. The USB flash drive is not included in the scope of supply of the inverter.</p>
(7)	<p>Floating switch contact with mating connector</p> <p>max. 250 V AC / 4 A AC max. 30 V DC / 1 A DC max. 1.5 mm² (AWG 16) cable cross-section</p> <p>Pin 1 = NO contact (Normally Open) Pin 2 = C (Common) Pin 3 = NC contact (Normally Closed)</p> <p>Use the mating connector supplied with the inverter to connect to the floating switch contact.</p>
(8)	<p>Fronius Datamanager with WLAN antenna</p> <p>or</p> <p>cover for option card compartment</p>
(9)	Cover for option card compartment

Description of the 'Fronius Solar Net' LED

The 'Solar Net' LED is on:
the power supply for data communication within the Fronius Solar Net / interface protocol is OK

The 'Solar Net' LED flashes briefly every 5 seconds:
data communication error in the Fronius Solar Net

- Overcurrent (current flow > 3 A, e.g. resulting from a short circuit in the Fronius Solar Net ring)
- Undervoltage (not a short circuit, voltage in Fronius Solar Net < 6.5 V, e.g. if there are too many DATCOM components on the Fronius Solar Net and not enough electrical power is available)

In this case, power for the DATCOM components must be supplied by connecting an

additional power supply to one of the DATCOM components.

To detect the presence of an undervoltage, check some of the other DATCOM components for faults as required.

After cutting out because of overcurrent or undervoltage, the inverter attempts to restore the power supply in the Fronius Solar Net every 5 seconds while the fault is still present.

Once the fault is rectified, power to the Fronius Solar Net will be restored within 5 seconds.

Example

Recording and archiving data from the inverter and sensor using a Fronius Datamanager and a Fronius Sensor Box:



Data network with 3 inverters and a Fronius Sensor Box:

- Inverter 1 with Fronius Datamanager
- Inverters 2 and 3 without Fronius Datamanager!

⬅ = Terminating plug

The external communication (Fronius Solar Net) takes place on the inverter via the data communication area. The data communication area contains two RS 422 interfaces as inputs and outputs. RJ45 plug connectors are used to make the connection.

IMPORTANT! Since the Fronius Datamanager functions as a datalogger, the Fronius Solar Net ring must not include any other datalogger.

There must only be one Fronius Datamanager in each Fronius Solar Net ring. Fronius Symo 3 - 10 kW: Any other Fronius Datamanagers must be removed and the unoccupied option card slot sealed off using the blanking cover (42,0405,2020 - available from Fronius as an optional extra); alternatively, use an inverter without Fronius Datamanager (light version).

Fronius Symo 10 - 20 kW, Fronius Eco: Any other Fronius Datamanagers must be removed and the unoccupied option card slot sealed off by replacing the cover (item no. 42,0405,2094); alternatively, use an inverter without Fronius Datamanager (light version).

Explanation of the multifunction current interface

Various wiring variants can be connected to the multifunction current interface. However, these cannot be operated simultaneously. For example, if an S0 meter is connected to the multifunction current interface, it is not possible to connect a signal contact for overvoltage protection (or vice versa).

Pin 1 = measurement input: max. 20 mA, 100 Ohm measurement resistor (load impedance)

Pin 2 = max. short circuit current 15 mA, max. open circuit voltage 16 V DC or GND

Wiring diagram variant 1: Signal contact for overvoltage protection

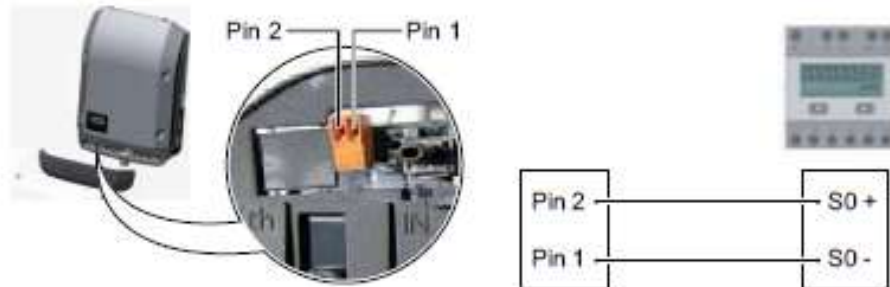
Depending on the setting in the Basic menu, the DC OVP Type 2 option (overvoltage protection) either outputs a warning or an error on the display. Further information on the DC OVP Type 2 option can be found in the installation instructions.

Wiring diagram variant 2: S0 meter

A meter for recording the self-consumption of each S0 can be connected directly to the inverter. This S0 meter can be positioned directly at the feed-in point or in the consumption branch. As one of the settings on the Fronius Datamanager website, a dynamic power reduction can be set under the "EVU Editor" menu subitem (see Fronius Datamanager operating instructions under

www.fronius.com/QR-link/4204260173DE)

IMPORTANT! In order to connect an S0 meter to the inverter, it may be necessary to update the inverter firmware.



Requirements for the S0 meter:

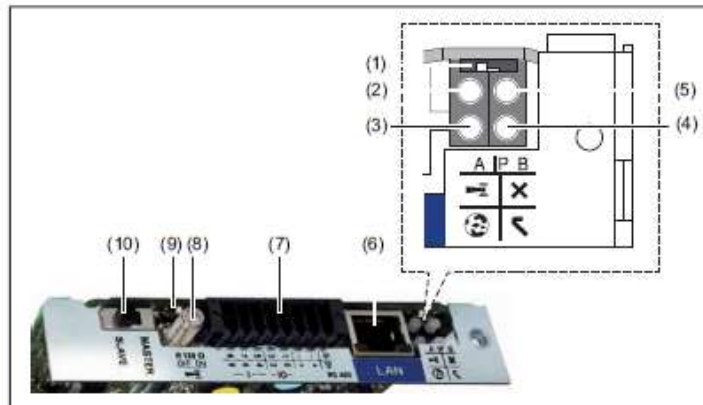
- Must comply with the IEC62053-31 Class B standard
- Max. voltage 15 V DC
- Max. current when ON 15 mA
- Min. current when ON 2 mA
- Max. current when OFF 0.15 mA

Recommended max. pulse rate of the S0 meter:

PV output kWp [kW]	Max. pulse rate per kWp
30	1000
20	2000
10	5000
≤ 5.5	10,000

Fronius Datamanager 2.0

Controls, connections and displays on the Fronius Datamanager



No. Function

(1) IP switch

For switching the IP address:

Switch position A

Specified IP address and opening of the WLAN Access Point

For a direct connection to a PC via LAN, the Fronius Datamanager 2.0 uses the static IP address 169.254.0.180.

If the IP switch is in position A, an Access Point for a direct WLAN connector to the Fronius Datamanager 2.0 is opened.

Access data for this Access Point:

Network name: FRONIUS_240.XXXXXX

Code: 12345678

Access to the Fronius Datamanager 2.0 is possible:

- using the DNS name "http://datamanager"
- using the IP address 169.254.0.180 for the LAN interface
- using the IP address 192.168.250.181 for the WLAN Access Point

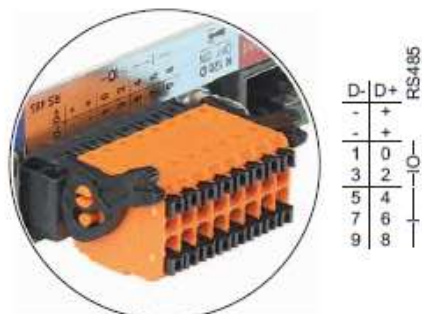
Switch position B

Assigned IP address

The Fronius Datamanager 2.0 uses an assigned IP address (factory setting dynamic (DHCP))

The IP address can be set on the Fronius Datamanager 2.0 website.

No.	Function
(2)	WLAN LED <ul style="list-style-type: none"> - flashing green: Fronius Datamanager 2.0 is in Service mode (the IP switch on the Fronius Datamanager 2.0 plug-in card is in position A or Service mode has been activated via the inverter display, the WLAN Access Point is open) - steady green: WLAN connection established - Flashing alternately green/red: Overruns the time that the WLAN Access Point is open following activation (1 hour) - steady red: no WLAN connection - flashing red: faulty WLAN connection - does not light up if the Fronius Datamanager 2.0 is in Slave mode
(3)	Solar.web connection LED <ul style="list-style-type: none"> - steady green: 'Fronius Solar.web' connection established - steady red: when a 'Fronius Solar.web' connection is required but has not been established - does not light up: when no connection to 'Fronius Solar.web' is required
(4)	Supply LED <ul style="list-style-type: none"> - steady green: 'Fronius Solar Net' is providing an adequate power supply; the 'Fronius Datamanager 2.0' is ready for use. - does not light up: insufficient or no power supply from 'Fronius Solar Net' - an external power supply is required or if the Fronius Datamanager 2.0 is in Slave mode - flashing red: update in progress <p>IMPORTANT! Never interrupt the power supply while an update is in progress.</p> <ul style="list-style-type: none"> - steady red: the update failed
(5)	Connection LED <ul style="list-style-type: none"> - steady green: connection within the 'Fronius Solar Net' established - steady red: connection within the 'Fronius Solar Net' interrupted - does not light up if the Fronius Datamanager 2.0 is in Slave mode
(6)	LAN connection Ethernet interface, colour-coded blue, for connecting the Ethernet cable
(7)	I/Os digital inputs and outputs



Modbus RTU 2-wire (RS485):

D- Modbus data -
D+ Modbus data +

No. Function

Int./ext. supply

- GND
- + U_{int} / U_{ext}
internal voltage output 12.8 V
or
input for an external power supply
>12.8 - 24 V DC (+ 20 %)

Digital inputs: 0 - 3, 4 - 9

Voltage level: low = min. 0 V - max. 1.8 V; high = min. 3 V - max. 24 V DC (+ 20 %)
Input currents: dependent on input voltage; Input resistance = 46 kOhm

Digital outputs: 0 - 3

Switching capacity when power is supplied by the Fronius Datamanager 2.0 plug-in card: 3.2 W in total for all 4 digital outputs

Switching capacity when power is supplied by an external power supply delivering min. 12.8 - max. 24 V DC (+ 20 %), connected to U_{int} / U_{ext} and GND: 1 A, 12.8 - 24 V DC (depending on external power supply) for each digital output

The connection to the I/Os is implemented using the supplied mating connector.

(8) Antenna socket

this is where the WLAN antenna is connected

(9) Modbus termination switch (for Modbus RTU)

internal bus terminator with 120 Ohm resistor (yes/no)

Switch in "on" position: 120 Ohm terminating resistor active
Switch in "off" position: no terminating resistor active



IMPORTANT! On a RS485 bus, the terminating resistor on the first and last devices must be active.

(10) Fronius Solar Net Master / Slave switch

to switch from master to slave mode within a Fronius Solar Net ring

IMPORTANT! In slave mode, all the LEDs on the Fronius Datamanager 2.0 plug-in card are off.

Fronius Datamanager during the night or when the available DC voltage is insufficient

The Night Mode parameter under "Display Settings" in the Setup menu is preset to OFF in the factory. For this reason the Fronius Datamanager cannot be accessed during the night or when the available DC voltage is insufficient.

To nevertheless activate the Fronius Datamanager, switch the inverter off and on again at the mains and press any key on the inverter display within 90 seconds.

See also the chapters on "The Setup menu items", "Display settings" (Night Mode).

Starting for the first time



NOTE! Starting the Fronius Datamanager 2.0 for the first time can be made significantly easier with the aid of the Fronius Solar.web App. The Fronius Solar.web App is available in the relevant App store.



EN

When starting Fronius Datamanager 2.0 for the first time,

- the Fronius Datamanager 2.0 plug-in card must be installed in the inverter, or
- there must be a Fronius Datamanager Box 2.0 in the Fronius Solar Net ring.

IMPORTANT! In order to establish a connection to Fronius Datamanager 2.0, the end device in question (e.g. laptop, tablet, etc.) must be set up as follows:

- "Obtain IP address automatically (DHCP)" must be activated



NOTE! If the photovoltaic system has only one inverter, steps 1 and 2 below can be skipped. In this case, starting for the first time will commence with step 3.

- 1 Connect inverter with Fronius Datamanager 2.0 or Fronius Datamanager Box 2.0 to the Fronius Solar Net
- 2 When networking several inverters together in Fronius Solar Net:
Set the Fronius Solar Net master / slave switch on the Fronius Datamanager 2.0 plug-in card correctly
 - One inverter with Fronius Datamanager 2.0 = master
 - All other inverters with Fronius Datamanager 2.0 = slave (the LEDs on the Fronius Datamanager 2.0 plug-in cards are not illuminated)
- 3 Switch the device into service mode
 - Activate the WLAN access point via the Setup menu on the inverter



The inverter establishes the WLAN access point. The WLAN access point remains open for 1 hour.

Installation using the Solar.web App

- 4 Download the Fronius Solar.web App



- 5 Run the Fronius Solar.web App

Installation using a web browser

- 4 Connect the end device to the WLAN access point

SSID = Fronius_240.xxxxx (5-8 digits)

- Search for a network with the name "Fronius_240.xxxxx"
- Establish a connection to this network
- Enter password 12345678

(or connect the end device and invert-er using an Ethernet cable)

- 5 Entry in browser:
http://datamanager
or
192.168.250.181 (IP address for WLAN connection)
or
169.254.0.180 (IP address for LAN connection)

The Setup wizard start page is displayed.



The technician wizard is intended for the installer and contains standard-specific settings. Running the technician wizard is optional. If the technician wizard is run, it is vital to note the service password that is issued. This service password is necessary for setting the EVU Editor menu item. If the technician wizard is not run, no specifications regarding power reduction are set.

Running the Solar Web wizard is mandatory.

- 6 Run the Solar Web wizard and follow the instructions

The Fronius Solar.web homepage is displayed,
or
the Fronius Datamanager 2.0 web page is displayed.

- 7 Where necessary, run the technician wizard and follow the instructions

Further information on Fronius Datamanager 2.0

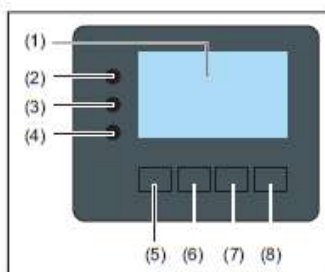
Further information on the Fronius Datamanager 2.0 and other start-up options can be found at



→ <http://www.fronius.com/QR-link/4204260191EA>

Controls and indicators

Controls and indicators



Item	Description
(1)	Display for displaying values, settings and menus
Monitoring and status LEDs	
(2)	General status LED on steady, - if a status code is being displayed on the monitor (red for error, orange for warning) - if the process of feeding energy into the grid is interrupted - while error handling (the inverter waits for an acknowledgement or for an error to be rectified)
(3)	Startup LED (orange) on steady if - the inverter is in its automatic startup or self-test phase (as soon after sunrise as the solar modules are delivering sufficient power) - the inverter has been switched to standby mode in the setup menu (= feeding energy into the grid switched off manually) - the inverter software is being updated
(4)	Operating status LED (green) on steady, - if the PV system is working correctly after the inverter's automatic startup phase - all the time while energy is being fed into the grid
Function keys - allocated different functions depending on the selection:	
(5)	'Left/up' key for navigating to the left and up
(6)	'Down/right' key for navigating down and to the right
(7)	'Menu/Esc' key for switching to the menu level for quitting the Setup menu
(8)	'Enter' key for confirming a selection

The keys operate capacitively. Exposure to water may impair their function. If necessary, wipe the keys dry with a cloth to ensure optimum functionality.

Display

Power for the display comes from the mains voltage. Depending on the setting selected in the Setup menu, the display can be kept on all day.

IMPORTANT! The display on the inverter is not a calibrated measuring device. A slight inaccuracy in comparison with the energy meter used by the energy supply company is intrinsic to the system. A calibrated meter will be needed to calculate the bills for the energy supply company.

	Menu item
	Parameter declaration
	Display of values, units and status codes
	Function key functions

Display areas in display mode

	Energy-Manager (**) Inv. no. Save symbol USB conn.(***)
	Menu item
	Previous menu items
	Currently selected menu item
	Next menu items
	Function key functions

Display areas in setup mode

- (*) Scroll bar
- (**) The Energy Manager symbol is displayed when the Energy Manager function is activated
- (***) Inv. no. = Inverter DATCOM number,
Save symbol - appears briefly while set values are being saved,
USB connection - appears if a USB flash drive has been connected

Navigation at the menu level

Activate display backlighting

1 Press any key

The display backlighting is activated.

There is an option under 'Display Settings' in the SETUP menu to set the display backlighting so that it is on all the time or off all the time.

Automatic deactivation of display backlighting / choose 'NOW' menu item

If no key is pressed for 2 minutes,

- the display backlighting switches off automatically and the inverter goes to the 'NOW' menu item (assuming the display backlighting is set to automatic).
- The selection of the 'NOW' menu item can happen from any position on the menu level with the exception of the item 'Standby' on the Setup menu.
- The amount of energy currently fed in is displayed.

Open menu level



1 Press the 'Menu' key



The display switches to the menu level.

2 Use the 'Left' or 'Right' keys to select the desired menu item

3 Press the 'Enter' key to select the desired menu item

The menu items

- **NOW** displays real-time values
- **LOG** data recorded today, during the current calendar year and since the inverter was first commissioned
- **GRAPH** Day characteristic displays a plot showing the power output during the day. The time axis is scaled automatically. Press the 'Back' key to close the display
- **SETUP** Setup menu
- **INFO** Information about the device and the software

Values displayed in the NOW menu item

Output power (W) - depending on the device type (MultiString), two output powers (PV1 / PV2) are displayed when the Enter key is pressed

AC reactive power (VAR)

Grid voltage (V)

Output current (A)

Grid frequency (Hz)

PV array voltage (V) - from U PV1 and U PV2 if present

PV array current (A) - from I PV1 and I PV2 if present

Fronius Eco: The total current from both measuring channels is displayed. Both channels are shown separately in SolarWeb.

Time date - Time and date on the inverter or in the Fronius Solar Net ring

Values displayed
in the LOG menu
item

Energy fed in (kWh / MWh)

Energy fed into the grid during the period in question

There may be discrepancies with values displayed on other measuring instruments because of differences in measuring methods. As far as the billing of the energy fed in is concerned, the only binding display values are those produced by the calibrated measuring device provided by the electricity supply company.

Max. output power (W)

Largest amount of energy fed into the grid during the period in question

Yield

Amount of money earned during the period in question (currency and conversion factor can be selected in the Setup menu)

Like the energy supplied figure, the yield figure may also exhibit discrepancies with other measured values.

The 'Setup Menu' section explains how to select a currency and charge rate.

The factory setting depends on the respective country setup.

Max. AC grid voltage (V)

Highest AC grid voltage measured during the period in question

Maximum solar voltage (V)

Highest solar module voltage measured during the period in question

Operating Hours

Length of time the inverter has been working (HH:MM).

IMPORTANT! A prerequisite for the correct display of day and year values is that the time is set correctly.

SETUP menu item

Initial setting

The inverter is pre-configured and ready to use. There is no need to enter any initial settings before using it to feed energy into the grid, as this is a fully-automated process.

The SETUP menu item allows the initial settings of the inverter to be changed easily to bring it in line, as closely as possible, with the preferences and requirements of the user.

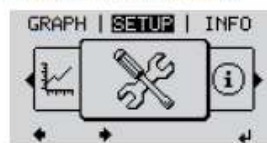
Software updates



NOTE! As a result of software updates, you may find that your device has certain functions that are not described in these operating instructions, or vice versa. Certain illustrations may also differ slightly from the actual controls on your device, but these controls function in exactly the same way.

Navigating in the SETUP menu item

Enter the SETUP menu item



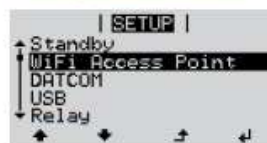
1 In the menu level, use the 'Left' or 'Right' keys to select the 'SETUP' menu item

2 Press 'Enter'



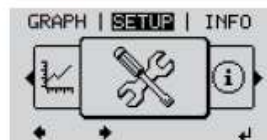
The first entry under the SETUP menu item is displayed: 'Standby'

Scrolling between the entries



3 Use the 'Up' and 'Down' keys to move between the available entries

Exiting an entry



4 To exit a menu entry, press the 'Back' key

The menu level appears

If no key is pressed for 2 minutes,

- The inverter switches from wherever it is on the menu level back to the 'NOW display mode (exception: 'Standby' Setup menu entry),
- the display backlighting goes out.
- the amount of energy currently being fed in is displayed.

Setting entries on the Setup menu, general

- 1 Entering the SETUP menu item
- 2 Use the 'Up' or 'Down' keys to select the desired menu item
▲ ▼
- 3 Press 'Enter'
↵

The first digit of a value to be set flashes:

- 4 Use the 'Up' or 'Down' keys to select a value for the first digit
▲ ▼
- 5 Press 'Enter'
↵

The second digit of the value flashes.

- 6 Repeat steps 4 and 5 until ...

the whole value to be set flashes.

- 7 Press 'Enter'
↵
- 8 Repeat steps 4 - 6 as required for units or other values that are to be set until the appropriate unit or the value flashes.
- 9 Press the 'Enter' key to save and apply the changes.
↵

To discard the changes, press the 'Esc' key.
⏪

The currently selected menu item is displayed.

The available settings are displayed:

- 4 Use the 'Up' or 'Down' buttons to select the desired setting
▲ ▼
- 5 Press the 'Enter' key to save and apply the setting.
↵

To discard the setting, press the 'Esc' key.
⏪

The currently selected menu item is displayed.

Application example: Setting the time



- 1 Select 'Time / Date' from the Setup menu
▲ ▼
- 2 Press the 'Enter' key
↵



An overview of the values that can be changed is displayed.

- ▲ ▼ [3] Use the 'Up' or 'Down' keys to select 'Set time'
- ↵ [4] Press the 'Enter' key



The current time appears. (HH:MM:SS, 24-hour clock), the 'tens' digit for the hour will flash.

- + - [5] Use the 'Up' and 'Down' keys to select a value for the 'tens' digit for the hour
- ↵ [6] Press the 'Enter' key



The 'units' digit for the hour will flash.

- [7] Repeat steps 5 and 6 for the 'units' digit for the hour, for the minutes and seconds until...



the set time starts flashing.

- ↵ [8] Press the 'Enter' key



The time is applied and the overview of values that can be changed is displayed.

- ↵ [4] Press the 'Esc' key



The 'Time / Date' item on the Setup menu appears.

Menu items in the Set-up menu

Standby

Manual activation / deactivation of Standby mode

- No energy is fed into the grid
- The Startup LED will show steady orange
- In Standby mode, no other menu item at menu level can be accessed or adjusted.
- The automatic switchover into the 'NOW' display mode after 2 minutes of keyboard inactivity does not occur.
- Standby mode can only be terminated manually by pressing the 'Enter' key.
- Feeding energy into the grid can be resumed at any time (deactivate 'Standby').

Switching off Standby mode (manually switching off feeding energy into the grid):

- 1 Select the 'Standby' item
- 2 Press the 'Enter' key

'STANDBY' and 'ENTER' appear alternately on the display.
Standby mode is now active.
The Startup LED shows steady orange.

Resuming feeding energy into the grid:

'STANDBY' and 'ENTER' appear alternately on the display when in Standby mode.

- 1 Press the 'Enter' key to resume feeding energy into the grid

The 'Standby' menu item is displayed.
At the same time, the inverter enters the startup phase.
The operating state LED shows steady green when feeding energy into the grid has been resumed.

DATCOM

Checking data communications, entering the inverter number, DATCOM night mode, protocol settings

Setting range	Status / inverter number / protocol type
---------------	------------------------------------------

Status

Indicates data communication is taking place via Fronius Solar Net or that a data communications error has occurred

Inverter number

Sets the number (= address) of the inverter in a system with several solar inverters

Setting range	00 - 99 (00 = 100th inverter)
Factory setting	01

IMPORTANT! If a number of inverters are linked together in a data communications system, assign a unique address to each one.

Protocol type

Specifies the communications protocol to be used to transfer the data:

Setting range	Fronius Solar Net / Interface protocol *
---------------	------------------------------------------

Factory setting Fronius Solar Net

* The protocol type 'interface protocol' only functions when there is no Datamanager card in the inverter. All Datamanager cards must be removed from the inverter.

USB

Specification of values in conjunction with a USB stick

Setting range Safely remove hardware / Software update / Logging interval

Safely remove hardware

To remove a USB stick from the USB A socket on the plug-in data communications card without losing any data.

The USB stick can be removed:

- when the OK message appears
- when the 'Data transfer' LED stops flashing or comes on steady

Software Update

To update the inverter software via a USB stick.

Procedure:

- 1 Download the relevant update file 'froxxxxx.upd' (e.g. from <http://www.fronius.com>; xxxxx stands for the version number)



NOTE! To successfully update the inverter software, the USB stick provided for the purpose must not have a hidden partition or any encryption (see chapter "Suitable USB sticks").

- 2 Save the update file to the highest data level of the USB stick
- 3 Open the data communication area
- 4 Plug the USB stick containing the update file into the USB socket in the data communication area
- 5 Select 'USB' from the Setup menu, followed by 'Update software'
- 6 Press the 'Enter' key
- 7 Wait until the version currently installed on the inverter and the new software version are displayed for comparison:
 - 1st page: Recerbo software (LCD), key controller software (KEY), country setup version (Set)
 - 2nd page: Power stage set software
- 8 Press the 'Enter' key after each page

The inverter starts copying the data.

'UPDATE' and the progress of storing the individual tests expressed in % are displayed until all the data for all the electronic modules has been copied.

Once copying is complete, the inverter updates the electronic modules as required in sequence.

'UPDATE', the affected modules and the update progress in % are displayed.

The final step is for the inverter to update the display.

The display remains dark for approx. 1 minute while the monitoring and status LEDs flash.

Once the software update is complete, the inverter enters its startup phase before going on to start feeding energy into the grid. The USB stick can be unplugged.

When the inverter software is updated, any custom settings that were configured in the Setup menu are retained.

Logging interval

Activate / deactivate the logging function and specify a logging interval

Unit	Minutes
Setting range	30 min. / 20 min./ 15 min./ 10 min./ 5 min./ No log
Factory setting	30 min.
30 min.	The logging interval is 30 minutes; every 30 minutes new logging data will be saved on the USB stick.
20 min.	↓
15 min.	
10 min.	
5 min.	
No log	No data is saved

IMPORTANT! In order for the logging function to work correctly the time must be set correctly.

Relays

Activate relay, relay settings, relay test

Setting range Relay mode / Relay test / Switch-on point* / Switch-off point*

* these are only shown if the 'E-Manager' function has been activated under 'Relay mode'.

Relay mode

for selecting the different functions of the floating switch contact in the data communication area:

- Alarm function
- Active output
- Energy Manager

Setting range ALL / Permanent / OFF / ON / E-Manager

Factory setting ALL

Alarm function:

Permanent / ALL: Switch the floating switch contact for permanent and temporary service codes (e.g. brief interruption to energy being fed into the grid, a service code occurs a certain number of times a day - can be adjusted in the 'BASIC' menu)

Active output:

ON: The floating NO contact is on all the time the inverter is in operation (as long as the display is not dark or is displaying something).

OFF: The floating NO contact is off.

Energy Manager:

E-Manager: Further details on the 'Energy Manager' function may be found in the "Energy Manager" section.

Relay test

Function test to determine whether the floating switch contact switches

Switch-on point (only if 'Energy Manager' function is activated)
for setting the effective power limit beyond which the floating switch contact is switched on

Factory setting	1000 W
Setting range	Switch-off point - max. nominal output of inverter / W / kW

Switch-off point (only if 'Energy Manager' function is activated)
for setting the effective power limit beyond which the floating switch contact is switched off

Factory setting	500
Setting range	0 - Switch-on point / W / kW

Energy-Manager (in Relay menu item)

The 'Energy-Manager' function can be used to activate the floating switch contact in such a way that it functions as an actuator.
Thus a consumer that is connected to the floating switch contact can be controlled by specifying a switch-on or switch-off point that depends on the feed-in power.

The floating switch contact is automatically switched off,

- if the inverter is not feeding any power into the grid,
- if the inverter is manually switched into standby mode,
- if the effective power is < 10% of nominal output,
- in the event of insufficient insolation.

To activate the 'Energy-Manager' function, select 'E-Manager' and press the 'Enter' key.
When the 'Energy-Manager' function is running, the 'Energy-Manager' symbol will appear in the top left corner of the display:



when the floating NO contact is off (open contact)



when the floating NO contact is on (closed contact)

To deactivate the 'Energy-Manager' function, select a different function and press the 'Enter' key.

Notes on setting up the switch-on and switch-off points

If the difference between the switch-on and switch-off points is too small, or if there are fluctuations in effective power, the result may be multiple switching cycles.

To avoid switching on and off frequently, the difference between the switch-on and switch-off points should be at least 100 - 200 W.

When choosing the switch-off point the power consumption of the connected consumer should be taken into account.

When choosing the switch-on point, the weather conditions and anticipated insolation should also be taken into account.

Application example

Switch-on point = 2000 W, switch-off point = 1800 W

If the inverter is outputting 2000 W or above, then the floating switch contact on the inverter is switched on.

If the inverter output falls to below 1800 W, the floating switch contact is switched off.

Possible applications:
operating a heat pump or an air-conditioning system using as much self-generated power as possible

Time / Date	Set the time, date and automatic changeover between summer and winter time	
	Setting range	Set time / Set date / Time display format / Date display format / Summer/winter time
	Set time Set the time (hh:mm:ss or hh:mm am/pm – depending on the setting for the time display format)	
	Set date Set the date (dd.mm.yyyy or mm/dd/yyyy - depending on the setting for the date display format)	
	Time display format For specifying the time display format	
	Setting range	12hrs / 24hrs
	Factory setting	Depends on country setup
	Date display format for specifying the date display format	
	Setting range	mm/dd/yyyy / dd.mm.yy
	Factory setting	Depends on country setup
	Summer/winter time Activate/deactivate automatic changeover between summer and winter time	
	IMPORTANT! Only use the automatic summer/winter time changeover function if the Fronius Solar Net ring does not include any LAN- or WLAN-compatible system components (e.g. Fronius Datalogger Web, Fronius Datamanager or Fronius Hybridmanager). If it does include such system components, then this function should be switched on using the system component's web interface.	
	Setting range	on / off
	Factory setting	on
	IMPORTANT! The time and date must be set accurately in order for the day and year values and for the day characteristic to be displayed correctly.	

Display settings	Setting range	Language / Night mode / Contrast / Illumination
	Language Set language for display	
	Setting range	German, English, French, Dutch, Italian, Spanish, Czech, Slovak, etc.
	Night mode DATCOM night mode; controls DATCOM and display operation during the night or when the DC voltage is insufficient	

Setting range AUTO / ON / OFF
Factory setting OFF

AUTO: DATCOM mode is always in effect as long as there is a Datalogger connected in an active and uninterrupted Fronius Solar Net. The display remains dark during the night, but can be activated by pressing any key.

ON: DATCOM mode is always in effect. The inverter supplies 12 V continuously to power the Fronius Solar Net. The display is always active.

IMPORTANT! If DATCOM night mode is set to ON or AUTO when there are Fronius Solar Net components connected, then the inverter's current consumption during the night will increase to around 7 W.

OFF: DATCOM will not run at night, the inverter will not need any AC current in order to supply power to the Fronius Solar Net. The display is switched off during the night and the Fronius Datamanager is not available.

Contrast
Set the contrast on the display

Setting range 0 - 10
Factory setting 5

Since the contrast is temperature-dependent, it may be necessary to adjust the setting under the "Contrast" menu item when the environmental conditions change.

Illumination
Initial setting for display illumination

The "Illumination" menu item only relates to the display backlighting.

Setting range AUTO / ON / OFF
Factory setting AUTO

AUTO: The display backlighting is activated by pressing any key. If no key is pressed for 2 minutes, the display backlighting will go off again.

ON: The display backlighting remains permanently on when the inverter is active.

OFF: The display backlighting is permanently switched off.

Energy yield

Setting
- of the currency
- of the feed-in tariff

Setting range Currency / Feed-in tariff

Currency
Set the currency

Setting range 3 characters, A-Z

Feed-in tariff

Set the remuneration rate for energy fed into the grid

Setting range	2 digits, 3 decimal places
Factory setting	(depends on country setup)

Fan

To check that the fan is working correctly

Setting range	Test fan #1 / Test fan #2 (depending on the device)
---------------	-----------------------------------------------------

- Use the 'Up' and 'Down' keys to select the desired fan
- Testing of the selected fan is initiated by clicking 'Enter'.
- The fan will continue to run until the operator exits the menu by pressing 'Esc'.

The INFO menu item

Measured values

PV Ins.

Insulation resistance of the PV system

U PV 1 / U PV 2

Current DC voltage on the terminals, even if the inverter is feeding no power into the grid whatsoever (from the 1st or 2nd MPP tracker)

GV DPR

Grid voltage-dependent power reduction

Fan #1

Percentage of target output for fan

PSS status

The status of the most recent inverter fault can be displayed.

IMPORTANT! Due to the low level of insolation early in the morning and in the evening, the status codes 306 (Power low) and 307 (DC low) are displayed routinely at these times of day. These status codes do not indicate any kind of fault.

- Press the 'Enter' key to see the status of the power stage set and the most recent fault
 - Use the 'Up' and 'Down' keys to scroll through the list
 - Press the 'Back' key to close the status and fault list
-

Grid status

The five most recent grid faults can be displayed:

- Press the 'Enter' key to see the five most recent grid faults
 - Use the 'Up' and 'Down' keys to scroll through the list
 - Press the 'Back' key to close the grid fault display
-

Device information

For displaying the settings that will be of relevance to an energy supply company. The values shown will depend on the country setup or the device-specific settings of the inverter.

Display range	General / Country-specific setting / MPP tracker / Grid monitoring / Grid voltage limits / Grid frequency limits / Q-mode / AC power limit / AC voltage derating / Fault Ride Through
---------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

General remarks:	Device type Fam.
------------------	---------------------

Country-specific setting:	Setup - specified country setup Version - version of country setup
---------------------------	-----------------------------------------------------------------------

	Group - group for updating the inverter software
--	--------------------------------------------------

MPP Tracker:	Tracker 1 Tracker 2 (only with Fronius Symo)
--------------	-------------------------------------------------

Monitoring the grid:	GMTi - start-up time of inverter in s GMTr - reconnection time in s following a grid fault ULL - mean grid voltage over 10 minutes in V. LLTrip - trip time for long-term voltage monitoring
Grid voltage limits:	UILmax - upper inner grid voltage in V UILmin - lower inner grid voltage in V
Grid frequency limits:	FILmax - upper inner grid frequency in Hz FILmin - lower inner grid frequency in Hz
Q-mode:	Current power factor setting cos phi (e.g. Constant Cos(phi) / Constant Q / Q(U)-characteristic / etc.)
AC power limit:	Max. P AC - manual power reduction
AC voltage derating:	Status - ON / OFF voltage-dependent power reduction GVDPRe - threshold from which the voltage-dependent power reduction begins GVDPRv - reduction gradient used to reduce the power, e.g.: 10% per volt above the GVDPRe threshold. Message - activates the sending of an info message via Fronius Solar Net
Fault Ride Through:	Status - default setting: OFF If the function is activated, the inverter does not switch off immediately in the event of a short-term AC voltage interruption (outside of the limits specified by the grid supplier), but instead continues to feed in power for a defined period. DB min - default setting: 90% "Dead Band Minimum" setting in percent DB max - default setting: 120% "Dead Band Maximum" setting in percent k-Fac. - default setting: 0

Version	Displays the version and serial numbers of the PC boards in the inverter (e.g. for service purposes)
Display area	Display / Display Software / Integrity Checksum / Memory Card / Memory Card #1 / Power Stage / Power Stage Software / EMI Filter / Power Stage #3 / Power Stage #4

Switching the key lock on and off

General

The inverter has a key lock function.
When the key lock is active, the Setup menu is not accessible, i.e. the setup data cannot be changed accidentally (or maliciously).
The code 12321 has to be entered in order to activate / deactivate the key lock.

Switching the key lock on and off

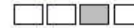


- ➔ **1** Press the 'Menu' key

The menu level appears.



- 2** Press the unassigned 'Menu / Esc' key 5 times



"Access Code" is displayed in the "CODE" menu; the first digit starts flashing.

- + - **3** Enter the code 12321: use the 'Up' and 'Down' keys to select a value for the first digit of the code.

- ↵ **4** Press the 'Enter' key

The second digit starts flashing.



- 5** Repeat steps 3 and 4 for the second, third, fourth and fifth digit of the access code until ...

the selected code starts flashing.

- ↵ **6** Press the 'Enter' key

'Key Lock' is displayed in the 'LOCK' menu.



- + - **7** Use the 'Up' and 'Down' keys to turn the key lock on or off.

ON = key lock is on (the Setup menu is not accessible)

OFF = key lock is off (the Setup menu is accessible)

- ↵ **8** Press the 'Enter' key

USB Stick as a Data Logger and for Updating Inverter Software

USB flash drive as a datalogger

If a USB flash drive is connected to the USB A socket it can function as a datalogger for an inverter.

At any time, the logging data stored on the USB flash drive can be

- imported into the Fronius Solar.access software using the FLD file that was logged at the same time,
- viewed directly in third-party programs (e.g. Microsoft® Excel) using the CSV file logged at the same time.

Older versions (before Excel 2007) are limited to a maximum of 65,536 rows.

Further information on "Data on a USB flash drive", "Data volume and storage capacity" as well as "Buffer memory" can be found at:

Fronius Symo 3 - 10 kW:



→ <http://www.fronius.com/QR-link/4204260172EN>

Fronius Symo 10 - 20 kW, Fronius Eco:



→ <http://www.fronius.com/QR-link/4204260175EN>

Suitable USB flash drives

Due to the variety of USB flash drives available on the market, it cannot be guaranteed that every USB flash drive will be detected by the inverter.

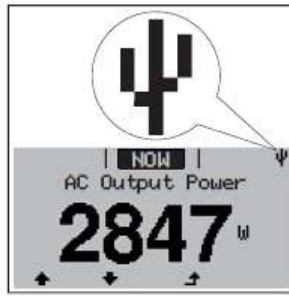
Fronius recommends that only certified USB flash drives suitable for building sites are used (look out for the USB-IF logo).

The inverter supports USB flash drives with the following file systems:

- FAT12
- FAT16
- FAT32

Fronius recommends that the USB flash drives employed should only be used for recording logging data or updating the inverter software. The USB flash drives should not contain any other data.

USB symbol on the inverter display, e.g. in display mode 'NOW':



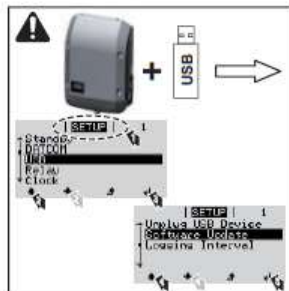
If the inverter detects a USB flash drive, the USB symbol will appear in the top right corner of the display.

When inserting a USB flash drive, check whether the USB symbol is displayed (it may also flash).



NOTE! Please note for outdoor applications that conventional USB flash drives are often only guaranteed to work within a restricted temperature range. For outdoor applications ensure that the USB flash drive also functions, for example, at low temperatures.

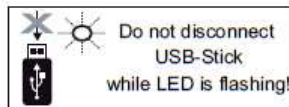
USB flash drive for updating the inverter software



With the help of the USB flash drive, end customers can also update the inverter software via the SETUP menu: the update file is first saved to the USB flash drive, from where it is then transferred to the inverter.

Remove USB stick

Security note concerning the removal of a USB stick:



IMPORTANT! To avoid any loss of data, a USB stick may only be removed if the following conditions are met:

- only remove a USB stick via the 'Safely remove USB /HW' item on the SETUP menu
- the 'Data transmission' LED has stopped flashing or comes on steady.

The Basic menu

Access the Basic menu



- ↗ **1** Press the "Menu" key

The menu level appears.

- 2** Press the unassigned 'Menu / Esc' key 5 times



'Access Code' is displayed in the 'CODE' menu; the first digit starts flashing.

- + - **3** Enter the code 22742: Use the 'Up' and 'Down' keys to select a value for the first digit of the code

- ↵ **4** Press 'Enter'

The second digit flashes.

- 5** Repeat steps 3 and 4 for the second, third, fourth and fifth digit of the access code until...

the selected code starts flashing.

- ↵ **6** Press 'Enter'

The Basic menu appears.

- + - **7** Use the 'Up' or 'Down' keys to select the desired menu item

- ↵ **8** Press the 'Enter' key to open the desired menu item

- ↗ **9** Press the 'Esc' key to exit the Basic menu

Items on the Basic menu

The Basic menu is used to set the following parameters, which are important for installing and operating the inverter:

MPP Tracker 1 / MPP Tracker 2

- MPP Tracker 2: ON / OFF (only for devices with multiple MPP trackers)
- DC operating mode: MPP AUTO / FIX / MPP USER
 - MPP AUTO: normal operating status; the inverter automatically searches for the ideal operating point
 - FIX: for entering a fixed DC voltage at which the inverter will operate
 - MPP USER: for entering a lower MP voltage above which the inverter will search for its ideal operating point
- Dynamic Peak Manager: ON / OFF
- Fixed voltage: for entering the fixed voltage (Fronius Symo: 150 - 800 V, Fronius Eco: 150 - 800 V)
- MPPT start voltage: for entering the start voltage (Fronius Symo: 150 - 800 V, Fronius Eco: 150 - 800 V)

USB log book

Activates or deactivates the function for saving all error messages to a USB flash drive
AUTO / OFF / ON

Input signal

- How it works: Ext Sig. / S0-Meter / OFF
only with the Ext Sig. function selected:
 - Triggering method: Warning (warning shown on display) / Ext. Stop (inverter switches off)
 - Connection type: N/C (normally closed contact) / N/O (normally open contact)

SMS / relay

- Event delay
for inputting the time delay after which an SMS is sent or the relay is to switch
900 - 86,400 seconds
- Event counter:
for entering the number of events that lead to signalling:
10 - 255

Insulation setting

- Insulation warning: ON / OFF
- Threshold warning: for entering a threshold that leads to a warning

TOTAL Reset

in the LOG menu item, resets the max. and min. voltage values and the max. power of feeding in to zero.

Once values have been reset, this action cannot be undone.

To reset the values to zero, press the 'Enter' key.

"CONFIRM" is displayed.

Press 'Enter' again.

The values are reset and the menu is displayed

Settings if the option "DC OVP Typ 2" is installed

If the option: DC OVP Typ 2 (overvoltage protection) has been fitted in the inverter, the following menu items will be set by default:

Signal input: Ext Sig.
Triggering method: Warning
Connection type: N/C

Status diagnostics and troubleshooting

Displaying status codes The inverter performs a system self diagnosis that automatically detects many faults that may occur and shows them on the display. This means you are promptly made aware of malfunctions in the inverter and the photovoltaic system, or of any installation or operating faults.

If the system self diagnosis has detected a specific fault, the associated status code will be shown on the display.

IMPORTANT! Status codes may sometimes appear briefly as a result of the inverter's control response. If the inverter then continues working with no sign of any problem, this means that there was no fault.

Total failure of the display If the display fails to come on some time after sunrise:
- Check the AC voltage on the inverter connection sockets:
the AC voltage must be 220/230 V (+ 10 % / - 5 %) or 380/400 V (+ 10 % / - 5 %).

Class 1 status codes Class 1 status codes generally only arise momentarily and are caused by the public grid.

Example: The grid frequency is too high and the inverter may not feed any energy into the grid owing to a standard. There is nothing wrong with the device. The initial response of the inverter is to disconnect itself from the grid. The grid is subsequently checked during the stipulated monitoring period. If no further problem has been detected by the end of this period, then the inverter will resume feeding energy into the grid.

The GPIS SoftStart function is activated according to the country setup. After cutting out due to an AC error, the output power of the inverter is continuously increased in line with the national guidelines.

Code	Description	Behaviour	Remedy
102	AC voltage too high		
103	AC voltage too low		
105	AC frequency too high	Following careful testing and when the grid conditions are within the permissible range again, the inverter will resume feeding energy into the grid.	Check grid connections; if this status code keeps recurring, contact your system engineer
106	AC frequency too low		
107	No AC grid		
108	Stand-alone operation detected		
112	RCMU error		

Class 3 status codes Class 3 includes status codes that may occur while feeding energy into the grid, but generally do not cause the process to be interrupted for any length of time.

The inverter disconnects automatically from the grid, the grid is then monitored as specified and the inverter attempts to resume feeding energy into the grid.

Code	Description	Behaviour	Remedy
301	Overcurrent (AC)	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes its start-up routine.	*)
302	Overcurrent (DC)		
303	DC module overtemperature	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes with its startup routine.	Purge cooling air openings and heat sink; **)
304	AC module overtemperature		
305	No power being fed in, despite closed relay	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes with its startup routine.	**)
306	PV output too low for feeding energy into the grid	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes its start-up routine.	wait for sufficient level of insolation; **)
307	DC low DC input voltage too low for feeding energy into the grid		
IMPORTANT! Due to the low level of insolation early in the morning and in the evening, the status codes 306 (Power low) and 307 (DC low) are displayed routinely at these times of day. These status codes do not indicate any kind of fault.			
308	Intermediate circuit voltage too high	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes its start-up routine.	**)
309	DC input voltage MPPT 1 too high		
311	Polarity of DC strings reversed	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes with its startup routine.	*)
313	DC input voltage MPPT2 too high		
314	Current sensor calibration timeout	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes with its startup routine.	*)
315	AC current sensor error		
316	InterruptCheck fail	Short-term interruption while feeding energy into the grid. The inverter resumes with its startup routine.	*)
325	Overtemperature in the connection area		
326	Fan 1 error		
327	Fan 2 error		

*) If the status code is displayed all the time; notify a Fronius-trained service engineer

**) Fault is rectified automatically. If this status code keeps recurring, contact your system engineer

Class 4 status codes Some of the class 4 status codes necessitate intervention by a Fronius-trained service engineer.

Code	Description	Behaviour	Remedy
401	No communication possible with the power stage set	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	*)
406	AC module temperature sensor faulty (L1)		
407	AC module temperature sensor faulty (L2)		
408	DC component measured in the grid too high		

Code	Description	Behaviour	Remedy
412	Fixed voltage mode has been selected instead of MPP voltage mode, and the fixed voltage has been set to too low or too high a value.	-	**)
415	Safety out-out via option card or RECER-BO has triggered	The inverter is not feeding any energy into the grid.	*)
416	No communication possible between power stage set and control system.	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	*)
417	Hardware ID problem		
419	Unique ID conflict		
420	No communication possible with the Hybridmanager	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	Update inverter firmware; *)
421	HID range error		
425	No communication with the power stage set possible		
426 - 428	Possible hardware fault		
431	Software problem	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Perform AC reset (switch automatic circuit breaker off and on again); Update inverter firmware; *)
436	Functional incompatibility (one or more PC boards in the inverter are not compatible with each other, e.g. after a PC board has been replaced)	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	Update inverter firmware; *)
437	Power stage set problem		
438	Functional incompatibility (one or more PC boards in the inverter are not compatible with each other, e.g. after a PC board has been replaced)	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	Update inverter firmware; *)
443	Intermediate circuit voltage too low or asymmetric	The inverter is not feeding any energy into the grid.	*)
445	- Compatibility error (e.g. due to replacement of a PC board) - Invalid power stage set configuration	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Update inverter firmware; *)
447	Insulation fault		
448	Neutral conductor not connected	The inverter is not feeding any energy into the grid.	*)
450	Guard cannot be found		

Code	Description	Behaviour	Remedy
451	Memory error detected		
452	Communication error between the processors		
453	Grid voltage and power stage set are incompatible	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	*)
454	Grid frequency and power stage set are incompatible		
456	Anti-islanding function is no longer implemented correctly		
457	Grid relay is sticking or the neutral conductor ground voltage is too high	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Check the grounding (the neutral conductor ground voltage must be less than 30 V), *)
458	Error when recording measuring signal		
459	Error when recording the measuring signal for the insulation test		
460	Reference voltage source for the digital signal processor (DSP) is working out of tolerance	The inverter is not feeding any energy into the grid.	*)
461	Fault in the DSP data memory		
462	Error with DC feed monitoring routine		
463	Reversed AC polarity, AC connector inserted incorrectly		
474	RCMU sensor faulty		
475	Insulation fault (connection between solar module and ground)	The inverter is not feeding any energy into the grid.	**)
476	Driver supply voltage too low		
480, 481	Functional incompatibility (one or more PC boards in the inverter are not compatible with each other, e.g. after a PC board has been replaced)	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Update inverter firmware, *)
482	Setup after the initial start-up was interrupted	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Restart Setup after an AC reset (switch automatic circuit breaker off and on again)
483	Voltage $U_{DC \text{ fixed}}$ on MPP2 string out of limits	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Check MPP settings; *)
485	CAN transmit buffer is full	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Perform AC reset (switch automatic circuit breaker off and on again); *)

*) If the status code is displayed all the time: notify a Fronius-trained service engineer

**) If this status code keeps recurring, contact your system engineer

Class 5 status codes

Class 5 status codes do not generally interfere with feeding energy into the grid, but can cause restrictions. These status code are displayed until they are acknowledged by pressing a key (the inverter, however, continues to operate normally in the background).

Code	Description	Behaviour	Remedy
502	Insulation error on the solar modules	Warning message is shown on the display	**)
509	No energy fed into the grid in the past 24 hours	Warning message is shown on the display	Acknowledge status code; Check whether all the conditions for the problem-free feeding of energy into the grid have been met (e.g. are the solar modules covered with snow?); **)
515	No communication with filter possible	Warning message on the display	*)
516	No communication possible with the storage unit	Storage unit warning message	*)
517	Power derating caused by too high a temperature	When power derating occurs, a warning message is shown on the display	If necessary, purge cooling air openings and heat sink; fault is rectified automatically; **)
518	Internal DSP malfunction	Warning message on the display	*)
519	No communication possible with the storage unit	Storage unit warning message	*)
520	No energy fed into the grid by MPPT1 in the past 24 hours	Warning message is shown on the display	Acknowledge status code; Check whether all the conditions for the problem-free feeding of energy into the grid have been met (e.g. are the solar modules covered with snow?); *)
522	DC low String 1	Warning message on the display	*)
523	DC low String 2		
558, 559	Functional incompatibility (one or more PC boards in the inverter are not compatible with each other, e.g. after a PC board has been replaced)	Warning message on the display	Update inverter firmware; *)
560	Power derating caused by overfrequency	Displayed when grid frequency becomes excessively high. The power is reduced.	As soon as the grid frequency is back within the permissible range and the inverter has returned to normal operation, the fault is rectified automatically; **)
564	Functional incompatibility (one or more PC boards in the inverter are not compatible with each other, e.g. after a PC board has been replaced)	Warning message on the display	Update inverter firmware; *)
566	Arc detector switched off (e.g. during external arc monitoring)	The status code is displayed every day until the arc detector is reactivated.	No error Confirm status code by pressing 'Enter'
572	Power limited by the power stage set	Power is being limited by the power stage set	*)
573	Undertemperature warning	Warning message on the display	*)

*) If the status code is displayed all the time: notify a Fronius-trained service engineer

**) If this status code keeps recurring, contact your system engineer

Class 6 status codes Some of the class 6 status codes necessitate intervention by a Fronius-trained service engineer.

Code	Description	Behaviour	Remedy
601	CAN bus is full	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Update inverter firmware; *)
603	AC module temperature sensor faulty (L3)	The inverter will automatically attempt to connect again and, if possible, will resume feeding energy into the grid	*)
604	DC module temperature sensor faulty		
607	RCMU error	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Reset status code by pressing 'Enter'. The inverter resumes the feeding of energy into the grid; if the status code keeps appearing, check the complete photovoltaic system for damage; **)
608	Functional incompatibility (one or more PC boards in the inverter are not compatible with each other, e.g. after a PC board has been replaced)	The inverter is not feeding any energy into the grid.	Update inverter firmware; *)

*) If the status code is displayed all the time: notify a Fronius-trained service engineer

**) Fault is rectified automatically. If this status code keeps recurring, contact your system engineer

Status codes – Class 7 Class 7 status codes relate to the control system, the configuration and inverter data recording, and may directly or indirectly affect the process of feeding energy into the grid.

Code	Description	Behaviour	Remedy
701 - 716	Provides information about the internal processor status	Warning message on the display	*)
721	EEPROM has been re-initialised	Warning message on the display	Acknowledge status code; *)
722 - 730	Provides information about the internal processor status	Warning message on the display	*)
731	Initialisation error - USB flash drive is not supported	Warning message on the display	Check or replace USB flash drive Check file system on USB flash drive; *)
732	Initialisation error - Overcurrent on USB flash drive		
733	No USB flash drive connected	Warning message on the display	Connect or check USB flash drive; *)
734	Update file not recognised or not present	Warning message on the display	Check update file (e.g. for correct file name) *)

48

Code	Description	Behaviour	Remedy
735	Update file does not match the device, update file too old	Warning message on the display, update process is interrupted	Check update file and if necessary download an update file to match the device (e.g. at http://www.fronius.com); *)
736	Write or read error occurred	Warning message on the display	Check USB flash drive and the data contained on it or replace USB flash drive Never unplug a USB flash drive if the 'data transfer' LED is still flashing or lit; *)
737	File could not be opened	Warning message on the display	Remove and then reinsert USB flash drive; check or replace USB flash drive
738	Log file cannot be saved (e.g. USB flash drive is write-protected or full)	Warning message on the display	Create some storage space, remove write protection, if necessary check or replace USB flash drive; *)
740	Initialisation error - error in file system on USB flash drive	Warning message on the display	Check USB flash drive; reformat on PC for FAT12, FAT16 or FAT32
741	Error during recording of logging data	Warning message on the display	Remove and then reinsert USB flash drive; check or replace USB flash drive
743	Error occurred during update process	Warning message on the display	Repeat update process, check USB flash drive; *)
745	Update file corrupt	Warning message on the display, update process is interrupted	Download update file again; check or replace USB flash drive; *)
746	Error occurred during update process	Warning message on the display, update process is interrupted	Wait for 2 minutes, then start the update again; *)
751	Time lost	Warning message on the display	Reset time and date on the inverter; *)
752	Real Time Clock module communication error	Warning message on the display	Reset time and date on the inverter
753	Internal error: Real Time Clock module is in emergency mode	Time may be inaccurate or lost (feeding energy into the grid normal)	Reset time and date on the inverter
754 - 755	Provides information about the internal processor status	Warning message on the display	*)
757	Hardware error in the Real Time Clock module	Error message on the display; the inverter is not feeding any energy into the grid	*)
758	Internal error: Real Time Clock module is in emergency mode	Time may be inaccurate or lost (feeding energy into the grid normal)	Reset time and date on the inverter
760	Internal hardware error	Error message on the display	*)
761 - 765	Provides information about the internal processor status	Warning message on the display	*)
766	Emergency power limitation has been activated (max. 750 W)	Error message on the display	*)

Code	Description	Behaviour	Remedy
767	Provides information about the internal processor status		
768	Different power limitation in the hardware modules	Warning message on the display	*)
772	Storage unit not available		
773	Software update group 0 (invalid country setup)		
775	PMC power stage set not available	Warning message on the display	Press 'Enter' key to acknowledge error; *)
776	Invalid device type		
781 - 794	Provides information about the internal processor status	Warning message on the display	*)

*) If the status code is displayed all the time: Notify a Fronius-trained service engineer

Class 10 - 12 status codes

1000 - 1299- Provide information on the status of the internal processor program

Description: Is of no concern when the inverter is working properly and only appears in the "Status PS" setup parameter. In the event of an actual error, this status code assists Fronius Technical Support during the error analysis.

Customer service

IMPORTANT! Contact your Fronius dealer or a Fronius-trained service technician if

- an error appears frequently or all the time
- an error appears that is not listed in the tables

Operation in dusty environments

When operating the inverter in extremely dusty environments: when necessary, clean the cooling elements and fan on the back of the inverter as well as the air intakes at the wall bracket using clean compressed air.

Fronius Eco	25.0-3-S	27.0-3-S
Input data		
MPP voltage range	580 - 850 V DC	580 - 850 V DC
Max. input voltage (at 1000 W/m ² / -10°C in an open circuit)	1000 V DC	
Min. input voltage	580 V DC	
Max. input current	44.2 A	47.7 A
Max. short circuit current of the solar modules (I _{SC PV})	71.6 A	
Max. feedback current ⁴⁾	48 A (RMS) ⁵⁾	
Initial input voltage	650 V DC	
Output data		
Nominal output power (P _{nom})	25,000 W	27,000 W
Max. output power	25,000 W	27,000 W
Nominal grid voltage	3 ~ NPE 220/230 V / 380/400 V	
Min. grid voltage	150 V / 260 V	
Max. grid voltage	275 V / 477 V	
Nominal output current at 220 / 230 V	37.9 / 36.2 A	40.9 / 39.1 A
Max. output current	38 A	41 A
Nominal frequency	50 / 60 Hz ¹⁾	
Total harmonic distortion	< 2%	
cos phi power factor	0 - 1 ind./cap. ²⁾	
Max. output fault current per period	46 A / 156.7 ms	
General data		
Maximum efficiency	98%	
European efficiency U _{DCmin} / U _{DCnom} / U _{DCmax}	97.99 / 97.47 / 97.07%	97.98 / 97.59 / 97.19%
Overnight self-consumption	0.61 W & 357 VA	
Cooling	Controlled forced-air ventilation	
Degree of protection	IP 66	
Dimensions h x w x d	725 x 510 x 225 mm	
Weight (light version)	35.69 kg (35.44 kg)	
Permissible ambient temperature	- 25°C - +60°C	
Permitted humidity	0 - 100%	
EMC device class	B	
Overvoltage category DC / AC	2 / 3	
Pollution level	2	
Noise emission	72.5 dB(A) (ref. 1 pW)	
Power-up current pulse ⁶⁾ and duration	65.7 A / 448 µs	
Protection devices		
Max. overcurrent protection	80 A	
DC insulation measurement	Integrated	
Response to DC overload	Operating point shift, power limitation	
DC disconnecter	Integrated	
DC overvoltage protection	Integrated	
RCMU	Integrated	

8.3.1.7. Manual de instalación del inversor FRONIUS Eco

/ Perfect Charging / Perfect Welding / Solar Energy



Fronius Eco - Installation
25.0-3-S / 27.0-3-S










Installation Instruction
Grid connected inverter



42,0410,2037 018-21022018



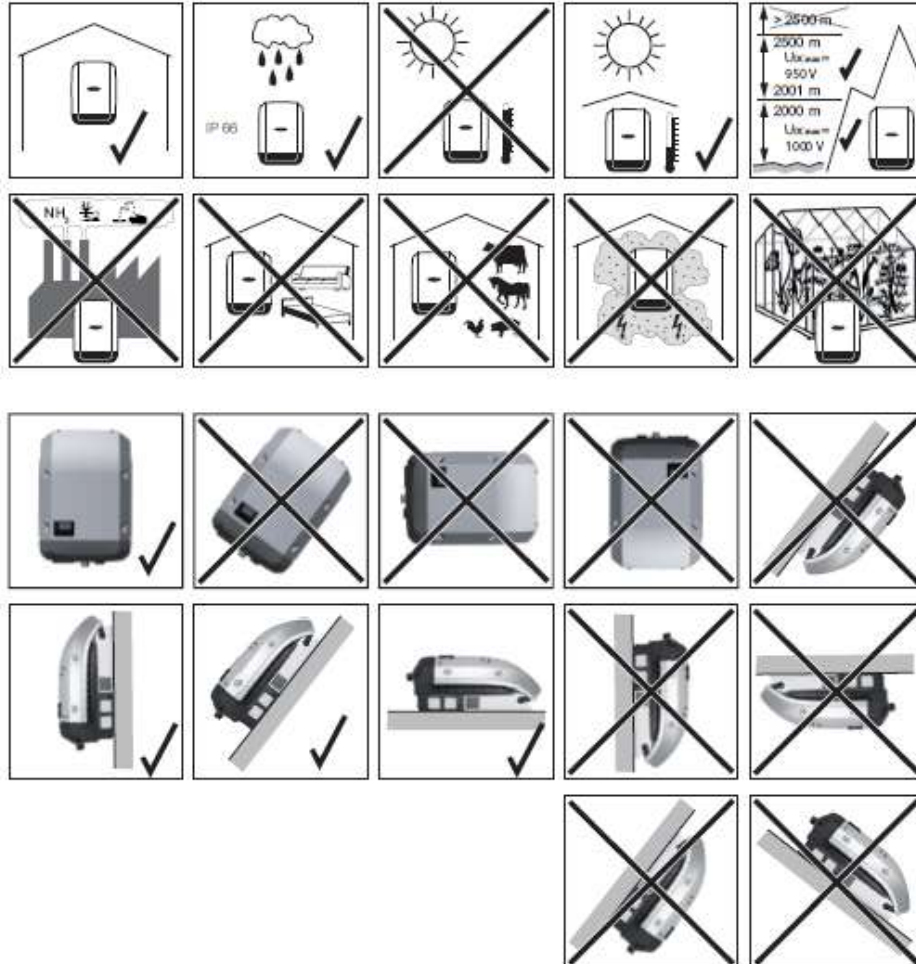
Seguridad ES

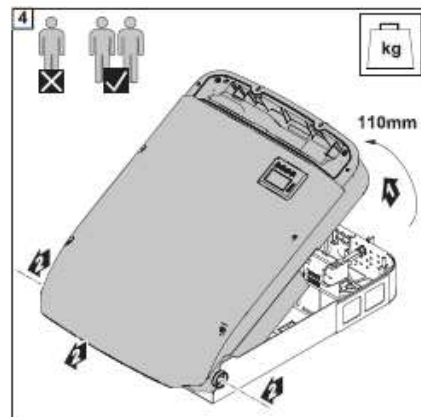
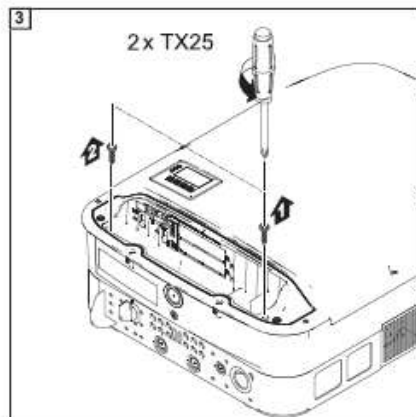
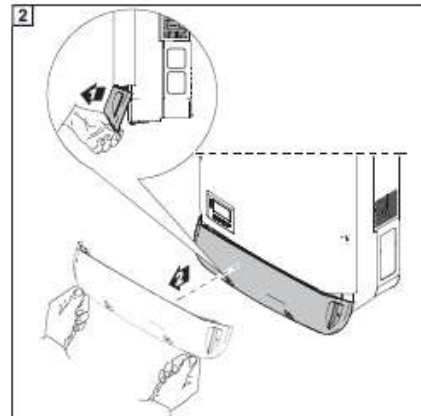
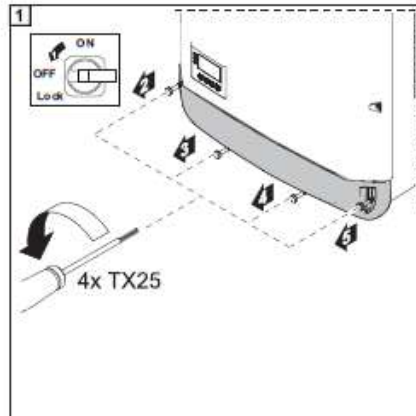
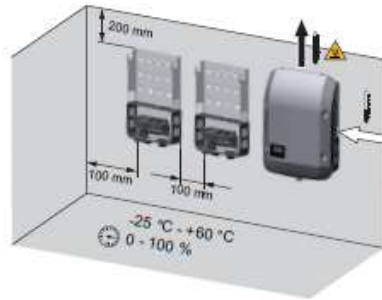
-  **¡ADVERTENCIA!** El manejo incorrecto y los trabajos realizados de forma incorrecta pueden causar graves daños personales y materiales. La puesta en servicio del inversor solo debe ser efectuada por personal formado y dentro del marco de las disposiciones técnicas. Antes de la puesta en servicio y la realización de trabajos de mantenimiento, resulta imprescindible leer las normas de seguridad.
-  **¡ADVERTENCIA!** Las descargas eléctricas pueden ser mortales. Peligro originado por la tensión de red y la tensión CC de los módulos solares expuestos a la luz.
- Antes de realizar cualquier tipo de trabajo de conexión se debe procurar que los lados CA y CC delante del inversor no tengan tensión.
 - La conexión fija a la red de comente pública solo debe ser efectuada por un instalador eléctrico autorizado.
-  **¡ADVERTENCIA!** Las descargas eléctricas pueden ser mortales. Peligro originado por la tensión de red y la tensión CC de los módulos solares.
- El interruptor principal CC sirve exclusivamente para conmutar la etapa de potencia sin corriente. Si el interruptor principal CC está desconectado, la zona de conexión sigue estando bajo tensión.
 - Las actividades de mantenimiento y servicio solo deben ser realizadas cuando se hayan separado entre sí la etapa de potencia y la zona de conexión.
 - La zona separada de la etapa de potencia solo se puede separar de la zona de conexión cuando no tiene tensión.
 - Las actividades de mantenimiento y servicio en la etapa de potencia del inversor solo deben ser realizadas por el servicio técnico cualificado de Fronius.
-  **¡ADVERTENCIA!** Las descargas eléctricas pueden ser mortales. Peligro originado por la tensión residual de los condensadores. Esperar el tiempo de descarga de los condensadores. El tiempo de descarga es de 5 minutos.
-  **¡ADVERTENCIA!** Una conexión inapropiada del conductor protector pueda causar graves daños personales y materiales. ¡Los tornillos de la caja del equipo garantizan una conexión adecuada del conductor protector para la puesta a tierra de la caja y nunca deben ser sustituidos por otros tornillos que no garanticen una conducción fiable del conductor protector!
-  **¡ADVERTENCIA!** Los trabajos realizados de forma incorrecta pueden causar graves daños materiales y personales. ¡Únicamente instaladores eléctricos oficiales pueden realizar el montaje y la conexión de una protección contra sobretensiones! ¡Tener en cuenta las normas de seguridad! Antes de realizar cualquier tipo de trabajo de montaje y conexión se debe procurar que los lados CA y CC delante del inversor no tengan tensión.
-  **¡PRECAUCIÓN!** Riesgo de dañar el inversor debido a suciedad o agua en los bornes de conexión y en los contactos de la zona de conexión.
- Al taladrar, debe prestarse atención a que los bornes de conexión y los contactos en la zona de conexión no se ensucien ni humedezcan.
 - El soporte mural sin la etapa de potencia no corresponde al tipo de protección de todo el inversor, por lo que no debe montarse sin la etapa de potencia. Durante el montaje, proteger el soporte mural frente a la suciedad y la humedad.
-  **¡PRECAUCIÓN!** Riesgo de dañar el inversor debido a unos bornes de conexión no apretados correctamente. Los bornes de conexión no apretados correctamente pueden provocar daños térmicos en el inversor y, en consecuencia, causar incendios. Al conectar cables CA y CC debe prestarse atención a que todos los bornes de conexión estén apretados firmemente con el par indicado.
-  **¡PRECAUCIÓN!** Riesgo de dañar el inversor por sobrecarga.
- Conectar como máximo 10 A a un solo borne de conexión CC.
 - Conectar los cables CC+ y CC- con la polaridad correcta a los bornes de conexión CC+ y CC- del inversor.
 - La tensión de entrada CC debe ser de 1000 V CC como máximo.

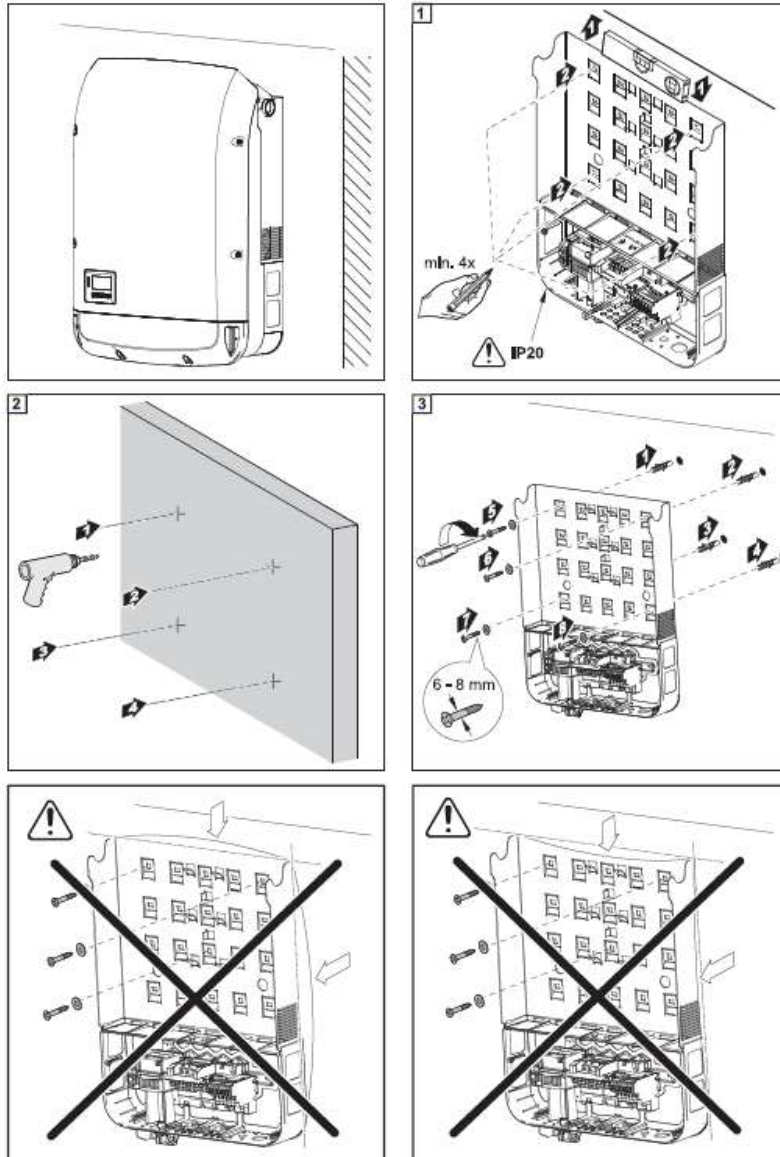
Fronius Eco Installation Help

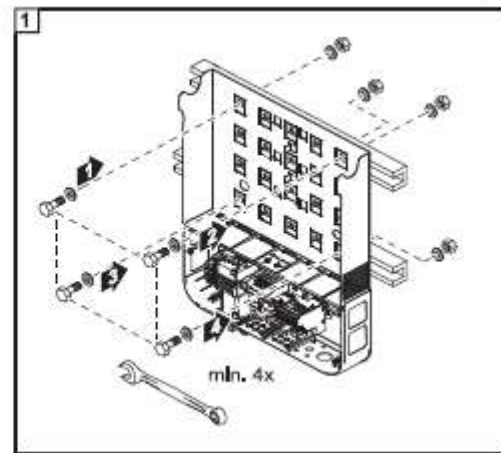
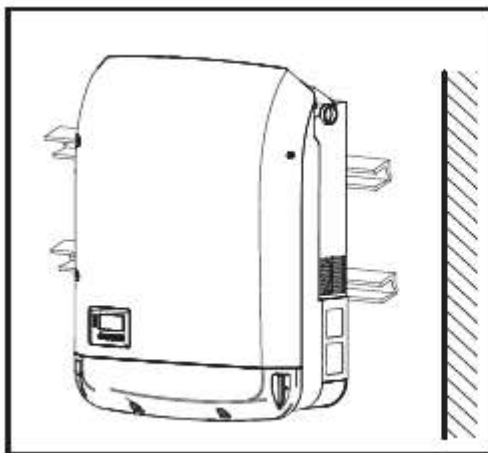
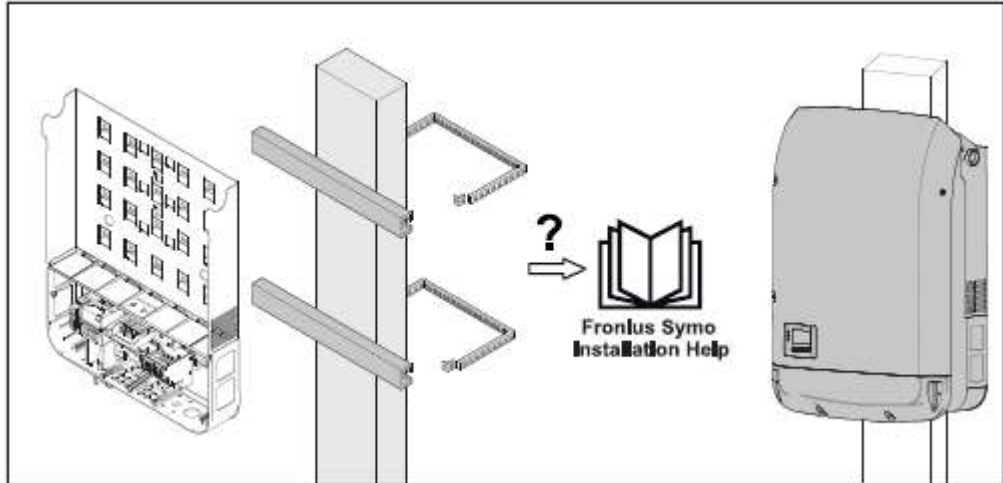
Deutsch	English	Čeština	Italiano	Français	Español
					
Deutsch	www.fronius.com/QR-link/4204260175DE				
English	www.fronius.com/QR-link/4204260175EN				
Čeština	www.fronius.com/QR-link/4204260175CS				
Italiano	www.fronius.com/QR-link/4204260175IT				
Français	www.fronius.com/QR-link/4204260175FR				
Español	www.fronius.com/QR-link/4204260175ES				
Dansk	Svensk	Polski	Português (Brasil)	Magyar	Türk
					
Dansk	www.fronius.com/QR-link/4204260175DA				
Svensk	www.fronius.com/QR-link/4204260175SV				
Polski	www.fronius.com/QR-link/4204260175PL				
Português (Brasil)	www.fronius.com/QR-link/4204260175PB				
Magyar	www.fronius.com/QR-link/4204260175HU				
Türk	www.fronius.com/QR-link/4204260175TR				
Slovenský	Nederlands	ελληνικά	Român	Suomalainen	русский
					
Slovenský	www.fronius.com/QR-link/4204260175SK				
Nederlands	www.fronius.com/QR-link/4204260175NL				
ελληνικά	www.fronius.com/QR-link/4204260175EL				
Român	www.fronius.com/QR-link/4204260175RO				
Suomalainen	www.fronius.com/QR-link/4204260175FI				
русский	www.fronius.com/QR-link/4204260175RU				

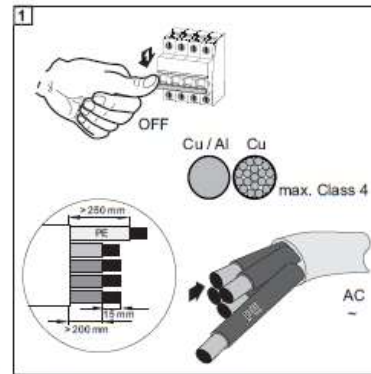
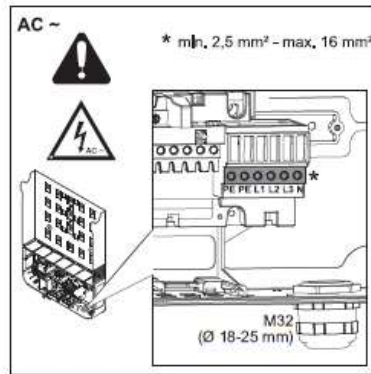
Fronius Eco Installation



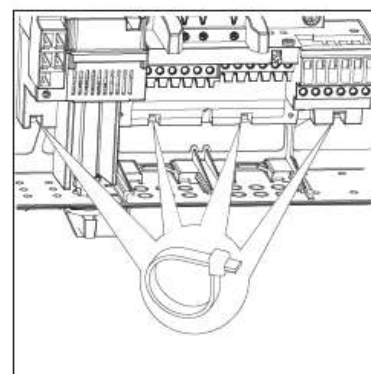
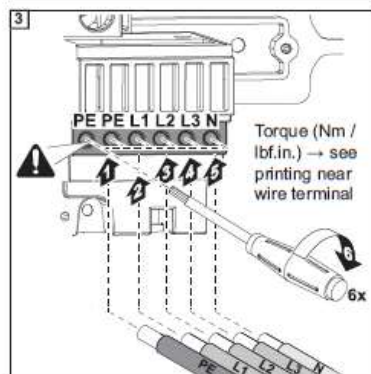
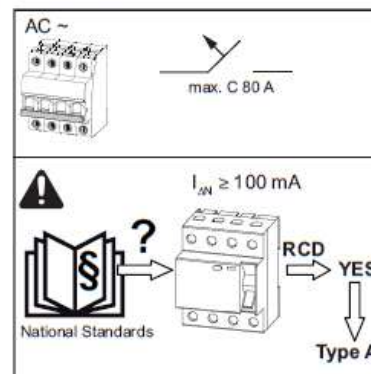
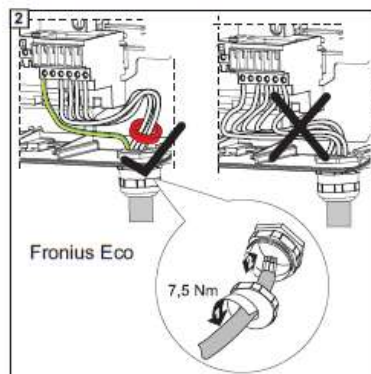


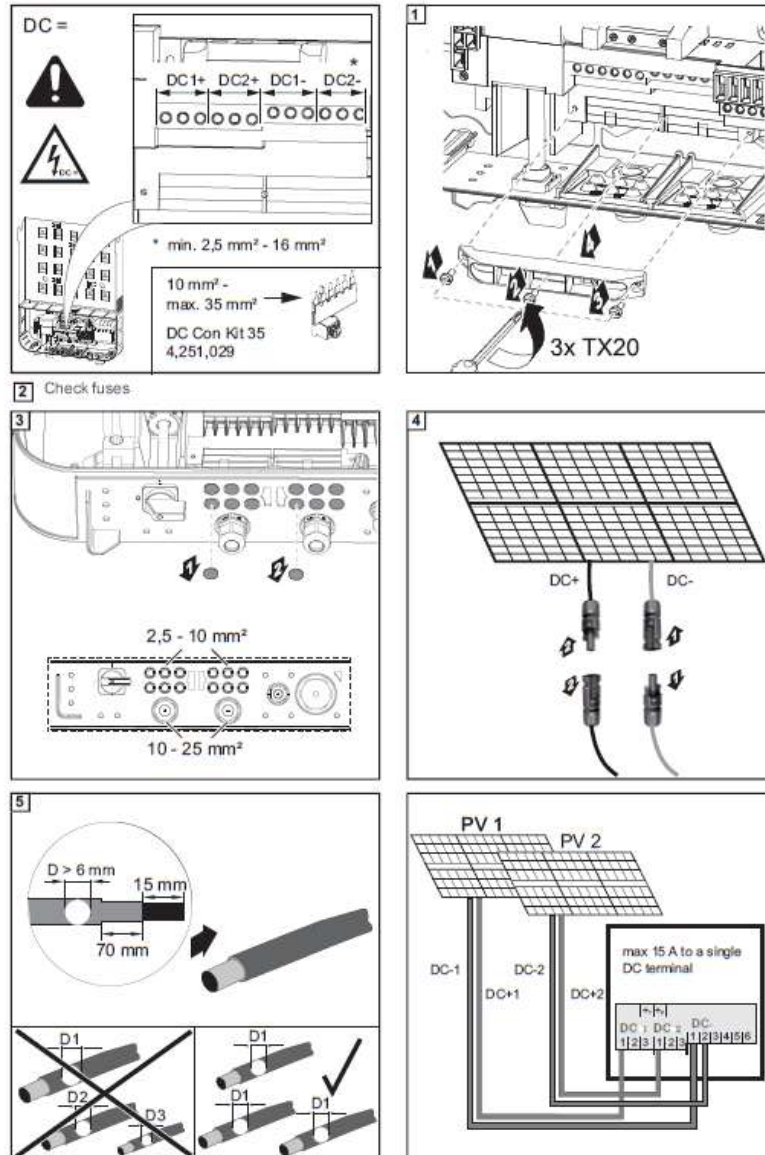


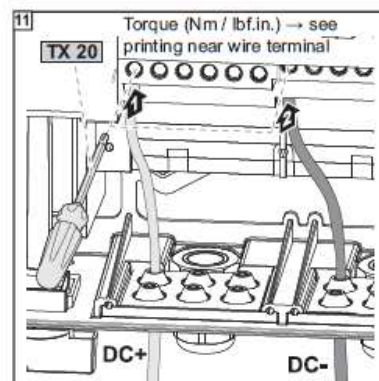
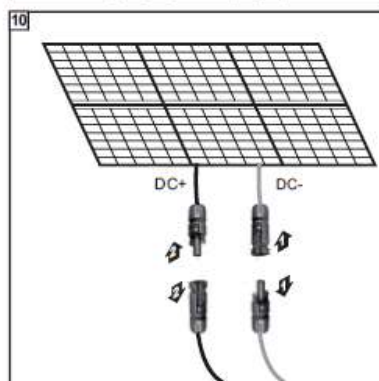
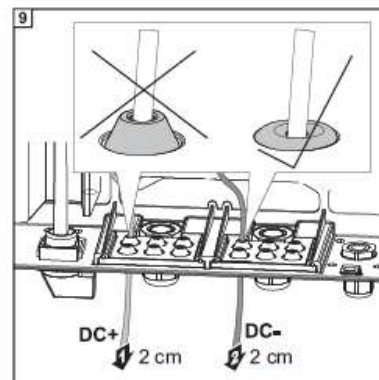
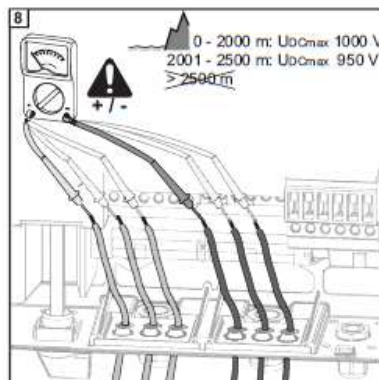
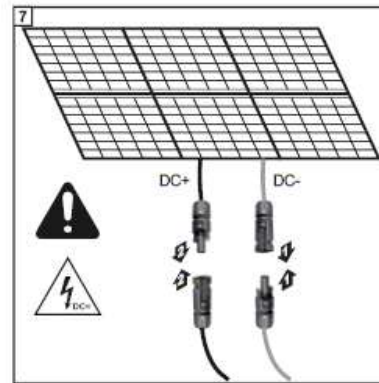
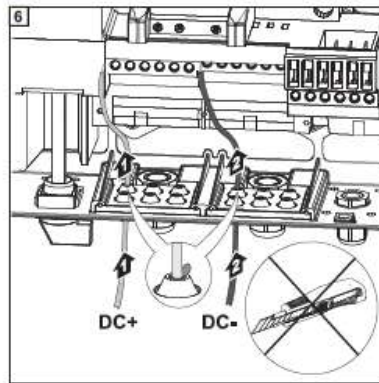


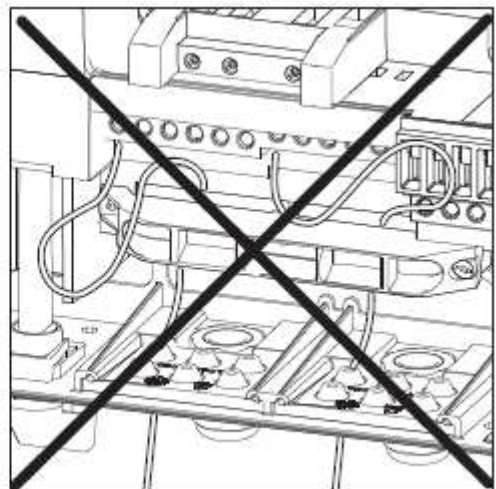
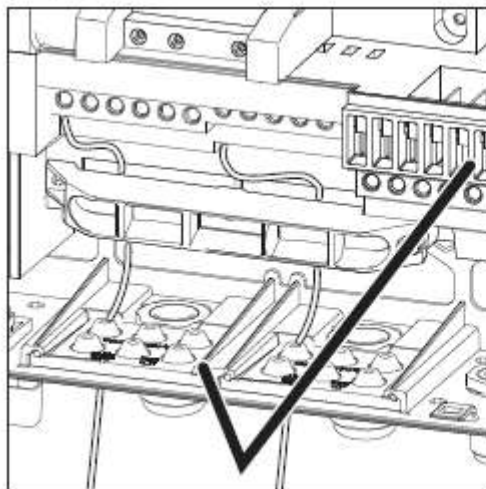
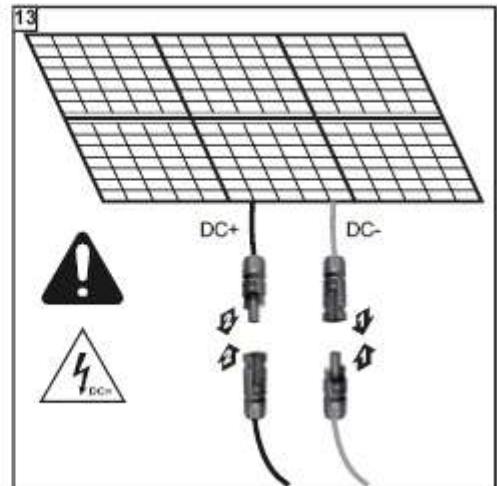
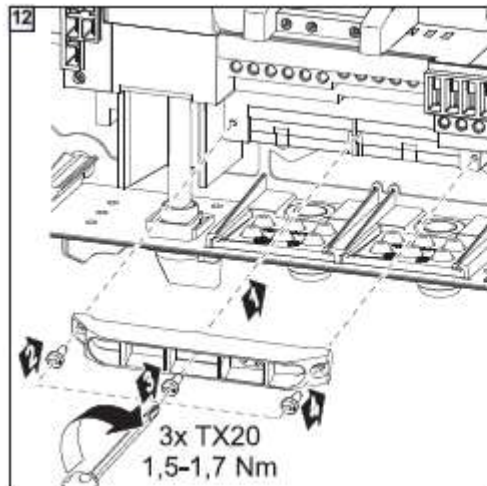


optional: Installation „Option DC SPD Typ 2” - see Chapter „Option DC SPD Typ 2 - retrofitted”

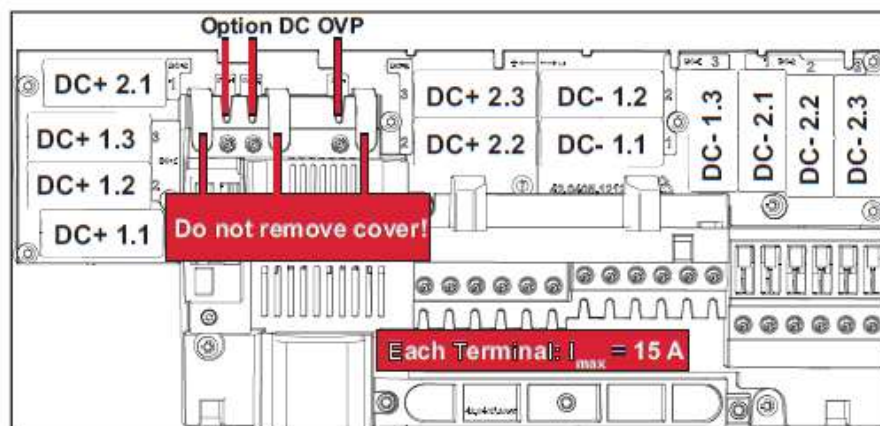




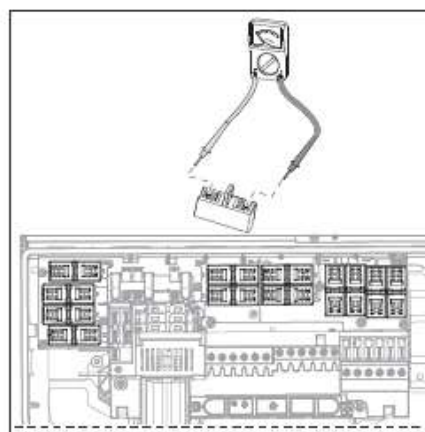
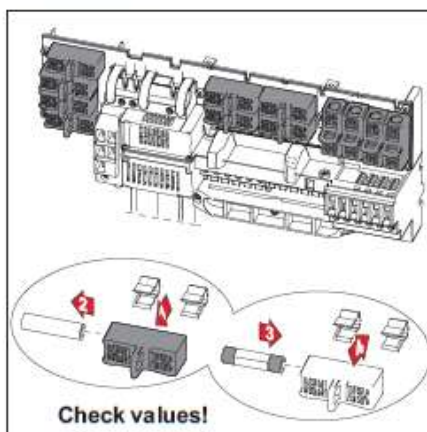




Fuses



Replacing fuses:



DE Zur Vermeidung einer Brandgefahr, defekte Sicherungen nur durch Sicherungen vom gleichen Typ und Wert ersetzen.

EN To avoid the risk of a fire, only replace faulty fuses with new ones of the same rating.

FR Afin d'éviter les risques d'incendie, les fusibles défectueux doivent être remplacés uniquement par des nouveaux fusibles équivalents.

ES Los fusibles defectuosos deben ser sustituidos únicamente por otros equivalentes para evitar así el peligro de incendio.

IT Per scongiurare il pericolo di incendi, sostituire i fusibili difettosi solo con fusibili equivalenti.

NL Om brand te voorkomen, vervangt u defecte zekeringen alleen door nieuwe gelijkwaardige zekeringen.

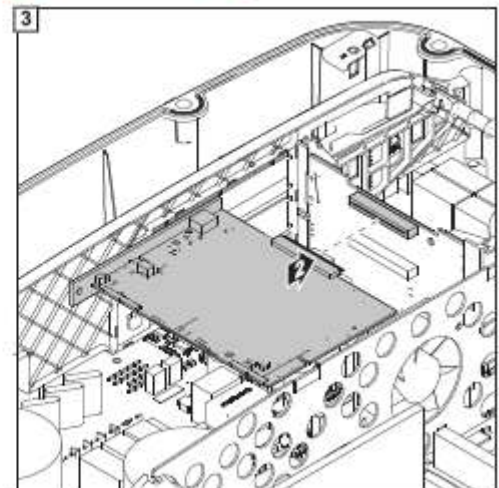
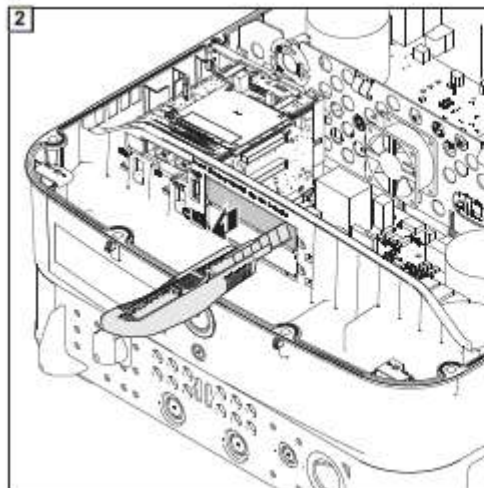
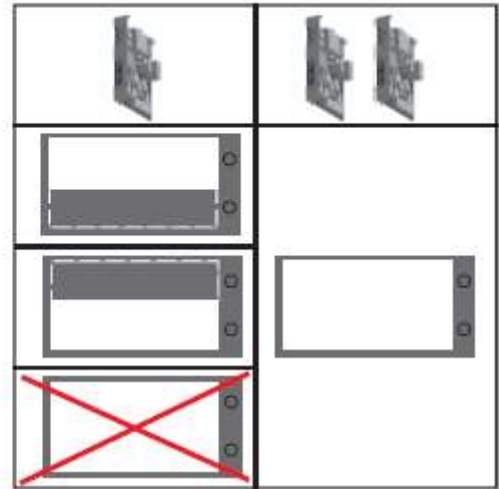
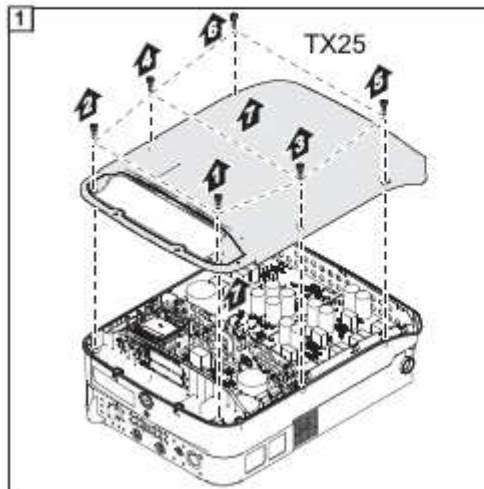
DA Udskift kun defekte sikringer med nye af samme kvalitet, så brandfare undgås.

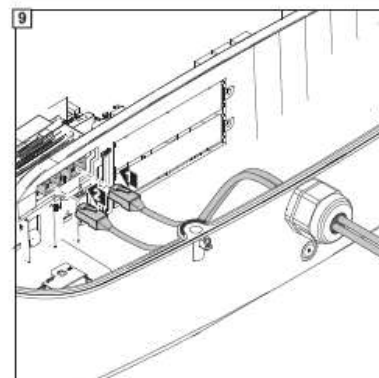
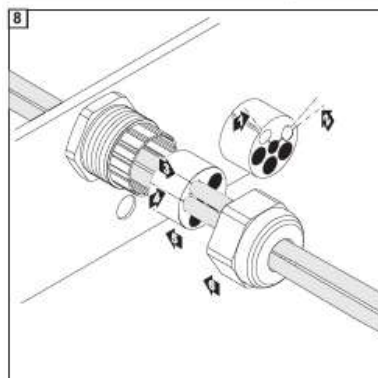
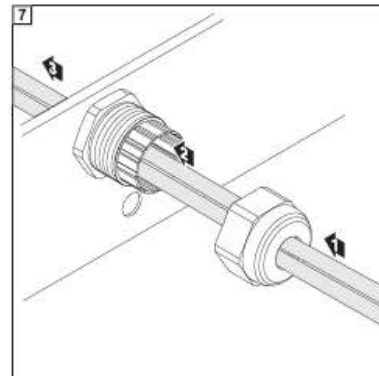
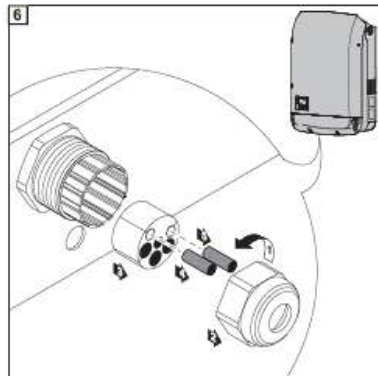
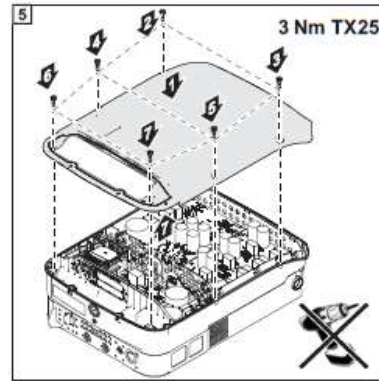
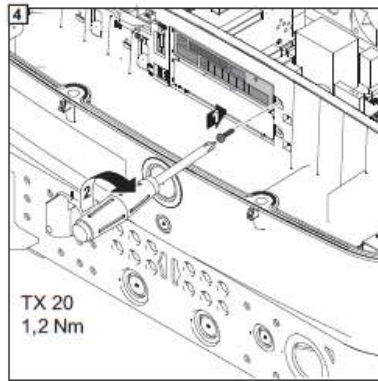
EL Για να μην υπάρχει κίνδυνος πυρκαγιάς αντικαταστήστε τις ελαττωματικές ασφάλειες με νέες ισότιμες ασφάλειες.

HU A tűzveszély elkerülése érdekében a hibás biztosítókat csak új, egyenértékű biztosítókkal szabad pótolni.

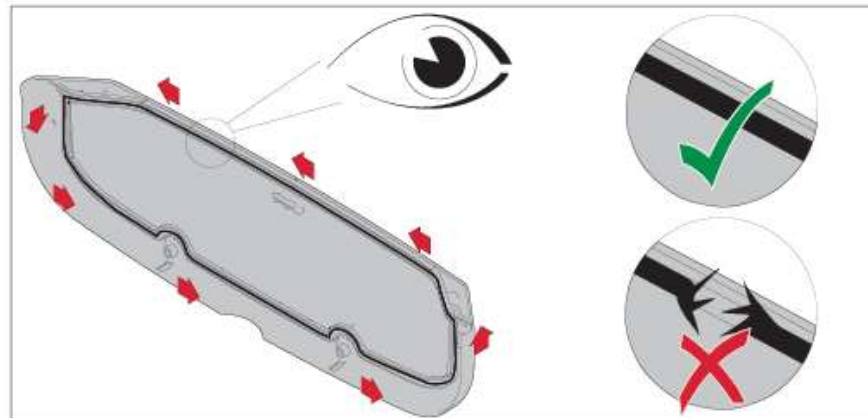
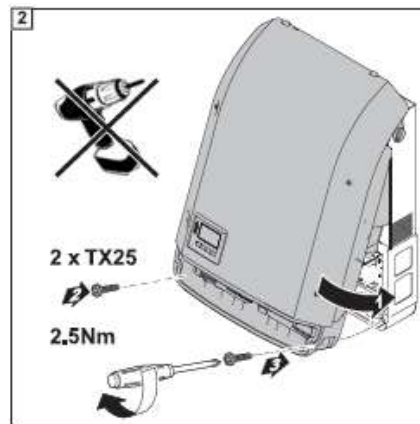
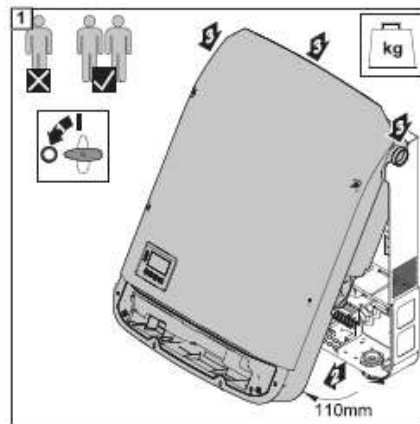
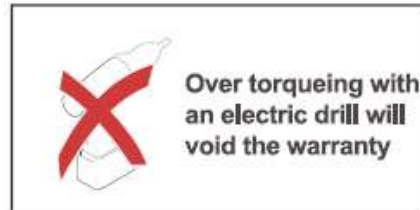
TR Bir yangın tehlikesini önlemek için anızalı sigortaları sadece eş değeri yeni sigortalarla değiştirin.

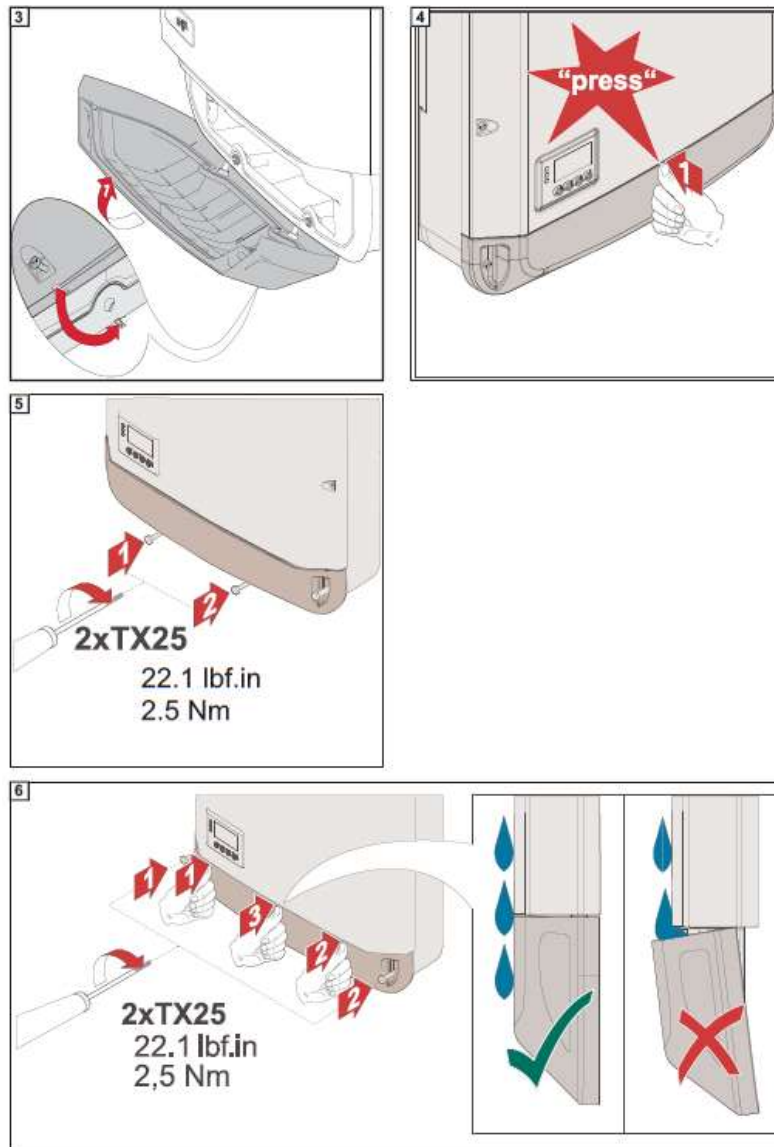
DATCOM

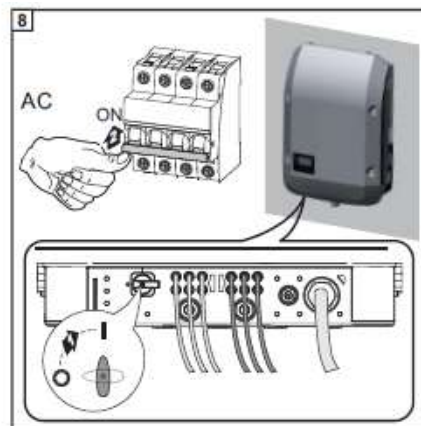
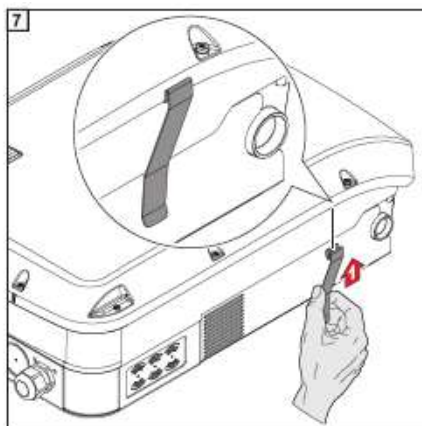




Operation

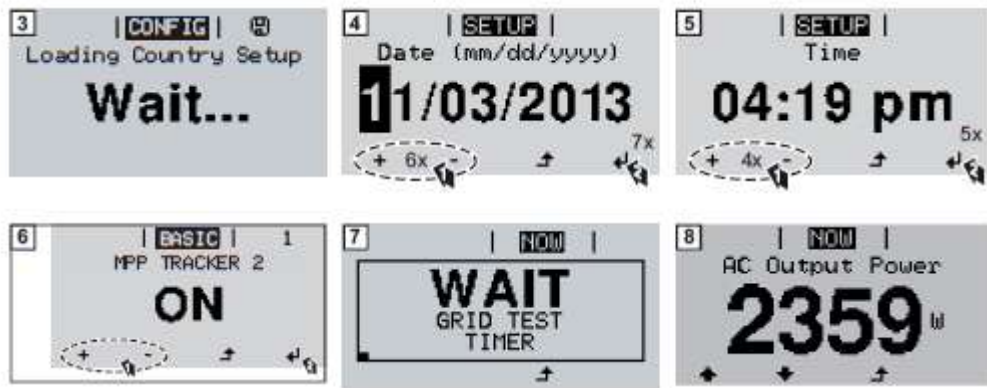




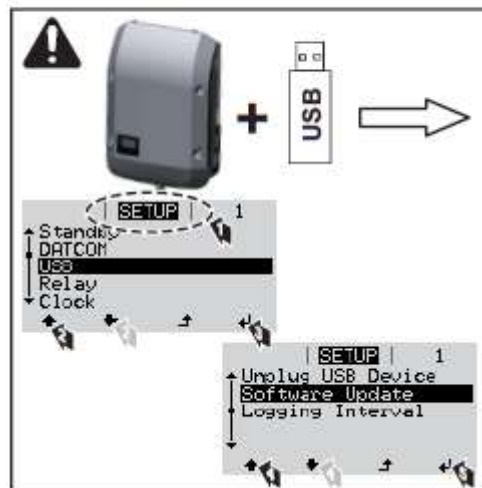


* Country Setups

50Hz	International 50 Hz	DK B	Danmark 50 kW to 1,5 MW	IN	India
60Hz	International 60 Hz	DKA1	Danmark Anlægsstørrelse <11 kVA	IT4	Italia: Dimensioni impianto < 11,08 kVA
AT 1	Österreich: Anlagengröße < 3,68 kVA	DKA2	Danmark Anlægsstørrelse 11 - 50 kVA	IT5	Italia: Dimensioni impianto > 11,08 kVA
AT 2	Österreich: Anlagengröße > 3,68 kVA und < 13,8 kVA	DU2	Dubai > 10 kW and < 400 kW	ITMT	Italia: media tensione
AT 3	Österreich: Anlagengröße > 13,8 kVA	DU3	Dubai > 400 kW	LK	Sri Lanka
AU	Australia	ES	España	MG50	Microgrid 50 Hz
BE	Belgique / België	ESOS	Territorios españoles en el extranjero (Spanish Oversea Islands)	MG60	Microgrid 60 Hz
BR2	Brasil: < 6 kVA	Eesti	Vali Setup PT	NIE2	Northern Ireland / Tuaisceart Éireann > 16 A
BR3	Brasil: > 6 kVA	FR	France	NL	Nederland
CH	Schweiz / Suisse / Svizzera / Svizra	FR	France	NO	Norge
CL	Chile	FROS	Territoire d'Outre-Mer (French Oversea Islands)	NZ	New Zealand
CY	Κύπρος / Kibris / Cyprus	GB	Great Britain	PT	Portugal
CZ	Česko	GR	Ελλάδα	RO	România
DE1	Deutschland: Anlagengröße < 3,68 kVA	HR	Hrvatska	SE	Konungariket Sverige
DE2	Deutschland: Anlagengröße > 3,68 kVA und < 13,8 kVA	HU	Magyarország	SI	Slovenija
DE3	Deutschland: Anlagengröße > 13,8 kVA	IE	Éire / Ireland; Malta	SK	Slovensko
DEMS	Deutschland: Mittelspannung	IL	Israel	TR	Türkiye
				UA	Україна
				ZA	South Africa / Suid-Afrika

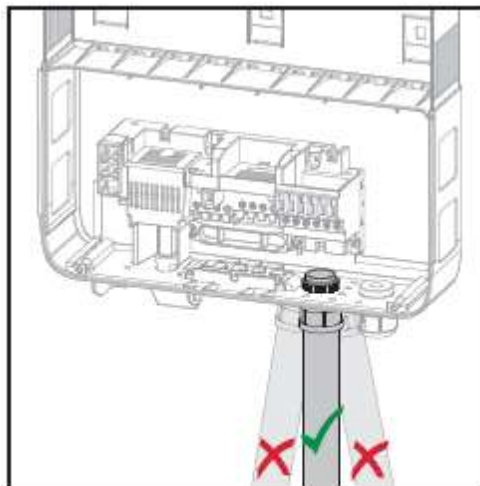
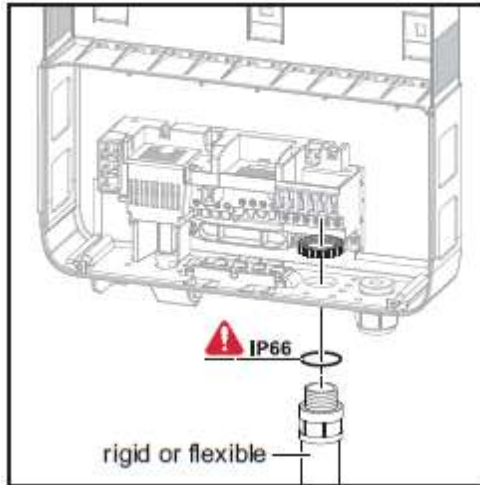


Firmware Update

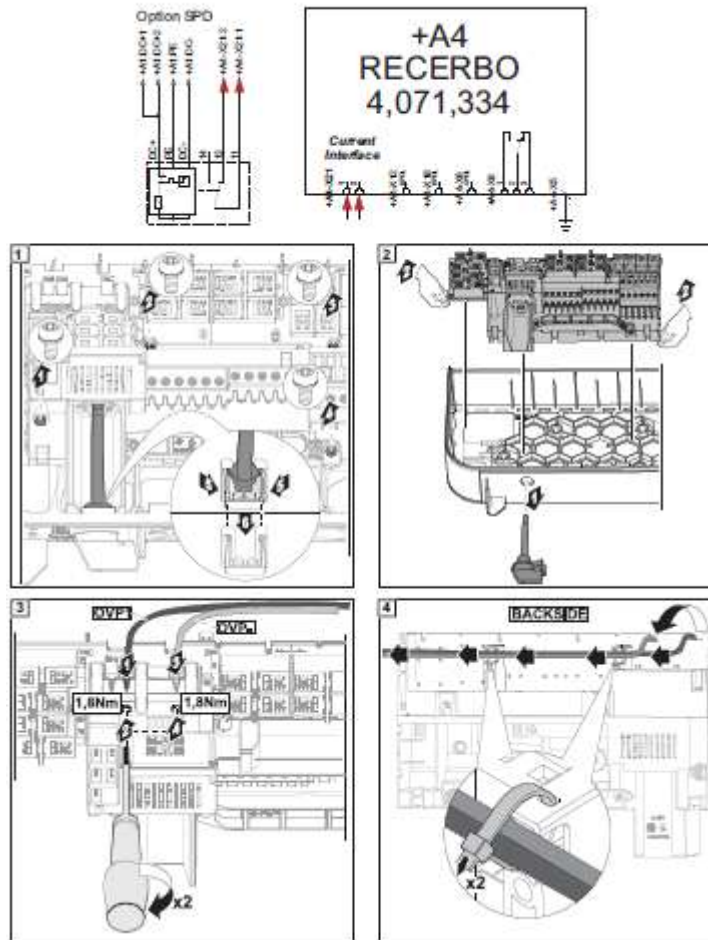


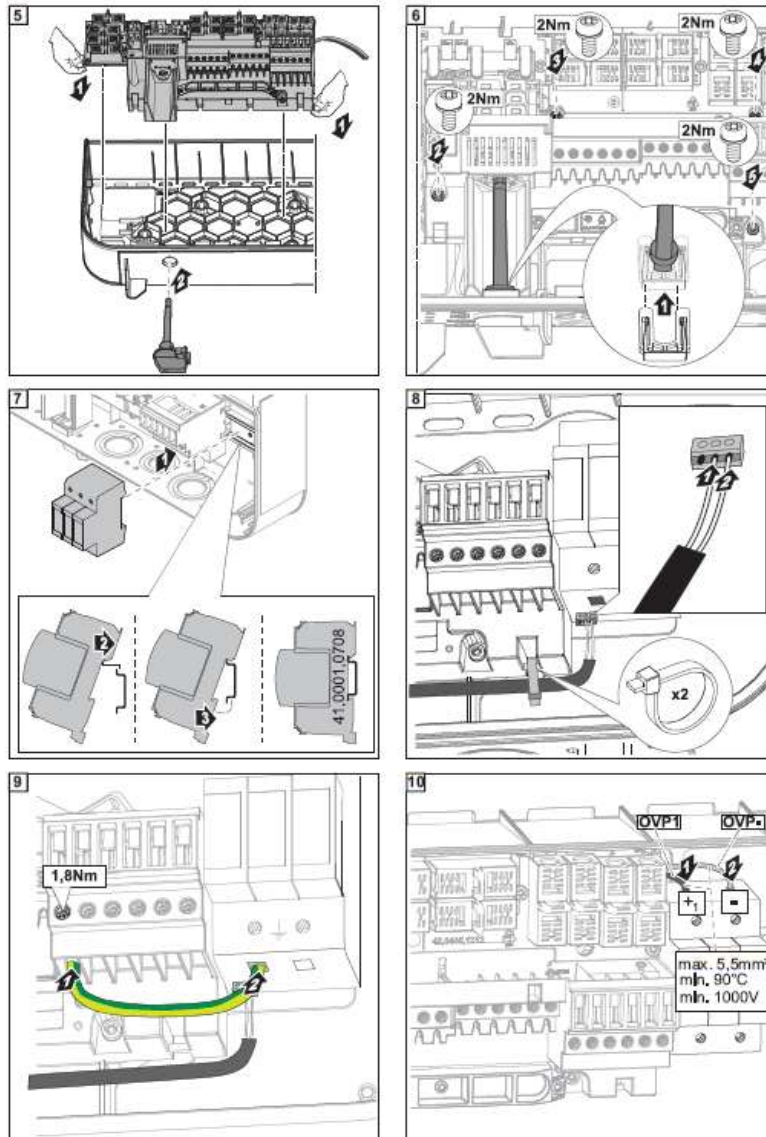
Australia - Conduits

Pay attention to the correct sealing of the conduits!



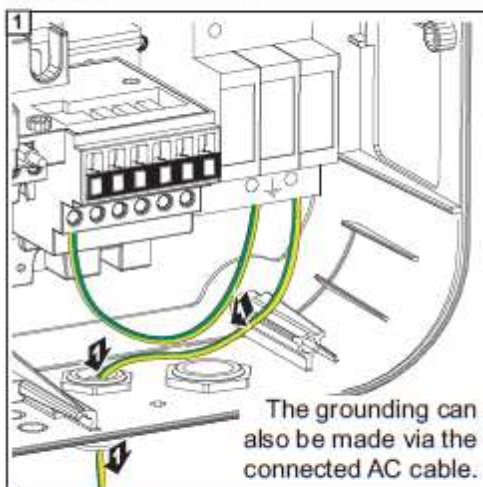
Option DC SPD - retrofitted



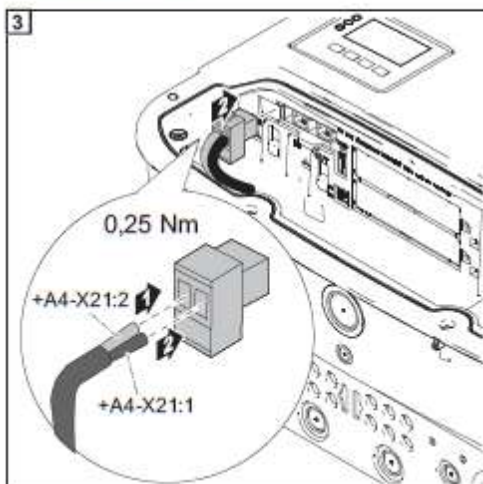
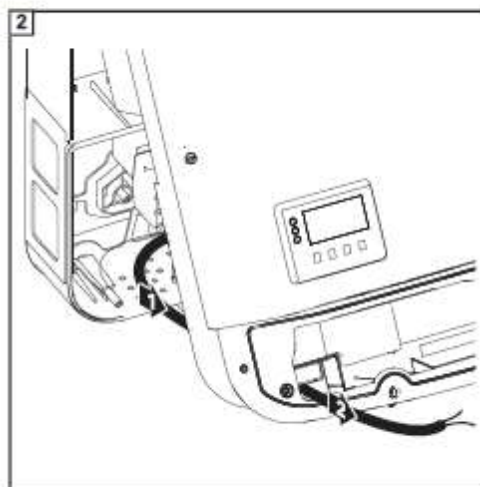


Option DC SPD

Option DC SPD Typ 2 - S



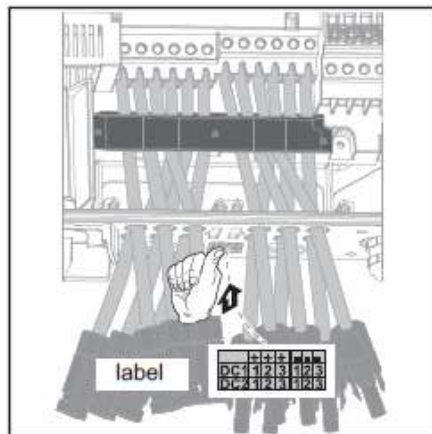
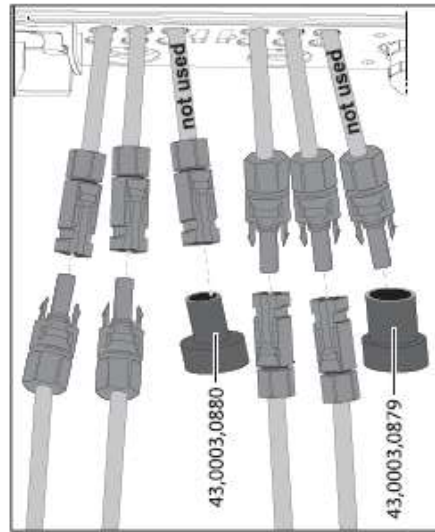
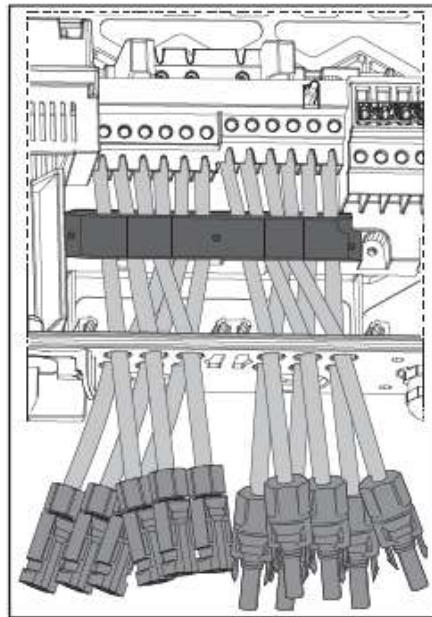
M16 cable gland - enclosed



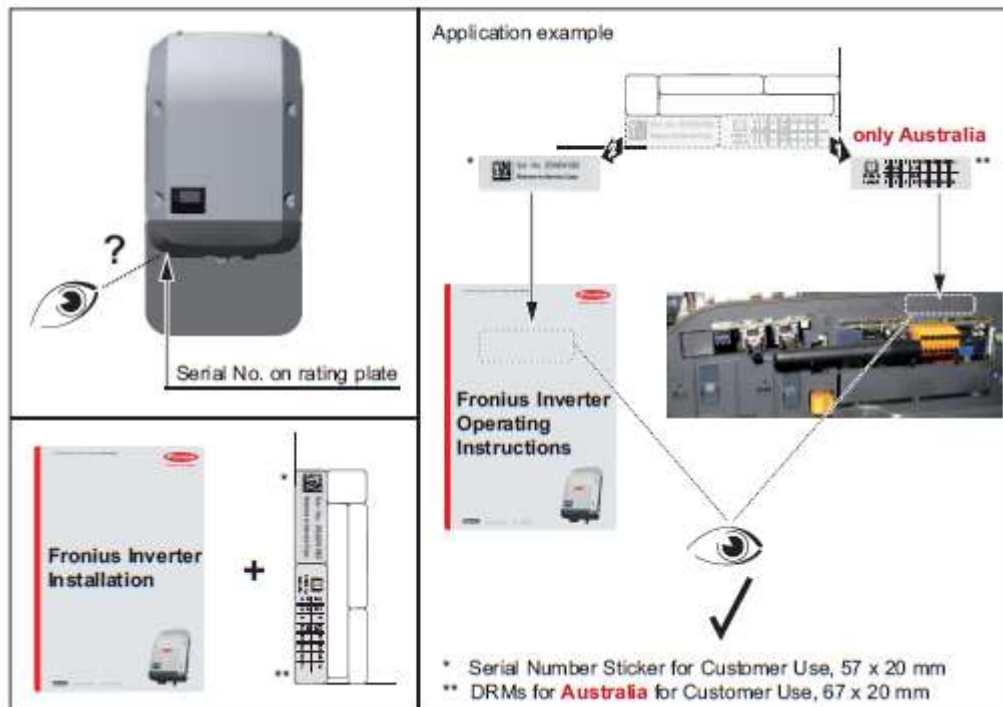
Option DC SPD - Menu settings



Option DC-plug +- pair MC4



Serial Number Sticker for Customer Use



8.3.1.8. Certificado de conformidad con la Norma TÜV del inversor FRONIUS Eco

CERTIFICATE of Conformity		
Registration No.:	AK 60103579 0001	
Report No.:	28108154 001	
Holder:	Fronius International GmbH Guenter Fronius-Str. 1 4600 Wels - Thalheim Austria	
Product:	<u>PV-Inverter</u> Photovoltaic Grid Tied Inverter	
Identification:	Trademark: FRONIUS Model: FRONIUS ECO FRONIUS ECO 27.0-3-S FRONIUS ECO FRONIUS ECO 25.0-3-S	
Tested acc. to:	IEC 61727:2004	
<p>The certificate of conformity refers to the above mentioned product. This is to certify that the specimen is in conformity with the assessment requirement mentioned above. This certificate does not imply assessment of the production of the product and does not permit the use of a TÜV Rheinland mark of conformity.</p>		
Date	04.08.2015	Certification Body  Marco Piva 
TÜV Rheinland LGA Products GmbH - Tillystraße 2 - 90431 Nürnberg		

8.3.1.9. Certificado de conformidad con las norma VDE del inversor FRONIUS Eco



KONFORMITÄTSBESTÄTIGUNG
STATEMENT OF CONFORMITY



<p>Produkt <i>Product</i></p> <p>Typenbezeichnung <i>Model/Type reference</i></p> <p>Firmenwarversion</p> <p>Betriebsdaten und Merkmale <i>Rating and principal characteristics</i></p> <p>Hersteller <i>Manufacturer</i></p> <p>Geprüft im Auftrag von <i>Tested by request of</i></p>	<p>PV-Wechselrichter mit selbsttätiger Freischatzstelle <i>PV-Power converter with automatic disconnection device</i></p> <p>Fronius Eco 25.0-3-S Fronius Eco 27.0-3-S</p> <p>SW1: V 0.16.8.3 ; SW2: V 0.5.10.4</p> <p>Max. Eingangsspannung DC: 1000 V Nennspannung: 3/N/PE AC 400/230 V / 50 Hz Nennleistung: 25,0 kW für Typ Eco 25.0-3-S 27,0 kW für Typ Eco 27.0-3-S</p> <p>Maximum DC input voltage: 1000 V Rated AC voltage : 3/N/PE AC 400/230 V / 50 Hz Nominal power: 25.0 kW for type Eco 25.0-3-S 27.0 kW for type Eco 27.0-3-S</p> <p>FRONIUS International GmbH Günter Froniusstr. 1, 4600 WELS-THALHEIM AUSTRIA</p> <p>FRONIUS International GmbH Günter Froniusstr. 1, 4600 WELS-THALHEIM AUSTRIA</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Auf Basis einer einmaligen Untersuchung eines oder mehrerer Produktmuster wird die Übereinstimmung mit den Anforderungen DIN VDE 0126-1-1 der nachfolgend aufgeführten Prüfgrundlage bestätigt. Detaillierte Ergebnisse sind dem Prüfbericht zu entnehmen.
Based upon a single test of one or several product samples, compliance with the requirements of the following test basis is confirmed. Detailed results are provided in the test report.

<p>Prüfgrundlage <i>Test basis</i></p> <p>Prüfbericht <i>Test report</i></p> <p>ID Nummer <i>ID number</i></p>	<p>DIN VDE 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1);2013-08</p> <p>259750-TL4-6, vom / dated 2019-03-05</p> <p>40042203, Revision 2</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Diese Konformitätsbestätigung berechtigt nicht zur Nutzung eines markenrechtlich geschützten Zeichens des VDE.
This statement of conformity does not authorize to use any of the legally protected VDE marks.

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH
VDE Testing and Certification Institute
Zertifizierung Produkte / *Certification Products*

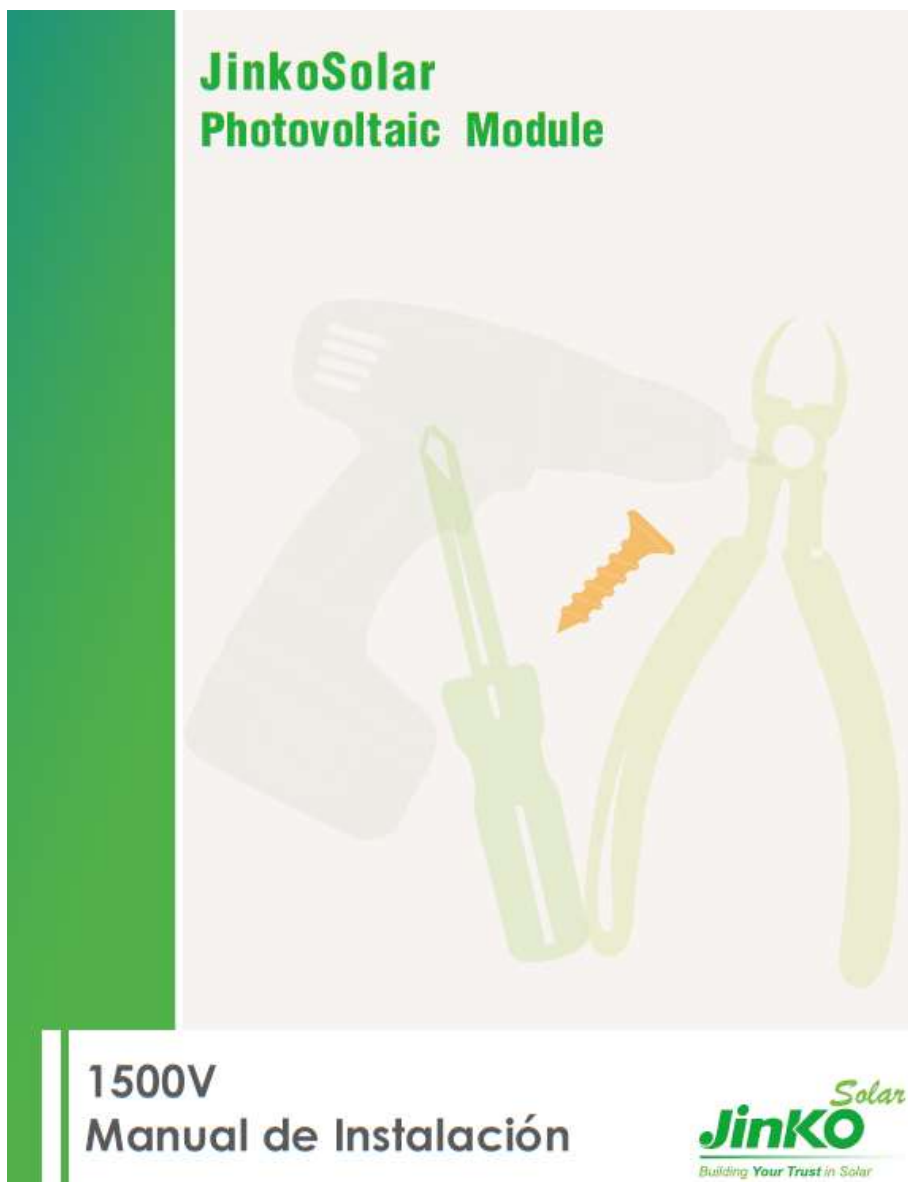


2019-03-06
J. Richter

Merianstrasse 28, 63069 Oberndorf, Germany
phone +49 69 8306 0, fax: +49 69 8306 555
e-mail: vde-institut@vde.com, www.vde-institut.com
VDE Zertifikate sind nur gültig bei Veröffentlichung unter: www.vde.com/certifikat
VDE certificates are valid only when published on: www.vde.com/certifikat



8.3.1.10. Manual de instalación de paneles JINKO





Contenidos

1	Información general	1
1.1	Generalidades	1
1.2	Productos aplicables	1
1.3	Advertencias	3
<hr/>		
2.	Instalación	5
2.1	Medidas de seguridad durante la instalación	5
2.2	Condiciones de la instalación	6
2.2.1	Condiciones ambientales	6
2.2.2	Elección de la ubicación	6
2.2.3	Elección del ángulo de inclinación	7
2.3	Instalación mecánica (introducción)	8
2.3.1	Fijación con tornillos	8
2.3.2	Fijación con abrazaderas en los laterales largos del marco	10
2.3.3	Fijación con abrazaderas en los laterales cortos del marco	13
2.3.4	Fijación con abrazaderas en los laterales largos y cortos	15
2.3.5	Fijación con tornillos y abrazaderas en los laterales largos y cortos	18
<hr/>		
3	Cableado y conexión	20
<hr/>		
4	Mantenimiento y cuidado	22
4.1	Inspección visual	22
4.2	Limpieza	23
4.3	Inspección de conectores y cables	23
<hr/>		
5	Especificaciones eléctricas	24
<hr/>		
6	Exención de responsabilidad	25
<hr/>		

Edición 04/2017



1. Información general

1.1 Generalidades

Gracias por elegir los módulos fotovoltaicos de Jinko Solar. Para asegurarse de instalarlos correctamente, lea las siguientes instrucciones antes de proceder con la instalación y el uso de los módulos.

Recuerde que estos productos generan electricidad, por lo que será necesario que tome ciertas medidas de seguridad con el fin de evitar peligros.

1.2 Productos aplicables

Este documento se aplica a las series de módulos solares que se enumeran a continuación:

Con silicio monocristalino de 6":

JKMxxxM-72-V *(xxx=250-335, en pasos de 5, 72 células)
JKMxxxM-72-V-J **(xxx=250-335, en pasos de 5, 72 células)
JKMSxxxM-72-V*** (xxx=250-335, en pasos de 5, 72 células)
JKMSxxxM-72-V-J (xxx=250-335, en pasos de 5, 72 células)
JKMxxxM-60-V (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMxxxM-60-V-J (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMSxxxM-60-V (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMSxxxM-60-V-J (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMxxxM-48-V (xxx=170-220, en pasos de 5, 48 células)
JKMxxxM-48-V-J (xxx=170-220, en pasos de 5, 48 células)
JKMSxxxM-48-V (xxx=170-220, en pasos de 5, 48 células)
JKMSxxxM-48-V-J (xxx=170-220, en pasos de 5, 48 células)

Con silicio policristalino de 6":

JKMxxxP-72-V (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMxxxP-72-V-J (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMxxxPP-72-V****(xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMxxxPP-72-V-J (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMSxxxP-72-V (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMSxxxP-72-V-J (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)



JKMSxxxPP-72-V (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMSxxxPP-72-V-J (xxx=250-340, en pasos de 5, 72 células)
JKMxxxP-60-V (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMxxxP-60-V-J (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMxxxPP-60-V (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMxxxPP-60-V-J (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMSxxxP-60-V (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMSxxxP-60-V-J (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMSxxxPP-60-V (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMSxxxPP-60-V-J (xxx=210-280, en pasos de 5, 60 células)
JKMxxxP-48-V (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMxxxP-48-V-J (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMxxxPP-48-V (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMxxxPP-48-V-J (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMSxxxP-48-V (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMSxxxP-48-V-J (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMSxxxPP-48-V (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)
JKMSxxxPP-48-V-J (xxx=170-225, en pasos de 5, 48 células)

Notas:

- *V: módulo con 1500V
- **PP: módulo de la serie EAGLE
- ***JKMS: módulo inteligente
- ****J: producto adaptado para el mercado japonés

Asegúrese de que el conjunto de módulos fotovoltaicos no supere los límites de tensión del sistema ni la corriente y el voltaje nominal de los equipos secundarios, como los reguladores y los inversores. La tensión máxima permitida (CC) de los módulos que se venden en Europa es de 1500V

El montaje se debe realizar sobre una cubierta de tejado resistente al fuego y adecuada para la aplicación. Antes de montar los módulos, consulte a su departamento de urbanismo local para determinar cuáles son las cubiertas de tejado aprobadas.

Los módulos están calificados para su utilización en la clase de aplicación A: tensión peligrosa (IEC 61730: superior a 50V CC; EN 61730: superior a 120 V), de potencia peligrosa (por encima de 240 W) en las que está previsto el acceso de contacto general (se considera que los módulos clasificados como seguros según las normas EN IEC 61730-1 y -2 dentro de esta clase de aplicación cumplen los requisitos de seguridad de la clase II).




1.3 Advertenc

- Los módulos fotovoltaicos generan electricidad de corriente continua (CC) cuando están expuestos a la luz del sol u otras fuentes de luz. El contacto con las piezas del módulo que tengan carga eléctrica, como pueden ser los terminales, puede provocar quemaduras, chispas y sacudidas eléctricas mortales.
- No debe exponerse el módulo o el panel a la luz solar concentrada artificialmente.



- Los módulos están provistos de un cristal protector frontal. La ruptura de este cristal pone en peligro la seguridad eléctrica (puede originar descargas eléctricas e incendios). Estos módulos no se pueden reparar y deben ser reemplazados de inmediato.

 Advertencia	<ul style="list-style-type: none">◆ Peligro de descarga eléctrica y quemaduras◆ Los módulos fotovoltaicos producen electricidad cuando están expuestos al sol
----------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

- Para evitar el riesgo de descargas eléctricas o quemaduras, los módulos se pueden cubrir con un material opaco durante su instalación.
- Los trabajos de instalación del sistema fotovoltaico solo pueden ser llevados a cabo bajo cubiertas o toldos que protejan del sol. Asimismo, la instalación y el mantenimiento de los módulos únicamente deben ser realizados por personal cualificado.
- Si se utilizan baterías con los módulos, siga las recomendaciones del fabricante de las mismas.
- No utilice los módulos para reemplazar total o parcialmente tejados o muros de viviendas.
- No instale los módulos en lugares en los que pueda haber gas inflamable.
- No toque los terminales portadores de corriente sin guantes. Utilice herramientas aisladas para las conexiones eléctricas.



- No retire ninguna pieza instalada por Jinko Solar ni desmonte el módulo.
- Lea con atención todas las instrucciones antes de intentar instalar, cablear, operar y mantener este módulo.
- No levante los módulos fotovoltaicos por los cables o la caja de conexiones.
- Todos los sistemas fotovoltaicos deben estar conectados a tierra. Si no existe una regulación al respecto, siga el Código Eléctrico Nacional u otro código del país.
- En condiciones normales, un módulo fotovoltaico puede estar sujeto a condiciones en las que se produzca más corriente y/o tensión que las que se producen en condiciones normales de medida. Por lo tanto, los valores de I_{sc} y V_{oc} de dicho módulo deberán multiplicarse por un factor de 1,25 para determinar los valores de tensión de los componentes, los valores de corriente de los conductores, los tamaños de los fusibles y el tamaño de los controles conectados a la salida fotovoltaica.
- Una vez que el módulo fotovoltaico llegue al lugar de instalación, se deberán desembalar todas las piezas con cuidado.
- No pise ni se ponga de pie sobre el módulo fotovoltaico (como se muestra en las fotos). Además de estar prohibido, existe el riesgo de que se produzcan microgrietas que disminuyan el rendimiento del módulo y puedan constituir una amenaza para su salud.



- Solo se deben conectar en serie módulos fotovoltaicos con el mismo tamaño de células.
- Durante el transporte, asegúrese de que el vehículo y los módulos no sufran ningún golpe o sacudida de importancia, ya que ello podría dañar los módulos o agrietar las células.



- Durante el transporte de los módulos, evite que estos se caigan del vehículo, la casa o las manos. Esto ocasionaría la ruptura de las células.
- No utilice productos químicos para limpiar el cristal.
- No desconecte ningún módulo mientras esté en plena carga.
- Los módulos fotovoltaicos que llevan una capa antirreflectante suelen presentar diferencias de color cuando se observan desde diferentes ángulos.

2. Instalación

2.1 Medidas de seguridad durante la instalación

- Utilice siempre un casco protector, guantes aislantes y calzado de seguridad (con suelas de caucho).
- No desembale el módulo fotovoltaico hasta el momento de su instalación.
- No toque el módulo fotovoltaico más de lo necesario durante la instalación. La superficie del cristal y el marco pueden estar calientes, por lo que existe el riesgo de quemaduras y descarga eléctrica.
- No realice la instalación si llueve, nieva o hace mucho viento.
- A fin de evitar el riesgo de descarga eléctrica, no realice ningún trabajo si los terminales del módulo fotovoltaico están mojados.
- Utilice herramientas aisladas que estén secas.
- Al instalar los módulos fotovoltaicos, procure no dejar caer ningún objeto (p. ej., los módulos o las herramientas).
- Asegúrese de que no haya ninguna fuente de gases inflamables cerca del lugar de instalación.
- Inserte los conectores de interconexión completa y correctamente. Compruebe todas las conexiones.
El cable de interconexión debe ir sujeto firmemente al marco del módulo de manera que el conector no arañe ni choque contra la lámina posterior del módulo.
- No toque la caja de conexiones ni el extremo de los cables de interconexión (conectores) durante la instalación o bajo la luz del sol, independientemente de que el módulo fotovoltaico esté conectado o desconectado del sistema.
- No exponga el módulo fotovoltaico a cargas excesivas en su superficie ni doble el marco.
- No golpee ni someta a una carga excesiva el cristal o la lámina posterior, ya que las células podrían romperse o agrietarse.
- Durante el funcionamiento, no utilice herramientas puntiagudas para limpiar la lámina posterior y el cristal, ya que esto dañaría el módulo.
- No taladre orificios en el marco a fin de evitar la corrosión del mismo.
- Para la instalación de los módulos en la estructura de montaje sobre tejado, siga el principio "de arriba a abajo" y/o "de izquierda a derecha" e intente no pisar los



módulos, ya que podría provocar daños en los mismos y poner en peligro su propia seguridad.

2.2 Condiciones de la instalación

2.2.1 Condiciones ambientales

Instale los módulos con las siguientes condiciones:

- a) Temperatura de operación: entre -40°C (-4°F) y 85°C (185°F)
- b) Humedad: $< 85\text{HR}\%$

* Nota: La carga mecánica (incluidas las cargas de viento y nieve) que es capaz de soportar el módulo depende de los métodos de montaje. El instalador profesional deberá encargarse de calcular la carga mecánica en función del diseño del sistema.

2.2.2 Elección de la ubicación

En la mayoría de las aplicaciones, los módulos fotovoltaicos de Jinko Solar deben instalarse en un lugar en el que reciban la máxima cantidad de luz solar durante todo el año. En el hemisferio norte, los módulos se orientan normalmente hacia el sur y, en el hemisferio sur, los módulos normalmente se orientan hacia el norte. Si la orientación de los módulos se aleja 30 grados del sur (o norte) geográfico, estos perderán entre un 10 y un 15 por ciento de su potencia. Si la orientación de los módulos se aleja 60 grados del sur (o norte) geográfico, la pérdida de potencia será del 20 al 30 por ciento.

A la hora de elegir una ubicación, evite lugares en los que haya árboles, edificios u obstáculos que puedan proyectar sombras en los módulos solares, especialmente durante los meses de invierno, cuando la trayectoria del sol está cerca del horizonte. El sombreado ocasiona pérdidas de rendimiento, aun cuando los diodos de paso del módulo fotovoltaico instalados de fábrica ayuden a reducir dichas pérdidas.

No instale los módulos fotovoltaicos cerca de llamas o materiales inflamables.

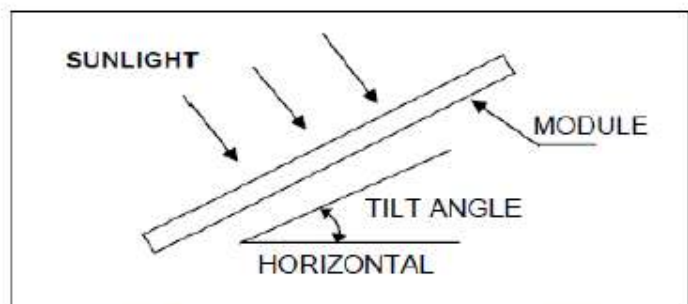
Si los módulos solares se utilizan para cargar baterías, estas deben instalarse de manera que protejan el rendimiento del sistema y la salud de sus usuarios. Siga las instrucciones del fabricante respecto a la instalación, la operación y el mantenimiento. En términos generales, las baterías (o banco de baterías) deben instalarse en lugares alejados del tránsito de personas o animales. Instale las baterías en un lugar bien ventilado protegido de la luz solar, la lluvia, la nieve y los escombros. La mayoría de las baterías desprenden hidrógeno durante la carga, lo cual puede dar lugar a una explosión. No encienda cerillas o produzca chispas cerca del banco de



baterías. Si las baterías se instalan al aire libre, deben colocarse en una caja aislada y ventilada diseñada específicamente para este propósito. No instale los módulos fotovoltaicos en un lugar en el que estén sumergidos en agua o expuestos a las salpicaduras de aspersores o fuentes, por ejemplo.

2.2.3 Elección del ángulo de inclinación

El ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico es el medido entre la superficie del módulo y el plano horizontal del suelo (figura 1). El módulo fotovoltaico genera la máxima potencia cuando está orientado directamente al sol.



Sunlight	Luz solar
Module	Módulo
Tilt angle	Ángulo de inclinación
horizontal	horizontal

Figura 1: Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico

Para sistemas autónomos con baterías en los que los módulos fotovoltaicos van sujetos a una estructura fija, se debe elegir un ángulo de inclinación que maximice el rendimiento en función de las estaciones y la radiación solar. En general, si el rendimiento fotovoltaico es aceptable cuando la irradiancia es baja (p. ej., en invierno), el ángulo elegido debería ser también apropiado durante el resto del año. Para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en las que los módulos fotovoltaicos van sujetos a una estructura fija, la inclinación de los módulos debe favorecer la máxima producción de energía al año.



2.3 Instalación mecánica (introducción)

Para el montaje de los módulos fotovoltaicos se suelen utilizar los siguientes métodos: tornillos y abrazaderas

* Nota:

- 1) Todos los métodos de instalación aquí mencionados sirven solo como referencia, y Jinko Solar no suministrará los componentes relacionados. El instalador o el personal profesional cualificado son los responsables del diseño, la instalación, el cálculo de la carga mecánica y la seguridad del sistema fotovoltaico.
- 2) Antes de proceder a la instalación, es conveniente que verifique varios aspectos importantes:
 - a) Realice una inspección visual antes de la instalación para asegurarse de que no haya ningún insecto en el embalaje, la caja de conexiones y la superficie del módulo. Si es así, retírelo y límpielo.
 - b) Compruebe si el número de serie es correcto.
- 3) Los módulos de Jinko están diseñados para soportar una presión máxima positiva (descendente) de 5400 Pa (solo para el tipo de módulo mencionado en este manual) y negativa (ascendente) de 2400 Pa. En zonas en las que nieva habitualmente o hay vientos fuertes, es importante montar los módulos de manera que ofrezcan suficiente resistencia y, a su vez, cumplan la normativa local.

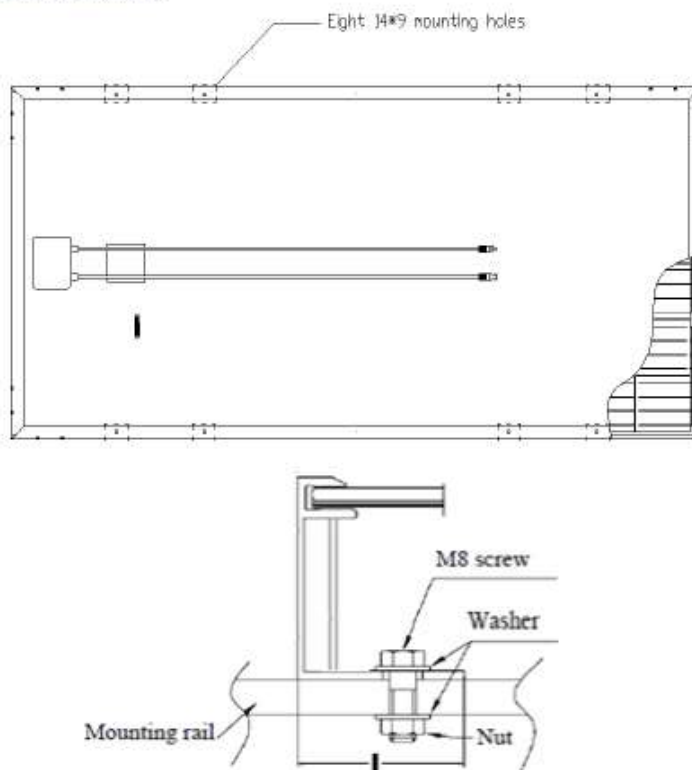
2.3.1 Fijación con tornillos

Este método se aplica a los productos que figuran en la tabla 1.

El marco del módulo tiene 8 orificios de montaje (largo*ancho: 14mm*9mm) que se utilizan para fijar los módulos a la estructura de soporte. Utilice siempre los ocho orificios de montaje para fijar los módulos. El marco de los módulos debe fijarse a un riel de montaje por medio de tornillos M8 resistentes a la corrosión, en combinación con arandelas elásticas y planas, en ocho posiciones simétricas del módulo. El par de apriete aplicado debe ser lo suficientemente grande como para que los módulos queden firmemente fijados. El valor de referencia para los tornillos M8 es 16~20N*m. Para sistemas de soporte especiales o requisitos específicos de instalación, verifique el par de apriete con el proveedor del soporte. En la figura 2 puede ver información



detallada del montaje.



Eight 14*9 mounting holes	Ocho orificios de montaje de 14*9
M8 screw	Tornillo M8
Washer	Arandela
Mounting rail	Rail de montaje
nut	Tuerca

Figura 2: montaje del módulo fotovoltaico con tornillos

Tipo de módulo	Tipo de célula	Célula	P _{máx}	Dimensiones (mm)
JKMxxxM-72-V; JKMxxxM-72-V-J; JKMSxxxM-72-V; JKMSxxxM-72-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*12	250~335Wp	Módulo: 1956*992 Marco: 40*30 & 40*35 & 50*35



JKMxxxM-60-V; JKMxxxM-60-V-J; JKMSxxxM-60-V; JKMSxxxM-60-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*10	210~280Wp	Módulo: 1650*992 Marco: 40*30 & 40*35 & 45*35 & 50*35 & 35*35
JKMxxxM-48-V; JKMxxxM-48-V-J; JKMSxxxM-48-V; JKMSxxxM-48-V-J; JKMxxxP-72-V; JKMxxxP-72-V-J; JKMxxxPP-72-V; JKMxxxPP-72-V-J; JKMSxxxP-72-V; JKMSxxxP-72-V-J; JKMSxxxPP-72-V; JKMSxxxPP-72-V-J;	6 pulgadas monocristalino 6 pulgadas policristalino	6*8 6*12	170~225 250~340	Módulo: 1324*992 Marco: 40*35 Módulo: 1956*992 Marco: 40*30 & 40*35 & 50*35
JKMxxxP-60-V; JKMxxxP-60-V-J; JKMxxxPP-60-V; JKMxxxPP-60-V-J; JKMSxxxP-60-V; JKMSxxxP-60-V-J; JKMSxxxPP-60-V; JKMSxxxPP-60-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*10	210~280Wp	Módulo: 1650*992 Marco: 40*30 & 40*35 & 45*35 & 50*35 & 35*35
JKMxxxP-48-V; JKMxxxP-48-V-J; JKMxxxPP-48-V; JKMxxxPP-48-V-J; JKMSxxxP-48-V; JKMSxxxP-48-V-J; JKMSxxxPP-48-V; JKMSxxxPP-48-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*8	170~225	Módulo: 1324*992 Marco: 40*30 & 40*35 & 35*35

Presión máx.: carga mecánica de 5400 Pa

Tabla 1: Dimensiones mecánicas para módulos instalados con tornillos

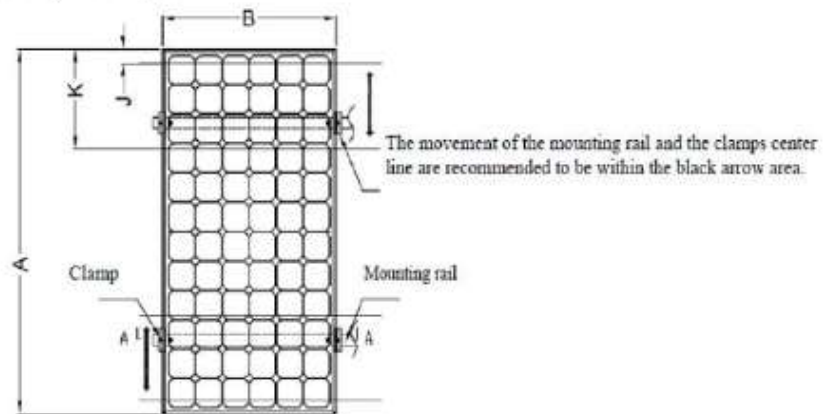
2.3.2 Fijación con abrazaderas en los laterales largos del marco

Este método se aplica a los productos que figuran en la tabla 2 y únicamente permite el uso de abrazaderas en el lateral largo del marco.

Las abrazaderas de los módulos no deben estar en contacto con el cristal frontal ni deformar el marco. Asegúrese de que las abrazaderas no proyecten sombras. El

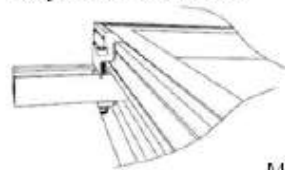


marco del módulo no debe modificarse bajo ninguna circunstancia. Si elige este método de montaje con abrazaderas, asegúrese de utilizar al menos cuatro abrazaderas por módulo, dos en cada uno de los laterales largos del mismo. Dependiendo de las cargas de viento y nieve en el emplazamiento, si se prevé que el módulo va a estar sometido a una carga de presión excesiva, serán necesarias más abrazaderas o soportes para que el módulo pueda soportar dicha carga. El par de apriete aplicado debe ser lo suficientemente grande como para que los módulos queden firmemente fijados (consulte el par de apriete con el proveedor de la abrazadera o el soporte). En la siguiente figura puede ver información detallada del montaje. Se recomienda que la distancia con respecto al lugar de montaje sea mayor que J y menor que K.



The movement of the mounting rail and the clamps center line are recommended to be within the black arrow area	Se recomienda que el movimiento del rail de montaje y la línea central de las abrazaderas esté dentro del área de la flecha negra
Clamp	Abrazadera
Mounting rail	Rail de montaje

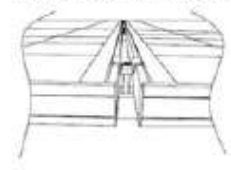
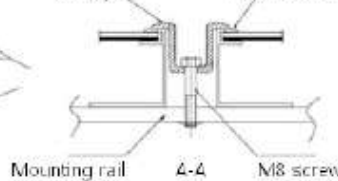
Fringe modules installation



Clamp

Frame(long side)

Middle modules installation



Fringe modules installation	Instalación de módulos finales
------------------------------------	---------------------------------------



Clamp	Abrazadera
Mounting rail	Rail de montaje
M8 screw	Tornillo M8
Frame (long side)	Marco (lateral largo)
Middle modules installation	Instalación de módulos centrales

Figura 3: Montaje del módulo fotovoltaico con abrazaderas en el lateral largo

Tipo de módulo	Tipo de célula	Cantidad de células	P _{máx} (Wp)	Dimensiones (mm)			
				A*B	J	K	Marco
JKMxxxM-72-V; JKMxxxM-72-V-J; JKMSxxxM-72-V; JKMSxxxM-72-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*12	250~335	1956*992	280	480	40*20 & 40*30 & 50*35 & 40*35
JKMxxxM-60-V; JKMxxxM-60-V-J; JKMSxxxM-60-V; JKMSxxxM-60-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*10	210~280	1650*992	280	420	35*25 & 35*35 & 40*20 & 40*30 & 40*35 & 45*35 & 50*35
JKMxxxM-48-V; JKMxxxM-48-V-J; JKMSxxxM-48-V; JKMSxxxM-48-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*8	170~220	1324*992	240	270	40*35 & 35*25 & 35*35
JKMxxxP-72-V; JKMxxxP-72-V-J; JKMxxxPP-72-V; JKMxxxPP-72-V-J; JKMSxxxP-72-V; JKMSxxxP-72-V-J; JKMSxxxPP-72-V; JKMSxxxPP-72-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*12	250~335	1956*992	280	480	40*20 & 40*30 & 50*35 & 40*35
JKMxxxP-60-V; JKMxxxP-60-V-J; JKMxxxPP-60-V; JKMxxxPP-60-V-J; JKMSxxxP-60-V; JKMSxxxP-60-V-J; JKMSxxxPP-60-V; JKMSxxxPP-60-V;	6 pulgadas policristalino	6*10	210~280	1650*992	280	420	35*25 & 35*35 & 40*20 & 40*30 & 40*35 & 45*35 & 50*35



JKMSxxxPP-60-V-J; JKMxxxP-48-V; JKMxxxP-48-V-J; JKMxxxPP-48-V; JKMxxxPP-48-V-J; JKMSxxxP-48-V; JKMSxxxP-48-V-J; JKMSxxxPP-48-V; JKMSxxxPP-48-V-J;	6 pulgad as poli crist alino	6*8	170~225	1324*992	240	270	40*35 & 35*25 & 35*35
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------	-----	---------	----------	-----	-----	-----------------------

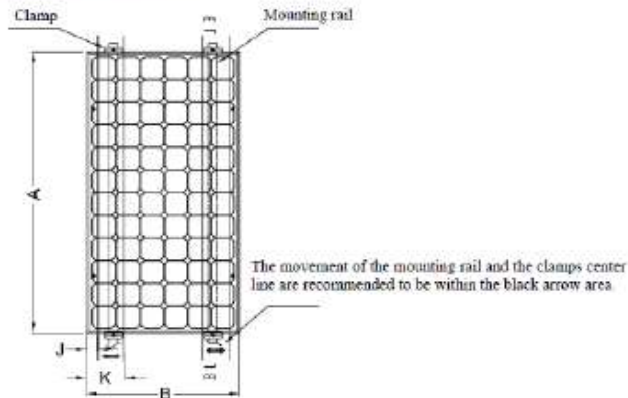
Presión máx.: carga mecánica de 5400 Pa

Tabla 2: Dimensiones mecánicas para módulos instalados con abrazaderas en el lateral largo

2.3.3 Fijación con abrazaderas en los laterales cortos del marco

Este método se aplica a los productos que figuran en la tabla 3 (solo para módulos fotovoltaicos normales) y únicamente permite el uso de abrazaderas en el lateral corto del marco.

Los requisitos y consideraciones para el montaje de los módulos con abrazaderas se pueden consultar en el apartado 2.3.2. En la figura 4 puede ver información detallada del montaje. Se recomienda que la distancia con respecto al lugar de montaje sea mayor que J y menor que K.



The movement of the mounting rail and the clamps center line are recommended to be within the black arrow area	Se recomienda que el movimiento del rail de montaje y la línea central de las abrazaderas esté dentro del área de la flecha negra
Clamp	Abrazadera

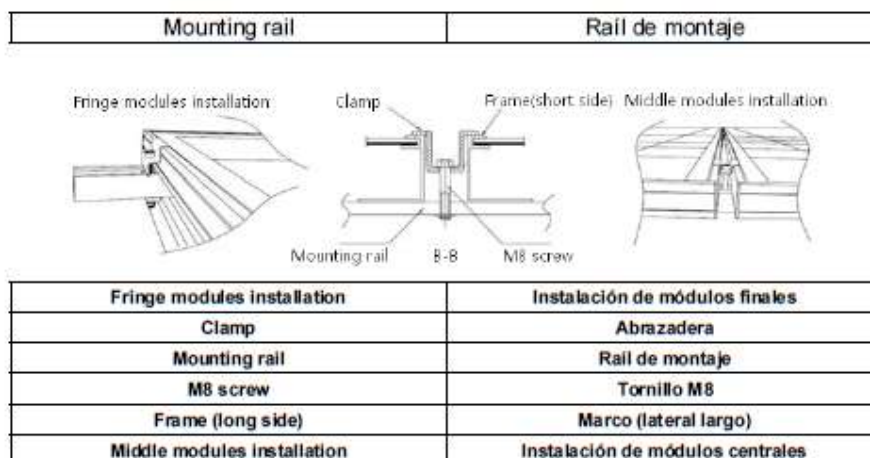


Figura 4: Montaje del módulo fotovoltaico con abrazaderas en el lateral corto

Tipo de módulo	Tipo de célula	Cantidad de células	P _{máx} (Wp)	Dimensiones (mm)			
				A*B	J	K	Marco
JKMxxxM-72-V; JKMxxxM-72-V-J; JKMSxxxM-72-V; JKMSxxxM-72-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*12	250~335	1956*992	50	240	40*35
JKMxxxM-60-V; JKMxxxM-60-V-J; JKMSxxxM-60-V; JKMSxxxM-60-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*10	210~280	1650*992	50	240	40*35
JKMxxxM-48-V; JKMxxxM-48-V-J; JKMSxxxM-48-V; JKMSxxxM-48-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*8	170~220	1324*992	50	240	40*35
JKMxxxP-72-V; JKMxxxP-72-V-J; JKMxxxPP-72-V; JKMxxxPP-72-V-J; JKMSxxxP-72-V; JKMSxxxP-72-V-J; JKMSxxxPP-72-V; JKMSxxxPP-72-V-J	6 pulgadas policristalino	6*12	250~335	1956*992	50	240	40*35
JKMxxxP-60-V; JKMxxxP-60-V-J; JKMxxxPP-60-V; JKMxxxPP-60-V-J	6 pulgadas policristalino	6*10	210~280	1650*992	50	240	40*35



JKMxxxPP-60-V-J; JKMSxxxP-60-V; JKMSxxxP-60-V-J; JKMSxxxPP-60-V; JKMSxxxPP-60-V-J;							
JKMxxxP-48-V; JKMxxxP-48-V-J; JKMxxxPP-48-V; JKMxxxPP-48-V-J; JKMSxxxP-48-V; JKMSxxxP-48-V-J; JKMSxxxPP-48-V; JKMSxxxPP-48-V-J;	6 pulgadas policristalin o	6*8	170~225	1324*992	50	240	40*35

Presión máx.: carga mecánica de 2400 Pa

Tabla 3: Dimensiones mecánicas para módulos instalados con abrazaderas en el lateral corto

2.3.4 Fijación con abrazaderas en los laterales largos y cortos

Este método se aplica a los productos que figuran en la tabla 4 (solo para módulos fotovoltaicos normales) y únicamente permite la instalación de módulos con abrazaderas en los laterales largos y cortos.

Los requisitos y consideraciones para el montaje de los módulos con abrazaderas se pueden consultar en el apartado 2.3.2. En la figura 5 puede ver información detallada del montaje. Se recomienda que la distancia con respecto al lugar de montaje sea mayor que J y menor que K para los laterales cortos, y mayor que M y menor que N para los laterales largos.

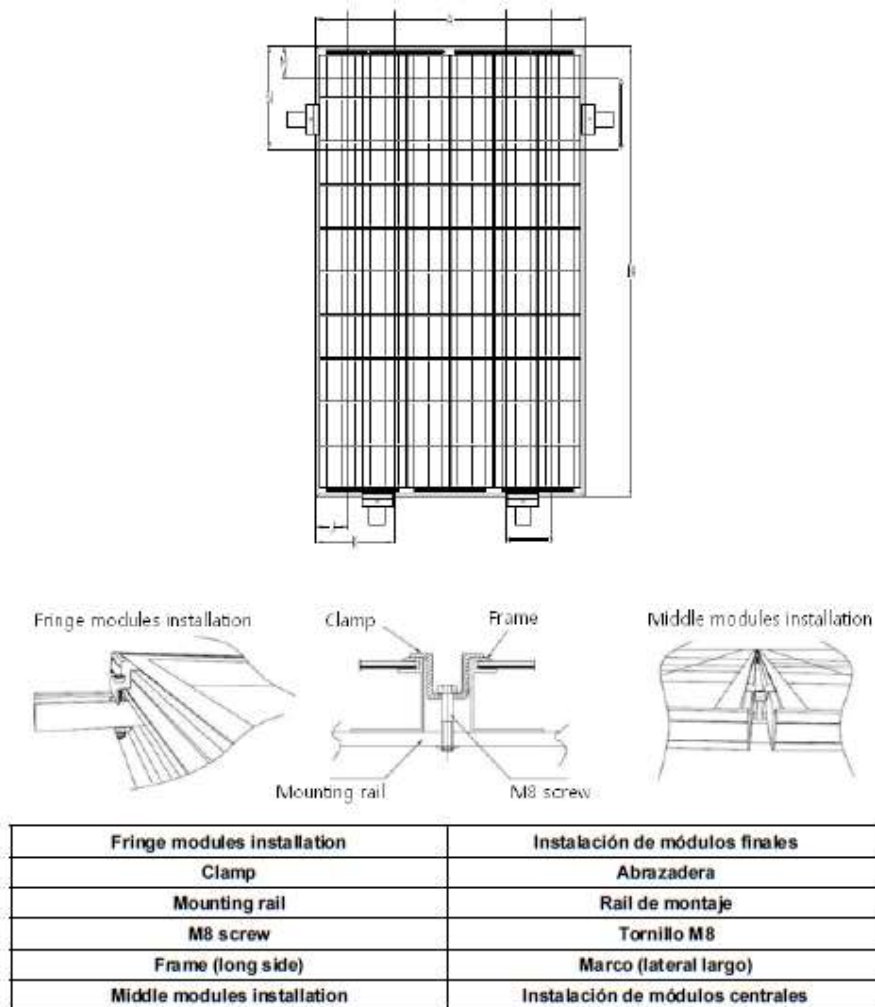


Figura 5: Montaje del módulo fotovoltaico con abrazaderas en los laterales cortos y largos

Tipo de módulo	Tipo de célula	Cantidad de células	P _{máx} (Wp)	Dimensiones (mm)					
				A*B	J	K	M	N	Marco
JKMxxxM-72-V;	6 pulgadas	6*12	250~335	1956*992	50	240	280	480	40*35



JKMxxxM-72-V-J; JKMSxxxM-72-V; JKMSxxxM-72-V-J;	monocristalino								
JKMxxxM-60-V; JKMxxxM-60-V-J; JKMSxxxM-60-V; JKMSxxxM-60-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*10	210~280	1650*992	50	240	280	420	40*35
JKMxxxM-48-V; JKMxxxM-48-V-J; JKMSxxxM-48-V; JKMSxxxM-48-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*8	170~220	1324*992	50	240	240	270	40*35
JKMxxxP-72-V; JKMxxxP-72-V-J; JKMxxxPP-72-V; JKMxxxPP-72-V-J; JKMSxxxP-72-V; JKMSxxxP-72-V-J; JKMSxxxPP-72-V; JKMSxxxPP-72-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*12	250~335	1956*992	50	240	280	480	40*35
JKMxxxP-60-V; JKMxxxP-60-V-J; JKMxxxPP-60-V; JKMxxxPP-60-V-J; JKMSxxxP-60-V; JKMSxxxP-60-V-J; JKMSxxxPP-60-V; JKMSxxxPP-60-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*10	210~280	1650*992	50	240	280	420	40*35
JKMxxxP-48-V; JKMxxxP-48-V-J; JKMxxxPP-48-V; JKMxxxPP-48-V-J; JKMSxxxP-48-V; JKMSxxxP-48-V-J; JKMSxxxPP-48-V; JKMSxxxPP-48-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*8	170~225	1324*992	50	240	240	270	40*35

Presión máx.: carga mecánica de 2400 Pa

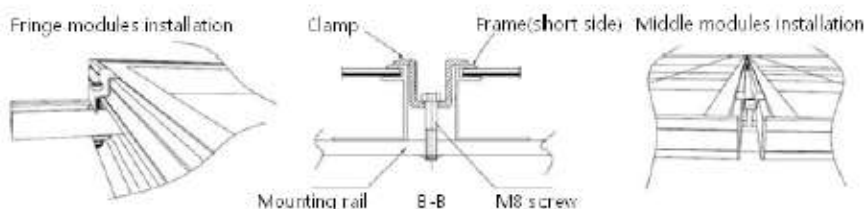
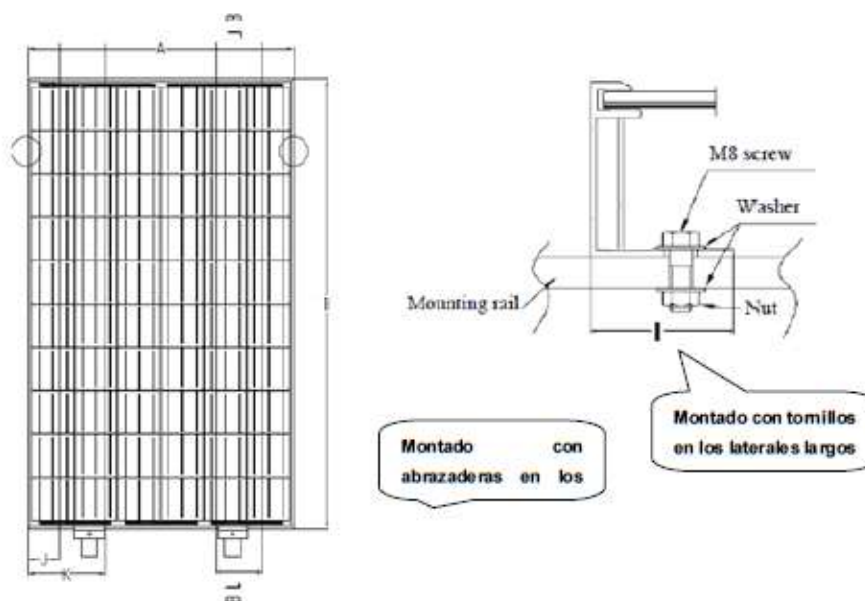
Tabla 4: Dimensiones mecánicas para módulos instalados con abrazaderas en los laterales largos y cortos



2.3.5 Fijación con tornillos y abrazaderas en los laterales largos y cortos

Este método se aplica a los productos que figuran en la tabla 5 (solo para módulos fotovoltaicos normales) y únicamente permite la instalación de módulos con tornillos y abrazaderas en los laterales largos y cortos.

Los requisitos y consideraciones para el montaje de los módulos con tornillos (abrazaderas) se pueden consultar en el apartado 2.3.1 (2.3.2). En la figura 6 puede ver información detallada del montaje. Se recomienda que la distancia con respecto al lugar de montaje en el lateral corto sea mayor que J y menor que K.



M8 screw	Tornillo M8
Washer	Arandela
Mounting rail	Rail de montaje
nut	Tuerca



Fringe modules installation	Instalación de módulos finales
Clamp	Abrazadera
Mounting rail	Rail de montaje
M8 screw	Tornillo M8
Frame (long side)	Marco (lateral largo)
Middle modules installation	Instalación de módulos centrales

Figura 6: Montaje del módulo fotovoltaico con tornillos y abrazaderas en los laterales largos y cortos respectivamente

Tipo de módulo	Tipo de célula	Cantidad de células	P _{máx} (Wp)	Dimensiones (mm)			
				A*B	J	K	Marco
JKMxxxM-72-V; JKMxxxM-72-V-J; JKMSxxxM-72-V; JKMSxxxM-72-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*12	250~335	1956*992	50	240	40*35
JKMxxxM-60-V; JKMxxxM-60-V-J; JKMSxxxM-60-V; JKMSxxxM-60-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*10	210~280	1650*992	50	240	40*35
JKMxxxM-48-V; JKMxxxM-48-V-J; JKMSxxxM-48-V; JKMSxxxM-48-V-J;	6 pulgadas monocristalino	6*8	170~220	1324*992	50	240	40*35
JKMxxxP-72-V; JKMxxxP-72-V-J; JKMxxxPP-72-V; JKMxxxPP-72-V-J; JKMSxxxP-72-V; JKMSxxxP-72-V-J; JKMSxxxPP-72-V; JKMSxxxPP-72-V-J;	6 pulgadas policristalino	6*12	250~335	1956*992	50	240	40*35



JKMxxxP-60-V; JKMxxxP-60-V-J; JKMxxxPP-60-V; JKMxxxPP-60-V-J; JKMSxxxP-60-V; JKMSxxxP-60-V-J; JKMSxxxPP-60-V; JKMSxxxPP-60-V-J;	6 pulgad as poli crist alino	6*10	210~280	1650*992	50	240	40*35
JKMxxxP-48-V; JKMxxxP-48-V-J; JKMxxxPP-48-V; JKMxxxPP-48-V-J; JKMSxxxP-48-V; JKMSxxxP-48-V-J; JKMSxxxPP-48-V; JKMSxxxPP-48-V-J;	6 pulgad as poli crist alino	6*8	170~225	1324*992	50	240	40*35

Presión máx.: carga mecánica de 2400 Pa

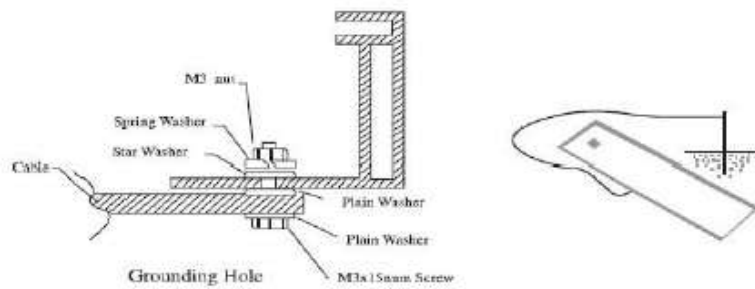
Tabla 5: Dimensiones mecánicas para módulos instalados con tornillos y abrazaderas en los laterales largos y cortos respectivamente

3. Cableado y conexión

- Antes de proceder al cableado, lea atentamente las instrucciones de operación del sistema fotovoltaico. Para el cableado, conecte cables multiconectores entre los módulos fotovoltaicos en serie o en paralelo en función de las necesidades de alimentación, corriente y tensión de la configuración del usuario.
- Los módulos fotovoltaicos conectados en serie deben tener el mismo amperaje y no deben generar una tensión que sobrepase la tensión máxima del sistema (1500 V CC). El número máximo de módulos que pueden conectarse en serie depende del diseño del sistema, del tipo de inversor y de las condiciones ambientales.
- La capacidad máxima del fusible en una cadena de módulos se puede consultar en la etiqueta o en la ficha técnica del producto. La capacidad máxima del fusible también se corresponde con la máxima corriente inversa que puede soportar un módulo; es decir, si una cadena se encuentra en la sombra, las cadenas paralelas de módulos se ven afectadas por esta y la corriente fluirá para crear un circuito de corriente. Teniendo en cuenta la capacidad máxima del fusible de los módulos en serie y los criterios locales para la instalación eléctrica, asegúrese de conectar las cadenas de módulos en paralelo con fusibles apropiados que



- protejan el circuito.
- d) Abra la caja de conexiones del sistema de control y conecte a ella los cables de los módulos fotovoltaicos de acuerdo con las instrucciones de instalación de sistemas de control fotovoltaico. La sección transversal de los cables y la capacidad de los conectores deben ser adecuadas para soportar la máxima corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico (para un único componente, se recomienda una sección transversal de los cables de 4 mm² y una corriente nominal de los conectores superior a 10 A). De lo contrario, los cables y los conectores se calentarán mucho con corrientes intensas. Tenga en cuenta que el límite de temperatura de los cables es de 85 °C.
 - e) Todos los marcos de los módulos y los soportes de montaje deben estar debidamente conectados a tierra de acuerdo con el código eléctrico local y nacional. Conecte el conductor de puesta a tierra del equipo al marco del módulo utilizando el orificio y las piezas suministradas. Utilice una arandela de estrella de acero inoxidable entre el cable de puesta a tierra y el marco del módulo (véase la figura 7). Esta arandela se emplea para evitar la corrosión galvánica. Apriete firmemente el tornillo.



Cable	Cable
M3 nut	Tuerca M3
Spring washer	Arandela elástica
Star washer	Arandela de estrella
Plain washer	Arandela plana
Grounding hole	Orificio de puesta a tierra
M3*15mm screw	Tornillo M3*15 mm

Figura 7: Gráfico de puesta a tierra

- f) Siga los requisitos del código eléctrico nacional y local aplicables.



- g) Los módulos llevan instalados de fábrica diodos de paso. Si los módulos no están correctamente conectados entre sí, los diodos de paso, el cable o la caja de conexiones pueden resultar dañados.
- h) El cable de la caja de conexiones está identificado como L, tal y como se muestra en la figura 8. Para los módulos estándar de Jinko, L tiene 900/1200 mm mientras que para los módulos a medida, el tamaño de L dependerá de las condiciones particulares. Tenga en cuenta la longitud del cable antes de diseñar la configuración del cableado.
- i) Se recomienda conectar a tierra el polo negativo del inversor para evitar el efecto PID en módulos que puedan verse afectados por este fenómeno.

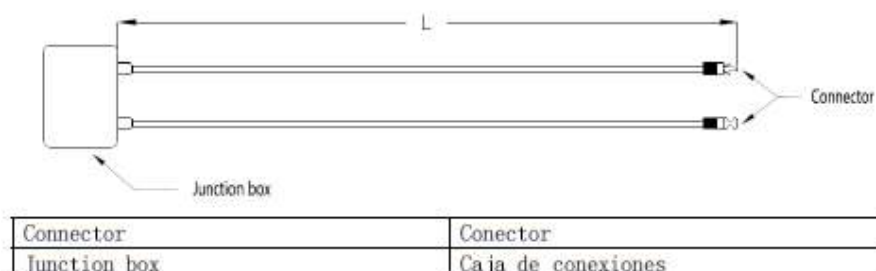


Figura 8: Caja de conexiones

4. Mantenimiento y cuidado

Los módulos se deben inspeccionar y someter a mantenimiento de forma periódica, especialmente durante el periodo de validez de la garantía. A fin de garantizar el rendimiento óptimo de los módulos, Jinko recomienda las siguientes medidas de mantenimiento:

4.1 Inspección visual



Inspeccione visualmente los módulos para determinar si existen defectos externos, prestando especial atención a lo siguiente:

- a) Los módulos fotovoltaicos que llevan una capa antirreflectante suelen presentar diferencias de color cuando se observan desde diferentes ángulos.
- b) El cristal no está roto.
- c) No hay objetos afilados en contacto con las superficies de los módulos fotovoltaicos.
- d) Los módulos fotovoltaicos no reciben sombras no deseadas de obstáculos o materiales extraños.
- e) Las barras colectoras de las células no presentan signos de corrosión. La corrosión se produce por la humedad que se filtra en los módulos cuando los materiales del encapsulante sufren daños durante la instalación o el transporte.
- f) No hay rastros de quemaduras en la lámina posterior.
- g) Los tornillos de fijación y los soportes de montaje están bien apretados y ajustados. Si fuera necesario, ajústelos y apriételes.

4.2 Limpieza

- a) La acumulación de polvo y suciedad en la parte frontal de los módulos reduce a la larga su potencia. Limpie los paneles a ser posible una vez al año (dependiendo de las condiciones del emplazamiento) con un paño suave seco o, si es necesario, humedecido. El agua con un elevado contenido de minerales puede dejar restos en la superficie del cristal, por lo que no es recomendable.
- b) No utilice nunca materiales abrasivos.
- c) Con el fin de evitar posibles descargas eléctricas y choques térmicos, Jinko recomienda limpiar los módulos fotovoltaicos a primeras horas de la mañana o a últimas horas de la tarde, cuando el nivel de radiación solar es bajo y los módulos tienen una temperatura menor, sobre todo en zonas con temperaturas más elevadas.
- d) No intente nunca limpiar un módulo fotovoltaico si el cristal está roto o presenta otros signos de que el circuito eléctrico esté expuesto, ya que ello supone un riesgo de descarga.

4.3 Inspección de conectores y cables

Se recomienda llevar a cabo el siguiente mantenimiento preventivo cada 6 meses:

- a) Compruebe los geles aislantes de la caja de conexiones para cerciorarse de que no existen grietas.



- b) Examine si los módulos fotovoltaicos presentan signos de deterioro. Compruebe que el cableado no presente daños producidos por roedores o desgaste y que todas las conexiones estén bien fijadas y libres de corrosión. Compruebe las fugas eléctricas a tierra.

5. Especificaciones eléctricas

La capacidad eléctrica de los módulos se mide en condiciones normales de medida: 1000W/m², irradiancia con espectro AM 1.5 y temperatura ambiente de 25 °C (77 °F). Los módulos pueden producir más corriente o tensión que los valores nominales en ciertas condiciones.

Las especificaciones eléctricas correspondientes se pueden descargar de la página web www.jinkosolar.com.



6. Exención de responsabilidad

Dado que Jinko no comprueba ni supervisa el cumplimiento de este manual ni las condiciones y métodos de instalación, operación, uso y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos, Jinko no acepta ninguna responsabilidad y declina expresamente cualquier responsabilidad por las pérdidas, daños o gastos derivados o relacionados con una instalación, operación, uso o mantenimiento incorrectos.

Jinko no asume ninguna responsabilidad por cualquier infracción de patentes u otros derechos de terceros que pueda derivarse de la utilización de sus productos fotovoltaicos. No se concede licencia ninguna, ya sea implícitamente o de otra manera, bajo patente u otros derechos.

Aunque la información contenida en este manual se basa en los conocimientos y la experiencia de Jinko y se considera fiable, dicha información, incluidas las especificaciones del producto (sin límites) y las sugerencias no constituyen garantía alguna, ya sea explícita o implícita. Jinko se reserva el derecho a hacer cambios o modificaciones en este manual, en sus productos fotovoltaicos o en las fichas técnicas sin notificación previa.

8.3.1.11. Presupuesto Radio Lux



Radio Lux S. A.

25 Mayo 780
(2840) - Gualeguay - Entre Rios
Tel. (03444) 423205
EMail info@radiolux.com.ar

I. Act: 10/03/01
C.U.I.T. : 30-55159030-1
I.B. : 30-55159030-1
I.V.A. Responsable Inscripto

Página 1

Gualeguay, lunes 02 de septiembre de 2019

Cotización de Precios

PRECIOS EN PESOS TIPO DE CAMBIO DOLAR BANCO NACION
Sr.

N° 132369

It.	Código	Descripción	Marca	Cant.	IVA	P. Unit.	P. Total
1	011147	GABINETE ESTANCO 45 X 60 X 22,5 CM.9206	GEN-ROD	20 *		4316.990	86339.8
2	193396	GABINETE ESTANCO 75 X 90 X 22,5 CM.9215	GEN-ROD	1 *		9723.811	9723.8
3	395047	A9N11805 INT. TERMOMAGNETICO K60 4X40A C	SCHNEIDER	22 *		2124.458	46738.0
4	462363	A9R74463 INT. DIFERENCIAL IID 4X63A 300M	SCHNEIDER	22 *		10337.092	227416.0
5	117081	TERMIN.D/COBRE ESTANADO.SCC 6/1. 3/16	L.C.T.	120 *		7.821	938.5
6	117088	TERMIN.D/COBRE ESTANADO.SCC 16/3. 3/8	L.C.T.	20 *		22.469	449.3
7	117091	TERMIN.D/COBRE ESTANADO.SCC 25/3. 3/8	L.C.T.	80 *		25.198	2015.8
8	117103	TERMIN.D/COBRE ESTANADO.SCC 95/0. 3/8	L.C.T.	12 *		113.196	1358.3
9	413426	BANDEJA PERF.SMARTTRAY ANCHO 15CM 0.7MM	SAMET	10 *		662.256	6622.5
10	385748	MT.BARRA DR COBRE RIGIDA 10X 40MM	COBRE	2.5 *		3219.393	8048.4
11	441996	BARRA COLE P/TIERRA 125A 7CONE 77MM M5	ELENT	10 *		161.165	1611.6
12	146093	MTS.CABLE SUBTERRANEO 3 X 25 + 16.00 MM	IMSA	500 *		728.983	364491.5
13	146097	MTS.CABLE SUBTERRANEO 3 X 95 + 50.00 MM	IMSA	50 *		2407.074	120353.7
14	297914	MTS.CABLE FLEX.UNIPOL. 1X 6.00MM NEGRO	IMSA	70 *		39.386	2757.0
15	297926	MTS.CABLE FLEX.UNIPOL. 1X 16.00MM NEGRO	IMSA	250 *		112.830	28207.5
16	017026	MTS.MALLA PLAST.ALTA TENSION P/SUBT.15CM	MAINTEC	100 *		12.592	1259.2
						TOTAL :	908331.4

Novcientos ocho mil trescientos treinta y uno, con 41/100
Condiciones:
Los precios No Incluyen IVA

8.3.1.12. Presupuesto Idero Solar

A	11/01/19	Soportes Fijos Multipanel IDERO	L.P.	L.M.S	L.M.S.
<i>REVISION</i>	<i>FECHA</i>	<i>DESCRIPCIÓN</i>	<i>EJECUTO</i>	<i>REVISÓ</i>	<i>APROBÓ</i>
		Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS			
Obra: PS SN 630 kW			Fecha 28/06/19	Rev. A	
OFERTA TECNICA - COMERCIAL			Nº 1682	HOJA 1 DE 8	

	OFERTA TECNICA - COMERCIAL	N° 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS	Hoja: 2 de 8	
Obra: PS SN 630 kW	Rev.: A	
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP	Fecha: 28/06/19	

At.: Damián Pascal

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ustedes, a los efectos de hacerles llegar nuestra oferta técnica comercial por la provisión de los materiales y la realización de los trabajos de acuerdo con la siguiente descripción:

Provisión de Soportes Metálicos Modulares IDERO MAGNELIS® Modelo SF30x20 de 20 paneles, de disposición 10x2.

Homologado por el INTI como Producto 100% Nacional.

Descripción General

Las Estructuras Metálicas de los soportes fijos para paneles IDERO están diseñadas para soportar las cargas (viento, nieve, etc..) aplicando el REGLAMENTO CIRSOC VIGENTE (VERSIÓN 2005) para la velocidad de viento de diseño, inclinación y distribución de paneles indicada en cada uno de los modelos.

El modelo cotizado posee 2 filas de 10 paneles ubicados de forma vertical, y está diseñado para soportar vientos de diseño CIRSOC de 60m/s con una inclinación 30°.

Soportes: Todos los modelos están optimizados para el uso de paneles Fotovoltaicos de 72 celdas de medidas aproximadas de 1940mm x 990mm, pudiendo emplear anclajes hincados u Hormigonados.

Anclajes: El soporte se fija a la base de anclaje mediante una unión abulonada, disponemos de 4 tipos distintos de anclajes dependiendo del sistema elegido:

- **Para Hincado en suelo:** Perfiles para hincado directo en el suelo, producidos en Acero Magnelis conformado con perfiles C100X50X20X1.5, la profundidad de anclaje estándar es de 80 cm para las patas delanteras y de 240 cm para las Patas Traseras. Dado que la longitud final de la hincas debe definirse según ensayos de pull out, se cotiza el adicional que se cobrará por cm adicional que deba tener cada pata, si es que en el parque el suelo no pudiera sostener una carga de apropiada para el modelo seleccionado
- **Para Hormigonado in situ:** Son bases de acero con insertos para ser colocados en el hormigón durante el colado de las fundaciones hincadas hormigonadas, la altura de la base a partir del nivel final de hormigón se encuentra estandarizado. se ofrecen tres tipos de insertos:
 - **Placa de Hormigonado T1:** Tanto el Anclaje delantero como el trasero se fabrican en Acero **MAGNELIS®** con trabas de hierro redondo en la parte inferior para evitar deslizamiento dentro del hormigón, poseen una línea indicadora para colocarla y nivelarla. **En este caso el diseño de la base de hormigón, su armadura, estructura y otros corre por cuenta del comprador.**



	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

		OFERTA TECNICA - COMERCIAL		Nº 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS		Hoja: 3 de 8		
Obra: PS SN 630 kW		Rev.: A		
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP		Fecha: 28/06/19		

- o **Placa de Hormigonado T2:** Los anclajes vienen provistos de una base horizontal, la cual se puede proveer con perforaciones para abulonar sobre una superficie de hormigón ya existente o se pueden proveer con una armadura de acero soldada a la base, para que funcione como inserto en la superficie del hormigón En este caso el diseño de la base de hormigón, su armadura, estructura y otros corre por cuenta del comprador.



- o **Placa de Hormigonado T3:** Tanto el Anclaje delantero como el trasero se fabrican en Acero **MAGNELIS®** y tienen soldada la estructura de acero (pelos, estribos, etc..) que conformará la armadura del hormigón del pilote. La parte de armadura de anclaje de los pilotes se entrega con las dimensiones solicitadas por el encargado de diseñar el pilote de anclaje. Este tipo de anclaje es la que se considera en la cotización del montaje con opción hormigonado.



Nota: las imágenes son a modo ilustrativo y pueden tener ciertas variaciones respecto a las que se proveen en obra.

Detalle del Alcance del Suministro:

A. Ingeniería:

- o Confección de Memoria de Cálculo de la Estructura Metálica, firmada por un Ing. Civil Matriculado, especializado en la materia
- o Confección de los Planos Generales, planos de montaje, planos de conjuntos y subconjuntos de la Estructura Metálica.
- o Modelado de toda la estructura en 3D con el software TEKLA STRUCTURES.
- o Confección de Ingeniería de detalle e Ingeniería de Taller para uso interno de IDERO.
- o Confección de las Listas de Despacho de cada una de las Estructuras, las cuales se entregarán al cliente en copia impresa junto con el remito.

B. Fabricación de la Estructura Metálica:

- Software:** El software utilizado para la ejecución de la ingeniería de detalle emite los distintos comandos CAM para cada una de nuestras máquinas CNC (pantógrafo, sierra, agujereadora de perfiles y agujereadora de placas). Dichos archivos CAM se cargan en la red de trabajo, donde los operadores de las distintas máquinas solo elijen la posición a realizar y ejecutan el programa prácticamente sin haber posibilidad de error humano, incluso las máquinas detectan si el operario coloca otro perfil que nos es el indicado para realizar esa pieza.
- Corte de Perfiles:** Los perfiles se cortarán en la Sierra sin fin marca "Peddinghaus" modelo DG 1100 que posee una capacidad de corte para cortar perfiles de hasta 1.100mm de altura. Corta tanto cortes rectos como hasta con una inclinación de 60°. Dicha Sierra es comandada por CNC y trabaja junto con la perforado PCD 1100.
- Perforado de Perfiles:** Se perforarán en el taladro marca "Peddinghaus" modelo PCD 1100 que nos permite perforar en las 3 caras de los perfiles doble T en una sola pasada con calidad CNC, que controla los 3 ejes de perforado más el eje de avance automático y nos permite agujeros de hasta Ø40mm. También posee un Signoscrip que graba la pieza en bajo relieve saliendo de la máquina con la marca lista para la trazabilidad hasta la obra.

	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

	OFERTA TECNICA - COMERCIAL	N° 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS	Hoja: 4 de 8	
Obra: PS SN 630 kW	Rev.: A	
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP	Fecha: 28/06/19	

d. Perforado de Placas: Luego de cortar las placas en el pantógrafo CNC, se perforarán en la punzonadora marca "Peddinghaus" modelo Fabripunch F1170 que nos permite perforar hasta Ø40mm y placas de hasta en las 38mm de espesor con calidad CNC.

e. Perforado de Ángulos: Se perforarán en la punzonadora automática marca "FICEP" modelo SP1074 que nos permite perforar en las 2 caras de los ángulos en una sola pasada con calidad CNC, controla los 4 punzones de perforado, la cizalla de corte y el eje de avance automático, nos permite hacer agujeros de hasta Ø32mm. También posee marcado hidráulico que graba la pieza en bajo relieve saliendo de la máquina con la marca lista para la trazabilidad hasta la obra.

f. Soldadura Conjuntos: Luego de que los oficiales arman los conjuntos y son aprobados por el control de calidad, los mismos son soldados por Soldadores Calificados y Procedimientos Calificados en un todo de acuerdo con la Norma AWS D1.1. o por medio de nuestros 2 Robots de Soldadura Motoman M1900 de origen japonés con fuentes de soldadura Miller de 450A de origen EE.UU.

Ideas en Acero posee 3 Plantas de Producción Propia equipadas con la más alta tecnología a nivel mundial para este tipo de Productos:

- **Planta 1:** Marcos Sastre 54, San Miguel, Buenos Aires, Argentina.
- **Planta 2:** Ruta 25, Km 4, 5, Moreno, Buenos Aires, Argentina.
- **Planta 3:** Parque Industrial Chimbass, San Juan, Argentina.



Foto planta 2 en la Localidad de Moreno, Prov. De Buenos Aires

C. Materiales y Terminaciones:

La estructura será realizada con perfiles de Acero al carbono con terminación de MAGNELIS® ARCELOR MITTAL - IDERO el cual posee características equivalentes al F-36 (350Mpa de Tensión de Fluencia) y la protección superficial es de una aleación especial de Magnesio, Aluminio y Zinc, que genera una resistencia al intemperismo de 3 a 8 veces superior al Acero Galvanizado en Caliente estándar y los aceros pregalvanizados.

Acero Magnelis® Arcelor Mittal – IDERO

El **Magnelis®** es un recubrimiento metálico innovador que ofrece protección en los entornos más hostiles dado que es una aleación única de zinc, aluminio y magnesio que proporciona una excelente protección contra la corrosión, incluso hincada en el suelo.

Una de las propiedades más notables de Magnelis® es su capacidad para curarse por sí mismo en los bordes cortados, donde típicamente comienza la corrosión. Se forma una película protectora en el

	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

	OFERTA TECNICA - COMERCIAL	Nº 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS	Hoja: 5 de 8	
Obra: PS SN 630 kW	Rev.: A	
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP	Fecha: 28/06/19	

borde cortado para protegerlo del ambiente. Esta propiedad de auto curación asegura Magnelis® rinde hasta diez veces mejor que las soluciones galvanizadas.

Magnelis® viene con una garantía de 25 años para estructuras de soportes solares y es el primer recubrimiento metálico que se garantizará en condiciones marinas (C5M, ISO 12944-2) y ambientes altamente alcalinos.

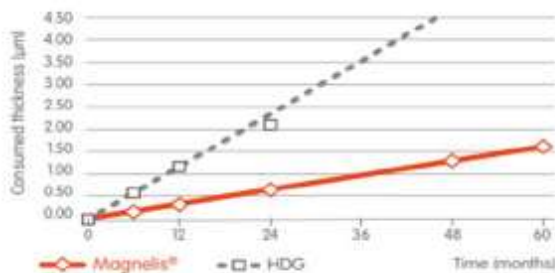
Magnelis® se aplica directamente durante la fabricación del acero. El acero recubierto, se puede usar directamente para la fabricación de piezas estructurales finales y es compatible con cualquier mecanizado y técnica de montaje. Esto conduce a ahorros importantes en tiempo y dinero tanto en la fabricación como en la instalación.

Magnelis® se puede suministrar en una amplia gama de grados de acero, permitiendo a los fabricantes optimizar el diseño de las estructuras fotovoltaicas; por ejemplo, para el caso de nuestros Trackers T1 se utilizará A-36.

Magnelis® ZM310 posee un espesor de recubrimiento de 25 µm por lado y está particularmente adaptado para estructuras solares de parques solares.

Las excelentes propiedades de resistencia a la corrosión de Magnelis® han sido testeadas con una Evaluación Técnica Preliminar de Material (ETPM) por CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment) y certificadas por una serie de otros organismos externos, como el SP (Science Partner) y DIBT (Deutsches Institut für Bautechnik).

Ventajas de Magnelis®



Magnelis® thickness evolution compared to standard hot dip galvanized steel (HDG). Results of a five-year outdoor exposure test of Magnelis® in Brest (France).

- Excelente resistencia a la corrosión, al menos 3 veces mejor comparado con el estándar a acero galvanizado, incluso hincado
- Efecto auto curativo que protege los bordes cortados
- Fácil mecanizado y soldabilidad
- Disponible en una amplia gama de grados de acero y espesores
- 25 años de garantía en aplicaciones solares (Magnelis® ZM310)
- Requiere poco o ningún mantenimiento, reduciendo los costos de operación de energía solar.

	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

	OFERTA TECNICA - COMERCIAL	N° 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS		Hoja: 6 de 8
Obra: PS SN 630 kW		Rev.: A
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP		Fecha: 28/06/19



E. Transporte:

- o Material puesto sobre camión en nuestra planta de Moreno, el flete se cotiza como opcional.

CÓMPUTO APROXIMADO DE SOPORTES:

Cómputo estimado del Parque	
Potencia Parque	0,630 Mw
Paneles	2000
Potencia Paneles	315 W
Paneles por Soporte	20
Soportes	100
Potencia Soportes	6,30 kW

	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

	OFERTA TECNICA - COMERCIAL	N° 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS	Hoja: 7 de 8	
Obra: PS SN 630 kW	Rev.: A	
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP	Fecha: 28/06/19	

Oferta Económica:

Provisión Soportes Fijos en Acero MAGNELIS®					
Item	Sub it.	Detalle	Cant	Precio [u\$d]	Total
1	Soporte				
	1	Soporte IDERO SF20-30 x20P ESP	100	696,42	69 642
	2	Grampa Omega + Tornillo	3672	1,50	5 508
	3	Grampa 1/2 Omega + Tornillo	816	1,50	1 224
SubTotal 1 [u\$d]					76 374
2	ANCLAJES OPCIÓN PRINCIPAL				
	1	Placa Hormigonado T1 (unidad)	1200	4,61	5 532
	2	Plantilla Colocacion Insertos	2	70,00	140
SubTotal 2 [u\$d]					5 672
Total Provisión [u\$d]					82 046
10% Bonificación					8 205
Total Bonificado [u\$d]					73 841

Notas Los anclajes han sido cotizados con longitud estándar, la determinación de la longitud necesaria de anclaje corre por cuenta del comprador

2 ANCLAJES OPCIÓN 2					
Item	Sub it.	Detalle	Cant	Precio [u\$d]	Total
	1	Placa Hormigonado T3 Del. (unidad)	600	9,82	5 892,00
	2	Placa Hormigonado T3 Tras. (unidad)	600	13,36	8 016,00
	3	Plantilla Colocacion Insertos	2	70,00	140,00
SubTotal 2 [u\$d]					14 048,00
10% Bonificación					1 405,00
Total Bonificado [u\$d]					12 643,00

	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

	OFERTA TECNICA - COMERCIAL	N° 1682
Cliente: COOPERATIVA DE SERVICIOS	Hoja: 8 de 8	
Obra: PS SN 630 kW	Rev.: A	
Descripción: Soportes Fijos 25° 10x2 ESP	Fecha: 28/06/19	

Condiciones Comerciales:

Moneda: Todos los precios están expresados en dólares americanos billete.

IVA: Los precios no incluyen IVA

Forma de Pago: 50% de anticipo junto con la Orden de Compra, resto contraentrega.

Lugar de Entrega: Sobre Camión en Nuestra Planta en Bs. As.

Si nos contratan el transporte, sobre Camión en Obra.

Plazo de Entrega: Entregas parciales a partir de los 30/40 días completándolo a los 90 días.

Validez de la Oferta: 10 días

IDERO SOLAR es una unidad de negocios de TDL S.A. e IDERO S.R.L

Luis G. Pagán Brinsek

Responsable Comercial

Tel/Fax: (+5411) 5263-2344

Martin Lezica 3036, Ofic 1A,

San Isidro (B1642GJB), Buenos Aires - Argentina

www.iderosolar.com.ar

	Ejecutó	Revisó	Aprobó	Observaciones
	L.P.			

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó:	Aprobó:	Página 112 de 198
------------------------------	---------	---------	-------------------

8.3.1.13. Presupuesto MARLEW

 Marlew S.A. - Faena 34 Avellaneda, Provincia de Buenos Aires - Argentina http://www.marlew.com.ar		Presupuesto : E074938 REV. 0 Fecha : 28 de agosto de 2019 De : Juan Manuel Castro Tel : +54(11) 5129 7535 Email : jmcastro@marlew.com.ar
Para : MEYCO SRL Atte : No. 4445000 Tel : 03447629077 Mail : compras@meycosrl.com Proyecto :	Fax : 7 0 E:00001-0 Provincia : BUENOS AIRES	

Item	Cantidad	Código	Descripción de Producto	Form.	Precio Unit.	Total Item
1	1	PS 0160 Ro	Unipolar 1x6.00mm ² - 90°C - Cobre estañado Form Class 5 - Aislación HFPR termoplo - Identificación: Natural - Cubierta HFPR termoplo Color Rojo - UNE-EN 50618 - EN60332-1-2 - EN 61034-2 - EN 50525-1 (Anexo B) <i>Nota: SE OFRECE EN DOS TRAMOS DISPONIBLES EN STOCK 170+1173mts SALVO VENTA</i>	1x6.00 mm ²	1,15	3,303.96
2	2	PS 0160 Ne	Unipolar 1x6.00mm ² - 90°C - Cobre estañado Form Class 5 - Aislación HFPR termoplo - Identificación: Natural - Cubierta HFPR termoplo Color Negro - UNE-EN 50618 - EN60332-1-2 - EN 61034-2 - EN 50525-1 (Anexo B) <i>Nota: SE OFRECE EN DOS TRAMOS DISPONIBLES EN STOCK 1210+1640mts SALVO VENTA</i>	1x6.00 mm ²	1,15	3,277.00

Importe TOTAL USD **6,581.45**

Condiciones Comerciales

Plazo de Entrega	72 HS DE RECIBIDA LA ORDEN DE COMPRA SALVO VENTA El plazo de entrega comenzará a regir a partir de la aceptación de la O/C y de la fecha de acreditación del pago del anticipo, lo que sucede último.
Forma de Pago	CONTADO A CREDITADO Los créditos otorgados en el presente presupuesto, quedan sujetos a aprobación crediticia por parte del departamento financiero de Marlew S.A. La verificación y validación del mismo, se llevará a cabo dentro de 48 hs recibida la Orden de Compra, siempre y cuando opere en nuestro poder la información necesaria para dicho análisis. En el caso que el Cliente requiera para poder confeccionar la orden de compra, que el crédito se encuentre previamente validado, solicitamos tengan a bien comunicarse con nosotros para poder iniciar la evaluación del mismo, lo cual evitara de esta manera demoras en la aceptación de la orden de compra.
Terminos y Condiciones	Los terminos y condiciones se encuentran adjuntos en el mail de esta oferta. También puede consultarse en el siguiente link (clickear y seguir en su navegador): http://www.marlew.com.ar/terminos-y-condiciones-general-de-venta.pdf
Notas Importantes	1) SE APLICARÁN ITC O ND SEGÚN CORRESPONDA POR DIFERENCIA DE TIPO DE CAMBIO A LA FECHA DE ACREDITACIÓN DEL PAGO. 2) AL PLAZO INDICADO SE DEBERÁN ADICIONAR LOS DÍAS NECESARIOS PARA GESTIONAR EL ALTA DE CLIENTE. 3) MATERIAL PUESTO SOBRE CAMIÓN EN CABA O EN GBA.

8.3.1.14. Presupuesto Baratec Solar



PRESUPUESTO

Ciente: MEYCO SRL

Presupuesto # 2019254
Fecha: 29/08/2019

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	PRECIO	DCTO.	TOTAL	IVA
1	INVERSOR FRONIUS ECO 27 LIGHT 27KW TRIFÁSICO	20	2.890,00	-	57.800,00	21%
2	INVERSOR FRONIUS ECO 27 WLAN 27KW TRIFÁSICO	2	3.015,00	-	6.030,00	21%
3	INTERRUPTOR DC 4P 32A 1200VDC (Riel DIN)	66	30,60	25%	1.514,70	21%
4	DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN DC 3 POLOS 1000V 40KA CON SALIDA DIGITAL (RELE)	110	82,00	25%	6.765,00	21%
5	DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN AC 4 POLOS 385V 40KA	22	58,00	25%	957,00	21%
6	PORTAFUSIBLES DC CON TESTIGO LED 1000V 30A (Riel DIN)	110	4,80	25%	396,00	21%
7	FUSIBLE DC SOLAR 38 X 10 MM. 15A	110	4,50	25%	371,25	21%
8	CONECTORES SOLARES MC4 - 6 mm (par)	110	2,70	25%	222,75	21%
TOTAL USD					74.056,70	

*Los precios no incluyen IVA

*Monto expresado en dólares estadounidenses

*TC vendedor según BNA al concretar el pago

8.3.1.15. Presupuesto TADEO CZERWENY



Gálvez, 12 de julio de 2019
OFERTA N°: GA9-27131

Señores: COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS RUTA J LTDA.
Atento: Sr. Pascal Damián
Teléfono: 03442-492055 03442-492104 **Fax:** 03442-492055
Dirección: Ruta 18 344 - Piso 0
CASEROS CP: 3262 - Entre Ríos - Argentina
V/ Ref.: Pedido por e-mail.-

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Uds., con el fin de presentarles nuestra mejor oferta por el siguiente material de nuestra fabricación en un todo de acuerdo a las normas correspondientes y a nuestras Planillas de Datos Técnicos Garantizados adjuntas:

Ítem	Cant.	Descripción	Precio Unitario U\$S (sin IVA)	Precio Total U\$S (sin IVA)
1	1	Transformador de Distribución trifásico de LLENADO INTEGRAL , en baño de Aceite Mineral, de tipo intemperie, de 630 kVA de potencia permanente, relación de transformación (13,2 ± 2 x 2,5%)/ 0,4-0,231 kV , según Norma IRAM 2250, con Bomes Tipo Bandera en BT y Certificado de Libre PCB's extendido por Laboratorio externo autorizado.	11,200.00	11,200.00

IMPORTANTE: Tadeo Czerweny S.A. certifica y/o garantiza que el fluido aislante – refrigerante contenido en los transformadores es nuevo, y al ser expedido de nuestra fábrica contiene menos de 2 (dos) partes por millón de PCB's.



Planta Industrial y Ventas: Bv. Argentino 160 (S2252CMP) Gálvez, Prov. De Santa Fe, Argentina.
Teléfonos: 03404 - 487200 (rotativas) (Internos N°: 127, 251 y 119) / Fax: 03404 - 487200 (interno 250)
Emails: ginocoo@tadeoczerweny.com.ar / wuhrmann@tadeoczerweny.com.ar / ventas_galvez@tadeoczerweny.com.ar

Visite nuestra página web en: www.tadeoczerweny.com.ar

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó:	Aprobó:	Página 115 de 198
------------------------------	---------	---------	-------------------



Gálvez, 12 de julio de 2019
OFERTA N°: GA9-27131

CONDICIONES PARTICULARES DE VENTA:

VALIDEZ DE OFERTA: 15 (quince) días corridos a contar de fecha presente presupuesto.

LUGAR Y CONDICION DE ENTREGA: Sobre nuestro transporte en CASEROS (Entre Ríos), en viaje consolidado a la zona. Este servicio no incluye costos por: descarga, carga, manipuleo, almacenaje, estadía y seguros asociados.

GARANTIA DE MATERIAL Y SERVICIO POST-VENTA: Según certificado de Garantía de TADEO CZERWENY S.A. 24 (veinticuatro) meses.

SISTEMAS DE CALIDAD, MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD: TADEO CZERWENY S.A. Primer fabricante Argentino de transformadores en certificar su SISTEMA DE CALIDAD según NORMA ISO 9001:2015, su SISTEMA AMBIENTAL según NORMA ISO 14001:2015 y su SISTEMA DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL según NORMA OHSAS 18001:2007, todos auditados y certificados por DET NORSKE VERITAS-GL (DNV-GL).

PLAZOS DE ENTREGAS: 15 (quince) días, salvo ventas. Contados a partir de la recepción / conforme de la Orden de Compra (o equivalente), hasta la fecha de la Puesta a Disposición para Ensayos. El otado plazo de entrega podrá ser modificado por causas ajenas a Tadeo Czerweny S.A. como son: incendio industrial, escasez de materia prima, huelga y / o cualquier otra causa de Fuerza Mayor.

PRECIOS: Los precios cotizados están expresados en Dólares Estadounidenses, no incluyen el I.V.A. que les será facturado por separado, no incluyen el costo de ninguno de los ensayos de tipo ni especiales, si incluyen los ensayos de Rutina que se realicen en fábrica.

Además los mismos son netos de impuestos, a cuyo valor se le debe agregar IVA, percepciones de ingresos brutos que pudieran corresponder y cualquier otro impuesto que pueda surgir con posterioridad.

Nota: Informamos que por ser el transformador un Bien de Capital el I.V.A. correspondiente es, en la actualidad, del 10,5% (diez coma cinco por ciento).

FORMA DE PAGO: Contado anticipado contra presentación de factura.

Caso contrario Tadeo Czerweny S.A. se reserva el derecho de aplicar los ajustes en el precio que establezcan los indicadores oficiales (INDEC u otro), con base mes anterior a la fecha de esta Oferta.

El incumplimiento en los pagos dará también a Tadeo Czerweny S.A. el derecho de aplicar intereses por Mora que correspondan, según la Tasa Encuesta Bancaria Privada (TEC-BP) anual, más un 2%, donde la tasa de interés diaria "i" saldrá del siguiente modo: $i(\%) = (TEC-BP + 2\%) / 365$ días.

CONDICIÓN DE PAGO: El pago de esta operación se realizará en Dólares Estadounidenses. Para su conversión a Pesos, se tomará la cotización del Dólar Tipo vendedor Banco de la Nación Argentina correspondiente al cierre del día anterior del efectivo pago. El pago se podrá realizar con depósito (***) o transferencia bancaria en Banco que indique Tadeo Czerweny S.A. También podrá realizarse en efectivo ó con "Cheques Propios" a nombre de Tadeo Czerweny S.A. sin las leyendas "No a la orden" ó "Depositar en cuenta", y entrega de los valores solamente en el domicilio legal de Tadeo Czerweny S.A.; otras condiciones solicitamos confirmarnos por escrito previo al envío de la Orden de Compra o documento equivalente de cierre de la operación. Los pagos en valores serán acreditados en vuestra cuenta una vez se hayan hecho efectivo, momento en el cual se realizarán los ajustes por diferencia de cambio que correspondieran.

(***) En el marco de la normativa impuesta por el BCRA de mediados del 2017, cuando se realiza un pago mediante depósito en efectivo en alguna de nuestras cuentas, el Banco receptor de dicho pago realiza una deducción a Tadeo Czerweny s.a. en un porcentaje que puede variar entre el 1% y 2,5%, dependiendo del Banco. Si usted decide abonar con depósito en efectivo, debe saber que este porcentaje le será requerido por Tadeo Czerweny s.a. como compensación por la forma de pago por usted adoptada.

CLÁUSULA DE AJUSTE: Si el valor del Peso por Dólar al momento del efectivo cobro varía entre $\pm 3\%$ (tres por ciento) de lo facturado no haremos reajuste por tipo de cambio, caso contrario se realizará Nota de Débito o Crédito según corresponda.

CONSIDERACIONES ESPECIALES: La permanencia de transformadores en nuestra fábrica por la imposibilidad de retro ó recepción de los mismos en destino por parte del Cliente por razones ajenas a Tadeo Czerweny S.A., y una vez cumplidas las condiciones pactadas de Plazos y Ensayos, habilitará a Tadeo Czerweny S.A. a facturar los Gastos de Estadía, Movilización y Seguros que correspondan, previa comunicación fehaciente al Cliente del plazo límite para normalizar la situación; cumplido este período otorgado se aplicarán los cargos informados.

Por otras condiciones de pago y entrega rogamos consultarnos.

Sin otro particular saludamos muy atentamente.



Tadeo Czerweny s.a.
FABIO L. RIGNOCCO
Representante Comercial



Planta Industrial y Ventas: Bv. Argentino 160 (S2252CMP) Gálvez, Prov. De Santa Fe, Argentina.
Teléfonos: 03404 - 487200 (rotativas) (Internos N°: 127, 251 y 119) / Fax: 03404 - 487200 (interno 250)
Emails: rignooco@tadeoczerweny.com.ar / wulfrmann@tadeoczerweny.com.ar / ventas_galvez@tadeoczerweny.com.ar

Visite nuestra página web en: www.tadeoczerweny.com.ar

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó:	Aprobó:	Página 116 de 198
------------------------------	---------	---------	-------------------

8.3.2. Referencias bibliográficas

[1] Proyecto fin de carrera “Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kw” por Clara Ormaechea Ballesteros – Departamento de Tecnología Electrónica, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, febrero de 2012.

[2] “Desarrollo de energías renovables: El contexto latinoamericano y el caso argentino” – KPMG, diciembre 2016.

[3] “Renewables 2018 Global Status Report” – REN21, 2018

[4] “Energía Solar Fotovoltaica en la Argentina”, Ing. Julio Durán - Revista Megavatios N°440, Diciembre 2017

[5] “Evolución de las Energías Renovables en Argentina” - Revista Megavatios N°444, Abril 2018

[6] <https://despachorenovables.cammesa.com>

[7] Artículo técnico “Resultados preliminares de un relevamiento de instalaciones fotovoltaicas en Argentina” - Paula Cervellini, Melisa Kuzman, Jorge Strack, Patricio Donato, Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE), Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata, CONICET

[8] Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006

Mascarós Mateo, V. (2015). Instalaciones generadoras fotovoltaicas: Un cambio hacia la sostenibilidad. Paraninfo. Madrid, España.

Martínez Jiménez, A., Toledano, J.C. (2012). Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas. Paraninfo. COFis. España.

Aguirre, C. (2015). Anexo informe técnico final: Relevamiento detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía. Cátedras de Climatología Agrícola y Sistemas de Información Geográfica, Facultad de Ciencias Agropecuarias, Universidad Nacional de Entre Ríos.

Grossi Gallegos, H., Righini, R. (2012). Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios. GERSolar-INEDES, Universidad Nacional de Luján.

Sun path chart program. Solar Radiation Monitoring Laboratory. University of Oregon.
URL <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

Despacho Renovables, CAMMESA
URL <https://despachorenovables.cammesa.com/historico-energias-mensuales/>
URL <http://portalweb.cammesa.com/Pages/ERenovables/ERenovable.aspx>
URL <https://despachorenovables.cammesa.com/renovables/>

The Solar Report, Cenergy Power
URL <http://cenergypower.com/blog/string-vs-central-inverters-choosing-right-inverter/>

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó:	Aprobó:	Página 117 de 198
------------------------------	---------	---------	-------------------

Normas APA. URL <https://normasapa.com>

Estadísticas, Servicio Meteorológico Nacional. URL <https://www.smn.gob.ar/estadisticas>

Preparó: DEMARLENGE – PASCAL	Revisó:	Aprobó:	Página 118 de 198
------------------------------	---------	---------	-------------------






8.3.3. Catálogos de producto

8.3.3.1. Panel solar fotovoltaico JINKO, modelo JKM315P-72

www.jinkosolar.com

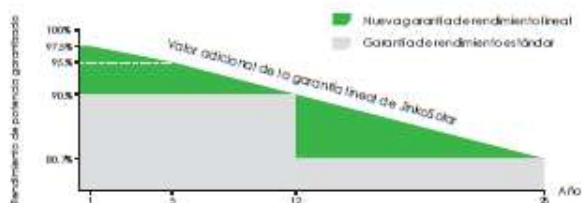


Principales características

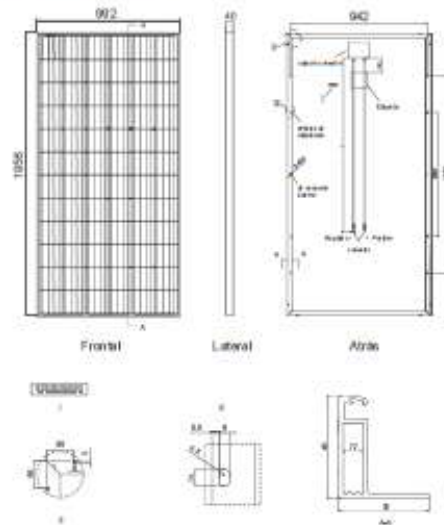
- 
Célula solar 4 bus bar:
La célula solar 4 bus bar adopta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece un mejor aspecto estético, lo que es perfecto para su instalación en las tejadas.
- 
Alta Eficiencia:
Alta eficiencia de conversión del módulo (hasta 16.23%), gracias a una innovadora tecnología de producción.
- 
Resultados con baja irradiación lumínica:
El avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula fotovoltaica permiten un resultado excelente en condiciones de baja irradiación lumínica.
- 
Resistencia en condiciones climatológicas adversas:
Certificado para soportar rachas de viento (2.400 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal)
- 
Resistencia en condiciones ambientales extremas:
Alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco, certificado por TÜV NORD.

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

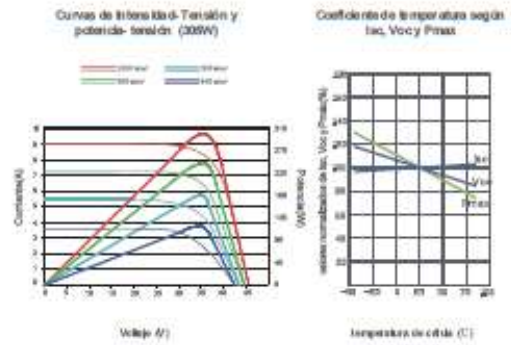
10 Años de garantía de producto • 25 Años de garantía de potencia lineal



Dibujos técnicos



Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



Características mecánicas

Tipo de célula	Polisilicio 156x156 mm (6 pulgadas)
Nº de células	72 (6x12)
Dimensiones	1956x992x40mm (77,01x39,05x1,57 pulgadas)
Peso	26,5 kg (58,4 libras.)
Vidrio frontal	40mm al a transmisión bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura	Alación de aluminio anodizado
Caja de conexión	Clase IP67
Cables de salida	TOV 1x4, 0mm², longitud: 900mm

Embalaje

(Dos opqs = un pallet)
25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 600 pzs./40 TQ contenedores

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM20SP		JKM300P		JKM50EP		JKM510P		JKM315P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	205Wp	218Wp	300Wp	221Wp	305Wp	220Wp	310Wp	230Wp	315Wp	233Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	36.2V	33.0V	38.6V	33.7V	36.8V	34.0V	37.0V	34.4V	37.2V	34.7V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	5.16A	6.00A	8.20A	6.56A	8.30A	6.62A	8.38A	6.68A	8.48A	6.71A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	45.1V	41.9V	46.3V	42.3V	46.6V	42.4V	45.9V	42.7V	46.2V	42.8V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.05A	8.84A	7.16A	8.91A	7.21A	8.96A	7.26A	9.01A	7.28A
Eficiencia del módulo (%)	15.20%		15.40%		15.72%		15.98%		16.23%	
Temperatura de funcionamiento (°C)					-40°C ~ +85°C					
Tensión máxima del sistema					1000VDC (IEC)					
VALORES máximos recomendados de los fusibles					15A					
Tolerancia de potencia nominal (%)					0 ~ +3%					
Coefficiente de temperatura de PMAX					-0.41%/°C					
Coefficiente de temperatura de VOC					-0.31%/°C					
Coefficiente de temperatura de ISC					0.05%/°C					
TEMPERATURA operacional nominal de célula					45±2°C					

STC: ☀ Radiación 1000 W/m² 🏠 Célula módulo 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Radiación 800 W/m² 🏠 Ambiente módulo 20°C ☁ AM=1.5 🌪 Velocidad del viento 1m/s

• TOLERANCIA de medición de potencia ± 3%

La empresa se reserva el derecho final de explicación de toda la información presentada por este medio. SP-MKT-315P_rev2015

8.3.3.2. Inversor FRONIUS, modelo Eco 27.0-3-S

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS ECO

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento





/ Tecnología Snap IN verter



/ Concentración de datos integrada



/ Snap Grid Ready



/ Regulación inteligente GMPF



/ Inyección cero

/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje Snap IN verter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ($I_{in máx}$)	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de conexión por serie PV		73,0 A
Mínima tensión de entrada ($U_{in mín}$)		500 V
Tensión CC máxima de puesta en servicio ($U_{in servicio}$)		600 V
Tensión de entrada nominal ($U_{in nom}$)		500 V
Máxima tensión de entrada ($U_{in máx}$)		1.000 V
Rango de tensión MPPT ($U_{in pp máx}$ - $U_{in pp mín}$)		500 - 850 V
Número de seguidores MPPT		1
Número de entradas CC		6
Máx. salida del generador PV ($P_{in máx}$)		37,6 kW _{pp}

DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA (P_{out})	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{out máx}$)	36,1 A	39,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 340 V / 230 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coeficiente de distorsión en la red	+2,0 %	
Factor de potencia ($\cos \phi_{out}$)	0 - 1 ind / cap.	

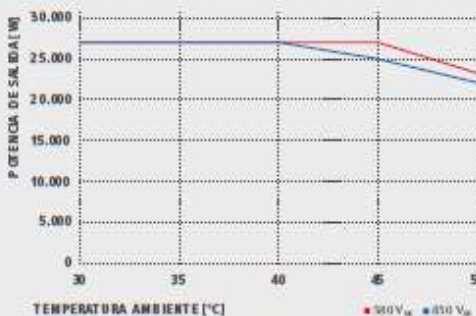
DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	33,7 kg	
Tipo de protección	IP 66	
Grado de protección	1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹	1 + 2 / 3	
Consumo activo	+ 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altura	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC y 6x CC: bornes marcados 2,5 mm ² - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 3-polo a CA bornes marcados 2,5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas	DIN VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4103, IEC 62109-1/-2 IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-150, CS9/3, UNE 29600-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

¹De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible en DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS ECO 27.0-3-S



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS ECO 27.0-3-S



DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

RENDIMIENTO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máximo rendimiento	98,2 %	98,3 %
Rendimiento en campo (avg)	98,0 %	98,0 %
η en 5 % P _{out} ¹	93,1 / 91,5 %	93,3 / 91,1 %
η en 10 % P _{out} ¹	93,0 / 91,2 %	93,8 / 91,7 %
η en 20 % P _{out} ¹	92,8 / 90,9 %	92,7 / 91,1 %
η en 25 % P _{out} ¹	93,0 / 92,0 %	93,1 / 92,3 %
η en 30 % P _{out} ¹	93,1 / 92,2 %	93,1 / 92,4 %
η en 30 % P _{out} ²	93,3 / 92,3 %	93,3 / 92,5 %
η en 7,5 % P _{out} ³	93,2 / 92,5 %	93,2 / 92,6 %
η en 100 % P _{out} ⁴	93,3 / 92,5 %	93,3 / 92,5 %
Rendimiento de adaptación MPPT		+ 93,9 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Medición del aislamiento CC		SI
Conmutación de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Secundario CC		SI
Fusibles integrados para string ⁵		SI
Protección contra polaridad inversa		SI
INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WiFi / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP, Smartip, Fronius Solar API (JSON)
8 inputs y 8 outputs/inputs digitales		Interfaz completa del control de carga
USB (Conector A) ⁶		Logging, actualización de firmware vía USB
2 puertos RJ 45 (RJ45) ⁶		Fronius Solar API
Salida de serie ⁷		Gestión de la energía (salida de más libro de potencia)
Logging y control web		Incluido
Input externo ⁸		Conexión SO-Meter / Evaluación para la protección contra sobrecarga
3448		Modbus RTU (opcional) conexión del controlador

¹ V con U_{optima} = U_{dc} / U_{optima} ² Opcionalmente equipado con 6 fusibles 15 A / 1.000 V en el lado positivo. ³ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestros más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v09 Nov 2014 20

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Gotafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

8.3.3.3. Conductor CA PRYSMIAN, modelo Retenax Valio 3x95/50 mm²

Baja Tensión

RV-K / RV-R

NORMAS DE REFERENCIA ▶

DESCRIPCIÓN ▶



Distribución en BT

RETENAX VALIO

IRAM 2178

> **CONDUCTOR**

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

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

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

Conductores de cobre:

- Unipolares : Cuerdas flexibles Clase 5 hasta 240 mm² e inclusive y cuerdas compactas Clase 2 para secciones superiores. A pedido las cuerdas Clase 5 pueden reemplazarse por cuerdas Clase 2 (compactas o no según corresponda).
- Multipolares : Cuerdas flexible Clase 5 hasta 35 mm² y Clase 2 para secciones superiores , siendo circulares compactas hasta 50 mm² y sectoriales para secciones nominales superiores.

Conductores de aluminio:

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

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

> **AISLANTE**

Poliétileno reticulado silanizado (xlpe).

Identificación de los conductores:
 Unipolares: Marrón
 Bipolares: Marrón / Negro
 Tripolares: Marrón / Negro / Rojo
 Tetrapolares: Marrón / Negro / Rojo / Celeste
 Otras colores de identificación bajo pedido.



Norma de Fabricación



Tensión nominal



Temperatura de servicio



Cuerdas flexibles ó rígidas



Resistente a la absorción de agua



Resistente a los rayos ultravioletas



No propagación de la llama



Resistente a agentes químicos



Mezclas ecológicas



Señal IRAM



Señal de Seguridad Eléctrica

CONDICIONES DE EMPLEO



Directamente enterrado



Enterrado en canalizas



Enterrado en cañerías



Retenax Valio



> RELLENOS

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

Protecciones y blindajes (eventuales):

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

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

> ENVOLTURA

PVC ecológico.

Marcaación

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

> Normativas

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

Ensayos de fuego:

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

– No propagación del incendio: (*)

Certificaciones

Todos los cables de Prysmian cables están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2000 certificadas por la UQEE

CARACTERÍSTICAS



Para alimentación de potencia o distribución de energía en baja tensión en edificios e instalaciones industriales, en tendidos subterráneos o sobre bandejas; con las limitaciones impuestas por los Reglamentos de Instalaciones Eléctricas del lugar donde se halle la instalación. Especialmente aptos para instalaciones donde se requiera amplia maniobrabilidad y máxima capacidad de potencia.

(*) En caso de requerirse cables No Propagadores del Incendio utilizar nuestra línea de cables Retenax Valio Antillama.

Acondicionamientos:



Bobinas

Retenax Valio

Sección nominal mm²	Diámetro Conductor mm	Espesor aislante nominal mm	Espesor de envoltura nominal mm	Diámetro Exterior aprox. mm	Masa aprox. Kg/km	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz. ohm/km	Reactancia a 50 Hz. ohm/km
Tripolares (almas de color marrón, negro y rojo)							
1,5	1,5	07	1,8	10	135	17,00	0,103
2,5	2,0	07	1,8	11	175	10,20	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	12,5	235	6,30	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	13,5	305	4,20	0,085
10	3,9	0,7	1,8	15,5	450	2,44	0,0797
16	5,7	0,7	1,8	18,5	705	1,54	0,075
25	-	0,9	1,8	24,5	1140	0,995	0,074
35	-	0,9	1,8	27	1480	0,707	0,072
50	-	1,0	1,8	28	1905	0,493	0,0726
70	-	1,1	1,9	28,5	2210	0,341	0,0707
95	-	1,1	2,0	32	2985	0,246	0,0685
120	-	1,2	2,1	35	3680	0,195	0,0689
150	-	1,4	2,3	38,5	4550	0,158	0,0693
185	-	1,6	2,4	42,5	5630	0,126	0,0696
240	-	1,7	2,6	47,5	7310	0,0961	0,0689
300	-	1,8	2,8	52	9115	0,0766	0,0685
Tetrapolares (almas de color marrón y negro, rojo y azul)							
1,5	1,5	0,7	1,8	11	160	17,00	0,103
2,5	2,0	0,7	1,8	12	210	10,20	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	13,5	280	6,30	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	14,5	370	4,20	0,085
10	3,9	0,7	1,8	17	550	2,44	0,0797
16	4,9	0,7	1,8	20	1080	1,54	0,075
25/16	-	0,9/0,7	1,8	25,5	1280	0,995	0,074
35/16	-	0,9/0,7	1,8	27,5	1610	0,707	0,072
50/25	-	1,0/0,9	1,8	29,5	2150	0,493	0,0726
70/35	-	1,1/0,9	1,9	29	2560	0,341	0,0707
95/50	-	1,1/1,0	2,1	33	3465	0,246	0,0685
120/70	-	1,2/1,1	2,2	37	4365	0,195	0,0689
150/70	-	1,4/1,1	2,3	40,5	5225	0,158	0,0693
185/95	-	1,6/1,1	2,5	45	6575	0,126	0,0696
240/120	-	1,7/1,2	2,7	51	8480	0,0961	0,0689
300/150	-	1,8/1,4	2,9	56,5	10565	0,0766	0,0685

Baja Tensión

Distribución en BT

Datos Eléctricos

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre

Sección nominal mm ²	Método B1 y B2 Caño embutido en pared Caño a la vista		Método C Bandeja no perforada O de fondo sólido		Método E Bandeja perforada Bandeja tipo escalera	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	18	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91
25	108	96	126	108	136	116
35	133	116	156	134	168	144
50	-	140	190	163	205	175
70	-	176	245	208	263	224
95	-	212	298	253	320	271
120	-	244	348	293	373	315
150	-	-	401	338	430	363
185	-	-	460	386	493	415
240	-	-	545	455	583	490
300	-	-	631	524	674	565

- (1) Un cable bipolar.
- (2) Un cable tripolar o tetrapolar
- (3) Un cable bipolar o dos cables unipolares
- (4) Un cable tripolar o tetrapolar o tres cables unipolares
- (5) Un cable bipolar
- (6) Un cable tripolar o tetrapolar



Baja Tensión

Distribución en BT

Datos Eléctricos

Intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre

Sección nominal	Método D1 Caño enterrado	Método D1 Caño enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado
mm ²	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
1,5	29	35	-	34	29
2,5	39	33	-	46	39
4	50	42	56	60	51
6	63	52	70	76	64
10	83	69	94	102	87
16	108	89	121	135	113
25	137	114	157	166	141
35	165	138	189	200	168
50	-	163	231	-	209
70	-	202	280	-	256
95	-	239	327	-	308
120	-	272	379	-	351
150	-	307	424	-	393
185	-	344	473	-	447
240	-	398	555	-	519
300	-	449	624	-	588

- (12) Un cable bipolar
 (13) Un cable tripolar o tetrapolar
 (14) Un cables Unipolar
 (15) Un cable Bipolar
 (16) Un cable Tripolar o Tetrapolar

NOTAS:

- Cables en aire: se considera tres cables unipolares en un plano sobre bandeja y distanciados un diámetro o un cable multipolar sólo, en un ambiente a 40° C.
- Cables enterrados: un circuito de tres cables unipolares en contacto mutuo o un cable multipolar, enterrados a 0,70 m. de profundidad en un terreno a 25° C. y 100° C*cm/W de resistividad térmica.
- Para otras condiciones de instalación emplear los coeficientes de corrección de la corriente admisible que correspondan.
- Las intensidades de corriente han sido verificadas para los diseños de cables vigentes de PRYSMIAN, para las condiciones de tendido establecidas en el RIEI de la AEA.



8.3.3.4. Malla de peligro eléctrico GIADE



Las **mallas de advertencia** están diseñadas para alertar sobre la presencia de infraestructura enterrada. Se trata de una cuadrícula extruida en anchos de 15 cm. y 30 cm. bobinadas en rollos de 100 mts.

Características:

Los Colores de las mallas están normalizados de acuerdo a Normativas IRAM que identifican su uso en color rojo para señalar conductos de alta tensión. La extrusión se realiza con máquinas adecuadas para el proceso de PEBD (polietileno de baja densidad) y matricería que responde a los distintos diseños.

La Malla de Advertencia es un elemento que se utiliza como aviso para ser colocadas sobre cañerías enterradas. Para la fabricación de nuestras mallas de advertencia, se utiliza polietileno de baja densidad en bolsas de 25 kilos cada una, Masterbatch (colorante), de acuerdo con la Malla a producir y alambre de acero inoxidable (dos hilos por rollo), para cuando estas sean detectables.

Se producen dos calidades:

Detectables: con dos hilos de acero inoxidable, para poder ser detectadas a flor de tierra, con elementos idóneos.

Mallas de Advertencia, **sin detección.**

Asimismo, éstas se presentan en dos medidas: **15 o 30 centímetros de ancho**, ambas en **rollos de 100 metros.**

Malla de Advertencia 150 mm. (Linea Económica) - Rollo por 100 mts. de largo.

Malla de Advertencia 300 mm. (Linea Económica)- Rollo por 100 mts. de largo.

Malla de Advertencia 150 mm. (Linea Estandar) - Rollo por 100 mts. de largo.

Malla de Advertencia 300 mm. (Linea Estandar) - Rollo por 100 mts. de largo.

Malla de Advertencia 150 mm. (Linea Económica) Detectable - Rollo por 100 mts. de largo.

Malla de Advertencia 300 mm. (Linea Económica) Detectable - Rollo por 100 mts. de largo.

Malla de Advertencia 150 mm. (Linea Estandar) Detectable - Rollo por 100 mts. de largo.

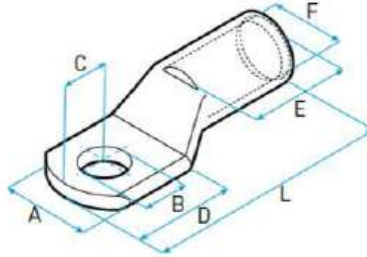
Malla de Advertencia 300 mm. (Linea Estandar) Detectable - Rollo por 100 mts. de largo.

8.3.3.5. Terminal de cobre LCT



SCC

Terminal de cobre. Un orificio. Tubo standard.
Copper crimp lug. One hole. Standard barrel length.



Certificación IRAM norma IEC 60362-2 terminales y uniones de cobre 1.5 a 10mm².
Certificación IRAM norma IEC 61238-1 terminales, uniones y morsetería de 10mm² a 800mm².



Sello de Conformidad con la Resolución ex SIC y M N° 92/98; SIC y M N° 404/99; SIC y M N° 896/99 y exSCT N° 163/05.
Dirección de Lealtad Comercial de la Nación.



Sello de Conformidad de la Unión Europea.

Material / Material:
Cobre electrolítico 99.9%.
Electrolytic copper [99.9%].

Recubrimiento / Plating:
Estañado por electrodeposición.
Electro-tin plating.

Terminal a compresión de un orificio, tubo standard, con ventana de inspección, para conductores de cobre milimétricos.

- Fabricados en cobre electrolítico 99.99% de alta conductividad.
- Largo de tubo standard, para facilitar el trabajo en espacios acotados.
- Tubo fresado para facilitar la inserción del conductor.
- Tubo identificado con marcación de color LCT, medida del conductor, matriz a utilizar, ubicación de compresiones, marca de seguridad IRAM, marca de conformidad con resolución 92/98.
- Con ventana de inspección, para garantizar la completa inserción del conductor.
- Recubrimiento superficial de estaño, para prevenir corrosión.
- Certificación IRAM según IEC 61238-1.
- Conformidad con resolución 92/98 de la ex-SICyM.

One-Hole, Short Barrel with Window Lug for Stranded Copper Conductors [metric].

- Manufactured in high conductivity, seamless, electrolytic copper tubing.
- Short barrel for limited space applications.
- Beveled wire entry for fast and easy cable insertion.
- Color-coded barrels marked with cable size, part number, die, crimp location and IRAM safety mark.
- Inspection window to ensure full conductor insertion.
- Tin-plated to inhibit corrosion.
- IRAM Certified under IEC 61238-1.

MODELO PART #	SECCIÓN mm ² CONDUCTOR mm ²	B	B [mm]	A	C	D	E	F	L
SCC 1.5/2	1.5	5/32"	4	8	4	10	6	2.2	19
SCC 1.5/3	1.5	3/16"	5	8	4	10	6	2.2	19
SCC 2.5/1	2.5	5/32"	4	8	5	11	7	2.3	21
SCC 2.5/2	2.5	3/16"	5	8	5	11	7	2.3	22
SCC 4/1	4	5/32"	4	8	5	11	7	2.8	21
SCC 4/2	4	3/16"	5	8	5	11	7	2.8	22
SCC 6/1	6	3/16"	5	9	6	14	7	3.8	27
SCC 6/2	6	1/4"	6.5	11	7	14	7	3.8	27
SCC 10/1	10	3/16"	5	11	6	13	10	4.5	29
SCC 10/2	10	1/4"	6.5	11	6	13	10	4.5	29
SCC 10/3	10	5/16"	8	13	8	16	10	4.5	30
SCC 16/1	16	1/4"	6.5	13	7	16	14	5.5	34
SCC 16/2	16	5/16"	8	13	7	17	14	5.5	35
SCC 16/3	16	3/8"	10	15	8	18	14	5.5	37
SCC 25/1	25	1/4"	6.5	15	8	18	12	6.9	36
SCC 25/2	25	5/16"	8	15	8	18	12	6.9	36
SCC 25/3	25	3/8"	10	15	8	19	12	6.9	37
SCC 25/4	25	1/2"	13	22	11	26	17	6.9	49
SCC 35/0	35	1/4"	6.5	16	9	21	18	8.2	42
SCC 35/1	35	5/16"	8	16	9	21	18	8.2	42
SCC 35/2	35	3/8"	10	16	9	21	18	8.2	42
SCC 35/3	35	1/2"	13	21	12	25	17	8.2	48
SCC 50/0	50	1/4"	6.5	19	11	22	19	9.8	46
SCC 50/1	50	5/16"	8	19	11	22	20	9.8	46
SCC 50/2	50	3/8"	10	19	11	22	18	9.8	46
SCC 50/3	50	1/2"	13	23	11	25	19	9.8	50
SCC 50/4	50	5/8"	17	27	13	31	19	9.8	54
SCC 70/0	70	5/16"	8	22	12	26	22	11.5	54
SCC 70/1	70	3/8"	10	22	12	27	23	11.5	54
SCC 70/2	70	1/2"	13	22	12	26	23	11.5	54
SCC 70/3	70	5/8"	17	27	13	28	23	11.5	57
SCC 95/0	95	3/8"	10	25	14	28	26	13.5	62
SCC 95/1	95	1/2"	13	25	14	28	26	13.5	61
SCC 95/2	95	5/8"	17	25	14	28	26	13.5	62
SCC 120/0	120	3/8"	10	28	14	29	24	15.2	65
SCC 120/1	120	1/2"	13	28	15	29	24	15.2	65

8.3.3.6. Conductor CA PRYSMIAN Retenax Valio 3x35/16 mm²

Baja Tensión

RV-K / RV-R

NORMAS DE REFERENCIA ▶

DESCRIPCIÓN ▶



Distribución en BT

RETENAX VALIO

IRAM 2178

> **CONDUCTOR**

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

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

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

Conductores de cobre:

- Unipolares : Cuerdas flexibles Clase 5 hasta 240 mm² e inclusive y cuerdas compactas Clase 2 para secciones superiores. A pedido las cuerdas Clase 5 pueden reemplazarse por cuerdas Clase 2 (compactas o no según corresponda).
- Multipolares : Cuerdas flexible Clase 5 hasta 35 mm² y Clase 2 para secciones superiores , siendo circulares compactas hasta 50 mm² y sectoriales para secciones nominales superiores.

Conductores de aluminio:

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

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

> **AISLANTE**

Polietileno reticulado silanizado (xlpe).

Identificación de los conductores:

Unipolares: Marrón
Bipolares: Marrón / Negro
Tripolares: Marrón / Negro / Rojo
Tetrapolares: Marrón / Negro / Rojo / Celeste
Otras colores de identificación bajo pedido.



Norma de Fabricación



Tensión nominal



Temperatura de servicio



Cuerdas flexibles ó rígidas



Resistente a la absorción de agua



Resistente a los rayos ultravioletas



No propagación de la llama



Resistente a agentes químicos



Mezclas ecológicas



Sello IRAM



Sello de Seguridad Eléctrica

CONDICIONES DE EMPLEO



Directamente enterrado



Enterrado en canaletas



Enterrado en cañerías



Retenax Valio



> RELLENOS

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

Protecciones y blindajes (eventuales):

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

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

> ENVOLTURA

PVC ecológico.

Marcación

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

> Normativas

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

Ensayos de fuego:

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

– No propagación del incendio: (*)

Certificaciones

Todos los cables de Pirelli cables están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2000 certificadas por la UCIEE

CARACTERÍSTICAS



Para alimentación de potencia o distribución de energía en baja tensión en edificios e instalaciones industriales, en tendidos subterráneos o sobre bandejas; con las limitaciones impuestas por los Reglamentos de Instalaciones Eléctricas del lugar donde se halle la instalación. Especialmente aptos para instalaciones donde se requiera amplia maniobrabilidad y máxima capacidad de potencia.

(*) En caso de requerirse cables No Propagadores del Incendio utilizar nuestra línea de cables Retenax Valio Antilama.

Acondicionamientos:



Bobinas

Retenax Valio

Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro Exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.
mm ²	mm	mm	mm	mm	Kg/ km	ohm/km	ohm/km
Tripolares (almas de color marrón, negro y rojo)							
1,5	1,5	07	1,8	10	135	17,00	0,103
2,5	2,0	07	1,8	11	175	10,20	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	12,5	235	6,30	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	13,5	305	4,20	0,085
10	3,9	0,7	1,8	15,5	450	2,44	0,0797
16	5,7	0,7	1,8	18,5	705	1,54	0,075
25	-	0,9	1,8	24,5	1140	0,995	0,074
35	-	0,9	1,8	27	1480	0,707	0,072
50	-	1,0	1,8	28	1905	0,493	0,0726
70	-	1,1	1,9	28,5	2210	0,341	0,0707
95	-	1,1	2,0	32	2985	0,246	0,0685
120	-	1,2	2,1	35	3680	0,195	0,0689
150	-	1,4	2,3	38,5	4550	0,158	0,0693
185	-	1,6	2,4	42,5	5630	0,126	0,0696
240	-	1,7	2,6	47,5	7310	0,0961	0,0689
300	-	1,8	2,8	52	9115	0,0766	0,0685
Tetrapolares (almas de color marrón y negro, rojo y azul)							
1,5	1,5	0,7	1,8	11	160	17,00	0,103
2,5	2,0	0,7	1,8	12	210	10,20	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	13,5	280	6,30	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	14,5	370	4,20	0,085
10	3,9	0,7	1,8	17	550	2,44	0,0797
16	4,9	0,7	1,8	20	1080	1,54	0,075
25/16	-	0,9/0,7	1,8	25,5	1280	0,995	0,074
35/16	-	0,9/0,7	1,8	27,5	1610	0,707	0,072
50/25	-	1,0/0,9	1,8	29,5	2150	0,493	0,0726
70/35	-	1,1/0,9	1,9	29	2560	0,341	0,0707
95/50	-	1,1/1,0	2,1	33	3465	0,246	0,0685
120/70	-	1,2/1,1	2,2	37	4365	0,195	0,0689
150/70	-	1,4/1,1	2,3	40,5	5225	0,158	0,0693
185/95	-	1,6/1,1	2,5	45	6575	0,126	0,0696
240/120	-	1,7/1,2	2,7	51	8480	0,0961	0,0689
300/150	-	1,8/1,4	2,9	56,5	10565	0,0766	0,0685

Baja Tensión

Distribución en BT

Datos Eléctricos

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre

Sección nominal mm ²	Método B1 y B2 Caño embutido en pared Caño a la vista		Método C Bandeja no perforada O de fondo sólido		Método E Bandeja perforada Bandeja tipo escalera	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	18	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91
25	108	96	126	108	136	116
35	133	116	156	134	168	144
50	-	140	190	163	205	175
70	-	176	245	208	263	224
95	-	212	298	253	320	271
120	-	244	348	293	373	315
150	-	-	401	338	430	363
185	-	-	460	386	493	415
240	-	-	545	455	583	490
300	-	-	631	524	674	565

- (1) Un cable bipolar.
- (2) Un cable tripolar o tetrapolar.
- (3) Un cable bipolar o dos cables unipolares.
- (4) Un cable tripolar o tetrapolar o tres cables unipolares.
- (5) Un cable bipolar.
- (6) Un cable tripolar o tetrapolar.



Baja Tensión

Distribución en BT

Datos Eléctricos

Intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre

Sección nominal	Método D1 Caño enterrado	Método D1 Caño enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado
mm ²	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
1,5	29	35	-	34	29
2,5	39	33	-	46	39
4	50	42	56	60	51
6	63	52	70	76	64
10	83	69	94	102	87
16	108	89	121	135	113
25	137	114	157	166	141
35	165	138	189	200	168
50	-	163	231	-	209
70	-	202	280	-	256
95	-	239	327	-	308
120	-	272	379	-	351
150	-	307	424	-	393
185	-	344	473	-	447
240	-	398	555	-	519
300	-	449	624	-	588

- (12) Un cable bipolar
 (13) Un cable tripolar o tetrapolar
 (14) Un cables Unipolar
 (15) Un cable Bipolar
 (16) Un cable Tripolar o Tetrapolar

NOTAS:

- Cables en aire: se considera tres cables unipolares en un plano sobre bandeja y distanciados un diámetro o un cable multipolar sólo, en un ambiente a 40° C.
- Cables enterrados: un circuito de tres cables unipolares en contacto mutuo o un cable multipolar, enterrados a 0,70 m. de profundidad en un terreno a 25° C. y 100° C*cm/W de resistividad térmica.
- Para otras condiciones de instalación emplear los coeficientes de corrección de la corriente admisible que correspondan.
- Las intensidades de corriente han sido verificadas para los diseños de cables vigentes de PRYSMIAN, para las condiciones de tendido establecidas en el RIEI de la AEA.



8.3.3.7. Caño de PVC TUBOFORTE, modelo Telefort

TELEFORT PVC CONDUCCIONES				
Línea de tubos de PVC para redes telefónicas y eléctricas con junta cementada.				
Código	Diám. (mm)	Esp (mm)	Long. (m)	Descripción
223384	50	2,4	6	Tubo de PVC 45/ 50
223385	92	2,5	6	Tubo de PVC 87/ 92
223402	95	4	6	Tubo de PVC 87/ 95
223383	90	1,5	6	Tubo de PVC 90
223450	110	1,5	6	Tubo de PVC 110
223480	110	3,2	6	Tubo de PVC-110
223470	63	1,3	6	Tubo de PVC 63

8.3.3.8. Barra colectora ELECTRO SERTEC



electro
SERTEC
MATERIAL ELÉCTRICO ONLINE

- ◆ PLATINAS DE COBRE ELECTROLITICO
Barras de cobre perforadas o cortadas a medida.

ELECTROSERTEC

Suministra Barras de Cobre Electrolítico de 99.99% en forma de barras rectangulares para la fabricación de platinas y barras de conexionado en tableros que requieren el manejo de corrientes eléctricas importantes. Las barras se venden tanto en tramos de 6 metros como también dimensionadas a la medida que el cliente requiera y perforadas según su diseño con huecos pasantes o roscados. Asimismo proveemos aisladores de Resina o Poliméricos para soporte de las barras en Baja y Media Tensión.

Características del producto:

- ◆ Cobre C11000 Pureza 99.994 %min
- ◆ Alta conductividad eléctrica min 100% IACS a 20°C
- ◆ Alta conductividad térmica (0.934 CAL/cm2/°C/sec (20°C) a 101% IACS)
- ◆ Doblez a 120° sin fisuras ni desprendimientos.

La conductividad del Cobre a 20°C que se toma como referencia es el IACS



◆ **PLATINAS DE COBRE ELECTROLITICO**

A 20°C, el cobre comercialmente puro recocido tiene una resistividad de 1.7241×10^{-8} Ohm-meter or 5.8001×10^7 Siemens/meter si se expresa en términos de conductividad.

Estado	Distancia entre caras	Características Mecánicas			
		Resistencia mecánica a la tracción (N/mm ²)	Límite elástico convec. Rp. 0.2N/mm ²	Alarg. % mínimo s/200 mm.	Dureza HB 2,5/62,5 valor aprox.
Recocido	5 a 15	200 a 250	120	30	45 a 70
Duro	6 a 30	290 a 360	250	2	80 a 105

Aplicaciones:

Como conductor eléctrico usado en Subestaciones, tableros de control eléctrico, celdas y en sistemas de puesta a tierra. Fabricado bajo ASTM B-187, ASTM B-152, ASTM B-272, DNI 40500

Observación:

Todas las platinas suministradas han sido testeadas en laboratorio, para garantizar la pureza y conductividad de estas.





◆ **PLATINAS DE COBRE ELECTROLITICO**

Detalles de Arista.-



Capacidad teórica de las barras en amperios.

Temperatura ambiente 35 °C • Temperatura final barras 65 °C • Conductividad 56 M/													Qmm ² (ρ=0,0178 Qmm ² /m)									
Ancho x Espesor	Corriente alterna hasta 60 Hz								Corriente continua y alterna 16 2/3 Hz				CARACTERÍSTICAS ESTÁTICAS									
	Pintado				Brillante				Pintado		Brillante		$\frac{I}{F}$ 	$\frac{I}{F}$ 	$\frac{I}{F}$ 							
	Número Barras		Número Barras		Número Barras		Número Barras		lx	Wx	lx	ly				Wy	ly					
I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	lx	Wx	lx	ly	Wy	ly		
12 x 2	123	202	228		108	182	216		123	202	233		108	182	220	0,0288	0,0480	0,346	0,000800	0,00800	0,0577	
15 x 2	148	240	261		128	212	247		148	240	267		128	212	252	0,0568	0,0750	0,433	0,00100	0,0100	0,0577	
15 x 3	187	316	381		162	282	361		187	316	387		162	282	365	0,0844	0,113	0,00038	0,0025	0,0265	0,0866	
20 x 2	189	302	313		162	264	298		189	302	321		162	266	308	0,133	0,133	0,577	0,00133	0,0133	0,0577	
20 x 3	237	394	454		204	348	431		237	394	463		204	348	437	0,200	0,200	0,00460	0,0300	0,0265	0,0866	
20 x 5	319	560	728		274	500	690		320	562	729		274	502	689	0,333	0,333	0,02080	0,0833	0,0144	0,1440	
20 x 10	497	924	1320		427	825	1180		499	932	1300		428	832	1210	0,667	0,667	0,16700	0,3300	0,3300	0,2890	
25 x 3	287	470	525		245	412	498		287	470	536		245	414	505	0,391	0,313	0,722	0,00563	0,0375	0,0866	
25 x 5	384	662	869		327	585	795		384	664	841		327	590	794	0,651	0,521	0,02600	0,1040	0,1440	0,1440	
30 x 3	337	544	593		285	476	564		337	546	608		286	478	575	0,675	0,450	0,866	0,00675	0,0460	0,0866	
30 x 5	447	760	944		379	672	896		448	766	950		380	676	897	1,130	0,750	0,03130	0,1250	0,1440	0,1440	
30 x 10	676	1200	1670		573	1060	1480		683	1230	1630		579	1080	1520	2,250	1,500	0,25000	0,5000	0,2890	0,2890	
40 x 3	435	692	725		366	600	690		436	696	748		367	604	708	1,60	0,800	1,15	0,00900	0,0600	0,0866	
40 x 5	573	952	1140		482	836	1090		576	956	1160		484	848	1100	2,67	1,330	0,04170	0,1670	0,1440	0,1440	
40 x 10	850	1470	2000	2580	715	1290	1770	2280	865	1530	2000		728	1350	1880	5,33	2,670	0,33300	0,6670	0,2890	0,2890	
50 x 5	697	1140	1330	2010	583	994	1260	1920	703	1170	1370		588	1020	1300	5,21	2,08	1,44	0,0521	0,208	0,144	
50 x 10	1020	1720	2320	2950	852	1510	2040	2600	1050	1820	2360		875	1610	2220	10,40	4,17	1,44	0,4170	0,833	0,289	
60 x 5	826	1330	1510	2310	688	1150	1440	2210	836	1370	1580	2060	696	1190	1500	1970	9,00	3,00	1,73	0,0625	0,250	0,144
60 x 10	1180	1960	2610	3290	985	1720	2300	2900	1230	2130	2720	3580	1020	1870	2570	3390	18,00	6,00	1,73	0,5000	1,000	0,289
80 x 5	1070	1680	1830	2830	885	1450	1750	2720	1090	1770	1990	2570	902	1530	1890	2460	21,30	5,33	2,31	0,0833	0,333	0,144
80 x 10	1500	2410	3170	3930	1240	2110	2790	3450	1590	2730	3420	4490	1310	2380	3240	4280	42,70	10,70	2,31	0,6670	1,330	0,289
100 x 5	1300	2010	2150	3300	1080	1730	2050	3190	1340	2160	2380	3080	1110	1810	2270	2960	41,70	8,33	2,89	0,1040	0,417	0,144
100 x 10	1810	2850	3720	4530	1490	2480	3260	3980	1940	3310	4100	5310	1600	2890	3900	5150	83,30	16,70	2,89	0,8330	1,670	0,289
120 x 10	2110	3280	4270	5130	1740	2860	3740	4500	2300	3900	4780	6260	1850	3390	4560	6010	144,00	34,00	3,46	1,0000	2,000	0,289
160 x 10	2700	4130	5360	6320	2220	3590	4680	5530	3010	5060	6130	8010	2470	4400	5860	7110	341,00	42,70	4,62	1,3300	2,670	0,2890
200 x 10	3290	4970	6430	7490	2680	4310	5610	6540	3720	6220	7460	9730	3040	5390	7150	9390	667,00	66,70	5,77	1,6700	3,330	0,2890

En el caso de varias barras en paralelo, la distancia entre las barras se toma igual al espesor.
Para corriente alterna la distancia mínima entre las fases se toma >0,8 la distancia entre ejes de fases.



Tabla de pesos teóricos

ANCHO ESPESOR	10	12	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	100	120	125	150	200	250
2	0,18	0,22	0,27	0,36	0,45	0,54	0,63	0,72	0,81	0,90	1,08	1,25	-	-	-	-	-	-	-
3	0,27	0,32	0,40	0,54	0,67	0,81	0,94	1,08	1,21	1,34	1,61	1,88	2,15	2,69	-	-	-	-	-
4	0,36	0,43	0,54	0,72	0,90	1,08	1,25	1,42	1,61	1,79	2,15	2,51	2,87	3,58	4,30	-	-	-	-
5	0,45	0,54	0,67	0,90	1,12	1,34	1,57	1,79	2,02	2,24	2,69	3,14	3,58	4,48	5,38	5,60	6,72	8,96	-
6	-	0,65	0,81	1,08	1,34	1,61	1,88	2,15	2,42	2,69	3,23	3,76	4,30	5,38	6,45	6,72	8,06	10,75	-
7	-	-	0,94	1,25	1,57	1,88	2,20	2,51	2,82	3,14	3,76	4,39	5,02	6,27	7,53	7,84	9,41	12,54	-
8	-	-	1,08	1,43	1,79	2,15	2,51	2,87	3,23	3,58	4,30	5,02	5,73	7,17	8,60	8,96	10,75	14,34	-
10	-	-	1,34	1,79	2,24	2,69	3,14	3,58	4,03	4,48	5,38	6,27	7,17	8,96	10,75	11,20	13,44	17,92	22,40
12	-	-	-	-	2,69	3,23	3,76	4,30	4,84	5,38	6,45	7,53	8,60	10,75	12,90	13,40	16,13	21,50	26,90
15	-	-	-	-	3,37	4,03	4,70	5,38	6,05	6,72	8,06	9,41	10,75	13,44	16,13	-	20,16	26,88	33,60
20	-	-	-	-	4,48	5,38	6,27	7,17	8,06	8,96	10,75	12,54	14,34	17,92	21,50	-	26,88	35,87	44,80
25	-	-	-	-	-	6,72	7,84	8,96	10,08	11,20	13,44	15,68	17,92	22,40	26,88	-	33,60	44,80	-
30	-	-	-	-	-	-	9,41	10,75	12,09	13,44	16,13	18,82	21,50	26,88	32,26	-	40,32	53,76	-
35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,82	21,95	25,09	31,36	37,63	-	47,04	62,72	-
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,50	25,09	28,67	35,84	43,01	-	53,76	71,68	-
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,84	44,80	53,76	-	67,20	89,60	-
60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62,72	75,26	-	94,08	125,40	-
70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62,72	75,26	-	94,08	125,40	-

FORMULA:

(Ancho x espesor x 8'96) / 1000 = Kg/metro.

8.3.3.9. Conductor CC MARLEW, modelo Coppersun PS 6 mm²

COPPERSUN PS

Potencia

Unipolar - HFFR termoestable 1500 Vcc - 90°C

Aplicaciones

Se utilizan en la red de corriente continua de los sistemas fotovoltaicos. Adecuados para utilizar en forma permanente en exteriores expuestos a condiciones climáticas variables y agresivas. Por las características de baja absorción de humedad, estos cables también pueden ser instalados directamente enterrados.

Características

Temperatura: 90°C de servicio máximo continuo y 120°C de servicio máximo durante 20000hs.

Tensión nominal: 1,5kV en C.C. y 1kV en C.A.

Norma constructiva: EN 50618.

Norma de conductores: IEC 60228

Norma de fuego: EN 60332-1-2 / IEC 60332-3-24.

Norma de transparencia de humos: EN 61034-2 / IEC 61034-2.

Norma emisión halógenos: EN 50525-1 (Anexo B).

Descripción

Conductor: Cobre electrolítico estañado en formación flexible, clase 5.

Aislación: HFFR termoestable en color natural, negro, rojo o azul.

Cubierta: HFFR termoestable en color negro, rojo o azul, resistente a rayos UV.

Atributos Destacados



No propagación de llama



Paneles Solares



Bajos Humos



Libre de Halógenos



Marcación Secuencial



Resistente a la luz solar

Instalación

Montaje: Radio mínimo de curvatura igual a 7 x diámetro exterior

Tracción máxima: 5daN/mm aplicados sobre los conductores de cobre.

Temperatura de montaje: igual o mayor a 5°C.



PS*
Cables para Sistemas
Fotovoltaicos





COPPERSUN PS
Potencia

Unipolar - HFFR termoestable 1500 Vcc - 90°C

Características Eléctricas


Código	Sección en mm ²	Resistencia eléctrica a 20°C ohm/km	Intensidad máxima admisible de acuerdo a método de instalación		
			1 cable al aire libre (Amper)	1 cable sobre superficie (Amper)	2 cables cargados en contacto sobre superficie (Amper)
PS 0115	1,5	13,7	30	29	24
PS 0125	2,5	8,21	41	39	33
PS 0140	4	5,09	55	52	44
PS 0160	6	3,39	70	67	57
PS 1100	10	1,95	98	93	79
PS 1160	16	1,24	132	125	107
PS 1250	25	0,795	176	167	142
PS 1350	35	0,565	218	207	176
PS 1500	50	0,393	276	262	221
PS 1700	70	0,277	347	330	278
PS 1950	95	0,210	416	395	333
PS 11200	120	0,164	488	464	390
PS 11500	150	0,132	566	538	453
PS 11850	185	0,108	644	612	515
PS 12400	240	0,0817	775	736	620

Temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor a 120°C.
Para más información al respecto consultar el anexo A de la norma UNE-EN 50618.

Dimensiones y Pesos

Código	Sección en mm ²	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Radio de curvatura (mm)	Esfuerzo de tracción (daN)
PS 0115	1,5	4,6	33	32	7,5
PS 0125	2,5	5	43	35	12,5
PS 0140	4	5,5	59	39	20
PS 0160	6	6,1	79	42,70	30
PS 1100	10	7,2	123	66	50
PS 1160	16	8,3	179	100	80
PS 1250	25	10,1	276	121	125
PS 1350	35	11,3	374	136	175
PS 1500	50	13,1	520	157	250
PS 1700	70	15,3	724	184	350
PS 1950	95	17,5	941	210	475
PS 11200	120	19,1	1187	229	600
PS 11500	150	21,9	1481	263	750
PS 11850	185	24,1	1804	289	925
PS 12400	240	27,5	2353	330	1200


8.3.3.10. Bandeja perforada SAMET, modelo ALA 50



Líder en Bandejas Portacables


BANDEJAS PORTACABLES TIPO PERFORADA

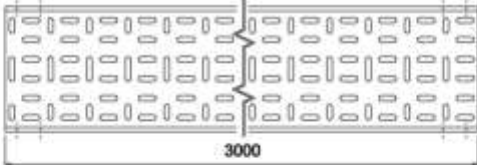
Tramo Recto



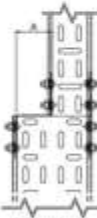
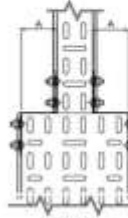
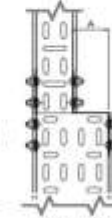
ALA 50

CODIGO	A	e	
		STD	
TRP-50-Z	50	0,71	0,89
TRP-100-Z	100	0,71	0,89
TRP-150-Z	150	0,71	0,89
TRP-200-Z	200	0,71	0,89
TRP-250-Z	250	0,71	0,89
TRP-300-Z	300	0,71	0,89
TRP-450-Z	450	0,89	1,24
TRP-600-Z	600	0,89	1,24





3000

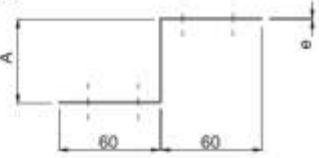






DERECHA CENTRAL IZQUIERDA

TERMINACION:
Chapa galvanizada de origen.

Reducciones

ALA 50

TERMINACION:
Chapa galvanizada de origen.

CODIGO	A	e	
ALA 50	mm	STD	
RP-25-Z	25	0,71	0,89
RP-50-Z	50	0,71	0,89
RP-75-Z	75	0,71	0,89
RP-100-Z	100	0,71	0,89
RP-125-Z	125	0,71	0,89
RP-150-Z	150	0,71	0,89
RP-175-Z	175	0,71	0,89
RP-200-Z	200	0,71	0,89
RP-225-Z	225	0,71	0,89
RP-250-Z	250	0,71	0,89
RP-275-Z	275	0,71	0,89
RP-300-Z	300	0,71	0,89
RP-350-Z	350	0,71	0,89
RP-400-Z	400	0,71	0,89
RP-450-Z	450	0,71	0,89
RP-500-Z	500	0,71	0,89
RP-550-Z	550	0,71	0,89

8.3.3.11. Conectores MC4 JINKO, modelo PV-JK03M

www.jinkosolar.com



**Product Datasheet
of connector**

TYPE : PV-JK03M

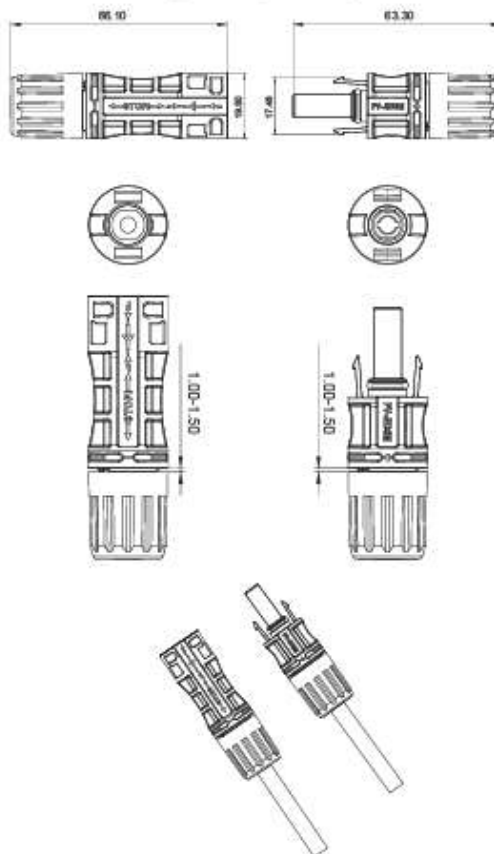
ISO 9001:2008-ISO 14001:2004-OHSAS 18001
certified factory.
TUV Rheinland, UL certified products

* 1500V Available

Model of PV Connector:
PV-JK03M



Engineering Drawing



Technical Parameters

Electrical Characteristics	
Rated Voltage	1000VDC / 1500VDC (UL)
Rated Impulse Voltage	13000V / 16000V
Rated Insulation Voltage	6000V / 8000V
Rated Current (EC 85 °C)	20A (UL)
Contact Resistance	< 0.5 mΩ
Test Voltage	60V / 80V (50Hz, 1min)
Protection Class	Class II
Overvoltage Category	CA T III
Pollution Degree	2
Mechanical Characteristics	
Dimensions Female	63.30mm*17.46mm
Dimensions Male	65.10mm*19.80mm
IP Rating	IP67
Conductor Material	Copper/In plated
Cable Type	12AWG / 10AWG
Insulation Material	PPE + PA
Bendings Radius	≥ 4 * Cable OD
Termination and Connection	Crimped Connection
Other Characteristics	
Ambient Temperature	From -40 °C to +85 °C
Upper limit Temperature	100 °C
Flame Class	UL94 V0(VUL)
Reference Standard	UL1703 & UL6703
Operating Cycles	100
Wire cross section area or cross section range	1*4.0mm²; 1*6.0mm²

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. PV-JK03M_rev2016

8.3.3.12. Seccionador de CC ZJ BENY, modelo BB1H-63

BB1H-63 PV DC Isolator Switches



- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Rated Current
- 4 Rated Voltage
- 5 Standard Code
- 6 Certificate Symbol
- 7 Indicator
- 8 Wiring Diagram

- Nonpolarity
- Functions: Unfrequent operation and Isolation
- Rated Current: Up to 63A
- Rated Voltage: 1200V DC
- Flash Barrier Keep System More Safe
- Comply with IEC60947-3/GB14048-3



17 ZIBENY PV SOLUTIONS

Application

ZIBENY BB1 Series PV DC Isolator switches are mainly be used in PV solar power system; which are applied for DC solar combiner box, controller etc. The Max voltage up to 1200V DC, current up to 63A, with the function of effective disconnection and Anti-reflux protection. Scientific design of arc-extinguishing system keep PV system more safe.

Appearance Introduction



Type Instruction

BB1H	63	4P	25	1200V
Product Code	Max Rated Current	Pole	Rated Current	Rated Voltage
PV DC Isolator Switches	63A	1P 2P 3P 4P	25A 40A 63A	300V 600V 900V 1200V

Parameter

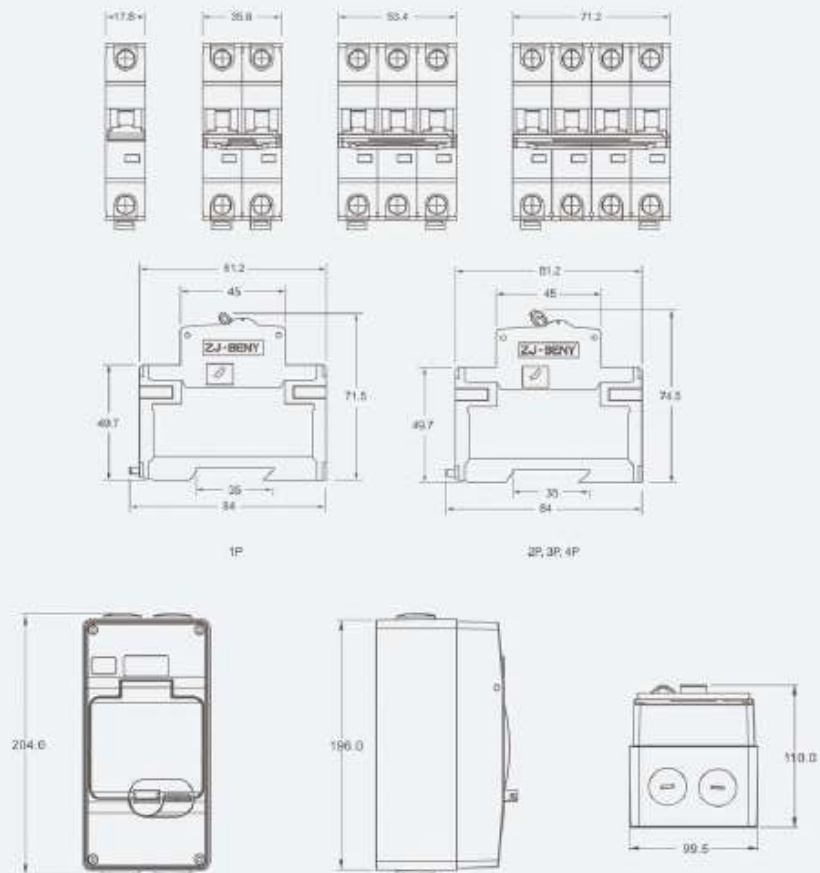
Electrical Characteristics		BB1H-63			
Type	BB1H-63				
Comply With	IEC60947-3/GB14048.3				
Pole	1P	2P	3P	4P	
Rated Working Voltage U _n	300V DC	600V DC	900V DC	1200V DC	
Max Rated Current	63A				
Rated Current I _n	25A, 40A, 63A				
Rated Insulated Voltage U _i	1200V DC				
Rated Insulated Voltage U _{imp}	4KV				
Service Lifetime Operation					
Mechanical	Actual Value	20000			
	Standard Value	8500			
Electrical	Actual Value	4000			
	Standard Value	1500			
Isolator Function	Yes				
Installation Environment					
Ingress Protection	All Sides IP40 ; Connection Terminal IP20				
Terminal Cross Section	2.5-25mm ²				
Working Temperature	-25°C ~ +70°C				
Storage Temperature	-40°C ~ +85°C				
Resistance to Humidity And Heat	II (when humidity arrived to 55°C, relative humidity 95%)				
Resistance to Shock	2.6 IEC60068				
Resistance to Impact	2.27 IEC60068				



Wiring Method

Pole	1P	2P	3P	4P
Type				
Contacts Wiring graph				

Dimensions(mm)



BENY PV SOLUTIONS 11

8.3.3.13. Fusibles de CC SIBA, modelo URZ



URZ

Fusibles para la protección de semiconductor. Fusibles cilíndricos. Los fusibles cilíndricos ultra-rápidos de SIBA se encuentran disponibles en nueve tamaños diferentes. Pueden ir equipados con o sin percutor para indicación de fusión de fusible o con microinterruptor.

Aprobación:

Normas: IEC 60269-1 and -4

Clases: gR/aR/gRL (gS)

DIN VDE 0636-40

Gran poder de corte hasta 300 kA.

UL 248-13

Disponible con percutor integrado.

Ver gama de fusibles URZ en las páginas 123-149

Fuses for Semiconductor Protection. Cylindrical Fuses. SIBA cylindrical ultra-rapid fuses are available in nine different sizes. They can be fitted with or without a built-in striker pin for fuse blown indication or operation of microswitches.

Approval:

Standards: IEC 60269-1 and -4

Classes: gR/aR/gRL (gS)

DIN VDE 0636-40

High interrupting rating up to 300 kA.

UL 248-13

Available with integrated striker pin.

See URZ range of fuses on pages 123-149

Tamaño Size (mm)	Tensión Nominal Rated Voltage (V)	Percutor Striker	Intensidad Nominal Rated Current (A)
5 x 20	AC 250	-	100 mA – 12,5 A
6,35 x 32	AC 400 AC 500 / 700 AC/DC 1000	-	6,3 – 20 A 160 mA – 20 A 315 mA – 2 A
10 x 35	AC / DC 1000	-	0,2 – 0,44 A
10 x 38	AC 600 / 660 AC / DC 1000	-	1 – 30 A 4 – 16 A
10 x 51	AC 500 / 690 DC 700	Con o sin percutor With or without striker	6 – 50 A 6 – 50 A
20 x 217	DC 1000	Con o sin percutor With or without striker	3,15 – 63 A
22 x 58	AC 500 / 690	Con o sin percutor With or without striker	12 – 100 A
27 x 60	AC / DC 660-1000	Con o sin percutor With or without striker	8 – 250 A
40 x 254	4000	-	2 – 20 A



Tamaño Size 10 x 38 mm	Tensión Nominal Rated Voltage DC 1000 V	Clase de Operación Operating Class gPV	Poder de Corte Nominal Rated Breaking Capacity 30 kA (L/R = 10ms)	Norma Standard IEC 60 269-6		
Intensidad Nominal Rated Current (A)	Referencia Reference	UL Rec.	Peso Weight (kg/l)	Lote Pack	Pérdidas Power loss (W)	Valor Preacto Pre-arcing value Pt - [A ² s]
1	50 215 26.1	✓	0.01	10	0.8	0.33
2	50 215 26.2	✓	0.01	10	1.2	3
3	50 215 26.3	✓	0.01	10	1.6	12
4	50 215 26.4	✓	0.01	10	1.8	10
5	50 215 26.5	✓	0.01	10	2	20
6	50 215 26.6	✓	0.01	10	2.5	45
7	50 215 26.7	✓	0.01	10		
8	50 215 26.8	✓	0.01	10	1.6	5
10	50 215 26.10	✓	0.01	10	2	7
12	50 215 26.12	✓	0.01	10	2.4	10
15	50 215 26.15	✓	0.01	10	1.9	30
16	50 215 26.16	✓	0.01	10	2.1	30
20	50 215 26.20	✓	0.01	10	2.5	52

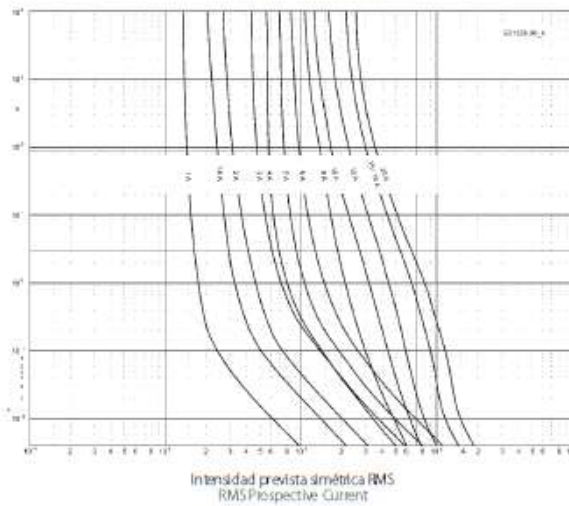


URA **URZ**
Fusibles ultrarrápidos
Ultrarapid fuses

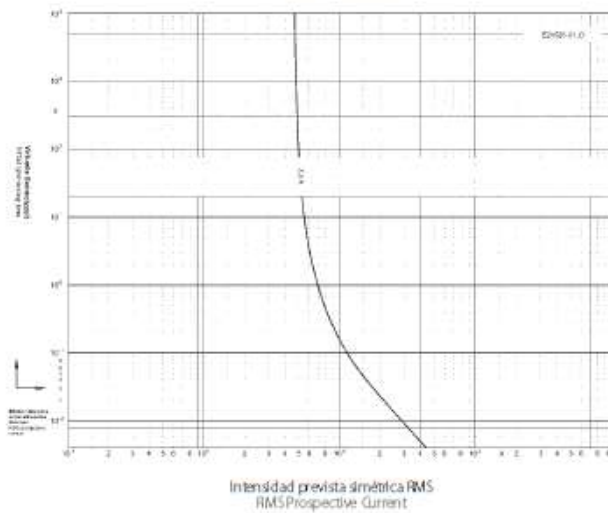


Tamaño / Size 10 x 38 mm	Tensión Nominal / Rated Voltage DC 1000 V	Clase de Operación / Operating Class gPV	Norma / Standard IEC 60629-6
-----------------------------	----------------------------------------------	---------------------------------------------	---------------------------------

Característica Tiempo - Intensidad
Time / Current Characteristics



Característica Tiempo - Intensidad
Time / Current Characteristics



8.3.3.14. Portafusibles ZJ BENY, modelo BR-30

BR-30 PV DC Fuse Holder



- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Rated Current
- 4 Rated Voltage
- 5 Fuse Size
- 6 Electrical Diagram
- 7 Status Indicator

- Photovoltaic Applications
- Max Breaking Capacity up to 20kA, Effective Protection
- The Innovation Replacing Fuse Link Touch-safe
- Led Indicator, Reminding Fuse Link Replacement
- Be Suit for 10x38mm Fuse Size
- Comply with IEC6094-3



35 ZJ BENY PV SOLUTIONS

Application

ZJ BENY PV DC BR-30 Fuse Holder was designed and manufactured, complying with the standard IEC60947-3. The Rated Current up to 30A, rated voltage up to 1000V DC. It applied for PV DC combiner box, inverter etc, with the main function of over-current protection and effective disconnection.

Appearance Introduction



Type Instruction



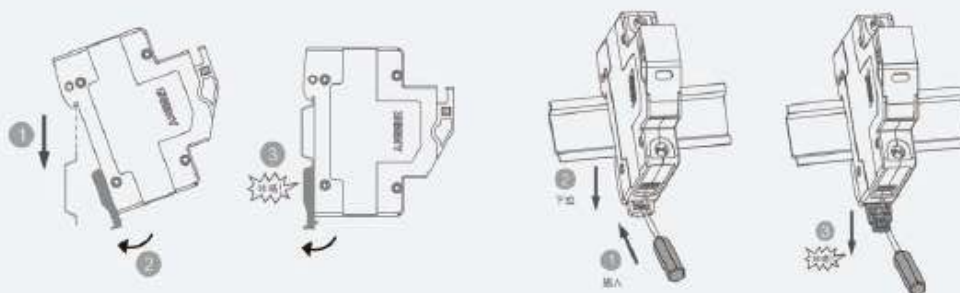
Parameter

PV DC BR-30 Fuse Holder		
Pole		1P
According to		IEC 60947-3
Electrical Characteristics		
Rated Working Voltage	U _{ie}	1000V DC
Rated Current	I _n	30 A
Breaking Capacity		20kA
Max Power Dissipation		3W
Control and Indication		
Operating Status/Fault Indicator		Indicator Light OFF/Indicator Light ON
Connection and Installation		
Wire		2.5mm ² -25mm ²
Terminal Screws		M5
Torque	Nm	2.5
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Fuse Size		10x38 mm
Operating Temperature Range	TU	-30℃ ~ +70℃
For Mounting On		TH35-7.5/DIN35
Pollution Degree		3
Relative Humidity		+20℃ <= 95%, +40℃ <= 50%
Weight		0.07kg Per pole
Installation Class		III

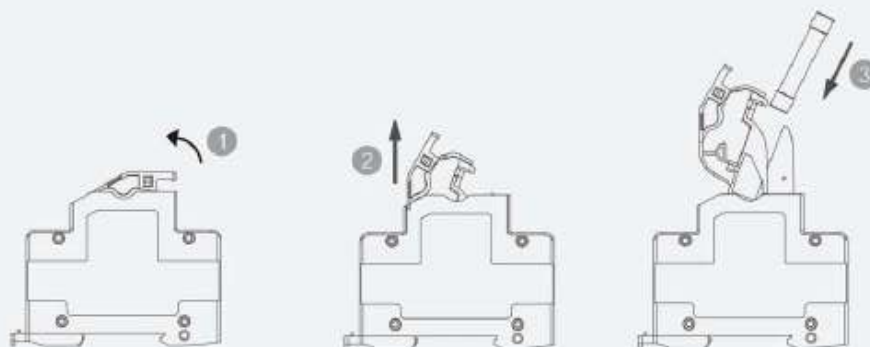


BR-30 PV DC Fuse Holder

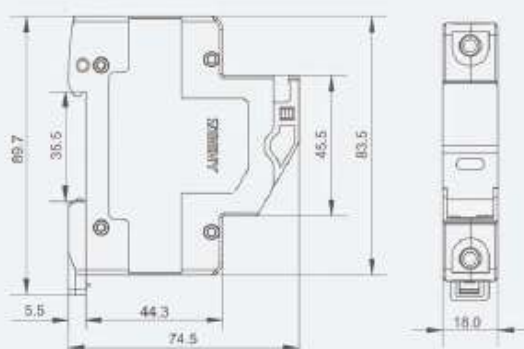
Installation



Replacement Fuse



Dimensions(mm)



8.3.3.15. Caja de nivel 1 y 2 GENROD, modelo CCTV

GENROD® instalaciones seguras

Especificación técnica Gabinete CCTV

Referencia: S9000

Descripción: Gabinete S9000 con sobretecho para CCTV

Características generales:

El gabinete está basado en un envolvente tipo SERIE 9000.

Los gabinetes de la Serie 9000 están compuestos por un cuerpo monoblock, una puerta ciega con burlete de poliuretano de alta performance y una bandeja galvanizada de uso múltiple. Su fabricación se desarrolla bajo un estricto sistema de aseguramiento de calidad, acorde a los procedimientos establecidos en ISO 9001:2000 y la normativa vigente para este tipo de producto especificada en IRAM-IEC 60670:2002.

Los gabinetes serie 9000 son estructuras auto portantes de alta resistencia al impacto, indefomable y con un alto índice de estanqueidad.

Las piezas construidas en chapa de acero al carbono son mecanizadas (punzonado y plegado) utilizando maquinarias de última generación con tecnología C.N.C; soldadas mediante procesos TIG, MIG y de proyección, presentando espesores variables entre BWG #18 y BWG #16 que depende de las dimensiones finales del gabinete.

Con el fin de asegurar una larga vida útil a la intemperie se efectúan los siguientes procesos a las superficies:

***Pre tratamiento:** Desengrase, lavado, fosfatizado por inmersión en caliente y secado en estufa.

***Pintura del Cuerpo,** puerta, contrafrentes, soportes y accesorios interiores: Se efectúa por aplicación electrostática de material del tipo termo-convertible con base poliéster y terminación color Beige RAL 7032 texturada resistente a la intemperie con un espesor mínimo asegurado de 70 micrones.

La bandeja porta elementos de uso múltiple es construida con chapa galvanizada en caliente de origen, eliminando la posibilidad de pares galvánicos perniciosos en el proceso de puesta a tierra del conjunto, lo que se complementa con bornes colocados en el cuerpo y la puerta del gabinete. Con el fin de garantizar un elevado índice de estanqueidad le aplica a la puerta un burlete de poliuretano de manera continua que incide sobre un laberinto rematado en labio bota-agua de nuevo diseño.

El conjunto se completa con bisagras semi-ocultas que permiten una apertura de 180°. Características particulares.

Teniendo en cuenta los requerimientos especiales del uso, estos gabinetes cuentan con:

- Un sistema de ventilación compuesto por:
 - Celosías estampadas en los laterales del cuerpo para fan de 80mm
 - Orificios para fijación de forzadores de aire.
 - Capuchón para protección contra ingreso de agua de lluvia.
- Un sobre techo con caída hacia la parte trasera del gabinete, para impedir la acumulación de agua en el lateral superior y/o laberinto.
- Bandeja de H°G° de origen apta para montaje de elementos.
- Un sistema de cierres compuesto por dos cerraduras media vuelta tipo Pomo para candado. Posee también tres bisagras metálicas semi-ocultas.

Dr. Luis María Drago 1365
(B1852FCK) Burzaco, Bs As, Argentina
Tel/Fax: 5-411 5298 7200
Consultas@genrod.com
www.genrod.com.ar

GENROD[®] instalaciones seguras

e) Un soporte trasero, para montaje a poste y/o columnas de alumbrado, compuesto por un perfil de acero galvanizado de origen espesor BWG #14. Este soporte admite diversos tipos de fijación (mediante zunchado con fleje de acero inoxidable; fijación mediante tirafondo sobre poste de madera; etc.).

Características Técnicas:

- * Grado de Protección: IP55 (según norma IRAM 2444 - IEC 60529)

09 9205 CCTV	Gab. Estanco con sobretecho. Cap. Vent. 450 x 450 x 225
09 9206 CCTV	Gab. Estanco con sobretecho. Cap. Vent. 450 x 600 x 225
09 9208 CCTV	Gab. Estanco con sobretecho. Cap. Vent. 600 x 600 x 225



Dr. Luis María Drago 1365
(B1852FCR) Burzaco, Bs As, Argentina
Tel/Fax. 5411 5298 7200
Consultas@genrod.com
www.genrod.com.ar

8.3.3.16. Descargador de CC ZJ BENY, modelo BUD-40/30

BUD-40/3 PV DC Surge Protection Device



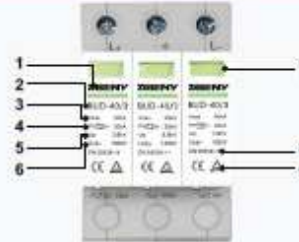
- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Max. Discharge Current I_{max}
- 4 Nominal Discharge Current I_n
- 5 Voltage Protection Level U_p
- 6 Max. Continuous Operating Voltage U_{ov}
- 7 Indicator
- 8 Standard Code
- 9 Certificate Symbol

- Suitable For Use in All Photovoltaic Systems
- Prewired Modular Complete Unit, Consisting of A Base Part and Plug-in Protection Modules
- Plug-in Protection Module, Easily Installation and Maintenance
- High Energy Varistor, Response Time Less Than 25 Nanosecond
- Optional Remote Signalling Contact(FM) for Monitoring Device (Floating Changeover Contact)
- Din Rail Mounting TH35-7.5/DIN35
- Comply with :EN 50539-11

Application

ZBENY PV DC BUD-40/3 Surge Protection Device was designed and manufactured, complying the PV standard EN50539-11, it widely used in PV DC combiner box, inverter, controller and PV DC cabinet. Rated voltage 1000V DC, Maximum discharge current 40KA, High Energy Varistor, high effective for lightning protection.

Appearance Introduction



Type Instruction

BUD	-	40	/	3	1000V	RC
Product code		Max. discharge current		Pole	Rated Voltage	With Remote signalling contact
PVDC Surge Protection Device		40KA		3P	1000V	RC: With Remote signalling contact N/A: Without contact

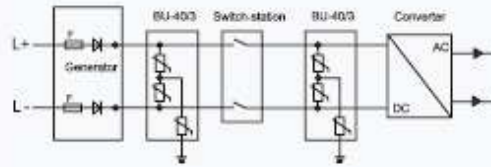
Parameter

PV DC BUD-40/3 Surge Protection Device		3P
Pole		3P
Standard		EN 50539-11
Electrical Characteristics		
Category IEC/EN		IEC/EN2
Open Voltage	U_{oc} Max	1000V DC
Max Continuous Operational Voltage	U_{oc}	1000V DC
Nominal Discharge Current	$I_n(8/20)$ μ s	20KA
Maximum Discharge Current	$I_{max}(8/20)$ μ s	40KA
Voltage Protection Level	U_p	≤ 3.8 KV
Response Time		<25 ns
Control and Indication		
Operating State/Fault Indication		Green/Red
Plug-in Protection Module		■
Remote Signalling Contact(Optional)	Max. Working Voltage(V)	30V DC
	Max. Working Current	1A
Connection and Installation		
Wire	Hard cable mm ²	4~25
	Flexible cable mm ²	4~16
Terminal Screws		M5
Torque(Nm)	Main Circuit	2.5
	Remote Contact	0.25
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Operating Temperature Range (TU)		-40°C~+85°C
For Mounting on		TH35-7.5/DIN35
Relative Humidity		30%~90%
Weight kg		0.36

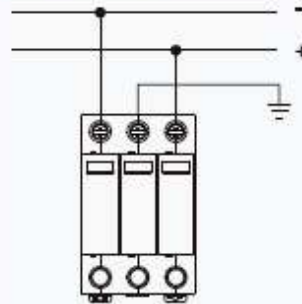
ZBENY PV SOLUTIONS 01

BUD-40/3
PV DC Surge
Protection Device

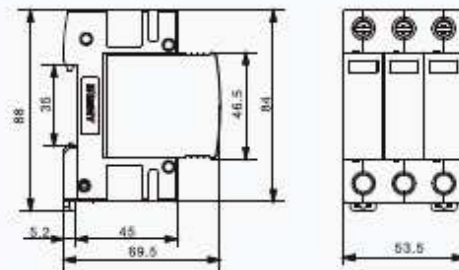
Principal Drawing



Wiring Method



Dimensions(mm)



8.3.3.17. Interruptor diferencial SCHNEIDER, modelo Acti 9 IID

Ficha técnica del producto Características

A9R35463

Int. Diferencial Iid 4X63 300Ma [S] Si



Principal

Distancia	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Disyuntor de corriente residual (RCCB)
Modelo de dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de polo de neutro	Izquierda
Corriente nominal	63 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad a la fuga a tierra	300 mA
Retraso tiempo protec. pérdida a tierra	Selectivo
Prot. c. fuga a tier.(tabular)	Tipo A-Si

Complementario

Ubicación dispositivo sistema	Salida
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente tensión
Capacidad de cierre y corte nominal	I _m 1500 A I _{dm} 1500 A
Rated conditional short-circuit current	10 kA
Tensión asignada de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz
[Ulim] Tensión asignada de resistencia a los choques	6 kV
Indicación de contacto positivo	Si
Tipo de control	Palanca de conmutación
Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8

16/07/2019

Life is On | Schneider
Electric

1

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como un manual, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

Alto	91 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	73.5 mm
Peso del producto	0.37 kg
Color	Bianco
Enduranda mecánica	20000 cycles
Enduranda eléctrica	15000 cycles AC-1
Descripción opciones bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal único, arriba o abajo flexible con lámina cable(s) 1...25 mm ² max Terminal único, arriba o abajo rígido cable(s) 1...35 mm ² max Terminal único, arriba o abajo flexible cable(s) 1...25 mm ² max
Longitud de pelado de cable	14 mm (arriba o abajo)
Par de apriete	3.5 N.m (arriba o abajo)

Entorno

Normas	EN / IEC 61008-1
Certificaciones	EAC
Grado de protección IP	IP40 para envoltorio modular conforme a IEC 60529 IP20 conforme a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a choque 8/20 µs, 3000 A conforme a EN / IEC 61008-1
Temperatura ambiente	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Ofrecer Sostenibilidad

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: YYWW)	Conforme - desde 0527 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
Alcanzar	Referencia no contiene SVHC arriba del umbral Referencia no contiene SVHC arriba del umbral
Perfil medioambiental del producto	Disponible Perfil ambiental del producto
Instrucciones de fin de vida del producto	No necesita operaciones de reciclado específicas

Garantía contractual

Warranty period	18 months 18 Meses
-----------------	--------------------

8.3.3.18. Interruptor termomagnético SCNEIDER, modelo Domae MCB

Ficha técnica del producto 12590

Características

Int. Termomagnetico Domae 3P+N 40A 3Ka



Principal

Distancia	Domae
Tipo de producto o componente	Disyuntor en miniatura
Modelo de dispositivo	Domae MCB
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P + N
Número de polos protegidos	3
Posición de polo de neutro	Izquierda
Corriente nominal	40 A
Tipo de red	CA
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo I _n	C
Poder de corte	I _{cn} 3000 A

Complementario

Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	400 V CA 50/60 Hz
Límite de desconexión magnética	5...10 x I _n
[I _{cs}] poder de corte en servicio	3000 kA 100 % x I _{cn} conforming to EN/IEC 60898-1
Indicación de contacto positivo	Si
Tipo de control	Palanca de conmutación
Señalizaciones frontales	Disparo de avería
Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Alto	81 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,38 kg

10/07/2019

Leviton | Schneider Electric

1

Diagrama de magnitudinal: Este documento no ha sido diseñado como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

8.3.3.19. Descargador de CA SCHNEIDER, modelo Acti 9 iQuik PRD

Ficha técnica del producto
Características

A9L16294
Limitador Iquick Prd40R 3P+N Clase II



Principal

Rango de producto	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iQuik PRD
Tipo de producto o componente	Descargador de sobretensiones con cartucho enchufable
Modelo de dispositivo	iQuik PRD
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P + N
Señalización remota	Donde
Composición contactos de señal	1 SD (1 C/A)
Tipo limitador sobretensión	Red de distribución eléctrica
Sistema de tierra	TN-S TT

Complementario

Tipo clase limitador de sobrete	Tipo 2
Tecnología de limitador de sobrete	MOV + GDT
Tensión asignada de empleo	230 V (+/- 10 %) CA 50/60 Hz 400 V (+/- 10 %) CA 50/60 Hz
[In] corriente de descarga nominal	Modo común : 20 kA L/PE Modo común : 20 kA N/PE Modo diferencial : 20 kA L/N
[Imax] corriente de descarga máxima	Modo común : 40 kA L/PE Modo común : 40 kA N/PE Modo diferencial : 40 kA L/N
Uc max continuous operatg vltg	Modo común : 284 V N/PE Modo común : 350 V L/PE Modo diferencial : 350 V L/N
Nivel de protección de tensión	≤ 1.5 kV tipo 2 modo común L/PE ≤ 1.5 kV tipo 2 modo común N/PE ≤ 2.5 kV tipo 2 diferencial mode L/N
Tipo de dispositivo desconector	Inter. auto. integr. - Icu 20 kA
[Iscor] clasificación de corriente de cortocircuito	20 kA

16.07.2019



1

Descarga de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como manual, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la conformidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

Tensión circuito señalización	2 A/250 V AC 50/60 Hz
Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	14,7
Alto	94 mm
Ancho	131,5 mm
Profundidad	75,9 mm
Peso del producto	0,86 kg
Color	Bianco (RAL 9003)
Tiempo de respuesta	<= 25 ns
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel, inferior 2,5...25 mm ² Terminal tipo túnel, superior 2,5...35 mm ²
Par de apriete	2,5 N.m

Entorno

Normas	EN 61643-11 : 2012 IEC 61643-11 : 2011
Certificados de producto	CE
Etiquetas de calidad	KEMA-KEUR NF
Grado de protección IP	En cara frontal : IP40 conforme a IEC 60529 Incorporado : IP20 conforme a IEC 60529
Grado de protección IK	IK05 conforme a IEC 62262
Humedad relativa	5...90 %
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...70 °C

Ofrecer Sostenibilidad

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: YYWW)	Conforme - desde 1742 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
Alcanzar	Referencia no contiene SVHC arriba del umbral Referencia no contiene SVHC arriba del umbral
Perfil medioambiental del producto	Disponible Perfil ambiental del producto
Instrucciones de fin de vida del producto	No necesita operaciones de reciclado específicas

Garantía contractual

Warranty period	18 months 18 months
-----------------	---------------------

8.3.3.20. Caja de nivel 3 GENROD, modelo S9000

Gabinetes Estancos **S9000**



Su fabricación se desarrolla bajo un estricto sistema de aseguramiento de calidad, acorde a los procedimientos establecidos y certificados en **IRAM-ISO 9001-2008** y la normativa vigente para ese tipo de producto especificada en norma **IEC 60670:2002**. Los gabinetes **S9000** son estructuras autoportantes de alta resistencia al impacto, indeformable, con grado de protección a la penetración de cuerpos sólidos y líquidos **IP55** (IRAM 2444 - IEC 60529) y con un alto índice de estanqueidad.

Las piezas construidas en chapa de acero al carbono son mecanizadas (punzonado y plegado) utilizando maquinaria de última generación con tecnología de C.N.C; soldadas mediante procesos TIG, MIG y de proyección, presentando espesores de chapa variable que dependen de las dimensiones finales del gabinete. Su presentación estándar es con puerta metálica ciega. Para usos específicos se fabrican con una puerta mixta con visor de vidrio templado de gran tamaño.



S9000 | Gabinetes Estancos
Pág. 4

Con el fin de asegurar una larga vida útil a la intemperie se efectúan los siguientes procesos a las superficies:

Pre-Tratamiento: desengrase, lavado, fosfatizado por inmersión en caliente y secado en estufa.

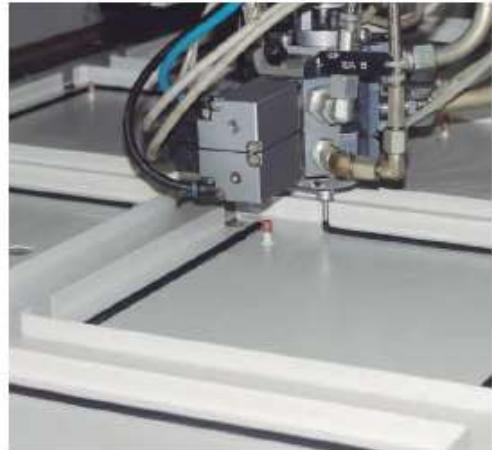
Pintura de cuerpo, puerta, contrafrente, soportes y accesorios interiores: se efectúa por aplicación electrostática de material del tipo termo-convertible con base poliéster y terminación texturada color beige RAL 7032 resistente a la intemperie.

La **bandeja porta elementos de uso múltiple** es construida con chapa galvanizada en caliente de origen, eliminando la posibilidad de pares galvánicos perniciosos en el proceso de puesta a tierra del conjunto, lo que se complementa con **bornes** colocados en el cuerpo y la puerta del gabinete. Las dimensiones de las mismas son proyectadas teniendo en cuenta la separación de los bornes de los elementos a instalar con las paredes del gabinete en cuestión.

El conjunto se completa con **bisagras semi-ocultas** que permiten una apertura de 180° y un cierre ¼ vuelta tipo DIN con maneta desmontable de desarrollo y producción propia.

BURLETES

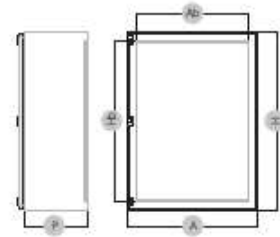
Se aplica a la puerta, un burlete continuo de poliuretano de alta respuesta a la deformación elástica y con un alto nivel de adherencia a la superficie, que incide sobre un laberinto rematado en labio bota agua de diseño inclinado, garantizando de esta forma la máxima estanqueidad.





S9000 | Gabinetes Estancos
Pág. 6

Tabla general de selección de modelos y accesorios aplicables S9000



Las magnitudes de las siguientes tablas están expresadas en mm.



Para garantizar la seguridad de su instalación, una vez definida las dimensiones del gabinete establecer el contrafrente requerido por el uso.

A Ancho	H Alto	P				Ab x Hb Medida de bandeja	Contrafrente abisagrado ciego	Contrafrente abisagrado calado	Contrafrente abuhonado ciego	Contrafrente abuhonado calado	Cantidad de soportes para contrafrente (*)
		Código (M) Prof: 100	Código (M) Prof: 150	Código (M) Prof: 225	Código (M) Prof: 300						
200	200	09 9101	09 9150	09 9200	----	134x140	----	----	----	----	
200	250	09 9110	09 9164	----	----	134x190	----	----	----	----	
200	300	09 9102	09 9151	09 9201	----	134x240	----	----	----	----	
250	300	09 9111	09 9165	----	----	184x240	----	----	----	----	
200	450	----	09 9152	----	----	184x390	----	----	----	----	
300	300	09 9103	09 9153	09 9202	09 9300	234x240	09 9882	09 9882C	09 9982	09 9982C	4
300	450	09 9104	09 9154	09 9203	09 9301	234x390	09 9884	09 9884C	09 9984	09 9984C	4
300	600	09 9105	09 9155	09 9204	09 9302	234x540	09 9885	09 9885C	09 9985	09 9985C	4
450	450	09 9106	09 9156	09 9205	09 9303	384x390	09 9888	09 9888C	09 9988	09 9988C	4
400	500	----	09 9167	09 9216	----	334x440	09 9870	09 9870C	09 9970	09 9970C	4
450	600	09 9107	09 9157	09 9206	09 9304	384x540	09 9889	09 9889C	09 9989	09 9989C	4
450	750	----	09 9163	09 9207	09 9310	384x690	09 9890	09 9890C	09 9990	09 9990C	4
500	600	----	09 9168	09 9217	----	434x540	09 9892	09 9892C	09 9992	09 9992C	4
600	600	09 9108	09 9158	09 9208	09 9305	534x540	09 9893	09 9893C	09 9993	09 9993C	4
600	750	09 9109	09 9159	09 9209	09 9306	534x690	09 9894	09 9894C	09 9994	09 9994C	4
600	900	----	09 9160	09 9210	09 9307	534x840	09 9895	09 9895C	09 9995	09 9995C	6
600	1050	----	09 9162	09 9212	09 9308	534x990	09 9897	09 9897C	09 9997	09 9997C	6
600	1200	----	09 9161	09 9211	09 9309	534x1140	09 9898	09 9898C	09 9998	09 9998C	6
750	750	----	----	09 9213	09 9314	684x690	09 9891	09 9891C	09 9991	09 9991C	6
750	900	----	09 9170	09 9215	09 9311	684x840	09 9896	09 9896C	09 9996	09 9996C	6
750	1200	----	09 9171	09 9214	09 9312	684x1140	09 9899	09 9899C	09 9999	09 9999C	6
900	900	----	----	09 9220	09 9320	834x840	09 9879	----	09 9979	----	6
900	1200	----	----	09 9221	09 9321	834x1140	09 9880	----	09 9980	----	6

Para solicitar gabinetes S9000 con visor de vidrio templado se debe adicionar al código la sigla "VP". Esta opción está disponible a partir de 300 ancho x 300 alto.

- (*) Las profundidades consignadas corresponden a la medición del cuerpo del gabinete. En caso de necesitar la profundidad medida incluyendo la puerta, deberá adicionarse 20 mm al valor registrado en tabla.
- (**) Para una correcta selección del modelo específico consultar la tabla de soportes para contrafrentes.

8.3.3.21. Transformador TADEO CZERWENY 630 kVA

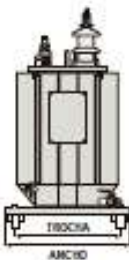



Transformadores de Llenado Integral

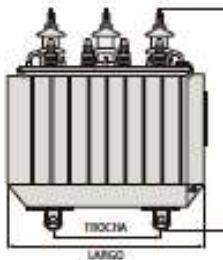
Potencia	Relación (V)		U _c	Dimensiones (mm)				Altura	Peso
kVA	P ₁	P ₂	(%)	Largo	Ancho	Alto	Trocha	kg	
25 ⁺	160	600	4	1000	750	1100	600	330	
40 ⁺	200	900	4	1100	750	1100	600	470	
63 ⁺	270	1350	4	1150	750	1100	600	530	
80 ⁺	315	1500	4	1200	750	1100	600	600	
100 ⁺	350	1750	4	1200	750	1150	600	640	
125 ⁺	420	2100	4	1450	750	1150	600	680	
160 ⁺	500	2500	4	1500	750	1250	600	820	
200	600	3000	4	1550	850	1250	600	880	
250	750	3500	4	1650	900	1250	300	1020	
315	850	4050	4	1650	900	1300	300	1200	
400	1000	5000	4	1650	950	1300	300	1470	
500	1200	6000	4	1650	1050	1350	300	1740	
630	1450	7150	4	1650	1050	1400	300	1940	
800	1750	8750	5	1800	1050	1475	300	2360	
1000	2000	10500	5	1850	1100	1500	300	3060	
1250	2200	13000	5	1950	1200	1600	300	3480	

Potencia	Relación (V)		U _c	Dimensiones (mm)				Altura	Peso
kVA	P ₁	P ₂	(%)	Largo	Ancho	Alto	Trocha	kg	
16 ⁺	130	480	4	1200	800	1500	600	550	
25 ⁺	190	650	4	1200	800	1500	600	600	
40 ⁺	290	900	4	1300	800	1500	600	700	
63 ⁺	320	1500	4	1300	800	1500	600	800	
80 ⁺	330	1600	4	1200	850	1550	600	850	
100 ⁺	420	1900	4	1300	900	1600	600	1000	
125 ⁺	500	2500	4	1600	800	1600	600	1000	
160 ⁺	600	2800	4	1600	800	1600	600	1100	
200	700	3250	4	1400	900	1600	600	1200	
250	850	4000	4	1500	1000	1700	300	1500	
315	950	4800	4	1800	1100	1700	300	1600	
400	1200	5000	4	1800	1100	2000	300	2000	
500	1250	6400	4	1800	1100	2000	300	2300	
630	1500	7600	4	1900	1200	2000	300	2700	
800	1800	9800	5	2000	1200	2000	300	3000	
1000	2200	11700	5	2100	1200	2100	300	3700	
1250	2500	14200	5	2200	1300	2100	1000	4000	

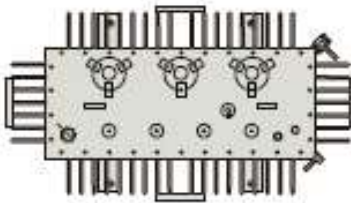
con apertura para distribución de cables a poleo y para pozos.



ANCHO






LARGO



ALTURA

Con diseños especiales se pueden llegar a proveer máquinas de hasta 2500 kVA.
Nuestros diseños están en continua evolución, por lo tanto los datos aquí detallados pueden ser modificados sin previo aviso.



Administración:
Av. República 320 (S2252BKK), Galvaz, Santa Fe, Argentina / Tel: + 54 - 3404 - 487200
administracion@tadeoczerweny.com.ar

Planta Industrial y Ventas:
Bv. Argentino 174 (S2252CMP), Galvaz, Santa Fe, Argentina / Tel: + 54 - 3404 - 487200
tcza@tadeoczerweny.com.ar / ventas_galvaz@tadeoczerweny.com.ar

Oficina Comercial Bs.As.:
Barrido de Ingenieros 330 9º piso s/f. 321 (C1072AAU), C.A.B.A., Argentina / Tel: + 54 - 11 - 5272 8001 al 5
tcbsa@tadeoczerweny.com.ar
www.tadeoczerweny.com.ar

TLI

Transformadores de Llenado Integral

INTRODUCCIÓN:

Para satisfacer las necesidades de un mercado cada vez más exigente, Tadelo Caserwy S.A. viene desarrollando y perfeccionando desde hace años el modelo de "Transformadores de Llenado Integral". Ampliamente aceptado y de uso casi exclusivo en Europa, este producto ha sido optimizado hasta tener aplicaciones en tensiones de hasta 36 kV.

Entre sus principales características se pueden mencionar:

- A/ Diseño compacto y económico.
- B/ Mínimo mantenimiento.
- C/ Intercambiabilidad con transformadores tipo I, II y III de la Norma IEC 2250.
- D/ Praticidad en el diseño.
- E/ Ausencia de cámara de Nitrógeno.
- F/ Ausencia de tanque de expansión.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

Estos transformadores cumplen con las prescripciones de las Normas IEC en lo que respecta a potencia, tensiones, nivel de aislamiento, régimen de sobrecargas, etcétera. A pedido también se pueden producir bajo especificaciones particulares de cada cliente u otras normas internacionales.

Para facilitar su intercambiabilidad con otro tipo de máquinas ensartan en las brochas y roscas establecidas por IEC 2250.

Al ser un transformador hermético (sin tanque de expansión) su estructura trabaja a presión variable en función de la temperatura del aceite, sin intercambio de aire con el exterior. Esto permite que el aceite del transformador nunca esté en contacto con el medio ambiente, lo que impide el ingreso de humedad presionando los inhibidores de oxidación y por ende prolongando la vida útil del transformador.

La principal diferencia con las máquinas herméticas tradicionales es que no cuenta con una cámara superior de Nitrógeno, ya que por diseño estas máquinas compensan las fluctuaciones de volumen de aceite mediante la expansión y contracción de sus paredes elásticas.

Por diseño la presión en el interior de la cuba, a la máxima temperatura del aceite, nunca sobrepasa los 4,9 N/cm².

PROVISIÓN ESTÁNDAR:

- A/ Tres aisladores de alta/media tensión de porcelana.
- B/ Cuatro aisladores de baja tensión de porcelana.
- C/ Un conmutador de cinco posiciones de accionamiento sin tensión.
- D/ Una válvula para extracción de muestra de aceite.
- E/ Una válvula para desagote del aceite.
- F/ Una tapa de llenado.
- G/ Una placa característica.
- H/ Cámaras de trape, transporte y descuido.
- I/ Una terminal de puesta a tierra.
- J/ Cuatro roscas bi-direccionales.
- K/ Explosores de dos etapas en alta/media tensión.

ACCESORIOS OPCIONALES:

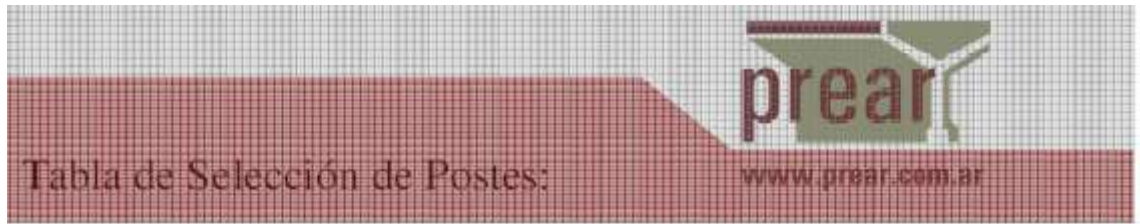
- Conexiones tipo banderas para alta/media y baja tensión.
- Termómetro de aceite (con o sin contactos).
- Descargadores de Oxido de cinc.
- Aisladores enchufables (2x carga tipo Loadbreak/DEADBREAK bushings).
- Válvula de sobrepresión (2x contactos).
- Línea para cubresomas según especificaciones.
- Cubresomas para Alta/Media y Baja Tensión.
- Instrumento de Protección Integral*

*Este último accesorio altamente recomendado principalmente para potencias iguales o superiores a 400 kVA, tiene la particularidad de combinar en un solo instrumento medidores de Temperatura, Presión, Nivel e Índice de Acumulación de Gas, cumpliendo en este último caso una función similar a la de un Relé Buchholz.

Para operados de protección y medición, viene equipada con selectores de temperatura para entre valores de alarma y disparo. Los otros tres medidores sólo actúan como señal de disparo cada una.



8.3.3.22. Postes de hormigón armado para SET, marca PREAR



Rotura Ø Cima (cm) Largo (m)	300/750	900/1050	1200/1500	1650/1800	1950/2400	2550/2650	3000/3300	3450/4200	4350/4950	5100/6000
	16	19	22 25	25	28	31	31	34	40	40
7,00	491	582	771	984	1111	1238	1587	1688	2034	2302
7,50	538	635	840	1071	1207	1343	1724	1831	2202	2494
8,00	587	691	912	1161	1306	1451	1865	1979	2374	2690
8,50	638	748	985	1252	1406	1561	2009	2128	2548	2890
9,00	690	806	1061	1346	1510	1673	2157	2281	2726	3093
9,50	743	866	1138	1443	1615	1787	2307	2437	2907	3301
10,00	799	928	1218	1541	1723	1904	2461	2596	3091	3511
10,50	856	992	1299	1642	1833	2023	2618	2759	3278	3726
11,00	914	1057	1382	1745	1945	2144	2778	2924	3468	3944
11,50	974	1123	1467	1851	2059	2268	2942	3092	3661	4166
12,00	1036	1192	1554	1958	2176	2394	3109	3264	3857	4392
12,50	1100	1262	2068	2068	2295	2522	3279	3439	4057	4621
13,00	1165	1333	2181	2181	2416	2652	3452	3616	4259	4854
13,50	1231	1406	2295	2295	2540	2785	3628	3797	4465	5091
14,00	1300	1481	2412	2412	2666	2919	3808	3981	4673	5331
14,50			2531	2531	2794	3057	3991	4168	4885	5575
15,00			2652	2652	2924	3196	4177	4358	5100	5823
15,50			2776	2776	3057	3338	4367	4551	5318	6075
16,00			2901	2901	3191	3482	4559	4748	5539	6330
16,50			3723	3723	4131	4559	4559	4947	5763	6589
17,00			3888	3888	4309	4729	4729	5150	5990	6852
17,50			4057	4057	4490	4922	4922	5355	6221	7118

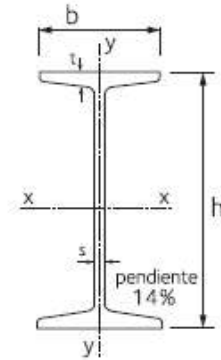
8.3.3.23. Perfiles doble T ACINDAR, para estructura de la SET



Normal doble T (I.P.N.)

Usos y aplicaciones

Se utilizan como vigas o columnas en diversas aplicaciones estructurales.



I.P.N.	Dimensiones				Sección S	Masa nominal por unidad de longitud m _s	Valores estáticos					
	h	b	s	t			I _x	I _y	W _x	W _y	i _x	i _y =i
	mm	mm	mm	mm	cm ²	kg/m	cm ⁴	cm ⁴	cm ³	cm ³	cm	cm
80	80	42	3,9	5,9	7,6	5,9	77,8	6,29	19,5	3,0	3,20	0,91
100	100	50	4,5	6,8	10,6	8,3	171	12,2	34,2	4,9	4,01	1,07
120	120	58	5,1	7,7	14,2	11,2	328	21,5	54,7	7,4	4,81	1,23
140	140	66	5,7	8,6	18,3	14,3	573	35,2	81,9	10,7	5,61	1,40
160	160	74	6,3	9,5	22,8	17,9	935	54,7	116,9	14,8	6,40	1,55
180	180	82	6,9	10,4	27,9	21,9	1.450	81,3	161,1	19,8	7,20	1,71
200	200	90	7,5	11,3	33,5	26,2	2.140	117	214,0	26,0	8,00	1,87
220	220	98	8,1	12,2	39,6	31,1	3.060	162	278,0	33,1	8,80	2,02
240	240	106	8,7	13,1	46,1	36,2	4.250	221	354,2	41,7	9,59	2,20
260	260	113	9,4	14,1	53,3	41,9	5.740	288	441,5	51,0	10,4	2,32
280	280	119	10,1	15,2	61,0	47,9	7.590	364	542,1	61,2	11,1	2,45
300	300	125	10,8	16,2	69,1	54,2	9.800	451	653,3	72,2	11,9	2,56
320	320	131	11,5	17,3	77,7	61,0	12.510	555	781,9	84,7	12,7	2,67
340	340	137	12,2	18,3	86,7	68,0	15.700	674	923,5	98,4	13,5	2,80
360	360	143	13,0	19,5	97	76,0	19.610	818	1.089,4	114,4	14,2	2,90
400	400	155	14,4	21,6	118	92,4	29.210	1.160	1.460,5	149,7	15,7	3,13
450	450	170	16,2	24,3	147	115	45.850	1.730	2.037,8	203,5	17,7	3,43
500	500	185	18,0	27,0	179	141	68.740	2.480	2.749,6	268,1	19,6	3,72

Consultar stock y entrega antes de realizar las compras.

Parámetro	Normas y medidas
Dimensiones y tolerancias	IRAM-IAS U500-511/08
Características mecánicas	IRAM-IAS U500-503/12. Grado F-24 I.P.N. 80-100: bajo pedido F-26
Largos:	6 y 12 metros 12 metros para mayores a 100 mm Largos especiales consultar
Peso aproximado del paquete	2.000 kg

8.3.3.24. Seccionador fusible tipo XS FAMIIE FAMMI, modelo 89032

Seccionador Autodesconectador Tipo XS



El **Seccionador Tipo XS** combinado con Fusibles POSITROL® provee una protección completa o de amplio espectro, para todo tipo de fallas en sistemas de distribución aérea de 13,2 a 33 kV. Aplicación: Transformadores, Bancos de Capacitores, Cables y Líneas.

El término "protección de alto espectro" indica que el seccionador interrumpe todas las fallas: desde la más baja corriente que funde el fusible POSITROL®, hasta la capacidad de interrupción máxima, bajo todas las condiciones de tensión transitoria de recuperación (TTR).

Todos los seccionadores Tipo XS emplean un innovador desarrollo: apertura sencilla, hacia abajo. Una característica especialmente importante donde el escape de gases de mantenimiento se fuera de las otras fases.

Su robustez lo hace extremadamente confiable frente a altas corrientes de falla, soportando los esfuerzos a los cuales puede ser sometido por el uso.

Una característica distintiva es que su contacto superior e inferior son plateados y ajustados por un resorte de respaldo que provee alta presión de contacto, con superficies realizadas para una acción autolimpiante eficiente, arrojando como resultado una mínima resistencia eléctrica de contacto.

Modelo	Tensión Nominal (Kv)	Corriente Nominal (A)	Interrupción Asimétrica (kA)	Nivel de Aislación (Kv BIL)
89031	14,4	100	16	110
89032	25	100	12	125
89072	25	200	10	125
89053	34,5	100	12	170



DESDE 1948 COMPROMETIDOS CON LA CALIDAD



**FAMMI
FAMI S.A.**

VISITENOS: www.fami.com.ar

70 años de innovación y calidad

Oficina 340 (C1407IFH) CABA - Tel.: +54.11 4635-5445
Email: fami@fami.com.ar



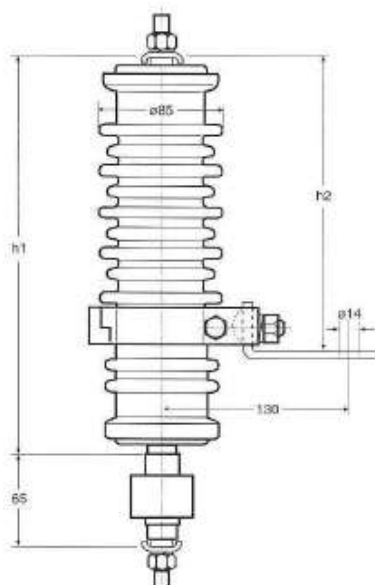
REPRESENTANTES Y LICENCIATARIOS DE
S&C ELECTRIC COMPANY

8.3.3.25. Descargador de óxido de zinc FAPA, modelo DB15/10



DESCARGADORES DE SOBRETENSION DE OXIDO DE ZINC Con envoltura aislante de porcelana

Modelo: **DB OZn (10 kA)**



Normas: IRAM 2472 - IEC 60099-4

Tensiones nominales: 3-36 kVef

Corriente nominal de descarga: 10 kAc

Frecuencia nominal: 50/60 Hz

Corriente de impulso nominales:

Con onda 8/20 μ s: 10k Ac

Con onda 2000 μ s: 250 Ac

Con onda 4/10 μ s: 100 kAc

Altura máxima de instalación: 2000 m

Efectiva protección a través del estricto cumplimiento con los niveles de protección asignados a los sistemas de distribución de la energía eléctrica por la norma de coordinación de la aislación frente a sobretensiones de origen interno y externo.

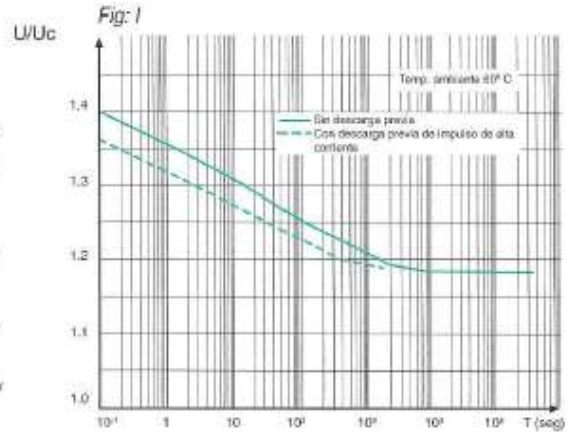
Hermeticidad asegurada mediante la utilización de un sistema de cierre compuesto por anillos de goma sintética blanda alojados en complementos metálicos repujados sobre porcelana y exhaustivos ensayos de alto vacío efectuados sobre el 100% de la producción de descargadores.

Gran capacidad de absorción de energía y recuperación térmica por parte de varistores de óxido de zinc de gran precisión en sus características eléctricas.



GUIA PARA LA ELECCION Y CARACTERISTICAS PRINCIPALES

La característica más importante de un descargador para la correcta elección de su modelo es la **TENSION DE OPERACION PERMANENTE - Uc -** (Máxima de aplicación continua sin falla).
Elegido tentativamente un modelo caracterizado por su Uc se debe:
1) Evaluar la tensión máxima U de 50/60 Hz en condiciones anormales de servicio a la que pueda quedar sometido el descargador.
2) Evaluar la duración máxima Tt de esta anomalía.
3) Determinar con la fig. 1 el periodo de tiempo máximo T que pueda soportar el modelo elegido, a la tensión máxima U.
Si T resultara menor o igual que Tt se deberá elegir otro modelo de descargador de mayor Uc.
Confirmar el modelo elegido mediante la determinación de los márgenes de protección frente a ondas de impulso entre el descargador y la aislación del equipo a proteger.



In 10 kA	Tensión Nominal Ur kVef	Tensión Operación Permanente Uc kVef	Tensiones residuales máximas frente a impulso de corriente:					Tensiones residuales envoltura aislante de porcelana	
			Maniobra 30/60 µs 500 A/c kVc	Atmosféricos		10 kA/c kVc	50 Hz Bajo lluvia kVef	Impulso En seco kVc	
				8/20 µs	1/10 µs				
Modelo				5 kA/c kVc	10 kA/c kVc	20 kA/c kVc	10 kA/c kVc		
DB 3/10	3	2.55	7.95	9.60	10.6	12.0	12.2	30	55
DB 6/10	6	5.10	15.8	19.4	21.1	23.8	24.3	50	90
DB 9/10	9	7.65	23.8	29.2	31.7	35.8	36.5	50	90
DB 10/10	10	8.50	26.4	32.4	35.2	39.8	40.5	65	120
DB 12/10	12	10.2	31.7	38.9	42.3	47.8	48.6	65	120
DB 15/10	15	12.7	39.7	48.7	52.9	59.8	60.8	65	120
DB 18/10	18	15.3	47.6	58.4	63.5	71.8	73.0	80	145
DB 21/10	21	17.8	55.5	68.1	74.0	83.6	85.1	80	145
DB 24/10	24	20.4	63.5	77.8	84.6	95.6	97.3	90	170
DB 27/10	27	22.9	71.4	87.6	95.2	107	109	90	170
DB 30/10	30	25.5	79.6	97.5	106	120	122	100	190
DB 36/10	36	30.6	95.3	117	127	144	146	100	190

In 10 kA	Tensión Nominal Ur kVef	Tensión Operación Permanente Uc kVef	Altura		Distancia de fuga (1) mm	Peso neto Total (2) (Aproxim.) kg
			h1 mm	h2 mm		
Modelo						
DB 3/10	3	2.55	200	120	100	1.9
DB 6/10	6	5.10	260	180	210	2.6
DB 9/10	9	7.65	260	180	210	2.7
DB 10/10	10	8.50	320	240	320	3.1
DB 12/10	12	10.2	320	240	320	3.2
DB 15/10	15	12.7	320	240	320	3.4
DB 18/10	18	15.3	380	300	430	3.9
DB 21/10	21	17.8	380	300	430	4.1
DB 24/10	24	20.4	500	410	540	5.3
DB 27/10	27	22.9	500	410	540	5.5
DB 30/10	30	25.5	560	470	650	5.9
DB 36/10	36	30.6	560	470	650	6.2

Todos los modelos DB son provistos con prensacables de acero inoxidable, abrazaderas de sujeción propia de hierro cincado y el desconector (desligador) de puesta a tierra.

(1) Medida sobre el contorno de la envoltura de la porcelana entre el casquete superior y la abrazadera de fijación

(2) Incluye abrazaderas de fijación y desconector

Para mayor información, por favor contáctese con nosotros: info@fapa.com.ar

8.3.3.26. Seccionador fusible tipo APR BRONAL, modelo ACR630F

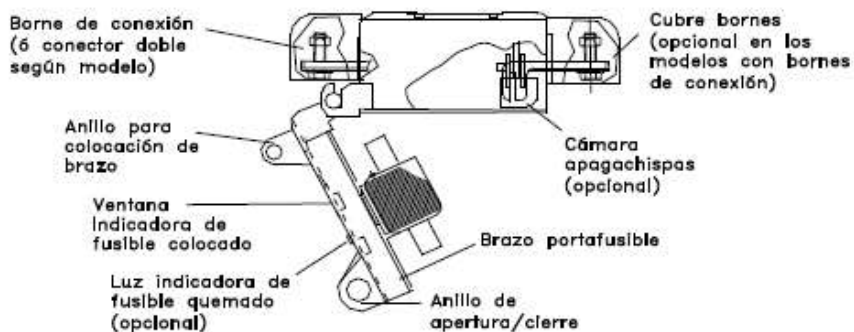


Sivori 4.861, (B1605AVC) Munro, Bs. As.
Tel.: (011) 4762-0067 / Fax: interno 125
E-mail: ventas@bronal.com
www.bronal.com

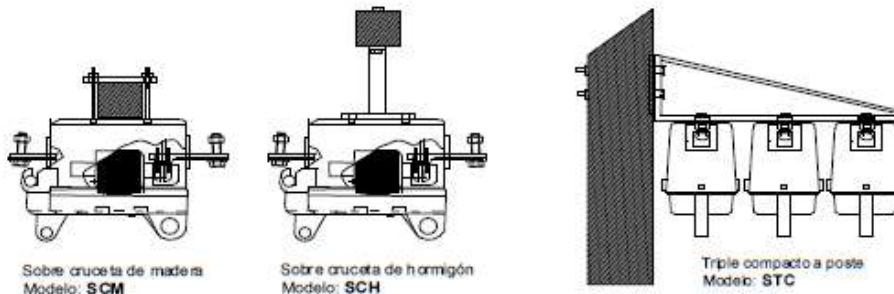
SECCIONADORES
PARA NH 1 - 2 - 3

SECCIONADORES PARA FUSIBLES NH TAMAÑOS 1, 2 y 3 HASTA 630 A, 500 V

Modelo	Largo	Alto	Características			Accesorios opcionales	
			Luz indicadora fusible quemado	Conector doble	Cubre bornes	Modelo	Descripción
ACR630	200	115	no	no	no	ACRCA	apaga-chispas
ACR630F			si	si	si		ACRCB
ACR630M			no	si	si		
ACR630FM			si	si	si		



TIPOS DE FIJACION



DETALLE DE OPERACIÓN



Apertura y cierre



Colocación de brazo para cambio de fusibles

Fecha: 2009/08	Nº
Edición: 2008/00	1.110

La Empresa se reserva el derecho de modificación sin previo aviso

8.3.3.27. Conductor de cobre desnudo GENROD, modelo AC C50 50 mm²



Jabalinas y Accesorios para puesta a Tierra y sistemas de protección contra el rayo

Cajas de Inspección

Se utilizan para indicar el sitio donde está instalada la jabalina y, a su vez, proteger el punto de medición para verificar el valor de resistencia de la Puesta a Tierra de la instalación.

Se presentan en dos dimensiones: 25 x 25 y 15 x 15 cm, de fácil instalación. Cada una de ellas se suministra en dos versiones: Fabricadas en fundición de hierro y en material aislante.

Cajas de inspección. Fundición gris

Código	Descripción	Cant. X Envase
Ci 1	25 x 25 cm	1
Ci 2	15 x 15 cm	1

Cajas de inspección. Material aislante

Código	Descripción	Cant. X Envase
Ci 3	25 x 25 cm.	4
Ci 4	25 x 25 cm. C/B. neutro.	4
Ci 5	15 x 15 cm. C/B. neutro.	12
Ci 6	15 x 15 cm.	12



CAJA DE INSPECCIÓN DE FUNDICIÓN GRIS



CAJA DE INSPECCIÓN PLÁSTICA

Alambres y cables de acero cobre

1- Características generales

Compuestos por conductores bimetalicos, que brindan una óptima relación peso/carga, combinan las mejores características del cobre y el acero.

Están compuestos de un núcleo de acero de alta resistencia a la tracción, recubierto por una capa de cobre de elevada pureza, resistente a la corrosión, con una adecuada conductividad eléctrica.

2- Características técnicas

2.1 - Cumplen con Normas y especificaciones nacionales e internacionales: IRAM 2466/87, ASTM B227/B452, ABNT NBR 8120/ NBR 8121.

2.2 - La conductividad de un cable de acero cobre es del 30% El espesor nominal de la capa es de aproximadamente el 12% del radio total del alambre correspondiente. De esta forma se comporta como conductor 100% de cobre en un ambiente agresivo, presentando una elevada resistencia a la corrosión.

Cables de acero cobre

Código	Descripción	peso Kg/mts.
AC C25	Cable de 25 mm ² - 3 N° 8	0,206
AC C35	Cable de 35 mm ² - 7 N° 10	0,303
AC C50	Cable de 50 mm² - 7 N° 8	0,482
AC C70	Cable de 70 mm ² - 7 N° 8	0,607
AC C95	Cable de 95 mm ² - 7 N° 9	0,766

Alambres de acero cobre

Código	Descripción	peso Kg/mts.
AC A411	Alambre diámetro 4,11	0,109

3- Aplicaciones

3.1 - Los alambres y cables bimetalicos son usados como conductores para puesta a tierra en líneas de distribución y transmisión, en el tendido de mallas en sub-estaciones y en antenas para comunicaciones.

3.2 - en todas las aplicaciones, disminuye la incidencia de hurtos, por tratarse de un conductor bimetalico, la recuperación del cobre es dificultosa y antieconómica, lo cual desalienta los robos.

8.3.3.28. Jabalinas GENROD, modelo JC 1630

Jabalinas y Accesorios para puesta a Tierra y sistemas de protección contra el rayo

GENROD

Jabalinas para Puesta a Tierra

Características Generales

Las jabalinas GENROD cumplen perfectamente todos los requisitos exigidos por la norma IRAM 2309-01.

Material

El núcleo es de acero trefilado al carbono SAE 1010 a 1020 revestido de cobre electrolítico con un 98 % de pureza.

Adherencia

La capa de cobre que constituye el revestimiento de la barra de acero es obtenida mediante un proceso de electrodeposición catódica de modo que asegura una unión inseparable y homogénea de los metales.

Capa de Cobre

Con una terminación brillante y libre de imperfecciones la capa de cobre de la jabalina de puesta a tierra GENROD tiene un espesor rigurosamente controlado siendo, el espesor nominal del mismo, mayor a 254 micrones.

Diámetro de Jabalinas de Puesta a Tierra

Teniendo en cuenta que el diámetro de las jabalinas no influye de manera preponderante en la resistencia de la unión a tierra, se puede decir que los parámetros de la elección se rigen principalmente en función al tipo de suelo donde va a ser instalada, usándose jabalinas de menor diámetro para suelos blandos y de mayor diámetro para suelos más duros. La longitud de las jabalinas de puesta a tierra varía de 1 a 3 metros.

Jabalinas de Puesta a Tierra Acoplables

Con largos de 1,5 y 3 metros se diferencian de las jabalinas lisas por poseer roscas en las extremidades lo que permiten la unión sucesiva con otras jabalinas. Con este tipo de jabalinas se pueden alcanzar profundidades de hasta 30

metros

El uso de jabalinas acoplables garantiza una mayor seguridad en cuanto al mantenimiento de las características de la baja resistencia eléctrica de la instalación de tierra, porque en profundidades mayores son menores las variaciones de las características higroscópicas del terreno.

Campo de Aplicación

Las jabalinas de puesta a tierra GENROD pueden ser utilizadas perfectamente en la puesta a tierra de usinas generadoras de energía eléctrica, redes de transmisión y distribución, como así también en subestaciones, redes y centrales telefónicas, procesamiento de datos y en todos aquellos casos en que sea necesario proteger equipos y seres humanos contra sobretensiones de origen atmosférico y/o accidental.

Jabalinas de acero-cobre IRAM 2309

Código	Denominación	Descripción	Cantidad x Envase
JC 1010		Jabalina 3/8" x 1000 mm*	20
JC 1015	L1015	Jabalina 3/8" x 1500 mm	10
JC 1020	L1020	Jabalina 3/8" x 2000 mm	10
JC 1210		Jabalina 1/2" x 1000 mm*	10
JC 1215	L1415	Jabalina 1/2" x 1500 mm	10
JC 1220	L1420	Jabalina 1/2" x 2000 mm	10
JC 1230	L1430	Jabalina 1/2" x 3000 mm	10
JC 1610		Jabalina 5/8" x 1000 mm*	10
JC 1615	L1615	Jabalina 5/8" x 1500 mm	10
JC 1620	L1620	Jabalina 5/8" x 2000 mm	10
JC 1630	L1630	Jabalina 5/8" x 3000 mm	10
JC 1910		Jabalina 3/4" x 1000 mm*	5
JC 1915	L1815	Jabalina 3/4" x 1500 mm	5
JC 1920	L1820	Jabalina 3/4" x 2000 mm	5
JC 1930	L1830	Jabalina 3/4" x 3000 mm	5

* De acuerdo con la norma IRAM 2309/2001 las jabalinas de largo menor a 1500 mm no se normalizan.



8.3.3.29. Conductor de puesta a tierra PRYSMIAN, modelo Superastic Flex 6 mm² y 16 mm²

Baja Tensión

450 / 750 V

H07V-K



NORMAS DE REFERENCIA ▶

DESCRIPCION ▶

CARACTERISTICAS ▶

Instalaciones Fijas

SUPERASTIC FLEX

IRAM NM 247-3

- > **CONDUCTOR**
Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: clase 5; según IRAM NM-280 e IEC 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 70° C en servicio continuo, 160° C en cortocircuito.
- > **AISLANTE**
PVC ecológico, en colores marrón, blanco, negro, rojo, celeste, y verde/amarillo.
Marcación:
PRYSMIAN **SUPERASTIC FLEX** - Industria Argentina — 450/750V — Sección (mm²) - IRAM NM 247 02-05 BWF-B - Sello IRAM - RIN 288391/8.
- > **Normativas**
IRAM NM 24 7-3 (ex 2183), NBR NM 247- 3 (ex6148); IEC 60227-3 u otras bajo pedido.
Ensayos de fuego:
No propagación de la llama: IRAM NM IEC 60332-1.
No propagación del incendio: IRAM NM IEC 603 32-3-23; NBR 6812 Cat. BWF; IEEE 383,
Certificaciones
Todos los cables de Prysmian están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2000 certificadas por la UCIEE

Cables para instalaciones de iluminación y distribución de energía en el interior de edificios civiles e industriales, en circuitos primarios, secundarios y derivaciones, instalados en tableros, en conductos situados sobre superficies o empotrados, o en sistemas cerrados análogos.



Norma de



Tensión nominal



Temperatura de servicio



Cuerdas flexibles



No propagación de la llama



No propagación del incendio



Extrudido



PVC ecológico



Sello IRAM



Sello de Seguridad Bétrica

CONDICIONES DE EMPLEO



Cañería embutida




Cañería a la vista



Cableado de tableros



 Cable Flexible para tendidos en cañerías; tipo H07V-K
 450 / 750 V
 IRAM NM 247-3

Características técnicas

Sección nominal	Diámetro máx. de alambres del conductor	Espesor de aislación nominal	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Intensidad de corriente admisible en cañerías (3)		Caída de tensión (4)	Resistencia Eléctrica máxima a 20°C y c.c.
					(1)	(2)		
mm ²	mm	mm	mm	kg/km	A	A	V/A km	ohm/km
0,75	0,21	0,6	2,3	11	9	8	50	26
1,0	0,21	0,6	2,5	15	11,5	10,5	37	19,5
1,5	0,26	0,7	3,0	20	15	13	26	13,3
2,5	0,26	0,8	3,6	31	21	18	15	7,98
4	0,31	0,8	4,1	45	28	25	10	4,95
6	0,31	0,8	4,7	63	36	32	6,5	3,30
10	0,41	1,0	6,0	107	50	44	3,8	1,91
16	0,41	1,0	7,0	167	66	59	2,4	1,21
25	0,41	1,2	9,6	268	88	77	1,54	0,78
35	0,41	1,2	10,8	361	109	96	1,20	0,554
50	0,41	1,4	12,8	511	131	117	0,83	0,386
70	0,51	1,4	14,6	698	167	149	0,61	0,272
95	0,51	1,6	16,8	899	202	180	0,48	0,206
120	0,51	1,6	19,7	1175	234	208	0,39	0,161

(1) 2 conductores cargados + PE en cañerías embutidas en mampostería, temperatura ambiente 40° C.
 (2) 3 conductores cargados + PE en cañerías embutidas en mampostería, temperatura ambiente 40° C.
 (3) Para instalaciones en aire (no contempladas en el Regl. de Instalaciones en Inmuebles de la AEA) considerar los valores (1) y (2)
 (4) Cables en contacto en corriente alterna monofásica 50 Hz., cos φ = 0,8.

Coefficientes de corrección de la corriente admisible:


- Para dos circuitos en una misma cañería multiplicar por 0,80
- Para tres circuitos en una misma cañería multiplicar por 0,70
- Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar por 1,15
- Para temperatura ambiente de 20 °C multiplicar por 1,29

Acondicionamientos

Sección nominal mm ²	Cajas 100 metros	Cajas 30 metros	Rollos 100 metros	Bobinas (longitud fija)	Bobinas (por metro)
0,75	x				
1,0	x			900 m	
1,5	x	x		800 m	
2,5	x	x		500 m	
4	x	x		400 m	
6	x			300 m	
10			x		
16			x		
25			x		
35 - 120					x



Cajas de 100 metros




Rollos de 100 metros



Bobinas con longitud fija



Bobinas con longitud variable



43

8.3.3.30. Bornera de puesta a tierra ELENT



Modelo: 1 7 125A
Puntos de conexión: 7
Longitud: 77 mm

 Elemt s.r.l.

Barras colectoras de puesta a tierra 125 Amp y características						
Artículo	Conex	Largo	Ancho	Altura	Material	Tornillos
1 7 125A	7	77 mm.	6,35 mm.	13 mm.	Latón	M5
1 12 125A	12	122 mm.	6,35 mm.	13 mm.	Latón	M5
1 30 125A	30	254 mm.	6,35 mm.	13 mm.	Latón	M5
1 45 125A	45	394 mm.	6,35 mm.	13 mm.	Latón	M5

8.3.3.31. Conductor acero-cobre FACBSA 120 mm²

FACBSA

Fábrica Argentina de
Conductores Bimetálicos S.A.

CONDUCTORES BIMETÁLICOS

CABLE DE ACERO-COBRE PARA PUESTA A TIERRA



Se trata de conductores desnudos de acero recubiertos de cobre. Los mismos combinan de la mejor manera posible la resistencia mecánica del acero con la conductividad y resistencia a la corrosión del cobre. Así lo expresa la norma IRAM 2281 en su parte 1, punto 4.6.2: "Materiales apropiados para la construcción de las tomas de tierra", donde dice: "El material más apropiado para la construcción de las tomas de tierra es el cobre, que resiste muy bien la corrosión. A este respecto, los electrodos de acero revestido de cobre se comportan exactamente igual que los electrodos de cobre puro."

USOS

En puestas a tierra, uniones de jabálinas con estructuras, mallas, bajadas, subestaciones, instalaciones de potencia y pararrayos. Estos alambres y cables han demostrado ser los mejores materiales para tal fin. Así lo avalan más de 60 años de instalaciones en todo el mundo y 40 años en nuestro país.

PRINCIPALES PROPIEDADES

Entre sus propiedades merecen destacarse:

- * Excelente resistencia a la corrosión
- * Alta resistencia mecánica
- * Alta resistencia a la fatiga
- * Menor impedancia que el cobre a altas frecuencias

VENTAJAS IMPORTANTES

Dada la unión inseparable entre ambos metales es fundamental mencionar que el cobre que poseen es de imposible recuperación y por lo tanto estos alambres y cables carecen de valor de reventa, no incitan a robos, los que son tan comunes en las instalaciones con conductores de cobre. El acero-cobre le otorga la instalación a proteger, seguridad y eficacia, ambas condiciones fundamentales en una puesta a tierra, es por ello que en nuestro país existen innumerables instalaciones construidas con este tipo de conductores.

CABLES TIPO A-30 NORMA IRAM 2467

Sección nominal (mm ²)	Sección real (mm ²)	Diámetro nominal (mm)	Construc. cant. y diám. (Nro. x Ø)	Masa aprox. (kg/km)	Resistencia Eléctrica (ohm /km)
16	15,70	5,6	3 X 2,58	128,5	4,03
25	24,90	7,0	3 X 3,25	203,9	2,54
35	34,93	7,6	7 X 2,52	286,7	1,84
50	49,49	9,0	7 X 3,00	406,3	1,30
70	70,00	10,7	7 X 3,56	572,1	0,92
95	91,00	12,2	7 X 4,06	744,1	0,71
120	112,00	13,5	7 X 4,51	918,2	0,57
120	114,00	13,8	19 X 2,76	927,0	0,52

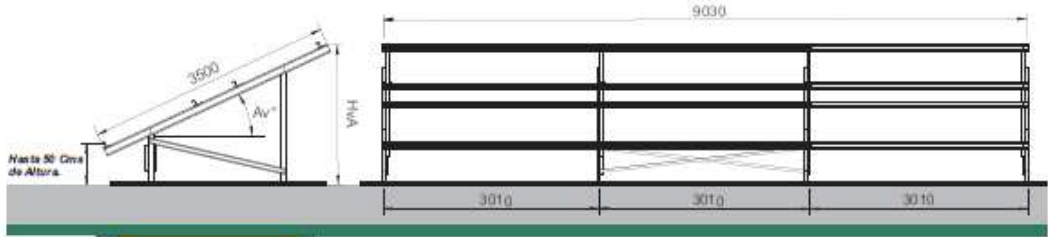
VALORES ESPECÍFICOS

Conduct. nom. con. respecto al Cu patrón IRAM 2002 (%)	Resistencia específica ohm x mm ² /km	Densidad equivalente (kg/dm ³)	Coefficiente de resistencia a (1/°C)
30	58,64	8,13	0,0038

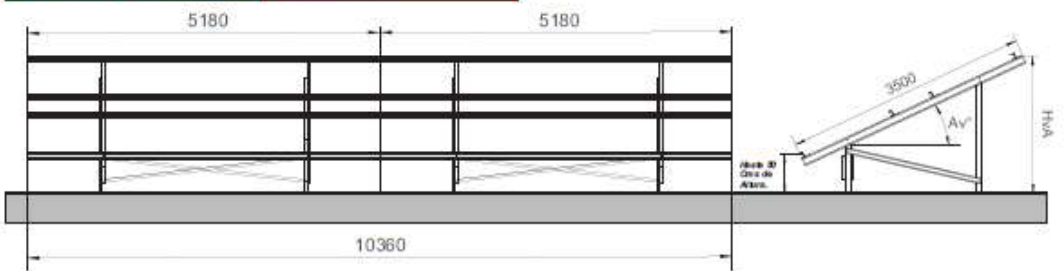
8.3.3.32. Estructura para paneles IDERO SOLAR, modelo X-20

SOPORTES FIJOS PARA TERRENO

X-18 Soporte fijo
18 Paneles por módulo

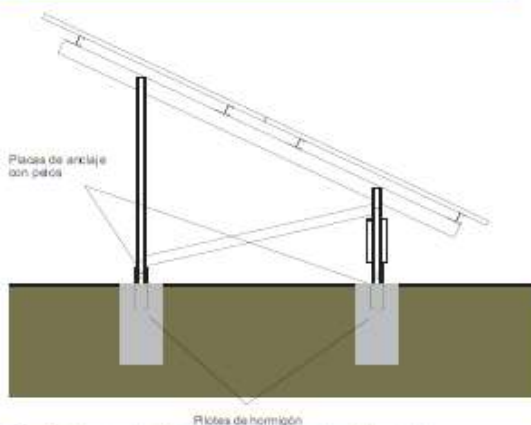


X-20 Soporte fijo
20 Paneles por módulo

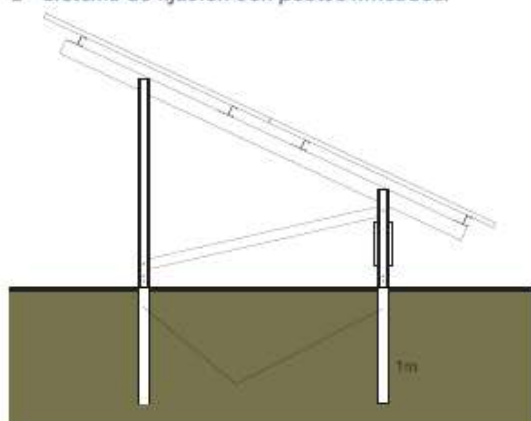


SOPORTES FIJOS PARA TERRENO

1- Sistema de fijación sobre pilotes de hormigón.

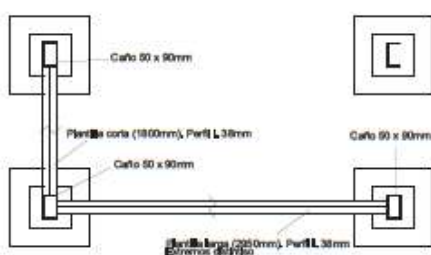


2 - Sistema de fijación con postes hincados.



PLANTILLA DE INSTALACION

Ilustra la tarea de posición e instalación de las columnas



8.3.3.3. Contador bidireccional FRONIUS, modelo Smart Meter

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SMART METER

/ Contador bidireccional para registrar el consumo de energía en su hogar



/ El Fronius Smart Meter es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo y registra la curva de consumo de su hogar. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia remota, cuando hay límites impuestos, es más rápida y precisa que con el controlador SO. Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar. Para la solución de almacenaje Fronius Energy Package basada en el Fronius Symo Hybrid, el Fronius Smart Meter permite realizar una gestión sistematizada de los distintos flujos de energía, optimizando así la energía total. Es perfecto para su uso junto al Fronius Symo, Fronius Symo Hybrid, Fronius Galvo, Fronius Primo, Fronius Eco y Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER

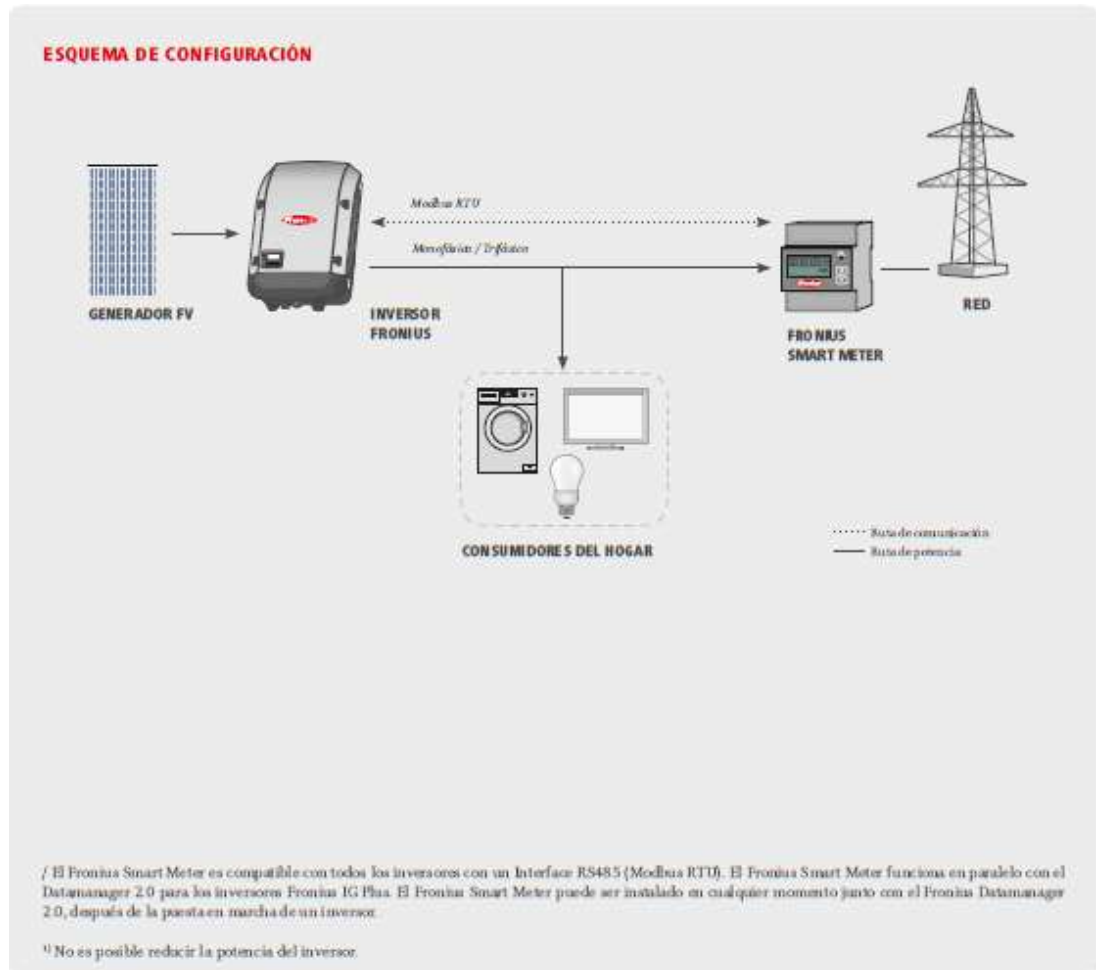
DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63 A-3	FRONIUS SMART METER 50 kA-2 ¹⁾	FRONIUS SMART METER 63 A-1
Tensión nominal	400 - 415 V	400 - 415 V	230 - 240 V
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 - 16 mm ²	0,05 - 4 mm ²	1 - 16 mm ²
Sección de cable de comunicación y suelo		0,05 - 4 mm ²	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inrush		49 mA	
Clase de precisión		1	
Precisión de energía activa		Clase 2 (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Clase 2 (EN50470)	
Subconmutador de coordinación		30 x 1ms / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa (anillo)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (ventilador)	
Rango de temperatura de operación		-25 - +35°C	
Dimensiones (Alto x Ancho x Profundidad)	89 x 71,2 x 65,6	89 x 71,2 x 65,6	89 x 35 x 65,6
Interfaz para el usuario		Modbus RTU (RS-485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

¹⁾ Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en: www.fronius.es.

VENTAJAS

- / Limitación de potencia remota rápida y precisa
- / Junto con el Fronius Solar.web ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar
- / Optimiza la gestión de energía con la solución de almacenaje Fronius Energy Package





/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores e instaladores en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Rev. 2010-20

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
ps-sales@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
ps-sales@fronius.com
www.fronius.com

Tous droits réservés. Toute réimpression ou utilisation non autorisée sans la permission écrite de la société Fronius est formellement interdite. Toute utilisation non autorisée sera considérée comme une violation des droits de propriété intellectuelle. Copyright © 2011 Fronius AG. Tous les droits réservés.

MAG.01.11.15 v01. Esp. 2014

8.3.4. Proveedores

Radio Luz S.A. Gualeguay, Entre Ríos. info@radiolux.com.ar

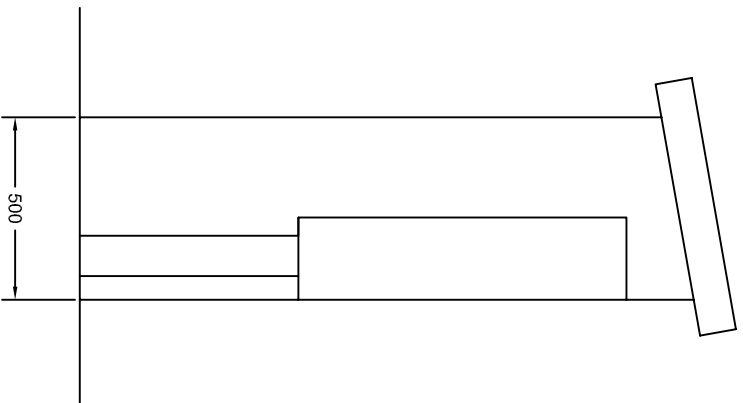
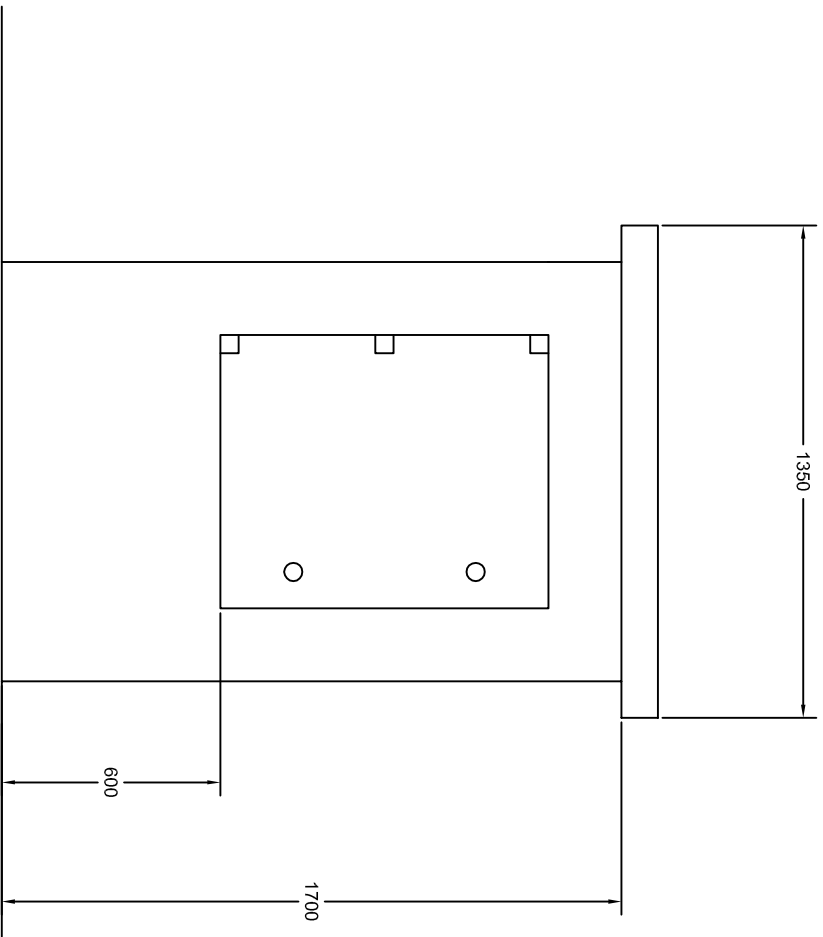
Idero Solar S.A. San Isidro, Buenos Aires. info@idero.com.ar


Marlew Conductores Eléctricos. Avellaneda, Buenos Aires. jmcastro@marlew.com.ar

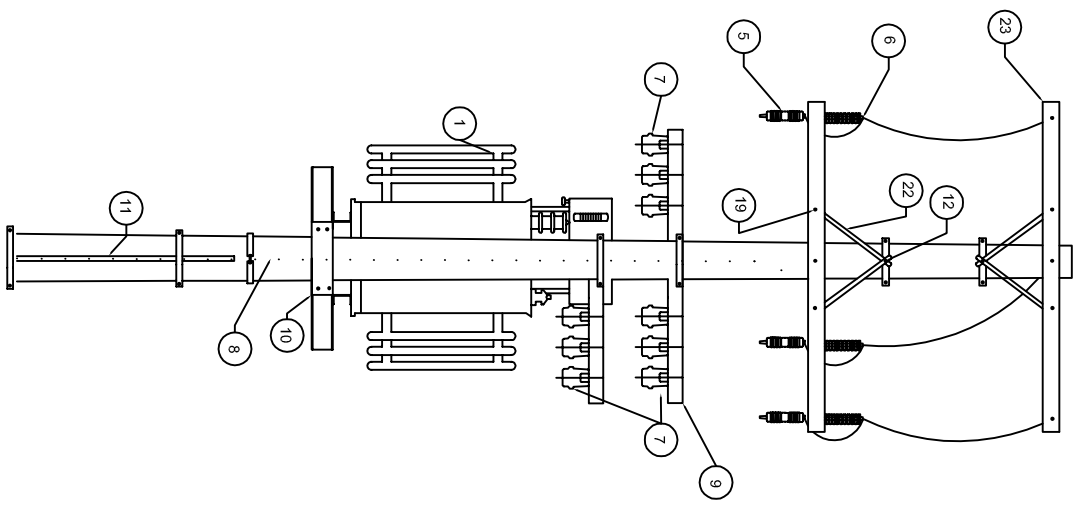
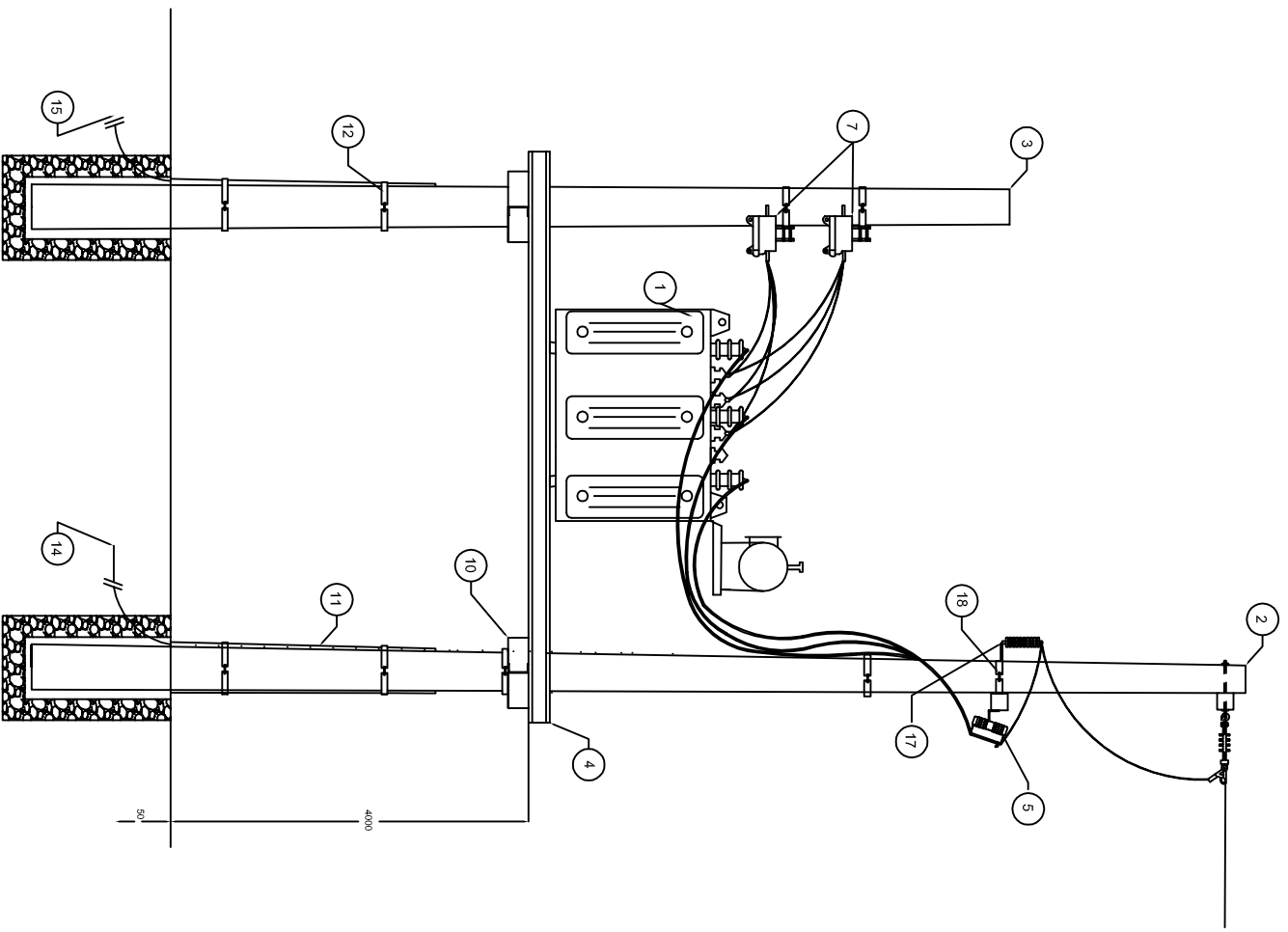
Baratec Solar. Almafuerde, Córdoba. solar@baratec.com

Prysmian Conductores Eléctricos. Ciudad autónoma de Buenos Aires

Tadeo Czerweny S.A. Gálvez, Santa Fe. ventas_galvez@tadeoczerweny.com.ar

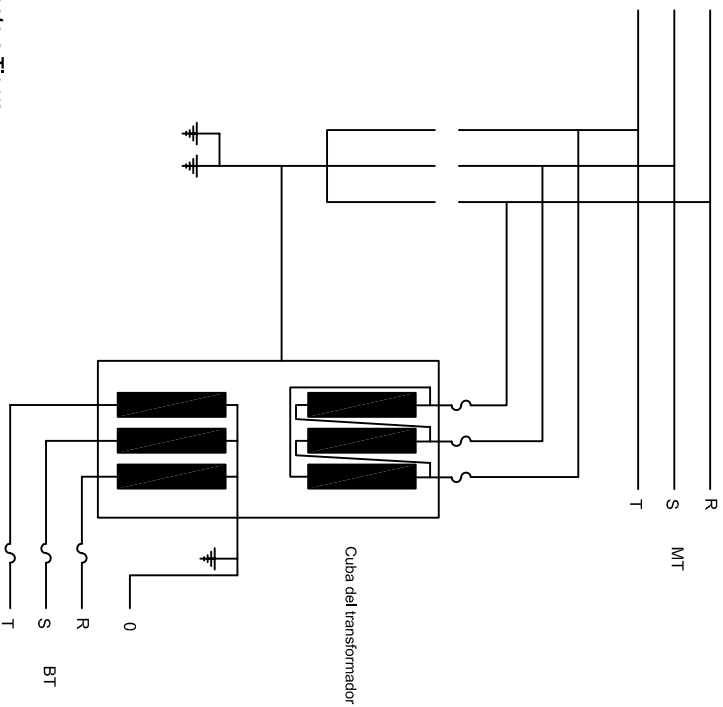


COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA 1" Ltda. <small>OF EN CASERIOS PTIO URUGUAY (E. RIOS)</small> <small>EDIFICIOS Y SERVICIOS PARA EL COMERCIO Y LA INDUSTRIA</small> <small>IVA RESPONSABLE INSCRIPCIÓN Nº 27.488.002</small>			 Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay		
Proyecto final de carrera 1903A PLANO:			Caja de nivel 3		
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA			
PROYECTO	DAP/LMD				
DIBUJO	DAP/LMD				
APROBO	GP		Plano N°:	1903A-A-13-B-A	ESCALA
					1:1000
			PAG	1	DE
				1	1

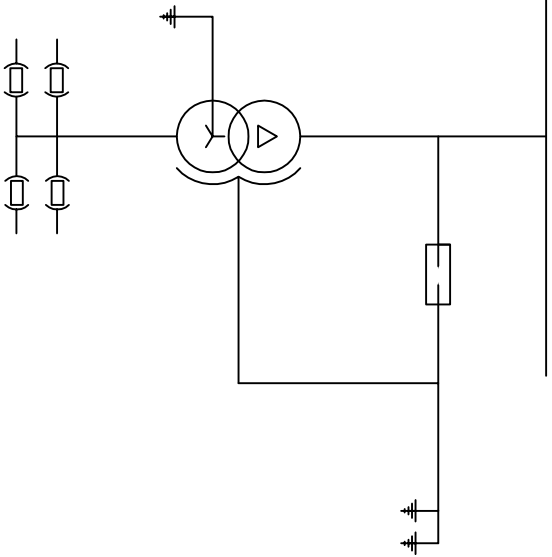


COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA 1ª Lda. OF. EN CASEROS DTO. URUGUAY (E.FROS) TEL: 0342/2141456/09712/03704 IVA RESONABLE INSCRIPCIÓN: CAJON/2015/0000002		Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay	
FASEA Proyecto final de carrera 1903A		Proyecto final de carrera 1903A	
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA	PLANO:
PROYECTO	DAP/LMD		Subestación Transformadora Aérea Biposte
DIBUJO	DAP/LMD		13,2/0,40 KV 630 KVA
APROBO	GP		TC 35H°A°-BP-
Plano N°: 1903A-E-2-B-A		ESCALA 1:1000	PAG 1
			DE 3

Esquema Eléctrico

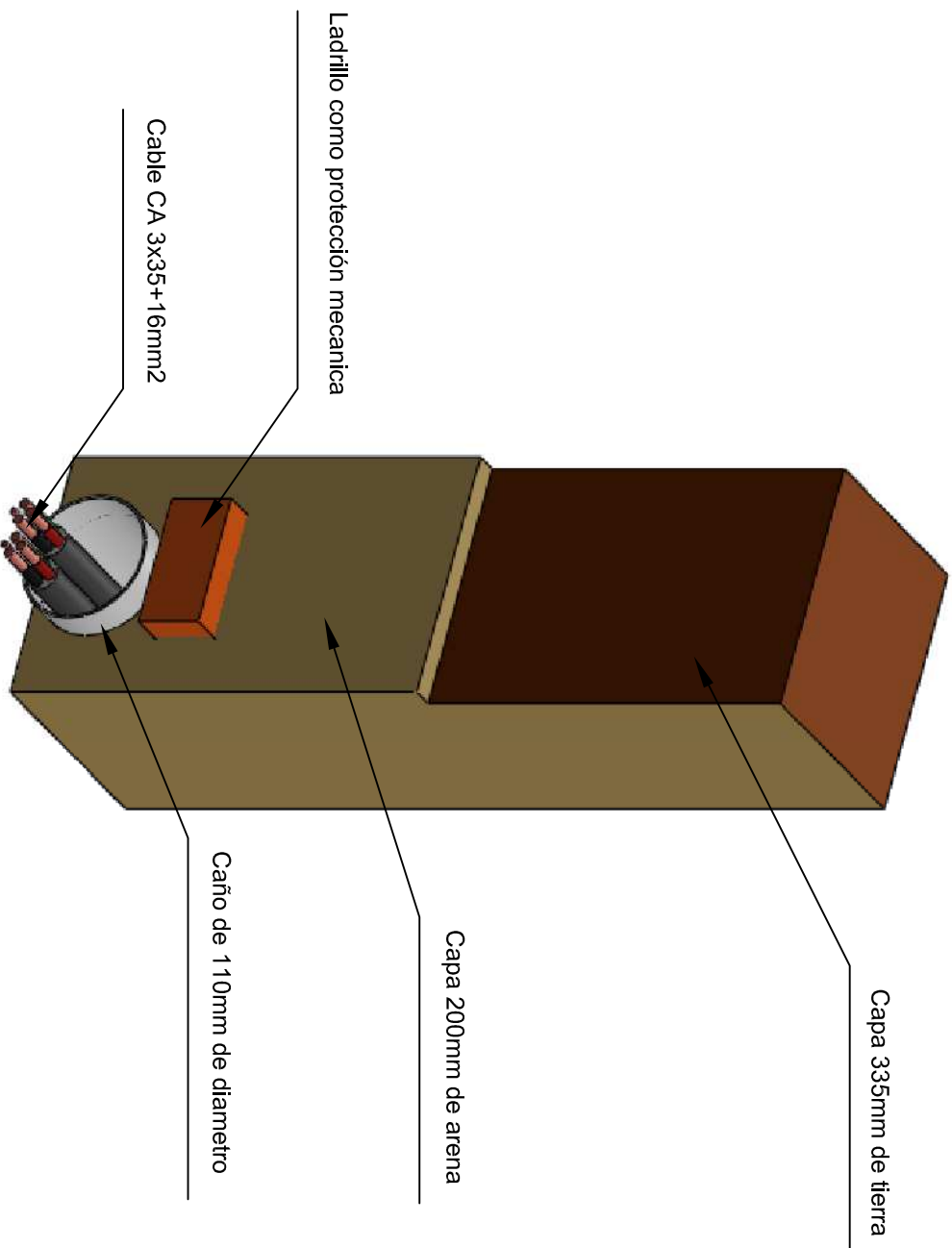


Esquema de Puesta a Tierra

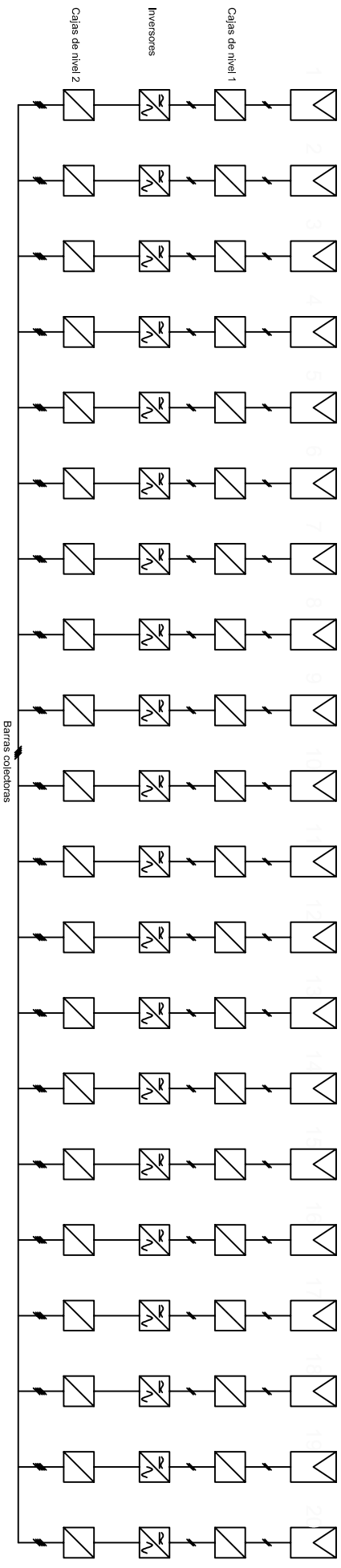


Item	Descripción	Cantidad
1	Transformador 630 KVA	1
2	Poste de hormigón 9 m / R 1800	1
3	Poste de hormigón 7 m / R 1200	1
4	Perfil doble T IPN 2.5m	2
5	Seccionador fusible XS	3
6	Descargador con destingador DBOzn	3
7	Seccionador fusible APR	9
8	Conductor de cobre desnudo 50 mm ²	10
9	Soporte seccionador fusible BT PNU 8 x 850 mm	3
10	Abrazaderas 2 sectores tipo "m"	2
11	Perfil angulo L galvanizado 31.7x31.7x3.2 x 3 mts.	2
12	Abrazaderas 2 sectores tipo "D"	5
13	Cabo flexible de polietileno de 1/2"	1
14	Terminal de indentar de Al-50 mm ²	6
15	Terminal de indentar de Al - 95 mm ²	9
16	Morceto de conexión de bronce 50 mm ²	8
17	Terminal de identar de Cu estañado 50 mm ²	4
18	Bulon 5/8" x 125mm	1
19	Bulon MN 49	2
20	Bulon MN 48	8
21	Abrazadera 2 sectores tipo "A" 2 sectores tipo "A"	4
22	Brazo recto MN 41	3
23	Cruceta galvanizada	1

COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA 1ª Ltda. OF EN CASEROS DTO URUGUAY (E.R.O.S) TEL:004426146548917268104 I.V.A RESPONSABLE E INSCRIPTO C.A.M.B.A.N. N° 13.925.271.866652		Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepcion del Uruguay	
FIRMA: _____ Proyecto		Proyecto final de carrera 1903A	
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA	PLANO:
PROYECTO	DAP/LMD		Subestación Transformadora Aérea Biposte
DIBUJO	DAP/LMD		13,2/0,40 KV 630 KVA
APROBO	GP		TC 35H°A°-BP-
			Plano N°: 1903A-E-4-B-A
			ESCALA 1:1000
			PAG 3
			DE 3



COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA 1" Ltda. <small>OF EN CASEROS P.O. URUGUAY (E. MO.S) TEL:03442943148/0801132483104</small> <small>IN A RESPONSABLE E INSCRIPCIÓN CAMARAS EXPEDICIÓN N.º 2024/18608/2</small>		Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay	
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA	PLANO:
PROYECTO	DAP/LMD		Instalación de los conductores enterrados
DIBUJO	DAP/LMD		
APROBO	GP		Plano N.º: 1903A-E-5-B-A
			ESCALA 1:1000
			PAG 1
			DE 1



1	Código DG-1-PF-V01-S1-I01 al DG-1-I01
2	Código DG-1-PF-V01-S1-I02 al DG-1-I02
3	Código DG-1-PF-V01-S1-I03 al DG-1-I03
4	Código DG-1-PF-V01-S1-I04 al DG-1-I04

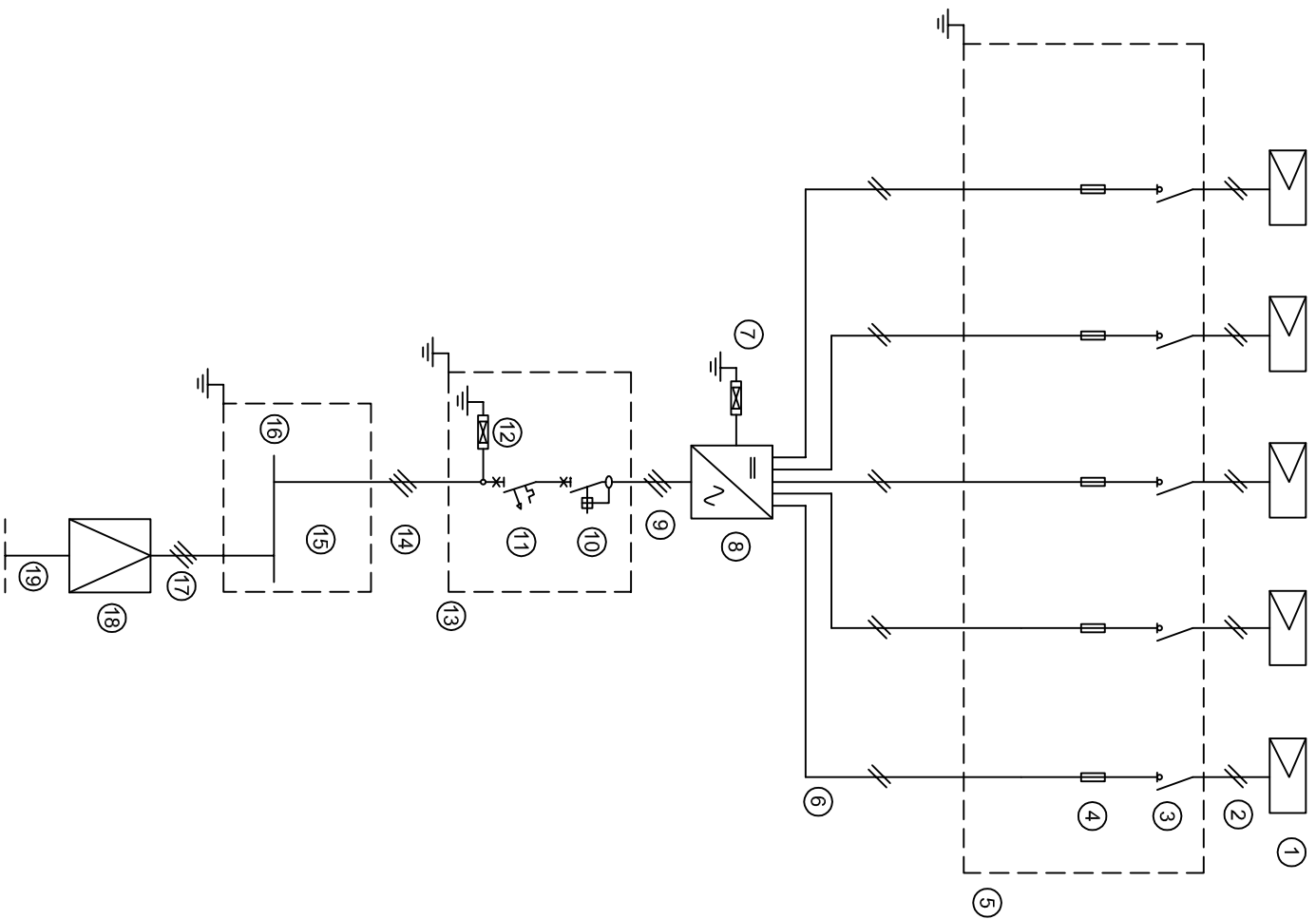
5	Código DG-1-PF-V01-S1-I05 al DG-1-I05
6	Código DG-1-PF-V01-S1-I06 al DG-1-I06
7	Código DG-1-PF-V01-S1-I07 al DG-1-I07
8	Código DG-1-PF-V01-S1-I08 al DG-1-I08

9	Código DG-1-PF-V01-S1-I09 al DG-1-I09
10	Código DG-1-PF-V01-S1-I10 al DG-1-I10
11	Código DG-1-PF-V01-S1-I11 al DG-1-I11
12	Código DG-1-PF-V01-S1-I12 al DG-1-I12

13	Código DG-1-PF-V01-S1-I13 al DG-1-I13
14	Código DG-1-PF-V01-S1-I14 al DG-1-I14
15	Código DG-1-PF-V01-S1-I15 al DG-1-I15
16	Código DG-1-PF-V01-S1-I16 al DG-1-I16

17	Código DG-1-PF-V01-S1-I17 al DG-1-I17
18	Código DG-1-PF-V01-S1-I18 al DG-1-I18
19	Código DG-1-PF-V01-S1-I19 al DG-1-I19
20	Código DG-1-PF-V01-S1-I20 al DG-1-I20

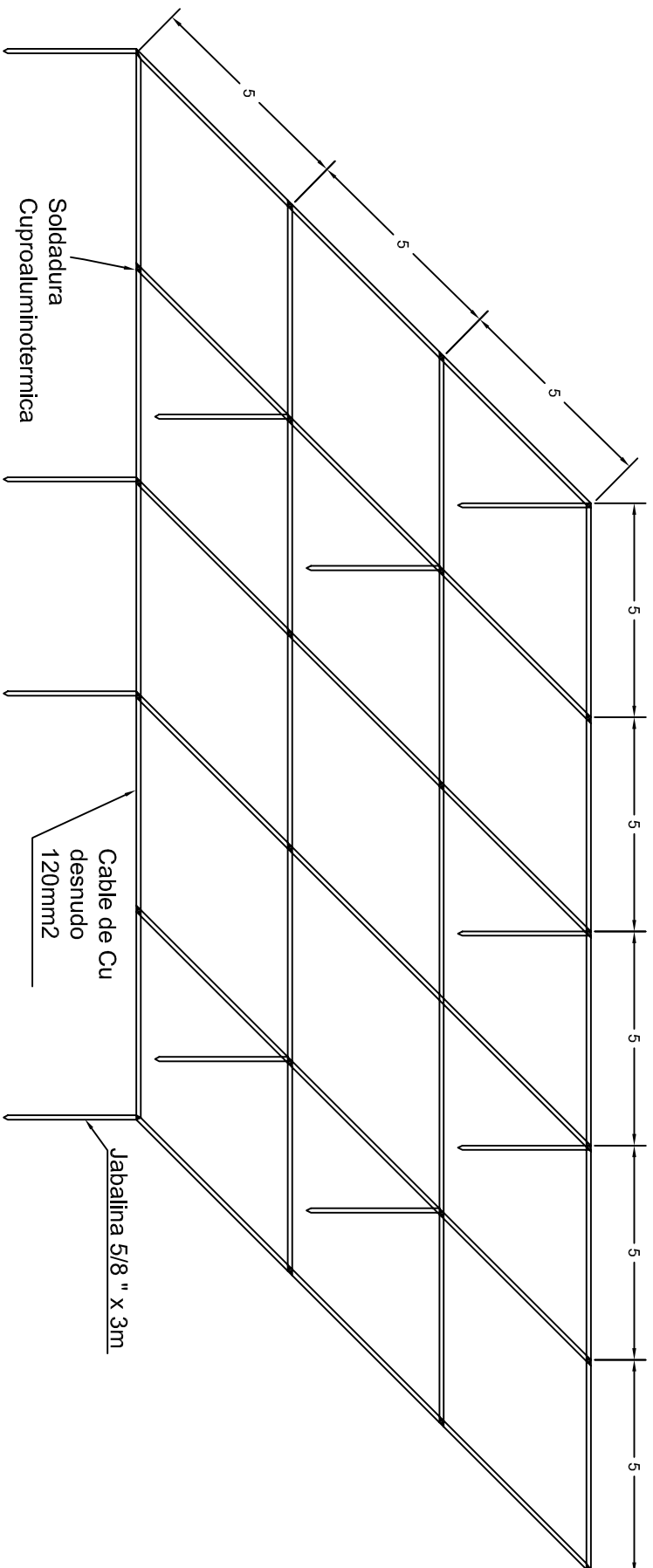
COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS R.U.F.A. S.R.L. OF. INGENIERIA Y/O INGENIERIA (ENGEN)		Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay	
MA. RESPONSALE INGENIERIA CADAMUDAS. EXPEDIENTE: 2020/186262		Proyecto final de carrera 1903A	
FIRMA: _____			
ACTIVIDAD	FRMA	FECHA	PLANO:
PROYECTO	DAP/LMD		Esquema unitilar completo
DIBUJO	DAP/LMD		
APROBO	GP		
Plano N°: 1903A-E-9-B-A		ESCALA 1:1000	PAG 1
			DE 1



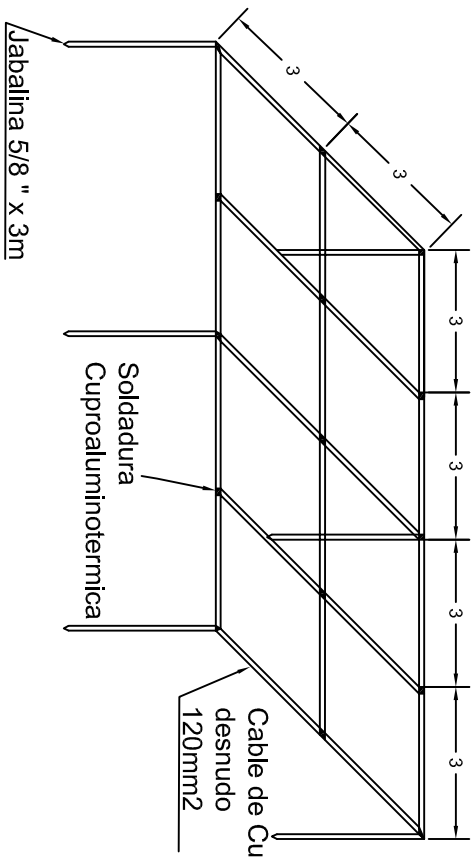
Item	Descripción.
1	Strings
2	Conductores DC desde los strings a la caja de protecciones DC
3	Interruptores seccionadores
4	Fusibles
5	Caja de protecciones DC
6	Conductores DC desde la caja de protecciones DC a los inversores
7	Descargadores de sobretensión
8	Inversor
9	Conductor AC desde el inversor a la caja de protecciones AC
10	Interruptor diferencial
11	Interruptor termomagnético
12	Descargador de sobretensión
13	Caja de protecciones AC
14	Conductor AC desde la caja de protecciones AC a la caja de nivel 3
15	Interruptor diferencial general
16	Barras colectoras
17	Caja de nivel 3
18	Conductor AC desde la caja de nivel 3 a la Sub Estación Transformadora
19	Sub Estación Transformadora (SET)
20	Punto de conexión a la red de media tensión

COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA 1ª Ltda. OF EN CASEROS DTTO URUGUAY (E.R.O.S) TEL: 0342/26145698112848104 VIA RESPONSABLE: ELINOR CALVO SANCHEZ PROYECTO: DAP/LMD		Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay	
FIRMA: _____ Proyecto Proyecto final de carrera 1903A		PLANO: Esquema unifilar de un generador	
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA	
PROYECTO	DAP/LMD		
DIBUJO	DAP/LMD		
APROBO	GP		
Plano N°: 1903A-E-10-B-A		ESCALA 1:1000	PAG 1
			DE 1

Puesta a tierra de la Sub estación transformadora

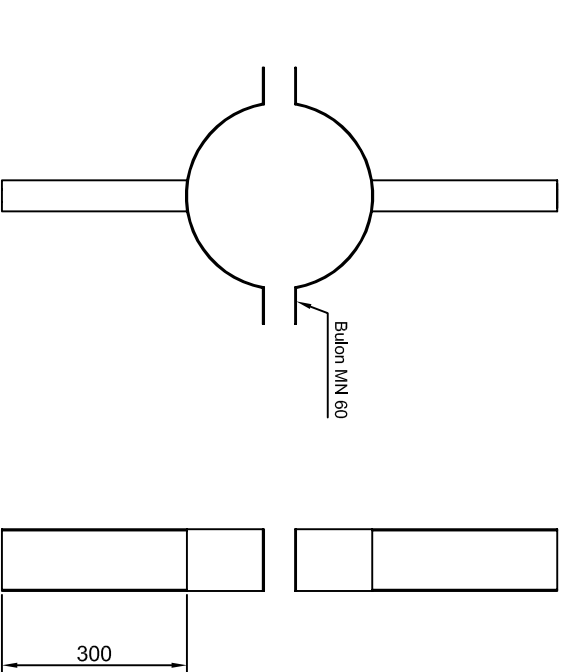


Puesta a tierra del generador

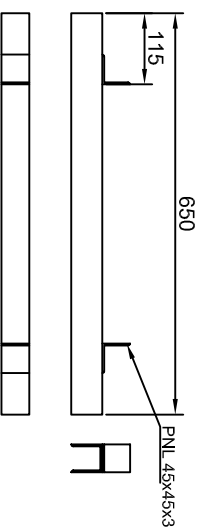


COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA J" Ltda. <small>OF. EN CASEROS D.T.O. URUGUAY (ERIODS) TEL: 0034424314564991124493104 IVA RESPONSABLE INSCRIPTO C.A.M.M.N.C.I.A.S. ERIO.T.O.U.I.L.N.20.27.7866252</small>			Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay		
Proyecto final de carrera 1903A			Malla de puesta a tierra		
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA	PLANO:		
PROYECTO	DAP/LMD		Plano N°: 1903A-E-11-B-A		
DIBUJO	DAP/LMD		ESCALA	PAG	DE
APROBO	GP		1:1000	1	1

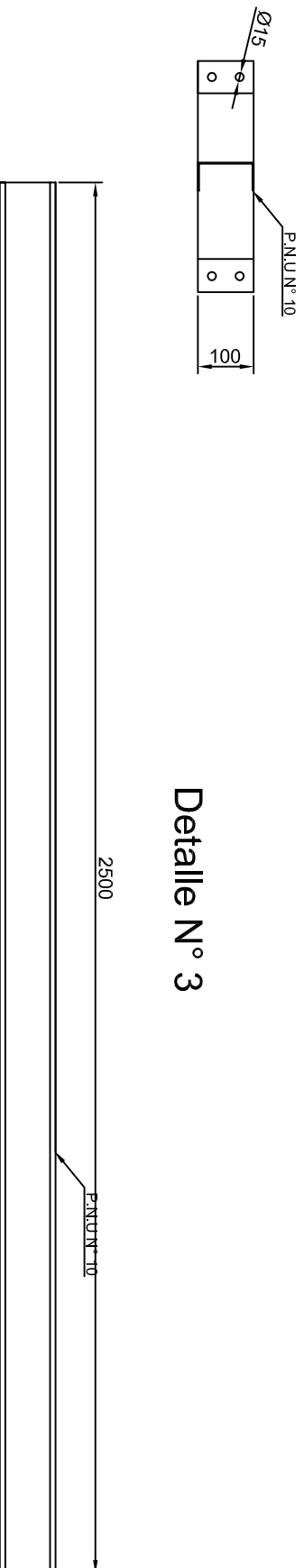
Detalle N° 1



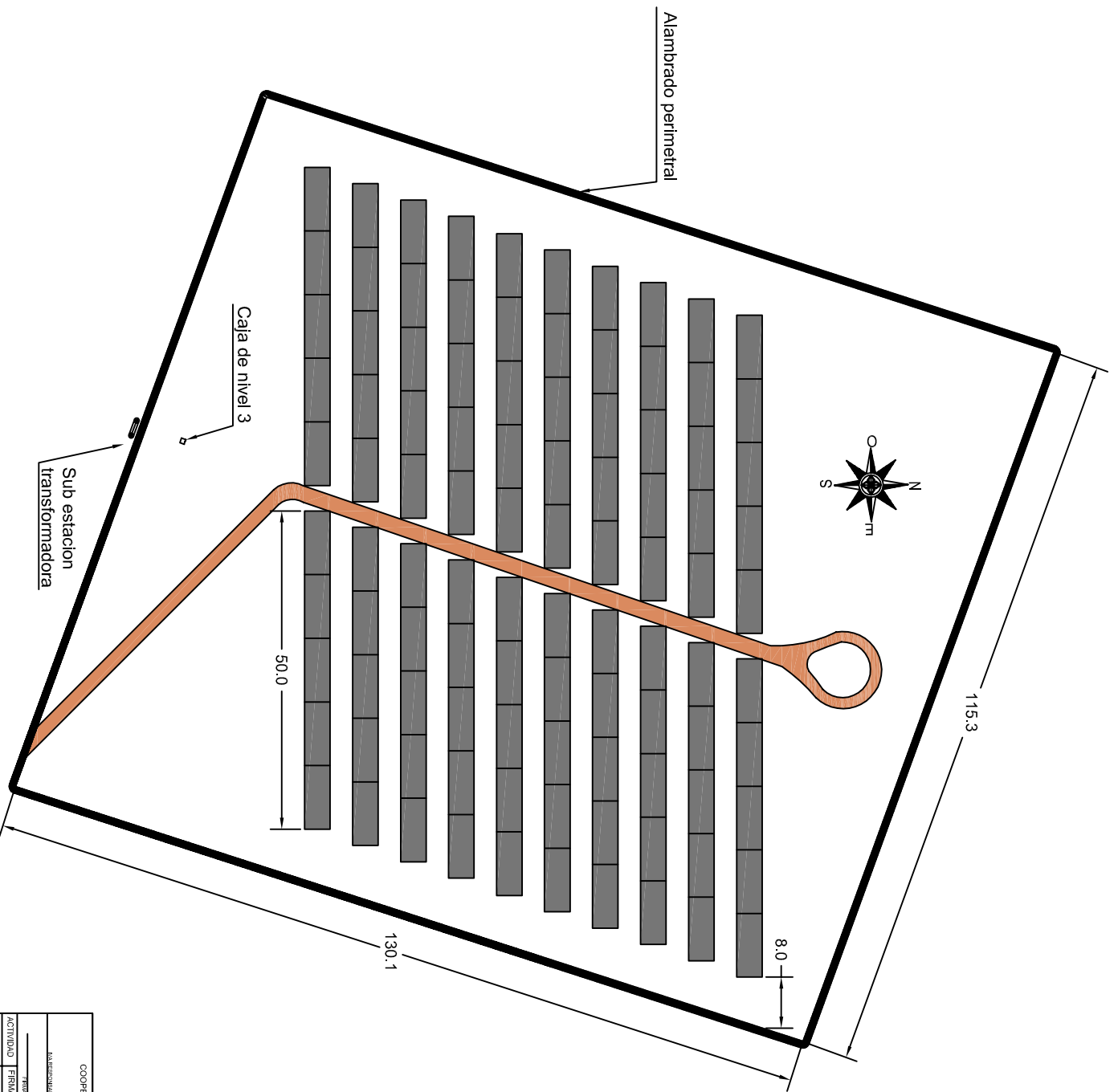
Detalle N° 2



Detalle N° 3



COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "RUTA 1" Ltda. OF. EN CASEROS OTTO UBIRCAN / (F.R.I.C.S) TEL: (034424314554891 / 12493104 IVA RESPONSABLE E INSCRITO C.A.M.A.N.D.A.S. EJERCIO C.U.I.T. N.º 30267186602		Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay	
FIRMA: _____ FECHA: _____		Proyecto final de carrera 1903A	
ACTIVIDAD	FIRMA	FECHA	PLANO:
PROYECTO	DAP/LMD		Subestación Transformadora Aérea Biposte
DIBUJO	DAP/LMD		13,2/0,40 KV 630 KVA
APROBO	GP		TC 35H ^o A -BP-
Plano N°: 1903A-E-3-B-A		ESCALA	PAG
1:1000		2	DE 3



COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS de RIOJA T.M.B. (S.A.S) de los municipios de Rioja y San Carlos de Guzman.		Universidad Tecnológica Nacional Facultad regional Concepción del Uruguay.	
Proyecto final de carrera 1903A		Proyecto final de carrera 1903A	
ACTIVIDAD	TRABAJO	FECHA	
PROYECTO	DAPI/AMD		
DIBUJO	DAPI/AMD		
APROBADO	GP		
Plano N°: 1903A-ES-14-B-A ESCALA 1:1000		PAG	DE
		1	1