



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Concepción del Uruguay
INGENIERIA ELECTROMECHANICA

PROYECTO FINAL DE CARRERA
(P F C)

Comparativa económica para construcción de planta solar
fotovoltaica versus conexión a red convencional

Proyecto N°: PFC 1711A

Autor: Lescano, Hernán.

Tutor: Ing. Marcelo Pérez.

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

AÑO 2019

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo se busca cuantificar los beneficios económicos y energéticos de implementar energía renovable, en una instalación de pequeña potencia, la cual será diseñada y calculada en su totalidad para tener en claro los costos de su construcción y utilización.

También conocer cuan beneficioso es la utilización de este tipo de energías renovables en la actualidad donde la tecnología utilizada para estas instalaciones se encuentra en un nivel de desarrollo importante, aunque sus costos todavía no estén al nivel de una instalación convencional.

Se diseñará una instalación de generación mediante paneles fotovoltaicos, con un análisis total de sus costos. A la par se diseñará y relevará económicamente una instalación convencional, para compararlas entre sí y determinar cuál es más favorable económica, energética y tecnológicamente.

Se analizarán diferentes situaciones para determinar en qué punto es factible la posibilidad de elección entre tecnología alternativa y tecnología convencional.

Comparados los costos de cada tipo de instalación se concluirá en qué condiciones un tipo de instalación prevalece por encima de la otra y a partir de este trabajo quedará como antecedente qué instalación es más acorde de construir desde el punto de vista económico y técnico.

ABSTRACT

This paper aims to quantify the economic and energy benefits of implementing renewable energy in a small power plant, which will be designed and calculated in its entirety to be clear the costs of its construction and use.

Also to know how beneficial the use of this type of renewable energy is at present, where the technology used for these facilities is at an important level of development, although its costs are not yet at the level of a conventional installation.

A generation installation will be designed using photovoltaic panels, with a total analysis of their costs. At the same time, a conventional installation will be designed and relieved economically in order to compare them with one another and determine which is more economically, energetically and technologically more favorable.

Different situations will be analyzed to determine the feasibility of the choice between alternative technology and conventional technology.

Compared the costs of each type of installation, it will be concluded under what conditions one type of installation prevails over the other and from this paper it will be left as a precedent which installation is more appropriate to build from an economic and technical point of view.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas las personas que me apoyaron y acompañaron. A todos aquellos que compartieron tiempo, clases, trabajos, mates y parte de su vida conmigo durante esta carrera.

A los docentes que fueron parte del proceso de enseñanza y aprendizaje de mi parte para llegar a ser un profesional.

A los docentes de esta última cátedra y a mi tutor por el tiempo dedicado fuera de las aulas para responder mis consultas y encaminar este proyecto.

Finalmente quiero dedicar este trabajo a mi familia, quien ha sido el principal apoyo que me permitió realizar esta carrera y dedicar tiempo a ella a costa de no poder dedicar ese tiempo en ellos.

Y principalmente a mi mujer Piki y mis hijos, Mateo y Carlitos, porque son cada día mi alegría, y el principal apoyo y compañía que me permitió sobrellevar esta larga etapa en mi vida. Sin ustedes no hubiese podido completar esta carrera.

ÍNDICE GENERAL

B-PFC-1711A – RESUMEN EJECUTIVO - AGRADECIMIENTOS

1) C-PFC-1711A – INTRODUCCIÓN Y SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

2) D-PFC-1711A – OBJETIVOS, ALCANCES Y PLAN DE TRABAJO

3) E-PFC-1711A – INGENIERÍA BÁSICA

4) F-PFC-1711A – INGENIERÍA DE DETALLES

5) G-PFC-1711A – MEMORIAS DE CÁLCULO

H-PFC-1711A - ANEXOS

- H-PFC-1711A – ANEXO A – Normativas de aplicación.
- H-PFC-1711A – ANEXO B – Estándares propios del proyecto.
- H-PFC-1711A – ANEXO C – Definiciones y glosario.
- H-PFC-1711A – ANEXO D – Referencias bibliográficas y Catálogos.
- H-PFC-1711A – ANEXO E – Planos.

1. INTRODUCCIÓN Y SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

1.1. INTRODUCCIÓN

La utilización de energías no renovables todavía es muy extensa a nivel mundial, y los recursos que se utilizan para su generación, se van reduciendo cada día en grandes cantidades.

La sociedad actual orienta sus preferencias por desarrollar y utilizar energías renovables, buscando propuestas con beneficios no sólo económicos y energéticos sino también ambientales.

1.2. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

La sociedad en general desconoce y en especial de los pequeños consumidores, la relación costo – beneficio del uso de las energías alternativas.

El aumento de las tarifas, el deterioro de las instalaciones de distribución de energía y la interrupción del servicio por distintos factores, hacen pensar alternativa de suministro eléctrico más eficientes.

En la actualidad hay un gran auge en la implementación de paneles fotovoltaicos, siendo la mayoría de las instalaciones de grandes potencias, en parques de generación. Como así también instalaciones muy pequeñas que se componen de pocos paneles, para reducir los consumos de la energía suministrada por la red.

Sin embargo, se desconoce, para potencias intermedias del orden de los 5 KW (equivalente a la menor potencia de transformación), o que aseguren la independencia energética de un hogar, cuan beneficioso es su construcción y utilización.

Para analizar la situación problemática, se estudiará la factibilidad técnico económica para una instalación fotovoltaica, como fuente de energía considerando una vivienda rural en el departamento Tala, Entre Ríos, Argentina ubicada en una zona sin disponibilidad de conexión a red convencional.

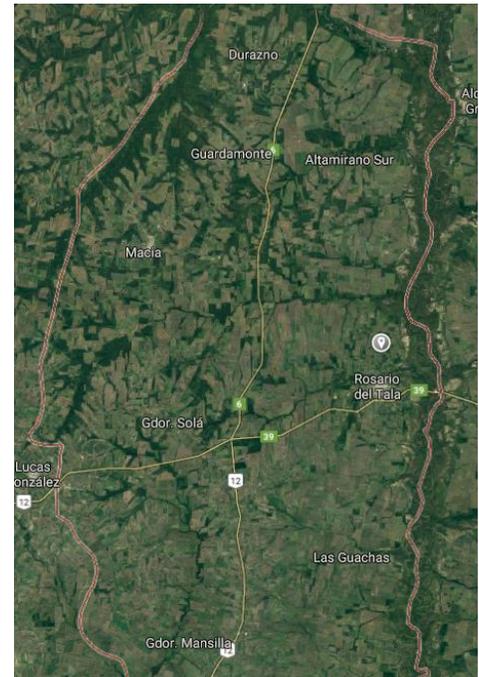
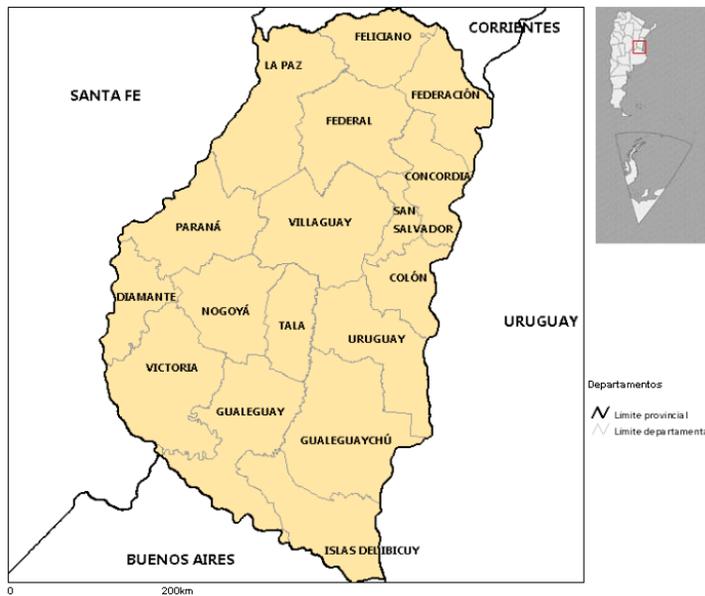


Ilustración 1 - Ubicación de la vivienda

2. OBJETIVOS, ALCANCES Y PLAN DE TRABAJOS

2.1. OBJETIVOS

- A. Diseñar una planta solar fotovoltaica y
- B. Diseñar una línea eléctrica de media tensión,
- C. Analizar factores determinantes y puntos de conveniencia para optar opciones.

2.2. ALCANCES

- Relevar el consumo eléctrico de una vivienda rural promedio.
- Diseñar la instalación fotovoltaica que garantice la independencia energética.
- Realizar la ingeniería de detalle de la planta generadora fotovoltaica y de la línea de distribución en 13,2 KV.
- Establecer los costos económicos y financieros de cada instalación.
- Se excluye de este proyecto, cálculos de obra civil que sea necesaria para la implementación de las instalaciones.

2.3. PLAN DE TRABAJO

1. Se determinará el potencial energético solar del lugar.
2. Se diseñará la planta generadora fotovoltaica, realizando la ingeniería de detalles desde los paneles hasta el tablero general de la vivienda.
3. Se calculará una línea de distribución de energía en 13,2 KV, realizando la ingeniería de detalles incluyendo postes, aisladores, y conductores.
4. Se relevaran los costos de los componentes de cada instalación.
5. Se hará la comparación económica para determinar la factibilidad de cada instalación.
6. Se analizarán y plantearán las ventajas y desventajas de las dos opciones.

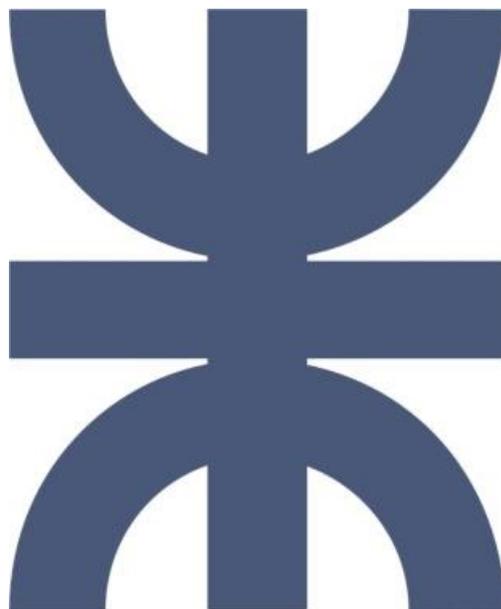
2.4. PLAN DE EVALUACIÓN Y CONTROL

ARCHIVOS	Fechas de revisión		
	Rev. 01	Rev.02	Aprobado
A – ANEXO II			07/11/17
B - PFC-1711A - Carátula - Resumen Ejecutivo – Agradecimientos			
C - PFC-1711A – Intro. y Situación Problemática	17/10/18	4/2/19	
D - PFC-1711A – Objetivos-Alcances-Plan de Trabajo	17/10/18	4/2/19	
E - PFC-1711A - Ingeniería Básica	5/2/19	23/3/19	
F - PFC-1711A - Ingeniería de detalles	23/3/19		
G - PFC-1711A – Memorias de cálculo	23/3/19		
H - PFC-1711A - Anexos	23/3/19		
I - PFC-1711A – Anexo III			
Defensa pública			

**PROYECTO FINAL DE CARRERA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**COMPARATIVA ECONÓMICA PARA CONSTRUCCIÓN
DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA VERSUS
CONEXIÓN A RED CONVENCIONAL**

PFC-1711A - INGENIERÍA BÁSICA



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Concepción del Uruguay**

Contenido

3. INGENIERÍA BÁSICA.....	2
3.1 NORMATIVA	2
3.2 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	2
3.2.1. Diagramas.....	2
3.2.2. Diagrama esquemático.....	2
3.2.3. Diagrama eléctrico del sistema.....	3
3.2.4. Diagrama de flujo de la lógica de generación	3
3.2.5. Layout de planta.....	5
3.2.6. Disposición y orientación de los paneles	5
3.2.7. Estructura de soporte	6
3.2.8. Paneles solares.....	7
3.2.9. Baterías de almacenamiento de energía	8
3.2.10. Inversor	8
3.3 RED DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN	9
3.3.1. Diagrama esquemático.....	9
3.3.2. Trazado	9
3.3.3. Postes	10

3. INGENIERÍA BÁSICA

3.1 NORMATIVA

La planta generadora fotovoltaica y la instalación de baja tensión en corriente continua y tramos en corriente alterna serán calculados y verificados bajo lo establecido en la "Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles" de la Asociación Electrotécnica Argentina, Edición 2006.

El generador fotovoltaico seguirá los lineamientos de la norma ITC-BT-40, para instalaciones generadoras de baja tensión.

En cuanto a la línea de media tensión, el diseño de las estructuras y demás características de la línea se definirán y verificarán según las instrucciones dadas en la "Reglamentación de Líneas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión" de la Asociación Electrotécnica Argentina, Edición 2007. También siguiendo los lineamientos de la norma VDE 0210.

3.2 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Podemos comenzar nombrando algunas de las ventajas e inconvenientes de este tipo de instalación:

- VENTAJAS
 - a. Independencia energética.
 - b. Generación mediante energía renovable.
 - c. Producción sin residuos ni contaminantes.
 - d. Ahorro de los costos de tarifas de consumo.
 - e. Bajo costo de mantenimiento
- INCONVENIENTES
 - a. Alto costo inicial.
 - b. Elevado número de componentes o equipos para cuando la potencia es elevada.
 - c. Período prolongado de amortización de la inversión.

3.2.1. DIAGRAMAS

A continuación se muestran los diagramas representativos de las instalaciones.

3.2.2. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO



Ilustración 1

La vivienda dispone de energía eléctrica producida por paneles solares. Estos reciben la radiación del sol y, por efecto fotovoltaico, transforman esta energía en eléctrica de corriente continua.

Luego se necesita un inversor de corriente que regula los parámetros para cargar las baterías, y así disponer de energía almacenada. También convierte el resto en corriente alterna para utilizarla en los equipos de la vivienda.

3.2.3. DIAGRAMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA

Una planta de generación de este tipo tiene componentes similares en cualquier caso, el esquema de dicha planta se puede ver en la siguiente figura:

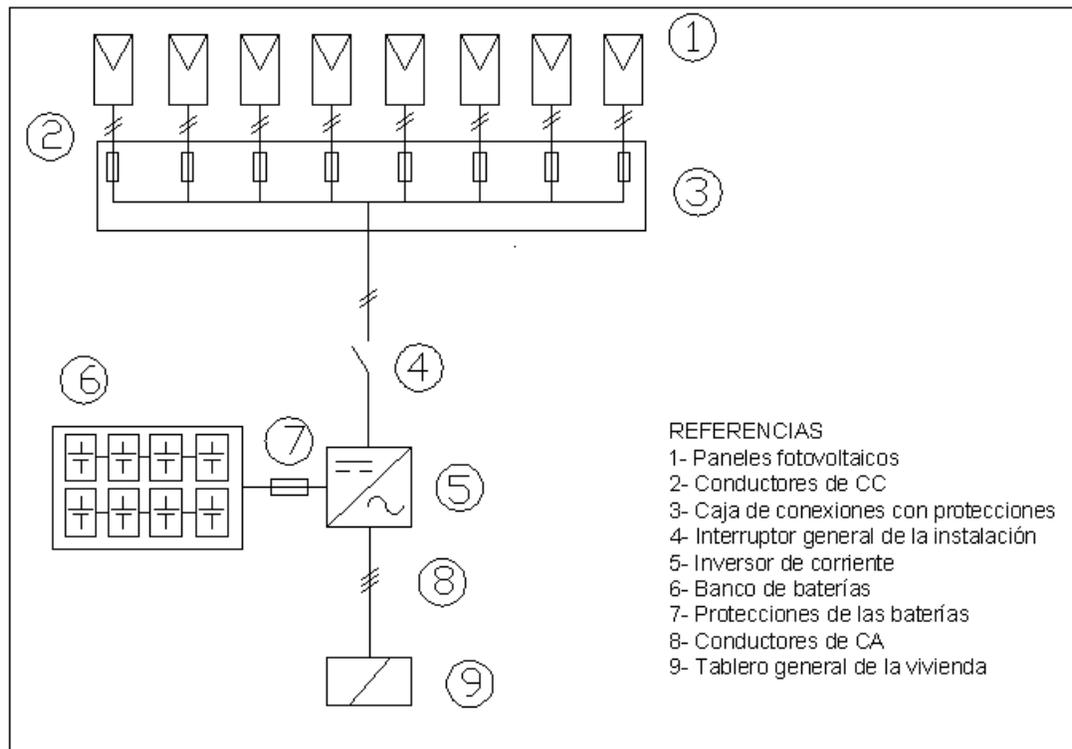


Ilustración 2

3.2.4. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA LÓGICA DE GENERACIÓN

Se hará el estudio energético de una vivienda de tipo rural, con una potencia instalada de hasta 5 KW. Se relevará el consumo como un caso general, para la potencia en cuestión, en el mes de Junio que coincide con el de menor radiación solar disponible en la zona. Dicha vivienda se localizará en el Departamento Tala.

Se diseñará la instalación fotovoltaica con el objetivo de disponer de energía eléctrica por al menos 100 horas, en caso de que el sistema no pueda generar nuevamente ya sea por problemas técnicos o por falta de radiación.

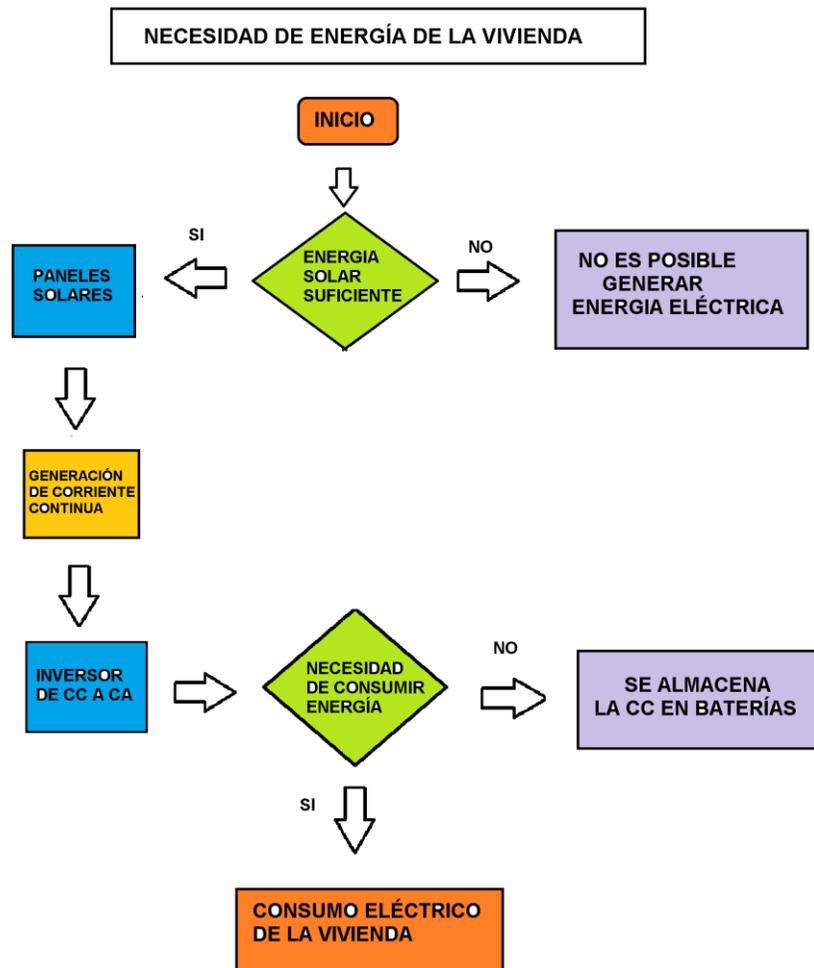


Ilustración 3

3.2.5. LAYOUT DE PLANTA

En la imagen se puede ver un esquema de organización de los elementos principales.

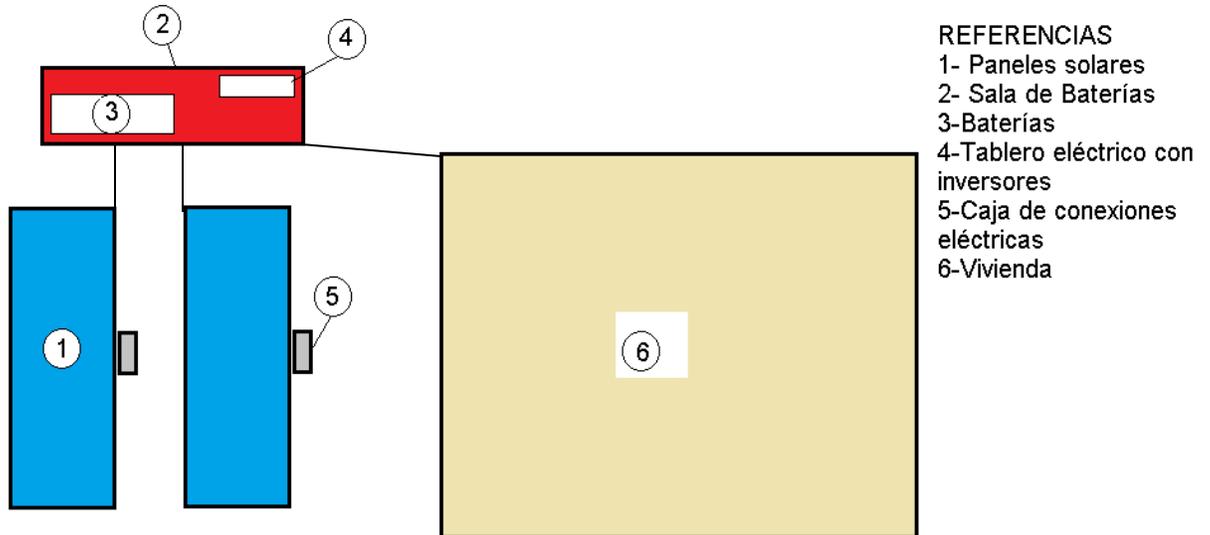


Ilustración 4

Se designa como “sala de baterías” a una habitación o lugar cerrado donde se puedan alojar las baterías, montar y conectar los inversores de corriente, y hacer otras conexiones necesarias.

3.2.6. DISPOSICIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

La disposición de paneles será en dos grupos, montados sobre estructuras de soporte. Cada grupo se considera como un generador, ellos estarán conectados a un inversor, y a un grupo de baterías, independientes del otro grupo.

Se opta por este ordenamiento en caso de no contar con espacio suficiente dentro del terreno de la vivienda para ubicar la planta. También si se quisiera adoptar este diseño en una vivienda en zona urbana, donde los terrenos en general son de 8 metros de ancho, no será necesario modificar la disposición.



Ilustración 5

La orientación de los generadores será hacia el norte. La inclinación del grupo será tal que permita la mayor captación de energía durante el año.

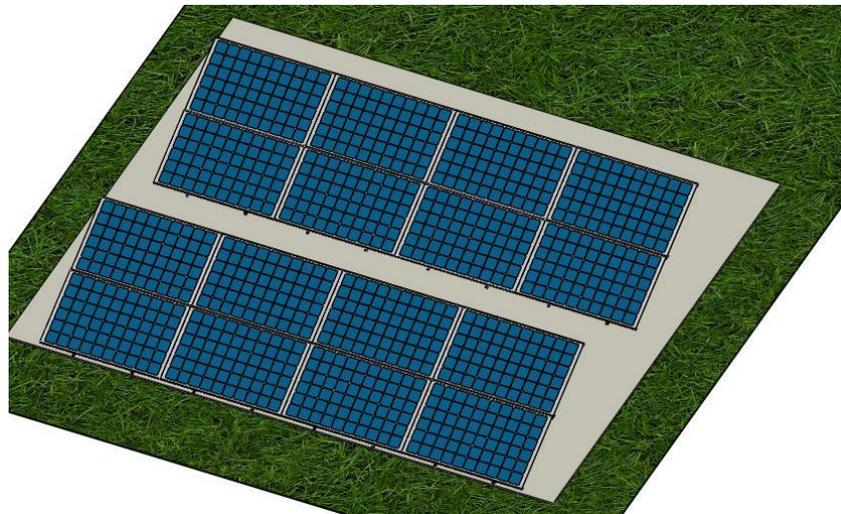


Ilustración 6

3.2.7. ESTRUCTURA DE SOPORTE

Ésta servirá de base de los paneles, estará compuesta de perfiles y caños, cortados a medida para darle las dimensiones finales. Cada componente estará unido entre sí mediante tornillos y tuercas. Cada una deberá soportar 2 paneles, girados de forma tal que el lado corto de ellos forme el eje vertical del par.



Ilustración 7

El material recomendado para dicha estructura es aluminio, debido a su bajo peso, resistencia a la corrosión y agentes ambientales, disponibilidad de compra y relativo bajo costo.

Los conductores de corriente continua (cc) serán de XLPE, canalizados por bandeja perforada de plástico, colocadas entre la estructura, por debajo de la cara trasera de los paneles.

3.2.8. PANELES SOLARES

Los que utilizaremos serán de material de silicio monocristalino. Estarán conectados entre sí en serie y en paralelo a la vez para ajustarse a los valores de tensión y corriente necesarios a la salida del circuito que componen.

La conexión en serie se hará conectando los bornes de diferente polaridad entre sí, mientras que la conexión en paralelo se hará conectando los de igual polaridad entre sí.

Al conectarlos en serie la tensión de cada panel se suma, mientras que en paralelo se suman las corrientes.

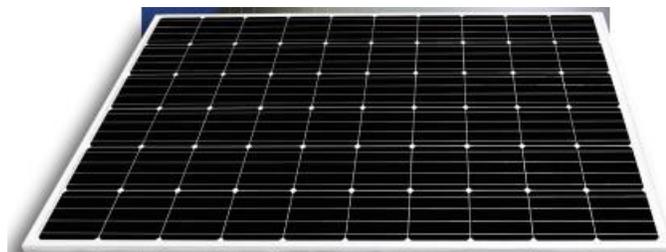


Ilustración 8

Algunas de sus características son:

- Potencia de 300 W.
- Construcción robusta.
- Alta eficiencia de conversión.
- Alto nivel de protección para ambientes severos.

- Vidrio templado transparente y marco de aluminio anodizado aptos para presiones de nieve de 5400 Pa. y presiones vientos traseros de hasta 2400 Pa.
- Vidrio de alta calidad que reduce la reflexión de rayos solares.
- Minimiza efectivamente la caída de energía por la sombra.

3.2.9. BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Son necesarias para contar con la independencia energética, en caso de no haber días de suficiente disponibilidad de irradiación solar.

El cálculo se realizará considerando una autonomía de 100 horas, tiempo en el que la vivienda podrá disponer de la energía almacenada aunque no haya generación. También la profundidad de descarga de ellas no será menor que el 70% ya que si no se reduciría notablemente su vida útil.



Ilustración 9

Algunas características son:

- Batería estacionaria compuesta por 6 vasos de 2V cada uno.
- Compuestas por plomo – ácido.
- Están diseñadas para instalaciones aisladas de elevado consumo o consumo de forma continuada.
- Proporcionan unos 8000 ciclos de carga y descarga a profundidad del 20% y 1500 ciclos al 80%.
- La expectativa vida de estas baterías es de hasta 20 años con ciclos de descarga del 20%. Lo que es equivalente a una batería con 3-4 días de autonomía donde cada día se consume solamente alrededor del 20% de la capacidad total.
- La relación calidad-precio de estas baterías supera con creces a las baterías monoblock.

3.2.10. INVERSOR

Es el equipo encargado de modificar la corriente continua generada y convertirla en corriente alterna para utilizarla en el hogar.



Ilustración 10

Algunos datos de este equipo son:

- Regulador solar incorporado.
- Cargador automático de 3 etapas.
- Modos: Inversor, Cargador y UPS.
- Rango de voltaje de entrada seleccionable.
- Diseño de alta eficiencia para ahorrar energía.
- Función de arranque en frío.
- Fabricante nacional.

3.3 RED DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

3.3.1. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO



Ilustración 11

3.3.2. TRAZADO

El vano típico de diseño adoptado para la línea será de 100 m y la configuración de los conductores será en simple terna, disposición triangular con aisladores de montaje rígido de porcelana. Se considera que el trazado de la línea no presenta desviaciones notorias, por ello las estructuras de retención serán calculadas considerando un ángulo de 0°.

Preparó: Lescano, Hernán	Revisó: ACDC 05-02-19 Gp – 23-03-19	Aprobó:	Página 9 de 12
--------------------------	--	---------	----------------

Los conductores serán de aleación de aluminio. Además no se contará con hilo de guardia. Las crucetas podrán ser de madera dura o metálicas.

3.3.3. POSTES

Hay tres tipos diferentes de estructuras de soporte: las de alineación, las de retención y la terminal. Los últimos dos tendrán doble poste para resistir los esfuerzos producidos por los conductores y el viento.

Los postes de alineación o suspensión serán de madera de eucalipto, tratados con preservantes para prolongar su integridad. Su implantación en el terreno es directa sobre la tierra, sin fundación.

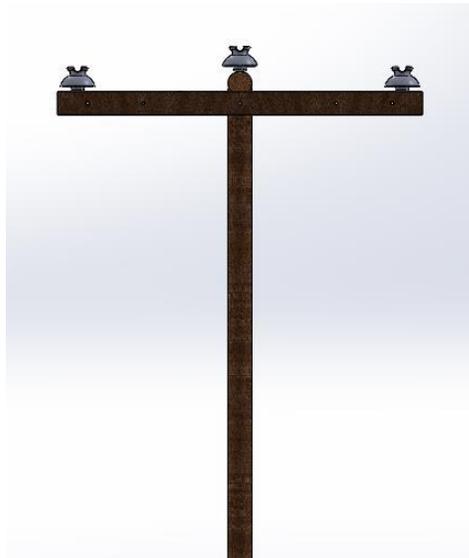


Ilustración 12 - Poste de alineación

Los postes de arranque, retención y terminal serán de hormigón pretensado. Estos estarán colocados en el suelo con fundación de hormigón.

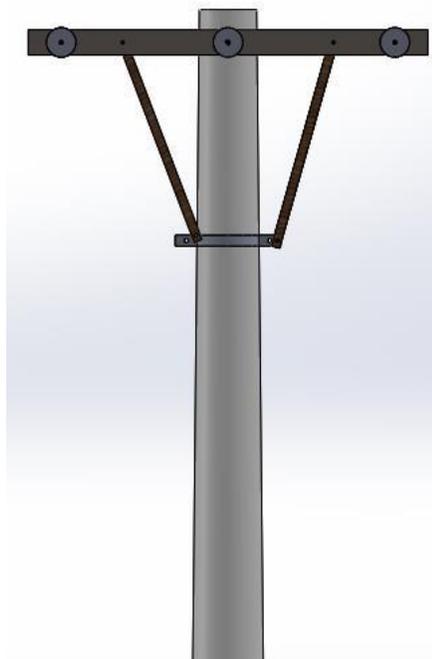


Ilustración 13 - Estructura de retención



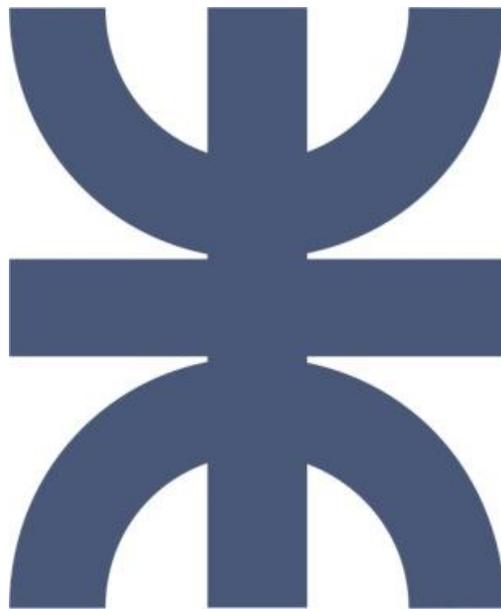
Ilustración 14 - Estructura terminal

Como consideramos una vivienda rural alejada de las líneas eléctricas ya instaladas, el trazado de la línea a calcular será de varios kilómetros, esto hace válida la incógnita de saber cuál es el tipo de instalación más rentable ante estas condiciones.

**PROYECTO FINAL DE CARRERA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**COMPARATIVA ECONÓMICA PARA CONSTRUCCIÓN
DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA VERSUS
CONEXIÓN A RED CONVENCIONAL**

PFC-1711A - INGENIERÍA DE DETALLES



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Concepción del Uruguay**

Contenido

4. INGENIERÍA DE DETALLES.....	3
4.1. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	3
4.1.1. POTENCIA A INSTALAR	3
4.1.2. ESTRUCTURAS	3
4.1.3. ESQUEMA ELÉCTRICO	5
4.1.4. PANELES SOLARES	6
4.1.5. BATERÍAS	8
4.1.6. INVERSORES.....	8
4.1.7. CAJA DE CONEXIONES	11
4.1.8. PROTECCIONES.....	11
4.1.9. CONDUCTORES	14
4.1.10. ACCESORIOS	18
4.1.11. PUESTA A TIERRA.....	19
4.2. LINEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN	21
4.2.1. POSTES DE ALINEACIÓN	21
4.2.2. POSTES DE RETENCIÓN	21
4.2.3. POSTE TERMINAL	22
4.2.4. CONDUCTORES	23
4.2.5. AISLADORES	24
4.2.6. CRUCETAS	25
4.2.7. TRANSFORMADOR	26
4.2.8. SECCIONADORES.....	26
4.3. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO.....	27
4.3.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS	27
4.3.2. COSTOS DE INVERSIÓN.....	27
4.3.3. RETORNO DE INVERSIÓN	27
4.3.4. RENTABILIDAD	28
4.3.5. COMPARACIÓN DE COSTOS	29

ÍNDICE DE ANEXOS

- Anexo A – Normativas de aplicación.
- Anexo B – Estándares propios del proyecto.
- Anexo C – Definiciones y glosario.
- Anexo D – Referencias bibliográficas y Catálogos.
- Anexo E – Planos.

ÍNDICE DE PLANOS – ANEXO E**Planos de Planta solar fotovoltaica**

- A01 – Diagrama unifilar general
- A02 – Diagrama unifilar detallado 1
- A03 – Diagrama unifilar detallado 2
- A04 – Diagrama multifilar detallado 1
- A05 – Diagrama multifilar detallado 2
- A06 – Paneles solares fotovoltaicos
- A07 – Caja de conexiones
- A08 - Conexión de inversores
- A09 – Conexión de baterías
- A10 – Canalizaciones
- A11 – Estructuras
- A12 – Sala de Baterías

Planos de Línea de media tensión

- B01 – Poste de alineación
- B02 – Poste de retención
- B03 – Poste terminal
- B04 – Poste terminal con seccionadores
- B05 – Poste terminal con transformador
- B06 – Cadena de aisladores de retención

4. INGENIERÍA DE DETALLES

4.1. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1.1. POTENCIA A INSTALAR

La potencia será de 4800 W de CC.

4.1.2. ESTRUCTURAS

4.1.2.1. CANTIDAD

Habrán 8 estructuras, en cada una se montarán 2 paneles.

4.1.2.2. DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN

Se ubicarán en la vivienda. Se formarán 2 hileras de 4 estructuras alineadas. Se recomienda un perfil de aluminio U de 50 mm x 30 mm de alas y 2 mm de espesor.

La distancia lateral entre estructuras, para que los paneles se encuentren lo más cerca posible, será 85 cm.

Para evitar el sombreado de la fila anterior sobre la posterior, deberá haber una distancia de 3,10 m como mínimo, medida entre el punto de apoyo de los largueros en el suelo de cada estructura de filas diferentes.

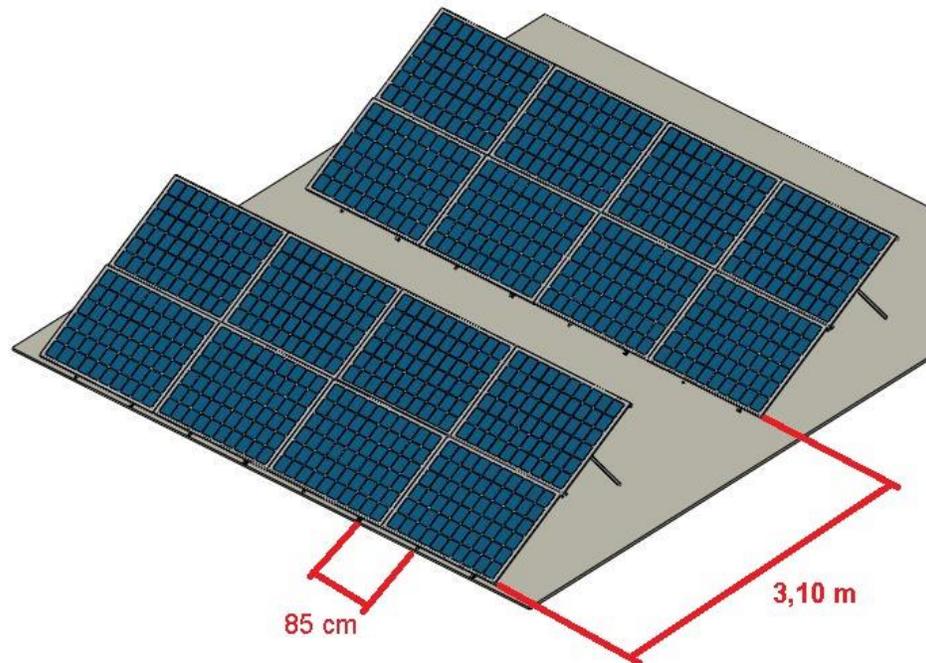


Ilustración 1

4.1.2.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Las estructuras tendrán orientación de 0° hacia el Norte. La inclinación de los paneles será 26° con respecto al suelo.

4.1.2.4. MONTAJE DE PANELES

Se montarán 2 paneles en cada estructura.

4.1.2.5. CODIFICACIÓN

Estructura N°	Código	Paneles montados
1	1-A-SGF-ES01	1-A-SGF-PS01/PS02
2	1-A-SGF-ES02	1-A-SGF-PS03/PS04
3	1-A-SGF-ES03	1-A-SGF-PS05/PS06
4	1-A-SGF-ES04	1-A-SGF-PS07/PS08
5	1-A-SGF-ES05	1-A-SGF-PS09/PS10
6	1-A-SGF-ES06	1-A-SGF-PS11/PS12
7	1-A-SGF-ES07	1-A-SGF-PS13/PS14
8	1-A-SGF-ES08	1-A-SGF-PS15/PS16

Tabla 1

En la imagen se puede ver la codificación según la ubicación de las estructuras.

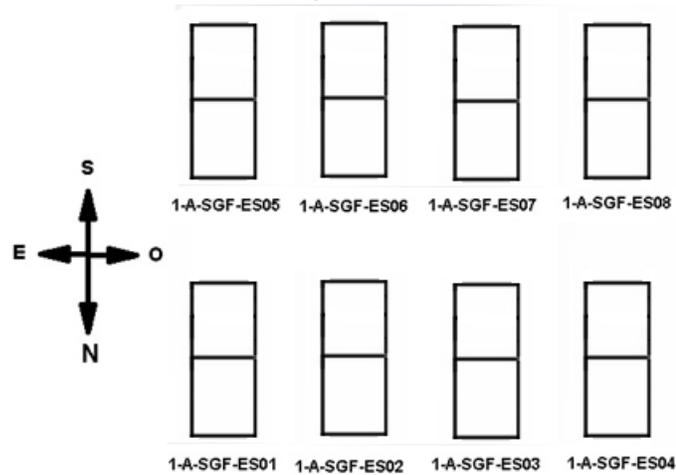


Ilustración 2

4.1.3. ESQUEMA ELÉCTRICO

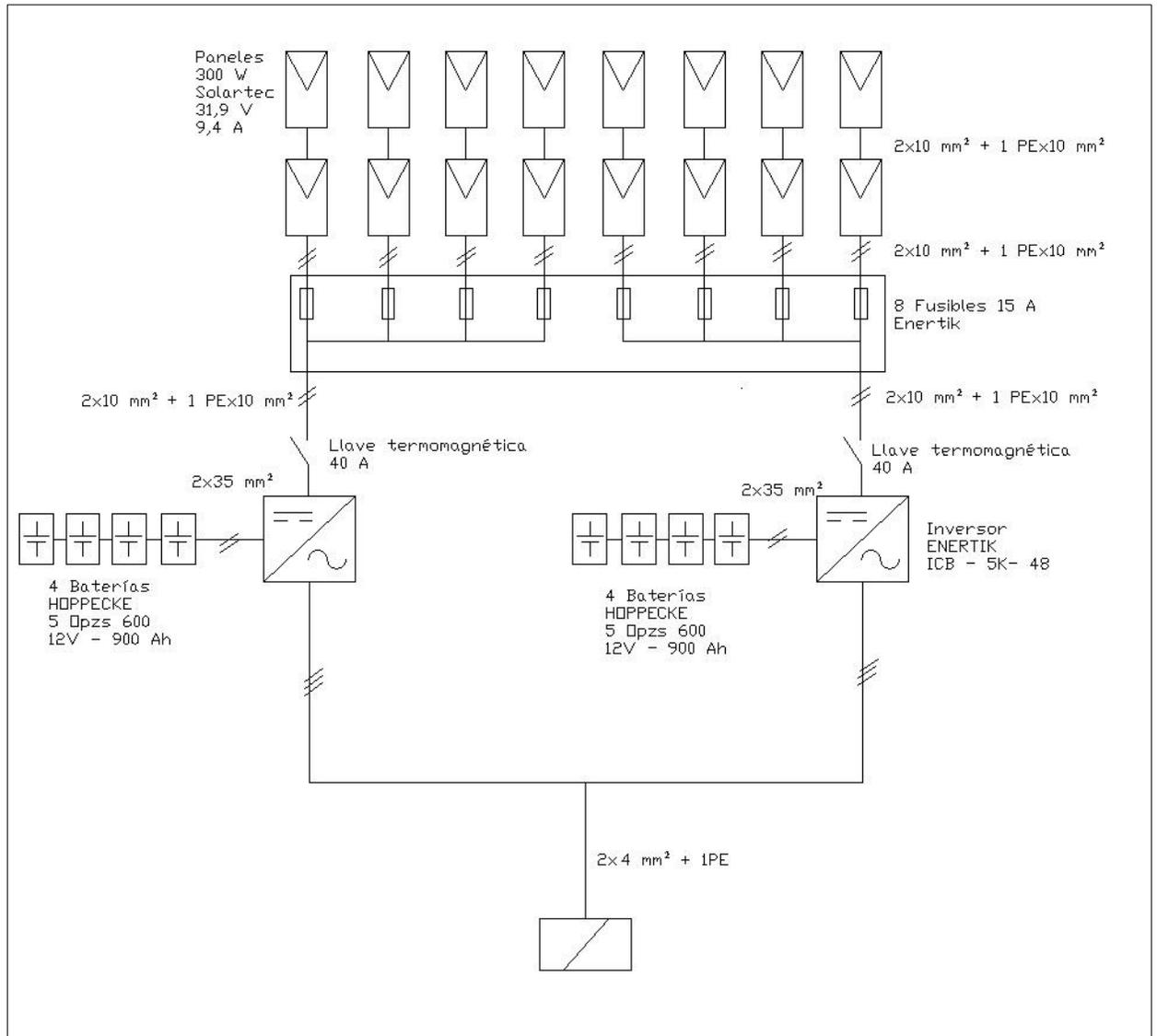


Ilustración 3

4.1.4. PANELES SOLARES

4.1.4.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “PANELES SOLARES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.1.4.2. TIPO

Potencia: 300 W
Marca: Solartec
Tipo de celda: Monocristalino
Tensión en Potencia máxima (V_{mp}): 31,9 V.
Corriente en Potencia máxima (I_{mp}): 9,4 A
Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 9,96 A.
Tensión en circuito abierto (V_{oc}): 39,1 V.



Ilustración 4

4.1.4.3. CANTIDAD

Se instalarán 16 paneles.

4.1.4.4. UBICACIÓN

Los paneles se ubicarán en el terreno de la vivienda. Se fijarán dos paneles en cada estructura soporte, mediante tornillos y tuercas.

4.1.4.5. CONEXIÓN

La conexión en serie se hará conectando los bornes de diferente polaridad entre sí, mientras que la conexión en paralelo se hará conectando los de igual polaridad entre sí.

4.1.4.6. CODIFICACIÓN

Se considera al panel inferior de cada estructura como el primer panel del par, por lo que cada uno llevará un número impar en su código. Luego se considera la alineación de estructuras de izquierda a derecha, visto desde el norte hacia el sur. En la imagen se puede ver la codificación según la ubicación de los paneles.

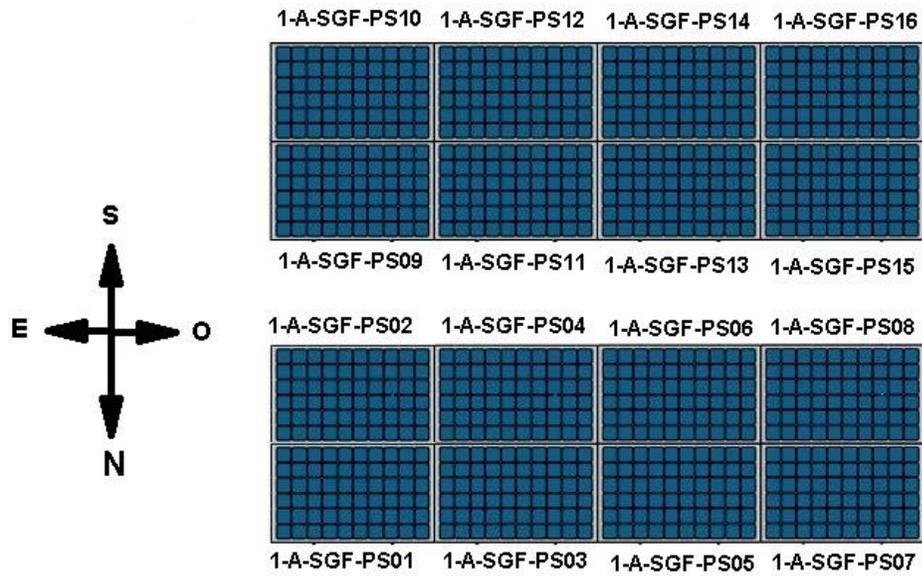


Ilustración 5

Panel solar N°	Código
1	1-A-SGF-PS01
2	1-A-SGF-PS02
3	1-A-SGF-PS03
4	1-A-SGF-PS04
5	1-A-SGF-PS05
6	1-A-SGF-PS06
7	1-A-SGF-PS07
8	1-A-SGF-PS08
9	1-A-SGF-PS09
10	1-A-SGF-PS10
11	1-A-SGF-PS11
12	1-A-SGF-PS12
13	1-A-SGF-PS13
14	1-A-SGF-PS14
15	1-A-SGF-PS15
16	1-A-SGF-PS16

Tabla 2

4.1.5. BATERÍAS

4.1.5.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de selección y cálculo ver capítulo “BATERÍAS” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.1.5.2. TIPO

Marca: Hoppecke.
Tensión: 12 V.

Vasos: 6 de 2 V.
Capacidad: 900 Ah.

Vida útil: 8000 ciclos de carga y descarga a profundidad de 20% (20 años).

Materiales: plomo – ácido.



Ilustración 6

4.1.5.3. CANTIDAD

Se conectarán 8 baterías.

4.1.5.4. UBICACIÓN

Estarán conectadas en la sala de baterías, para su mejor preservación ya que no pueden estar a la intemperie.

4.1.5.5. CODIFICACIÓN

Batería N°	Código	Inversor conectado
1	1-B-SCA-BA01	1-B-SCA-IN1
2	1-B-SCA-BA02	
3	1-B-SCA-BA03	
4	1-B-SCA-BA04	
5	1-B-SCA-BA05	1-B-SCA-IN2
6	1-B-SCA-BA06	
7	1-B-SCA-BA07	
8	1-B-SCA-BA08	

Tabla 3

4.1.6. INVERSORES

4.1.6.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “INVERSOR” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.1.6.2. TIPO

Marca: Enertik.
Potencia continua: 5000VA / 4000W
Modelo: ICB-48-5K.
Tensión: 48 V.

Cargador y regulador solar
Tipo de regulador: PWM
Potencia máxima de panel: 2400 W.
Voltaje de entrada máximo: 105 VCC.
Corriente máxima - regulador solar: 50 A.
Corriente máxima - cargador: 60 A.
Corriente máxima de carga: 110 A.

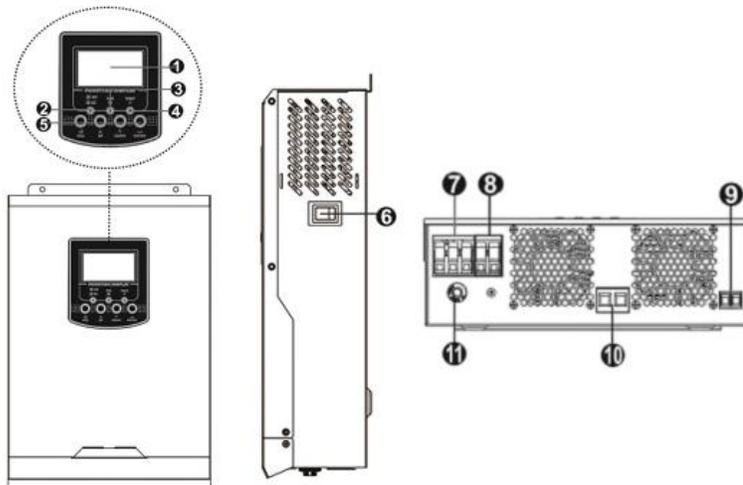


Ilustración 7

4.1.6.3. CANTIDAD

Se instalarán 2 inversores, cada uno tendrá conectados 8 paneles solares para convertir la corriente que estos generan. Además se encargaran de cargar 4 baterías en serie, cada uno.

4.1.6.4. CONEXIÓN



REFERENCIAS	
1.	Display LCD
2.	Indicador de estado
3.	Indicador de carga
4.	Indicador de falla
5.	Botones de control
6.	Llave de encendido/ apagado
7.	Entrada de CA
8.	Salida de CA
9.	Entrada de CC Fotovoltaica
10.	Entrada de baterías
11.	Cortador de circuitos.

Ilustración 8

Conexión de CA

Verificar primero cual es la entrada y cuál la salida de CA, y no intercambiarlas al conectar los cables.

Antes de hacer la conexión, asegurarse de abrir el circuito de CC, desconectándolo o abriendo la protección de corte.

Conexión de CC FV

Antes de conectar los módulos fotovoltaicos, se debe instalar una protección de corte de circuito de CC entre éstos y el inversor.

Se debe asegurar que la polaridad de los cables de los paneles y los conectores de entrada sean los correctos. Primero se debe conectar el cable positivo a la entrada del inversor, luego se hace lo mismo con el negativo.

Finalmente una vez hecha la conexión, se asegura la firmeza de la conexión ajustando con precinto, cerca del extremo de los cables.

Conexión de baterías

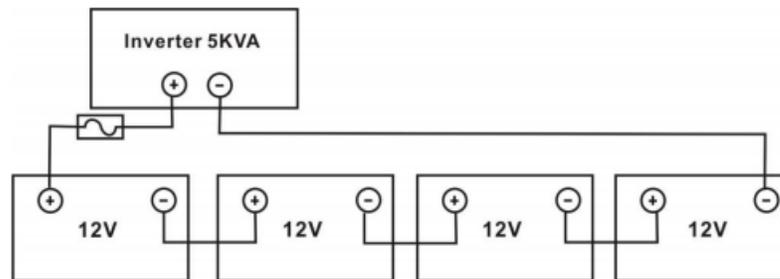


Ilustración 9

4.1.6.5. UBICACIÓN

Se deberán ubicar dentro de la vivienda, en la sala de baterías, próximos a las baterías.

4.1.6.6. MONTAJE

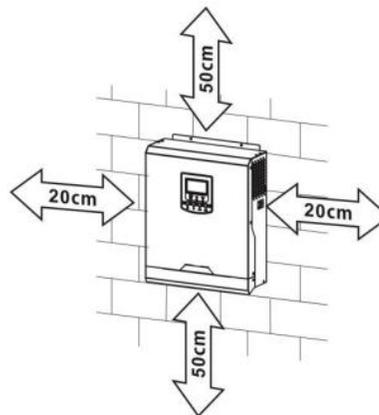


Ilustración 10

Algunos puntos a considerar para instalar la unidad son:

- No montarlo sobre materiales de construcción inflamables.
- Dejar distancias de 20 cm a los costados y 50 cm abajo y arriba de la unidad para asegurar la correcta circulación de aire.
- Instalarlo a una altura que permita la fácil visualización del display de control.
- La temperatura del lugar debe estar entre 0°C y 55°C para un funcionamiento correcto.

4.1.6.7. CODIFICACIÓN

Inversor N°	Código	Paneles conectados a dicho inversor
1	1-B-SIN-IN1	1-B-SGF-PS01/PS08
2	1-B-SIN-IN2	1-B-SGF-PS09/PS16

Tabla 4

4.1.7. CAJA DE CONEXIONES

4.1.7.1. TIPO

Cantidad: 2.
 Marca: Schneider.
 Modelo: NSYS3X4620.
 Material: acero inoxidable 304L.

Altura: 400
 Ancho: 600
 Profundidad: 200 mm.



Ilustración 11

4.1.7.2. CODIFICACIÓN

Caja de conexión N°	Código	Paneles conectados a las protecciones dentro
1	1-A-SGF-CC1	1-A-SGF-PS01/PS08
2	1-A-SGF-CC2	1-A-SGF-PS09/PS16

Tabla 5

4.1.8. PROTECCIONES

4.1.8.1. CONECTORES MC4

Cantidad: 12.
 Marca: Enertik.
 Modelo: MC4.



Ilustración 12

4.1.8.2. FUSIBLE ENERTIK SFUS-15

Cantidad: 16.
 Marca: Enertik.
 Modelo: S-FUS-15.
 Corriente: 15 A.



Tensión: 1000 VCC.
Dimensiones: 10x38 mm.

Ilustración 13

4.1.8.3. PORTAFUSIBLES ENERTIK SPF-15

Cantidad: 16.

Marca: Enertik.

Montaje: sobre riel DIN.



Ilustración 14

4.1.8.4. LLAVE TÉRMICA SL7-2P40

Cantidad: 2.
Marca: Enertik.

Modelo: SL7-2P40.
Corriente: 40 A.

Tensión: 800 VCC.
Número de polos: 2.
Dimensiones: 35 x 80 x 71.



Ilustración 15

4.1.8.5. SECCIONADOR – LLAVE DE CORTE SISO-32

Cantidad: 8
Marca: Suntree.
Modelo: SISO-32.

Corriente: 32 A.
Tensión: 1000 VCC.
Número de polos: 4.
Dimensiones: 35 x 80 x 71.
Conexión: MC4.



Ilustración 16

4.1.8.6. PROTECTOR DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 500VCC - SUP2-PV

Cantidad: 8
 Marca: Suntime.
 Modelo: SUP2-PV.

Corriente máxima: 40 KA.
 Tensión: 500 VCC.
 Número de polos: 2.
 Dimensiones: 36 x 90 x 67.5.



Ilustración 17

4.1.8.7. FUSIBLES NH00, 100A, TIPO GL-GG, DE PROTECCIÓN DE BATERÍAS.

Cantidad: 2.
 Marca: Sica.

Modelo: NH00 gL-gG.
 Corriente máxima: 120 KA.
 Tensión: 500 VCC.



Ilustración 18

4.1.8.8. BASE PORTAFUSIBLES NH00, 100 A.

Cantidad: 2.
 Marca: Sica.

Modelo: NH00.
 Corriente máxima: 40 KA.
 Tensión: 500 VCC.



Ilustración 19

4.1.8.9. CODIFICACIÓN DE PROTECCIONES DENTRO DE LAS CAJAS DE CONEXIONES

Caja de conexión N°	Codificación	Elemento de protección	Codificación
1	1-A-SGF-CC1	Fusible 1	1-A-SGF-CC1-FU01
		Fusible 2	1-A-SGF-CC1-FU02
		Fusible 3	1-A-SGF-CC1-FU03
		Fusible 4	1-A-SGF-CC1-FU04
		Fusible 5	1-A-SGF-CC1-FU05
		Fusible 6	1-A-SGF-CC1-FU06
		Fusible 7	1-A-SGF-CC1-FU07
		Fusible 8	1-A-SGF-CC1-FU08
		Portafusible 1	1-A-SGF-CC1-PF01

		Portafusible 2	1-A-SGF-CC1-PF02
		Portafusible 3	1-A-SGF-CC1-PF03
		Portafusible 4	1-A-SGF-CC1-PF04
		Portafusible 5	1-A-SGF-CC1-PF05
		Portafusible 6	1-A-SGF-CC1-PF06
		Portafusible 7	1-A-SGF-CC1-PF07
		Portafusible 8	1-A-SGF-CC1-PF08
		Seccionador 1	1-A-SGF-CC1-SE1
		Seccionador 2	1-A-SGF-CC1-SE2
		Seccionador 3	1-A-SGF-CC1-SE3
		Seccionador 4	1-A-SGF-CC1-SE4
		Descargador de sobretensión	1-A-SGF-CC1-DES
2	1-A-SGF-CC2	Fusible 1	1-A-SGF-CC2-FU01
		Fusible 2	1-A-SGF-CC2-FU02
		Fusible 3	1-A-SGF-CC2-FU03
		Fusible 4	1-A-SGF-CC2-FU04
		Fusible 5	1-A-SGF-CC2-FU05
		Fusible 6	1-A-SGF-CC2-FU06
		Fusible 7	1-A-SGF-CC2-FU07
		Fusible 8	1-A-SGF-CC2-FU08
		Portafusible 1	1-A-SGF-CC2-PF01
		Portafusible 2	1-A-SGF-CC2-PF02
		Portafusible 3	1-A-SGF-CC2-PF03
		Portafusible 4	1-A-SGF-CC2-PF04
		Portafusible 5	1-A-SGF-CC2-PF05
		Portafusible 6	1-A-SGF-CC2-PF06
		Portafusible 7	1-A-SGF-CC2-PF07
		Portafusible 8	1-A-SGF-CC2-PF08
		Seccionador 1	1-A-SGF-CC2-SE1
		Seccionador 2	1-A-SGF-CC2-SE2
		Seccionador 3	1-A-SGF-CC2-SE3
		Seccionador 4	1-A-SGF-CC2-SE4
		Descargador de sobretensión	1-A-SGF-CC2-DES

Tabla 6

4.1.9. CONDUCTORES

4.1.9.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo ver capítulo “CONDUCTORES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.1.9.2. CONDUCTOR DC DESDE PANELES SOLARES HASTA CAJA DE CONEXIONES

Para todas las conexiones desde los paneles hasta la entrada de los inversores, se utilizará este tipo.



Ilustración 20

Sección: 10 mm².
 Marca: Prysmian.
 Modelo: P-SUN 2.0.
 Longitud total requerida: 165 m.

DESCRIPCIÓN.

Metal: Cobre electrolítico.
 Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
 Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (10.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO.

Material: Goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos, tipo EM5 según UNE EN 50363-1.
 Colores: Negro, rojo o azul.

4.1.9.2.1.Codificación

CONDUCTOR DC DESDE PANELES SOLARES HASTA CAJA DE CONEXIONES		
Conductor	Código	Caja de conexión de ingreso
Positivo	1-A-SGF-PS01/PS02-CP	1-A-SGFCC1
Negativo	1-A-SGF-PS01/PS02-CN	
Positivo	1-A-SGF-PS03/PS04-CP	
Negativo	1-A-SGF-PS03/PS04-CN	
Positivo	1-A-SGF-PS05/PS06-CP	
Negativo	1-A-SGF-PS05/PS06-CN	
Positivo	1-A-SGF-PS07/PS08-CP	
Negativo	1-A-SGF-PS07/PS08-CN	
Positivo	1-A-SGF-PS09/PS10-CP	1-A-SGF-CC2
Negativo	1-A-SGF-PS09/PS10-CN	
Positivo	1-A-SGF-PS11/PS12-CP	
Negativo	1-A-SGF-PS11/PS12-CN	

Positivo	1-A-SGF-PS13/PS14-CP
Negativo	1-A-SGF-PS13/PS14-CN
Positivo	1-A-SGF-PS15/PS16-CP
Negativo	1-A-SGF-PS15/PS16-CN

Tabla 7

4.1.9.3. CONDUCTOR DC DESDE CAJA DE CONEXIONES HASTA INVERSOR



Ilustración 21

Sección: 10 mm².
 Marca: Prysmian.
 Modelo: P-SUN 2.0.

4.1.9.3.1.Codificación

Conductor	Caja de conexión de salida	Inversor al que se conecta	Código de conductor
Positivo	1-A-SGF-CC1	1-B-SIN-IN1	1-A-SGF-CC1/IN1-CP1
Negativo			1-A-SGF-CC1/IN1-CN1
Positivo			1-A-SGF-CC1/IN1-CP2
Negativo			1-A-SGF-CC1/IN1-CN2
Positivo			1-A-SGF-CC1/IN1-CP3
Negativo			1-A-SGF-CC1/IN1-CN3
Positivo			1-A-SGF-CC1/IN1-CP4
Negativo			1-A-SGF-CC1/IN1-CN4
Positivo	1-A-SGF-CC2	1-B-SIN-IN2	1-A-SGF-CC2/IN2-CP1
Negativo			1-A-SGF-CC2/IN2-CN1
Positivo			1-A-SGF-CC2/IN2-CP2
Negativo			1-A-SGF-CC2/IN2-CN2
Positivo			1-A-SGF-CC2/IN2-CP3
Negativo			1-A-SGF-CC2/IN2-CN3
Positivo			1-A-SGF-CC2/IN2-CP4
Negativo			1-A-SGF-CC2/IN2-CN4

Tabla 8

4.1.9.4. CONDUCTOR DC DESDE INVERSOR HASTA BATERÍAS



Ilustración 22

Sección: 35 mm².

Marca: Prysmian.
Modelo: P-SUN 2.0.
Longitud total requerida: 2 m.

4.1.9.4.1.Codificación

Conductor	Inversor del que sale	Código
Positivo	1-B-SCA-IN1	1-B-SCA-IN1/BA1-CP
Negativo	1-B-SCA-IN1	1-B-SCA-IN1/BA1-CN
Positivo	1-B-SCA-IN2	1-B-SCA-IN2/BA5-CP
Negativo	1-B-SCA-IN2	1-B-SCA-IN2/BA5-CN

Tabla 9

4.1.9.5. DE CORRIENTE ALTERNA

Conexión: inversor a tablero general.



Ilustración 23

Sección: 4 mm².
Marca: Prysmian.
Modelo: Afumex plus 750.
Longitud requerida: 20 m.
Tensión nominal: 300/500 V - 450/750V

Características.

Metal: Cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: Flexible, clase 5; según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 70 °C en servicio permanente, 160 °C en cortocircuito.

Aislamiento.

Material: Mezcla especial termoplástica, cero halógenos, tipo AFUMEX TI Z1.

Colores: Amarillo/verde, azul, blanco, gris, marrón, rojo y negro. (Ver tabla de colores según sección).

4.1.9.5.1.Codificación

Conductor	Inversor del que sale	Código
Fase	1-B-SIN-IN1	1-B-SIN-IN1/TGV-CF
Neutro	1-B-SIN-IN1	1-B-SIN-IN1/TGV-CN
Fase	1-B-SIN-IN2	1-B-SIN-IN2/TGV-CF
Neutro	1-B-SIN-IN2	1-B-SIN-IN2/TGV-CN

Tabla 10

4.1.10. ACCESORIOS

4.1.10.1. CANALIZACIONES

Marca: Elece.

Tamaño: 150 mm.

Longitud total: 15 m.

Material: acero galvanizado.



Ilustración 24

4.1.10.2. RIEL DIN

Marca: Schneider Electric.

Dimensiones: 35 mm.

Longitud total: 3 m.



Ilustración 25

4.1.10.3. TERMINALES DE CONDUCTORES

Sección de cable: 10 mm².

Cantidad: 50



Ilustración 26

4.1.11. PUESTA A TIERRA

Se pondrán a tierra todos los elementos metálicos de la instalación, esto incluye a los marcos de los paneles, la estructura de soporte, las cajas de conexión, y los inversores. Todos estos estarán interconectados por un conductor de cobre, de 10 mm² de sección, de color amarillo – verde.

4.1.11.1. CONEXIONES

En los paneles solares, la puesta a tierra se hará utilizando los orificios que presentan el marco para esta conexión, sujetando el terminal en el extremo del cable con tornillos.



Ilustración 27

Las cajas de conexión se pondrán a tierra haciendo una conexión del cable de tierra a la chapa mediante terminal ojal sujetado por tornillo.



Ilustración 28

Dentro de las cajas de conexiones habrá una barra de puesta a tierra para conectar todos los cables provenientes de los paneles, estructura y demás elementos metálicos.



Ilustración 29

4.1.11.2. SELECCIÓN DE JABALINAS

La jabalina tiene las siguientes características.

Material: Acero - cobre

Diámetro: 12,6 mm (1/2")

Longitud: 1,5 m

Marca: FACBSA

Denominación: L1415-250

Norma IRAM: 2309



Ilustración 30

4.1.11.2.1.Codificación

Como se utilizará una jabalina para conectar los conductores de protección incluyendo los tres sistemas dentro de la planta fotovoltaica, el código de identificación será: 1-A-SGF-PAT-JA.

4.1.11.3. SELECCIÓN DE CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Marca: Prysmian

Material: cobre.

Tipo: unipolar.

Color: amarillo – verde.



Ilustración 31

4.1.11.3.1.Codificación

Como se encuentran conductores de protección en distintos sectores, con distintas características, se deben identificar para evitar confusiones.

Sistema	Sección (mm ²)	Longitud (m)	Código
De generación	10	20	1-A-SGF-PAT-PE
De carga de baterías	16	5	1-B-SCA-PAT-PE
De inversión	4	5	1-B-SIN-PAT-PE

Tabla 11

4.2. LINEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

4.2.1. POSTES DE ALINEACIÓN

4.2.1.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “POSTES DE ALINEACIÓN” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.2.1.2. TIPO



Ilustración 32

La cantidad variará según la longitud de la línea.

Longitud de línea (Km)	Cantidad
1	8
2	18
3	28
4	37
5	46

Tabla 12

Longitud total: 9 m.

Diámetro en la cima: 13 cm.

Material: eucalipto.

4.2.1.3. CODIFICACIÓN

Estructura N°	Código
X	2-D-EAxx-PO

Tabla 13

4.2.2. POSTES DE RETENCIÓN

4.2.2.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “POSTES DE RETENCIÓN” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.2.2.2. TIPO



Ilustración 33

Cantidad: 1 por retención cada 1,5 Km.
 Marca: Mástil S.A.
 Longitud total: 9 m.
 Diámetro en la cima: 260 mm.
 Material: hormigón armado.

4.2.2.3. CODIFICACIÓN

Estructura N°	Código
X	2-D-ERxx-PO

Tabla 14

4.2.3. POSTE TERMINAL

4.2.3.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “POSTES DE ALINEACIÓN” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.2.3.2. TIPO



Ilustración 34

Cantidad: 1.
 Marca: Mástil S.A.
 Longitud total: 9 m.

Diámetro en la cima: 305 mm.

Material: hormigón armado.

4.2.3.3. CODIFICACIÓN

Estructura N°	Código
X	2-D-ETxx-PO

Tabla 15

4.2.4. CONDUCTORES

4.2.4.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “CONDUCTORES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.2.4.2. TIPO



Ilustración 35

Sección: 25 mm².

Marca: Prysmian.

Material: aleación de aluminio.

Cantidad por Km: 3 km (1 km por fase).

Características.

Metal: Alambres de aleación de aluminio (otros temples bajo pedido).

Forma: cuerdas redondas.

Formación: 7 alambres.

Normativas: IRAM 2212 u otras bajo pedido.

4.2.4.3. CODIFICACIÓN

Los conductores de línea se pueden identificar considerando las fases R-S-T.

Conductor	Código
Fase R	2-D-CFR
Fase S	2-D-CFS
Fase T	2-D-CFT

Tabla 16

4.2.5. AISLADORES

4.2.5.1. DE MONTAJE FIJO



Ilustración 36

Cantidad por estructura de alineación: 3.

Marca: Fapa.

Material: porcelana.

Modelo: MN3a.

Características.

MODELO FAPA – CÓDIGO: ALD 55-5.

Denominación IRAM 2077: MN3a.

Tensión de servicio indicativa: 13,2 KV.

Distancia de fuga: 305.

Distancia de arco: 159.

Carga mecánica a la flexión: 11 KN.

Tensión resistida bajo lluvia de frecuencia industrial: 40 KV.

Peso neto: 2,7 Kg.

4.2.5.1.1. Codificación

Los aisladores se pueden identificar considerando la estructura en la cual se ubican, y luego el conductor de fase en el cual se ubica.

Aislador según la fase del conductor	Código
Fase R	2-D-EAxx-CFR-AIS1
Fase S	2-D-EAxx-CFS-AIS2
Fase T	2-D-EAxx-CFT-AIS3

Tabla 17

4.2.5.2. DE RETENCIÓN

Cantidad por poste: 12.
 Marca: Fapa.
 Material: porcelana.
 Modelo: MN11.

MODELO FAPA – CÓDIGO: ALS 165.
 Acoplamiento tipo: 16 A.
 Distancia de fuga: 185 mm.
 Carga electromecánica de falla: 40 KN.
 Peso neto: 2,5 Kg.



Ilustración 37

4.2.5.2.1.Codificación

En este caso, los aisladores se pueden identificar de manera similar al caso anterior.

Aislador según la fase del conductor	Código
Fase R	2-D-ERxx-CFR-AISxx
Fase S	2-D-ERxx-CFS-AISxx
Fase T	2-D-ERxx-CFT-AISxx

Tabla 18

4.2.6. CRUCETAS

Cantidad por poste de alineación: 1.
 Cantidad por poste de retención: 2.

Designación: MN 111.
 Marca: Emprel.
 Material: acero F-24 según IRAM-IAS 500-503.
 Recubrimiento superficial: cincado por inmersión en caliente según norma IRAM 2002.



Ilustración 38

4.2.6.1. CODIFICACIÓN

Tipo de estructura	Crucetas	Código
Alineación	1	2-D-EAxx-CRU
Retención	2	2-D-ERxx-CRUx
Terminal	1	2-D-ERxx-CRU

Tabla 19

4.2.7. TRANSFORMADOR

4.2.7.1. TIPO

Cantidad: 1.
 Marca: Czerweny.
 Potencia: 5 KVA.
 Tipo: trifásico.

Relación 13,2 ±5%/0,231 kV /kV
 Pérdidas. Po: 30 W. Pcc: 160 W.
 Ucc: 4,5 %.

Dimensiones (mm).
 Largo: 450.
 Ancho: 400.
 Alto: 850.
 Diámetro: 295.
 Peso: 70 Kg.



Ilustración 39

4.2.8. SECCIONADORES

Tipo: autodesconector a fusible.
 Marca: Iago electromecánica.
 Potencia: 15 KVA.
 Cantidad: 3.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS
 TIPO / MODELO: YKFCO-15.
 Tensión nominal: 15 KV.
 Capacidad de interrupción asimétrica: 10/16 KV.
 Nivel básico de aislación (BIL): 95.
 Distancia de fuga a tierra: 220 mm.
 Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 35 KV.



Ilustración 40

4.2.8.1. CODIFICACIÓN

Fase del conductor	Código
Fase R	2-D-ETxx-CFR-SE
Fase S	2-D-ETxx-CFS-SE
Fase T	2-D-ETxx-CFT-SE

Tabla 20

4.3. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

4.3.1. REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo y selección ver capítulo “ANÁLISIS ECONÓMICO” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

4.3.2. COSTOS DE INVERSIÓN

4.3.2.1. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

ELEMENTO	CANT	PRECIO TOTAL (US\$)
PANELES	16	4.000
BATERIAS	8	11.440
INVERSORES	2	2.220
MATERIALES ELECTRICOS		1.640
CABLES		1.119
ESTRUCTURA		1610
MONTAJE		6.609
TOTAL		28.638

Tabla 21

4.3.2.2. LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

COSTOS TOTALES	
LONG. DE LINEA (KM)	TOTAL (US\$)
1	8.496
2	15.630
3	22.135
4	29.268
5	36.401

Tabla 22

4.3.3. RETORNO DE INVERSIÓN

RETORNO DE INVERSION		
	AÑOS	MESES
SIN inflación	26,8	322
Con inflación de 10% anual	13,80	166

Tabla 23

4.3.4. RENTABILIDAD

Si se tiene en cuenta la diferencia de costo de inversión entre la planta fotovoltaica y la línea de media tensión, los valores de rentabilidad son:

Long. De línea	Costo (US\$)	DIFERENCIA ENTRE INVERSION INICIAL DE PLANTA Y DE LINEA (US\$)	VAN	TIR
1	8.496	-20.158	-12.278	-12%
2	15.630	-13.025	-5.379	-7%
3	22.135	-6.520	891	2%
4	29.268	613	7.789	>>>100
5	36.401	7.747	14.688	>>>100
Planta solar fotovoltaica	28.638	28.638	-20.516	-15%

Tabla 24

Si la línea supera los 2 Km de longitud, optar por construir la planta fotovoltaica se vuelve rentable, para el caso de los 3 km de línea la rentabilidad es 44%.

Si calculamos la rentabilidad teniendo en cuenta la diferencia del costo de inversión, los resultados son los siguientes:

TIR Y VAN SEGÚN INVERSIÓN INICIAL		
INVERSION INICIAL (US\$)	VAN (US\$)	TIR
-1.200	6.922	72%
-2.000	6.122	39%
-2.500	5.622	30%
-3.000	5.122	23%
-4.000	4.122	14 %
-5.000	3.122	9%
-6.000	2.122	5 %
-8.500	-378	-1%
con t = 10%		
Inversión inicial es la diferencia entre la Inv. inicial de la planta y la línea		

Tabla 25

A partir que la diferencia de inversión entre un sistema eléctrico y otro es de \$350.000, la inversión es rentable.

4.3.5. COMPARACIÓN DE COSTOS

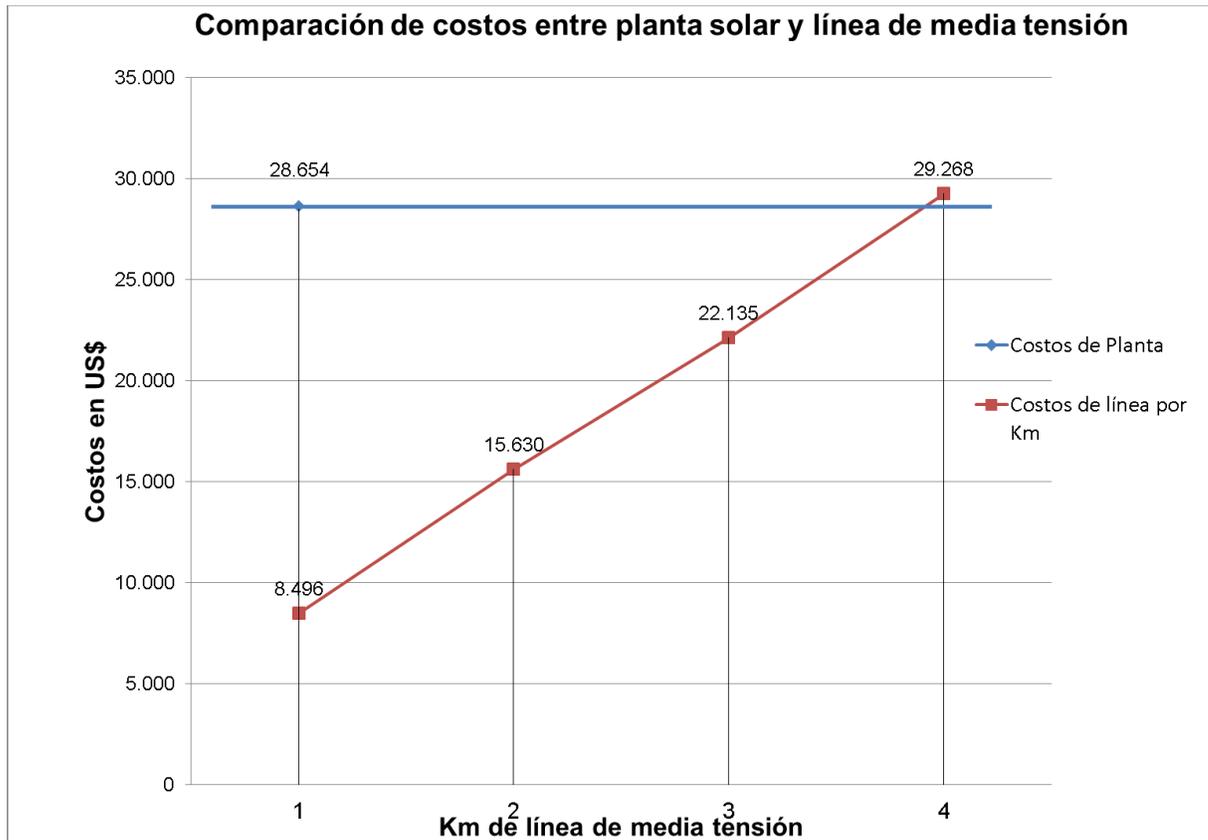


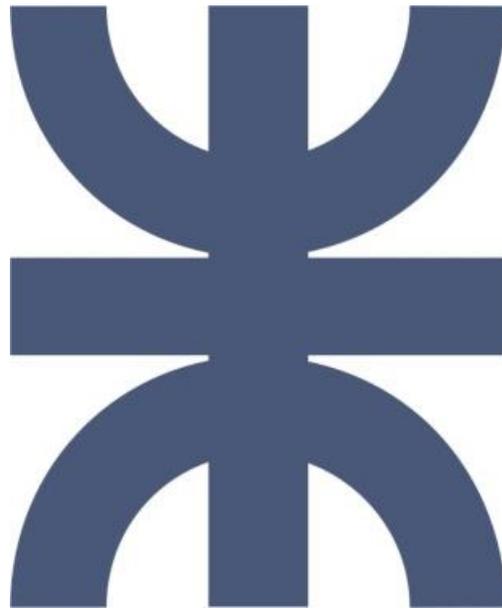
Ilustración 41

En conclusión, para una situación en la que se debe optar por una de estas instalaciones, cuando la línea deba tener una longitud de 2 Km, la inversión por una planta fotovoltaica comienza a ser rentable ya que el costo inicial es prácticamente igual al total, debido a que no hay costos posteriores porque la duración de los elementos es alrededor de 20 años.

**PROYECTO FINAL DE CARRERA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**COMPARATIVA ECONÓMICA PARA CONSTRUCCIÓN
DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA VERSUS
CONEXIÓN A RED CONVENCIONAL**

PFC-1711A – MEMORIAS DE CÁLCULO



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Concepción del Uruguay**

Contenido

5. MEMORIAS DE CÁLCULO	4
5.1. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	4
5.1.1. ESTUDIO DE LA ENERGÍA DISPONIBLE	4
5.1.2. IMPACTO AMBIENTAL	6
5.1.3. CÁLCULOS PRELIMINARES.....	7
5.1.4. PANELES FOTOVOLTAICOS.....	10
5.1.5. BATERÍAS	11
5.1.6. INVERSOR	13
5.1.7. RESUMEN DE DATOS ELÉCTRICOS.....	14
5.1.8. CONDUCTORES	16
5.1.9. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	22
5.1.10. ESTRUCTURAS	29
5.1.11. PUESTA A TIERRA.....	37
5.2. LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN	41
5.2.1. INTRODUCCIÓN	41
5.2.2. CONDUCTORES	42
5.2.3. POSTES DE ALINEACIÓN	45
5.2.4. POSTE DE RETENCIÓN	56
5.2.5. POSTE TERMINAL	62
5.2.6. PUESTA A TIERRA.....	66
5.2.7. PUESTO DE TRANSFORMACIÓN.....	69
5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO	70
5.3.1. RELEVAMIENTO DE COSTOS DE MATERIALES	70
5.3.2. Comparación de costos de inversión.....	76
5.3.3. Análisis de la planta fotovoltaica, como única opción	77
5.3.4. Análisis comparando las dos opciones.....	80
5.3.5. Retorno de inversión	82
5.4. CONCLUSIONES	83

Tabla de ilustraciones

Ilustración 1 – Mapa solar de la Provincia de Entre Ríos.....	4
Ilustración 2 – Distribución de energía solar en Argentina.....	5
Ilustración 3.....	5
Ilustración 4 – Valores mensuales de energía solar medidos por la NASA.....	6
Ilustración 5- Orientación e inclinación	8
Ilustración 6 – Panel fotovoltaico	10
Ilustración 7 - Baterías	12
Ilustración 8 - Inversor.....	13
Ilustración 9 – Paneles conectados en serie	16
Ilustración 10 – Diagrama unifilar general	18
Ilustración 11 - Estructuras.....	29
Ilustración 12 – Estructura con medidas.....	30
Ilustración 13 – Croquis de montaje	30
Ilustración 14 - Perfiles.....	31
Ilustración 15 – Vista lateral de estructura.....	32
Ilustración 16 – Cargas sobre estructuras I	33
Ilustración 17 – Vista lateral de estructura II	34
Ilustración 18 – Cargas sobre estructuras II	34
Ilustración 19 – Orientación e inclinación	36
Ilustración 20 – Distancia entre filas de paneles.....	36
Ilustración 21 – Croquis de estructuras	37
Ilustración 22 – Cálculos con Camelia.....	43
Ilustración 23 – Conductor de línea	44
Ilustración 24 – Longitud de conductor.....	44
Ilustración 25 – Aislador MN 3.....	45
Ilustración 26 – Aislador elegido.....	46
Ilustración 27 – Poste de alineación	47
Ilustración 28.....	48
Ilustración 29.....	48
Ilustración 30.....	50
Ilustración 31.....	51
Ilustración 32.....	55
Ilustración 33 – Poste de retención	56
Ilustración 34 – Cadena de aisladores.....	56
Ilustración 35 – Aislador de cadena de retención	57
Ilustración 36 – Hipótesis normal 1.....	59
Ilustración 37 – Hipótesis normal 2.....	60
Ilustración 38 – Poste terminal	63
Ilustración 39 – Esquema de puesta a tierra.....	68
Ilustración 40.....	72
Ilustración 41 – Comparación de costos.....	77
Ilustración 42 - TIR.....	79
Ilustración 43 – TIR según costos de inversión	81

5. MEMORIAS DE CÁLCULO

5.1. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

5.1.1. ESTUDIO DE LA ENERGÍA DISPONIBLE

Como paso inicial en el dimensionamiento de una planta fotovoltaica, se debe conocer el potencial energético del lugar para saber cuánta energía podremos generar a partir de la irradiación disponible. En este caso se evaluaron varios documentos y estudios para conocer bien la situación del lugar.

El más reciente de los estudios que se tuvo en cuenta es el “Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía”. Este documento forma parte del Informe Final IF 01-2015 elevado a la Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos el 09 de diciembre de 2015 en el marco del Acta Acuerdo entre la Facultad de Ciencias Agropecuarias – UNER y la Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos. En la imagen siguiente se puede apreciar la energía solar total anual recibida en los diferentes puntos de la provincia.

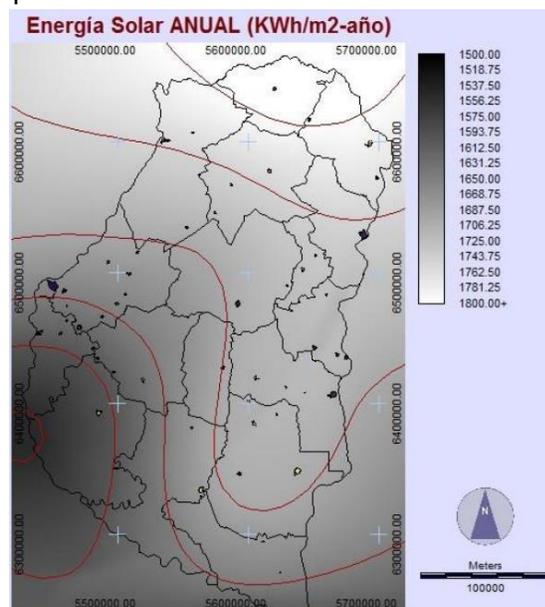


Ilustración 1 – Mapa solar de la Provincia de Entre Ríos

Sin embargo el estudio de la energía solar tiene varios años de historia en nuestro país. En uno de ellos, se plasmó la distribución espacial del promedio mensual de la radiación solar global diaria sobre un plano horizontal en Argentina, estudio de los señores Righini y Grossi Gallegos. En las siguientes imágenes se puede ver dicha distribución, en los meses de mayo y junio [kWh/m2-día].

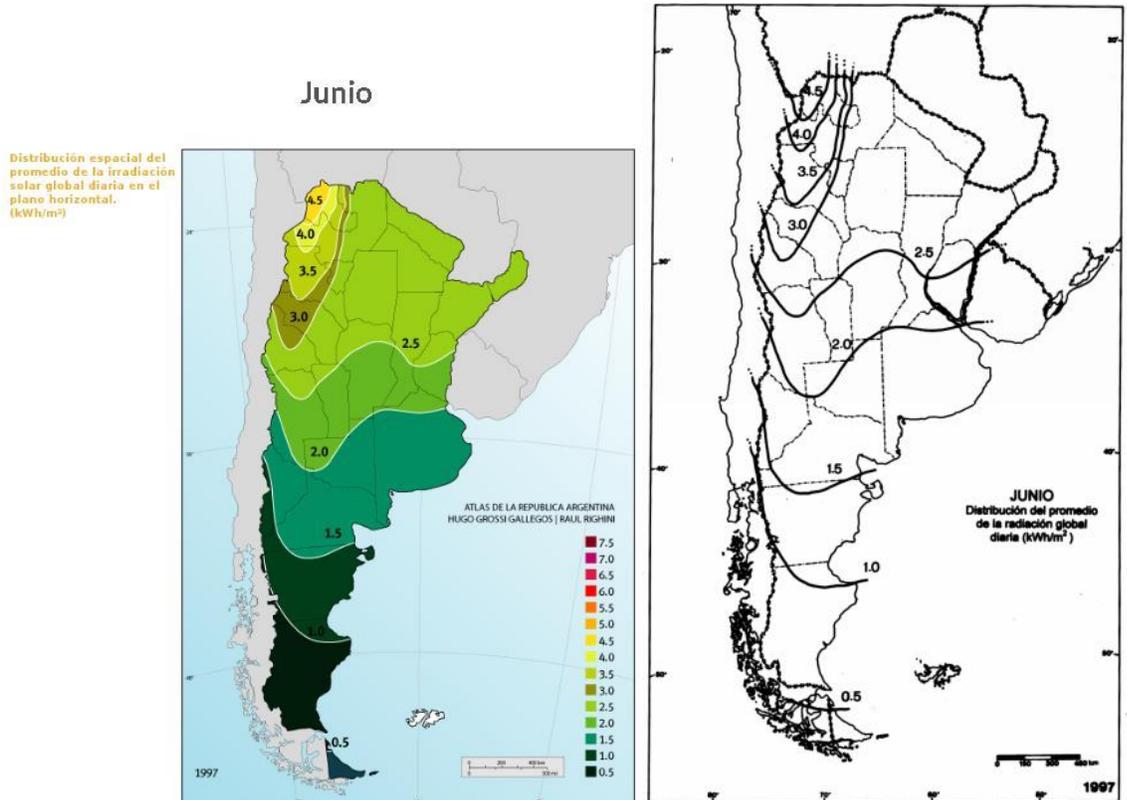


Ilustración 2 – Distribución de energía solar en Argentina

Por otro lado, se realizó una evaluación de radiación sobre la base de los datos medidos y la metodología de la Red Solarimétrica (Grossi Gallegos Gallegos, 1996). La Tabla 2 muestra los promedios mensuales correspondientes a la radiación solar global medida en la estación Paraná INTA y en la Tabla 3 los valores calculados para los meses de junio y diciembre en otras estaciones de la provincia.

Tabla 2: Valores medios mensuales de la radiación solar global diaria*

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Año
6.6	5.7	5.1	3.8	2.9	2.5	2.7	3.4	4.4	5.4	6.3	6.7	4.6

*) Medida sobre un plano horizontal en la EEA INTA Paraná, expresados en kWh/m²-día

Tabla 3: Valores medios mensuales de la radiación solar global diaria*

ESTACIÓN	Junio	Diciembre
Concepción	2.4	6.9
Concordia	1.1	6.0
Gaueguaychú	2.0	6.3
Mazaruca	2.0	6.9
Salto Grande	2.4	6.8

*) Medida sobre un plano horizontal, estimada a partir de la heliofanía relativa, expresados en kWh/m²-día

Ilustración 3

5.1.1.1. VERIFICACIÓN DE DATOS

Mediante las mediciones disponibles en la página de la NASA, se puede verificar la energía solar que se recibió en diferentes momentos de los últimos años. Uno de los métodos de

medición y recopilación de datos es el *POWER Single Point Data Access*. En la figura debajo se puede apreciar una gráfica que muestra la irradiación solar, por mes, desde 2008 hasta 2017, marcándose el valor mínimo que es 2,42 KWh/m²/día en el mes de Junio, valor que es acorde a los mapas realizados en la Argentina, mediante diferentes mediciones y estudios de años anteriores.

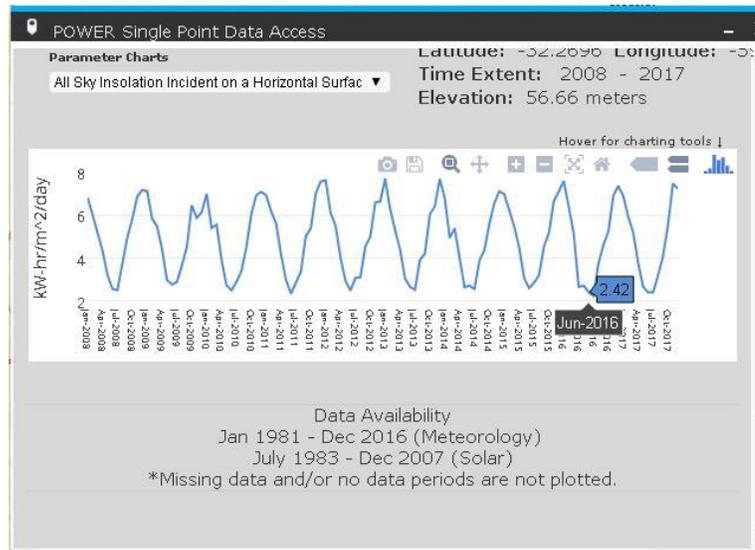


Ilustración 4 – Valores mensuales de energía solar medidos por la NASA

Viendo los diferentes estudios de diferentes años realizados en la Argentina y verificando mediante mediciones realizadas por la NASA, se opta por tomar 2,4 KWh/m²/día, para una inclinación de 0°, es decir para una superficie horizontal. Este se tomará como valor de cálculo para el diseño de la instalación fotovoltaica.

5.1.2. IMPACTO AMBIENTAL

El Sol es una fuente infinita de energía y la generación de electricidad mediante este método no deja residuos producto de su utilización.

La aplicación de la tecnología fotovoltaica es una gran contribución en el cuidado del medio ambiente y la lucha contra el calentamiento global. Tiene un bajo impacto ambiental al ser comparada con otras fuentes energéticas.

Al generarse energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos, se reduce el consumo de electricidad generada por otros medios convencionales. En sistemas de distribución con alto consumo, disminuye la demanda y por ende el costo de generación.

En general la generación fotovoltaica en grandes instalaciones requiere la utilización de grandes superficies colectoras y por tanto de una cantidad considerable de materiales para su construcción. La extracción, producción y transporte de estos materiales son los procesos que suponen un mayor impacto ambiental, pero no es un punto exclusivo de este método sino que se presenta en cualquier tipo de planta o medio generador.

En la mayoría de los medios de generación de electricidad hay impacto negativo de alguna manera, ya sea modificando el relieve, agrediendo la fauna, reubicando incluso a población humana si se optara por la producción hidroeléctrica o dejando residuos de larga duración

como en la generación por energía nuclear o contaminación en el aire si se utilizan plantas a base de combustibles fósiles.

Según estudios de ecologistas españoles, la producción en una moderna y eficiente central térmica de carbón contra la producción de la misma cantidad de energía mediante módulos fotovoltaicos, supone la emisión de más de 20 veces el dióxido de carbono (CO₂) por año, por lo que implementar la tecnología fotovoltaica reduciría en un 100% las emisiones.

La producción energética en gran escala, disminuye aún más la emisión de CO₂, llegando a reducir hasta cerca de 200 veces la cantidad emitida respecto a una central térmica y entre 100 y 200 veces menos cantidad de residuos como emisiones de nitrógeno y/o azufre.

5.1.3. CÁLCULOS PRELIMINARES

5.1.3.1. CONSUMO ELÉCTRICO

El proyecto se basa en una potencia de 5 KW máximo como instalación domiciliaria. Considerando esto y teniendo en cuenta el cuadro tarifario actual, ésta instalación corresponde a una TARIFA 1 RURAL- RESIDENCIAL.

Además de la potencia, es necesario hacer un relevamiento de equipos conectados y un consumo representativo de la situación, ya que la energía consumida será un factor clave a tener en cuenta para dimensionar la planta.

La instalación se calculará para la disponibilidad solar del mes de Junio, siendo este el de menor radiación y el que además será el de mayor consumo eléctrico.

El relevamiento de equipos conectados en la casa, se puede ver en la siguiente tabla:

Equipo receptor	Potencia (W)	Cantidad	Horas de uso	Energía consumida (Wh)
Aire acondicionado	1250	1	4	5000
Lámparas bajo consumo	20	6	5	600
Lámparas bajo consumo exteriores	25	4	5	500
Televisores	90	1	12	1080
lavarropas	500	1	1	500
Notebook	25	1	10	250
Cargador de Pc	65	1	8	520
Heladera	150	1	10	1500
Calefón	1100	1	1	1100
Bomba de agua	370	1	2	750
Secarropas	500	1	0,25	125
TOTAL	4270			10.925

Tabla 1

5.1.3.2. ORIENTACIÓN DEL GENERADOR

La orientación de un generador fotovoltaico, que es el conjunto de paneles interconectados, se determina mediante las coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- Ángulo azimutal de la superficie (δ): ángulo entre la proyección de la normal a la superficie en el punto horizontal del módulo fotovoltaico y la dirección norte-sur.
- Inclinación (β): ángulo entre el plano de la superficie a considerar y la horizontal.

En la siguiente imagen se puede apreciar lo antes descrito.

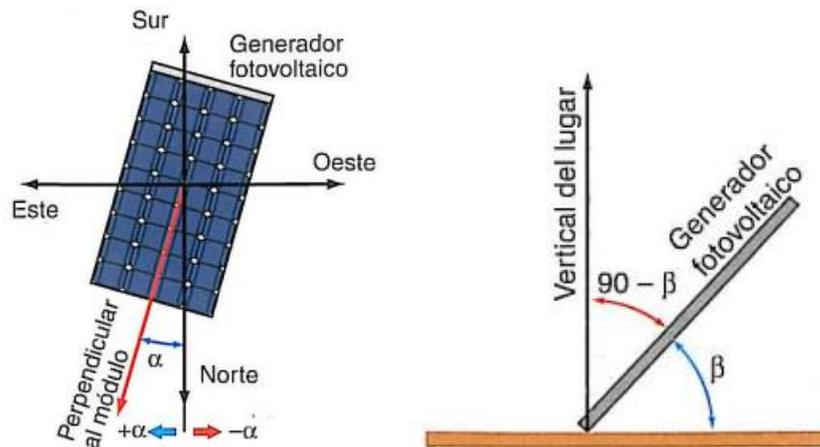


Ilustración 5- Orientación e inclinación

La máxima captación en los colectores solares con estructura y orientación fija, se logra colocando los módulos dirigidos hacia el Norte ($\delta = 0^\circ$). Esta configuración permite balancear las posibilidades de captación entre la mañana y la tarde si se suponen características similares de irradiación. Con dicha orientación ($\delta = 0^\circ$), la máxima captación en promedio anual se obtiene inclinando los paneles un ángulo igual a la latitud de la región en que se instalan. Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del sol. Como la posición varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie tendrá que ser variable.

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, lo habitual es que la superficie sea fija. La orientación óptima será un valor constante, con un inclinación (β) que va a depender de la latitud \varnothing del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador.

El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad de energía posible debe ser cero ($\alpha=0$).

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

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

Siendo: β la inclinación y \varnothing la latitud del lugar.

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la mayor captación de energía solar a lo largo del año. (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 13).

Por cálculo la inclinación óptima sería:

$$\beta_{OPT} = 3,7 + 0,69 * 32,3^\circ = 26^\circ$$

5.1.3.3. POTENCIA INSTALADA

La instalación tendrá instalados paneles en una disposición tal que permita generar 5 KW en corriente continua. Esta potencia es similar a la de los transformadores rurales como así también a algunos grupos generadores diésel.

Dentro del esquema tarifario de nuestra provincia, dicha potencia se considera como límite para la tarifa rural - residencial 1.

Según Castejón & Santamaría, la potencia mínima se calcula por:

$$P_{G \min} = \frac{W_d * G_{CEM}}{G_{DM(\alpha,\beta)} * P_R}$$

Siendo:

- W_d el consumo diario. En este caso es 11000 Wh/día.
- G_{CEM} irradiancia en condiciones CEM. Vale 1000 Wh/m².
- $G_{DM(\alpha,\beta)}$ valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador, orientado un ángulo α e inclinado un ángulo β .
- P_R rendimiento energético de la instalación. Para instalaciones que cuentan con baterías, regulador e inversor, P_R es 0,6. (Pág. 136).

El tercer coeficiente descrito se calcula así:

$$G_{DM(\alpha,\beta)} = G_{DM(0)} * K * FI * FS$$

Dónde:

- $G_{DM(0)}$ es la irradiación diaria promedio sobre una superficie horizontal.
- K es un factor que relaciona la irradiación diaria sobre una superficie horizontal y el mismo valor para una superficie con inclinación óptima. Para períodos de diseño donde la irradiación disponible es mínima, como este caso, K vale 1,7.
- FI factor de irradiación cuando la inclinación del generador difiere de la óptima.
- FS factor de sombreado, si el generador está sometido a sombras. En este caso no.

Reemplazando valores:

$$G_{DM(\alpha,\beta)} = 2,4 \frac{KWh}{día} * 1,7 * 1 * 1 = 4,05 \frac{KWh}{m^2}$$

Calculando la potencia mínima:

$$P_{G \min} = \frac{11 \frac{KWh}{día} * 1000 \frac{Wh}{m^2}}{4,05 \frac{KWh}{m^2} * 0,6} = 4530 W$$

Como se ve, la potencia instalada es suficiente para abastecer el consumo pico. Además de superar la potencia mínima, es necesario verificar que la potencia de la instalación no supere el 20% de la potencia mínima, ya que si no se podría ver afectado el sistema de acumulación. En este caso:

$$P \leq 1,2 * P_{G \min}$$
$$P \leq 1,2 * 4530 W = 5430 W$$

Considerando los valores mínimo y máximo de potencia, se puede optar por un valor dentro de ese rango. Se opta por 4800 W, debido a la posibilidad de paneles disponibles, la cantidad necesaria y dejando un margen por cualquier expansión en la instalación.

5.1.4. PANELES FOTOVOLTAICOS

Algunas características de estos son:

- Módulos monocristalinos
- Diseñados para aplicaciones industriales y residenciales, para montar sobre techo o suelo
- Resistencia a Degradación por Potencia Inducida
- Materiales y caja de conexionado diseñados para asegurar la mayor protección en las condiciones climáticas más severas
- Vidrio templado transparente y marco de aluminio

5.1.4.1. SELECCIÓN DE EQUIPOS (CÓDIGO 1-A-SGF-PSXX)

Se opta por un fabricante nacional por la disponibilidad. Se elige un panel solar de la marca Solartec, de tipo Monocristalino, modelo SOL-6M-60-300-5BB.

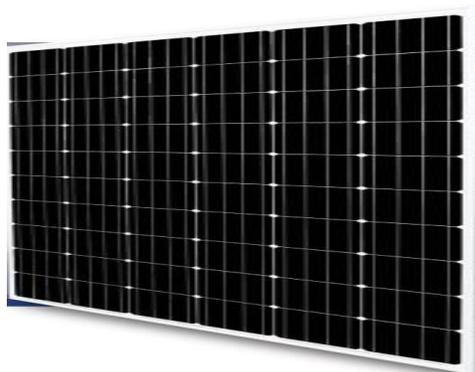


Ilustración 6 – Panel fotovoltaico

El panel elegido tiene las siguientes características:

- Potencia: 300 W
- Marca: Solartec
- Tipo de celda: Monocristalino
- Tensión en Potencia máxima (Vmp): 31,9 V.
- Corriente en Potencia máxima (Imp): 9,4 A
- Corriente de cortocircuito (Isc): 9,96 A.

- Tensión en circuito abierto (Voc): 39,1 V.

Con los paneles seleccionados nos disponemos a calcular la cantidad y las características eléctricas. La cantidad de paneles se obtiene dividiendo la potencia total a instalar por la del panel elegido.

$$\text{Cantidad de paneles} = \frac{\text{Potencia total (P)}}{\text{Potencia del panel (P}_p\text{)}}$$

$$\text{Cantidad}_{\text{PANELES}} = \frac{4800 \text{ W}}{300 \frac{\text{W}}{\text{panel}}} = 16$$

5.1.5. BATERÍAS

Es importante dimensionarlo previamente, ya que se debe asegurar su correcta carga, hecho que dependerá de la conexión de los paneles.

Según Castejón & Santamaría, la capacidad de las baterías se calcula con la siguiente fórmula:

$$C_n = \frac{Q_d * A}{P_{d \max} * \eta_{inv} * \eta_{reg-bat}}$$

Siendo:

- C_n Capacidad de batería, en Ah/día.
- A Días autonomía. Se consideran 100 hs. Que equivale a 4,166 días.
- $P_{d \max}$ Profundidad de descarga de las baterías.
- η el rendimiento, η_{inv} hacer referencia al inversor, mientras que $\eta_{reg-bat}$ es el del conjunto regulador - batería.
- Q_d es el consumo diario dividido por la tensión del sistema de acumulación. Dicha tensión es de 48V, valor óptimo para la carga de baterías y el cual presenta la mayor eficiencia en el sistema. El consumo entonces es:

$$Q_d = \frac{11000 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{48 \text{ V}} = 230 \text{ Ah/día}$$

La profundidad de descarga, máxima admisible, de la batería ronda entre el 70% y 80% de la capacidad, si se sobrepasa este valor la batería se puede dañar y también se reduce su vida útil. En general se recomienda como mínimo el 70% pero analizando la relación entre la profundidad y la vida útil, es más conveniente que sea 80%, esto representa menor utilización de la batería pero mayor duración, factor muy importante ya que estos son los elementos más costosos de la instalación.

Reemplazando:

$$C_n = \frac{230 \frac{\text{Ah}}{\text{día}} * 4,166 \text{ día}}{0,8 * 0,85 * 0,8} = 1755 \text{ Ah}$$

Para asegurar la correcta carga de las baterías, **la capacidad total no debe sobrepasar en 25 veces la corriente de cortocircuito del generador**. Este dato es muy importante ya que si se supera, el generador no puede cargar correctamente las baterías y éstas tenderán a sulfatarse.

A la vez, esta relación va de la mano con las conexiones del generador, es decir la cantidad de string.

$$C_n \leq 25 * I_{Gsc}$$

De otro modo:

$$I_{Gsc} \geq \frac{C_n}{25} = \frac{1755}{25} = 70,1 A$$

5.1.5.1. SELECCIÓN DE EQUIPOS (CÓDIGO 1-B-SCA-BAXX)

Por catálogo se selecciona teniendo en cuenta la tensión nominal que queremos como almacenamiento, el tiempo de autonomía y la capacidad necesaria.

Se selecciona una con las siguientes características:

- Marca: Hoppecke
- Modelo: 5 OPzS 600.
- Tensión nominal: 48 V.
- Capacidad (C_{100}): 900 Ah.
- Autonomía o ciclo de descarga: 100 hs.
- Baterías en paralelo: se determina dividiendo la capacidad total, por la de la batería elegida.

$$Bateria_{paralelo} = \frac{C_{bat}}{C_{nominal}} = \frac{1755 Ah}{900 Ah} = 2$$

- Baterías en serie: se obtiene dividiendo la tensión nominal de almacenamiento con la tensión de las baterías.

$$Bateria_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{bat}} = \frac{48 V}{12 V} = 4$$

- Cantidad total: 8.



Ilustración 7 - Baterías

5.1.5.2. SALA DE BATERÍAS

Se recomienda para preservar el estado de las baterías, almacenarlas en un lugar cerrado, protegido de los efectos del medio ambiente. La mejor opción sería una habitación dentro o fuera de la vivienda, de uso exclusivo para almacenar y conectar dichas baterías. Esto asegura

el estado intacto de estos equipos, como reducir el acceso a cualquier persona o animal presente en el lugar y así evitar contactos involuntarios y/o posibles accidentes.

5.1.6. INVERSOR

El inversor es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por un generador fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia.

Estos pueden ir conectados a la salida de un regulador de carga o en bornes del acumulador, como es nuestro caso.

En este tipo de inversores, la potencia de salida es variable y depende de los receptores que se conectan, disponiendo en la entrada de la potencia máxima que otorga el generador y el sistema de acumulación.

Los parámetros que se deben tener en cuenta para dimensionar el equipo son la tensión nominal de entrada y la potencia nominal.

La tensión nominal debe coincidir con la del sistema de acumulación. La potencia concuerda con la suma de las potencias de los receptores. En este caso:

- Tensión nominal: 48 V.
- Potencia: 5000 W.

5.1.6.1. SELECCIÓN DEL EQUIPO (CÓDIGO 1-B-SIN-INXX)

Se opta por un proveedor nacional, y se selecciona un equipo con las siguientes características:

Marca: Enertik.
Modelo: ICB-48-5K.
Tensión de batería: 48 V.
Potencia: 2400 W.

Cargador y regulador solar
Tipo de regulador: PWM
Potencia máxima de panel: 2400 W.
Voltaje de entrada máximo: 105 VCC.
Corriente máxima - regulador solar: 50 A.
Corriente máxima - cargador: 60 A.
Corriente máxima de carga: 110 A.



Ilustración 8 - Inversor

Este proveedor ofrece equipos de hasta 2400 W, por ello se deben seleccionar dos equipos.

La planta quedará dividida en dos, una por inversor así cada uno trabajará con 8 paneles, y con 4 baterías en serie. Finalmente la salida de cada inversor llegará al mismo tablero y otorgará la potencia total a la vivienda.

El hecho de utilizar dos inversores en lugar de uno, se justifica por tener respaldo en caso de alguna falla en uno de estos equipos y quedarse sin la posibilidad de utilizar la energía generada, en ese escenario al menos la mitad de la capacidad instalada podrá ser utilizable.

Economicamente no hay diferencia ya que, recabando información sobre los costos de estos equipos, uno que reúna las características de potencia y corriente que pueden absorber dos inversores de este tipo cuesta aproximadamente lo mismo.

5.1.6.2. CONEXIÓN Y MONTAJE DE INVERSORES

Así como las baterías, estos equipos son aun más delicados y también deben almacenarse en lugares adecuados. Es recomendable colocarlos lo más cerca posible de las baterías, por lo que el lugar ideal para ello sería la sala de baterías. Así reducimos la distancia entre ellos, se puede controlar la instalación de forma más fácil, se reducen las pérdidas por conductores, etc.

Los cables de potencia provenientes de los paneles fotovoltaicos, antes de ingresar a los bornes de conexión del inversor, deben ingresar a una bornera donde se reduce la cantidad de cables positivos y negativos, de 4 a 1 por polo, y de esta manera facilitar la conexión con el inversor. Esto es lo más recomendable ya que evitamos empalmes intrincados o defectuosos que se acostumbran en distintas instalaciones.

5.1.7. RESUMEN DE DATOS ELÉCTRICOS

Se llama generador fotovoltaico a la agrupación de paneles en serie y paralelo que forma la instalación total. Los valores de tensión y corriente surgen de la totalidad de módulos conectados.

Recordando el cálculo de la corriente de cortocircuito mínima del generador para que el banco de baterías se cargue correctamente es 70,1 A. Con este dato podemos calcular la cantidad de string.

- Paneles en paralelo.

$$Paneles_{paralelo} = \frac{I_{Gsc}}{I_{sc\ panel}} = \frac{70,1\ A}{8,76\ A} = 7,1 \cong 8$$

Se adoptan 8 string en el generador. Esto asegura una correcta carga del banco de baterías. Teniendo en cuenta lo anterior, podría haber más ramas, pero se limita a este número ya que mayor cantidad representa un aumento en la sección de los conductores.

- Paneles en serie.

$$Paneles_{serie} = 2$$

- Tensión del generador

$$V_{campo\ FV} = V_{panel} * Paneles_{serie}$$

$$V_{campo\ FV} = 31,9\ V * 2 = 63,8\ V$$

- Tensión en circuito abierto

$$V_{Goc} = V_{oc\ panel} * Paneles_{serie}$$

$$V_{Goc} = 39,1\ V * 2 = 78,2\ V$$

- Intensidad en máxima potencia

$$I_{campo\ FV} = I_{panel} * N^{\circ}\ paneles\ paralelo$$

$$I_{campo\ FV} = 9,4\ A * 8 = 75,2\ A$$

- Intensidad de cortocircuito

$$I_{CC \text{ campo } FV} = I_{CC \text{ panel}} * N^{\circ} \text{ paneles paralelo}$$
$$I_{CC \text{ campo } FV} = 9,96 \text{ A} * 8 = 79,7 \text{ A}$$

La corriente es la necesaria para asegurar la correcta carga de las baterías.

Resumiendo, las características de la planta son:

- Ángulo de inclinación de los paneles: 26° N.
- Ángulo de orientación de los paneles: 0°
- Paneles en serie: 2.
- Paneles en paralelo: 8.
- Tensión de salida del campo: 64 V.
- Corriente de salida del campo: 75 A.

5.1.8. CONDUCTORES

Según Castejón& Santamaría (2010, pág. 143), la sección mínima normalizada del conductor necesario para una línea eléctrica viene determinada por las limitaciones de calentamiento y caída de tensión que se pueden dar en el conductor y su cálculo se hace para que cumpla tres condiciones:

1° condición: máxima caída de tensión. La circulación de corriente por los conductores ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites establecidos por la REGLAMENTACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN INMUEBLES de la AEA.

2° condición: calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible. Al circular corriente se produce un calentamiento debido a la transformación en calor de energía perdida debido a la resistencia de los conductores.

3° condición: intensidad de cortocircuito. La temperatura que pueden alcanzar los cables, como consecuencia de un cortocircuito, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible establecida en las normas particulares de los cables. Sin embargo, esta condición no es necesario verificarla ya que los sistemas fotovoltaicos autolimitan su intensidad máxima al valor de cortocircuito del generador.

5.1.8.1. VERIFICACIÓN DE LOS PANELES

Recordemos que cada string se compone de 2 paneles en serie. Es necesario hacer una verificación para asegurarnos que los valores de tensión y corriente a los que están sometidos son acordes para conductores y conectores.

Los paneles vienen provistos de conductores de 4 mm² de sección, por defecto. Se recomienda solicitarle al proveedor que sean de 10 mm².

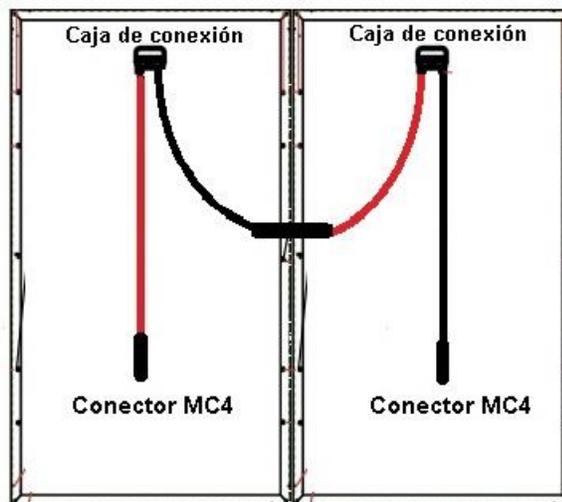


Ilustración 9 – Paneles conectados en serie

La tensión máxima que habrá en cada rama será la de los paneles en serie, estando en circuito abierto.

$$V_{mx} = 2 * V_{OC} = 2 * 39,1 V = 78,2 V$$

Teniendo en cuenta que los conductores están diseñados para una tensión de 0,6/1 KV y los conectores MC4 admiten un voltaje máximo de 1000 V, quedan verificados ambos a la tensión expuesta.

5.1.8.1.1. Verificación de sección por corriente permanente

Estos conductores no tendrán casi alguna exposición al sol por encontrarse detrás de cada panel solar, por lo cual no es necesario aplicar algún factor de corrección por exposición al sol.

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador” (ITC-BT 40, punto 5).

La corriente máxima que en régimen permanente va a circular por el cable deberá ser incrementada por el factor de corrección 1,25.

$$I_{adm} = 1,25 * I_{mp} = 1,25 * 9,4 A = 11,75 A$$

Según tabla 771.16.III (continuación) del Reglamento AEA 90364 (Parte 7 – 2006; Pág. 97), para un tendido al aire libre, Método C, bandeja no perforada o de fondo sólido, un cable multipolar, aislación XLPE/Termoestable, 2X, 10 mm², la corriente admisible es de A.

En cuanto a los conectores MC4, estos soportan hasta 30 A, por lo que soportan ampliamente la corriente que circula por esta rama.

5.1.8.1.2. VERIFICACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN

Se calcula la caída de tensión producida en estos cables, mediante la fórmula:

$$\Delta U = \frac{2 * l * I}{S * \gamma_o} = \frac{2 * \left(1 \frac{m}{panel} * 2 \text{ paneles}\right) * 11,75 A}{45 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 10 mm^2} = 0,105 V$$

En porcentaje es:

$$\Delta U_{\%} = \frac{0,105 V}{76,2 V} * 100\% = 0,14 \%$$

Teniendo en cuenta este valor, la caída de tensión total el resto de la instalación hasta el tablero principal deberá ser 1,5%.

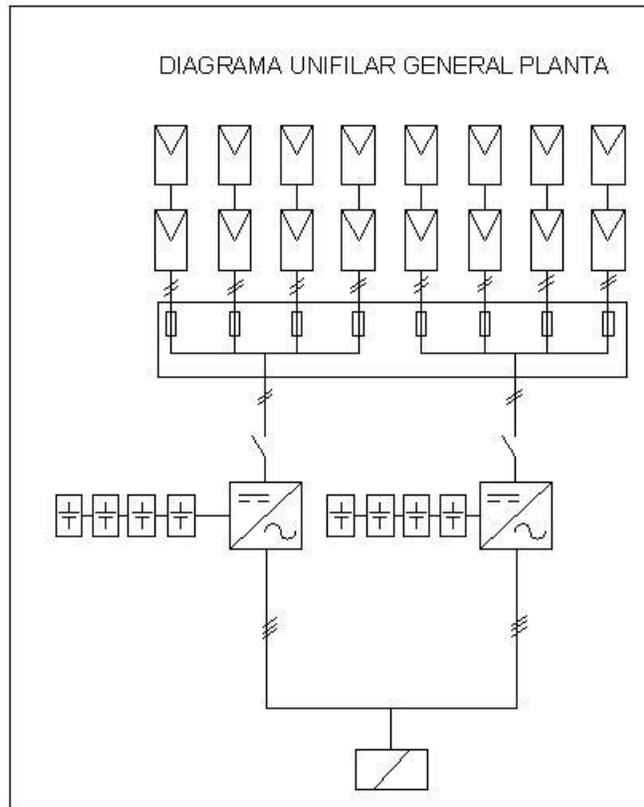
5.1.8.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS DEMÁS CONDUCTORES

Ilustración 10 – Diagrama unifilar general

5.1.8.2.1. Consideraciones iniciales para el cálculo

Según Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006, se tiene en consideración:

- Temperatura ambiente para el cálculo
 - a) Cables en aire, independientes de la forma de instalación: 40°C
- Temperatura máxima admisible de los conductores en servicio continuo con carga de 100 %
 - b) Aislación de polietileno reticulado (XLPE) material termoestable: 90°C
- Temperatura máxima admisible de los conductores en condición de cortocircuitos para tiempos de hasta 5 s.
 - b) Aislación de polietileno reticulado (XLPE) material termoestable: 250 °C

5.1.8.2.2. Factores de corrección

- **Agrupación de circuitos.** Conductores dispuestos sobre bandeja no perforada. 8 circuitos. El factor es 0,70.
- **Por temperatura.** Para una temperatura ambiente diferente a 40°C, se debe corregir, en este caso 50°C. Para aislamiento del conductor tipo XLPE o EPR (termoestable), el factor es 0,90.

- **Exposición al sol.** En el tramo desde los paneles hasta las cajas de conexión, los conductores estarán expuestos a la luz solar, por ello se debe corregir, utilizando el factor 0,85.

5.1.8.2.3. Preselección de sección por corriente permanente

Aquí se repiten los criterios del cálculo realizado en la sección anterior. La corriente admisible se calcula así:

$$I_{adm} = 1,25 * I_{mp}$$

Se calcula para cada tramo.

- Tramo 2: Paneles a caja de conexiones.

$$I_{adm} = 1,25 * 9,4 A = 11,75 A$$

- Tramo 3: Caja de conexiones a inversor.

$$I_{adm} = 1,25 * 37,6 = 47 A$$

- Tramo 4: Baterías a inversor.

$$I_{adm} = 1,25 * 60 A = 75 A$$

- Tramo 5: Inversor a tablero general.

$$I_{adm} = 1,25 * 21,75 A = 29,2 A$$

Con los valores de corriente calculados, se puede proceder a determinar la sección por cálculo.

5.1.8.2.4. Determinación de sección por caída de tensión

La sección se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S = \frac{a * 100 * l * I}{\Delta U_{\%} * U * \gamma_o}$$

Siendo:

- a un factor numérico que vale 2 para circuitos monofásicos o de corriente continua. O $\sqrt{3}$ si es trifásico.
- S, es la sección en mm².
- l, es la longitud, en m.
- I, es la intensidad que circula por el conductor, en A.
- γ_o , es la conductividad del conductor a la temperatura de servicio. En este caso, el cable es de material termoestable (XLPE), a 90°C, el valor es 45 m/Ω * mm².
- U, caída de tensión admitida, en V.
- ΔU%, es el porcentaje de caída de tensión admitida en el tramo.

5.1.8.2.5. CÁLCULO POR CALENTAMIENTO

Aquí los conductores se dimensionan teniendo en cuenta la corriente permanente calculada antes, afectándola por los factores de agrupamiento y demás expuestos antes.

Los tramos de conexión desde los paneles hasta la caja de conexiones, deberá ser afectada por el factor de agrupamiento de circuitos.

En la siguiente tabla se resumen los datos eléctricos de cada tramo.

TRAMO	Longitud	TENSION	CORRIENTE	1,25 * CORRIENTE
Paneles en serie	2	63,8	9,40	11,75
Paneles hasta caja de conexiones	4	63,8	9,40	11,75
Caja de conexiones – barra de potencia	6	63,8	9,40	11,75
Barra de potencia - Inversor	0,5	63,8	37,60	47
Inversor –Tablero general	2	230	23,32	29,2
Inversor - Baterías	1	48	60,00	75,0

Tabla 2

Debido a cálculos preliminares, se recomienda solicitar al fabricante que los paneles sean otorgados con conductores de 10 mm² para reducir la caída de tensión y aumentar la eficiencia de conexiones y transmisión de energía.

En la siguiente tabla se pueden ver los cálculos de cada tramo. Aplicando la fórmula se obtiene la sección en cada tramo, como se ve en la columna 3. Pero como se debe optar por secciones comerciales, cuyo valor se ve en columna 4, se recalcula cada caída de tensión y su valor se ve en la columna 5.

TRAMO	CALCULO POR CAIDA DE TENSION				CALCULO POR CALENTAMIENTO	SECCIÓN ELEGIDA
	2	3	4	5	6	7
	ΔU del tramo ($\Delta U\% = \Delta U\%T/L$)	Sección Calculada	Sección elegida	Caída de tensión real	Corriente ajustada	mm ²
Paneles en serie	0,14	10,0	10	0,14	18,7	10
Paneles – Caja de conexiones	0,44	7,5	10	0,3	18,7	10
Caja de conexiones – barra de potencia	0,65	7,5	10	0,5	18,7	10
Caja de conexiones – Inversor	0,05	30,1	10	0,2	47,0	10
Inversor – Tablero general de vivienda	0,22	4,5	4	0,2	29,2	4
Inversor – Baterías	1,28	5,4			75,0	35
	1,50 %			1,37 %		

Tabla 3

La instalación de corriente continua se hará completamente con conductores de 10 mm². Mientras que las de corriente alterna se utilizarán cables de 4 mm².

Al recalcular se puede ver que desde el generador hasta el tablero de la vivienda habrá una caída de tensión del 1,37%.

5.1.8.3. SELECCIÓN DE CONDUCTORES

La selección de conductores se hace del Catálogo Prysmian - Cables y accesorios para baja tensión – 2014-2015 (Ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS).

5.1.8.4. CONDUCTOR DC DESDE CADA STRING HASTA CAJA DE CONEXIÓN (CÓDIGO 1-A-SGF-PSXX/CCXX-CP)

Este tramo de conexión se hará con cable P-SUN 2.0, para instalaciones fotovoltaicas.

Al ser un tendido al aire libre, por bandeja, el sistema de instalación es tipo F según tabla 52-B2: Modos de instalación e instalaciones “tipo” y de tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catálogo Prysmian - Cables y accesorios para baja tensión– 2014-2015), al ser una instalación monofásica con conductor de cobre, de tipo termoestable, XLPE2, seleccionamos un cable de 10 mm² el cual admite una corriente de 82 A.

5.1.8.5. CONDUCTOR DC DESDE CAJA DE CONEXIÓN HASTA INVERSOR (CÓDIGO 1-A-SGF-CCXX/INX-CP)

Este tramo también se hará con cable P-SUN 2.0.

Al ser un tendido al aire libre, el sistema de instalación es tipo F según tabla 52-B2: Modos de instalación e instalaciones “tipo” y de tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catálogo Prysmian - Cables y accesorios para baja tensión– 2014-2015), al ser una instalación monofásica con conductor de cobre, de tipo termoestable, XLPE2, seleccionamos un cable de 10 mm² el cual admite una corriente de 82 A.

5.1.8.6. CONDUCTOR DC DESDE INVERSOR HASTA BATERÍAS (CÓDIGO 1-B-SCA-INX/BAXX-CP)

Este tramo también se hará con cable P-SUN 2.0.

Al ser un tendido al aire libre, el sistema de instalación es tipo F según tabla 52-B2: Modos de instalación e instalaciones “tipo” y de tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catálogo Prysmian - Cables y accesorios para baja tensión – 2014-2015), al ser una instalación monofásica con conductor de cobre, de tipo termoestable, XLPE2, seleccionamos un cable de 35 mm² el cual admite una corriente de 174 A.

Como se calculó antes, esta sección supera ampliamente las verificaciones necesarias, pero el fabricante del inversor lo solicita para mayor seguridad de los equipos.

5.1.8.7. CONDUCTOR AC DESDE INVERSOR HASTA TABLERO PRINCIPAL (CÓDIGO 1-B-SIN-INX/TGV-CO)

Este tramo de la instalación, que ya es de corriente alterna, se hará con cable Afumex 1000V.

Al ser una instalación con cable multiconductor en conducto sobre pared de mampostería ladrillo, no espaciado una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conducto de ella, el sistema de instalación es tipo B2 según tabla 52-B2: Modos de instalación e instalaciones “tipo” y de tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catálogo Prysmian - Cables y accesorios para baja tensión– 2014-2015), al ser una instalación

monofásica con conductor de cobre, de tipo termoestable, XLPE3, se selecciona un cable de 4 mm² el cual admite una corriente de 30 A.

5.1.9. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Cada string deberá contar con fusibles como protección contra las sobrecorrientes, un descargador contra las sobretensiones, y un seccionador que permita desconectarla del resto del generador en caso de haber problemas.

Además antes del inversor se colocará un interruptor automático termomagnético de corte general del generador.

La conexión entre el inversor y las baterías también deberá contar con fusibles como protección contra sobrecorrientes.

Para el dimensionamiento de las protecciones nos basamos en el capítulo 771.19 “Protecciones de las instalaciones” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006).

5.1.9.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES

En los string, la corriente está limitada al valor de corriente de cortocircuito del módulo (I_{sc}). Mientras que en el tramo que va del generador hasta las baterías, la corriente está limitada a la de cortocircuito del generador (I_{Gsc}).

Sin embargo, si dentro del generador hay más de tres ramas, pueden aparecer corrientes inversas en las que por algún motivo disminuya su tensión de circuito abierto con respecto a la del generador, por esto, cada una debe protegerse ante las sobreintensidades. Los dispositivos más utilizados pueden ser fusibles o interruptores termomagnéticos.

A continuación se cita lo establecido en el Reglamento AEA 90364 (2006; Pág. 133).

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 calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores.

La característica de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un cable o un conductor contra las corrientes debe satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$
$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

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 cables o 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.

5.1.9.2. PROTECCIÓN CONTRA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Se cita lo establecido en el Reglamento AEA 90364 (2006; Pág. 134).

Los dispositivos de protección estarán previstos para interrumpir toda la 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 los menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta (I_k'') en el punto donde el dispositivo está instalado.

$$P_{dccc} \geq I_k''$$

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 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 (valido entre 0,1 s y 5 s).

S = Sección del conductor en mm^2 .

I = intensidad de corriente de cortocircuito en amperios, expresada en 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.

5.1.9.3. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Se deben colocar descargadores de sobretensión, conectados entre el positivo y negativo, y la toma de tierra, para proteger la instalación contra estos eventos, producidos por descargas atmosféricas generalmente.

5.1.9.4. AISLAMIENTO Y PUESTA A TIERRA

Los módulos del generador y los materiales deben tener aislamiento clase II. Los marcos metálicos de dichos paneles y la estructura de soporte de ellos estarán conectados a tierra mediante un conductor de cobre de sección mínima de 10 mm^2 .

5.1.9.5. CÁLCULO DE PROTECCIONES

5.1.9.5.1. Fusibles

El tramo entre los módulos fotovoltaicos y la caja de conexiones está protegida contra sobreintensidades mediante fusibles que provocan la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación, se eligen fusibles en vez de los interruptores dada su rapidez de actuación y su bajo costo. Tanto el conductor positivo como el de polaridad negativa tendrán un fusible de idénticas características eléctricas conectado. Estos elementos deben verificarse según lo expuesto antes.

Más allá de la verificación de lo establecido en el REGLAMENTO AEA, hay diferentes autores que establecen parámetros para dimensionar estos elementos. Los fusibles deben actuar entre 1,5 y 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}). Además la tensión asignada del fusible debe ser al menos 1,2 veces la de circuito abierto del generador.

Entonces, siendo la $I_{sc} = 9,96 A$:

$$I_{fusible} = 1,5 a 2 * 9,96 A = 14,94 A \dots 19,92 A$$

$$V_{fusible} = 1,2 * V_{GOC} = 1,2 * 39,1V * 2 = 94 V$$

Se selecciona un fusible comercial de $I_n = 15 A$, y tensión nominal 1000 V DC. Luego se verifica lo establecido en el reglamento.

Protección contra sobreintensidades.

$$1. I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_B = 9,4 A$$

$$I_Z = 46 A$$

Verificando:

$$9,4 A \leq 15 A \leq 46 A$$

$$2. I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

Según el REGLAMENTO AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138:

I_2 = Intensidad de corriente de fusión de los fusibles, según IEC 60269, para:

$$4 A \leq I_n \leq 16 A \text{ En tiempo convencional de 60 min. } I_2 = 1,9 * I_n$$

Entonces, I_2 será:

$$I_2 = 1,9 * 15 A = 28,5 A$$

Verificando:

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

$$28,5 A \leq 1,45 * 46 A$$

$$28,5 A \leq 67 A$$

Se cumple con las condiciones de corriente.

Además el fusible debe tener una tensión nominal mayor al de la instalación, en este caso estos elementos soportan hasta 1000 v DC, valor mucho mayor a los 76 V posibles que podrían presentarse en circuito abierto en el string.

Protección contra cortocircuitos**a) Regla del poder de corte**

El fusible seleccionado debe tener un poder de corte mayor a la máxima corriente de cortocircuito posible dentro de la conexión (I_k''), en este caso es la corriente inversa, de valor 18,8 A.

Los fusibles del tipo elegido tienen poderes de corte (P_{dCcc}) de hasta 50 KA, por lo que excede ampliamente lo requerido.

$$P_{dCcc} \geq I_k''$$

$$50 \text{ KA} \gg 18,8 \text{ A}$$

b) Regla del tiempo de corte

Los conductores ante un cortocircuito estarán expuestos a altas temperaturas y mediante las protecciones se busca evitar que dicha temperatura alcance el límite admisible del cable. Los sistemas fotovoltaicos son autolimitados en corriente, es decir que no superan la corriente de cortocircuito de los paneles del generador.

5.1.9.5.2. Descargadores por sobretensión

Las instalaciones que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias.

Se utilizan las protecciones de clase II que se encargan de proteger las redes de alimentación fotovoltaica y absorber las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas de la red evitando así la perforación de los paneles fotovoltaicos.

Para la elección del descargador se tiene en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para que el mismo pueda soportarla.

$$U_{desc} > V_{oc \text{ MAX}}$$

$$U_{desc} > 78 \text{ V}$$

5.1.9.5.3. Seccionadores

Estos elementos permiten la desconexión de una rama del generador sin desconectar el resto del circuito. Es de gran utilidad en caso de haber problemas con algún panel en particular. Este dispositivo de maniobra debe poder soportar tanto la tensión máxima presente en el circuito como la corriente máxima, ya que este elemento actúa bajo carga.

La corriente máxima será la de cortocircuito del panel por la cantidad de paneles que hay en cada rama.

$$I_{mx \text{ desc}} = 2 * I_{sc} = 2 * 9,96 \text{ A} = 19,92 \text{ A}$$

La tensión máxima será la de circuito abierto de la rama:

$$V_{mx \text{ desc}} = 2 * V_{oc} = 2 * 39,1 \text{ V} = 78 \text{ V}$$

5.1.9.5.4. Interruptor automático

Este dispositivo debe ser dimensionado al igual que los fusibles. Este estará conectado como dispositivo de corte general del circuito, por lo que deberá soportar la corriente de cortocircuito del generador y la tensión nominal.

Protección contra sobreintensidades.

$$1. I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_B = 37,6 A$$

$$I_Z = 110 A$$

Se selecciona un dispositivo de 40 A, y 800 V DC.

Verificando:

$$37,6 A \leq 40 A \leq 110 A$$

$$2. I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

Según el REGLAMENTO AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138:

I_2 = Intensidad de corriente de operación o disparo seguro de los interruptores automáticos, según IEC 60947-2, para:

$$I_n \leq 63 A \text{ En tiempo convencional de 60 min. } I_2 = 1,3 * I_n$$

Entonces, I_2 será:

$$I_2 = 1,3 * 40 A = 52 A$$

Verificando:

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

$$52 A \leq 1,45 * 110 A$$

$$52 A \leq 160 A$$

Se cumple con las condiciones de corriente.

El interruptor es acorde ya que la tensión nominal de él es mucho mayor a la del circuito.

Protección contra cortocircuitos

a) Regla del poder de corte

Al igual que los fusibles, el interruptor seleccionado debe tener un poder de corte mayor a la máxima corriente de cortocircuito posible, (I_k''), en este caso es la corriente inversa, es:

$$I_{inv} = I_k'' = 2 * I_{GSC} = 2 * 4 * 9,4 A = 75,2 A$$

El interruptor debe tener un poder de corte mayor a 75 A.

$$P_{dccc} \geq I_k''$$

$$P_{dccc} \geq 75,2 A$$

b) Regla del tiempo de corte

Los conductores ante un cortocircuito estarán expuestos a altas temperaturas y mediante las protecciones se busca evitar que dicha temperatura alcance el límite admisible del cable. Los sistemas fotovoltaicos son autolimitados en corriente, es decir que no superan la corriente de cortocircuito de los paneles del generador.

5.1.9.5.5. Protección de las baterías: fusibles

Dimensionamiento inicial.

$$I_{fusible} = 1,5 a 2 * 60 A = 90 A \dots 120 A$$

$$V_{fusible} = 1,2 * V_{bat} = 1,2 * 48 V = 58 V$$

Se selecciona un fusible de 100 A.

Protección contra sobreintensidades.

1. $I_B \leq I_n \leq I_Z$

$$I_B = 60 A$$

$$I_Z = 174 A$$

Verificando:

$$60 A \leq 100 A \leq 174 A$$

2. $I_2 \leq 1,45 * I_Z$

Según el REGLAMENTO AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138:

I₂ = Intensidad de corriente de fusión de los fusibles, según IEC 60269, para:

$$63 A \leq I_n \leq 160 A \text{ En tiempo convencional de 120 minutos: } I_2 = 1,6 * I_n$$

Entonces, I₂ será:

$$I_2 = 1,6 * 100 A = 160 A$$

Verificando:

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

$$160 A \leq 1,45 * 174 A$$

$$160 A \leq 252 A$$

Se cumple con las condiciones de corriente.

Además el fusible debe tener una tensión nominal mayor al de la instalación, en este caso estos elementos soportan hasta 1000 v DC, valor mucho mayor a los 76 V posibles que podrían presentarse en circuito abierto en la rama.

Protección contra cortocircuitos**a) Regla del poder de corte**

El fusible seleccionado debe tener un poder de corte mayor a la máxima corriente de cortocircuito posible dentro de la conexión (I_k''), en este caso es la corriente inversa, de valor 18,8 A.

Los fusibles del tipo elegido tienen poderes de corte (PdCcc) de hasta 50 KA, por lo que excede ampliamente lo requerido.

$$P_{dccc} \geq I_k''$$

$$50 KA \gg 18,8 A$$

b) Regla del tiempo de corte

Los conductores ante un cortocircuito estarán expuestos a altas temperaturas y mediante las protecciones se busca evitar que dicha temperatura alcance el límite admisible del cable. Los sistemas fotovoltaicos son autolimitados en corriente, es decir que no superan la corriente de cortocircuito de los paneles del generador.

5.1.9.6. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

Primero se seleccionan las protecciones que irán dentro de las cajas de conexiones de string.

5.1.9.6.1. Fusibles (código 1-A-SGF-CCx-FUxx)

Seleccionamos fusibles cilíndricos de la empresa nacional Enertik, modelo S-FUS-15, de 10x38 mm gPV de 15 A y 1000 V CC. Estos fusibles poseen un poder de corte de 30 KA. También se selecciona su respectivo portafusibles para colocación en riel DIN.(Ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS).

5.1.9.6.2. Descargadores por sobretensión (código 1-A-SGF-CCx-DESxx)

Se selecciona una llave de corte, de marca Suntree, modelo SISO-32, de 4 polos, 1000VCC y 32 A.(Ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS).

5.1.9.6.3. Seccionadores (código 1-A-SGF-CCx-SExx)

Se selecciona una llave de corte, de marca Suntree, modelo SISO-32, de 4 polos, 1000VCC y 32 A.(Ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS).

5.1.9.6.4. Interruptor automático (código 1-B-SGF-TA-IGxx)

Seleccionamos el protector térmico de la marca Enertik, modelo SL7-2P40, 2 polos, 40 A, 800 V CC.(Ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS).

5.1.9.6.5. Fusibles (código 1-B-SCA-TA-Fuxx)

Como **protección de las baterías**, seleccionamos fusiblesNh00, de la empresa nacional SICA, tipo gl-gG, de 100 A y 500 V CC. Estos fusibles poseen un poder de corte de 120 KA. También se selecciona su respectivo portafusibles para colocación en riel DIN.(Ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS).

5.1.10. ESTRUCTURAS

Deberá ser capaz de soportar el peso de los paneles y darle el sostén necesario para su estabilidad. Estará fabricada de perfiles U de aluminio, por su resistencia a la corrosión, peso reducido y su costo.

La bulonería será de acero inoxidable para evitar cualquier potencial de oxidación que se pueda producir en unión con el aluminio.

Constará de 2 perfiles largueros que forman el ángulo de inclinación correspondiente contra el piso, 3 travesaños para mantener la alineación, que además servirán de guía y calce para colocar las grampas o abrazaderas de sujeción de los paneles. Finalmente 2 patas para sostener el peso total y mantener el formato frente a las distintas cargas.

La unión de cada elemento con el otro será mediante tornillos y tuercas autofrenantes, así aseguramos la posición de montaje y permitimos el fácil montaje o desmontaje.



Ilustración 11 - Estructuras

La inclinación será de 26° con respecto al piso, como se calculó antes. La longitud de los largueros será 2000 mm, esto es porque la suma de los anchos de los 2 paneles es: 1984 mm. La sujeción de los paneles con la estructura se hará mediante grampas de sujeción específicas para estos.

La estructura tendrá forma de triángulo, visto desde el lateral, con un apoyo fijo con el suelo mediante brocas en el punto más bajo de los paneles, este apoyo impedirá el movimiento en cualquier dirección.

El apoyo de las patas será libre, esto permitirá que ante un escenario de carga máxima (situación muy desfavorable) tenga cierto movimiento leve que permitirá liberar cierta energía cediendo su posición original pero ayudará a evitar roturas.

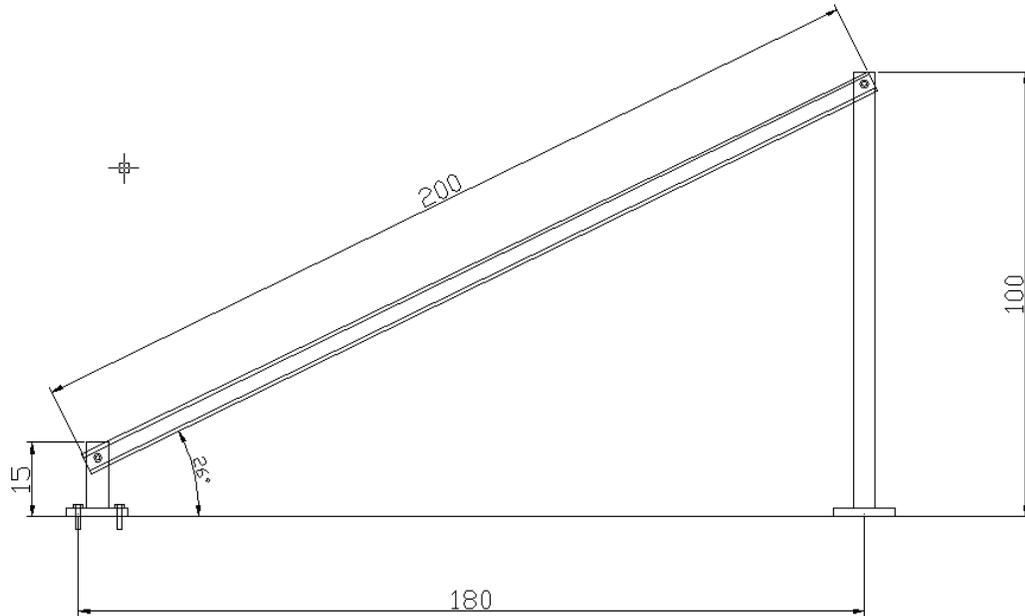


Ilustración 12 – Estructura con medidas

En cuanto al travesaño que une los largueros, tendrán 800 mm de largo. Estarán ubicados al borde de cada panel, de esa manera se pueden colocar las grampas y ajustarlas para fijar los elementos.

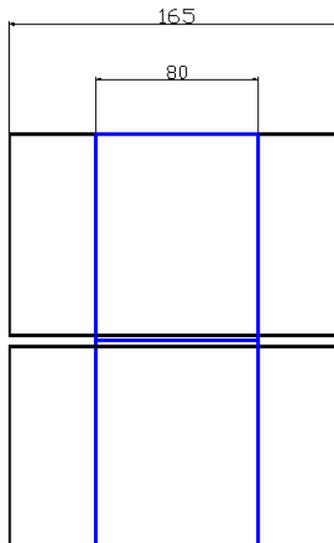


Ilustración 13 – Croquis de montaje

Para un montaje que abarque la menor superficie posible, cada estructura se deberá colocar con estas distancias mínimas.

Para permitir que haya la menor separación posible entre paneles y así reducir el espacio a utilizar para la planta, se recomienda hacer el montaje de cada estructura separadas entre sí 85 cm, tomándose dicha distancia entre las patas más cercanas de estructuras distintas. Además hay que cerciorarse de que haya una separación entre paneles para permitir y facilitar la ventilación.

Las características del perfil a utilizar son:

- Dimensiones: 50 x 30 mm.
- Espesor: 2 mm.
- Tipo de aluminio: 6060 o 6065.
- Módulo resistente (W_y): 3415 mm^3 .
- Peso: 0,400 Kg/m.
- Tensión de rotura: 190 Kg/mm^2 .
- Tensión de fluencia: 150 Kg/mm^2 .

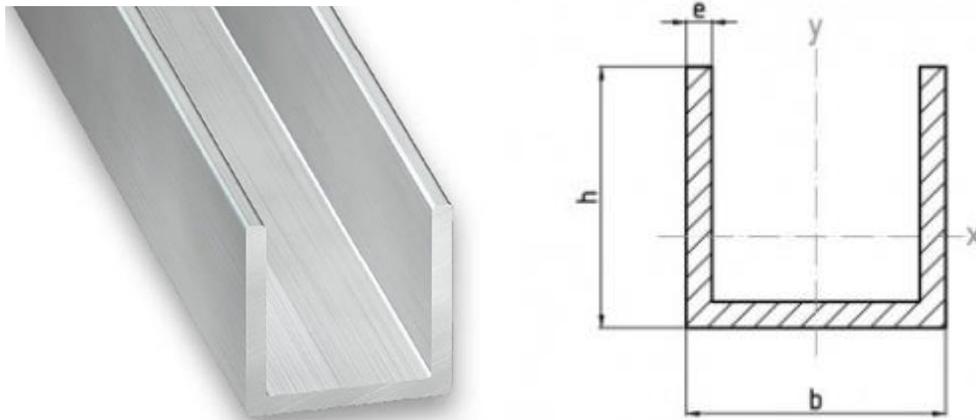


Ilustración 14 - Perfiles

Con estos datos se puede verificar ante cargas.

5.1.10.1. VERIFICACIÓN ANTE CARGAS DE VIENTO

Se considera un caso extremo en el que la estructura con los paneles montados, recibe el viento de una tormenta. Los vientos en esta zona pueden alcanzar los 140 Km/h. Debido a que esta planta estará instalada a nivel del suelo, es bastante difícil alcanzar condiciones en las que el viento azote a la instalación en total plenitud, es decir que los vientos serán menores probablemente, además la existencia de vegetación cercana, la vivienda, o demás elementos incidirá en el efecto del viento, pero también puede haber condiciones en las que no haya factores como estos y la carga de viento sí sea la de cálculo.

Se verificará la estructura ante cargas de viento de dirección S-N y también N-S. Se tomará como valor de cálculo de 140 Km/h, escenario de tormenta en los cuales los paneles recibirán toda la carga del viento y los transmitirá a la estructura y sujeciones.

La carga del viento se puede calcular de la siguiente manera:

$$\text{Presión del viento} = \frac{\text{velocidad}^2 \left(\frac{m}{s}\right)}{16}$$

Para el cálculo se tomará el valor de 140 km/h (38,9 m/s) para el análisis de situación extrema.

$$\text{Presión del viento} = \frac{38,9^2 \left(\frac{m}{s}\right)}{16} = 94,6 \frac{Kg}{m^2}$$

El área de incidencia será el área de los paneles:

$$\text{Área de paneles} = \text{largo} \times \text{ancho} = 1,65 \text{ m} \times 0,992 \text{ m} = 1,64 \text{ m}^2$$

La fuerza total del viento por el área de influencia será:

$$F_v = \text{Fuerza del viento} = 94,6 \frac{Kg}{m^2} * 1,64 \text{ m}^2 = 155 \text{ Kg} = 1520 \text{ N}$$

En el caso de que el viento provenga desde el Sur, afectará a los paneles y la fuerza ejercida se descompondrá en dos direcciones, una tangencial a los paneles y otra normal. La fuerza tangencial tendrá un efecto sobre los apoyos tratando de levantar el conjunto del suelo. Mientras que la normal buscará despegar a los paneles de su sujeción.

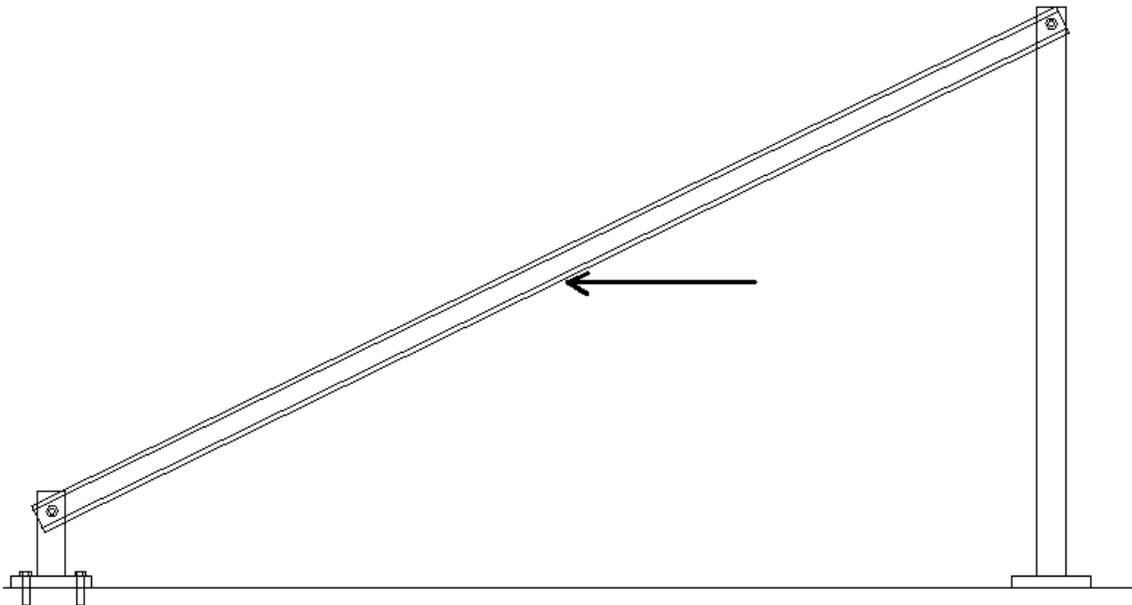


Ilustración 15 – Vista lateral de estructura

En las imágenes obtenidas por software, se puede ver la flexión a la que se verán sometidos los perfiles largueros por la incidencia del viento. Además de la consecuente deformación. Al

dejar libre el apoyo de las patas, permitiremos que no estén sometidas a pandeo, sino que se puede desplazar cierta distancia y aliviar el efecto de las cargas.

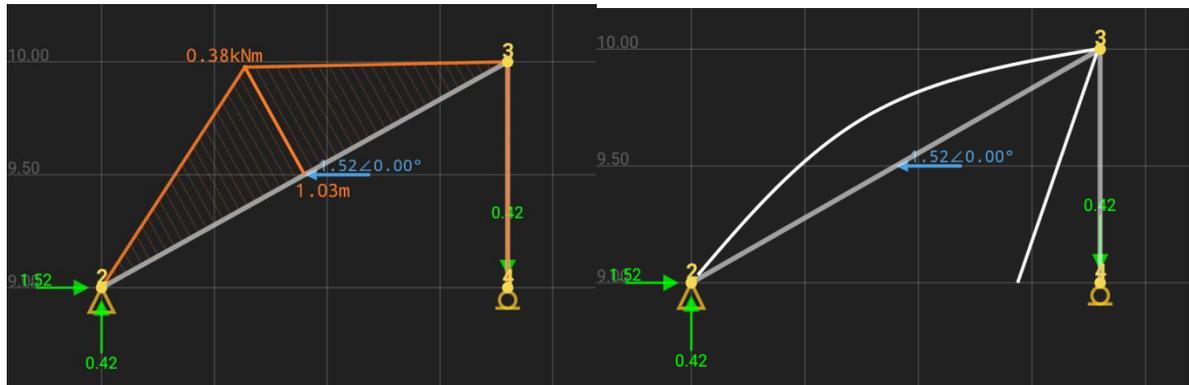


Ilustración 16 – Cargas sobre estructuras I

Por cálculo la flexión máxima será 380 Nm (38,8 Kgm), por ley de Navier se puede determinar la tensión producida según el esfuerzo y la resistencia del material.

$$\sigma = \frac{Mf}{Wy} = \frac{38800 \text{ Kgmm}}{3415 \text{ mm}^3} = 11,4 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

Comparado con el valor de fluencia, afectado por un porcentaje, se puede ver el coeficiente de seguridad:

$$\eta = 0,7 * \frac{\sigma f}{\sigma} = \frac{0,7 * 150}{11,4} = 9,2$$

En el caso que el viento azote de Norte a Sur, también se dará un caso similar al anterior per en dirección contraria. La componente normal de la fuerza tenderá a aplastar la estructura provocando flexión sobre los largueros, mientras que la componente tangencial a los paneles afecta a los apoyos.

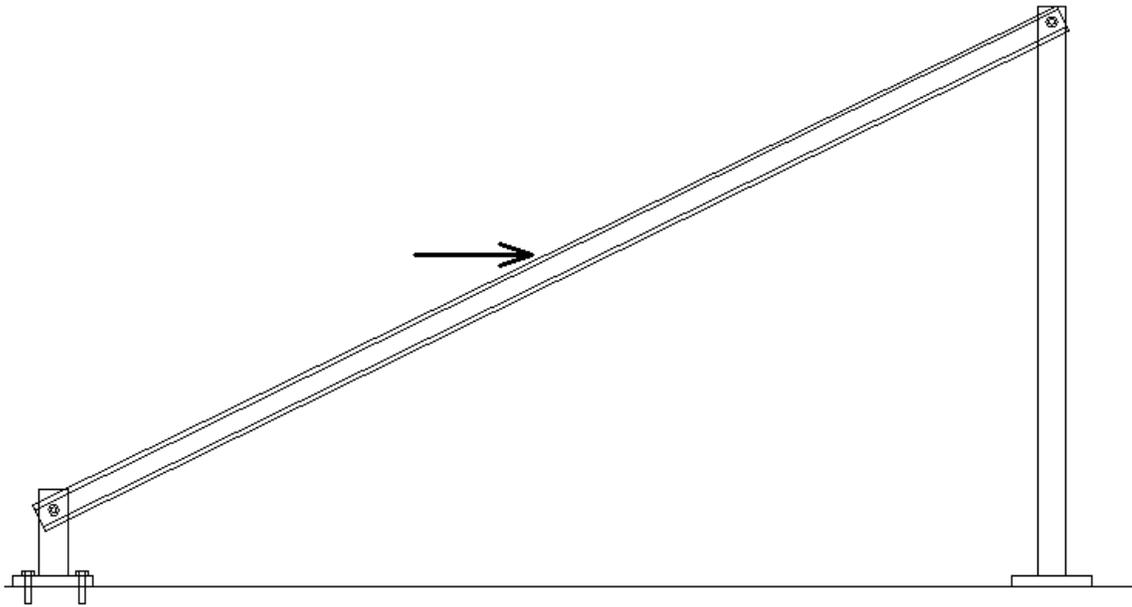


Ilustración 17 – Vista lateral de estructura II

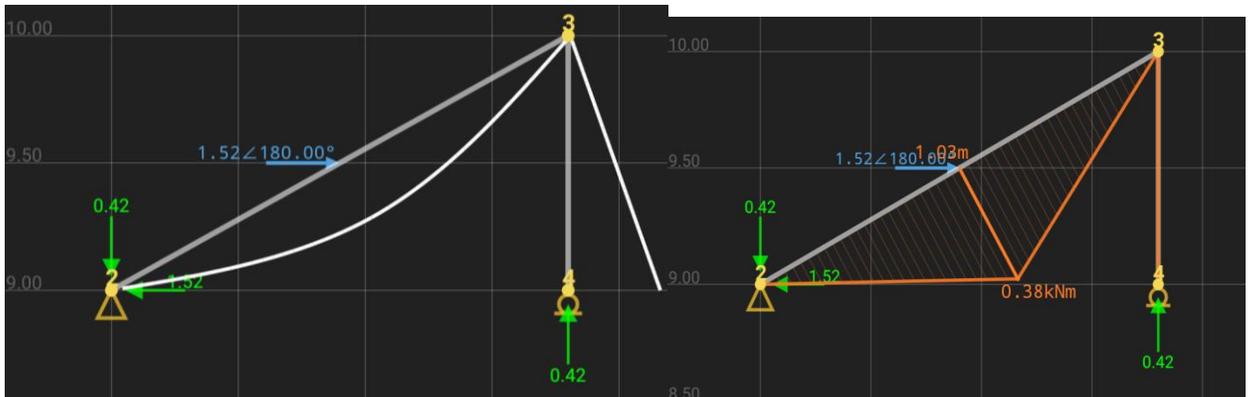


Ilustración 18 – Cargas sobre estructuras II

Los valores de los efectos de las cargas son iguales al caso anterior., por lo que el dimensionamiento es el mismo. Como estamos ante un análisis de una situación extrema, en condiciones normales de clima la estructura está bastante sobredimensionada, ya que el peso propio lo soportará bien y el viento promedio es casi irrelevante.

5.1.10.2. MATERIALES

Teniendo en cuenta que serán necesarias 8 estructuras, se necesitarán los siguientes materiales:

Elemento	Tipo	Uso	Cantidad por estructura	Total de planta
Tornillos M6 x X20	Acero inoxidable	Fijación de perfiles de estructura	12	96
Tuercas autofrenantes M6	Acero inoxidable	Fijación de perfiles de estructura	12	96
Abrazaderas laterales con perno, para panel de 300 W	Aluminio	Fijación	4	32
Abrazaderas centrales con perno, para panel de 300 W	Aluminio	Fijación	2	16
Perfil U de 50x30x2 mm	Aluminio	2 Largueros	4.000 mm	32.000 mm
		2 Patas	2.000 mm	16.000 mm
Perfil U con guías slot para colocación de grampas	Aluminio	3 Travesaños	2.400 mm	19.200 mm
TOTAL			8.400 mm	67.200 mm

Tabla 4

5.1.10.3. CODIFICACIÓN

Las estructuras serán identificadas según el código: 1-A-SGF-ESxx. Las dos x finales hacen referencia al número de estructura.

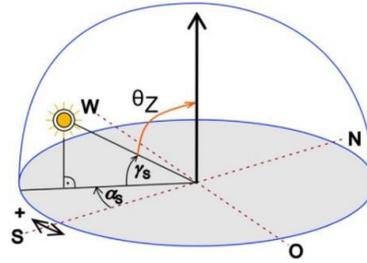
5.1.10.4. DISTANCIAS PARA EVITAR SOMBREADO

En los diferentes diseños de plantas fotovoltaicas se pretende recibir el máximo posible de energía, esto se logra con un correcto ángulo de inclinación y a su vez con una disposición que evite la presencia de sombras sobre los paneles.

El método que se utiliza para determinar la correcta ubicación de los paneles es el de **Solsticio de Invierno**. Mediante este método se elimina la incidencia de sombra considerando la altura solar durante el día de menor radiación disponible en el año, en este hemisferio es el 21 de Junio, y así determinar la disposición correcta de la estructura.

Primero se debe determinar la altura solar teniendo en cuenta la latitud del lugar en cuestión, sumándole 23,5° obtendremos un ángulo \varnothing_z . Este se restará a 90° para determinar el ángulo de la altura solar γ_s .

$$\theta_z = \text{Ángulo de latitud del lugar} + 23.5^\circ$$

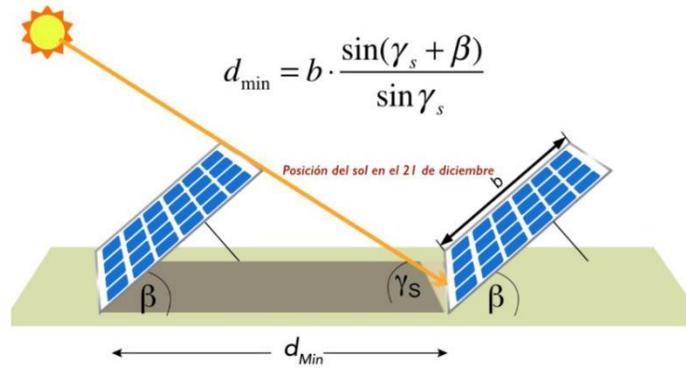


$$\gamma_s = 90^\circ - \theta_z$$

Ilustración 19 – Orientación e inclinación

Imagen extraída de: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>.

Con el ángulo γ_s y haciendo uso de trigonometría se puede calcular la distancia mínima entre filas de paneles.



$$d_{\min} = b \cdot \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin \gamma_s}$$

Ilustración 20 – Distancia entre filas de paneles

Imagen extraída de: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>.

Determinando la altura solar:

$$\theta_z = \text{Latitud} + 23,5^\circ = 32,5^\circ + 23,5^\circ = 56^\circ$$

$$\gamma_s = 90^\circ - \theta_z = 90^\circ - 56^\circ = 34^\circ$$

Podemos calcular la distancia mínima entre paneles:

$$d_{\min} = b * \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin(\gamma_s)}$$

$$d_{\min} = 2 * \frac{\sin(34 + 26)}{\sin(34)} = 3,10 \text{ m}$$

La distancia mínima entre filas de paneles es 3,10 m.

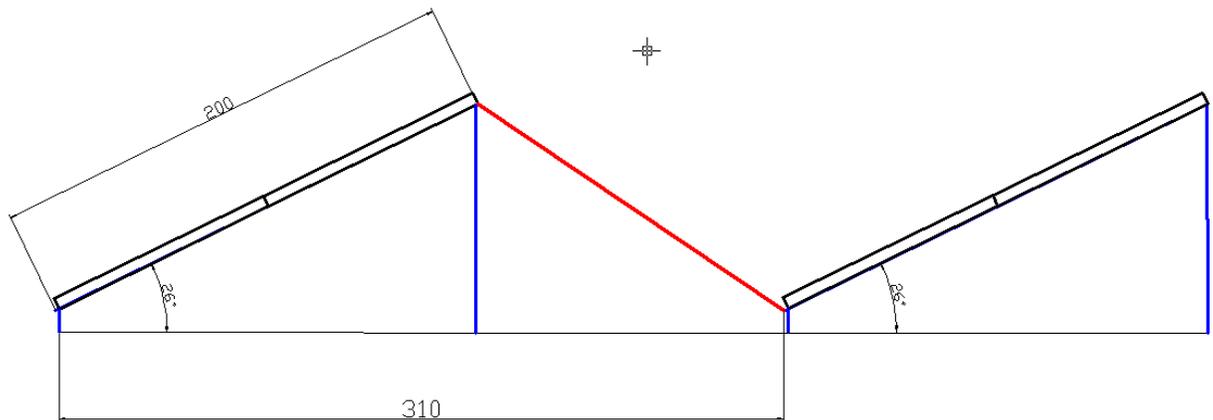


Ilustración 21 – Croquis de estructuras

5.1.11. PUESTA A TIERRA

Basándonos en los lineamientos del Reglamento AEA 90364 – parte 7 - 2006, se definen los elementos constituyentes de la instalación.

5.1.11.1. TOMA DE TIERRA DE PROTECCIÓN

Citando la subcláusula “771.18.5.2: Toma de tierra de protección” del reglamento AEA 90364 (2006, pág. 127).

La toma de tierra está formada por el conjunto de elementos que permiten vincular con tierra al conductor de puesta a tierra. Esta toma deberá realizarse de acuerdo con las prescripciones que se establecen en el Anexo 771-C.

Los componentes seleccionados como electrodos específicos, sean jabalinas, cintas, placas, cables o alambres, deberán ajustarse a las normas IRAM correspondientes.

Las uniones enterradas entre estos elementos deberán realizarse con soldadura cuproaluminotérmica, o si los componentes a unir tienen la misma sección, podrán utilizarse los métodos de compresión ovalo hexagonal.

(...) el valor máximo permanente de la resistencia de puesta a tierra de protección debe ser menor o igual a 40 ohm.

5.1.11.1.1. Jabalinas enterradas verticalmente

La resistencia de este tipo de electrodo de puesta a tierra se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi * L} * (\ln\left(\frac{8L}{d}\right) - 1)$$

Siendo L la longitud de la jabalina y Dsu diámetro. Y ρ la resistividad del suelo del lugar.

En esta zona del país, la resistividad del suelo se puede tomar como 30 ohm metro.

Los valores de jabalinas están plasmados en la tabla 771.3.II del reglamento AEA 90364 (2006, pág. 11).

Designación comercial	Diámetro exterior (mm)	Longitud (m)	10.Re (m)
½"	12,6	1,5	3,2
		2,0	4,0
		3,0	5,4
		4,5	7,6
		6,0	9,8

Tabla 5

Para el cálculo, la jabalina a utilizar es de 1,5 m de longitud, 12,6 mm de diámetro, siendo de acero cobre. Ahora podemos determinar su resistencia de propagación en el suelo.

$$R * \frac{30 \Omega \cdot m}{2\pi * 1,5m} * \left(\ln \left(\frac{8 * 1,5 m}{0,0126m} \right) - 1 \right) = 18,65 \Omega$$

La resistencia al ser menor que 40 ohm, es aceptable la elección de las dimensiones de la jabalina.

5.1.11.1.2. Selección de jabalinas (1-A-SGF-PAT-JA)

La jabalina tiene las siguientes características.

Material	Denominación	Diámetro	Longitud	Marca	Norma IRAM
Acero - cobre	L1415-250	12,6 mm (1/2")	1,5 m	FACBSA	2309

Tabla 6

5.1.11.1.3. Conductor de protección

Citando la subcláusula "771.18.5.6: Conductor de protección" del reglamento AEA 90364 (2006, pág. 128).

La puesta a tierra de las partes conductoras accesibles (masas eléctricas) se realizará por medio de un conductor, denominado "conductor de protección" (PE) de cobre electrolítico aislado (ver nota 1) conforme a normas IRAM NM 247-3, IRAM 2178, IRAM 62266 o IRAM 62267, que recorrerá la instalación integralmente (...).

Su sección nominal mínima deberá seleccionarse de entre los valores de la Tabla 771.18.111. En ningún caso la sección del conductor de protección será menor que 2,5 mm.

Sección nominal de los conductores de línea (mm ²)	Sección nominal del conductor de protección (mm ²)
S ≤ 16	S
16 ≤ S ≤ 35	16

Tabla 7

5.1.11.1.4. Selección de conductores (1-X-SXX-PAT-PE)

Se consideran los distintos sistemas, dentro de la planta fotovoltaica, adonde se conectaran a tierra diferentes dispositivos.

- Sistema de generación
En este caso la sección elegida del conductor de protección PE, será 10 mm². Estará conectado como medida de protección a las masas eléctricas de la planta fotovoltaica, incluyendo los siguientes elementos: marcos metálicos de los paneles solares, canalizaciones de cables (si estos fueran metálicos), caja de conexiones de la planta.
- Sistema de carga de baterías
En este sistema, el conductor tiene una sección de 35 mm², por lo que teniendo en cuenta la tabla 6, la sección del conductor de protección será 16 mm².
- Sistema de inversión
Aquí la instalación ya pasa a ser de corriente alterna, la sección del conductor saliente de los inversores es de 4 mm².

Estos conductores serán conectados a tierra con la jabalina enterrada verticalmente antes calculada. Los conductores serán del tipo unipolar, de la marca Prysmian.

5.1.11.1.5. Conexión de las masas eléctricas

Citando el reglamento AEA 90364, subcláusula "771.18.5.7: Conexión de las masas eléctricas".

Para asegurar su efectiva puesta a tierra, se realizara la conexión de todos los elementos metálicos con el conductor de protección, para lo cual todas las cajas metálicas, canalizaciones metálicas, los tableros y equipos deberán disponer de bornes o barras de tierra claramente identificados, ya sea con el símbolo (⊕) que se corresponde con el símbolo N° 5019 de IEG 60417, o con las letras PE o por la combinación-bicolor verde y amarillo.

En las cajas y gabinetes construidos en material aislante con partes metálicas accesibles que puedan quedar con tensión por una falla de aislación o por el desprendimiento de un conductor, el conductor de protección deberá conectarse a la barra de tierra prevista e identificada a ese efecto. Para el caso específico de las cajas y gabinetes construidos en material aislante y que posean cerradura metálica, no será necesario poner ésta a tierra.

5.1.11.2. Resumen de datos

ITEM	JABALINA	CONDUCTORES	SISTEMA	ELEMENTOS INTERCONECTADOS A TIERRA
SECCIÓN	12,6	10	DE GENERACIÓN	Paneles fotovoltaicos
CANTIDAD	1	1		Estructura de soporte
LONGITUD	1,5	20		Canalizaciones (si son metálicas)
MATERIAL	Acero cobre	COBRE		Caja de conexiones
ITEM	JABALINA	CONDUCTORES	DE CARGA DE BATERÍAS	Baterías
SECCIÓN	12,6	16		
CANTIDAD	1	1		
LONGITUD	1,5	5		
MATERIAL	Acero cobre	Cobre		

ITEM	JABALINA	CONDUCTORES	DE INVERSIÓN	Inversores
SECCIÓN	12,6	4		Base de tablero eléctrico
CANTIDAD	1	1		
LONGITUD	1,5	3		
MATERIAL	Acero cobre	Cobre		

Tabla 8

5.2. LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

5.2.1. INTRODUCCIÓN

Se hará el cálculo geométrico y mecánico de conductores y estructuras para una línea de 13,2 KV, con disposición triangular de conductores, una fase superior en la cima del poste y dos inferiores, con soportes de madera de eucalipto tratado con perseverantes, y ménsulas de madera también. No contará con hilo de guardia. Y se proyectará por una zona rural, en el departamento Tala, provincia de Entre Ríos.

Las características de la línea son:

Tensión de servicio:	13,2 KV
Vano:	100 m
Conductor:	Aleación de Aluminio 25 mm ² .
Hilo de guardia:	no se utiliza
Altura mínima al suelo:	5,5 m

Postes: los de suspensión o alineación serán de madera de eucalipto. Estos se calculan de igual manera que los postes de hormigón. Las ménsulas también son de madera. Las estructuras de retención serán de hormigón y no habrá cambio de ángulo en la línea.

Aisladores: se usan campana en general, a rótula en las retenciones.

Fundaciones: los postes de madera se implantan directamente en el suelo. Los de hormigón tendrán fundaciones de hormigón.

5.2.1.1. ESTADOS CLIMÁTICOS

Estado N°	Temperatura	Viento
1	45 °C	0 Km/h
2	-10 °C	0 Km/h
3	15 °C	140 Km/h
4	-5 °C	30 Km/h
5	16 °C	0 Km/h

Tabla 9

5.2.1.2. AISLADORES

Especificaciones según norma IRAM 2077. Estos pueden ser de porcelana o vidrio templado

- Aislación rígida: 1 aislador rígido R11 (MN3)
- Cadena de retención simple: 1 cadena de 2 aisladores S12 (MN 11)

5.2.1.3. TENSIONES MÁXIMAS ADMISIBLES

Estas varían según el material, el tipo de formación del cable y el estado climático. Para este caso son:

Estado N°	Tensión máxima admisible (Kg/mm ²)
1	12
2	12
3	12
4	12
5	4,4

Tabla 10

5.2.1.4. CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES

CONDUCTOR		CARACTERÍSTICAS				
Material	Sección nominal	Sección real (mm ²)	Diámetro exterior (mm)	Masa total aprox. (Kg/km)	Formación normal	Módulo de elasticidad (Kg/mm ²)
ALEACIÓN DE ALUMINIO – IRAM 2212	25	25,41	6,45	69,5	1x7	6000
	35	34,91	7,56	95,5		
	50	50,14	9,06	137,1	1x19	5700
	50	51,07	9,25	140,4		

Tabla 11

5.2.2. CONDUCTORES

5.2.2.1. CALCULO MECÁNICO

Consiste en determinar el tiro máximo y la flecha de los conductores, considerando las tensiones máximas para cada estado climático.

Se realizó con el software CAMELIA. Los valores ingresados en el software son:

- Material del cable: Aluminio.
- Sección: 25 mm²
- Zona Climática: C
- Vano: 100 m.
- Estado básico: (V). De temperatura media anual.
- Tensión máxima: 4,4 kg/mm².

Se modifica la velocidad del viento para el estado III, el cual pasa de 110 km/h a 140 km/h.

Se eligió como estado climático base el de temperatura media anual (V), ya que será el estado más desfavorable debido a la aparición de esfuerzos dinámicos (vibraciones) a la que estarán expuestos los conductores en la mayoría de la vida útil, factor crítico en el cálculo.

Se estableció la tensión máxima admisible para este estado, verificándose las tensiones en los demás para ver si estaban dentro de los valores admisibles. En base a la bibliografía utilizada, los valores admisibles son:

- 12 Kg/mm² para los estados del I al IV.

- 4,4 Kg/ mm² para el estado V (o de temperatura media anual).

Los resultados obtenidos para los tiros y las flechas se pueden ver en la imagen siguiente.

C:\Users\HERNN~1\Desktop\EGRUPO~1\OPCION22.EXE

CALCULO TIRO Y FLECHA DE CONDUCTORES								
ESTADO CLIM.	TEMPER. Grados C°	UIENTO Km/h	HIELO mm	TENSION Kg/mm ²	TIRO Kg	F L E C H A		
						TOTAL	HORIZ.	VERTI.
1	45	0	0	2.48	62	1.38	0.00	1.38
2	-10	0	0	7.37	187	0.46	0.00	0.46
3	15	140	0	11.91	302	2.28	2.27	0.29
4	-5	30	0	6.79	172	0.54	0.18	0.50
5	16	0	0	4.40	111	0.78	0.00	0.78

DESEA GRABAR LOS RESULTADOS (S/N) _

AyEE	AL. - AL.	25 m.m. ²	ZONA -C-	ESTADO 5	T.M.A. 4.40	UANO 100.00
------	-----------	----------------------	----------	----------	-------------	-------------

Ilustración 22 – Cálculos con Camelia

Los datos más relevantes obtenidos para los posteriores cálculos son:

- Flecha vertical máxima: 1,38 m.
- Tiro en la cima: 302 Kg.

5.2.2.2. SELECCIÓN DEL CABLE (CÓDIGO 2-D-ET00/ETXX-CFR/CFS/CFT)

Se selecciona por catálogo el siguiente conductor:

- Marca: PRYSMIAN
- Modelo: Prysal.
- Sección: 25 mm².
- Material: aleación de aluminio.
- Diámetro exterior: 6,5 mm.
- Carga de rotura: 723,9 Kg.

Cuerda desnuda de Aleación de Aluminio



NORMAS DE REFERENCIA

DESCRIPCION

PRYSAL

IRAM 2212

CONDUCTOR

Metal: Alambres de aleación de aluminio (otros temple bajo pedido).

Forma: cuerdas redondas.

Formación: según IRAM 2212 (u otras bajo pedido)

7

19

37

61

Ilustración 23 – Conductor de línea

5.2.2.3. LONGITUD DEL CONDUCTOR

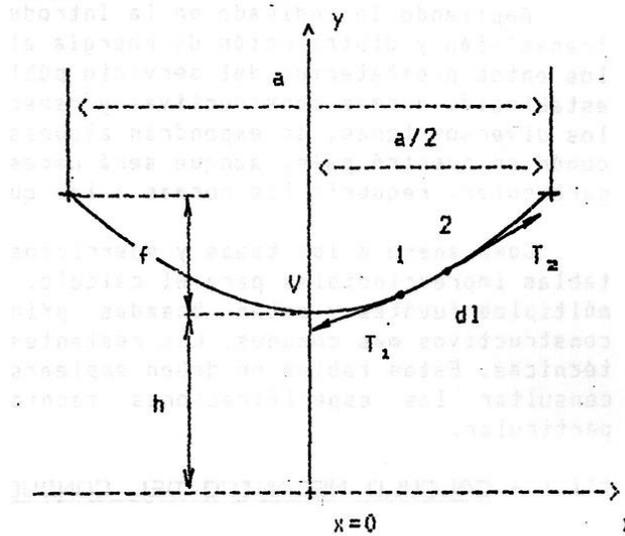


Figura III-1

Ilustración 24 – Longitud de conductor

En base a desarrollo matemático de ecuaciones e integraciones, la fórmula para determinar la longitud de un conductor es la siguiente:

$$L = a + \frac{8 * f^2}{3 * a}$$

Siendo: a, el vano y f, la flecha. En la práctica la longitud coincide con el vano, en este caso sería 100 m. Reemplazando valores para corroborar:

Según la norma DIN – VDE 0210, para aisladores de perno fijo, se debe dimensionar el aislador ante la carga máxima que va a estar sometido, verificando con un factor de 2,5 veces dicha carga, la cual debe ser menor a la carga de rotura del mismo.

- Carga sobre el aislador:

$$Carga = T_{max}[kg] * 2,5 = [kg]$$

$$Carga = 302[kg] * 2,5 = 755 kg$$

5.2.3.1.1. Selección de aisladores (Código 2-D-EAxx-CFx-AISxx)

Se selecciona uno de las siguientes características:

- Marca: FAPA.
- MODELO: PRT 15 F.
- Tipo: campana.
- Material: porcelana.

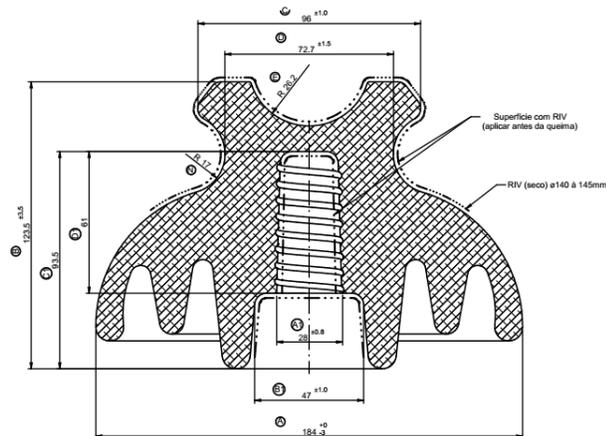


Ilustración 26 – Aislador elegido

Se verifican la carga y las dimensiones:

- Carga Mecánica de Rutina = 1122 kg > 755 kg
- Distancia fase a tierra (Lft) = 159 mm > 90 mm
- Línea de fuga o contorno (leakage) = 305 mm > 212 mm

VERIFICA
VERIFICA
VERIFICA

5.2.3.2. CÁLCULO GEOMÉTRICO

Se utilizan postes de eucalipto, tratados con persevantes para prolongar su vida útil. Este tipo de postes se utiliza en trazados de líneas para zonas rurales debido al menor costo.

Una imagen de un poste de alineación con sus componentes se puede apreciar a continuación.

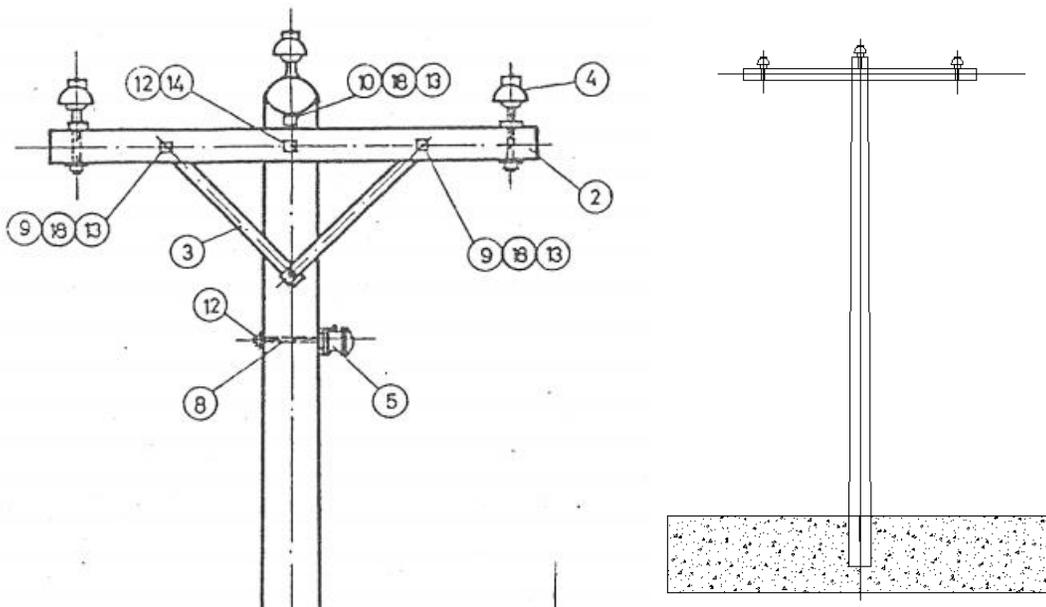


Ilustración 27 – Poste de alineación

5.2.3.2.1. Distancia entre fases

Esta distancia es la que se considera de seguridad en el medio del vano, donde los conductores están sometidos a la carga del viento.

La altura libre mínima entre fase y tierra para zona rural debe ser de 5,5 m. La distancia entre conductores se calcula aplicando la siguiente expresión:

$$Dc = K * \sqrt{L + f} + \frac{U}{150} = [m]$$

Siendo:

- K: es un factor determinado en función del material y sección del conductor y de su disposición geométrica. En este caso se toma como la disposición de los conductores es en forma triangular, con dos en el mismo plano horizontal, K = 0,95.
- f: es la flecha vertical máxima del conductor en el estado 1. Aquí el valor es: f = 1,38 m.
- L: es la longitud de la parte articulada de la cadena de aisladores. Para aisladores de perno, cadenas de anclaje, o line post, se tomará como L = 0. En este caso los aisladores son de perno por lo que se toma como L = 0.

De esta manera, la distancia mínima entre fases será:

$$Dc = 0,95 * \sqrt{0 + 1,38 m} + \frac{13,2 KV}{150} = 1,20 m$$

Se toma 1,20 m como la distancia entre conductor de fase central y uno de los laterales. Además este dato nos sirve para seleccionar la ménsula.

5.2.3.2.2. Selección de la cruceta (Código 2-D-EAxx-CRU)

Por norma se recomienda crucetas MN110 o MN111.

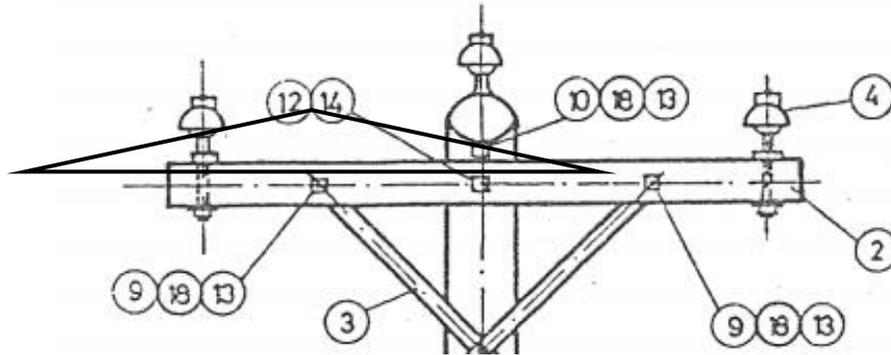
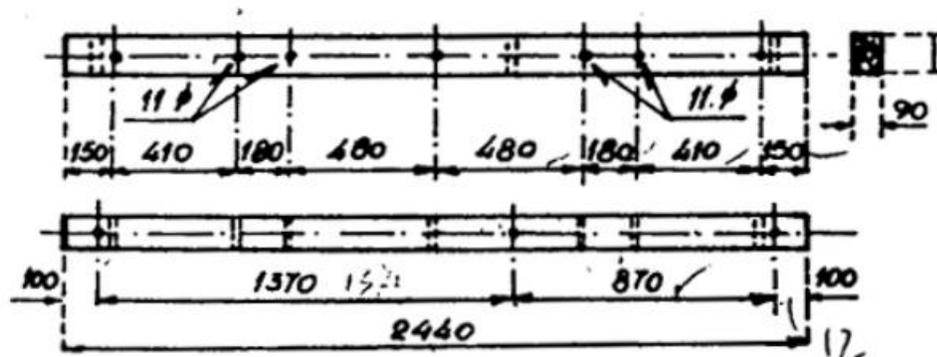


Ilustración 28

Esta medida sirve para conocer el tamaño de la ménsula y poder elegir una con las siguientes características:

- Material: madera de lapacho.
- Designación: MN 111.
- Longitud total: 2440 mm.
- Distancia entre conductores inferiores: 2240 mm.



MN. 111

CRUCETA CENTRAL LARGA.

CRUCETA PARA LINEAS DE TRANSMISION

Ilustración 29

5.2.3.2.3. *Altura del poste*

Para distribución en media tensión, se acostumbra a usar postes de madera de eucalipto tratados con preservantes, y las alturas habituales que se utilizan son de entre 8 y 12 mts.

La altura libre del poste (h) será igual a la suma de la altura libre mínima del conductor neutro sobre el suelo, más la flecha de dicho conductor, más la distancia mínima entre el conductor neutro y el de fase.

Las distancias mínimas admisibles para zonas rurales, campos, estancias, huertas, viñedos, cañaverales, etc. La altura libre al nivel del suelo es 5,5 m. Este dato es importante para dimensionar geoméricamente la estructura.

Se calcula teniendo en cuenta la altura libre al suelo, más la flecha de los conductores.

- Altura libre del poste

$$H_{lp} = h_l + f_{m\acute{a}x}$$

Siendo:

- H_l : altura libre conductor a tierra
- F_{max} : flecha máxima.

$$H_{lp} = 5,5m + 1,38 m = 6,88 m$$

La altura libre mínima debe ser 6,88 m. El valor más próximo estandarizado en diferentes catálogos de postes es 7,5 m de altura libre, la longitud total es 9 m.

5.2.3.2.4. *Selección del poste (Código 2-D-EAxx-PO)*

En base a los cálculos geoméricos anteriores se elige un poste de las siguientes características:

- Longitud total: 9 mts.
 - Altura libre o útil: 7,5 m.
 - Diámetro en la cima: 13 cm.
 - Conicidad: 5 mm / m.
 - Carga mínima admisible: 500 Kg.
- Verificación de empotramiento

Para el empotramiento del poste en el suelo, se recomienda por norma que sea el 10% de la longitud total, sumándole unos 60 cm. De esta forma se puede conocer la altura total necesaria del poste.

$$e = 0,1 * h_t + 0,60 m$$
$$e = 0,1 * 9 m + 0,60 m = 1,50 m$$

El empotramiento mínimo es 1,50 m, valor que el proveedor de postes recomienda. Se debe realizar el cálculo mecánico para conocer las cargas que deberá soportar el poste para determinar su tamaño definitivo.

5.2.3.3. CÁLCULO MECÁNICO

El objeto del cálculo mecánico de los postes es llegar a determinar el tiro equivalente en la cima, debido a la acción de las fuerzas a que van a estar sometidos, en función de las condiciones que deberá cumplir.

En la imagen se puede ver algunas de las fuerzas actuantes en los distintos elementos de la estructura.

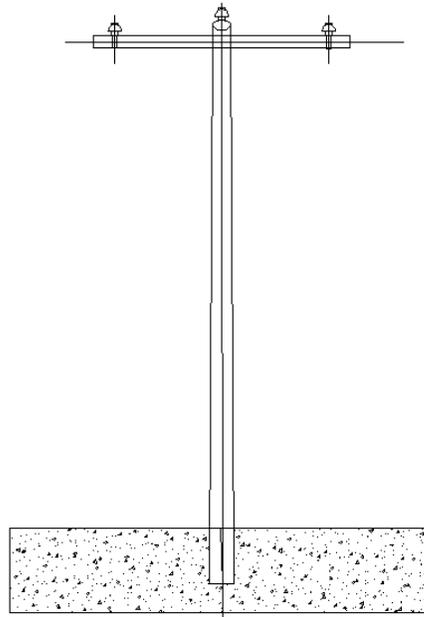


Ilustración 30

5.2.3.3.1. Hipótesis Normales.

Hipótesis normal 1:

Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre las semilongitudes de los conductores de ambos vanos adyacentes.

A continuación se procede al cálculo de las cargas.

Cargas permanentes:

No se consideran ya que la disposición de los conductores es simétrica con respecto al poste.

Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre las semilongitudes de los conductores de ambos vanos adyacentes.

Haciendo una sumatoria de los momentos que actúan sobre el poste de acuerdo al diagrama:

$$F_v * (h_{lp} - 0,60) = 2 * (F_{va} + F_{vc}) * h_{cfs} + (F_{va} + F_{vc}) * h_{cfs} + (f_{va} + F_{vc}) * h_{cn}$$

Siendo:

F_v : Fuerza resultante del viento máxima

F_{va} : Fuerza del viento sobre los aisladores

F_{vc} : Fuerza del viento sobre los conductores

h_{lp} : Altura libre del poste

h_{cr} : Altura de la cruzeta

h_{cn} : Altura del neutro

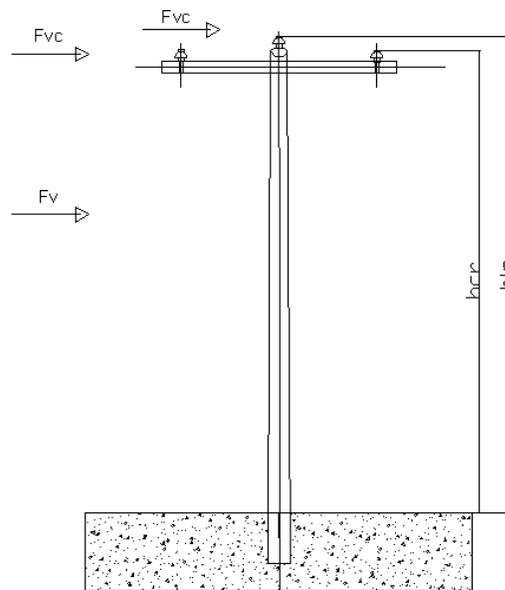


Ilustración 31

En los postes de madera, la resistencia a las fuerzas de trabajo se calcula como si éstas fuesen aplicadas a 60 cm de la cima del poste, por lo que en la ecuación se le resta esa medida a la altura libre.

Fuerza del viento sobre aisladores:

$$F_{va} = 6 \text{ kg}$$

Fuerza del viento sobre los conductores:

$$F_{vc} = C * K * \frac{V^2}{16} * \left[0,6 + \frac{80}{a_m} \right] * d * a_m$$

Siendo:

K se obtiene de TABLA I-3 [2]. Considerando una velocidad mayor a 110 km/h corresponde un $K=0,75$.

C es coeficiente de presión dinámica, y se obtiene de TABLA 6 VDE 0210/85. Para conductores de diámetro hasta 12,5 mm corresponde $C = 1,2$.

V se considera $140 \text{ km/h} = 38,88 \text{ m/s}$.

d: es el diámetro del conductor. Es igual a $6,45 \text{ mm}$.

El término encerrado entre corchetes se considera 1 cuando el vano medio " a_m " es menor a 200 m .

am: es el vano de la línea, 100 m .

Así, la fuerza del viento sobre los conductores es:

$$F_{vc} = 1,2 * 0,75 * \frac{\left(38,88 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{16} * 1 * 0,00645 \text{ m} * 100 \text{ m}$$

$$F_c = 55 \text{ kg}$$

Se calcula la fuerza producida por el viento, en aisladores, conductores y cable de guardia.

$$F_{vac} = \frac{2 * (F_{va} + F_{vc}) * h_{cfs} + (F_{va} + F_{vc}) * h_{cfs}}{h_{lp} - 0,6}$$

$$F_{vac} = \frac{2 * (6 + 55 \text{ kg}) * 7,7 \text{ m} + (6 + 55 \text{ kg}) * 7,5 \text{ m}}{7,5 \text{ m} - 0,6 \text{ m}}$$

$$F_{vac} = 202 \text{ kg}$$

Ahora se debe obtener la fuerza que aplica el viento sobre el poste.

La carga sobre postes, se calcula por la siguiente fórmula:

$$F_{vp} = \frac{C * V^2}{16} * \frac{h_{lp} * (2 * d_{pc} + d_{pb})}{6}$$

Siendo:

C es el coeficiente de presión dinámica, depende de la superficie del elemento y se encuentra en TABLA 6 VDE 0210/85 [2]. Para un poste de hormigón armado de sección circular $C=0,7$.

V es la velocidad del viento en m/s , $V = 38,88 \text{ m/s}$.

d_{pc} es el diámetro en la cima del poste, según el poste seleccionado, es $0,13 \text{ m}$.

d_{pb} es el diámetro en la base del poste, se calcula siguiendo el apunte [2]. Teniendo en cuenta una conicidad de 5 mm por cada 1 m de altura.

$$d_{pb} = d_{pc} + 0,005 * h_{lp} = 0,13 \text{ m} + 0,005 * 7,5 \text{ m} = 0,1675 \text{ m}$$

Se calcula entonces la fuerza del viento sobre el poste:

$$F_{vp} = \frac{0,7 * \left(38,88 \frac{m}{s}\right)^2}{16} * \frac{7,5 m * (2 * 0,13 m + 0,1675 m)}{6}$$

$$F_{vp} = 36 kg$$

Una vez obtenidos todos los esfuerzos individuales, podemos hallar la fuerza total de ésta hipótesis:

$$F_{HN1} = F_{vac} + F_{vp}$$

Siendo:

F_{HN1} : Fuerza total hipótesis normal 1

F_{vc} : Fuerza del viento máxima sobre conductores

F_{vp} : Fuerza del viento sobre el poste

Entonces la fuerza total hipótesis normal 1 será:

$$F_{HN1} = 202 kg + 36 kg$$

$$F_{HN1} = 238 kg$$

De esta manera, el tiro en la cima queda definido por la hipótesis normal 1:

$$T_c = F_{HN1} = 238 kg$$

Para realizar la selección del poste desde el aspecto de resistencia mecánica, debemos afectar el tiro en la cima calculado anteriormente por un coeficiente de seguridad para hipótesis normales que oscila entre 2 y 3 según la norma VDE.

Verificando el coeficiente de seguridad del poste:

$$\eta = \frac{C_R}{T_c} = \frac{500 Kg}{238 Kg} = 2,11$$

El poste seleccionado es acorde ante las hipótesis de carga normales. Ahora se debe verificar ante las condiciones excepcionales.

5.2.3.3.2. Hipótesis excepcionales.

Hipótesis excepcional 1:

Peso propio y cargas permanentes

Disminución unilateral de la tracción de un conductor a la mitad de la tensión máxima.

Cargas permanentes:

No existen cargas desequilibrantes.

Disminución unilateral de la tracción de un conductor a la mitad de la tensión máxima.

La altura del conductor que produce la sollicitación más desfavorable es aquel que presenta la mayor distancia desde la ubicación del mismo hasta la base del poste, es decir uno de los ubicados en la cruceta.

Ante la rotura de un cable se producirá una combinación de momento flector y torsor al mismo tiempo, por lo que se debe calcular, según la hipótesis de Rankine, el momento reducido que componen ambos momentos.

Con la altura del cable y el tiro máximo pasamos a calcular el momento flector al que estará sometido el poste según este caso.

$$M_f = 0,5 * T_{m\acute{a}x} * h_{cr} = 0,5 * 302 \text{ kg} * 7,3\text{m} = 1103 \text{ Kgm}$$

Ahora resta calcular el momento torsor que ocasionaría esta excepción. El mismo está dado por el tiro máximo y la longitud de la ménsula.

$$M_t = 0,5 * T_{m\acute{a}x} * l_m = 0,5 * 302 \text{ kg} * 1,1 \text{ m} = 166 \text{ kgm}$$

Con el cálculo de los momentos (flector y torsor) realizamos la composición del momento resultante según página 67 [1]:

$$M_R = \frac{1}{2} * \left(M_f + \sqrt{M_f^2 + M_t^2} \right)$$

$$M_R = \frac{1}{2} * \left(1103 \text{ kgm} + \sqrt{(1103 \text{ kgm})^2 + (166)^2} \right) = 1104 \text{ kgm}$$

Con este momento resultante, se halla la fuerza equivalente que produce el mismo, trasladada a 60 cm de la cima del poste, como se calculan estos postes:

$$F_{eq-cima} = \frac{M_R}{h_{lp}} = \frac{1104 \text{ kgm}}{7,5 - 0,6 \text{ m}} = 160 \text{ kg}$$

Para finalizar con esta etapa del cálculo, se debe realizar la composición vectorial de la fuerza equivalente y las cargas permanentes (Tiro total en la cima para la hipótesis excepcional 1):

$$T_{total-cima} = \sqrt{F_{eq-cima}^2 + F_d^2}$$

$$T_{total-cima} = \sqrt{(160 \text{ kg})^2 + (0)^2} = 160 \text{ kg}$$

Verificación del coeficiente de seguridad

Para finalizar, debemos encontrar cual es el valor de coeficiente de seguridad al que se encuentran los postes. Se relaciona la carga de rotura con el tiro más desfavorable en la cima antes calculado.

$$\eta = \frac{C_R}{T_{total-cima}} = \frac{500 \text{ kg}}{160 \text{ kg}} = 3,125$$

Con esto verificamos que el coeficiente de seguridad que presentan los postes está dentro del rango que exige la norma ($\eta=1,5$ a 2). Finalmente se puede asegurar que el poste seleccionado es correcto.

5.2.3.4. GEOMETRÍA FINAL

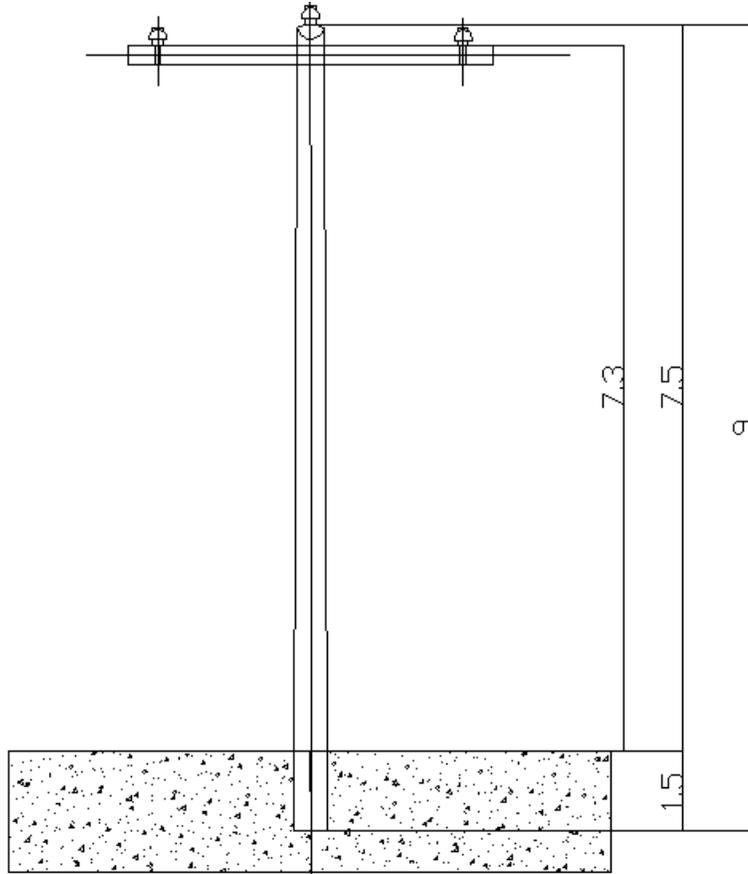


Ilustración 32

5.2.4. POSTE DE RETENCIÓN

Se consideran estos postes para darle estabilidad a la línea. Habrá uno de ellos cada 1500 m con el objetivo de formar puntos de fijación de la línea en caso de haber algún evento extraordinario como corte de conductores.

Estos postes son simples ya que el ángulo de línea cambiará hasta 5°, considerando que el terreno no tiene cambios abruptos por lo que no es necesario un ángulo mayor.

Para este cálculo se utilizarán los mismos datos obtenidos que se utilizaron para calcular el poste de suspensión, los valores de tiro, flecha y fuerzas del viento sobre los conductores.

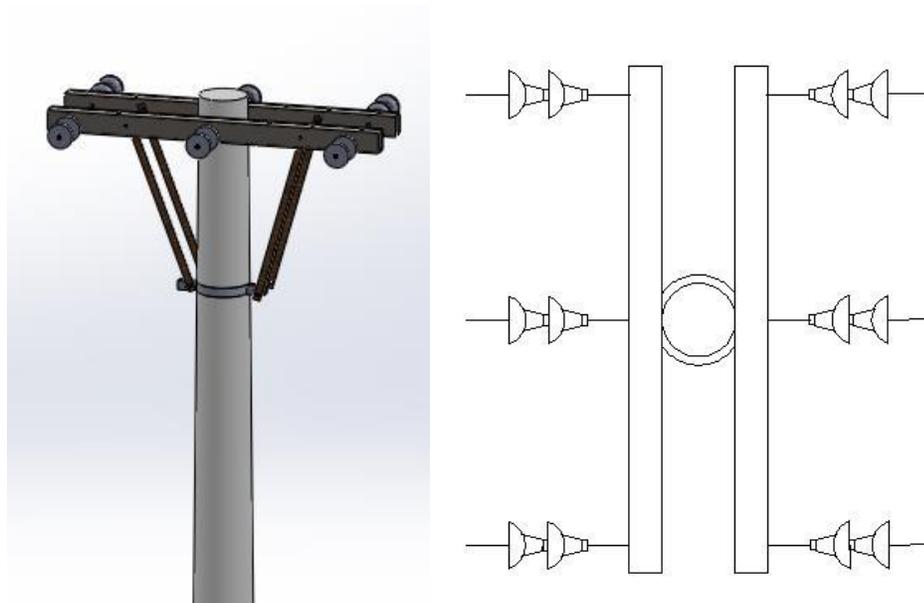


Ilustración 33 – Poste de retención

5.2.4.1. CÁLCULO DE AISLADORES

Los aisladores de retención serán de clase S12 (MN 11 a rótula) debiendo formar cadenas con un mínimo de 2 aisladores.

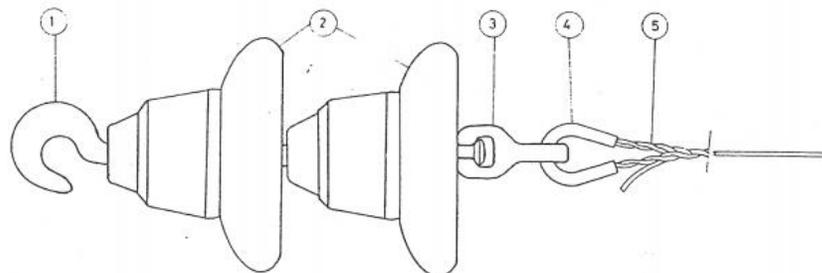


Ilustración 34 – Cadena de aisladores

La carga mecánica que deberán soportar los aisladores de una cadena de retención, no será inferior a 3,12 veces el valor de la mayor fuerza a que se hallan sometidos. En este caso, la fuerza a considerar es el tiro máximo.



Ilustración 35 – Aislador de cadena de retención

La carga sobre el aislador es:

$$\begin{aligned} \text{Carga} &= T_{\text{máx}}[\text{kg}] * 3,12 \\ \text{Carga} &= 302 \text{ kg} * 3,12 = 942 \text{ kg} \end{aligned}$$

Cantidad de aisladores:

$$N^{\circ} \text{ aisladores} = \frac{16 \frac{\text{mm}}{\text{KV}} * U}{\text{Dist}_{\text{fuga aisl}}} = \frac{16 * 13,2}{185} = 1,2 \cong 2$$

La línea de fuga a tierra o distancia entre fase y tierra (Lft) ya fue calculada antes.

$$\text{Lft} = 13,2 \text{ KV} / 150 = 0,09 \text{ m} = 90 \text{ mm}.$$

5.2.4.1.1. Selección de aislador (Código 2-D-ERxx-CFx-AISxx)

Se selecciona uno de las siguientes características:

- Marca: FAPA.
- MODELO: ALS 165.
- Tipo: de suspensión con acoplamiento a rótula.
- Material: porcelana.
- Distancia de fuga: 165 mm.
- Carga de falla: 70 KN.

Verificando la carga y la línea de fuga.

Carga de falla: 7140 Kg > 1336 Kg

VERIFICA

Línea de fuga a tierra (Lft): 185 mm > 90 mm

VERIFICA

5.2.4.2. CÁLCULO GEOMÉTRICO

Como este tipo de soporte difiere de los de suspensión, no se puede adoptar las mismas dimensiones por lo que es necesario realizar el cálculo del cabezal. Además como la sujeción de los conductores a este tipo de soporte se hace de manera distinta a los primeros calculados, se pueden reducir las dimensiones.

5.2.4.2.1. Altura del poste

Para el cálculo de la altura libre del poste H_{lp} se deben conocer los siguientes valores:

F_{vm} = flecha vertical máxima.

D_{cfn} = distancia entre fases y neutro.

H_{lss} = altura mínima libre del conductor al suelo.

$$H_{lp} = H_{lss} + f_{vm}$$

$$H_{lp} = 5,5m + 1,38m = 6,88 m$$

De igual manera que el poste de suspensión, se adopta un poste de 9 m de altura total que le corresponde 7,5 m de altura libre.

5.2.4.2.2. Selección del poste (Código 2-D-ERxx-PO)

En base a los cálculos geométricos anteriores se elige un poste de las siguientes características:

Longitud total: 9 mts.

Altura libre o útil: 7,5 m.

Diámetro en la cima: 26 cm.

Conicidad: 15 mm/m.

5.2.4.3. CÁLCULO MECÁNICO

5.2.4.3.1. Hipótesis normales

Hipótesis normal 1

Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre la estructura, los elementos de cabecera y conductores en la semilongitud de los vanos adyacentes.

Resultante de los tiros máximos de todos los cables para el Estado de máximo viento.

Cálculo de las cargas

Cargas permanentes

Estas ejercerían efecto sobre la estructura si estuviesen ubicadas de forma asimétrica, provocando un desequilibrio, pero en este caso no, por lo que no se consideran.

Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre la estructura, los elementos de cabecera y conductores en la semilongitud de los vanos adyacentes.

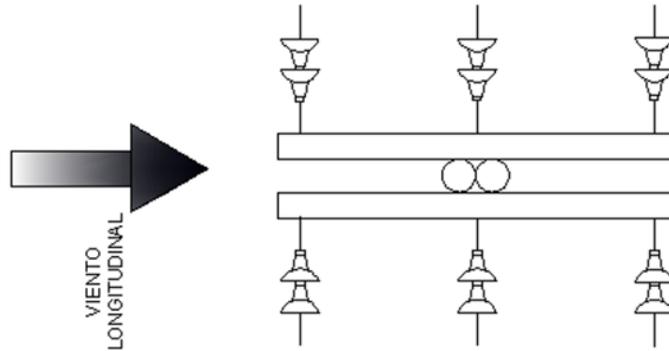


Ilustración 36 – Hipótesis normal 1

Fuerza del viento sobre los postes (FvpL)

$$F_{vp1} = C \times \left(\frac{v^2}{16}\right) \times \frac{1}{6} \times Hlp \times (2\phi_c + \phi_b)$$

Siendo:

 ϕ_c =Diámetro en la cima del poste= 0,26 m. ϕ_b =Diámetro en la base.

C=0,7 (Postes de madera, de sección circular).

$$\phi_b = \phi_c + 1,5 \frac{cm}{m} \times Hlp$$

$$d_{pb} = d_{pc} + 0,015 * h_{lp} = 0,26m + 0,015 * 7,5 m = 0,3725 m$$

Entonces la fuerza del viento sobre el poste es:

$$F_{vp} = \frac{0,7 * \left(38,88 \frac{m}{s}\right)^2}{16} * \frac{7,5 m * (2 * 0,26 m + 0,32 m)}{6}$$

$$F_{vp} = 75 kg$$

Sobre el poste más alejado, el viento es despreciable.

Fuerza del viento sobre el cable (Fvc)

$$F_{vc} = C * K * \frac{V^2}{16} * \left[0,6 + \frac{80}{a_m}\right] * d * a_m$$

$$F_{vc} = 1,2 * 0,75 * \frac{\left(38,88 \frac{m}{s}\right)^2}{16} * 1 * 0,00645m * 100 m$$

$$F_c = 55 kg$$

Fuerza del viento sobre los aisladores. Fva= 6 Kg. (Sacado de tabla IV-4 Pág. 65 [1]).**Fuerza del viento sobre las crucetas:** este valor se considera despreciable.

Finalmente como tenemos el valor de fuerza que incide en cada componente, sólo nos queda afectarlos por la altura donde se encuentra cada parte. Diciendo esto exponemos que el efecto que producen están fuerzas son momentos flectores al poste con respecto a su base.

$$F_v = \frac{3 * (F_{va} + F_{vc}) * h_{cf}}{h_{lp} - 0,6} = \frac{3 * (6 + 55 \text{ kg}) * 7,5 \text{ m}}{7,5 \text{ m} - 0,6 \text{ m}}$$

$$F_v = 199 \text{ Kg}$$

Resultante de los tiros máximos de todos los cables para el Estado de máximo viento.

$$\sum T_y = 2 \times \sin \frac{\alpha}{2} \times \frac{3 \times T_{max} \times H_{cr}}{H_{lp} - 0,6}$$

$$\sum T_y = 0$$

Ahora sumamos todas las cargas para esta hipótesis:

$$F_l = F_{vp1} + F_v$$

$$F_l = 75 + 199 \text{ Kg} = 274 \text{ Kg}$$

Hipótesis normal 2

Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre la estructura y elementos de cabecera.

Dos tercios de los tiros unilaterales máximos de todos los cables.

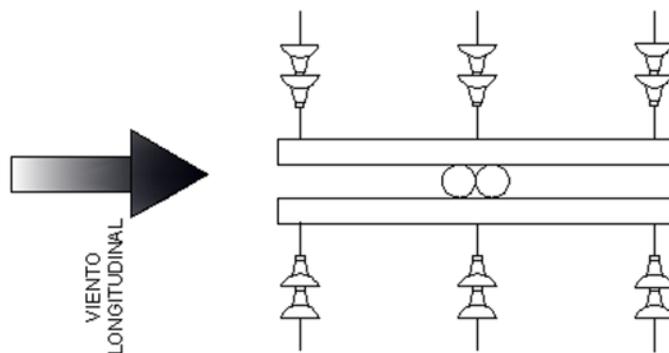


Ilustración 37 – Hipótesis normal 2

Fuerza del viento longitudinal sobre los postes (FvpL)

Calculado en la hipótesis anterior.

$$F_{vp} = 75 \text{ kg}$$

Fuerza del viento sobre los aisladores. $F_{va} = 6 \text{ Kg}$. (Sacado de tabla IV-4 Pág. 65 [1]).
Fuerza del viento sobre las crucetas: este valor se considera despreciable.

La carga del viento sobre la estructura y elementos de cabecera es 49 Kg.

Dos tercios de los tiros unilaterales máximos de todos los cables

$$T = \frac{2}{3} \times \frac{3 \times (T_{max}) \times H_{cr}}{H_{lp} - 0,6}$$

$$T = \frac{2}{3} * \frac{3 * 302 \text{ Kg} * 7,5\text{m}}{7,5 - 0,6 \text{ m}} = 656 \text{ kg}$$

Sólo nos queda hacer la sumatoria de fuerzas en cada dirección para poder obtener la fuerza equivalente.

Fuerza transversal (x-x) $F_t = T_y = 656 \text{ Kg}$

Fuerza longitudinal (y-y): $F_l = F_{vp} + F_{va} = 75 + 6 = 81 \text{ Kg}$

Como las fuerzas actuantes tienen diferentes direcciones, debemos calcular su resultante, la cual será la fuerza total de esta hipótesis:

$$F_{HN2} = \sqrt{F_t^2 + F_l^2} = \sqrt{656^2 + 81^2} \text{ Kg} = 661 \text{ Kg}$$

Finalmente se puede dimensionar el poste, afectando el valor de la carga por el coeficiente de seguridad.

$$\eta = \frac{C_R}{T_c} = \frac{1400 \text{ Kg}}{661 \text{ Kg}} = 2,10$$

Luego de esto nos queda verificar la estructura mediante el análisis ante las hipótesis de cargas excepcionales.

5.2.4.3.2. Hipótesis excepcionales

Hipótesis excepcional 1

Peso propio y cargas permanentes.

Anulación unilateral de la tracción de **un conductor** a la tensión máxima

La resultante de los tiros máximos de **los demás conductores**.

Cálculo de cargas.

Anulación unilateral de la tracción de un conductor a la tensión máxima.

$$F_t = \frac{(T_{max}) \times H_{cr}}{h_{lp} - 0,6}$$

$$F_t = \frac{(302 \text{ Kg}) * 7,5 \text{ m}}{7,5 - 0,6 \text{ m}} = 328 \text{ Kg}$$

Como se ve es mayor el efecto del conductor, debido a ello procedemos a calcular los momentos flector y torsor que produce.

$$\text{Momento flector: } M_f = T_{max} * H_{lp} = 302 \text{ Kg} * 7,5 \text{ m} = 2265 \text{ Kgm}$$

$$\text{Momento Torsor: } M_t = T * L_m = 302 \text{ Kg} * 1,1 \text{ m} = 332 \text{ Kgm}$$

Momento compuesto Fórmula de RANKINE:

$$M = \frac{1}{2} \left(M_f + \sqrt{M_f^2 + M_t^2} \right)$$

$$M = \frac{1}{2} \left(2265 \text{ Kgm} + \sqrt{(2265 \text{ Kgm})^2 + (332 \text{ Kgm})^2} \right) = 2277 \text{ Kgm}$$

Cálculo de la fuerza actuante en la cima.

$$F_{cc} = \frac{M}{H_{lp}} = \frac{2277 \text{ Kgm}}{7,5 - 0,6 \text{ m}} = 330 \text{ Kg}$$

La resultante de los tiros máximos de los demás cables.

Procedemos a calcular:

$$T_c = \frac{2 * T_{mxc} * H_{cr}}{H_{lp} - 0,6} = \frac{2 * 302 \text{ Kg} * 7,5 \text{ m}}{7,5 - 0,6} = 656 \text{ Kg}$$

Haciendo la sumatoria de fuerzas en cada dirección para conocer el valor total equivalente.

$$\text{Fuerza longitudinal (y-y): } F_l = F_{cc} = 330 \text{ Kg}$$

$$\text{Fuerza transversal (x-x): } F_t = T_c = 656 \text{ Kg}$$

Como en el caso de las hipótesis normales, se debe calcular la fuerza resultante:

$$F_{HE} = \sqrt{F_t^2 + F_l^2} = \sqrt{656^2 + 330^2} \text{ Kg} = 734 \text{ Kg}$$

Verificación del coeficiente de seguridad

Finalmente comparamos las cargas para verificar el coeficiente de seguridad.

$$C_f = \frac{C_r}{T_{che}} = \frac{1400 \text{ Kg}}{734 \text{ Kg}} = 1,91$$

Podemos asegurar que la estructura verifica a las cargas consideradas en las hipótesis.

5.2.5. POSTE TERMINAL

El poste de final de línea se calculará de forma similar al de retención. Debido a la presencia de cargas de valor considerable es necesario que la estructura sea de doble poste, al igual que el de retención.

Las dimensiones de crucetas, altura de postes, diámetro y la disposición de fases serán similar a la estructura de retención. Primero se realizará el dimensionamiento geométrico y luego el mecánico.

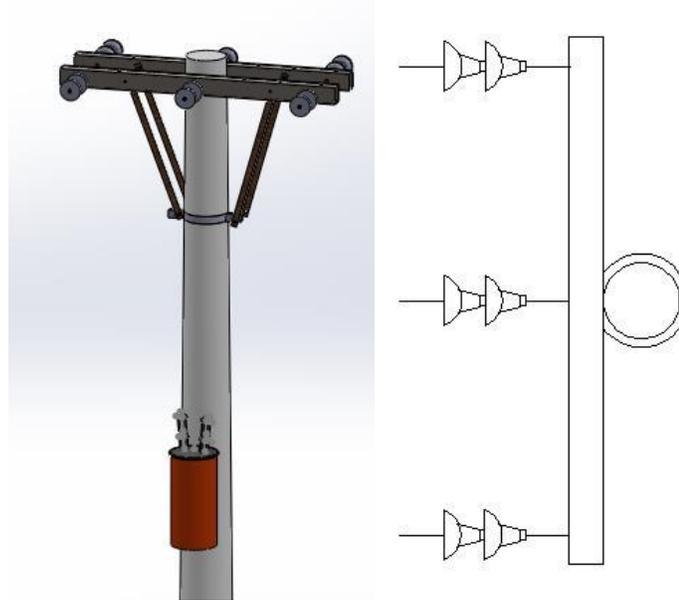


Ilustración 38 – Poste terminal

5.2.5.1. CÁLCULO GEOMÉTRICO

Presumiendo que el poste terminal tendrá que soportar los esfuerzos de final de línea, estará más forzado que el poste de retención, ya que en este caso el tiro de los conductores tendrá incidencia. Por ello se mantendrá la altura del poste pero se tomará un diámetro mayor que tendrá mayor resistencia a la rotura.

5.2.5.1.1. Selección del poste (Código 2-D-ETxx-PO)

Diámetro del poste en la cima: 305 mm.

Altura total de poste: 9 m.

Altura libre de poste: 7,5 m.

Conicidad: 15 mm/m.

5.2.5.2. CÁLCULO MECÁNICO

5.2.5.2.1. Hipótesis normales

Hipótesis normal 1

Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo en **perpendicular a la dirección de la línea** sobre postes, los elementos de cabecera y los cables en la semilongitud del vano adyacente.

Tiros máximos unilaterales de todos los cables, en el estado de máximo viento.

Cálculo de las cargas.

Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre postes, los elementos de cabecera y los cables.

Recordando los valores calculados antes:

Fuerza del viento sobre los aisladores: 6 Kg.

Fuerza del viento sobre los conductores: 55 Kg.

Fuerza del viento sobre los postes (FvpL)

$$F_{vp1} = C \times \left(\frac{v^2}{16}\right) \times \frac{1}{6} \times H_{lp} \times (2\phi_c + \phi_b)$$

Siendo:

ϕ_c =Diámetro en la cima del poste= 0,26 m.

ϕ_b =Diámetro en la base.

C=0,7 (Postes de madera, de sección circular).

$$\phi_b = \phi_c + 1,5 \frac{cm}{m} \times H_{lp}$$

$$d_{pb} = d_{pc} + 0,015 * h_{lp} = 0,305 m + 0,015 * 7,5 m = 0,4175 m$$

Entonces la fuerza del viento sobre el poste es:

$$F_{vp} = \frac{0,7 * \left(38,88 \frac{m}{s}\right)^2}{16} * \frac{7,5 m * (2 * 0,305 m + 0,4175 m)}{6}$$

$$F_{vp} = 87 kg$$

La carga del viento sobre aisladores y conductores es 199 Kg.

Tiros máximos unilaterales de todos los cables, en el estado de máximo viento.

$$T = \frac{3 * (T_{max}) * H_{cr}}{H_{lp} - 0,6} = \frac{3 * 302 Kg * 7,5 m}{7,5 - 0,6 m} = 985 kg$$

Podemos calcular las componentes de las fuerzas.

Longitudinal: $F_l = F_{vp} + F_v = 87 + 199 Kg = 286 Kg$

Transversal: sólo se encuentra el tiro de los conductores, 985 Kg.

Calculando la resultante:

$$F_{HN2} = \sqrt{F_t^2 + F_l^2} = \sqrt{985^2 + 286^2} Kg = 1025 Kg$$

Verificando el poste.

$$C_{seg} = \frac{F_{HN}}{C_R} = \frac{2100 Kg}{1025 Kg} = 2,05$$

Si se hubiese tomado un diámetro de poste menor, la carga de rotura no hubiera sido suficiente para lograr que la estructura tenga el coeficiente de seguridad de 2.

5.2.5.2.2. Hipótesis excepcionales**Hipótesis excepcional 1**

Peso propio y cargas permanentes.

Anulación unilateral de la tracción de **un conductor** a la tensión máxima.
La resultante de los tiros máximos de **los demás conductores**.

Cálculo de cargas.

Anulación unilateral de la tracción de un conductor a la tensión máxima.

$$T_c = \frac{302 \text{ Kg} \times 7,5 \text{ m}}{7,5 - 0,6} = 328 \text{ Kg}$$

Como se ve es mayor el efecto del conductor, debido a ello procedemos a calcular los momentos flector y torsor que produce.

Momento flector: $Mf = T_{max} * H_{lp} = 302 \text{ Kg} * 7,5 \text{ m} = 2265 \text{ Kgm}$

Momento Torsor: $Mt = T \times Lm = 302 \text{ Kg} \times 1,1 \text{ m} = 332 \text{ Kgm}$

Momento compuesto Fórmula de RANKINE:

$$M = \frac{1}{2} \left(Mf + \sqrt{Mf^2 + Mt^2} \right)$$

$$M = \frac{1}{2} \left(2265 \text{ Kgm} + \sqrt{(2265 \text{ Kgm})^2 + (332 \text{ Kgm})^2} \right) = 2277 \text{ Kgm}$$

Cálculo de la fuerza actuante en la cima.

$$F_{cc} = \frac{M}{H_{lp}} = \frac{2277 \text{ Kgm}}{7,5 - 0,6 \text{ m}} = 330 \text{ Kg}$$

La resultante de los tiros máximos de los demás cables.

Procedemos a calcular:

$$T_c = \frac{2 \times T_{mxc} \times H_{cr}}{H_{lp} - 0,6} = \frac{2 \times 302 \text{ Kg} \times 7,5 \text{ m}}{7,5 - 0,6} = 656 \text{ Kg}$$

Haciendo la sumatoria de fuerzas en cada dirección para conocer el valor total equivalente.

Fuerza longitudinal (y-y): $F_l = F_{cc} = 330 \text{ Kg}$

Fuerza transversal (x-x): $F_t = T_c = 656 \text{ Kg}$

Obtenemos la fuerza equivalente:

$$F_{HE} = \sqrt{F_t^2 + F_l^2} = \sqrt{656^2 + 330^2} \text{ Kg} = 734 \text{ Kg}$$

Verificación del coeficiente de seguridad.

Finalmente comparamos las cargas para verificar el coeficiente de seguridad.

$$Cf = \frac{Cr}{Tche} = \frac{2100 \text{ Kg}}{734 \text{ Kg}} = 2,86$$

Podemos asegurar que la estructura verifica a las cargas consideradas en las hipótesis.

5.2.6. PUESTA A TIERRA

5.2.6.1. DE CADA ESTRUCTURA DE LA LÍNEA

Se siguen los lineamientos establecidos en la norma IRAM 2281, partes I y IV. La puesta a tierra de protección de cualquier estructura de una línea de media tensión debe proyectarse estableciendo diferentes parámetros eléctricos.

La tensión de contacto máxima se calcula por la siguiente expresión:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Siendo: V_{ca} la tensión máxima admisible. K y n coeficientes. Y t el tiempo de accionamiento de las protecciones eléctricas.

Los valores de tensión de contacto y de paso deben ser menores al máximo, antes expuesto. Cada una se calcula de la siguiente manera.

Tensión de contacto:

$$V_c = (1000 + 1,5 * ps) * \frac{0,116}{(t^{0,5})}$$

Tensión de paso:

$$V_p = (1000 + 6 * ps) * \frac{0,116}{(t^{0,5})}$$

Siendo:

ps la resistividad superficial del suelo en $\Omega \cdot m$. Para nuestra zona del país, ps es $30 \Omega \cdot m$.

Y t es la duración de la corriente de choque en segundos (se adopta $0,25$ s)

Calculando todos los parámetros:

- Tensión de contacto máxima: $V_{ca} = \frac{72}{0,25^1} = 288 \text{ V}$
- Tensión de contacto: $V_c = (1000 + 1,5 * 30) * \frac{0,116}{(0,25^{0,5})} = 243 \text{ V}$
- Tensión de paso: $V_p = (1000 + 6 * 30) * \frac{0,116}{(0,25^{0,5})} = 274 \text{ V}$

Los valores de dicho radio están tabulados y se puede determinar fácilmente con la tabla 771.3.II del reglamento AEA 90364 (2006, pág. 11).

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
		2,0	4,0
		3,0	5,6
		4,5	7,8
		6,0	10

Tabla 13

La jabalina a utilizar tiene las siguientes características:

Material	Denominación	Diámetro	Longitud	Norma IRAM
Acero - cobre	L1430-250	12,6 mm (1/2")	3 m	2309

Elegida la jabalina, se puede determinar su resistencia de propagación en el suelo, mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi * l} * \left(\ln\left(\frac{8l}{d}\right) - 1 \right)$$

Siendo l y d los valores de la jabalina. Y ρ la resistividad del suelo del lugar. En esta zona del país, la resistividad del suelo se puede tomar como 30 ohm metro. La resistencia debe ser menor o igual a 10 ohm, para cualquier estructura en cuestión.

Finalmente se puede calcular:

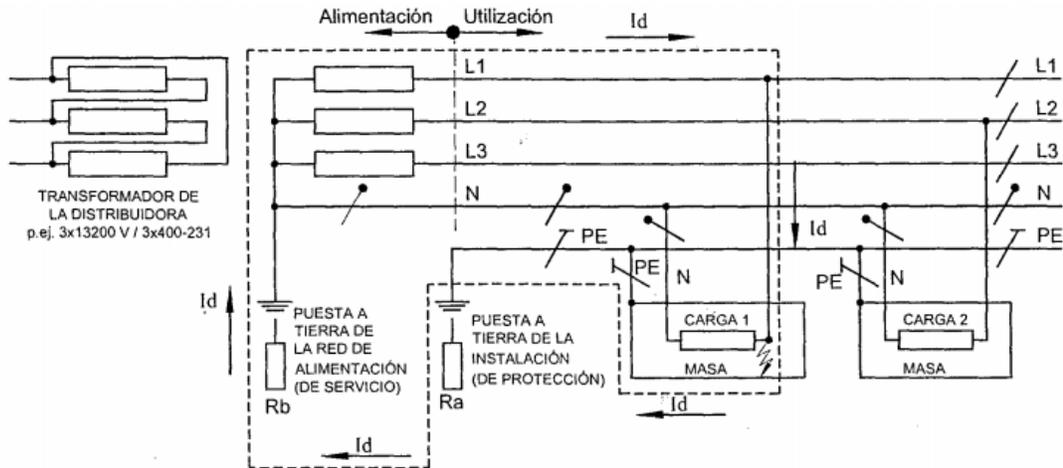
$$R * \frac{30 \Omega \cdot m}{2\pi * 3 m} * \left(\ln\left(\frac{8 * 3m}{0,0126m}\right) - 1 \right) = 10,42 \Omega$$

El valor de la resistencia a tierra de la jabalina es aceptable, ya que la medición con instrumentos de baja frecuencia tolera hasta 15 ohm de resistencia. Finalmente, se acepta la jabalina elegida.

El conductor que deberá utilizarse para conectar los elementos metálicos de la estructura con la jabalina de tierra será de acero cobre de 35 mm².

5.2.6.2. DEL TRANSFORMADOR

Este esquema TT tiene un punto del sistema de alimentación (conductor neutro) conectado directamente a tierra (tierra de servicio) por el proveedor de energía eléctrica, y la masa eléctrica de la instalación conectada a través de un conductor de protección llamado PE, a una toma de tierra (tierra de protección) eléctricamente independiente de la toma de tierra de servicio.



Carga 1; carga 2: Diferentes cargas o consumos dentro del mismo inmueble.
PE: Conductor de protección de la instalación consumidora del inmueble, conectado a la puesta a tierra de protección, independiente de la puesta a tierra de servicio de la empresa distribuidora de energía eléctrica.
Id: Intensidad de corriente de defecto o de falla, en este ejemplo entre la fase L1 y masa, que cierra el lazo de falla por el suelo o tierra.
Ra: Resistencia de la puesta a tierra de protección de la instalación consumidora.
Rb: Resistencia de la puesta a tierra de servicio de la red de alimentación.

Figura 771.3.A - Esquema TT
Neutro de la alimentación a (T)ierra – Masas de la instalación de utilización a una (T)ierra independiente

Ilustración 39 – Esquema de puesta a tierra

Figura 771.3.A – Reglamento AEA 2006

La toma de tierra de la instalación deberá tener característica de “tierra independiente” frente a la toma de servicio de la red de alimentación. Tratándose de jabalinas cilíndricas IRAM 2309 y 2310, para cumplir con esta condición la toma de tierra de la instalación deberá situarse a una distancia mayor a diez veces el radio equivalente de la jabalina de mayor longitud.

Los valores de dicho radio están tabulados y se puede determinar fácilmente con la tabla 771.3.II del reglamento AEA 90364 (2006, pág 11).

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

Tabla 14

Para el cálculo se elige una jabalina de 12,6 mm de diámetro y 1,5 m de largo. Ahora se determina su resistencia a tierra, mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi * l} * (\ln\left(\frac{8l}{d}\right) - 1)$$

Siendo l y d los valores de la jabalina. Y ρ la resistividad del suelo del lugar. En esta zona del país, la resistividad del suelo se puede tomar como 30 ohm metro. Finalmente se puede calcular:

$$R * \frac{30 \Omega \cdot m}{2\pi * 1,5 m} * \left(\ln \left(\frac{8 * 3m}{0,0126m} \right) - 1 \right) = 20,9 \Omega$$

Al permitirse 40 ohm como valor máximo de resistencia a tierra, la jabalina elegida es acorde. Luego, el conductor de puesta a tierra elegido será de 35 mm² de sección.

5.2.6.2.1. Selección de jabalinas (1-A-SGF-PAT-JA)

La jabalina tiene las siguientes características.

Material	Denominación	Diámetro	Longitud	Norma IRAM
Acero - cobre	L1430-250	12,6 mm (1/2")	1,5 m	2309

Tabla 15

5.2.6.3. RESUMEN DE ELEMENTOS

	ESTRUCTURA DE POSTE DE LÍNEA	
ITEM	JABALINA	CONDUCTORES
RESISTENCIA A TIERRA	10	
SECCIÓN	12,6	35
CANTIDAD	1 por poste	1
MATERIAL	Acero cobre	Acero cobre
	TRANSFORMADOR DE LA VIVIENDA	
RESISTENCIA A TIERRA	40	
ITEM	JABALINA	CONDUCTORES
SECCIÓN	12,6	35
CANTIDAD	1	1
LONGITUD	1,5	10
MATERIAL	ACERO COBRE	COBRE

Tabla 16

5.2.7. PUESTO DE TRANSFORMACIÓN

5.2.7.1. SECCIONADORES

Se utilizarán seccionadores fusibles automáticos, unipolares, del tipo intemperie, con aislador soporte y cartucho portafusible del tipo a expulsión, construidos de acuerdo a la norma ANSI C 37.41 y 37.42. Aptos para el montaje sobre crucetas o ménsulas normalizadas, para lo cual deberán estar provistos de grampas o herrajes regulables de hierro protegidos contra la corrosión al igual que los insertos, barras de sostén o abrazaderas.

Para su selección, ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS.

5.2.7.2. TRANSFORMADOR

Teniendo en cuenta la potencia de suministro de la vivienda, se debe seleccionar un transformador rural, trifásico de 5 KVA, construido según norma IRAM 2247.

Para su selección ver ANEXOS D – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y CATÁLOGOS.

5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO

Se hacen los siguientes relevamientos y cálculos considerando:

- Precio dólar vendedor, Banco Nación: \$46, al día 09/08/2019.

5.3.1. RELEVAMIENTO DE COSTOS DE MATERIALES

En la siguiente tabla se relevan los elementos eléctricos necesarios para la instalación fotovoltaica.

EQUIPO	MARCA	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (U\$S)	TOTAL (U\$S)
Paneles solares	Solartec	6M-60-300-5BB	16	250	4.000
Baterías	Hoppecke	6 OPZS 600	8	1.430	11.440
Inversores	Enertik	ICB-5K-48	2	1.110	2.220
Conectores	Enertik	MC4 CON	16	3	42
Fusibles	Enertik	SFUS-15	16	4	66
Porta fusibles	Enertik	SPF-15	16	14	223
Llave térmica	Enertik	SL7-2P40	2	68	135
Llave de corte - Seccionador	SUNTREE	SISO 32	8	72	579
Protector de descargas atmosféricas	SUNTREE	SUP2-PV	8	59	474
Fusibles para baterías	SICA	NH00	4	3	11
Base portafusibles NH 00	Reproel	NH00	4	6	23
Terminales de 10 mm ²	SymNet	por 100 unid	1	7	7
Jabalina de puesta a tierra	FACBSA	Acero cobre - L1430-250 - 12,6 mm - 1,5 m	1	13	13
Bandejas portacables	Elece	por 150 mm de ancho x 3 m	6	13	77
Cables	Prysmian	P-SUN SP - 10 mm ²	165	5	769
		P-SUN SP - 35 mm ²	2	0	0
		AFUMEX 750 - 4 mm ²	30	9	19

Tabla 17

Luego hacemos lo mismo con la estructura.

Elemento	Tipo	Uso	Cantidad por estructura	Total de planta	COSTO (\$)
Tornillos M6 x X20	Acero inoxidable	Fijación de perfiles de estructura	12	96	1.500
Tuercas autofrenantes M6	Acero inoxidable	Fijación de perfiles de estructura	12	96	3.000
Abrazaderas laterales con perno	Aluminio	Fijación	4	32	4.500
Abrazaderas centrales con perno	Aluminio	Fijación	2	16	
Perfil U 50x30x2 mm x 1500 mm de largo	Aluminio	2 Largueros	4.000 mm	32.000 mm	50.000
		2 Patas	2.000 mm	16.000 mm	
Perfil U con guías slot para colocación de grampas	Aluminio	3 Travesaños	2.400 mm	19.200 mm	15.000
TOTAL			8.400 mm	67.200 mm	74.000
				USD	1610

Tabla 18

Resumiendo los resultados de cada tabla, los costos de la instalación son los siguientes:

ELEMENTO	CANT	PRECIO TOTAL (US\$)	PORCENTAJE DEL PRECIO
PANELES	16	4.000	14,0%
BATERIAS	8	11.440	39,9%
INVERSORES	2	2.220	7,8%
MATERIALES ELECTRICOS		1.640	5,7%
CABLES		1.119	3,9%
ESTRUCTURA		1.610	5,6%
MONTAJE		6.609	23,1%
TOTAL		28.638	100,0%

Tabla 19

Para ver de modo porcentual el aporte de cada componente al costo total de la plata, se presenta el siguiente gráfico.

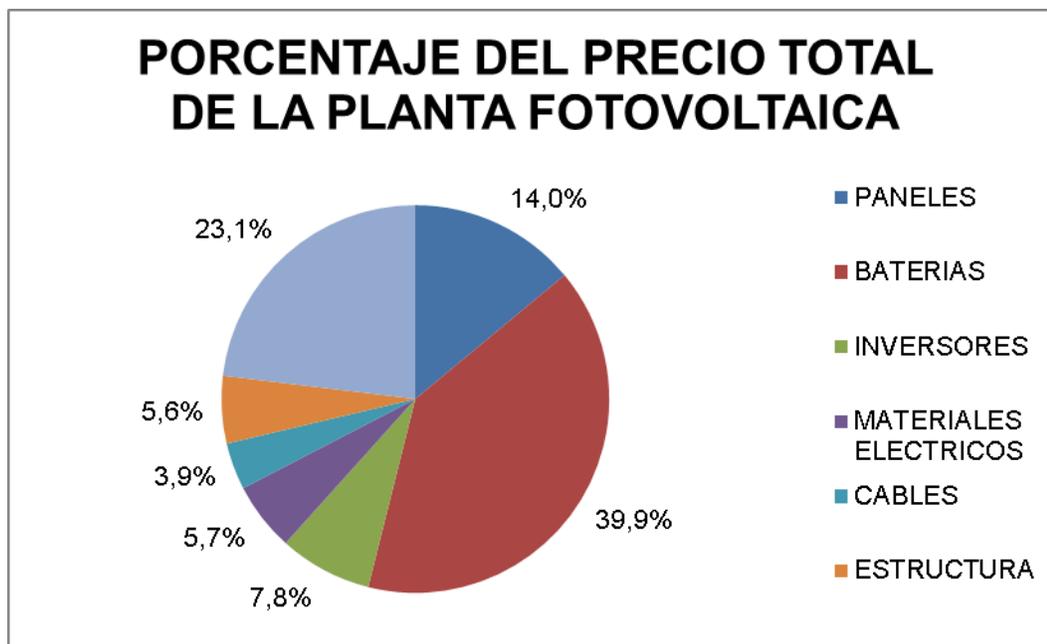


Ilustración 40

Se puede ver que el gran costo de la planta lo aportan las baterías.

A continuación hacemos el mismo relevamiento para cada tipo de estructura existente en la línea de media tensión.

POSTE DE ALINEACIÓN					
DESIGNACIÓN	MN	CARACTERISTICAS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (US\$)	PRECIO TOTAL (US\$)
Poste de eucalipto		9mts. Diámetro en la cima: 13 cm	1	21,33	21,33
Cruceta	111	Metálica UPN 10 X 1820	1	96,66	96,66
Aislador campana	3	De porcelana o polimérico	3	7,21	21,64
Jabalina de puesta a tierra		Acero - cobre L1430-250 12,6 mm 3 m	1	23,5	23,48
Brazo recto	41		2	3,25	6,50
Perno recto	411		2	3,5	7,00
Soporte central	416b		1	4,42	4,42
Bulón cincado	49		2	0,8	1,60
Bulón cincado	51		2	1	2,00
Bulón cincado	55		1	1,85	1,85
Chapa cuadrada	84		1	0,25	0,25
Arandela elástica	32 a		4	0,17	0,68
Arandela elástica	32 b		1	0,2	0,20

Arandela plana	30		4	0,17	0,68
Atadura preformada para MN3		Z-TOR, para vanos de 90 a 120 mts.	3	1,91	5,73
TOTAL				US\$	194

Tabla 20

POSTE DE RETENCIÓN					
DESIGNACIÓN	MN	CARACTERISTICAS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (US\$)	PRECIO TOTAL (US\$)
Poste de hormigón		9 mts. Diámetro en la cima: 26 cm	1	253	253
Aislador campana	3	De porcelana o polimérico	2	7,21	14,42
Aislador de suspensión a rótula	11		12	9,33	112
Jabalina de puesta a tierra		Acero - cobre L1430-250 12,6 mm 3 m	1	23,5	23,48
Arandela plana	30		4	0,17	0,68
Arandela elástica	32 a		6	0,17	1,02
Arandela elástica	32 b		15	0,2	3
Brazo recto pesado	40		4	6,5	26
Bulón cincado	49		4	0,8	3,2
Bulón cincado	51		2	1	2
Bulón cincado	55		1	1,85	1,85
Bulón cincado	56		3	2,05	6,15
Bulón cincado	58		4	3	12
Chapa cuadrada	84		26	0,25	6,5
Cruceta	111	Metálica	2	96,66	193,32
Encaje ojo	154		6	6,15	36,9
Gancho con rotula	173		6	5,5	33
Ojal sin rosca	380		3	3,5	10,5
Perno recto	411		2	3,5	7
Tilla con ojal	514		3	3,75	11,25
Morsa de retención	MR 14	Para cables de aluminio de 16 a 70 mm ²	6	6,14	36,84
Grampa bifilar de conexión 1 bulón			6	4	24
Atadura preformada para MN3		Z-TOR, para vanos de 90 a 120 mts.	2	1,91	3,82

TOTAL		US\$	822
--------------	--	-------------	------------

Tabla 21

POSTE TERMINAL O DE ARRANQUE					
DESIGNACIÓN	MN	CARACTERISTICAS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (US\$)	PRECIO TOTAL (US\$)
Poste de hormigón		9 mts. Diámetro en la cima: 305mm	1	253	253
Aislador campana	3	De porcelana o polimérico	2	7,21	14,42
Aislador de suspensión a rótula	11		6	9,33	56
Jabalina de puesta a tierra		Acero - cobre L1430-250 12,6 mm 3 m	1	23,5	23,5
Arandela plana	30		4	0,17	0,68
Arandela elástica	32 a		6	0,17	1,02
Arandela elástica	32 b		15	0,2	3
Brazo recto pesado	40		4	6,5	26
Bulón cincado	49		4	0,8	3,2
Bulón cincado	51		2	1	2
Bulón cincado	55		1	1,85	1,85
Bulón cincado	56		3	2,05	6,15
Bulón cincado	58		4	3	12
Chapa cuadrada	84		26	0,25	6,5
Cruceta	111	Metálica	2	96,66	193,32
Encaje ojo	154		3	6,15	18,45
Gancho con rotula	173		3	5,5	16,5
Ojal sin rosca	380		3	3,5	10,5
Perno recto	411		2	3,5	7
Tilla con ojal	514		3	3,75	11,25
Morsa de retención	MR 14	Para cables de aluminio de 16 a 70 mm ²	6	6,14	36,84
Grampa bifilar de conexión 1 bulón			6	4	24
Atadura preformada para MN3		Z-TOR, para vanos de 90 a 120 mts.	2	1,91	3,82
TOTAL				US\$	731

Tabla 22

Resumiendo lo escrito en las tablas anteriores:

ESTRUCTURA	CANT	PRECIO TOTAL (US\$)
ALINEACION	1	194
RETENCIÓN	1	822
ARRANQUE - TERMINAL	1	731
CONDUCTORES	3000	4.565

Tabla 23

Se deben considerar los costos fijos, es decir independientes de la longitud de la línea.

COSTOS FIJOS	
ELEMENTO	COSTO (\$)
MEDIDOR	776,6
ALTA DE SERVICIO	2193,1
TRANSFORMADOR	27.625
TOTAL	30595
US\$	723

Tabla 24

El cuadro tarifario, vigente para consumos a partir del 1° de Febrero de 2019 hasta el 30 de Abril de 2019 - Aprobado por Resolución N° 13/2019 del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE), para una tarifa T1- rural residencial, establece los siguientes costos:

CUADRO TARIFARIO			
	KWh	\$	US\$
1ros	300	4,2192	
2dos	300	6,2770	
Excedente de	600	7,5915	
ESTIMACIÓN DE COSTOS			
Gasto mensual	600	3.149	73
Inflación anual		0,3	91
GASTO ANUAL		49.122	881

Tabla 25

Hacemos una estimación de costos, considerando un consumo de hasta 300 KWh por mes y una inflación anual de 30%, el gasto anual sería de \$49.122.

Como este cuadro tiene vigencia hasta abril de 2019, no podemos asegurar que el valor final de gasto será este, tampoco tenemos la seguridad del valor final de inflación ya que por diferentes estimaciones, el valor considerado puede llegar a ser conservador.

Los costos totales de la línea, según la longitud, se pueden ver en la siguiente tabla.

COSTOS TOTALES	
LONG. DE LINEA (KM)	TOTAL (US\$)
1	8.496
2	15.630
3	22.135
4	29.268
5	36.401

Tabla 26

5.3.2. COMPARACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN

Con la totalidad de los costos relevados, hacemos una comparación de costos inversión entre ambas instalaciones.

Long. De línea	Costo (US\$)	Diferencia entre inversión inicial de planta y de línea (US\$)
1	8.496	-20.158
2	15.630	-13.025
3	22.135	-6.520
4	29.268	613
5	36.401	7.747
Planta solar fotovoltaica	28.638	28.638

Tabla 27

5.3.2.1. GRÁFICA DE EVOLUCIÓN

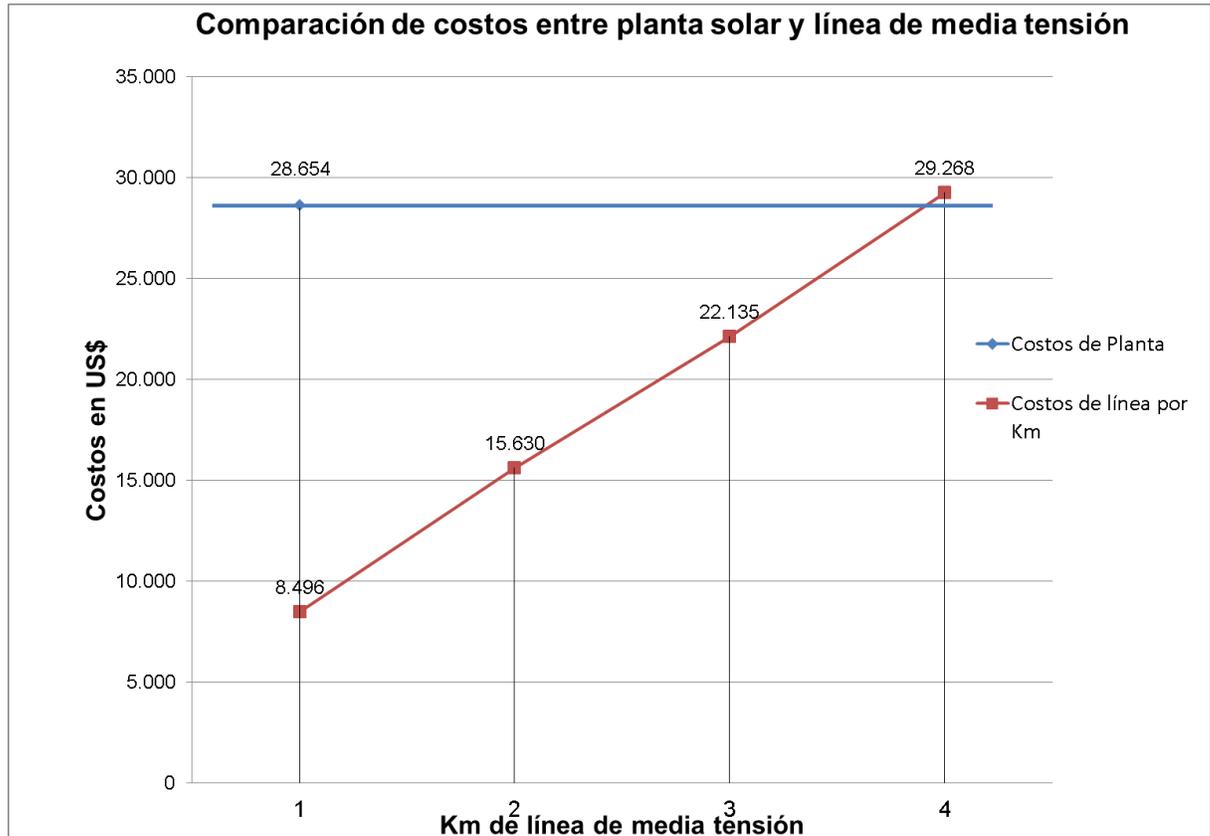


Ilustración 41 – Comparación de costos

5.3.3. ANÁLISIS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA, COMO ÚNICA OPCIÓN

5.3.3.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un indicador financiero que sirve para determinar la viabilidad de un proyecto. Si tras medir los flujos de los futuros ingresos y egresos y descontar la inversión inicial queda alguna ganancia, el proyecto es viable.

$$VAN = \left(\sum_{P=1}^n VA \right) - I = \left(\sum_{P=1}^n \frac{FC_P}{(1+t)^P} \right) - I$$

Dónde:

VAN: Valor actual neto.

FC: flujos de caja. (Son los ingresos de dinero, teniendo en cuenta los ahorros para cada situación).

P: número de períodos. (Son años, en este caso, 15 años).

t: tasa de descuento. (Se considera un 10%).

I: inversión inicial.

Los escenarios posibles son:

VAN < 0 el proyecto no es rentable. Cuando la inversión es mayor que el BNA (VAN negativo o menor que 0) significa que no se satisface la TD.

VAN = 0 el proyecto es rentable, porque ya está incorporado ganancia de la TD. Cuando el BNA es igual a la inversión (VAN igual a 0) se ha cumplido con la TD.

VAN > 0 el proyecto es rentable. Cuando el BNA es mayor que la inversión (VAN mayor a 0) se ha cumplido con dicha tasa y además, se ha generado una ganancia o beneficio adicional.

Si consideramos la inversión necesaria para la construcción de la planta fotovoltaica, y los ingresos proyectados basados en la información de la tabla 13, el valor actual neto de la inversión será:

Períodos	Ingresos o Flujo de caja (FC)	DATOS	VALORES
0	-28.638	Número de períodos	15,00
1	1.068	Tipo de período	Anual
2	1.068	Tasa de descuento	10%
3	1.068		
4	1.068		
5	1.068		
6	1.068		
7	1.068		
8	1.068		
9	1.068		
10	1.068		
11	1.068		
12	1.068		
13	1.068		
14	1.068		
15	1.068		
VAN	-20.516		

Tabla 28

5.3.3.2. TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. Estos Valores VAN o VPN son calculados a partir del flujo de caja o cash flow anual, trayendo todas las cantidades futuras, flujos negativos y positivos, al presente.

La Tasa Interna de Retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, que se lee a mayor TIR, mayor rentabilidad. Por esta razón, se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

Tasa Interna de Retorno	
Tasa de descuento	VAN
0%	-12.620
5%	-17.554
10%	-20.516
15%	-22.394
20%	-23.645
25%	-24.517
30%	-25.148
35%	-25.621
40%	-25.985
45%	-26.274
50%	-26.507
55%	-26.699
60%	-26.860

TIR	-15%
------------	-------------

Tabla 29

La rentabilidad de la inversión es negativa, por lo que no es viable.

5.3.3.3. GRÁFICA DE EVOLUCIÓN

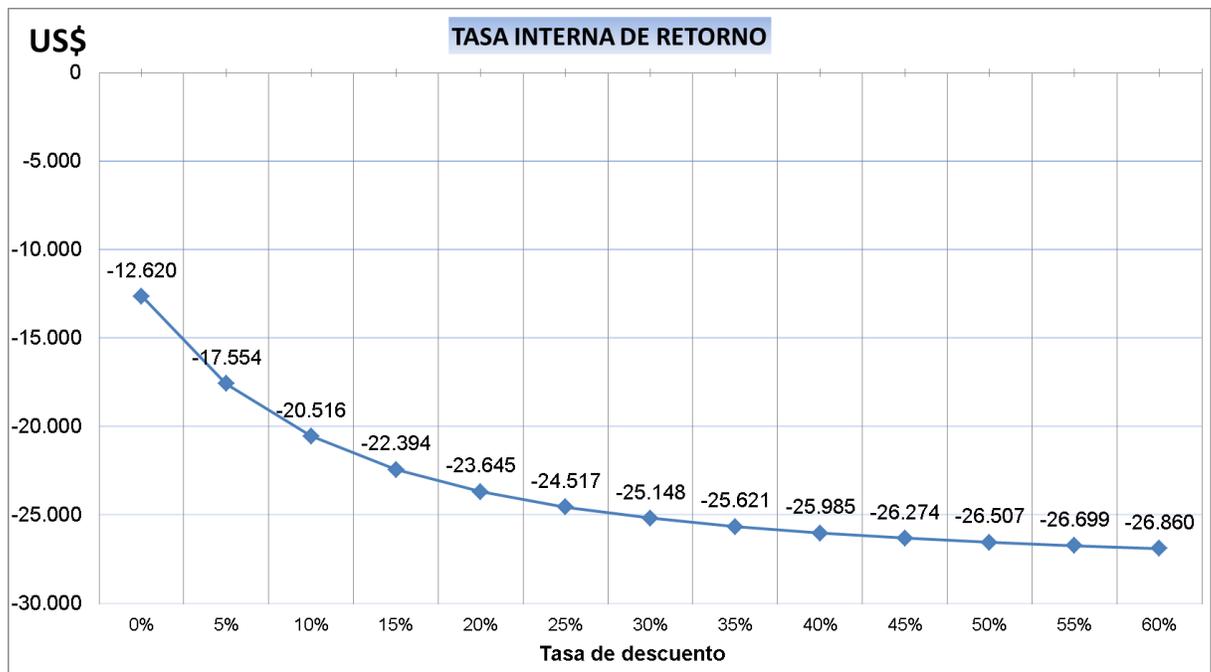


Ilustración 42 - TIR

5.3.4. ANÁLISIS COMPARANDO LAS DOS OPCIONES

En cambio si tomamos como inversión inicial a la diferencia entre el costo inicial de la planta solar y el costo inicial de la línea, la rentabilidad y el valor actual neto de la inversión cambia sustancialmente. Vale recordar que se evalúa la instalación en un plazo de 15 años.

5.3.4.1. VALOR ACTUAL NETO

Teniendo en cuenta lo antes descrito, resumimos los cálculos en la tabla.

Long. De línea	Costo (US\$)	DIFERENCIA ENTRE INVERSION INICIAL DE PLANTA Y DE LINEA (US\$)	VAN	TIR
1	8.496	-20.158	-12.278	-12%
2	15.630	-13.025	-5.379	-7%
3	22.135	-6.520	891	2%
4	29.268	613	7.789	>>>100
5	36.401	7.747	14.688	>>>100
Planta solar fotovoltaica	28.638	28.638	-20.516	-15%

Tabla 30

5.3.4.2. RANGO DE RENTABILIDAD POSITIVA

Viendo en la tabla 17, los puntos donde el VAN y el TIR se vuelven positivos, podemos hacer una evaluación más detallada del rango de valores de inversión donde la rentabilidad se vuelve positiva.

TIR Y VAN SEGÚN INVERSIÓN INICIAL		
INVERSION INICIAL (US\$)	VAN (US\$)	TIR
-1.200	6.922	72%
-2.000	6.122	39%
-2.500	5.622	30%
-3.000	5.122	23%
-4.000	4.122	14 %
-5.000	3.122	9%
-6.000	2.122	5 %
-8.500	-378	-1%
con t = 10%		
Inversión inicial es la diferencia entre la Inv. inicial de la planta y la línea		

Tabla 31

En conclusión, al existir una diferencia de \$350.000 entre la inversión inicial de una planta fotovoltaica y de la línea, la inversión se vuelve rentable.

5.3.4.3. EVOLUCIÓN DE LA RENTABILIDAD

Lo expresado en la tabla 18, lo plasmamos como gráfica de evolución.

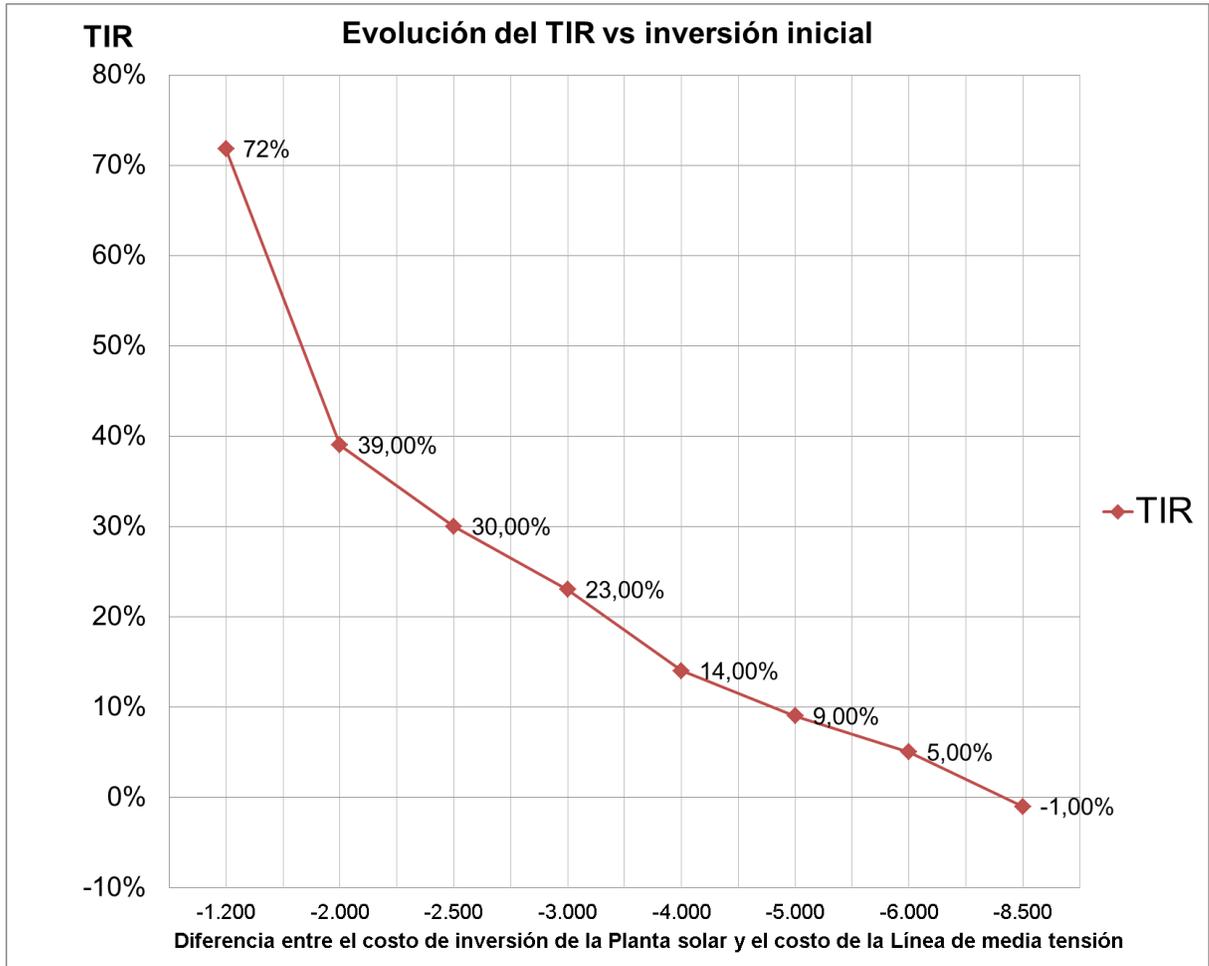


Ilustración 43 – TIR según costos de inversión

5.3.5. RETORNO DE INVERSIÓN

Teniendo en cuenta la inversión inicial de la planta, el ahorro anual basado en la tarifa eléctrica y la inflación, evaluamos el retorno de inversión, que es el tiempo estimado en el cual las ganancias igualan a la inversión hecha.

RETORNO DE INVERSION				
Períodos (Años)	Planta	Ahorro anual de no usar la línea (US\$)	Inflación	Sumatoria de los ahorros anuales (US\$)
0	28.638		1,1	
1		1.068		
2		1.175		2.243
3		1.292		3.535
4		1.421		4.956
5		1.563		6.519
6		1.720		8.239
7		1.892		10.131
8		2.081		12.212
9		2.289		14.501
10		2.518		17.019
11		2.770		19.789
12		3.047		22.836
13		3.351		26.187
14		3.687		29.874
15		4.055		33.929

Tabla 32

RETORNO DE INVERSION		
	AÑOS	MESES
SIN inflación	26,8	322
Con inflación de 10% anual	13,80	166

Tabla 33

En este caso consideramos que la inflación anual puede ser de 10%, valor bastante conservador teniendo en cuenta los registros de este país, por lo que el ahorro anual será afectado por este factor. En ese caso el retorno de inversión se dará a los 11,5 años (138 meses).

Si fuésemos a un escenario poco realista y la inflación o existiese, el retorno de inversión se daría a los 20,1 años.

5.4. CONCLUSIONES

Económicamente hablando, una planta solar fotovoltaica que asegure la autonomía de una vivienda rural tipo, con una potencia instalada de 5 KW y un consumo de 10 KWh en promedio diario, no es rentable, debido principalmente por el costo de las baterías de almacenamiento. El costo de las baterías representa el 41% del costo total del proyecto. Si analizamos solo los materiales, las baterías constituyen más del 50% del costo total.

Debido a esto, la búsqueda de la autonomía energética hace a la instalación fotovoltaica inviable, pero si consideramos una situación con menos días de autonomía, se puede volver más rentable.

Cuando la línea a instalar es de poco más de 4 Km, los costos entre ésta y la planta fotovoltaica calculada son iguales.

En comparación con una línea de media tensión de 13,2 KV, la opción de la planta comienza a tener rentabilidad a partir de compararse esta instalación con unos 3 Km de línea. La explicación de esto es que va a ser necesario el aporte de energía eléctrica desde algún medio por lo que si descontamos que tendremos un costo mínimo de instalación, pero analizamos los beneficios y escenario de rentabilidad de la diferencia del costo entre nuestra opción inicial y nuestro segundo escenario, dicho análisis nos dice que: cuando existe una diferencia de US\$ 3000 entre el costo de línea y de planta, tendremos una rentabilidad de 23%, si decidiéramos por invertir unos dólares más y optáramos por la autonomía e independencia de la planta en lugar del suministro por red.

La rentabilidad de la planta sería mayor en una instalación que asegure menos días de autonomía, ya que se reduce el costo en baterías. A los fines prácticos una posible reducción de autonomía total de 100 horas a la mitad no representa un situación de mucho beneficio, desde el punto de vista energético, ya que tener más de dos días consecutivos de baja radiación solar disponible es un escenario mucho más probable que 5 días consecutivos, situación en la que no podríamos generar la suficiente electricidad como para auto sustentarnos y dependeríamos de otro medio, justo lo que tratamos de evitar. Desde el punto de vista económico, representaría una mejora enorme en comparación a la situación analizada en este proyecto, ya que los costos bajarían más de la mitad pero en claro detrimento de la autonomía y corriendo riesgos de quedarnos sin la suficiente energía.

Si se optara por esta situación de “menos autonomía pero menos costo”, se debe tener en cuenta que se debe ahorrar mucha más energía para los períodos de baja generación y las baterías serán más exigidas ya que se las descargará en mayor medida y su duración será menor.

Si se aplicara un sistema híbrido de generación autónoma pero conexión a red al mismo tiempo, de esta manera con un inversor inteligente se pasaría de modo generador a modo consumidor de red según el caso, de esa manera se eliminan las baterías pero le permite al usuario poder generar cada vez que sea posible y consumir de la red sólo lo necesario.

ANEXO A: NORMATIVAS DE APLICACIÓN AL CASO

ESPECIFICACIÓN DE NORMAS / CÓDIGOS

AEA 90364. Reglamento para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en inmuebles. 2007.

AEA 95301 Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión. 2007.

DIN 40736-1 Baterías de plomo-ácido. Parte 1: Celdas ventiladas estacionarias con placas tubulares positivas en recipientes de plástico.

IEC 60269-6: 2010. Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos complementarios para los enlaces de fusibles para la protección de los sistemas de energía solar fotovoltaica.

IEC 60364-7-712: 2017. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).

IEC 60947-3: 2008. Aparatos de conmutación y control de baja tensión. Parte 3: Interruptores, seccionadores, seccionadores y unidades de combinación de fusibles.

IRAM 1603 Postes de hormigón armado, de sección anular y forma troncocónica, para soporte de instalaciones aéreas.

IRAM 1605 Postes de hormigón pretensado, de sección anular y forma troncocónica, para soporte de instalaciones aéreas.

IRAM 1720 Ménsulas y crucetas de hormigón armado para líneas de baja y media tensión. Características generales y métodos de ensayo.

IRAM 1722 Postes de hormigón armado y hormigón pretensado de sección rectangular o doble T y forma troncopiramidal para líneas de media tensión. Tipificación y condiciones particulares.

IRAM 2184 Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas

IRAM 2212 Conductores eléctricos de aleación de aluminio. Para líneas aéreas de energía

IRAM 2408 Aisladores de material orgánico de montaje rígido a perno para líneas aéreas de media tensión. Guía para la realización de los ensayos y su evaluación.

IRAM 2077 Aisladores de cerámica, vidrio para líneas aéreas con tensión nominal mayor que 1000 V.

IRAM 2211 Coordinación de la aislación eléctrica.

IRAM 2281 Parte I - Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Consideraciones generales. Código práctico.

IRAM 2281 Parte IV - Puesta a tierra. Sistemas eléctricos, centrales, subestaciones y redes. Código de práctica.

IRAM 2309 Materiales para puesta a tierra. Jabalina cilíndrica de acero - cobre y sus accesorios.

IRAM 9530 Postes de madera para líneas aéreas de energía. Características generales y ensayos.

IRAM 9531 Postes de eucalipto para líneas aéreas de energía.

ANEXO B. ESTÁNDARES PROPIOS DEL PROYECTO

Los diferentes elementos de las instalaciones serán codificados en diferentes niveles, según: área, sistema, ubicación, equipo, dispositivo y componente.

1. NOMENCLATURA

Cada nivel identificará sus elementos mediante números o letras mayúsculas. La separación se hará con guiones, mientras que si hay una sucesión de elementos del mismo nivel se pondrá una barra diagonal separando el primer y el último elemento de la sucesión. De modo genérico, la codificación de cualquier elemento incluyéndose todos los niveles tiene el siguiente formato:



Ilustración 1

1.1. PRIMER NIVEL – SISTEMA ELÉCTRICO

Se representa por un número y se distinguen dos posibilidades:

- 1: Planta solar fotovoltaica.
- 2: Línea de media tensión.

1.2. SEGUNDO NIVEL – UBICACIÓN

Se representa con una letra y se diferencian cuatro tipos:

- A: terreno de vivienda.
- B: Sala de baterías
- C: interior de vivienda
- D: terreno público.

1.3. TERCER NIVEL – SUBSISTEMA O CONJUNTO PRINCIPAL

Se representa mediante dos o tres letras que difieren según el elemento a codificar. Los elementos a considerar son:

- SGF: Sistema de generación
- SIN: Sistema de inversión
- SCA: sistema de carga de baterías
- EA: Estructura de alineación
- ER: Estructura de retención
- ET: Estructura terminal

1.4. CUARTO NIVEL

La representación sigue el formato del nivel anterior. En este nivel, se encontraran elementos de importancia por su función y o tamaño, tales como:

- ES: Estructura de soporte.
- PS: Panel solar

ANEXO C - DEFINICIONES Y GLOSARIO DEL PROYECTO

GLOSARIO

AEA: Asociación Electrotécnica Argentina.

Ah: amperios – hora. Es la forma de expresar la cantidad de energía que puede almacenar la batería.

Azimut: Ángulo de desplazamiento del sol respecto del Sur.

C100: significa que los amperios/hora de capacidad de una batería, podremos extraerlos en su totalidad en un tiempo de 100 horas.

CA: corriente alterna.

CC: corriente continua.

CEM/STC: Condiciones estándar de medida.

Célula fotovoltaica: Dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica.

Ciclo de baterías: período de carga y descarga del elemento. Se usa para medir la duración de las baterías.

HSP: (Horas sol pico) Unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

Inversor fotovoltaico: Convertidor que transforma la energía de corriente continua, procedente de los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna.

Inversor: Dispositivo electrónico que se encarga de convertir la corriente continua en corriente alterna.

IP: (International protection) Grado de protección según normativa internacional que indica el nivel de protección de los equipos eléctricos/electrónicos frente a la entrada de agentes externos (Polvo o agua).

Monocristalino: tipo de estructura cristalina del silicio. La totalidad de la estructura del sólido es continua, ininterrumpida.

MPPT: Punto de máxima potencia del panel. Sistema incorporado del inversor para la utilización del 100% del rendimiento los paneles fotovoltaicos.

NOTC: Temperatura de operación nominal de la célula.

Panel solar fotovoltaico: Dispositivo formado por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz solar que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

Policristalino: tipo de silicio compuesto por múltiples cristales.

Profundidad de descarga: cantidad de energía a usar sobre el total de la disponible en la batería. Cuanto mayor sea, menor es la duración del elemento.

PWM: (Pulse-Width Modulation). Modulación por anchura de pulsos. Tipo de regulador.

OPZS: batería estacionaria de placa de plomo tubular con electrolito líquido.

Regulador: equipo que controla la cantidad de energía procedente de los paneles fotovoltaicos hacia las baterías. Permite una correcta carga de ellas y evita posibles daños.

Retención: estructura que sirve para establecer un punto fijo de la línea aérea de distribución.

String: Conexión de dos o más paneles fotovoltaicos en serie entre sí.

Vano: distancia entre estructura de apoyo de la línea eléctrica de media tensión.

XLPE: Polietileno reticulado.

ANEXO D - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BIBLIOGRAFÍA GENERAL

1.1. DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Brizuela Armando B., Aguirre César (2004). *Energía no convencional -solar y eólica- para escuelas rurales en la Provincia de Entre Ríos*. Facultad de Ciencias Agropecuarias, UNER. Entre Ríos. Argentina.

Castejón Oliva Agustín, Santamaría Herranz Germán. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex.

Grossi Gallegos Hugo (1998). *DISTRIBUCION DE LA RADIACION SOLAR GLOBAL EN LA REPUBLICA ARGENTINA. II. CARTAS DE RADIACION*. División Física, Departamento de Ciencias Básicas, Universidad Nacional de Luján. Luján, Buenos aires, Argentina.

Lopez Ruiz, P. (2015). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica de una vivienda aislada*. (Tesis de grado). Universitat Rovira I Virgili. Tarragona, Cataluña, España.

Pareja Aparicio Miguel (2010). *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. España. Marcombo.

Prado Mora Carlos Roberto (2008). *IE – 0502 Proyecto Eléctrico - Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada*. Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Righini Raúl, Grossi Gallegos Hugo (2011). *Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado. Un ángulo óptimo en la república argentina*.

1.2. DE LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

ENERSA. Energía de Entre Ríos S.A. (2017). *Licitación 2017-0281. Construcción, provisión y montaje. Línea 33 Kv Basavilbaso – Urdinarrain*. Entre Ríos.

EPEC. Empresa provincial de energía de Córdoba. (1998). *ET17.1. Postes de madera de eucalipto para líneas aéreas*. Córdoba.

EPEC. Empresa provincial de energía de Córdoba. (1997) *ET75. Aisladores de material orgánico para suspensión o retención en líneas aéreas*. Córdoba.

EPEC. Empresa provincial de energía de Córdoba. (1997) *ET1002. Líneas aéreas con conductores desnudos de media tensión 13,2 y 33 KV*. Córdoba.

Martínez Fayó José María (1989). *Diseño de líneas aéreas*. UTN Facultad Regional Paraná. Entre Ríos.

1.3. SITIOS WEB

<https://articulo.mercadolibre.com.ar/MLA-742485496-inversor-cargador-enertik-icb-5k-48-5000w-48v-a-220v-emporio- JM?quantity=1>

<https://enertik.com.ar>

<https://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Consumo?OpenPage>

<https://www.monsolar.com/bateria-estacionaria-hoppecke-6-opzs-600-12v-900ah-en-c100.html>

<https://orlandisa.com/productos/perfiles/>

http://reproel.com.ar/producto_fusibles_acr_nh_gpv.php

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>

<http://www.solarta.com/es/instalaciones-energia-solar/solar-fotovoltaica/esquemas-sistemas-solar-fotovoltaica.php>

<http://solartec.com.ar/paneles-solares/?gclid=CMjOiaD0z9UCFYgHkQodTjcGwQ>

<https://www.tadeoczerweny.com.ar/transformadores-rurales/>

<https://docplayer.es/12961851-Lineas-aereas-rurales-de-media-tension-con-neutro.html>

2. CATÁLOGOS

ENERTIK. Inversor y cargador de baterías – Línea ICB. 2018. Argentina.

HOPPECKE. OPzS solar Power. Vented lead-acid battery for cyclic applications. Alemania.

PRYSMIAN. Cables y Accesorios para Baja tensión. 2014-2015. España.

REPROEL. Componentes para aplicaciones Fotovoltaicas. Argentina.

SCHNEIDER ELECTRIC. Envoltentes espaciales. 2018. Argentina.

SOLARTEC. Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos. 280W- 300W. Argentina.

FAPA. Aisladores de porcelana de distribución. Argentina.

FAPA. Aisladores de suspensión con acoplamiento a rótula. Argentina.

EMPREL S.R.L. Catálogo de morsetería y herrajes para Líneas aéreas preensambladas, de baja y media tensión. Argentina.

ELEMENTOS SELECCIONADOS POR CATÁLOGO

2.1.1. PANELES FOTOVOLTAICOS. SOLARTEC SOL-6M-72-300-5BB.

SOLARTEC®

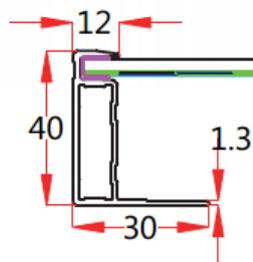
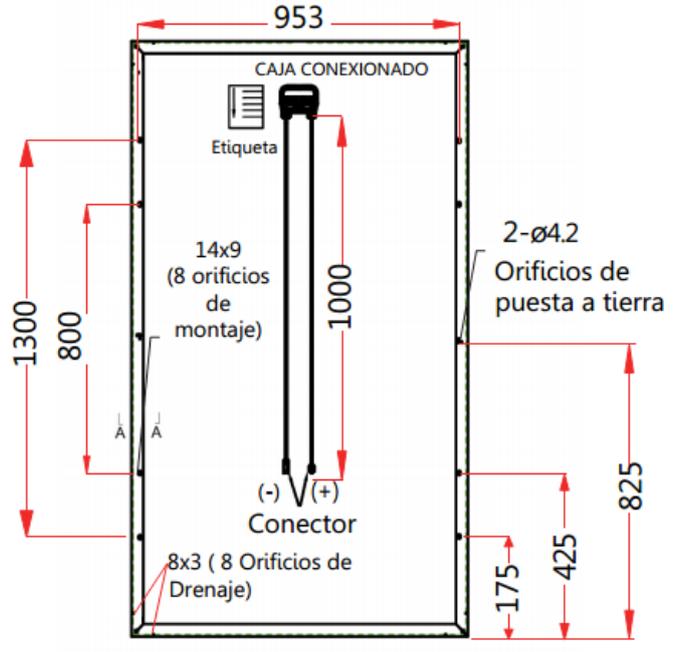
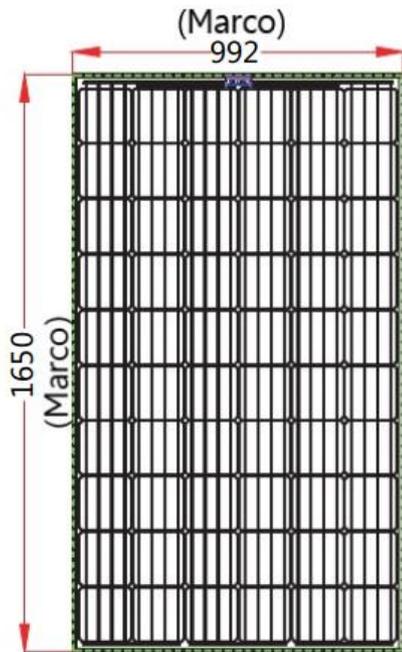


Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos
SOL-6M-72-XXX-5BB (XXX=330 a 350)

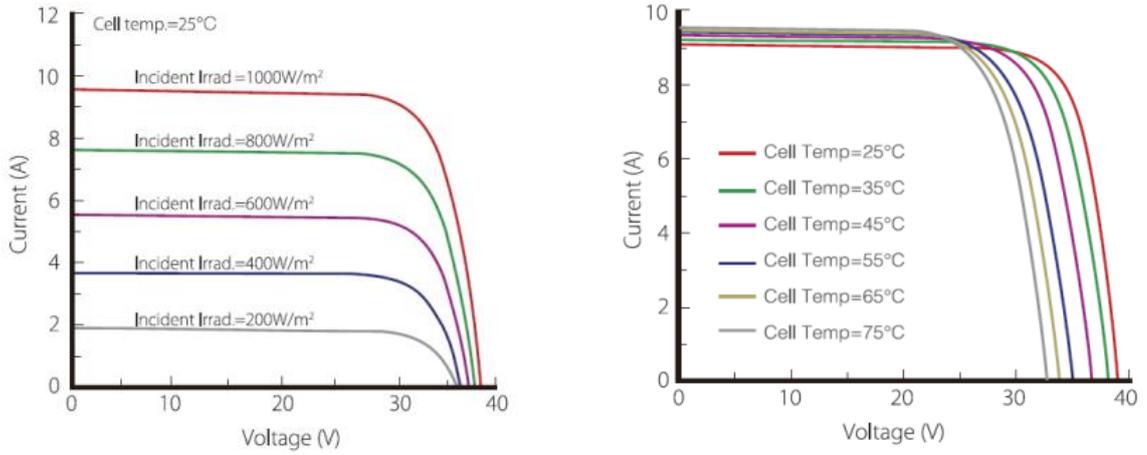
Características eléctricas @ STC

Potencia Máxima [Pmax]	280W	285W	290W	295W	300W
Tolerancia Positiva			5W		
Tensión Pmax [Vmp]	31.4	31.5	31.7	31.8	31.9
Corriente Pmax [Ipm]	8.92	9.05	9.15	9.28	9.40
Tensión Circuito Abierto [Voc]	38.5	38.6	38.8	38.9	39.1
Corriente Cortocircuito [Isc]	9.45	9.59	9.71	9.85	9.96
Eficiencia del Módulo [%]	17.1	17.4	17.7	18.0	18.3

STC : 1000 W/m2 Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3.
Las características indicadas pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso.



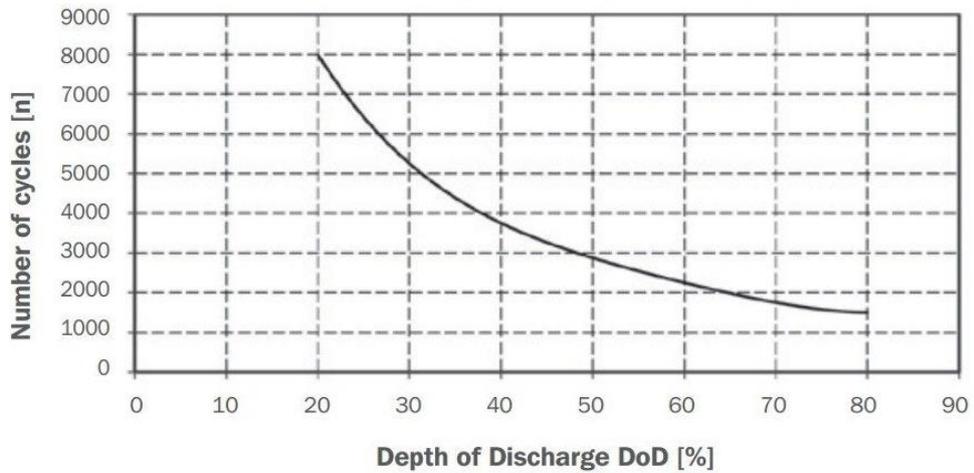
Curva I-V (SOL-6M-72-340-5BB)(Irradiación) Curva I-V (SOL-6M-72-340-5BB) (Temperatura)

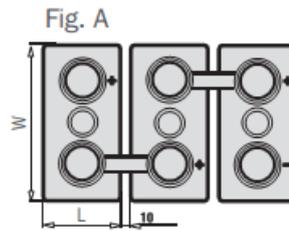


2.1.2. BATERÍAS. HOPPECKE 6 OPZS 600.12V.



Service life in cycles and Depth of Discharge





4 OPzS 200 -
6 OPzS 600

Type Overview

Capacities, dimensions and weights

Type	C _{200h} /1.80 V Ah	C _{100h} /1.80 V Ah	C _{50h} /1.77 V Ah	C _{25h} /1.75 V Ah	C _{12h} /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Widht W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

2.1.3. INVERSOR ENERTIK ICB – 5K- 48



ESPECIFICACIONES				
Modelo	ICB-1K-12	ICB-2K-24	ICB-3K-24	ICB-5K-48
Potencia continua	1000VA / 1000W	2000VA / 2000W	3000VA / 3000W	5000VA / 5000W
Entrada				
Voltaje nominal	230 VCA			
Rango de voltaje aceptable	170-280VCA			
Frecuencia	50 / 60Hz (reconocimiento automático)			
Salida				
Regulación de voltaje (modo inversor)	230VCA ± 5%			
Potencia de pico	2000VA	4000VA	6000VA	10000VA
Tiempo de transferencia	20ms			
Eficiencia	90 - 93%			
Forma de onda	Senoidal pura			
Batería				
Voltaje de batería	12VCC	24VCC	24VCC	48VCC
Eficiencia	13.5VCC	27VCC	27VCC	54VCC
Forma de onda	16VCC	32VCC	32VCC	63VCC
Cargador y regulador solar				
Tipo de regulador	PWM			
Potencia máxima de panel	600W	1200W	1200W	2400W
Voltaje de entrada máximo	55VCC	80VCC	80VCC	105VCC
Corriente máxima - regulador solar	50A			
Corriente máxima - cargador	20A	20A	25A	60A
Corriente máx. de carga	50A	50A	70A	110A
Ambiente				
Temperatura de operación	-10 - 50 °C			
Humedad relativa	5 - 95% (sin condensación)			
Datos generales				
Puerto de comunicación	USB / RS232			
Dimensiones (LxAxA) en mm	88 x 225 x 320		100 x 285 x 334	100 x 300 x 440
Peso neto (Kgs)	5		6.3	8.5

2.1.4. CONECTORES MC4



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	MC4-CON
Especificaciones técnicas	
Corriente nominal	30A
Voltaje máximo	1000V (IEC/TÜV), 1000V(UL)
Resistencia de contacto típica	0.3m Ω
Material de los contactos	Cobre, estañado
Grado de protección	IP67
Clase de seguridad	II
Temperatura ambiente	-40°C to +90°C

2.1.5. FUSIBLE ENERTIK SFUS-15

FUSIBLE SOLAR 10x38mm gPV 1000VCC 15A - SFUS-15



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	SFUS-15
Especificaciones eléctricas	
Capacidad del fusible	15A
Tamaño del fusible	10 x 38 mm
Voltaje máximo	1000VCC

2.1.6. PORTAFUSIBLES ENERTIK SPF-15

PORTA FUSIBLE SOLAR gPV 1000VCC - SPF-15 (con fusible 15A 10x38mm)



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	SPF-15
Especificaciones eléctricas	
Fusible incluido	Si
Capacidad del fusible	15A
Tamaño del fusible	10 x 38 mm
Corriente máxima del módulo	20A
Voltaje máximo	1000VCC
Sección de cable	1 mm ² ~ 10 mm ²

2.1.7. LLAVE TÉRMICA SL7-2P40

PROTECTOR TÉRMICO - SL7-2P40



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	SL7-2P40
Especificaciones eléctricas	
Polos	2
Corriente nominal	40A
Voltaje máximo	800VCC
Sección de cable	1 mm ² ~ 25 mm ²
Datos generales	
Temperatura de trabajo	-20°C ~ +70°C
Dimensiones (LxAxA) en mm	35 x 80 x 71
Peso neto (kg)	0,24

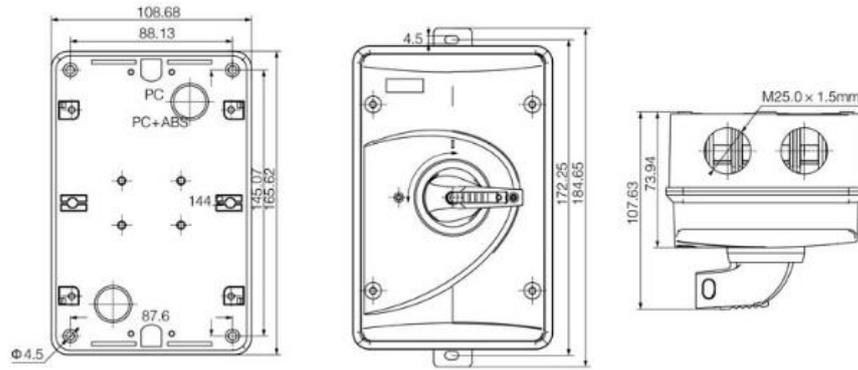
2.1.8. SECCIONADOR – LLAVE DE CORTE SISO-32

LLAVE DE CORTE 1000VCC 32A - SISO-32



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	SISO-32
Especificaciones eléctricas	
Función	Control y aislamiento de VCC
Estándar	IEC60947-3
Polos	4
Corriente nominal	32A
Voltaje máximo	1000VCC
Torque	2,5Nm
Tipo de conector	MC4, M20, M25
Terminal	M5
Sección de cable	4 mm ² ~ 16 mm ²
Datos generales	
Grado de protección	IP66
Temperatura de trabajo	-25°C ~ +85°C
Dimensiones (LxAxA) en mm	166 x 108 x 108



2.1.9. PROTECTOR DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 500VCC - SUP2-PV

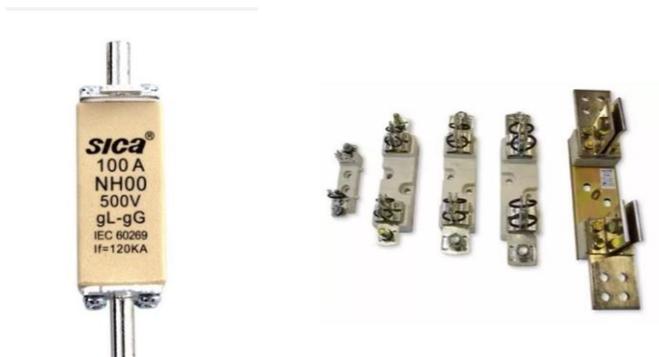
PROTECTOR DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 500VCC - SUP2-PV



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	SUP2-PV
Especificaciones eléctricas	
Polos	2
Corriente máxima	40kA
Voltaje máximo	500VCC
Terminal	M5
Sección de cable	4 mm ² - 16 mm ² (flexible) / 25 mm ² (hard)
Datos generales	
Grado de protección	IP40
Temperatura de trabajo	-3°C - +70°C
Dimensiones (LxAxA) en mm	36 x 90 x 67.5
Peso neto (kg)	0.24

2.1.10. FUSIBLES Y BASE PORTAFUSIBLES NH00, 100A, TIPO GL-GG, DE PROTECCIÓN DE BATERÍAS.



2.1.11. CABLES PSUN 2.0

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

P-Sun 2.0

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de Tensión V/A km (corriente continua)
1x1,5	1,6	4,7	31	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,7	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,4	79	3,39	59	6,74
1x10	3,9	7,8	120	1,95	82	4
1x16	5,4	9,0	175	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,2	265	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,9	360	0,565	174	1,15
1x50	9	13,3	485	0,393	210	0,85
1x70	10,8	15,6	690	0,277	269	0,59
1 x 95	12,6	16,8	875	0,210	327	0,42
1 x 120	14,3	19,4	1100	0,164	380	0,34
1 x 150	15,9	21,1	1420	0,132	438	0,27
1 x 185	17,5	23,5	1655	0,108	500	0,22
1 x 240	20,5	26,3	2200	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (AI)

2.1.12. POSTES DE EUCALIPTO, 9 MTS, 13 CM DE CIMA.

Postes IRAM 9m	Características
	Grosor en punta: > 13cm
	Largo: 9m
	Cantidad por Camión: 150
	Aplicación posible: Utilizado en instalaciones de media y baja tension

2.1.13. CABLE PARA LÍNEAS AÉREAS PRYSAL

Media Tensión Distribución y Subtransmisión	Líneas Aéreas de Energía
<p style="background-color: #ff9800; color: white; padding: 2px;">Cuerda desnuda de Aleación de Aluminio</p> 	<p style="background-color: #ff9800; color: white; padding: 2px;">PRYSAL</p> <p style="background-color: #ff9800; color: white; padding: 2px;">IRAM 2212</p> <p>CONDUCTOR Metal: Alambres de aleación de aluminio (otros temple bajo pedido). Forma: cuerdas redondas. Formación: según IRAM 2212 (u otras bajo pedido)</p> <div style="display: flex; justify-content: center; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid orange; padding: 2px;">7</div> <div>19</div> <div>37</div> <div>61</div> </div> <p>Normativas IRAM 2212 u otras bajo pedido.</p> <p>Certificaciones Todos los cables de Prysmian están elaborados con Sistema de Garan-</p> <p style="background-color: #ff9800; color: white; padding: 2px;">Cuerda de aleación de aluminio para distribución de energía en líneas aéreas de media tensión.</p>
<p style="color: #008000; font-weight: bold;">NORMAS DE REFERENCIA</p> <p style="color: #008000; font-weight: bold;">DESCRIPCION</p> <p style="color: #008000; font-weight: bold;">CARACTERÍSTICAS</p>	

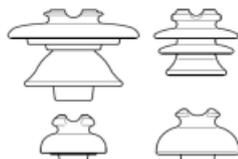
Características Técnicas

Cables según norma IRAM 2212

Sección nominal	Formación	Diámetro aproximado	Masa aprox.	Carga de rotura calculada	Resist. eléctrica máxima a 20°C y c. c.	Resist. eléctrica máxima a 80°C y c. a.	Intensidad de corriente admisible (1)
mm ²	Nº x mm	mm	kg/km	kg	ohm/km	ohm/km	A
16	7 x 1,70	5,1	43	452,6	2,09	2,54	100
25	7 x 2,15	6,5	70	723,9	1,31	1,59	125
35	7 x 2,52	7,6	95	994,5	0,952	1,16	160
50	7 x 3,02	9,1	135	1428	0,663	0,806	195
50	19 x 1,85	9,3	140	1455	0,654	0,795	195
70	19 x 2,15	10,8	190	1965	0,484	0,588	235
95	19 x 2,52	12,6	260	2699	0,352	0,428	300

2.1.14. AISLADOR CAMPANA MN3A





AISLADORES DE PORCELANA DE DISTRIBUCIÓN
TIPO MONTAJE RÍGIDO, DE PERNO

DISTRIBUTION PORCELAIN INSULATORS
PIN TYPE

MODELO FAPA - CÓDIGO FAPA'S REFERENCE - CODE		ALD 10	ALD 55-5	ALT 15	ALT 45
Denominación IRAM 2077 IRAM 2077 denomination		R 11 (MN 3)	55-5 / R 21 (MN 3a)	R 23 (MN 3c)*	R 31 (MN 14)
Tensión de servicio indicativa Voltage rating	kV	6,6**	13,2	13,2	33
Distancia de fuga Leakage distance	mm in	210 8 1/4	305 12	330 13	590 23 1/4
Distancia de arco Arcing distance	mm in	127 5	159 6 1/4	190 7 1/2	290 11 3/8
Carga mecánica a la flexión Cantilever strength	kN lb	11 2450	11 2450	11 2450	13 2900
Tensión resistida bajo lluvia de frecuencia industrial Low frequency withstand voltage, wet	kV	30	40	50	80
Tensión de contorno bajo lluvia Flashover voltage, wet	kV	33	45	55	90
Tensión de contorno en seco Flashover voltage, dry	kV	65	75	85	120
Tensión resistida de impulso, onda 1,2/50 µs Impulse withstand voltage, 1.2/50 µs wave	kV	90	110	115	185
Tensión crítica de impulso, onda positiva Critical impulse flashover voltage, positive wave	kV	100	125	125	205
Tensión crítica de impulso, onda negativa Critical impulse flashover voltage, negative wave	kV	125	145	180	285
Tensión de perforación de frecuencia industrial Low frequency puncture voltage	kV	85	95	100	165
Altura mínima del perno*** Minimum pin height	Rosca 1" Thread 1"	mm in	127 5	152 6	- -
	Rosca 1 3/8" Thread 1 3/8"	mm in	- -	- -	200 7 7/8
Peso neto aproximado Approximate net weight		kg lb	1,6 3.5	2,7 6.0	3,5 7.7
				7,8 17.2	

(*) La denominación "MN 3c" es de uso común, pero no es propia de la norma IRAM 2077.
The designation "MN3c" is commonly used, but does not belong to IRAM 2077 standard.

(**) Los aisladores ALD 10 se utilizan en la República Argentina, en determinadas zonas y condiciones de servicio, en líneas de 13,2 kVef con resultados satisfactorios.

ALD 10 insulators are used in Argentina, in certain areas and service conditions, in 13.2 kVef power lines with satisfactory results.

(***) Por altura mínima del perno se entiende la medida entre el extremo superior del mismo y la base sobre la cual se fija.
The minimum pin height is the distance between the pin top end and the base on which it is fixed.

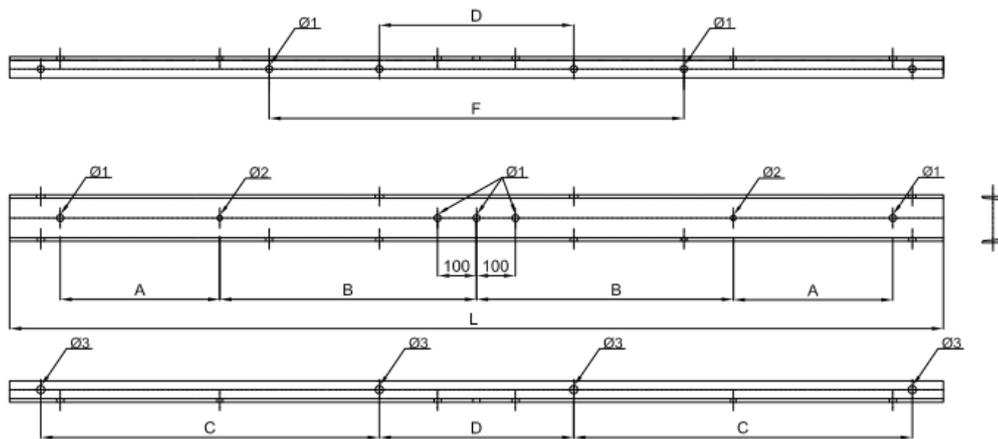
2.1.15. CRUCETA DE MADERA DE LAPACHO MN110

Cruceta Metálica Central **MN-111**



RECUBRIMIENTO SUPERFICIAL :

- Cincado por inmersión en caliente según IRAM 20022.



2.1.16. AISLADORES DE CADENA DE RETENCIÓN





FABRICA ARGENTINA DE PORCELANAS ARMANINO S.A.



AISLADORES DE SUSPENSIÓN CON ACOPLAMIENTO A RÓTULA
TIPO RETENCIÓN Y SUSPENSIÓN, DE CAPERUZA Y BADAJO

SUSPENSION INSULATORS, BALL-AND-SOCKET TYPE
DEAD-END AND SUSPENSION TYPE

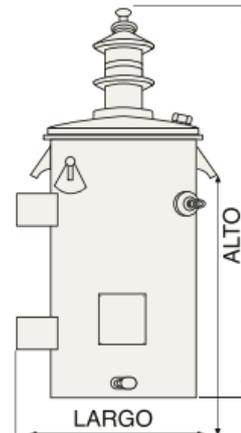
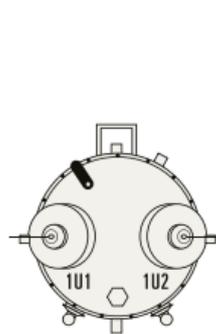
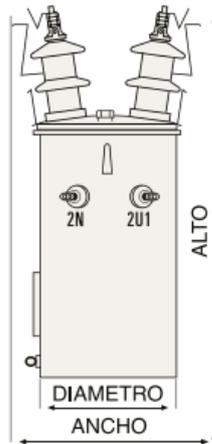
MODELO FAPA - CÓDIGO FAPA'S REFERENCE - CODE		ALS 165 40 kN	ALS 255 L70 kN	ALS 255 L80 kN	ALS 255 L100 kN	ALS 255 L120 kN	ALS 255 C160 kN	ALS 255 L160 kN
Designación IEC 60305 - IRAM 2235 IEC 60305 - IRAM 2235 designation		-	U 70 BL	U 80 BL (IRAM 2077)	U 100 BL	U 120 B	U 160 BS	U 160 BL
Acoplamiento tipo Coupling type		16 A	16 A	16 A	16 A	16 A	20	20
Distancia de fuga Leakage distance	mm in	185 7 9/32	295 11 5/8	295 11 5/8	295 11 5/8	295 11 5/8	340 13 3/8	340 13 3/8
Carga electromecánica de falla Electromechanical failing load	kN lb	40 9000	70 15700	80 18000	100 22500	120 27000	160 36000	160 36000
Tensión resistida bajo lluvia de frecuencia industrial Low frequency withstand voltage, wet	kV	27	40	40	40	40	45	45
Tensión de contorno bajo lluvia Flashover voltage, wet	kV	30	45	45	45	45	48	48
Tensión resistida de impulso, onda 1,2/50 µs Impulse withstand voltage, 1,2/50 µs wave	kV	80	110	110	110	110	110	110
Tensión crítica de impulso, onda positiva Critical impulse flashover voltage, positive wave	kV	90	120	120	120	120	120	120
Tensión crítica de impulso, onda negativa Critical impulse flashover voltage, negative wave	kV	90	125	125	125	125	125	125
Tensión de perforación de frecuencia industrial Low frequency puncture voltage	kV	80	110	110	110	110	130	130
Peso neto aproximado Approximate net weight	kg lb	2,5 5,5	5,3 11,7	5,3 11,7	5,3 11,7	5,3 11,7	7,6 16,8	7,8 17,2

Métodos de ensayo según normas IEC 383 e IRAM 2234. Aisladores Clase B.
Test methods according to IEC 383 and IRAM 2234 standards. Class B insulators.

2.1.17. TRANSFORMADOR RURAL MONOFÁSICO CZERWENY, 5 KVA, RELACIÓN 13,2/0,231 KV.



sico (TRBT)
0-231 V/V.



Transformadores Rurales monofásicos - Relación 13.2 ± 5% / 0.231 kV								
Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Masa(kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Diámetro	
5*	30	160	4,5	450	400	850	295	70
10*	45	290	4,5	500	450	1.000	340	120
16*	60	390	4,5	600	550	1.000	380	150
25*	85	600	4,5	650	600	1.200	415	200
40*	110	900	4,5	650	600	1.200	415	250
#63*	220	1.150	4	850	800	1.200	540	450
#75	220	1.150	4	850	800	1.200	540	450
#100*	270	1.600	4	850	800	1.200	540	550

Regulación +/- 2 x 2,5%

ANEXO E. PLANOS

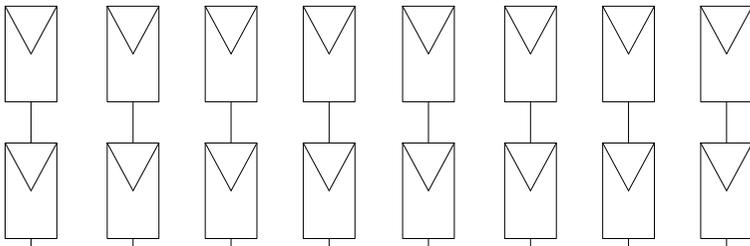
Planos de Planta solar fotovoltaica

- A01 – Diagrama unifilar general
- A02 – Diagrama unifilar detallado 1
- A03 – Diagrama unifilar detallado 2
- A04 – Diagrama multifilar detallado 1
- A05 – Diagrama multifilar detallado 2
- A06 – Paneles solares fotovoltaicos
- A07 – Caja de conexiones
- A08 - Conexión de inversores
- A09 – Conexión de baterías
- A10 – Canalizaciones
- A11 – Estructuras
- A12 – Sala de Baterías

Planos de Línea de media tensión

- B01 – Poste de alineación
- B02 – Poste de retención
- B03 – Poste terminal
- B04 – Poste terminal con seccionadores
- B05 – Poste terminal con transformador
- B06 – Cadena de aisladores de retención

Paneles
300 W
Solartec
31,9 V
9,4 A



2x10 mm? + 1 PEx10 mm?

2x10 mm? + 1 PEx10 mm?

8 Fusibles 15 A
Eneritik

2x10 mm? + 1 PEx10 mm?

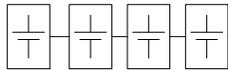
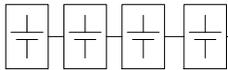
2x10 mm? + 1 PEx10 mm?

Llave termomagnética
40 A

Llave termomagnética
40 A

2x35 mm?

2x35 mm?



4 Baterías
HOPPECKE
5 Cps 600
12V - 900 Ah

4 Baterías
HOPPECKE
5 Cps 600
12V - 900 Ah

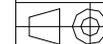
Inversor
ENERTIK
ICB - 5K- 48

3x4 mm? + 1PE



	Fecha	Nombre
Dib.		Lescano H.
Rev.		Perez M.
Apr.		Puente G.

Esc:



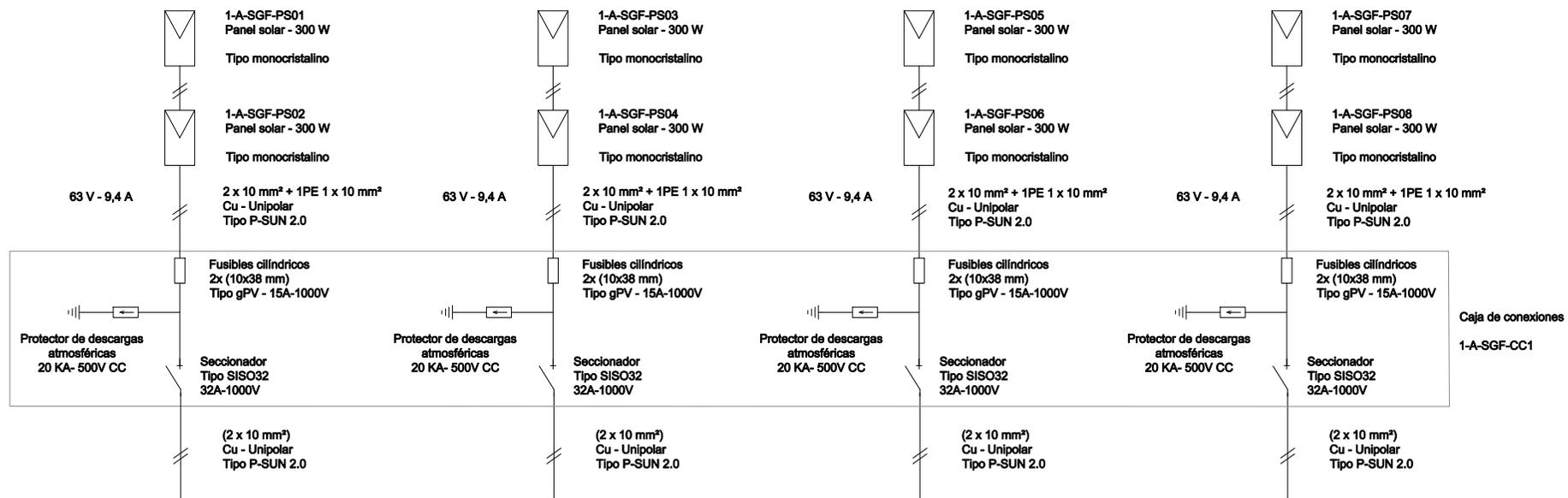
Toler. +0.1
Rug. -0.1

Plano A01 -
Diagrama unifilar general

Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional
Concepción del Uruguay

Proyecto Final
PFC 1711A

Fecha de entrega XX/MM/19



(2 x 10 mm²)
Cu - Unipolar
Tipo P-SUN 2.0

Interruptor automático
2P x 40 A - 800 VCC
1-B-SGF-TA-IG1

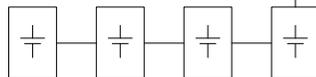
1-B-SIN-IN1
Inversor ICB
2400 W - 48VCC

1-B-SCA-TA-FU1/2
Fusibles NH00
Tipo gL-gG - 2 x 100 A - 500V

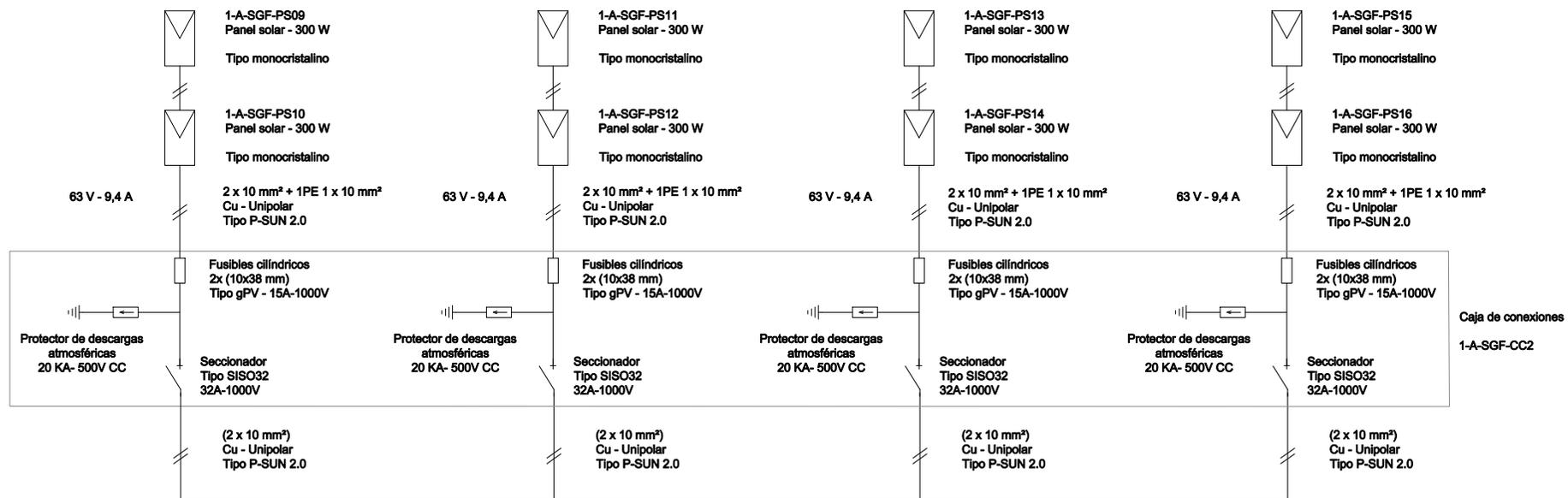
1 x (3 x 4 mm²)
Cu - Tripolar
Tipo Afumex 1000

(2 x 35 mm²)
Cu - Unipolar
Tipo P-SUN 2.0

1-A-SCA-BA01/04
Baterías
12 V x 900 Ah



	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A02 - Diagrama unifilar detallado 1		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 -0.1 Rug.			Fecha de entrega XX/MM/19



Caja de conexiones
1-A-SGF-CC2

(2 x 10 mm²)
Cu - Unipolar
Tipo P-SUN 2.0

Interruptor automático
2P x 40 A - 800 VCC
1-B-SGF-TA-IG2

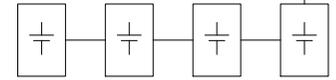
1-B-SIN-IN2
Inversor ICB
2400 W - 48VCC

1-B-SCA-TA-FU3/4
Fusibles NH00
Tipo gL-gG - 2 x 100 A - 500V

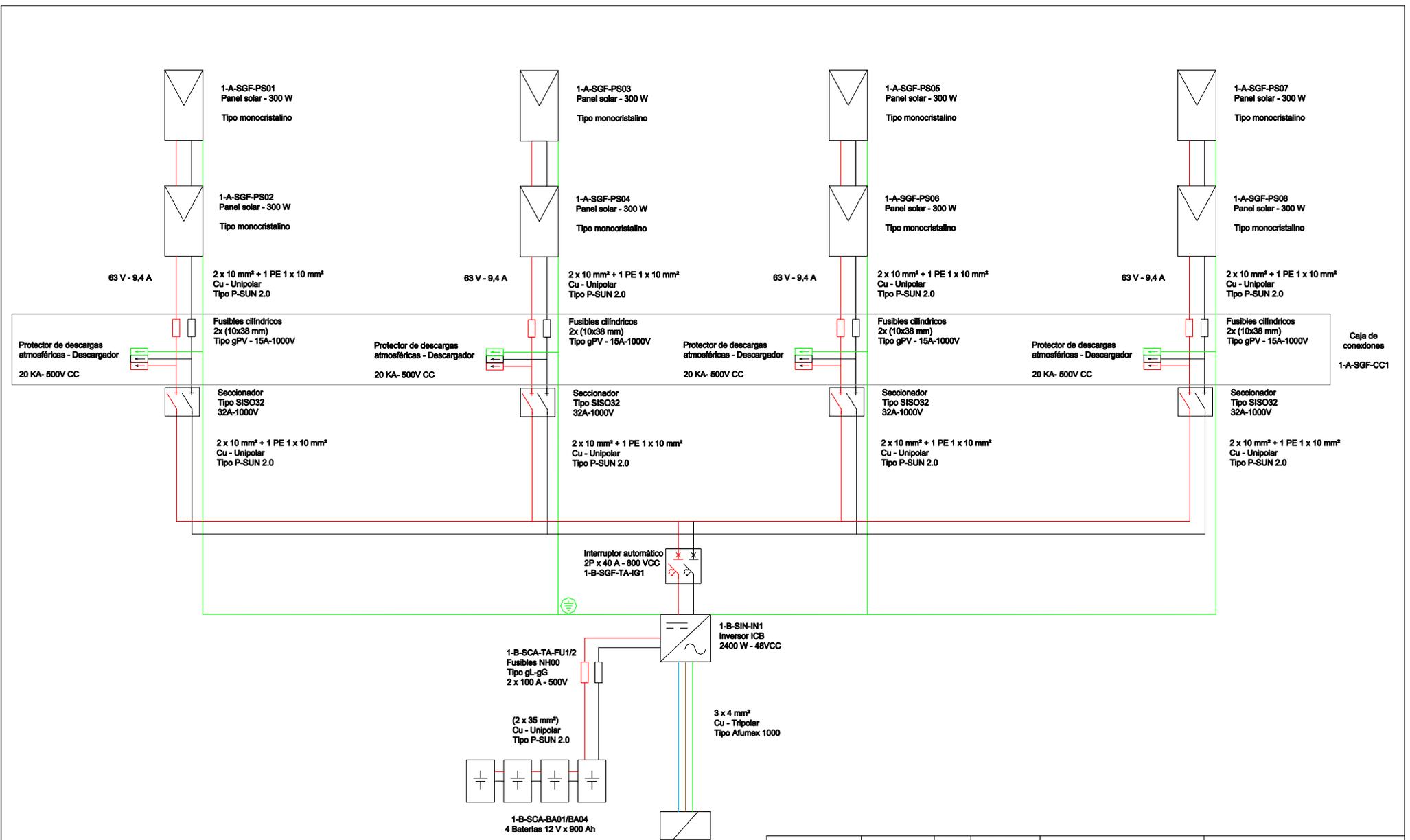
(2 x 35 mm²)
Cu - Unipolar
Tipo P-SUN 2.0

1 x (3 x 4 mm²)
Cu - Tripolar
Tipo Afumex 1000

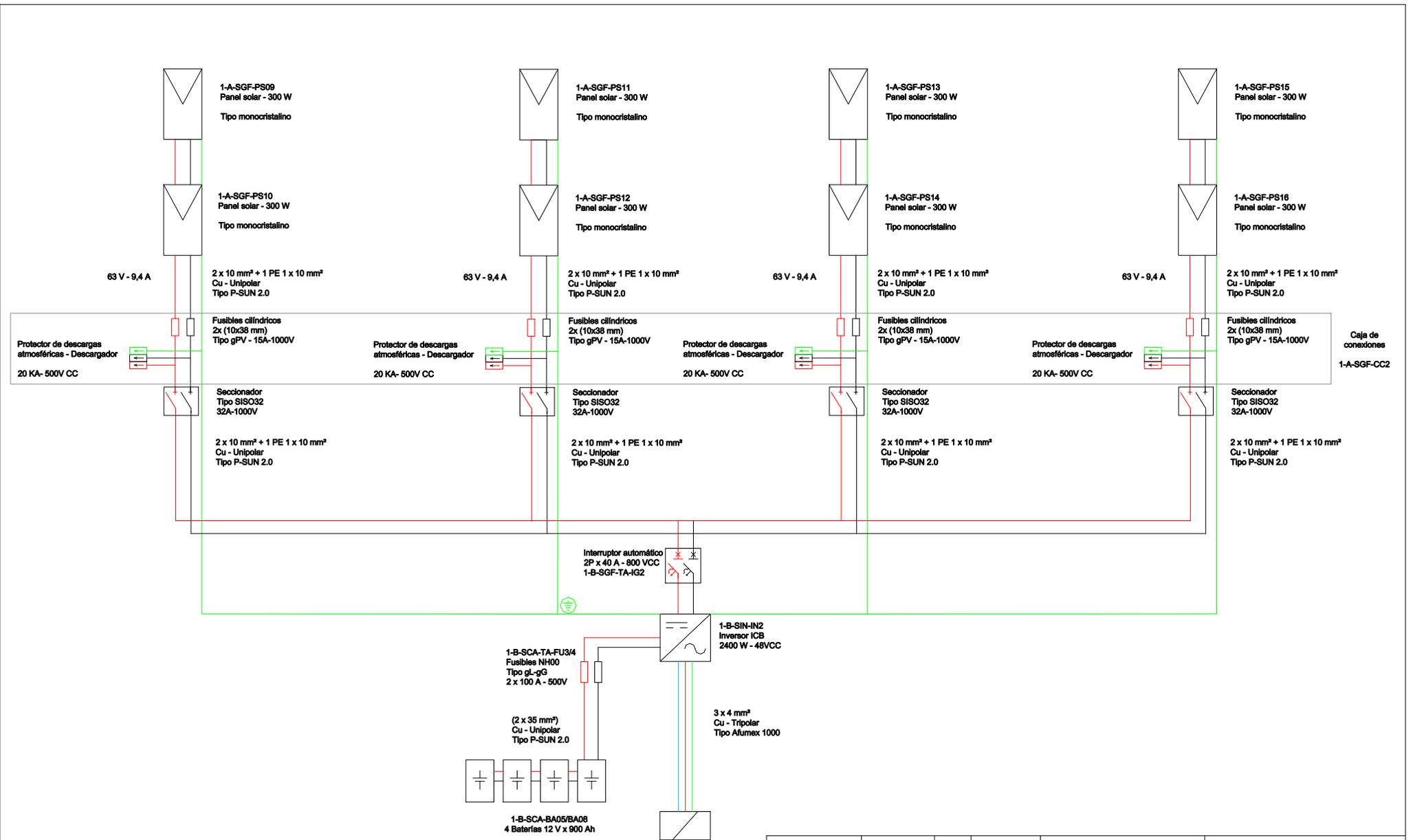
1-A-SCA-BA05/08
Baterías
12 V x 900 Ah



	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A03 - Diagrama unifilar detallado 2		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 -0.1 Rug.			Fecha de entrega XX/MM/19

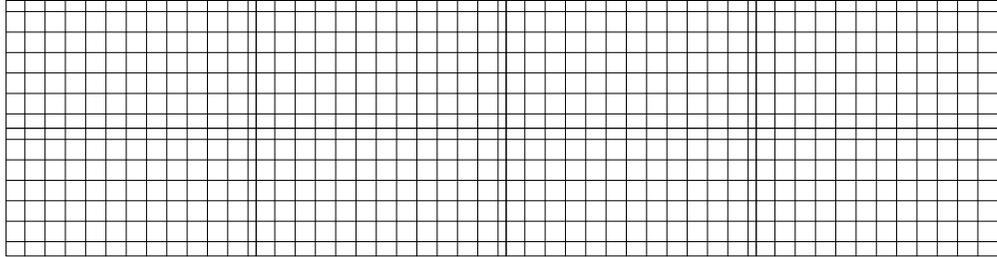


	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A04 - Diagrama multifilar detallado 1		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 -0.1 Rug.			Fecha de entrega XX/MM/19



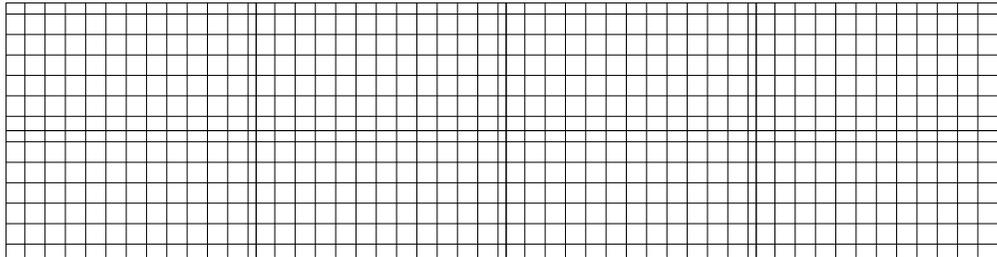
	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A05 - Diagrama multifilar detallado 2		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 Rug. -0.1			Fecha de entrega XX/MM/19

1-A-SGF-PS10 1-A-SGF-PS12 1-A-SGF-PS14 1-A-SGF-PS16

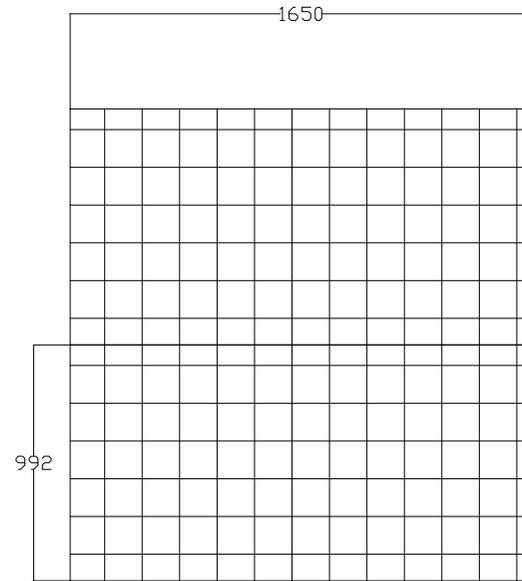


1-A-SGF-PS09 1-A-SGF-PS11 1-A-SGF-PS13 1-A-SGF-PS15

1-A-SGF-PS02 1-A-SGF-PS04 1-A-SGF-PS06 1-A-SGF-PS08



1-A-SGF-PS01 1-A-SGF-PS03 1-A-SGF-PS05 1-A-SGF-PS07



Marca: SOLARTEC
 Modelo: SOL-6M-60-300-5BB

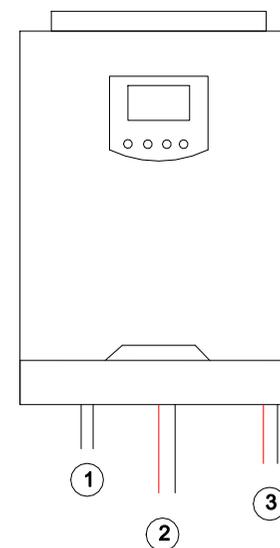
Potencia: 300 W
 Tensión: 31,9 V
 Corriente: 9,4 A
 Silicio Monocristalino

	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A06 - Paneles solares fotovoltaicos		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 -0.1 Rug.			Fecha de entrega XX/MM/19

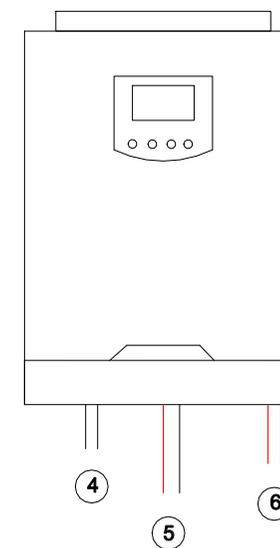
REFERENCIAS

PUNTO	FUNCIÓN	CODIFICACIÓN
1	SALIDA CA	1-B-SIN-IN1/TGV-CF
2	CONEXIÓN A BATERÍAS	1-B-SCA-IN1/BA01-CP/CN
3	ENTRADA FV	1-A/B-SGF-CC1/IN1-CP/CN
4	SALIDA CA	1-B-SIN-IN1/TGV-CF
5	CONEXIÓN A BATERÍAS	1-B-SCA-IN2/BA05-CP/CN
6	ENTRADA FV	1-A/B-SGF-CC2/IN2-CP/CN

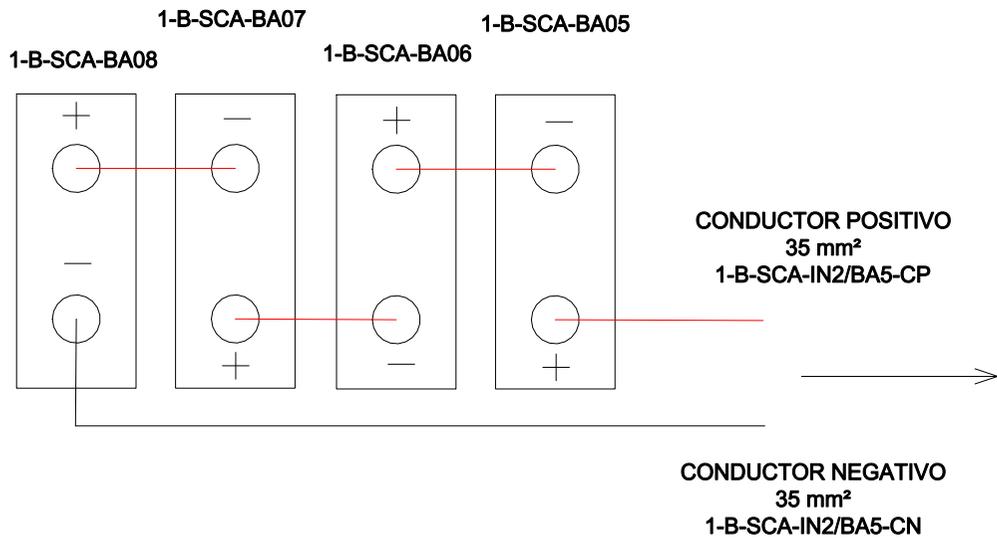
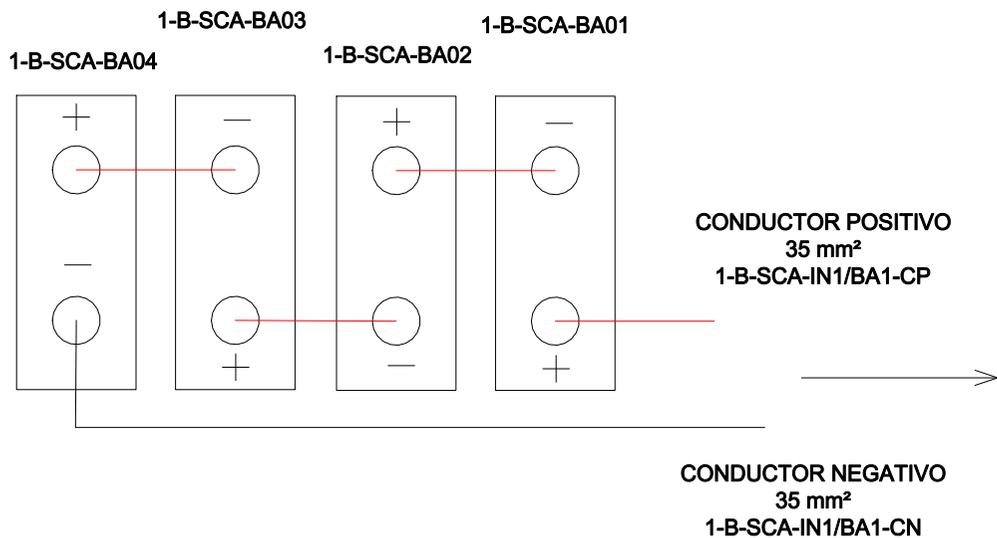
**INVERSOR 1
1-B-SIN-IN1**



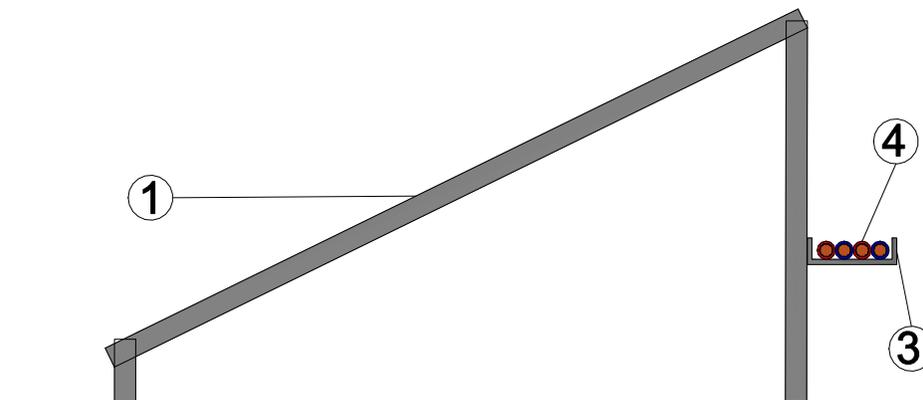
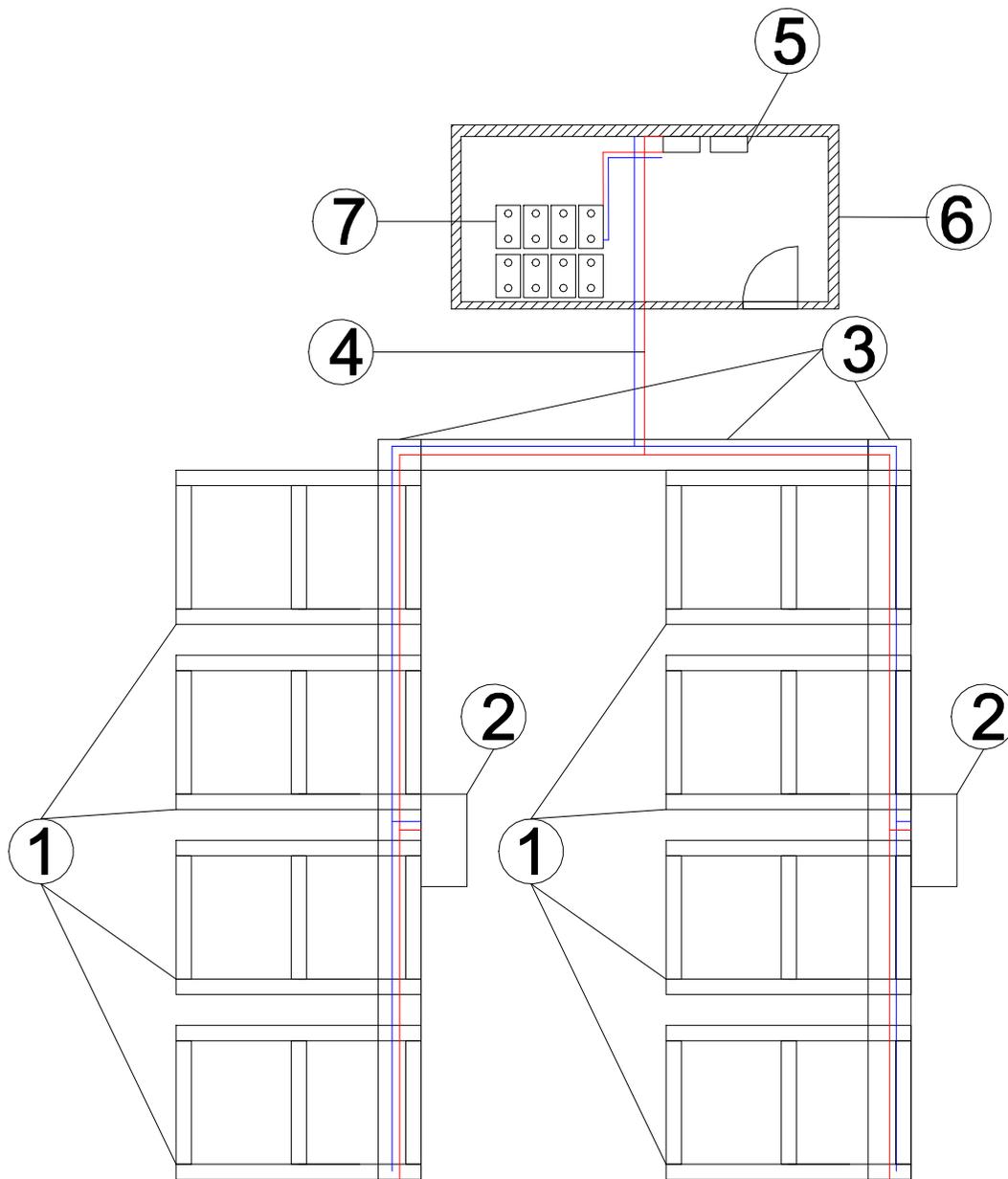
**INVERSOR 2
1-B-SIN-IN2**



 UTN FRCU	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A08 - Conexión del inversor		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 -0.1 Rug.			Fecha de entrega XX/MM/19

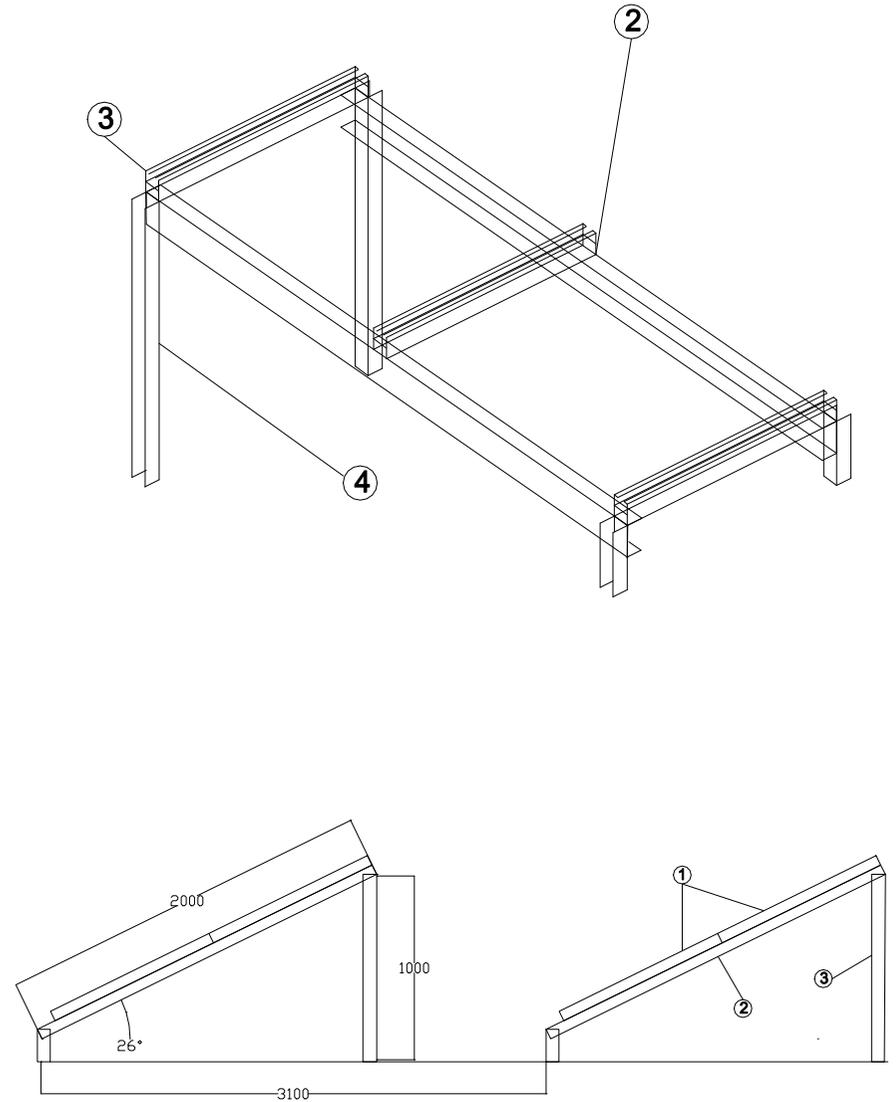
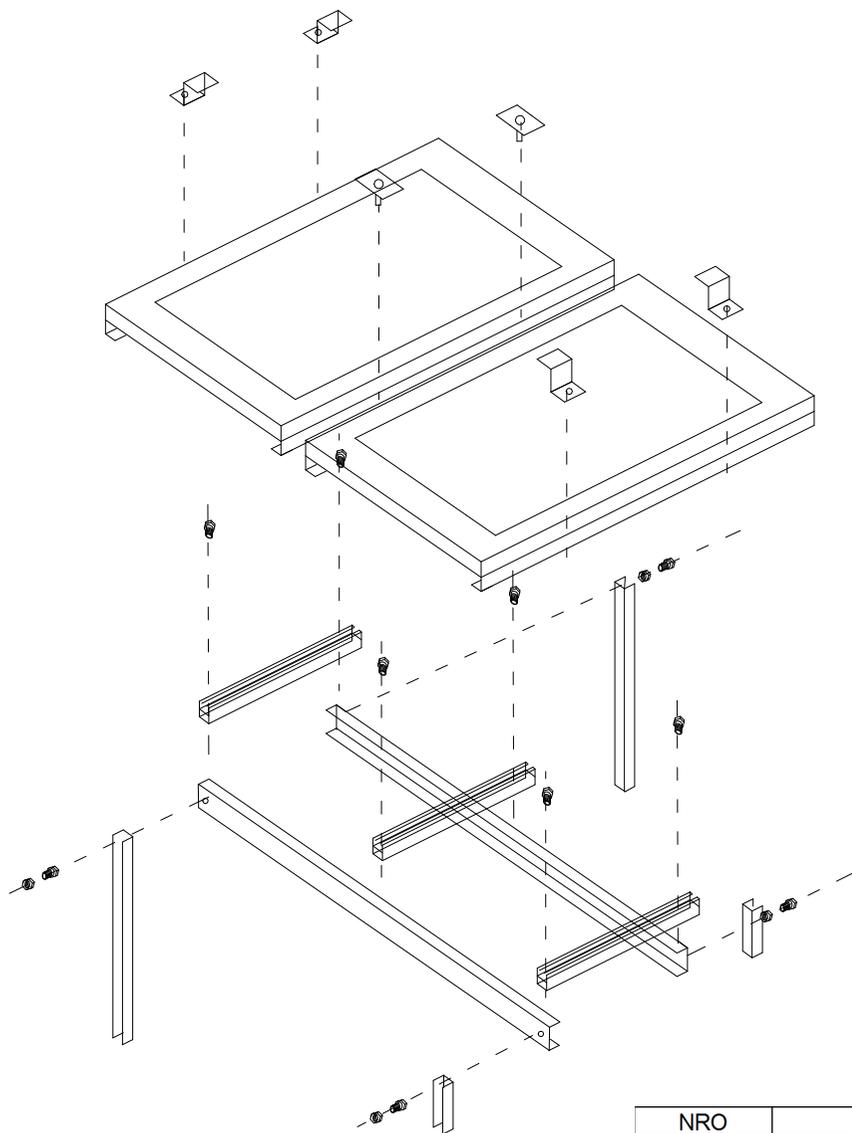


	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano A09 - Conexión de baterías		Proyecto Final PFC 1711A
			Fecha de entrega XX/MM/19
Toler. +0.1 Rug. -0.1			



NRO	ITEM	CODIFICACIÓN
1	Estructura de soporte	1-A-SGF-ES01/ES08
2	Caja de conexiones	1-A-SGF-CC1/2
3	Canalizaciones	1-A-SGF-CA
4	Conductores de CC	1-A-SGF-PS/IN-CP-CN
5	Inversores	1-B-SIN-IN1/2
6	Sala de Baterías	1-B-SIN-IN1/2
7	Baterías	1-B-SCA-BA01/08

	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:			Proyecto Final PFC 1711A
Toler. +0.1 Rug. -0.1	Plano A10- Canalizaciones		Fecha de entrega XX/MM/19

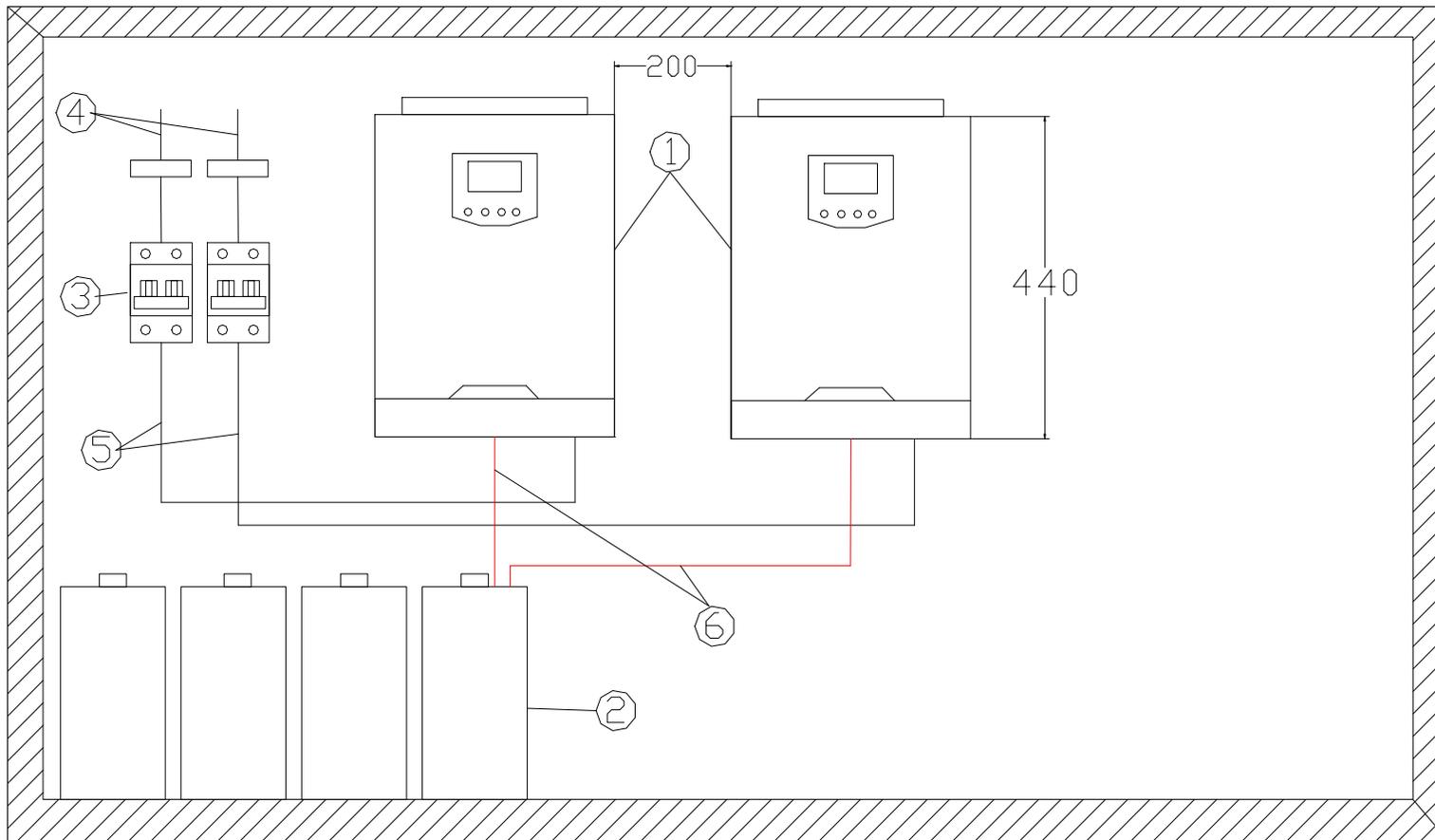


NRO	ITEM
1	Panel solar 300 W
2	Larguero - Perfil U Aluminio 50x30x2 mm de 2000 mm
3	Travesaño - Perfil U con guías 800 mm
4	Pata - perfil U 50x30x2 mm de 1000 mm



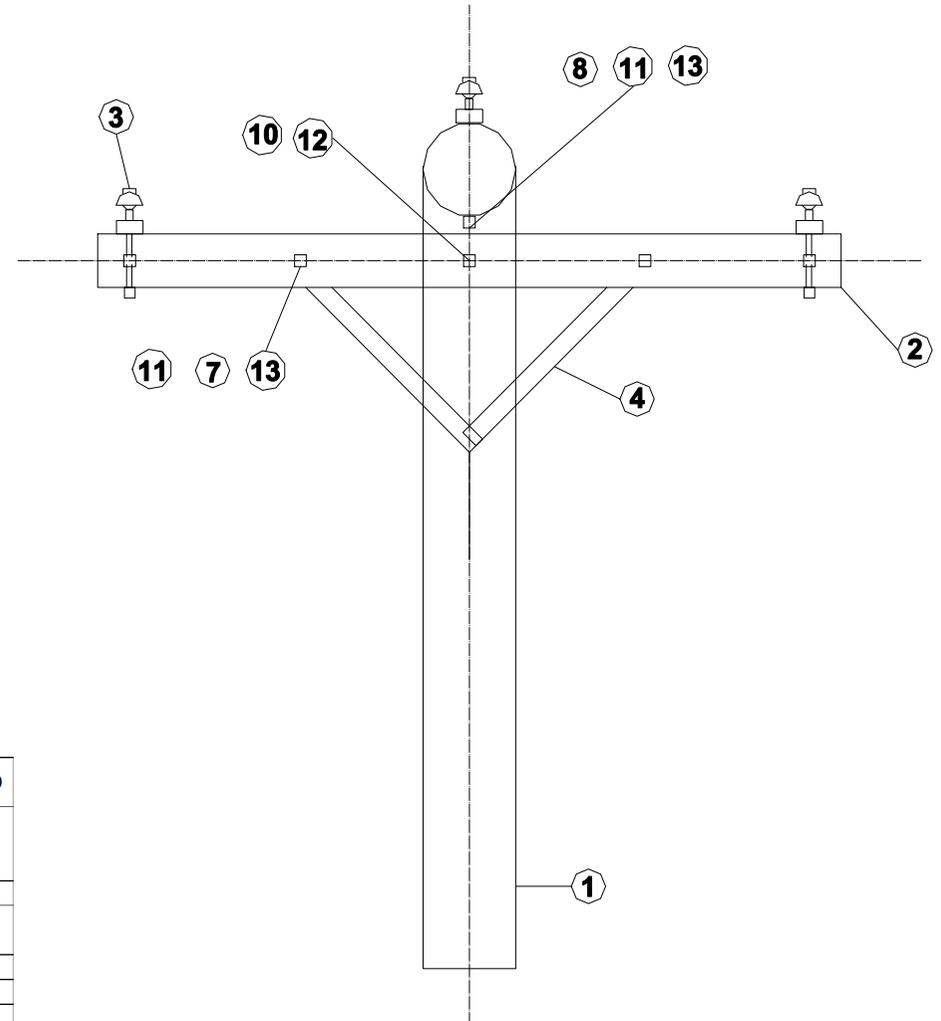
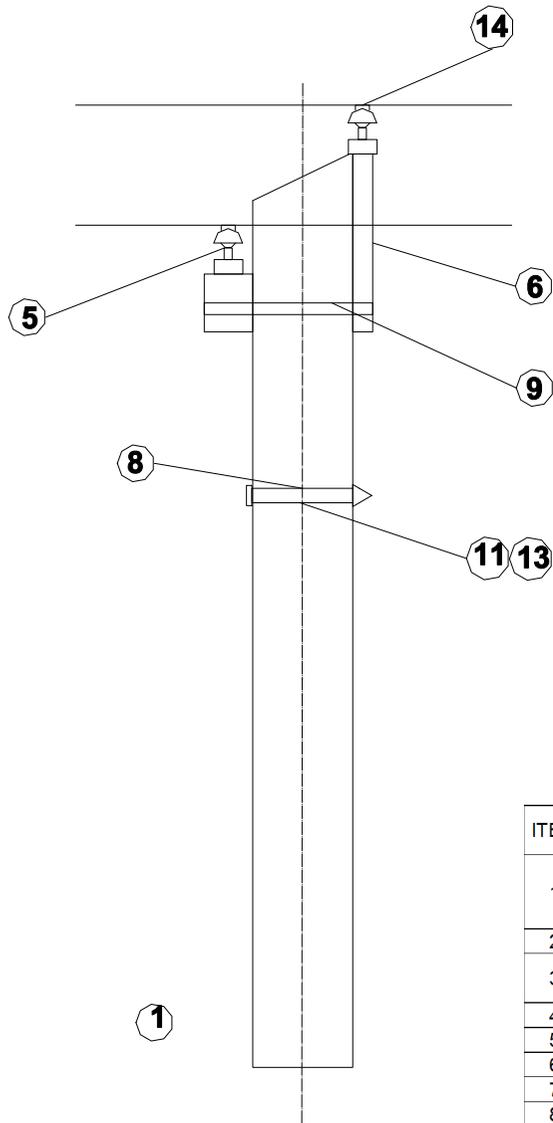
Fecha	Nombre
Dib.	Lescano H.
Rev.	Perez M.
Apr.	Puente G.
Esc:	
Toler. +0.1 Rug. -0.1	Plano A11- Estructuras

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Proyecto Final PFC 1711A
Fecha de entrega XX/MM/19



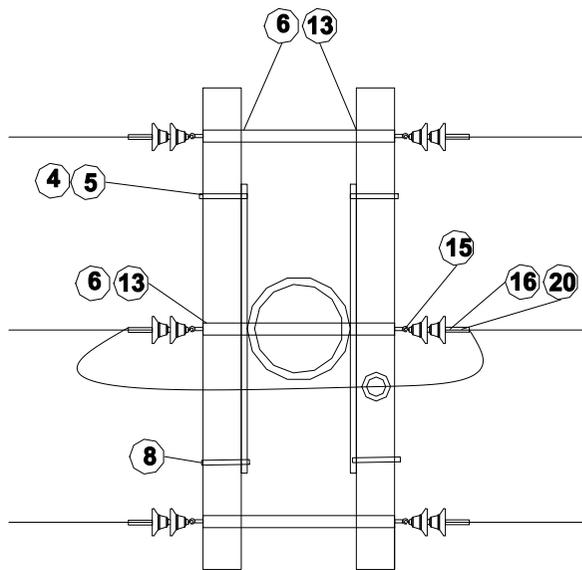
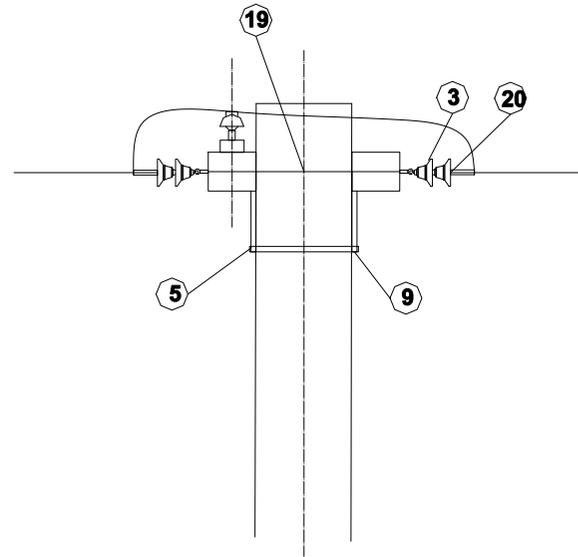
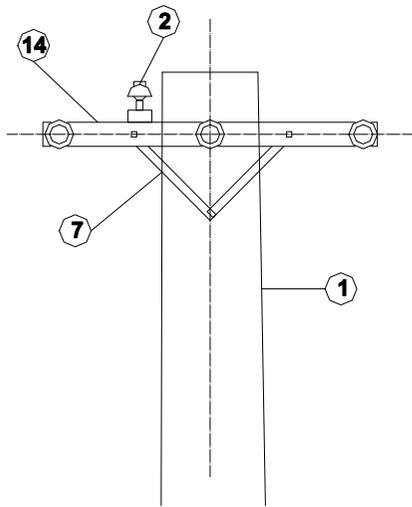
NRO	ITEM	CODIFICACIÓN
1	Inversores	1-B-SIN-IN1/2
2	Baterías	1-B-SCA-BA01/08
3	Interruptor general	1-B-SGF-TA-IG1-2
4	Conductores de CC desde Cajas de conexiones	1-A-SGF-CC1-2/IG1-2-CP/CN
5	Conductores de CC a entrada FV de inversores	1-A-SGF-IG1-2/In1-2-CP/CN
6	Conductores de CC de carga de baterías	1-A-SCA-IN1-2/BA1-5-CP/CN

	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay	
	Dib.	Lescano H.		
	Rev.	Perez M.		
	Apr.	Puente G.		
Esc:	Plano A12- Sala de Baterías		Proyecto Final PFC 1711A	
			Toler. +0.1 -0.1	Fecha de entrega XX/MM/19
Rug.				



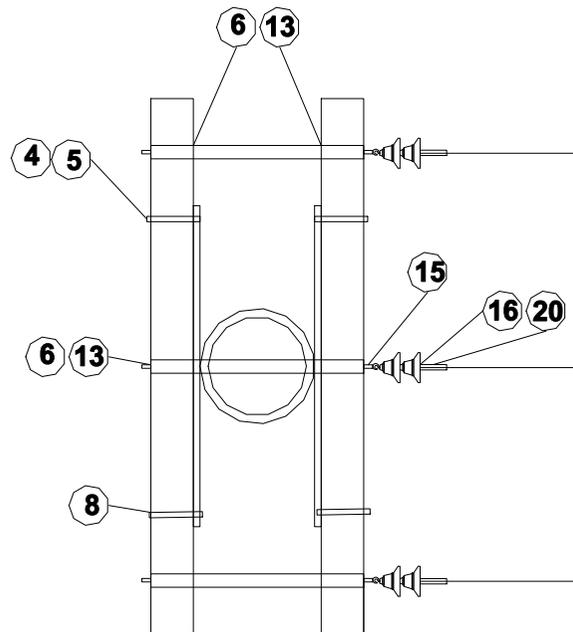
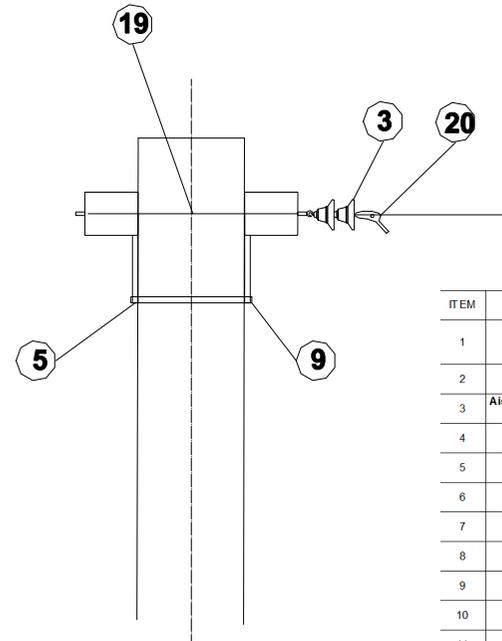
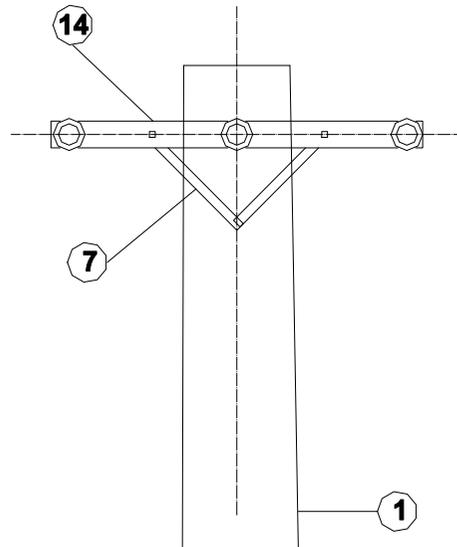
ITEM	DESIGNACIÓN	MN	CANTIDAD
1	Poste de eucalipto		1
2	Cruceta	111	1
3	Aislador campana	3	3
4	Brazo recto	41	2
5	Perno recto	411	2
6	Soporte central	416b	1
7	Bulón cincado	49	2
8	Bulón cincado	51	2
9	Bulón cincado	55	1
10	Chapa cuadrada	84	1
11	Arandela elástica	32 a	4
12	Arandela elástica	32 b	1
13	Arandela plana	30	4
14	Atadura preformada para MN3		3

	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:			Proyecto Final PFC 1711A
	Toler. +0.1 -0.1 Rug.		Plano B01 - Poste de alineación
			Fecha de entrega XX/MM/19



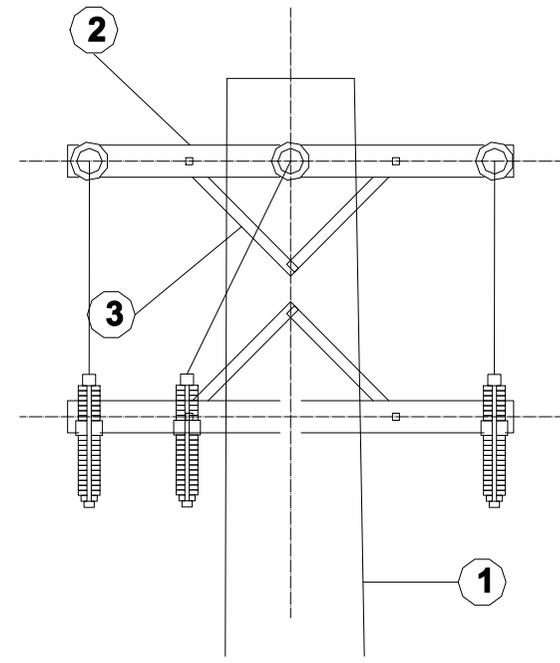
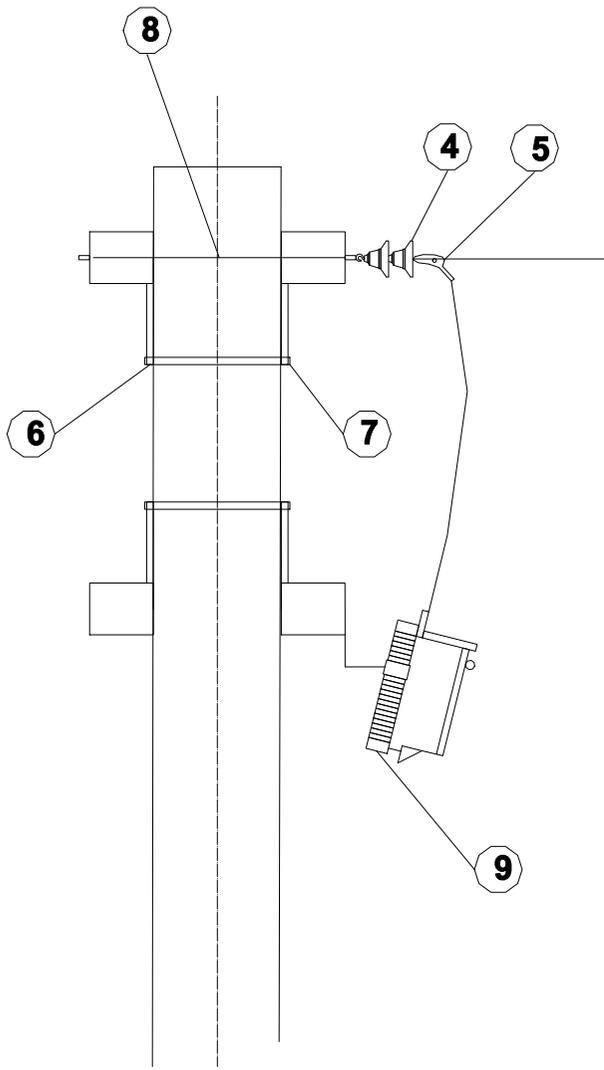
ITEM	DESIGNACIÓN	MN	CANTIDAD
1	Poste de homigón		1
2	Aislador campana	3	2
3	Aislador de suspensión a rótula	11	12
4	Arandela plana	30	4
5	Arandela elástica	32 a	6
6	Arandela elástica	32 b	15
7	Brazo recto pesado	40	4
8	Bulón cincado	49	4
9	Bulón cincado	51	2
10	Bulón cincado	55	1
11	Bulón cincado	56	3
12	Bulón cincado	58	4
13	Chapa cuadrada	84	26
14	Cruceta	111	2
15	Encaje ojo	154	6
16	Gancho con rotula	173	6
17	Ojal sin rosca	380	3
18	Perno recto	411	2
19	Tilla con ojal	514	3
20	Morsa de retención	MR 14	6
21	Grampa bifilar de conexión 1 bulón		6
22	Atadura preformada para MN3		2

	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:			Proyecto Final PFC 1711A
Toler.	$+0.1$ -0.1		
Rug.			
Plano B02 - Poste de retención			Fecha de entrega XX/MM/19

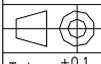


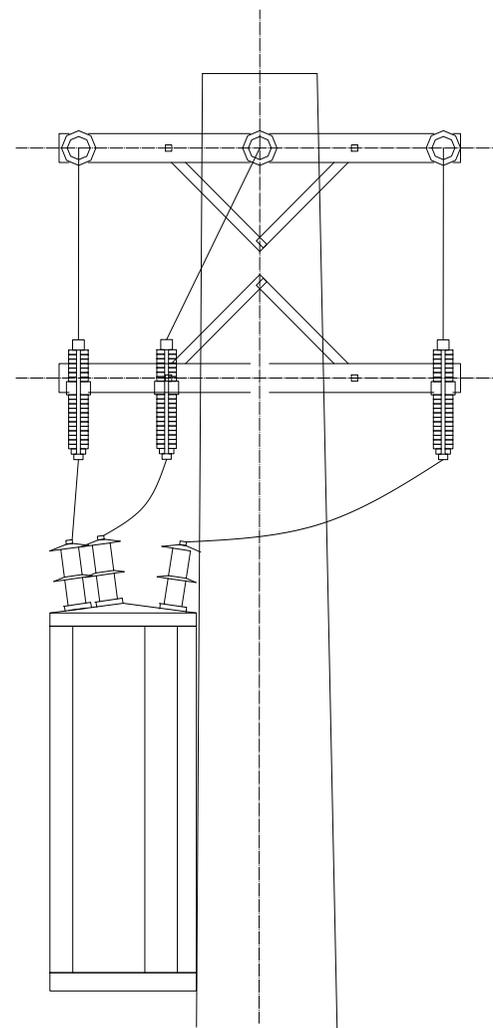
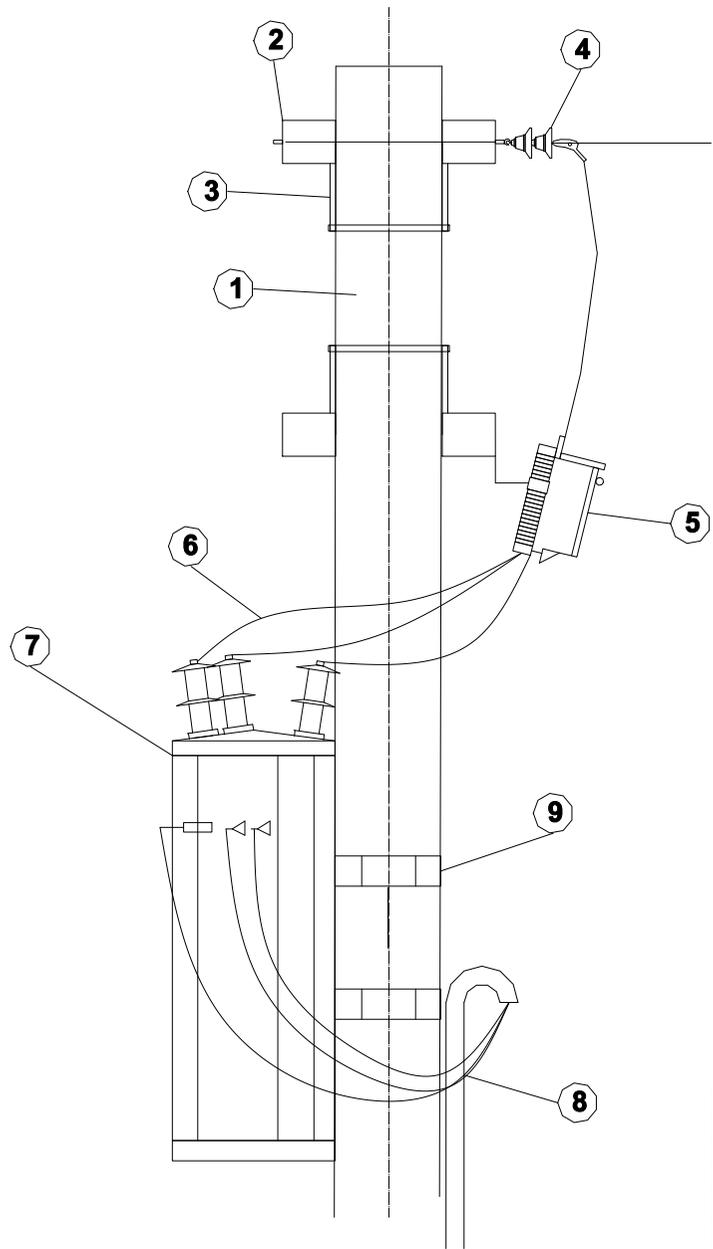
ITEM	DESIGNACIÓN	MN	CANTIDAD
1	Poste de hormigón		1
2	Aislador campana	3	2
3	Aislador de suspensión a rótula	11	6
4	Arandela plana	30	4
5	Arandela elástica	32 a	6
6	Arandela elástica	32 b	15
7	Brazo recto pesado	40	4
8	Bulón cincado	49	4
9	Bulón cincado	51	2
10	Bulón cincado	55	1
11	Bulón cincado	56	3
12	Bulón cincado	58	4
13	Chapa cuadrada	84	26
14	Cruceta	111	2
15	Encaje ojo	154	3
16	Gancho con rótula	173	3
17	Ojal sin rosca	380	3
18	Perno recto	411	2
19	Tilla con ojal	514	3
20	Morsa de retención	MR 14	6
21	Grampa bifilar de conexión 1 bulón		6
22	Atadura preformada para MN3		2

 UTN FRCU	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:			Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 Rug. -0.1	Plano B03 - Poste terminal		Fecha de entrega XX/MM/19



NRO	ITEM	DESIGNACIÓN MN
1	Poste de hormigón	
2	Cruceta	111
3	Brazo recto pesado	40
4	Aislador a rótula	11
5	Morsa de retención	MR 14
6	Arandela elástica	32a
7	Bulón cincado	51
8	Tilla con ojal	514
9	Seccionador fusible tipo XS	

	Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Lescano H.	
	Rev.	Perez M.	
	Apr.	Puente G.	
Esc:	Plano B04 - Poste terminal con seccionadores		Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. +0.1 -0.1 Rug.			Fecha de entrega XX/MM/19



NRO	ITEM
1	Poste de hormigón
2	Cruceta
3	Brazo recto pesado
4	Aislador a rótula
5	Seccionador fusible tipo XS
6	Conductores de media tensión
7	Transformador de 5 KVA
8	Conductores de baja tensión
9	Abrazadera



	Fecha	Nombre
Dib.		Lescano H.
Rev.		Perez M.
Apr.		Puente G.

Esc:

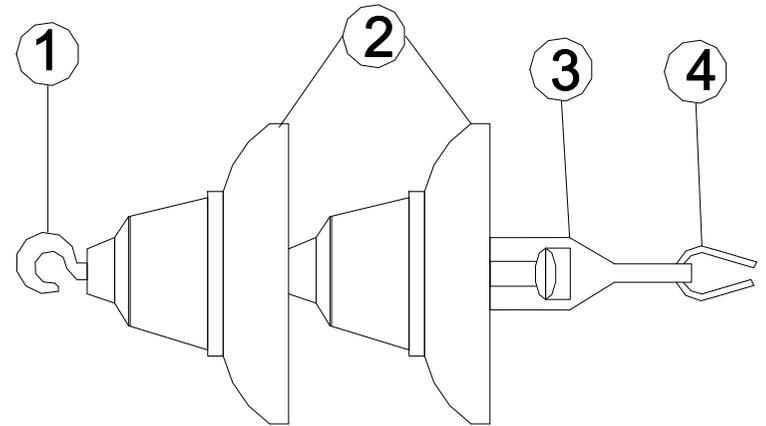
Toler. +0.1
Rug. -0.1

Plano B05 -
Poste terminal
con transformador

Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional
Concepción del Uruguay

Proyecto Final
PFC 1711A

Fecha de entrega XX/MM/19



ITEM	ELEMENTO	MN	CANTIDAD
1	Gancho con rótula	173	1
2	Aislador de suspensión a rótula	11	1
3	Encaje ojo	154	2
4	Guardacabo	215	1

		Fecha	Nombre	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.		Lescano H.	
	Rev.		Perez M.	
	Apr.		Puente G.	
Esc:	Plano B06 - Cadena de retención			Proyecto Final PFC 1711A
 Toler. $+0.1$ -0.1 Rug.				Fecha de entrega XX/MM/19