



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

**PROYECTO FINAL DE CARRERA**  
**(P F C)**

“Diseño de instalación solar y eólica para planta frigorífica avícola en el marco de la Ley N° 27191 (caso de estudio, planta frigorífica FADEL S.A en Pronunciamiento)”

**Proyecto N°: PFC 1708B**

**Autores:**

- **Bogliacino, Agustín**
- **Mendoza, Leonardo**

**Tutores:**

- **Ing. Raffo, Fernando**
- **Ing. Woeffray Elbio**

**Dirección de Proyectos:**

- **Ing. Puente, Gustavo**
- **Ing. De Carli, Aníbal**

**AÑO 2018**

## Resumen ejecutivo

Debido a que se sancionó la ley N° 27191 "*Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.*" Las empresas cuyos consumos de energía eléctrica de la red sean mayor a 300 KW/h deberán poseer inicialmente un 8% de su energía de origen renovable.

Acorde a este hecho, se dimensionó una instalación tipo Híbrida (Eólica y solar) para lograr una generación del 8% de la energía eléctrica que se consume de la red actualmente en el frigorífico avícola FADEL S.A ubicado en la localidad de Pronunciamento. Se realizó un estudio del potencial eólico y solar disponible en la zona de la planta. Se seleccionaron los equipos adecuados para realizar la obtención de dicha energía y el correspondiente dimensionamiento eléctrico. Finalmente se confeccionó un estudio económico para obtener los años de retorno de la inversión, y la factibilidad del proyecto.

## Abstract

Since the passing of the law "*Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación*", the companies which have an electrical consumption above 300 KW/h must initially have 8% of their energy from renewable sources.

Accordingly, a hybrid-like installation (wind and solar) was designed to achieve a generation of approximately 8% from the electrical energy that is now being consumed from the net at the poultry plant FADEL S.A., which is located in a town called Pronunciamento. Also, a study of the wind and solar potential in the plant area was carried out. The appropriate equipment was selected in order to obtain this energy and the corresponding electrical dimensioning. Finally, an economic study was prepared to recover the years of investment, and the feasibility of the project.



## Agradecimientos

- A la facultad por formarnos y brindarnos la posibilidad de desarrollar en un contexto muy ameno nuestros estudios.
- La participación y ayuda de nuestros tutores Ing. Raffo Fernando e Ing. Woeffray Elbio.
- A la empresa FADEL S.A. por abrirnos sus puertas y permitir el desarrollo del proyecto, especialmente los Ing. Bonvin Manuel e Ing. Tournour Adelqui quienes nos recibieron de la mejor forma y prestaron su colaboración formidablemente.
- A nuestros compañeros con quienes hemos compartido y transitado estos años.
- Muy especialmente y de manera infinita a nuestras familias, que han sido nuestros grandes pilares acompañándonos y brindando su incondicional apoyo.

# ÍNDICE GENERAL

1) C-PFC-1708B – INTRODUCCIÓN Y SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

2) D-PFC-1708B – OBJETIVOS, ALCANCES Y PLAN DE TRABAJO

3) E-PFC-1718B – INGENIERÍA BÁSICA

4) F-PFC-1708B – INGENIERÍA DE DETALLES

5) G-PFC-1708B – MEMORIAS DE CÁLCULO

6) H-PFC-1708B – ANEXOS COMPLEMENTARIOS

7) PLANOS

# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

C-PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS  
EN PLANTA AVÍCOLA - INTRODUCCIÓN Y  
SITUACIÓN PROBLEMÁTICA



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay

**ÍNDICE FASCÍCULO C-PFC-1708B**

<b>1 INTRODUCCIÓN Y SITUACION PROBLEMÁTICA .....</b>	<b>2</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	2
1.2 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	4

## 1 INTRODUCCIÓN Y SITUACION PROBLEMÁTICA

### 1.1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto final de carrera se desarrollará sobre la planta frigorífica avícola FADEL S.A. ubicada sobre la ruta que une la localidad de Pronunciamiento con la de Primero de Mayo, ambas pertenecientes al departamento de Uruguay, Entre Ríos, Argentina.



Ilustración 1 - Frigorífico FADEL S.A. ubicación en Entre Ríos

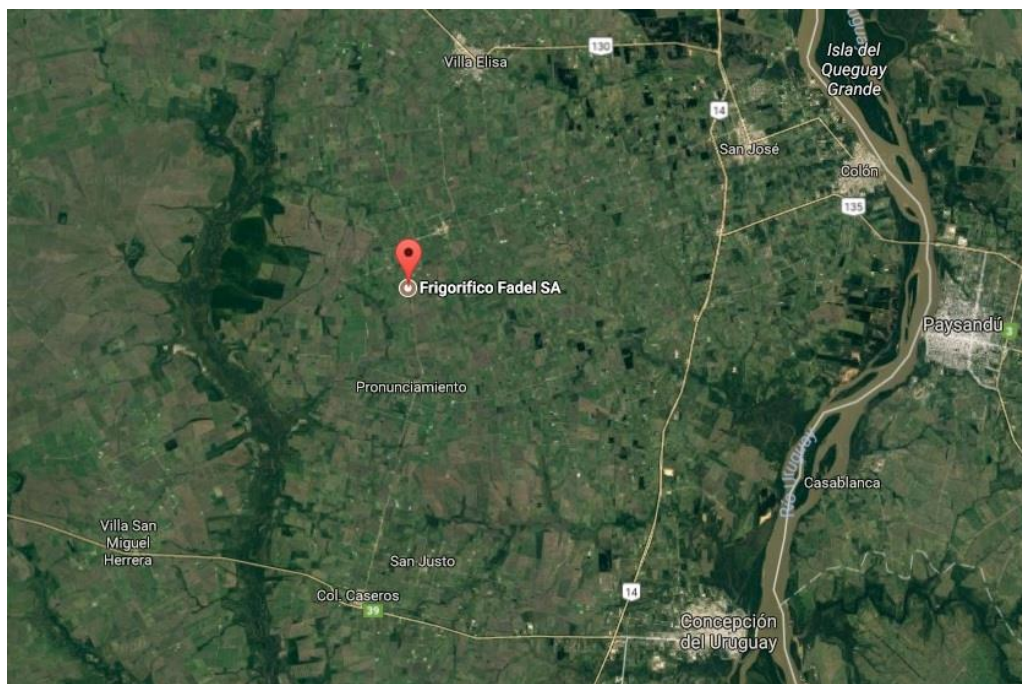
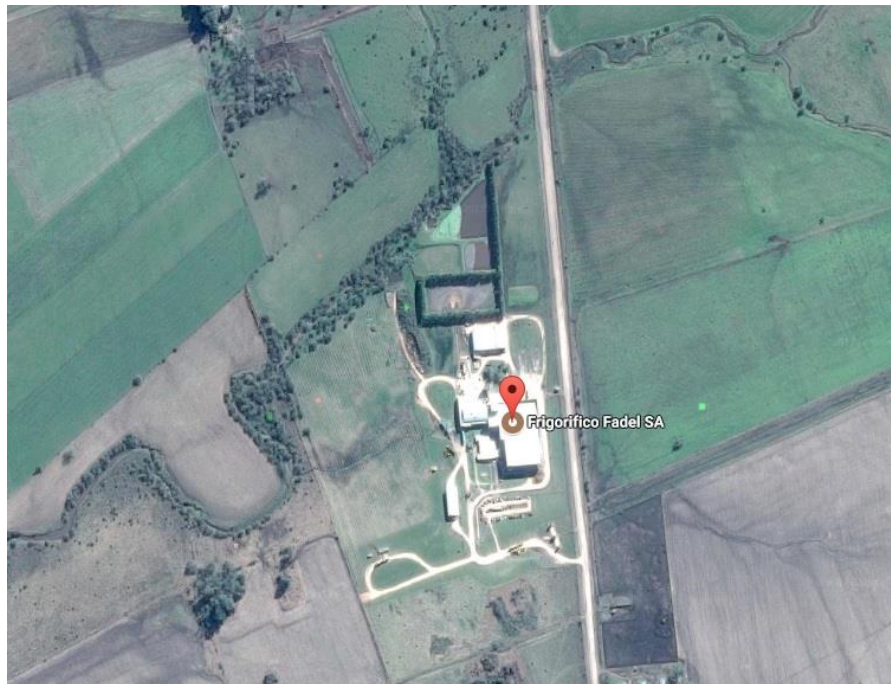


Ilustración 2 - Frigorífico FADEL S.A. ubicación y alrededores



*Ilustración 3 - Planta Frigorífica FADEL S.A.*



*Ilustración 4 - Planta Frigorífica FADEL S.A.*

FADEL S.A comenzó a faenar su producción en su planta a principios del 2012. Las aves luego de ser engordadas en granja, son trasladadas por transporte propio y/o de terceros para la faena y procesamiento en planta. Una vez concluida la faena del ave, el empaque y la refrigeración, los productos son enviados a los distintos clientes.

Los productos (enteros o trozados, frescos, o congelados) son comercializados bajo la marca de FADEL S.A, para ser distribuidos mediante camiones térmicos en la mayoría de las provincias del país, con servicio de transporte propio y de terceros habilitados para tal fin.

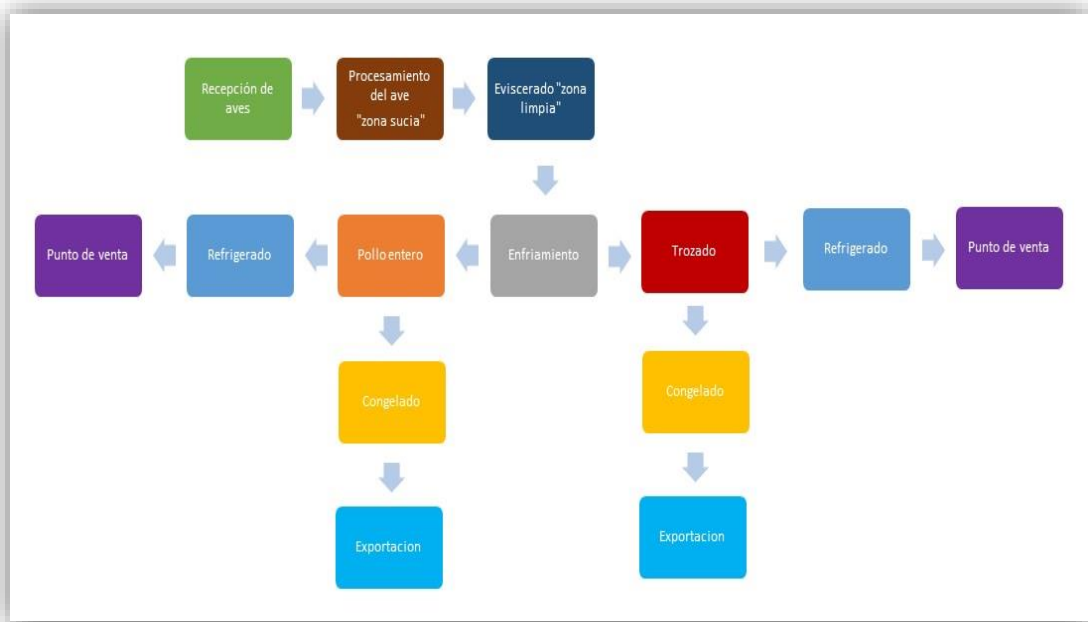


Ilustración 5 - Diagrama de proceso

Actualmente, el Frigorífico FADEL consume de la red provincial de energía ENERSA - compañía distribuidora de energía eléctrica -, 1,5 MWh al momento de la faena.

El frigorífico consta de una superficie total aproximada de 235.000 m<sup>2</sup>, donde se destacan el diseño de las piletas de tratamiento de sus efluentes próximas a una extensa plantación, proyectada para ser regada con el agua final del tratamiento. De la superficie total, aproximadamente 10.000 m<sup>2</sup> son cubiertos, dentro de los cuales se encuentran la línea de procesamiento, cámaras de refrigeración, oficinas, sala de máquinas, etc.

## 1.2 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

La incorporación de una nueva línea de trozado, la adición de nuevos equipos para el refrigerado y la ampliación de cámaras frigoríficas que el FADEL presenta en su planta, introdujo una demanda de energía que no puede ser suplida completamente por la red eléctrica que alimenta a la empresa. Esto se debe a un pobre dimensionamiento de la línea, la cual solo le permite al frigorífico la extracción de 1,5 MWh, siendo esta la energía base necesaria al momento de la faena.

A pesar de que utilizar combustibles fósiles para la obtención de energía es ineficiente, costoso y a su vez poseen una huella de carbono elevada, para poder afrontar su déficit energético el frigorífico adquirió un compresor a GLP (Gas licuado del petróleo) el cual en poco tiempo entrará en funcionamiento y también un generador Diésel, del que se hace uso en el horario que el frigorífico faena debido a la gran demanda.

La empresa aun teniendo en cuenta la falta de energía que presenta, tiene planeado la instalación de una planta de subproductos en los próximos años.



Debido su consumo mayor a los 300 KW, FADEL cae dentro la ley N° 27191, modificación de la ley 26190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, la cual fue sancionada y promulgada a fines del año 2015. Esta ley exige cubrir el 8% de la demanda energética de la empresa mediante fuentes de energías renovables. Considerando además, que dicho porcentaje sufrirá un aumento progresivo a lo largo del tiempo hasta alcanzar un 20% para fines del año 2025.

La limitación energética, el uso de combustibles fósiles para la generación, la proyección de una planta de subproductos y la posible futura necesidad de respetar la Ley 27191, provocan que el frigorífico avícola busque, se interese y apueste en proyectos que den alternativas y aporten a la generación por medio de energías renovables.



# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

D-PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS  
EN PLANTA AVÍCOLA - OBJETIVOS,  
ALCANCES Y PLAN DE TRABAJO



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay

**ÍNDICE FASCÍCULO D-PFC-1708B**

<b>2 OBJETIVOS, ALCANCES Y PLAN DE TRABAJO .....</b>	<b>2</b>
2.1 OBJETIVOS .....	2
2.2 ALCANCES .....	2
2.3 PLAN DE TRABAJO .....	2
2.4 PLAN DE EVALUACION Y CONTROL .....	3

## 2 OBJETIVOS, ALCANCES Y PLAN DE TRABAJO

### 2.1 OBJETIVOS

Proyectar y diseñar la instalación solar y eólica más adecuada para cubrir el 8% base del consumo actual demandado por la empresa.

### 2.2 ALCANCES

- Ingeniería de detalle de la instalación eléctrica desde la fuente de generación, hasta el tablero principal de comando.
- Determinar el potencial energético solar y eólico del lugar.
- Diseñar la instalación eólica y solar más eficiente desde lo técnico-económico.
- Relevar la demanda energética actual de planta y el costo de la misma.
- Relevar datos de infraestructuras, entorno y espacios de la planta.
- Establecer los costos de la generación de energía obtenida por la instalación, en contraste con GLP, Diésel y Energía Eléctrica provista por la empresa distribuidora.
- Analizar el retorno de inversión de la instalación.
- **Se excluye de este proyecto toda la parte civil** que el mismo pueda abarcar.

### 2.3 PLAN DE TRABAJO

Para cumplir con el objetivo de este proyecto:

- 1) Se determinará el potencial energético (solar y eólico) del lugar.
- 2) Se analizará la demanda actual de energía, infraestructuras y espacios de la planta.
- 3) Se diseñará la instalación más eficiente y se realizará la ingeniería de detalle de la instalación eléctrica desde la fuente de generación hasta el tablero principal de comando.
- 4) Se establecerán los costos de generación en comparación con los combustibles fósiles utilizados actualmente, y se determinará el retorno de la inversión.

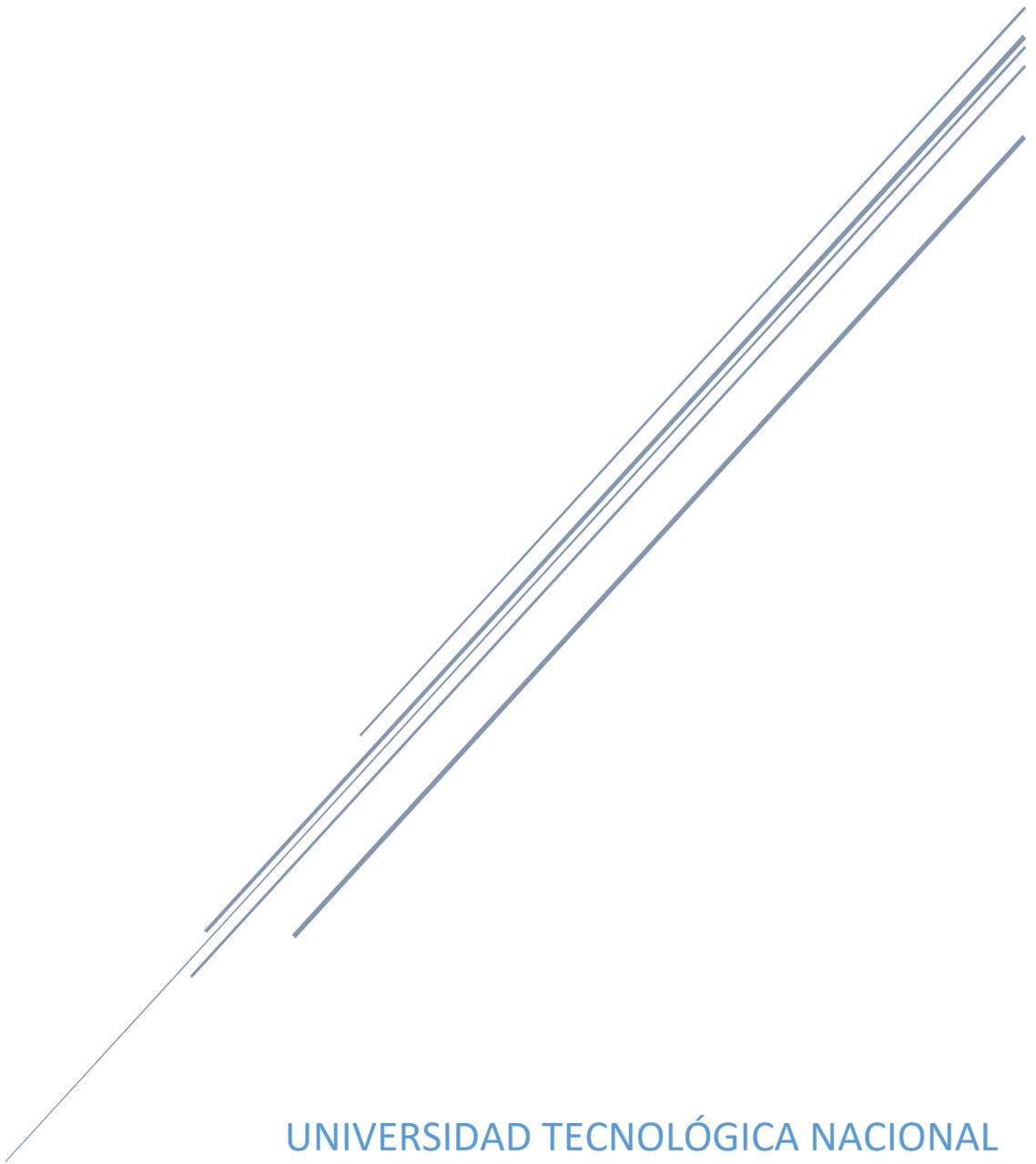
Junto con la bibliografía específica del proyecto se hará uso de los conocimientos e información obtenidos en materias de la carrera tales como (Redes de distribución e instalaciones eléctricas, Centrales y sistemas de transmisión, Mecánica de los fluidos, Electrotecnia, etc.).

2.4 PLAN DE EVALUACION Y CONTROL

PLAN DE ENTREGAS PARCIALES		Plan de entregas (fechas) para:		
		Rev01	Rev02	Aprob.
A - ANEXO II - PFC-1708X (Diseño de instalación solar y eólica para planta frigorífica avícola en el marco de la Ley N° 27191 (Caso de estudio, planta frigorífica FADEL S.A. en Pronunciamiento) - Bogliacino - Mendoza)	1°	-	-	29/08/17
B - PFC-1708X - Carátula - Resumen Ejecutivo - Agradecimientos	8°	08/08/18	-	08/08/18
C - PFC-1708X - Introducción y Situación Problemática	2°	13/09/17	29/01/18	08/08/18
D - PFC-1708X - Objetivos - Alcances - Plan de trabajo	3°	13/09/17	29/01/18	08/08/18
E - PFC-1708X - Ingeniería Básica	4°	23/02/18	02/03/18	08/08/18
F - PFC-1708X - Ingeniería de Detalles	5°	17/07/18	02/08/18	08/08/18
G - PFC-1708X - Memorias de Cálculo	6°	06/04/18	17/07/18	08/08/18
H - PFC-1708X - Anexos Complementarios	6°	23/02/18	17/07/18	08/08/18
I - PFC-1708X - Presentación para la Defensa	7°	08/08/18	-	08/08/18
FECHA ESTIMADA DE PRESENTACIÓN Anexo III + 1 Cop. Papel + 3 Cop. DVD				10/08/18
Fecha Defensa Pública				20/09/18

# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECHANICA

E-PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS  
EN PLANTA AVÍCOLA - INGENIERÍA BÁSICA



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay

**ÍNDICE FASCÍCULO E-PFC-1708B**

<b>3 INGENIERÍA BÁSICA .....</b>	<b>2</b>
3.1 <b>NORMATIVA.....</b>	<b>2</b>
3.2 <b>DIAGRAMAS.....</b>	<b>2</b>
3.2.1 <b>DIAGRAMA ESQUEMATICO .....</b>	<b>2</b>
3.2.2 <b>DIAGRAMA DE FLUJO .....</b>	<b>3</b>
3.3 <b>TECNOLOGÍAS ADOPTADAS .....</b>	<b>4</b>
3.3.1 <b>GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTÁICA .....</b>	<b>4</b>
3.3.1.1 <b>PANELES SOLARES (COD. FR-001-ESXX-PSXX).....</b>	<b>4</b>
3.3.1.2 <b>INVERSOR CON CONEXIÓN A RED (COD. FR-003-INXX).....</b>	<b>4</b>
3.3.2 <b>GENERACIÓN EÓLICA .....</b>	<b>5</b>
3.3.2.1 <b>AEROGENERADOR (COD. FR-002-GEX).....</b>	<b>5</b>
3.4 <b>INFRAESTRUCTURAS, ESPACIOS Y UBICACIÓN .....</b>	<b>7</b>
3.4.1 <b>GENERACIÓN SOLAR .....</b>	<b>7</b>
3.4.2 <b>GENERACIÓN EÓLICA .....</b>	<b>8</b>
3.5 <b>LAY OUT .....</b>	<b>9</b>
3.6 <b>CONEXIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN A LA PLANTA .....</b>	<b>9</b>
3.7 <b>CODIFICACIÓN DE EQUIPOS .....</b>	<b>10</b>
3.7.1 <b>NOMENCLATURA DE PARTES .....</b>	<b>10</b>
3.7.2 <b>PRIMER NIVEL – PLANTAS .....</b>	<b>11</b>
3.7.3 <b>SEGUNDO NIVEL – ÁREAS.....</b>	<b>11</b>
3.7.4 <b>TERCER NIVEL – EQUIPOS.....</b>	<b>12</b>
3.7.5 <b>CUARTO NIVEL – SISTEMAS.....</b>	<b>13</b>
3.7.6 <b>QUINTO NIVEL – ELEMENTOS .....</b>	<b>13</b>
3.7.7 <b>SEXTO NIVEL – COMPONENTES.....</b>	<b>13</b>

### 3 INGENIERÍA BÁSICA

Teniendo en cuenta el capítulo 6.1 “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL LUGAR” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, se desprende la propuesta que a continuación se presenta.

#### 3.1 NORMATIVA

Este proyecto, considerando a su vez el capítulo 6.2 “ESTUDIO DE LA NORMATIVA VIGENTE” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, tiene como propósito realizar el diseño de una instalación que a futuro, tomando las medidas necesarias, sea posible para FADEL S.A. cumplir con el objetivo de autogenerar un 8% de su consumo. Permitiendo así a la empresa tener más disponibilidad energética y a su vez, una vez que se aplique la ley, evitar la sanción correspondiente.

#### 3.2 DIAGRAMAS

##### 3.2.1 DIAGRAMA ESQUEMATICO

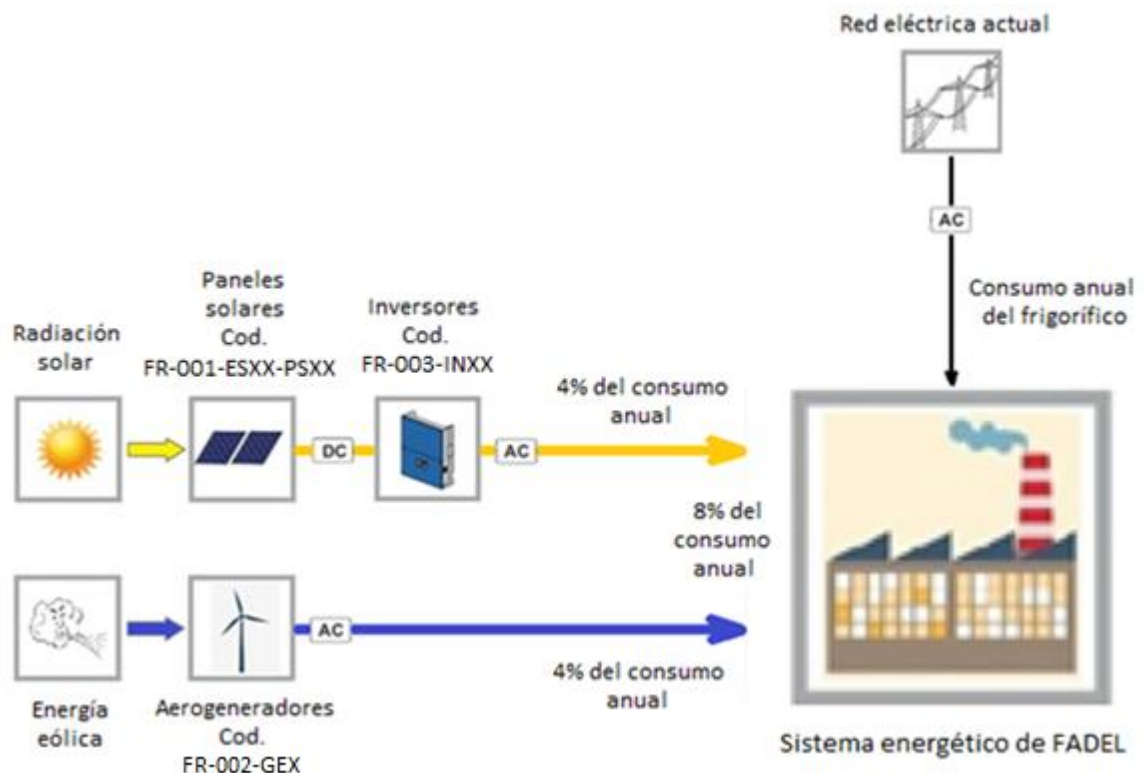


Diagrama 1 - Diagrama esquemático

El aporte estará separado en tres fuentes:

1. La tradicional de la red eléctrica actual, a la cual se le añadirá.
2. Un campo de captación solar fotovoltaica compuesta por: paneles solares y los inversores encargados de convertir la energía en corriente alterna, y
3. Un parque eólico conformado por aerogeneradores que captarán la energía proveniente del viento y su correspondiente acondicionamiento de CA.

La generación solar fotovoltaica y la eólica, aportarán al sistema un estimado anual equivalente al 8% de la energía consumida por el frigorífico. Repartiéndose en un aproximado del 50% cada una.

### 3.2.2 DIAGRAMA DE FLUJO

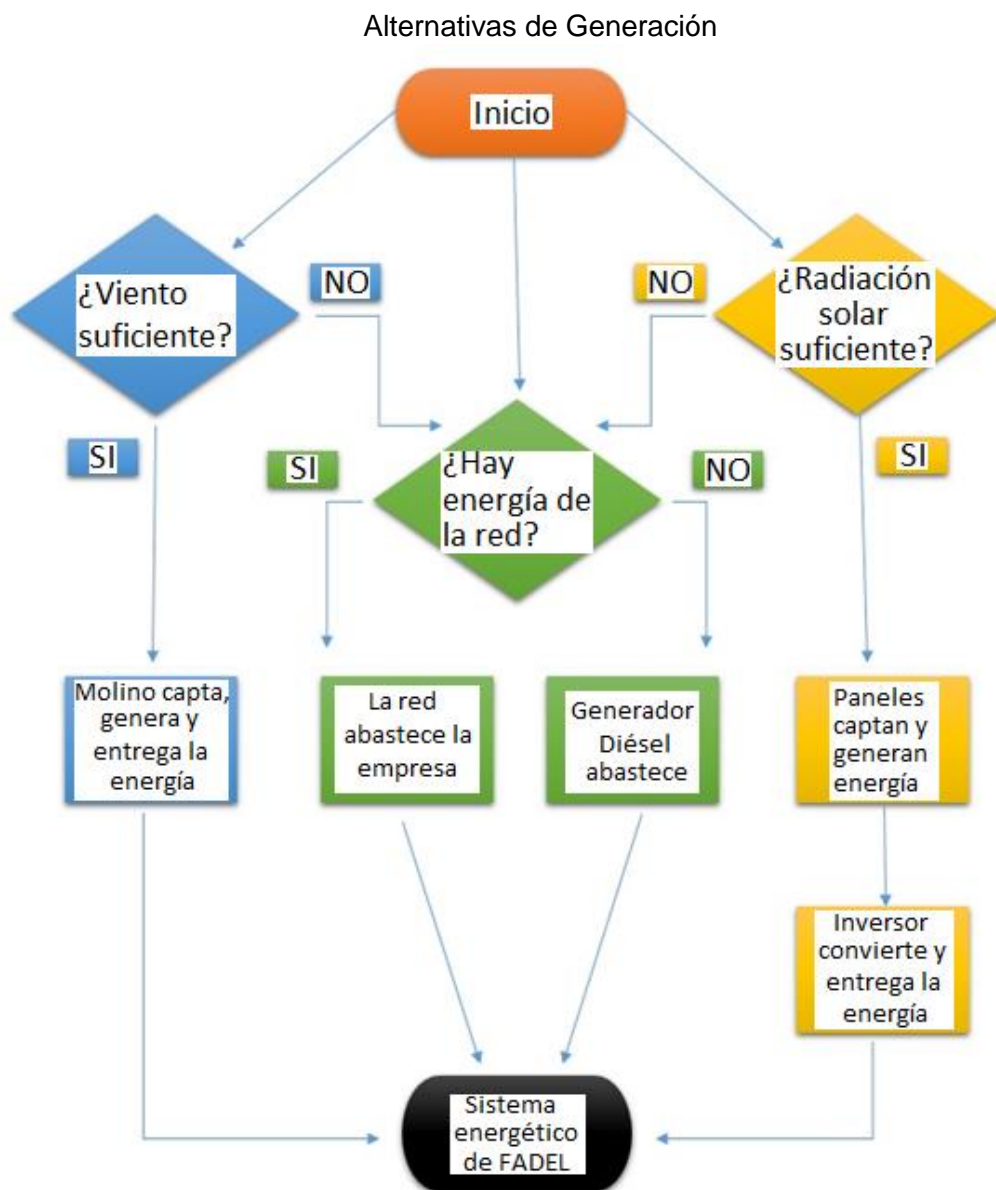


Diagrama 2 – lógica de suministros alternativos



Este diagrama es la representación gráfica del proceso en donde se simbolizan las actividades que representan los flujos de trabajo paso a paso y las operaciones de los componentes de cada instalación.

### 3.3 TECNOLOGÍAS ADOPTADAS

#### 3.3.1 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTÁICA

##### 3.3.1.1 PANELES SOLARES (COD. FR-001-ESXX-PSXX)

Ellos son los encargados de captar la radiación solar en forma de corriente continua y enviarla a los inversores con el objeto de convertirla a corriente alterna.

Los paneles solares poseen celdas de silicio monocristalino fabricadas con bloques de silicio ingots, que son de forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, y que les da esa apariencia característica.

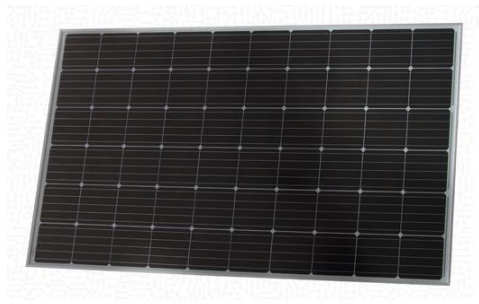


Ilustración 1 - Panel solar

Entre sus principales ventajas se encuentran:

- Módulo de alta potencia que otorgan soluciones para aplicaciones variadas
- Poseen protección por fuertes vientos, granizo, nieve y fuego.
- Diodos integrados para proteger las celdas solares.
- El marco de aluminio anodizado mejora la resistencia contra fuertes vientos.
- Completamente a prueba de deformaciones y congelamiento de agua.
- Gran rendimiento energético dado a su alta transparencia, bajo contenido de hierro, vidrio templado y revestimiento antirreflejo.
- Tamaño y peso reducidos

##### 3.3.1.2 INVERSOR CON CONEXIÓN A RED (COD. FR-003-INXX)

El inversor transforma la C.C. enviada por el campo de generadores fotovoltaicos, en C.A. La cual podrá ser inyecta directamente a la red para su consumo instantáneo.

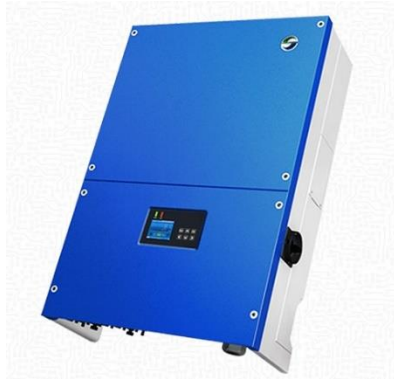


Ilustración 2 - Inversor

Sus principales ventajas son:

- Alta potencia de pico
- Tamaño y pesos reducidos
- MPPT de alta velocidad para mejorar el seguimiento en tiempo real de energía y la mejora en su recolección.
- Operación sin transformador para una eficiencia mayor al 97%.
- Protección IP65.
- Fácil de instalar y usar.
- Seguro y fiable.
- Pantalla LCD multi-idioma.
- Construcción robusta.

Este equipo cuenta con protección frente a inversión de polaridad y cortocircuito, también efectúa una monitorización de corriente residual omnipolar y una monitorización de toma de tierra y red.

### 3.3.2 GENERACIÓN EÓLICA

#### 3.3.2.1 AEROGENERADOR (COD. FR-002-GEX)

En lo que al aerogenerador respecta se tuvieron en cuenta diferentes posibilidades de acuerdo con las condiciones de viento existentes en la zona de la planta. Para este caso se utilizarán aerogeneradores de media potencia debido a que los mismos llegan a su velocidad nominal con vientos de baja velocidad, traduciéndose esto en más tiempo de funcionamiento cerca de su trabajo nominal. Además, este tipo de aerogeneradores por ser de menor porte son más fáciles de instalar y poner en marcha, lo que conlleva a un menor costo de inversión inicial. El generador será de tipo eje horizontal a barlovento, que es inclusive el modelo más usado actualmente.



*Ilustración 3 - Aerogenerador de media potencia*

Estos aerogeneradores poseen todos los controles de orientación automática que buscan el mejor punto de funcionamiento. Además vienen dotados con equipos inversores, que permiten regular y estabilizar la tensión para poder ser conectada a una red de 50Hz y 400V. Los equipos son fabricados en el exterior y serán importados, lo que se traduce en un mayor costo. Debido a que los mismos son de un tamaño considerablemente más pequeño que los de gran potencia, su instalación y transporte son más sencillos y económicos.

De dichos aerogeneradores se destacan características importantes, algunas de cuales se detallan a continuación:

- Altura de buje: 35-40 metros. (Fácil transporte e instalación).
- Control de orientación y control pitch (Orientación buscando el máximo rendimiento).
- Velocidad de arranque 2.5 m/s (Comienzo de generación a bajas velocidades).
- Salida de tensión en 400 Volts y 50 Hz con filtro de armónicos y control de factor de potencia.
- Conexión directa a redes de distribución.

### 3.4 INFRAESTRUCTURAS, ESPACIOS Y UBICACIÓN

#### 3.4.1 GENERACIÓN SOLAR

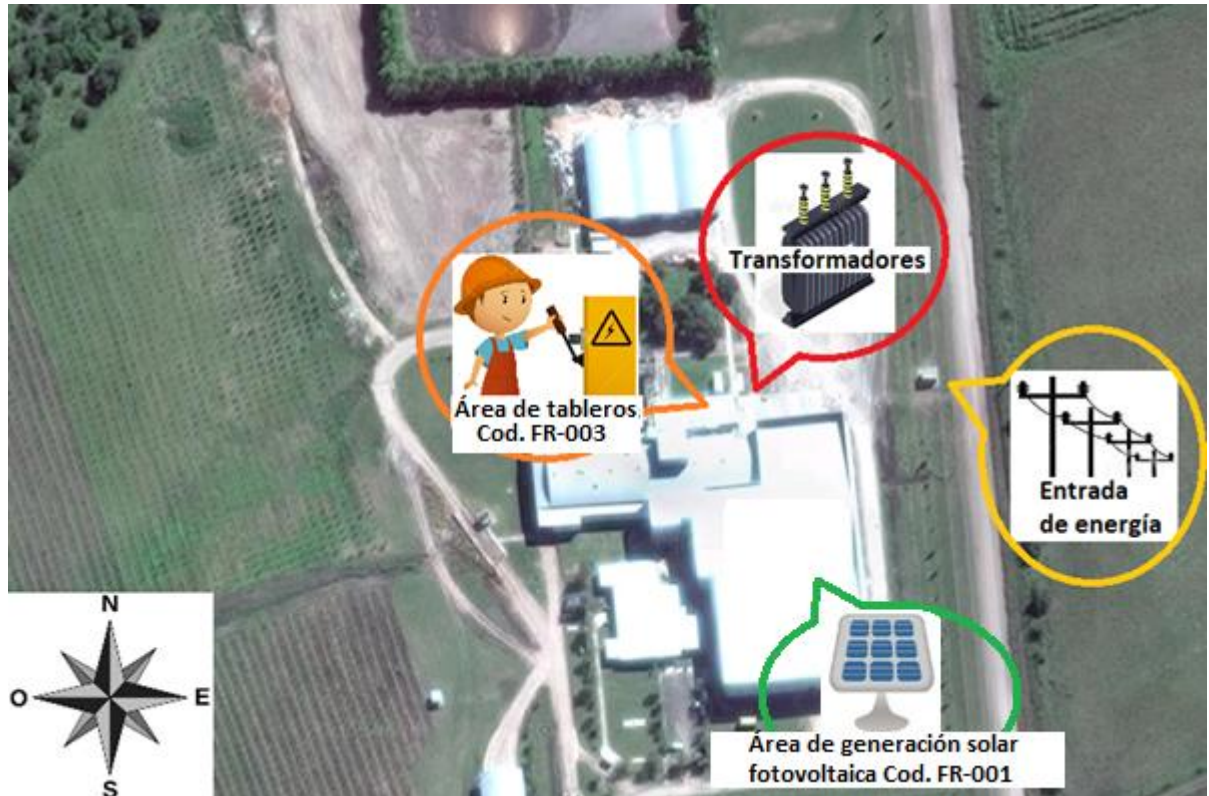


Ilustración 4 – Ubicación de instalación solar

En la ubicación de la instalación de generación solar fotovoltaica se tendrá en cuenta la superficie del frigorífico techada, esto tiene como principal ventaja la no utilización de espacios a nivel del suelo disponibles en la planta como así también evita las sombras que pueden producir obstáculos a bajos niveles de altura.

La instalación solar se proyectará sobre la zona del frigorífico que pertenece al techo de las cámaras de refrigeración y congelado (COD. FR-001), lugar que posee elevada altura y una gran superficie que es provechosa para albergar gran cantidad de paneles fotovoltaicos con sus respectivas estructuras.

Teniendo en cuenta el aspecto eléctrico de la instalación, esta ubicación mencionada anteriormente es la más favorable ya que como se muestra en la ilustración 7 se encuentra cercana tanto a la entrada de energía de la planta como así también a los transformadores y sala de tableros generales.

Los paneles solares se ubicaran orientados al norte y su distribución en el techo se logrará mediante estructuras metálicas en donde se fijarán los paneles dotando a estos de una inclinación óptima para la zona.

Los inversores solares se colocarán junto a las estructuras que contendrán los paneles solares y serán distribuidos uniformemente.

### 3.4.2 GENERACIÓN EÓLICA



Ilustración 5 – Ubicación de aerogeneradores

Debido a que el mayor porcentaje de los vientos provienen del noreste y del sureste, como indican las rozas de viento para la zona, se colocarán los aerogeneradores de forma tal que los mismos puedan orientar el buje en las direcciones indicadas para sacar el máximo provecho del viento. Además se instalarán en una zona donde no se encuentren obstáculos delante de los propios aerogeneradores.

Teniendo en cuenta lo detallado anteriormente la ubicación de los aerogeneradores en la planta será en la zona (COD. FR-002) en los puntos indicados en la figura 8.

Se puede apreciar que los aerogeneradores estarán instalados al norte del frigorífico, en una zona despejada donde frente a los mismo el campo es totalmente llano y sin presencia de obstáculos.

En ciertas condiciones de viento los aerogeneradores podrán ser parcialmente afectados por algún obstáculo como por ejemplo entre sí mismos o por el edificio de la planta, pero dicha situación ocurrirá en muy escasas ocasiones.



### 3.5 LAY OUT

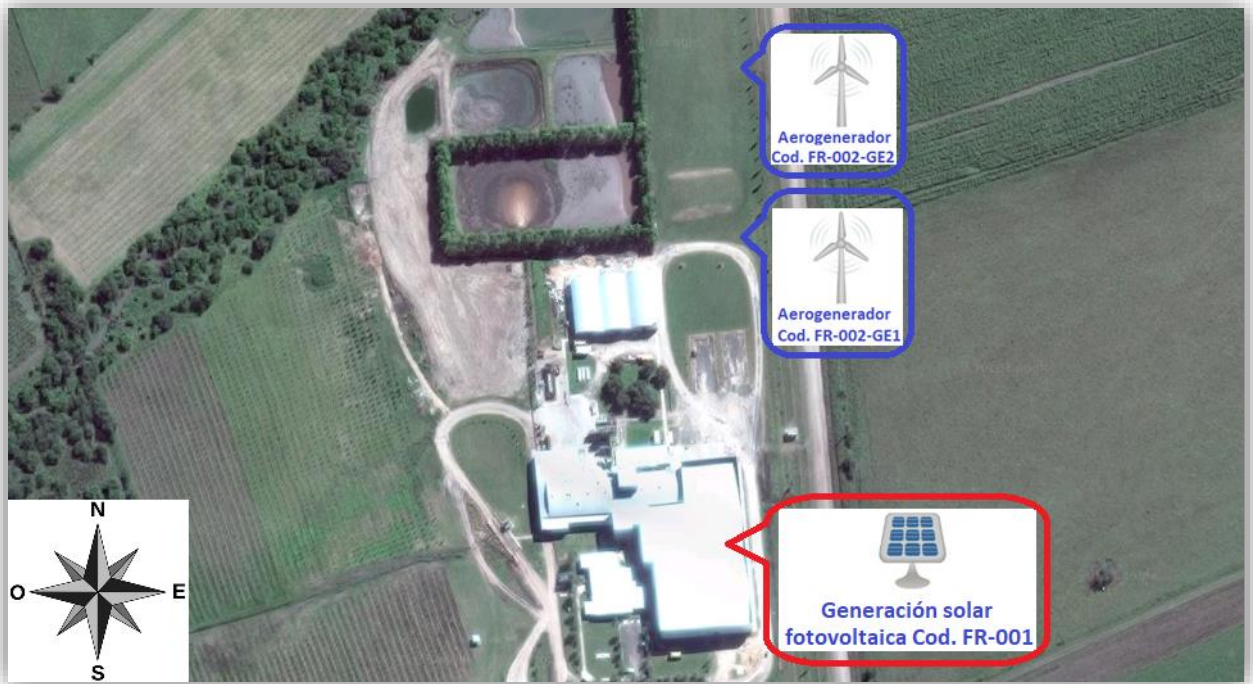


Ilustración 6 - Ubicación en planta de los elementos de la instalación

La vista en planta de la empresa muestra cómo quedarán ubicados los elementos de las instalaciones. En la parte superior se pueden apreciar los dos generadores eólicos, y en la parte inferior la instalación solar fotovoltaica sobre el techo del frigorífico.

### 3.6 CONEXIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN A LA PLANTA

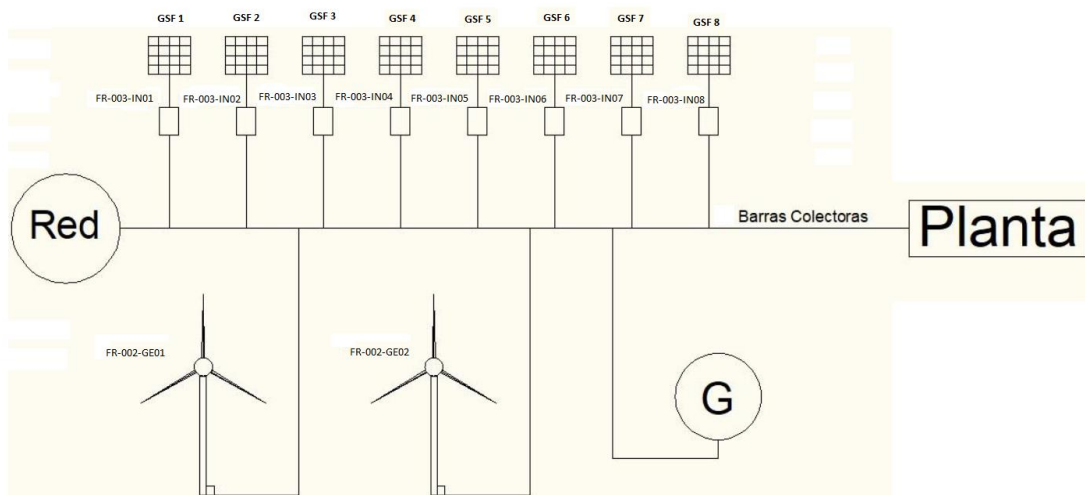


Ilustración 7 - Conexión de fuentes de generación a la planta

Tanto los equipos de generación, de energía solar como los aerogeneradores, son capaces de trabajar en paralelo con la red eléctrica debido a que sus inversores se fabrican con controles inteligentes capaces de inyectar energía en la misma.

Este es el modo de conexión más conveniente ya que es más estable ante ruidos eléctricos, y además en caso de falla de algún equipo no interviene en el normal funcionamiento de los demás.

El generador diésel no se encontrara en continuo servicio y solo se pondrá en funcionamiento al momento de la faena o en caso de que falle la entrada de energía de la red. Esto es debido a que la planta contará con un abastecimiento total por parte de la red, por lo que el generador diésel queda de respaldo.

Los inversores correspondientes a los paneles solares, se encontrarán ubicados en la sala de tableros eléctricos, junto con los demás dispositivos eléctricos que comandan la planta. Se ubicarán en la pared y las protecciones correspondientes irán dentro de los gabinetes disponibles en dicha sala.

Los aerogeneradores poseen sus inversores integrados, por lo que solo se llevará el cableado hasta la sala de tableros eléctricos, y ahí se unirán a las barras colectoras principales dentro de los gabinetes con sus respectivas protecciones. Los conductores serán dispuestos bajo tierra debido a que se deben atravesar zonas de circulación de vehículos y personas.

### 3.7 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

Los equipos serán identificados mediante un sistema de codificación alfanumérica, incluyendo el nivel Planta/Área/Equipo/Sistema/Elemento/Componente de acuerdo al esquema especificado en el punto 3.2.1.

#### 3.7.1 NOMENCLATURA DE PARTES

La codificación dentro de este proyecto adquirirá una forma genérica de la siguiente manera

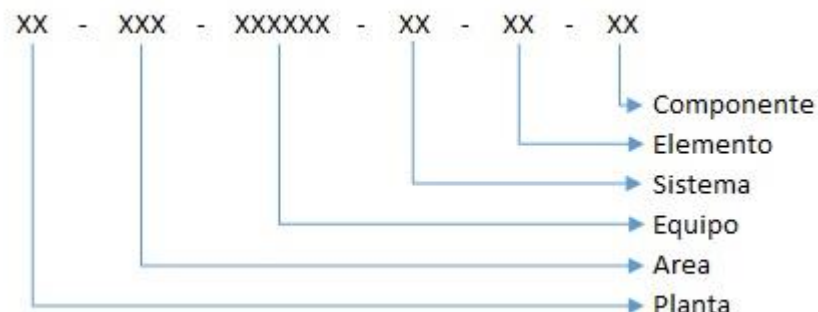


Ilustración 8 - Código genérico

### 3.7.2 PRIMER NIVEL – PLANTAS

A nivel Planta se diferencian dos tipos:

FR: Frigorífico  
OF: Oficinas

### 3.7.3 SEGUNDO NIVEL – ÁREAS

Áreas definidas dentro de la planta o zonas que tienen características en común. En este caso tendremos:

001	Área de generación solar fotovoltaica
002	Área de generación eólica
003	Área de tableros



Ilustración 9 - Área de generación solar fotovoltaica y de tableros

El área 001 comprenderá la zona donde se dispondrán las estructuras, paneles solares, cableado y demás elementos que formen parte del conjunto necesario para esta generación. Área mayoritariamente comprendida por el techo del frigorífico en la zona de cámaras de refrigeración y congelado.



El área 003 de tableros está formada por la sala de la empresa donde se encuentran las barras colectoras principales como así también los gabinetes donde se alojan estas y las primordiales protecciones de la planta.



Ilustración 10 - Área de generación eólica

El área 002 estará comprendida por la zona seleccionada para los aerogeneradores.

### 3.7.4 TERCER NIVEL – EQUIPOS

El tercer nivel de la codificación corresponderá a la correlación de los equipos inmersos en el área especificada. A modo de ejemplo para el área de generación solar fotovoltaica tendremos:

1er nivel	2do nivel	3to nivel
FR	001: Área de generación solar fotovoltaica	ES01: Estructura 01

Tabla 1 - Tercer nivel

### 3.7.5 CUARTO NIVEL – SISTEMAS

Corresponde a los subconjuntos inmersos dentro del equipo definido en el tercer nivel. Como ejemplo para el panel solar número 1 dentro del área de generación solar fotovoltaica y colocado en la estructura número 1 tendremos:

1er nivel	2do nivel	3to nivel	4to nivel
FR	001	ES01	PS01: Panel solar 01

Tabla 2 - Cuarto nivel

### 3.7.6 QUINTO NIVEL – ELEMENTOS

Cada uno de las partes que integran un sistema. Solo pertenece a un equipo. Siguiendo con el ejemplo anterior dentro del área de generación solar fotovoltaica, panel solar número 1, tendremos:

1er nivel	2do nivel	3to nivel	4to nivel	5to nivel
FR	001	ES01	PS01	MA: Marco
				VI: Vidrio
				CC: Caja de conexiones

Tabla 3 - Quinto nivel

### 3.7.7 SEXTO NIVEL – COMPONENTES

Partes en que puede subdividirse un elemento. En este caso solo se añadirá un nivel más en caso de ser necesario de modo similar a lo especificado hasta el momento.

1er nivel	2do nivel	3to nivel	4to nivel	5to nivel	6to nivel
FR	001	ES01	PS01	CC: Caja de conexiones	CP: Cable positivo
					CN: Cable negativo

- Nota: La aparición del símbolo barra “ / ” dentro de un código representará la secuencia de elementos o que el mismo va de un área a otra.  
Ejemplo 1: Para representar desde el panel solar número 1 al 18 incluidos en la estructura número 1 dentro del área de generación solar fotovoltaica recibirá la codificación (FR-001-ES01-PS01/PS18).  
Ejemplo 2: El cable de polaridad positiva que va desde el área de generación solar fotovoltaica al área de tableros, desde la caja de conexión 1 al inversor número 1 recibirá la codificación (FR-001/003-CC01/IN01-CP).

# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

F-PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS  
EN PLANTA AVÍCOLA - INGENIERÍA DE  
DETALLES



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay

**ÍNDICE FASCÍCULO F-PFC-1708B**

<b>4 INGENIERÍA DE DETALLES .....</b>	<b>2</b>
4.1 GENERACIÓN EÓLICA .....	2
4.1.1 AEROGENERADOR (FR-002-G01/G02).....	2
4.1.2 CIMENTACIÓN .....	4
4.1.3 CABLEADO .....	7
4.1.4 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS .....	14
4.2 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	16
4.2.1 POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA A INSTALAR .....	16
4.2.2 ENERGÍA TOTAL ANUAL GENERADA .....	16
4.2.3 ESTRUCTURAS (COD. FR-001-ES01/ES45) .....	16
4.2.4 PANELES SOLARES (COD. FR-001-ES01/ES45-PS01/PS18).....	23
4.2.5 INVERSORES (COD. FR-003-IN01/IN08).....	26
4.2.6 CAJAS DE CONEXIÓN DE LOS STRINGS (COD. FR-001-CC01/CC15).....	34
4.2.7 CONDUCTORES.....	43
4.2.8 PROTECCIÓN PRINCIPAL.....	51
4.2.9 PUESTA A TIERRA .....	52
4.3 RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO .....	56
4.3.1 REFERENCIA A FASCÍCULO.....	56
4.3.2 TABLA RESUMEN DEL RETORNO DE INVERSIÓN .....	56
4.3.3 RENTABILIDAD.....	56

## 4 INGENIERÍA DE DETALLES

### 4.1 GENERACIÓN EÓLICA

#### 4.1.1 AEROGENERADOR (FR-002-G01/G02)



*Ilustración 1 - Aerogenerador*

##### 4.1.2.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.2.1 OBTENCIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA ZONA DE LA PLANTA

5.2.1.1 ANÁLISIS DE ENERGÍA OBTENIDA PARA CADA VELOCIDAD DE VIENTO

5.2.1.1.1 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

5.2.2 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

5.2.3 CÁLCULO DE ENERGÍA OBTENIDA A PARTIR DEL AEROGENERADOR SELECCIONADO

5.2.4 DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

4.1.2.2 DETALLES PARA INSTALACIÓN

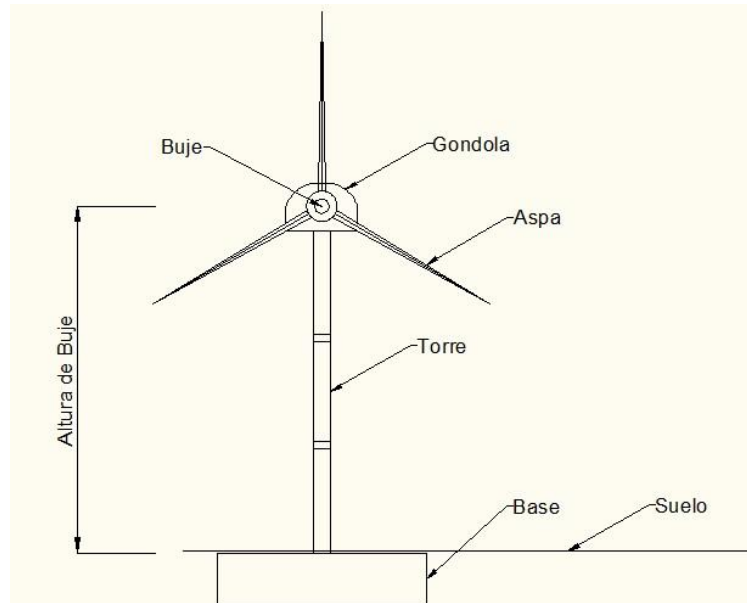


Ilustración 2 – Detalles para instalación

Los aerogeneradores son importados, ya que no existe fabricación nacional. Los mismos son ensamblables en su totalidad. El equipo completo cabe dentro de un container estándar de 12 x 2,44 x 2,59 (metros).

La instalación del mismo será sobre bases resistentes a todos los esfuerzos y solicitaciones generadas por el propio aerogenerador y las condiciones ambientales.

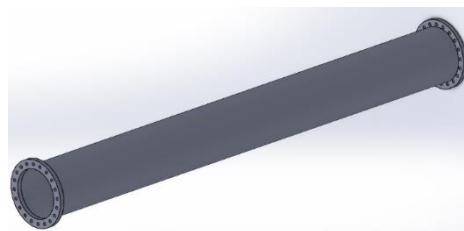
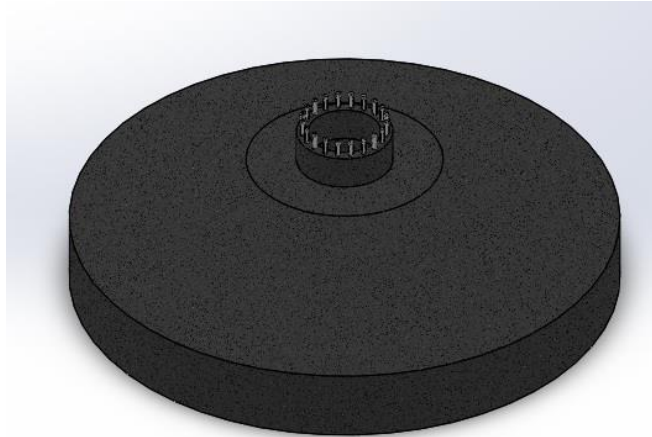


Ilustración 3 - Tramo de torre

Junto con esto será necesario contar con una grúa para poder elevar y ensamblar todas las partes del aerogenerador.

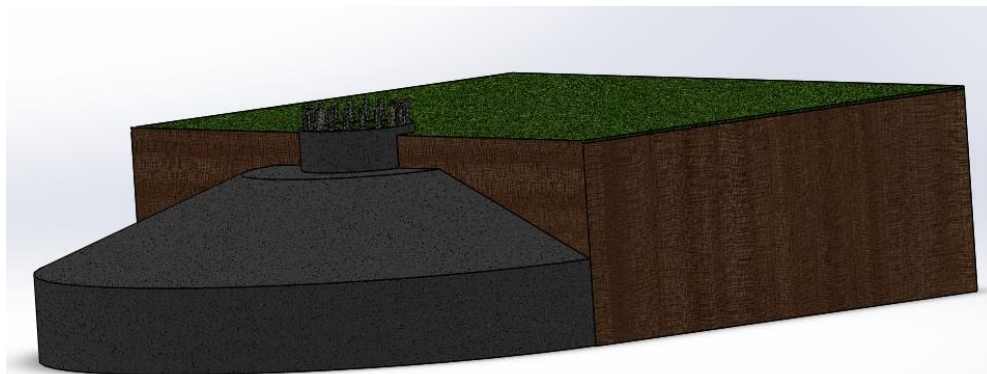
Cada uno de los tramos de la torre son abullonados al igual que las aspas con el buje.

#### 4.1.2 CIMENTACIÓN

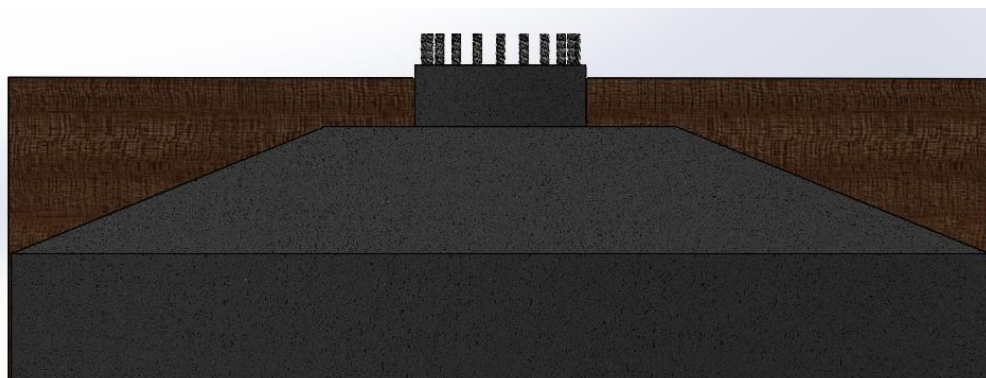


*Ilustración 4 - Base de aerogeneradores*

La cimentación constituye el elemento intermedio que permite transmitir las cargas que soporta la estructura (aerogenerador) al suelo subyacente.



*Ilustración 5 - Vista de la base de aerogeneradores*

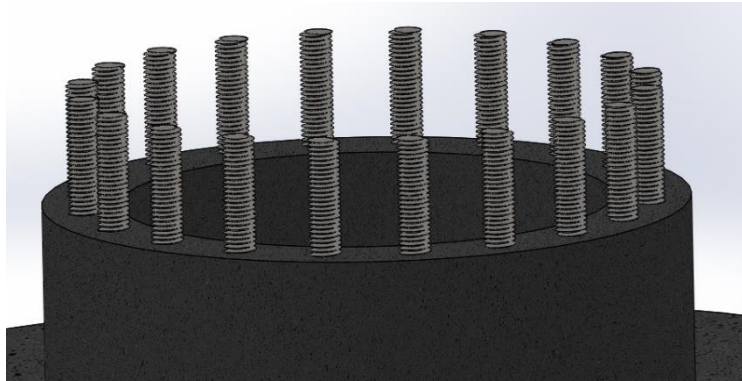


*Ilustración 6 - Vista frontal en corte de base en terreno*

Para realizar una correcta cimentación deberán tenerse en cuenta las características geotécnicas del suelo donde se colocará el aerogenerador.

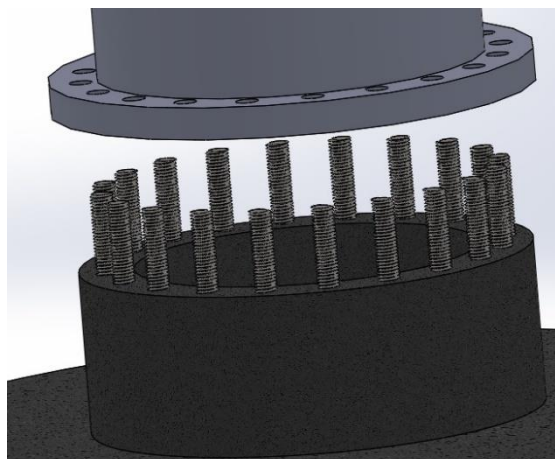


La base debe ser de forma circular o poligonal, y será construida de hormigón armado y fabricadas en el lugar donde se colocará el aerogenerador.

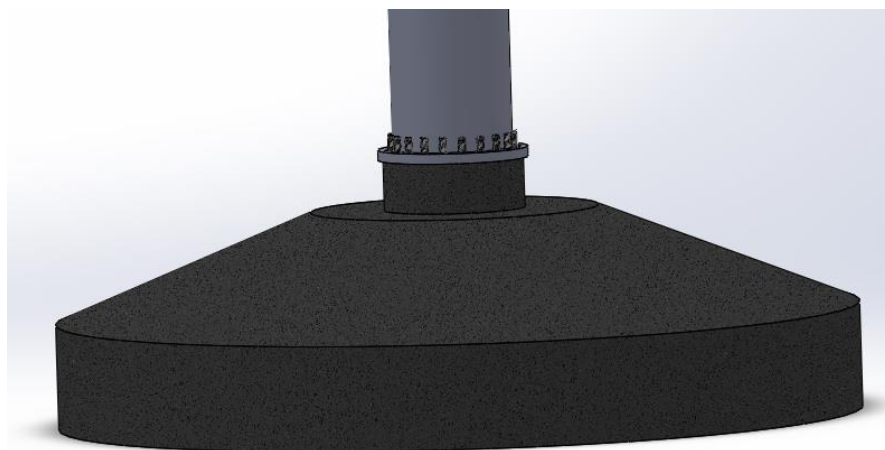


*Ilustración 7 – Bulones en la cima de la base*

Se deberán dejar los bulones saliente de la base para poder ensamblar el primer tramo de la torre del aerogenerador.



*Ilustración 8 - Ensamblaje de la torre en bulones de la base*



*Ilustración 9 - Torre montada en la base*



La torre de es de acero y por ser más liviana, que la de hormigón, no favorece a la estabilidad de la estructura por lo que la base debe ser más grande.

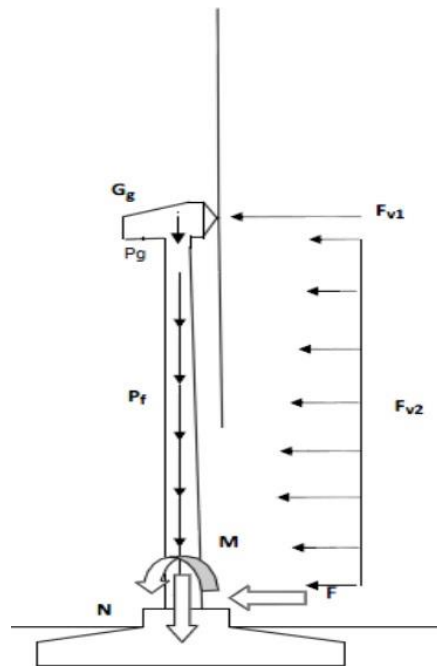


Ilustración 10 - Esquema de efectos preponderantes

Se deberán tener en cuenta los efectos más preponderantes que provocan el momento volcador sobre la base del aerogenerador, los cuales son provocados por el viento actuando sobre la torre y las aspas del aerogenerador más el peso propio de los equipos.

Las cargas transmitidas a la cimentación son:

- Cargas gravitatorias: Cargas estáticas y dinámicas resultantes de la acción de las vibraciones, rotación de las palas, gravedad y actividad sísmica sobre la estructura.
- Cargas aerodinámicas: Cargas estáticas y dinámicas resultantes de la acción del flujo de aire y su interacción con las partes de la estructura. El flujo de aire depende de la velocidad del aire y las formas aerodinámicas de los componentes de la turbina.



Ilustración 11 - Armadura de la base

La reacción del terreno cuando se le transmiten cargas genera una distribución de presiones bajo la zapata que genera esfuerzos de corte y flexión en el hormigón, siendo imprescindible la colocación de barras de acero. Es importante destacar que la cantidad de armadura a colocar es muy elevada.

En función del terreno donde se vaya a situar la cimentación, será conveniente retirar la capa más elevada con tal de apoyar la cimentación en un terreno de mejor calidad.

Para la Obra civil es de importancia tener en cuenta el peso de los equipos los cuales son:

- Peso góndola: 11650 Kg.
- Peso Torre: 16600 – 20800 Kg.

Finalmente se deberán seguir las recomendaciones del fabricante a la hora de ejecutarse el proyecto.

#### 4.1.3 CABLEADO

##### 4.1.3.1 REFERENCIAS A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.2.5 Selección de conductores para generadores eólicos.

5.2.5.1 Longitud de conductores.

5.2.5.2 Tramos A-B y C-D

5.2.5.3 Tramo E-F:

5.2.5.4 Tramo G-H

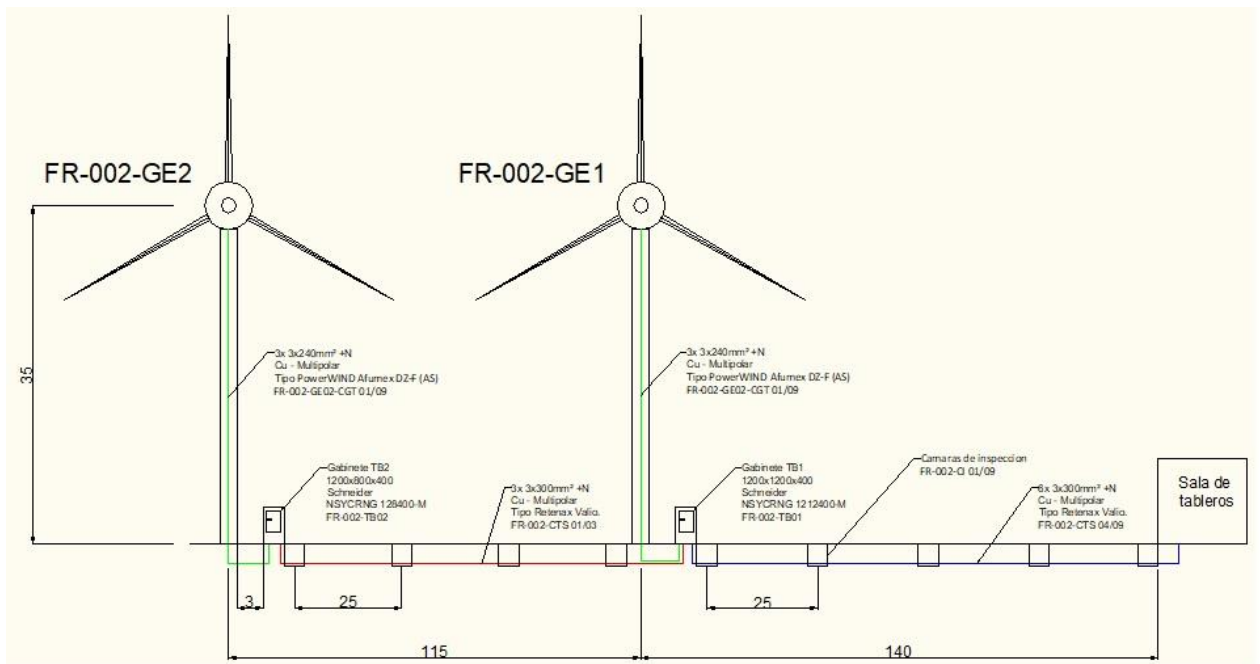


Ilustración 12 – Esquema general

El cableado será subterráneo en su mayor parte salvo el tramo que baja desde la góndola de los aerogeneradores.

4.1.3.2 CABLEADO EN AEROGENERADORES. (FR-002-GE01-CTG 01/03 / FR-002-GE02-CTG 01/03)

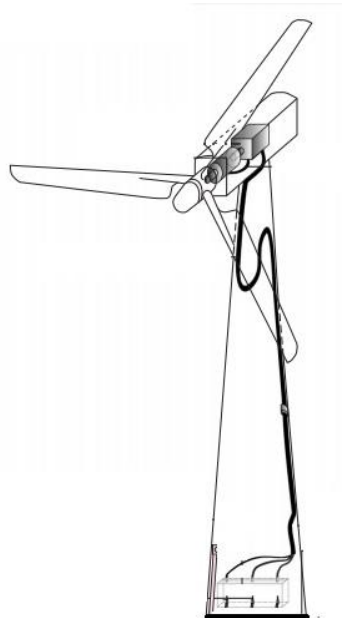
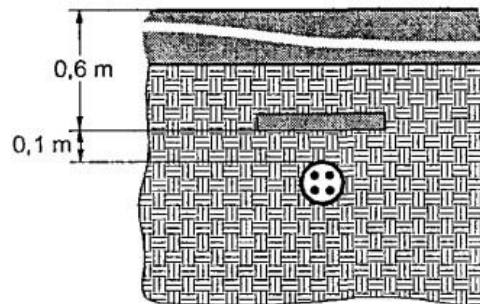


Ilustración 13 - Cableado en aerogeneradores

Para este tramo el conductor es especial, se caracteriza por ser liviano y tolerar esfuerzos mecánicos, ya que la góndola en ocasiones debe rotar y esto genera esfuerzos en los conductores.

Los mismos deben ser colocados de forma tal que una parte (tramo superior) quede suspendida de manera de que dicho tramo absorba la mayor parte de los esfuerzos.

4.1.3.3 CABLEADO SUBTERRÁNEO (FR-002-CTS 001/009)



Arena o tierra cribada apisonada, (zarandeada), con recubrimiento de ladrillos enteros dispuestos en forma transversal a la traza.

Se consideran ladrillos de medidas mínimas 0,25 x 0,09 x 0,05 m

Ilustración 14 - Esquema de canalización

Se pueden distinguir claramente dos tramos, el tramo comprendido entre aerogeneradores, y el tramo que va desde el aerogenerador uno hasta la planta.

Los conductores subterráneos deben cumplir con los requisitos que exige la Reglamentación de la AEA: parte 7 – Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales.

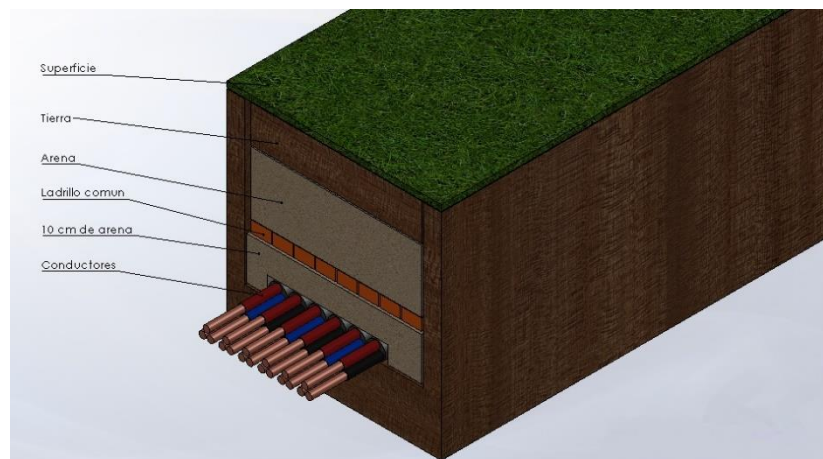


Ilustración 15 – Esquema de cableado subterráneo

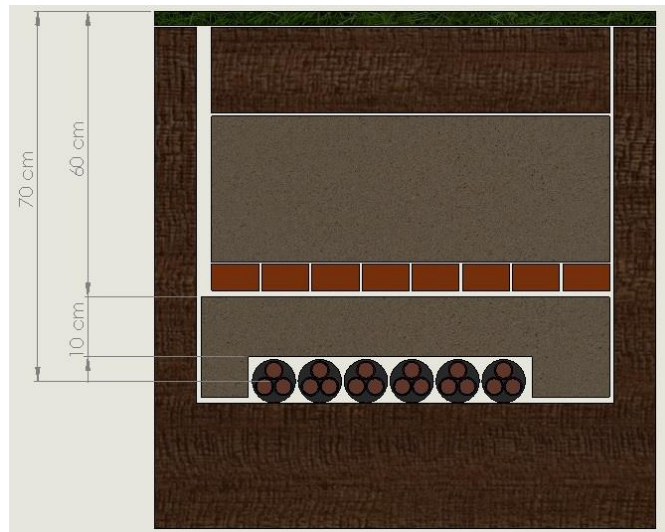


Ilustración 16 - Vista en corte acotado de cableado subterráneo

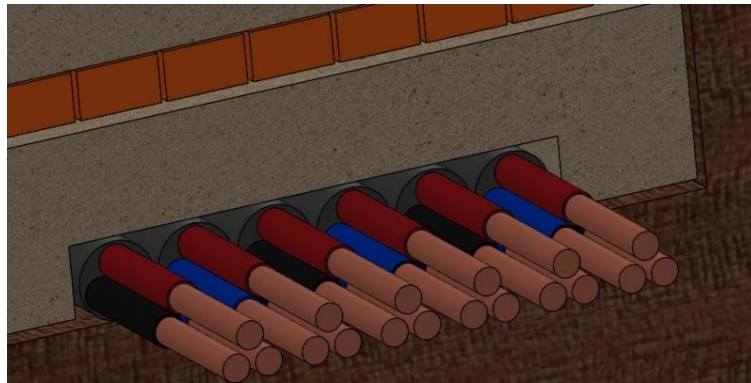


Ilustración 17 - Detalle del cableado subterráneo

El fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin piedras. Los cables se dispondrán, respetando los radios de curvatura mínimos correspondientes, a una profundidad mínima de 0,7 m respecto de la superficie de terreno. Como protección mecánica contra el deterioro se utilizarán ladrillos dispuestos de la siguiente manera:

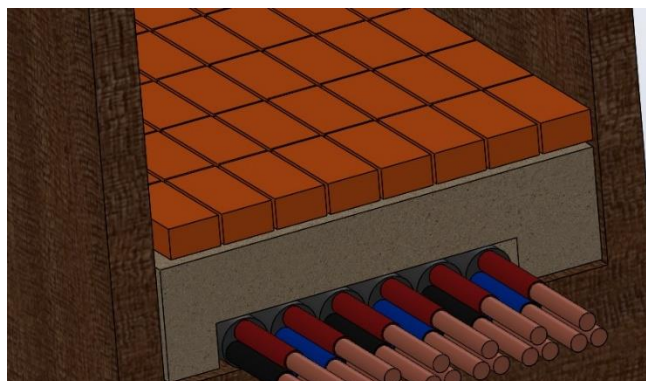


Ilustración 18 - Vista de disposición de ladrillos en zanjas



Las dimensiones de las zanjas serán:

- Tramo E-F: 80 cm de profundidad por 70 cm de ancho.
- Tramo G-H: 80 cm de profundidad por 120 cm de ancho.

#### 4.1.3.3.1 Seguridad en el cableado subterráneo

Se deberá colocar una cinta de advertencia (roja, o roja y blanca con el texto “PELIGRO ELECTRICO” y el símbolo de la Norma IRAM 10005-1, correspondiente al símbolo B.3.6 de ISO 3864) a 20 cm de la superficie y en todo el desarrollo longitudinal de la zanja.



Ilustración 19 - Cinta de advertencia



Ilustración 20 – Símbolo de riesgo eléctrico

Las canalizaciones tienen que poseer una caída de un 1% hacia las cámaras de inspección. Los accesos a los conductos ya sea a través de cámaras de inspección serán ubicados en coincidencia con cada cambio de dirección de canalización y en los casos de tendidos rectos, dichos accesos existirán como máximo cada 25 m.

#### 4.1.3.3.2 Ubicación de las cámaras de inspección (FR-002-CI 01/09)

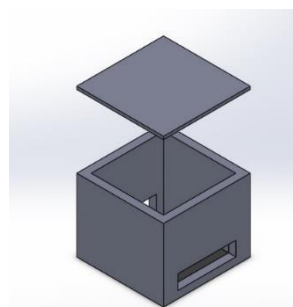


Ilustración 21 - Cámara de inspección

Ver nuevamente (Ilustración 4 – Esquema general)

La ubicación de las cámaras es importante para poder hacer inspecciones periódicas de los conductores. Acorde a las distancias especificadas anteriormente las mismas irán ubicadas cada 25 m de distancia una respecto de la otra. Teniendo en cuenta la distancia que tiene los tramos se tiene:

- Tramo E-F: 4 arquetas de inspección.
- Tramo G-H: 5 arquetas de inspección.

Las cámaras de inspección pueden ser construidas en el sitio o compradas. Las mismas deben tener 120 cm de lado y 100 cm de profundidad (120x120x100 cm).

#### 4.1.3.3.3 Planos

Para más detalles ver los planos:

- PLANO GEO N° 1 “PLANO ELECTRICO DE TABLEROS.”
- PLANO GEO N° 2 “PLANO ELECTRICO PROTECCIONES.”
- PLANO GEO N° 7 “ARQUETA DE INSPECCION.”
- PLANO GEO N° 8 “ESQUEMA DE CABLEADO.”

#### 4.1.3.4 TABLEROS EN AEROGENERADORES (FR-002-TB1/2)

##### 4.1.3.4.1 Referencia a fascículos

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

- 5.2.9.2 Selección de gabinetes
- 5.2.9.2.1 Tablero 1
- 5.2.9.2.2 Tablero 2

##### 4.1.3.4.2 Instalación de tableros

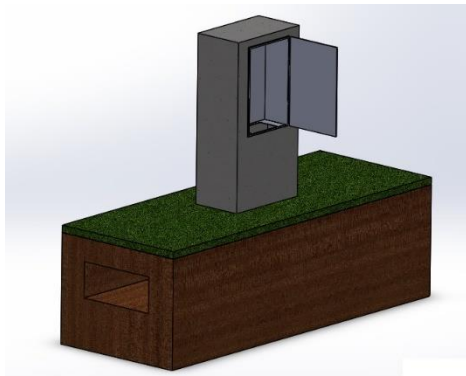


Ilustración 22 - Instalación de tableros

Ver nuevamente (Ilustración 4 – Esquema general)

Los tableros que se ubicarán a los pies de los aerogeneradores, serán colocados en una pared de mampostería, hecha exclusivamente para el tablero, y con acceso en la parte inferior, para poder realizar la entrada y salida de conductores desde allí. El tablero debe quedar a 1,20 metros por encima del nivel del suelo.

##### 4.1.3.4.3 Planos.

Para más detalles ver los planos

- PLANO GEO N°3 “ESQUEMA TABLERO FR-002-TB01.”
- PLANO GEO N°4 “ESQUEMA TABLERO FR-002-TB02.”

- PLANO GEO N°5 “ESQUEMA TABLERO FR-003-TB11.”
- PLANO GEO N°6 “GABINETES TB1 Y TB2.”

#### 4.1.3.5 COLOCACIÓN DE LOS CONDUCTORES

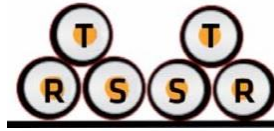


Ilustración 23 - Colocación de conductores

Los conductores se colocarán pegados uno al lado del otro siguiendo la secuencia que se indica.

#### 4.1.3.6 PUNTERAS Y BARRAS CONDUCTORAS



Ilustración 24 – Punteras



Ilustración 25 - Barras conductoras

##### 4.1.3.6.1 Referencia a fascículos

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, el capítulo:

#### 5.2.9.3 Terminales

##### 4.1.3.6.2 Terminales (FR-002-TB XX-TE XXX)

En el final de los conductores se colocaran pines o punteras de conexión del tipo estándar de cobre, acorde a la sección de los conductores.

##### 4.1.3.6.3 Barras conductoras (FR-002-TB XX-BC XX)

Las barras conductoras se colocan atornilladas a una base de plástico, la cual a su vez va fijada al fondo del tablero. La base puede ser tipo Z o tipo C, siempre que sea lo suficientemente grande para poder realizar la instalación.



Los conductores entrantes al tablero se atornillan a las barras por detrás de estas y los conductores que salen del tablero se atornillan por delante de las mismas.

#### 4.1.4 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

CÓDIGO	EQUIPO	FABRICANTE	DESCRIPCIÓN
FR-002-GE01	GARBI 28/200	ElectriaWind	Generador eólico sur.
FR-002-GE02	GARBI 28/200	ElectriaWind	Generador eólico norte.
FR-002-TB01	NSYCRNG 1212400D-M	Schneider	Gabinete sur.
FR-002-TB02	NSYCRNG 128400-M	Schneider	Gabinete norte.
FR-002-TB01-IA01	Compact NSX400N	Schneider	Interruptor automático
FR-002-TB01-IA02	Compact NSX400N	Schneider	Interruptor automático
FR-003-IA03	Compact NS800N	Schneider	Interruptor principal.
FR-002-GE01- CTG01	PowerWIND Afumex DZ-F (AS).	Prysmian	Conductor tripolar del generador de 240 mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-GE01- CTG02	PowerWIND Afumex DZ-F (AS).	Prysmian	Conductor tripolar del generador de 240 mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-GE01- CTG03	PowerWIND Afumex DZ-F (AS).	Prysmian	Conductor tripolar del generador de 240 mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-GE02- CTG01	PowerWIND Afumex DZ-F (AS).	Prysmian	Conductor tripolar del generador de 240 mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-GE02- CTG02	PowerWIND Afumex DZ-F (AS).	Prysmian	Conductor tripolar del generador de 240 mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-GE02- CTG03	PowerWIND Afumex DZ-F (AS).	Prysmian	Conductor tripolar del generador de 240 mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS001	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (E-F) de 300mm <sup>2</sup> de sección.

FR-002-CTS002	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (E-F) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS003	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (E-F) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS004	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (G-H) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS004	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (G-H) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS004	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (G-H) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS004	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (G-H) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS004	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (G-H) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-CTS004	Retenax Valio	Prysmian	Conductor tripolar subterráneo (G-H) de 300mm <sup>2</sup> de sección.
FR-002-TB1-TE 001/036	SCC 300/1	LCT	Terminales TB1
FR-002-TB2-TE 001/018	SCC 300/1	LCT	Terminales TB1
FR-003-TB3-TE 001/018	SCC 300/1	LCT	Terminales TB3
FR-002-TB1-BC 01/03	Barra plana Cu	ERICO	Barras de cobre 40X5mm
FR-002-TB1-BCP 01/03	Barra plana Cu	ERICO	Barras de cobre 40X10mm
FR-002-TB2-BC 01/06	Barra plana Cu	ERICO	Barras de cobre 40X5mm
FR-003-G02-BCP 01/03	Barra plana Cu	ERICO	Barras de cobre 40X10mm

Tabla 1 - Codificación de equipos en generación eólica

## 4.2 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

### 4.2.1 POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA A INSTALAR

#### 4.2.1.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.3.1 “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA ANUAL NECESARIA”

5.3.2 “HORAS SOL PICO”

5.3.3 “INCLINACIÓN ÓPTIMA DE PANELES SOLARES Y SU GANANCIA”

5.3.4 “ELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES”

5.3.5 “NÚMERO DE PANELES SOLARES NECESARIOS”

5.3.6 “ELECCIÓN DE LOS INVERSORES”

5.3.7 “NÚMERO DE INVERSORES NECESARIOS”

5.3.8 “CANTIDAD DE PANELES SOLARES POR INVERSOR”

5.3.9 “POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA A INSTALAR”

#### 4.2.1.2 POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA A INSTALAR

La potencia solar fotovoltaica a instalar será de 222,75 KW

### 4.2.2 ENERGÍA TOTAL ANUAL GENERADA

#### 4.2.2.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo ver capítulo 5.3.10 “ENERGÍA TOTAL ANUAL GENERADA” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

#### 4.2.2.2 ENERGÍA TOTAL ANUAL GENERADA

La energía total anual generada será de 395,179 MWh/año.

### 4.2.3 ESTRUCTURAS (COD. FR-001-ES01/ES45)

#### 4.2.3.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.3.11 “UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN DE ESTRUCTURAS Y PANELES SOLARES”

5.3.14 “VERIFICACIÓN DE SOBRECARGA DEL TECHO”

#### 4.2.3.2 UBICACIÓN

Las estructuras irán ubicadas en el techo de la empresa correspondiente al área de generación fotovoltaica (COD. FR-001).

Ver Plano GSF 1 – Área de generación solar fotovoltaica (COD. FR-001) y sus porciones.

#### 4.2.3.3 CANTIDAD

Se instalarán 45 estructuras con 18 paneles solares cada una.

#### 4.2.3.4 DISPOSICIÓN

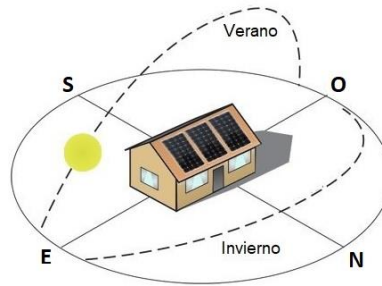


Ilustración 26 - Disposición de paneles orientados al Norte

Las estructuras se dispondrán orientadas al norte. A su vez, para asegurar que los paneles solares no reciban sombra de los muros laterales las estructuras se colocarán a una distancia de 1,7 m respecto de los muros laterales este/oeste, de 3 m respecto del muro mayor que da al norte y 0,8 m respecto del muro de menor altura que también da al norte.

Ver Plano GSF 2 – Delimitación del área de generación solar fotovoltaica por sombreado.

#### 4.2.3.5 DISTRIBUCIÓN

Las estructuras con sus debidos paneles se dispondrán abarcando la totalidad de las porciones del techo excepto la que tiene caída al sur (TCS2) en la cual solo se dispondrán dos estructuras del lado este y una del lado oeste.

Las estructuras dispuestas en las porciones de techo con caída al norte (TCN) estarán distanciadas unas de otras 2,4 m, mientras que las que dispuestas en las porciones con caída al sur (TCS) lo estarán 2,8 m.

A su vez, a lo ancho se dejará un pasillo de 2 m entre las estructuras para facilitar el acceso y futuro montaje.

Toda la superficie calculada sobrante donde pueden alojarse 9 estructuras más, como así también la porción que da al oeste se deja para una futura ampliación.

Ver Plano GSF 3 – Disposición y distribución de estructuras.

4.2.3.6 CODIFICACIÓN DE ESTRUCTURAS

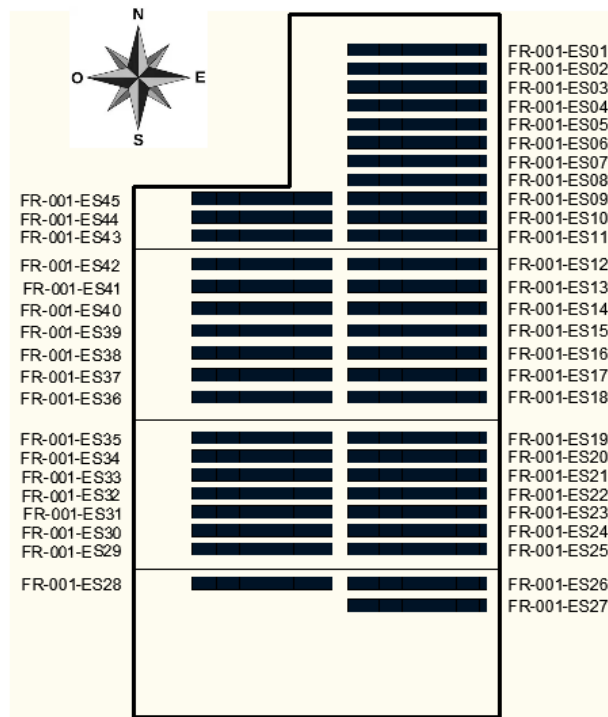


Ilustración 27 - Codificación de estructuras

Cada estructura será contenedora de 18 paneles solares fotovoltaicos y tendrá su código único.

4.2.3.7 DISEÑO DE ESTRUCTURAS

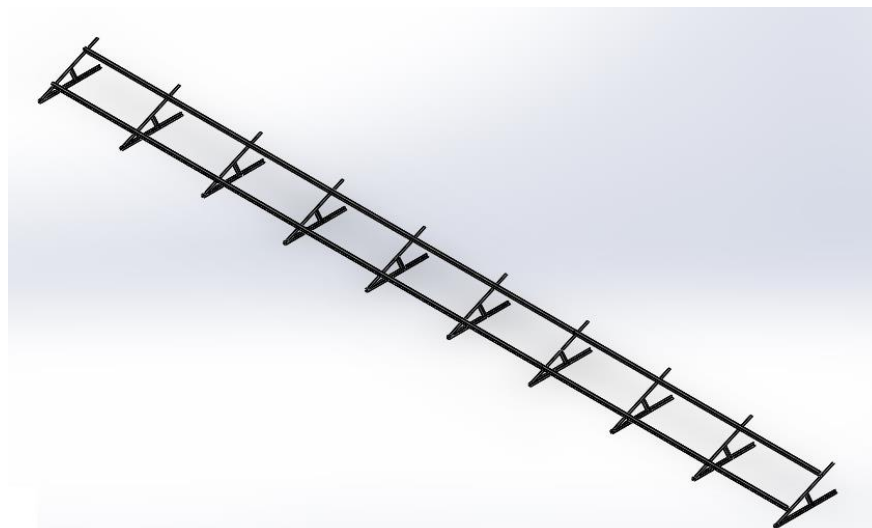


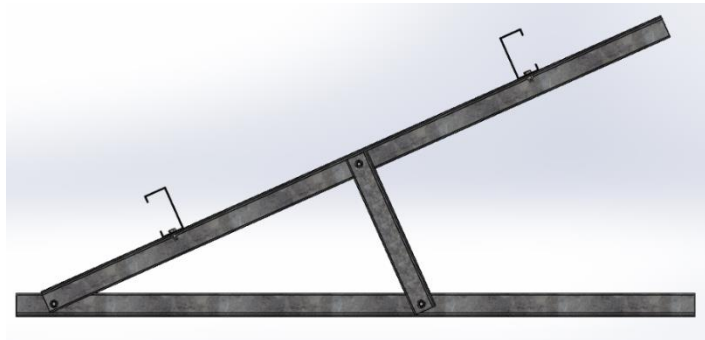
Ilustración 28 - Vista en perspectiva de estructura

Tanto las estructuras dispuestas en el techo con caída al norte como así también las dispuestas en el techo con caída al sur, tendrán patas compuestas por perfiles ángulo de 2" x 1/8" agujereados y abulonados con pernos de cabeza hexagonal M10 - 2,5 x 25 mm y tuerca M10 – 2,5 mm.

Cada pata se compondrá de dos perfiles ángulos de 1,5 m y uno de 0.375 m.

A su vez, las patas estarán solidarias a perfiles C galvanizados de 100x50X15x2 mm mediante pernos de cabeza hexagonal M8 – 1,25 x 20 mm y tuerca M8 – 1,25 mm, los cuales servirán de apoyo para ubicar los paneles solares fotovoltaicos.

Los centros de las caras de 50 mm de los perfiles C estarán distanciados a lo largo del perfil ángulo 860 mm, longitud equivalente al distanciamiento de los agujeros que trae el panel solar en su marco para la sujeción.



*Ilustración 29 - Vista lateral de patas abulonadas y con perfiles C*

Se utilizarán 2 perfiles C de 12 m enteros, y a cada uno de estos se le añadirá 6 m más, es decir cada una de las mitades de otro perfil.

La sujeción entre las dos secciones de los perfiles C no será necesaria ya que la prolongación de los mismos se efectuará apoyados sobre una de las patas (pata de vinculación).



*Ilustración 30 – Prolongación de perfiles C y sujeción a los perfiles ángulo*

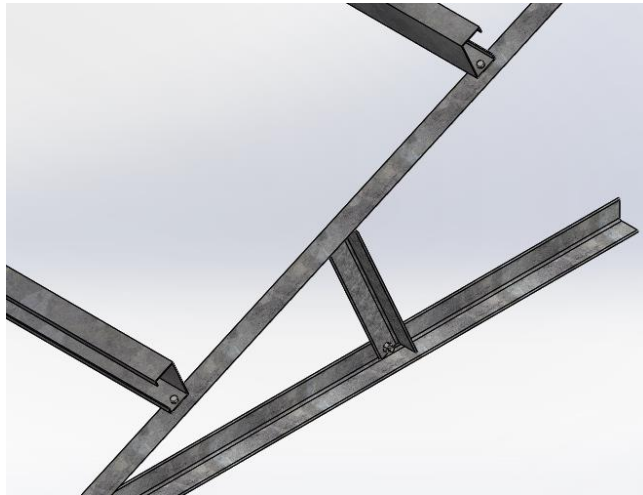


Ilustración 31 - Pata lateral

Las patas serán distribuidas equitativamente a lo largo de los 18 m de perfil C galvanizado cada 2 m, por lo cual cada estructura tendrá un total de 10 patas cada una.

Catálogos utilizados en capítulo 6.7.2.3 “ESTRUCURAS” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS

#### 4.2.3.7.1 Estructuras de techo con caída al norte

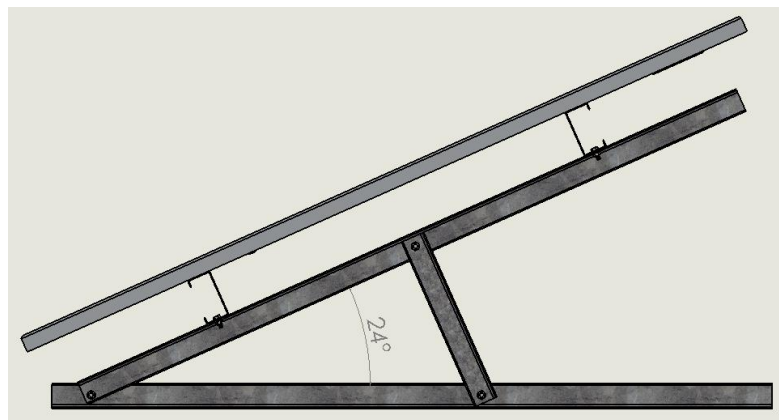


Ilustración 32 - Vista lateral de estructura para techo con caída al norte

Las estructuras de techo con caída al norte son 28 y sus dimensiones serán:

Largo: 18050,8 mm

Alto: 664,3 mm

Ancho: 1500 mm

Las estructuras FR-001-01 a FR-001-11; FR-001-19 a FR-001-25; FR-001-29 a FR-001-35 y FR-001-43 a FR-001-45 serán ubicadas en las porciones del techo con caída al norte según la codificación establecida. Para obtener la inclinación óptima de los paneles ( $\beta_{opt} = 27^\circ$ ), el ángulo formado por los perfiles de 1,5 m de cada una de estas patas será de  $24^\circ$ .

4.2.3.7.2 Estructuras de techo con caída al sur

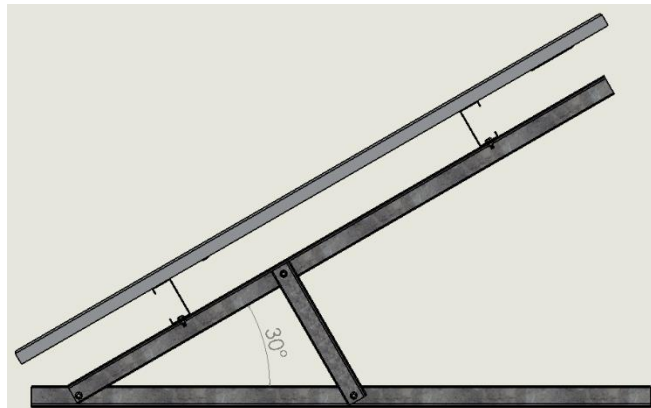


Ilustración 33 - Vista lateral de estructura para techo con caída al sur

Las estructuras de techo con caída al sur son 17 y sus dimensiones serán:

Largo: 18050,8 mm

Alto: 801,5 mm

Ancho: 1500 mm

Las estructuras FR-001-12 a FR-001-18; FR-001-26 a FR-001-28 y FR-001-36 a FR-001-42 serán ubicadas en las porciones del techo con caída al sur según la codificación establecida. Para obtener la inclinación óptima de los paneles ( $\beta_{opt} = 27^\circ$ ), el ángulo formado por los perfiles de 1,5 m de cada una de estas patas será de  $30^\circ$ .

4.2.3.8 LISTA DE MATERIALES

PATAS							
Compon ente	Descripción	Longitud /pata	Patatas/estr uctura	Estruct uras	Peso/m	Longitud total	Peso total
Base	Angulo 2" x 1/8"	1,5 m	10	45	2,52 Kg/m	675 m	1701 Kg
Pie 1	Angulo 2" x 1/8"	1,5 m	10	45	2,52 Kg/m	675 m	1701 Kg
Pie 2	Angulo 2" x 1/8"	0,375 m	10	45	2,52 Kg/m	168,75 m	425,25 Kg

<b>Total</b>	1518,75 m	3827 Kg
<b>Total de barras x 6 m</b>	254	

Compon ente	Descripción	Unidades /pata	Patatas/estr uctura	Estruct uras	Peso/unidad	Unidades total	Peso total
Pernos	Cabeza hexagonal M10 - 1,5 x 25	3 unid.	10	45	0,02 Kg/unid.	1350 unid.	27 Kg



Tuercas	M10 - 1,5	3 unid.	10	45	0,01 Kg/unid.	1350 unid.	13,5 Kg
---------	-----------	---------	----	----	---------------	------------	---------

PERFILES C						
Componente	Descripción	Longitud/estructura	Estructuras	Peso/m	Longitud total	Peso total
Travesaño 1	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	6 m	45	3,36 Kg/m	270 m	907,2 Kg
Travesaño 2	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	6 m	45	3,36 Kg/m	270 m	907,2 Kg
Travesaño 3	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	12 m	45	3,36 Kg/m	540 m	1814,4 Kg
Travesaño 4	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	12 m	45	3,36 Kg/m	540 m	1814,4 Kg

<b>Total</b>	1620 m	5443,2 Kg
<b>Total de barras x 12 m</b>	135	

Componente	Descripción	Unidades/estructura	Estructuras	Unidades total	Peso/unidad	Peso total
Pernos	Cabeza hexagonal M8 - 1,25 x 20	22 unid.	45	990 unid.	0,02 Kg/unid.	19,8 Kg
Tuercas	M8 - 1,25	22 unid.	45	990 unid.	0,01 Kg/unid.	9,9 Kg

Tabla 2 - Lista de materiales de estructuras

#### 4.2.3.9 MECANIZADO

Tanto los perfiles ángulo como los C, serán cortados y agujereados según lo indican los planos constructivos.

#### 4.2.3.10 TRATAMIENTO

Una vez obtenidas todas las piezas que conformarán las estructuras, se procederá a realizarles un tratamiento de galvanizado. Dicho tratamiento tiene como objetivo evitar el deterioro de la estructura una vez montada a la intemperie.

#### 4.2.3.11 ENSAMBLAJE

Con todas las piezas ya galvanizadas se podrá proceder al ensamblado de las mismas en el techo de la empresa. Esto se efectuará de la manera especificada en los planos constructivos,

por medio de los pernos y tuercas que ya poseen un galvanizado de fábrica, y que también se encuentran indicados en dichos planos.

#### 4.2.3.12 FIJACIÓN DE ESTRUCTURAS



Ilustración 34 – Autoperforantes

La fijación de las estructuras al techo se realizará por medio de autoperforantes recomendados para fijaciones metálicas. Poseen bajo cabeza la conformación adecuada para impermeabilizar mediante el uso de una arandela de PVC, de dimensiones y características específicas.

#### 4.2.3.13 PLANOS CONSTRUCTIVOS

Estructuras alojadas en porciones del techo con caída al Norte (TCN):

Todas las estructuras que irán en TCN serán idénticas, por lo cual para su elaboración y ensamblaje se realizaron los planos correspondientes a una sola estructura, siendo esta la (FR-001-ES01). De esta manera las 28 estructuras que van dispuestas en TCN responderán a los siguientes planos.

Ver del “Plano GSF 4 – Vista isométrica de estructura (FR-001-ES01) con detalles” al “Plano GSF 19 – Vistas de estructura (FR-001-ES01) con detalles”.

Estructuras alojadas en porciones del techo con caída al Sur (TCS):

De la misma manera, todas las estructuras que van en las porciones del TCS serán iguales y las 17 responderán a los planos constructivos de la estructura (FR-001-ES12).

Ver del “Plano GSF 20 - Vista isométrica de estructura (FR-001-ES12) con detalles” al “Plano GSF 35 – Vistas de estructura (FR-001-ES12) con detalles”

#### 4.2.4 PANELES SOLARES (COD. FR-001-ES01/ES45-PS01/PS18)

##### 4.2.4.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.4 “ELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.3.3 “INCLINACIÓN OPTIMA DE PANELES SOLARES Y SU GANANCIA”

5.3.5 “NÚMERO DE PANELES SOLARES NECESARIOS”

### 5.3.8 “CANTIDAD DE PANELES SOLARES POR INVERSOR”

#### 4.2.4.2 TIPO

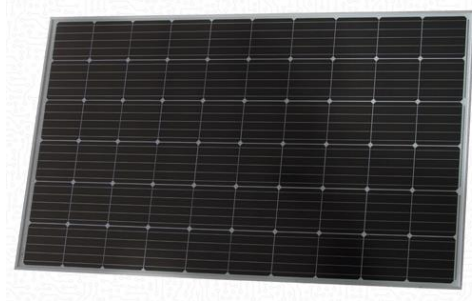


Ilustración 35 - Panel solar Enertik PS-275M

Panel solar fotovoltaico monocristalino Enertik modelo PS-275M.

Potencia máxima: 275 W

Tensión nominal: 32,36 V

Corriente nominal: 8,5 A

Marco de aluminio

Dimensiones: 1640x992x35

Peso neto: 18,6 Kg

Condiciones de temperatura nominal: -40°C a 85°C

#### 4.2.4.3 CANTIDAD

Se instalarán un total de 810 paneles solares.

#### 4.2.4.4 UBICACIÓN

Los paneles solares se ubicarán sobre el techo de la empresa según el área de generación fotovoltaica (COD. FR-001) en las estructuras diseñadas para tal fin. Dichas estructuras contendrán grupos de 18 paneles solares colocados uno al lado del otro de forma contigua, conectados en serie formando lo que se denomina “strings”.

Ver Plano GSF 36 - Ubicación de paneles solares en estructura con detalles.

4.2.4.5 CODIFICACIÓN DE PANELES SOLARES EN ESTRUCTURAS

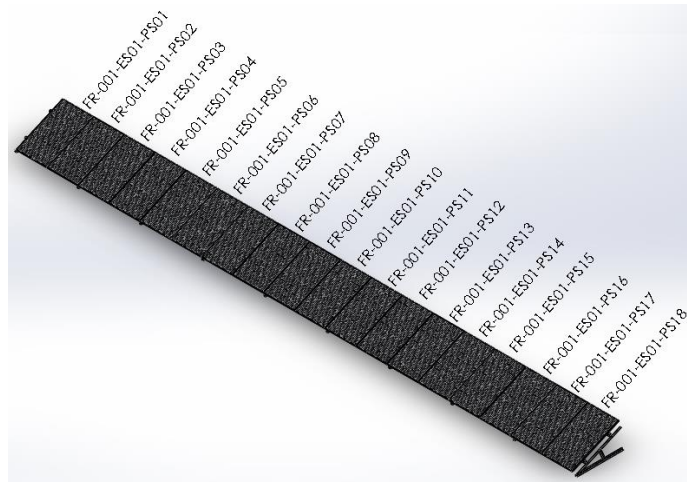


Ilustración 36 - Codificación de paneles solares en estructuras

Cada una de las 45 estructuras que compondrán el sistema de generación solar fotovoltaico contendrán 18 paneles solares cada una y responderán al siguiente sistema de codificado. Tomando como referencia la vista frontal de la estructura, los paneles contenidos en la misma se codificarán de izquierda a derecha siguiendo la numeración PS01 al PS18. Es decir que todas las estructuras tendrán la misma codificación de los paneles que contienen, pero estos tendrán un único código debido a que se encuentran incluidos dentro de diferentes estructuras.

4.2.4.6 FIJACIÓN

Los paneles solares se fijarán a los perfiles C de las estructuras haciendo uso de pernos cabeza hexagonal M6 - 1.0 x 15 y tuercas hexagonal M6 – 1. Esto se logrará mediante los agujeros que poseen los paneles solares en la parte posterior de su marco de aluminio y los que poseen los perfiles C.

Los agujeros en los perfiles C de las estructuras son coincidentes con los de los paneles solares y están diseñados para que se consiga la fijación de los 18 módulos por estructura.

Ver Plano GSF 37 - Montaje y fijación de paneles en estructuras.

4.2.4.7 CONEXIONADO

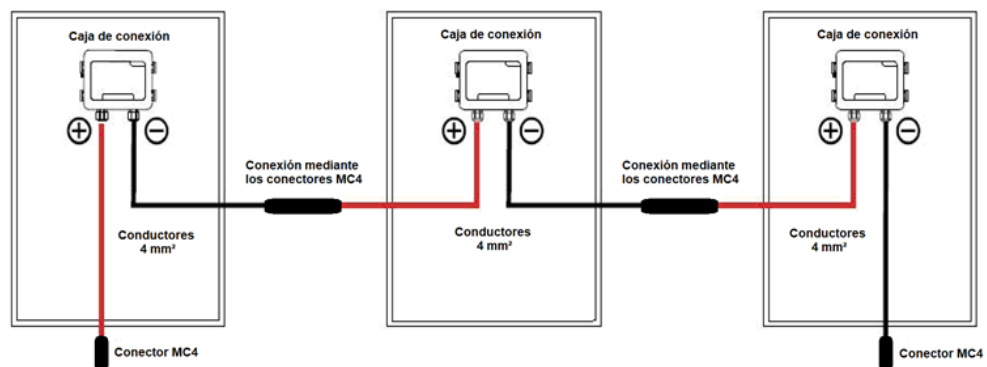


Ilustración 37 – Conexión de paneles solares en serie

La conexión entre los 18 paneles de cada estructura (string), será en serie entre cada uno de ellos. Esto quiere decir que se unirán consecutivamente los conectores MC4 del polo positivo con el negativo del módulo siguiente.

Los conductores del polo positivo y negativo que quedan libres en los paneles solares de los extremos, se reemplazarán mediante su caja de conexión por conductores de 4 mm<sup>2</sup> P-SUN 2.0 especial para instalaciones solares fotovoltaicas, los cuales irán luego hasta su respectiva caja de conexión en paralelo con otros dos strings.

Ver Plano GSF 82 – Conexión de paneles solares por estructura.

#### 4.2.5 INVERSORES (COD. FR-003-IN01/IN08)

##### 4.2.5.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.6 “ELECCIÓN DE LOS INVERSORES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.3.7 “NÚMERO DE INVERSORES NECESARIOS”

5.3.8 “CANTIDAD DE PANELES SOLARES POR INVERSOR”

##### 4.2.5.2 TIPO



Ilustración 38 – Inversor SolarLake 30000 TL-PM

Inversor de conexión a red Samil Power modelo SolarLake 30000TL-PM trifásico.

Potencia máxima DC: 32000 W

Tensión máxima DC: 1000 V

Tensión nominal DC: 620 V

Corriente máxima DC: 2x35 A

Número de entradas: 2

Potencia nominal AC: 30 KW

Corriente máxima AC: 43,5 A

Tensión nominal: 3/N/PE 230V/400 V 50 Hz

Dimensiones: 600x880x249

Eficiencia máxima: 98,4%

#### 4.2.5.3 CANTIDAD

Se instalarán un total de 8 Inversores.

#### 4.2.5.4 UBICACIÓN



Ilustración 39 – Gabinetes principales y ubicación de inversores

Los inversores irán ubicados en la sala de tableros (COD. FR-003). El sitio específico destinado para su colocación es la pared este de dicha sala.

La pared Este se encuentra libre en su totalidad y conforma un lugar ideal por su cercanía a las barras colectoras principales, las cuales se sitúan a menos de 2 metros en línea recta dentro de los armarios.

En la imagen anterior podemos ver a la izquierda los gabinetes donde se encuentran las barras colectoras principales, y a la derecha la pared este de la sala donde irán alojados los inversores.

Ver Plano GSF 38 – Ubicación de inversores en sala de tableros (COD. FR-003)

#### 4.2.5.5 CODIFICACIÓN DE INVERSORES

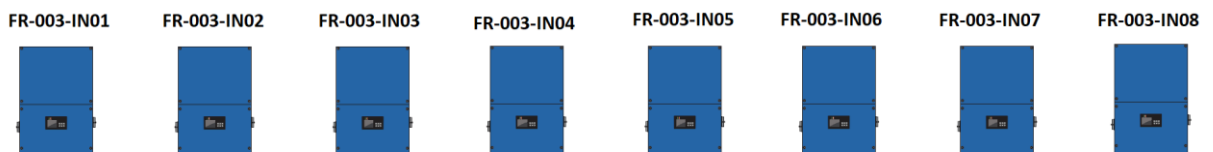


Ilustración 40 – Codificación de inversores

Cada inversor tendrá su único código e irá en orden ascendente de izquierda a derecha en la vista frontal.

#### 4.2.5.6 FIJACIÓN

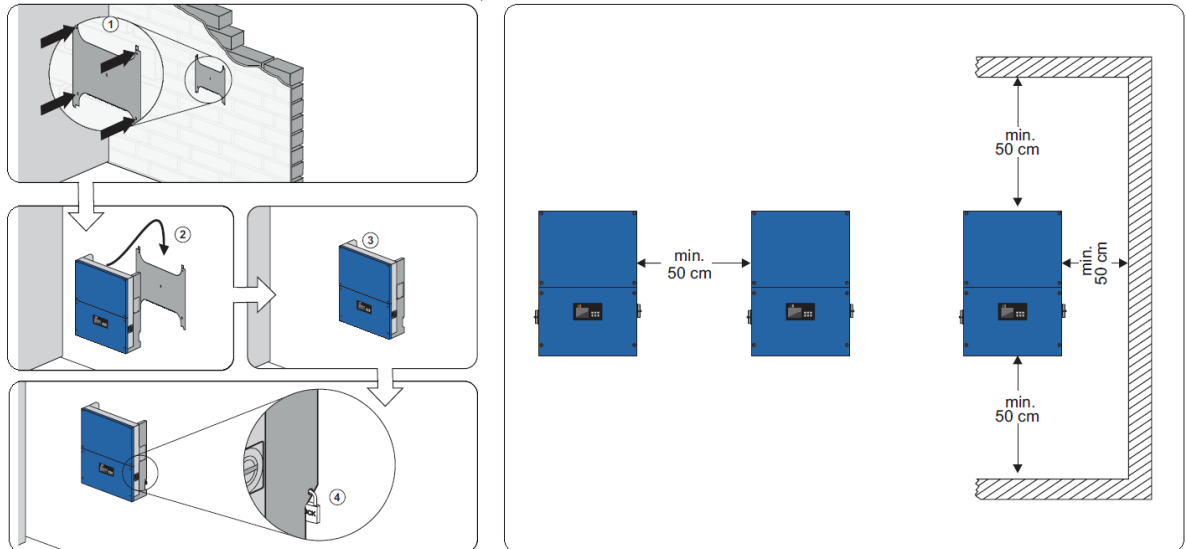


Ilustración 41 – Fijación de inversores

La fijación se realizara teniendo en cuenta las distancias mínimas y de la siguiente manera:

- 1- Se deberá atornillar el soporte a la pared
- 2- Se enganchará el inversor en el soporte de pared
- 3- Se comprobará que asiente correctamente
- 4- Opcionalmente se podrá asegurar el inversor con un candado

#### 4.2.5.7 ASIGNACIÓN DE ESTRUCTURAS A CADA INVERSOR

Cada inversor tendrá conectado un total de 108 paneles solares divididos equitativamente en sus dos entradas, es decir que tendrá a cargo un total de 6 estructuras con sus respectivos 18 paneles.

Del inversor numero 8 solo se utilizará una entrada por lo cual tendrá conectado 54 paneles, es decir, 3 estructuras con sus 18 paneles solares.

Inversor	Estructuras	Paneles solares
<b>FR-003-IN01</b>	FR-001-ES01	FR-001-ES01-PS01 / FR-001-ES01-PS18
	FR-001-ES02	FR-001-ES02-PS01 / FR-001-ES02-PS18
	FR-001-ES03	FR-001-ES03-PS01 / FR-001-ES03-PS18
	FR-001-ES04	FR-001-ES04-PS01 / FR-001-ES04-PS18
	FR-001-ES05	FR-001-ES05-PS01 / FR-001-ES05-PS18
	FR-001-ES06	FR-001-ES06-PS01 / FR-001-ES06-PS18
<b>FR-003-IN02</b>	FR-001-ES07	FR-001-ES07-PS01 / FR-001-ES07-PS18
	FR-001-ES08	FR-001-ES08-PS01 / FR-001-ES08-PS18
	FR-001-ES09	FR-001-ES09-PS01 / FR-001-ES09-PS18
	FR-001-ES10	FR-001-ES10-PS01 / FR-001-ES10-PS18



	FR-001-ES11	FR-001-ES11-PS01 / FR-001-ES11-PS18
	FR-001-ES12	FR-001-ES12-PS01 / FR-001-ES12-PS18
<b>FR-003-IN03</b>	FR-001-ES13	FR-001-ES13-PS01 / FR-001-ES13-PS18
	FR-001-ES14	FR-001-ES14-PS01 / FR-001-ES14-PS18
	FR-001-ES15	FR-001-ES15-PS01 / FR-001-ES15-PS18
	FR-001-ES16	FR-001-ES16-PS01 / FR-001-ES16-PS18
	FR-001-ES17	FR-001-ES17-PS01 / FR-001-ES17-PS18
	FR-001-ES18	FR-001-ES18-PS01 / FR-001-ES18-PS18
<b>FR-003-IN04</b>	FR-001-ES19	FR-001-ES19-PS01 / FR-001-ES19-PS18
	FR-001-ES20	FR-001-ES20-PS01 / FR-001-ES20-PS18
	FR-001-ES21	FR-001-ES21-PS01 / FR-001-ES21-PS18
	FR-001-ES22	FR-001-ES22-PS01 / FR-001-ES22-PS18
	FR-001-ES23	FR-001-ES23-PS01 / FR-001-ES23-PS18
	FR-001-ES24	FR-001-ES24-PS01 / FR-001-ES24-PS18
<b>FR-003-IN05</b>	FR-001-ES25	FR-001-ES25-PS01 / FR-001-ES25-PS18
	FR-001-ES26	FR-001-ES26-PS01 / FR-001-ES26-PS18
	FR-001-ES27	FR-001-ES27-PS01 / FR-001-ES27-PS18
	FR-001-ES28	FR-001-ES28-PS01 / FR-001-ES28-PS18
	FR-001-ES29	FR-001-ES29-PS01 / FR-001-ES29-PS18
	FR-001-ES30	FR-001-ES30-PS01 / FR-001-ES30-PS18
<b>FR-003-IN06</b>	FR-001-ES31	FR-001-ES31-PS01 / FR-001-ES31-PS18
	FR-001-ES32	FR-001-ES32-PS01 / FR-001-ES32-PS18
	FR-001-ES33	FR-001-ES33-PS01 / FR-001-ES33-PS18
	FR-001-ES34	FR-001-ES34-PS01 / FR-001-ES34-PS18
	FR-001-ES35	FR-001-ES35-PS01 / FR-001-ES35-PS18
	FR-001-ES36	FR-001-ES36-PS01 / FR-001-ES36-PS18
<b>FR-003-IN07</b>	FR-001-ES37	FR-001-ES37-PS01 / FR-001-ES37-PS18
	FR-001-ES38	FR-001-ES38-PS01 / FR-001-ES38-PS18
	FR-001-ES39	FR-001-ES39-PS01 / FR-001-ES39-PS18
	FR-001-ES40	FR-001-ES40-PS01 / FR-001-ES40-PS18
	FR-001-ES41	FR-001-ES41-PS01 / FR-001-ES41-PS18
	FR-001-ES42	FR-001-ES42-PS01 / FR-001-ES42-PS18
<b>FR-003-IN08</b>	FR-001-ES43	FR-001-ES43-PS01 / FR-001-ES43-PS18
	FR-001-ES44	FR-001-ES44-PS01 / FR-001-ES44-PS18
	FR-001-ES45	FR-001-ES45-PS01 / FR-001-ES45-PS18

Tabla 3 - Asignación de estructuras a cada inversor

4.2.5.8 CONEXIONADO

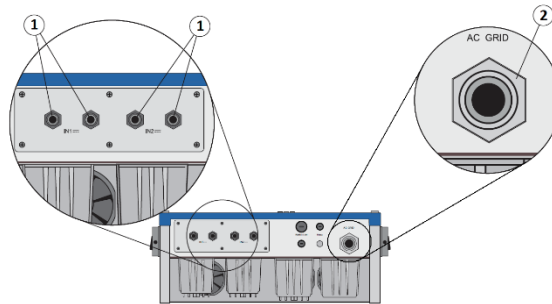


Ilustración 42 - Entradas DC y AC de inversor

- 1 - Dos entradas por inversor donde se ingresarán los conductores DC provenientes de las cajas de conexión de los strings.
- 2 - Salida AC para la conexión de cada inversor a las barras colectoras principales.

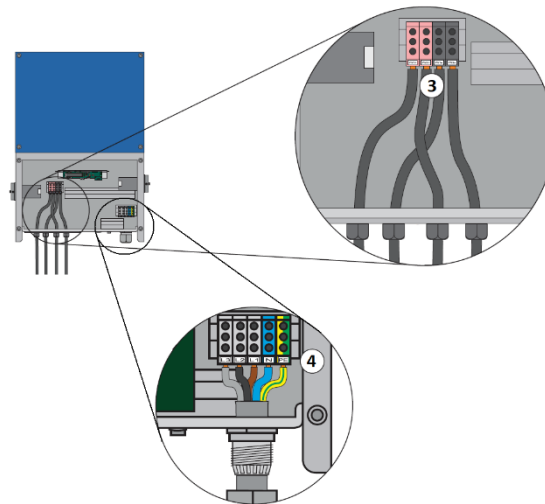


Ilustración 43 – Conexionado de inversor

- 3 - Conexión de los conductores DC en sus respectivas borneras.
- 4 - Conexión de conductores AC en sus respectivas borneras.

Ver Plano GSF 39 – Conexionado de inversores

4.2.5.9 CODIFICACIÓN DE ENTRADAS DC DE CADA INVERSOR

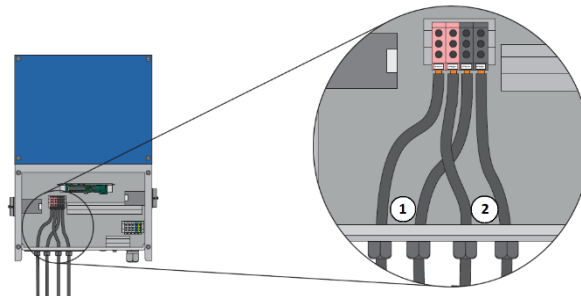


Ilustración 44 – Codificación de entradas de inversores

Cada inversor posee dos entradas DC donde, tomando la vista frontal del mismo la número uno será la de la izquierda y la número dos la de la derecha

Inversor	Entrada	Código de entrada
FR-003-IN01	1	FR-003-IN01-E1
	2	FR-003-IN01-E2
FR-003-IN02	1	FR-003-IN02-E1
	2	FR-003-IN02-E2
FR-003-IN03	1	FR-003-IN03-E1
	2	FR-003-IN03-E2
FR-003-IN04	1	FR-003-IN04-E1
	2	FR-003-IN04-E2
FR-003-IN05	1	FR-003-IN05-E1
	2	FR-003-IN05-E2

FR-003-IN06	1	FR-003-IN06-E1
	2	FR-003-IN01-E2
FR-003-IN07	1	FR-003-IN07-E1
	2	FR-003-IN07-E2
FR-003-IN08	1	FR-003-IN08-E1

Tabla 4 - Codificación de entradas DC de inversores

#### 4.2.5.10 PUESTA EN SERVICIO

La puesta en servicio se efectúa de manera muy sencilla, teniendo en cuenta inclusive que el inversor posee un menú multi-idioma y su entendimiento es muy sencillo.

Para obtener los detalles necesarios consultar el manual del inversor SolarLake 30000TL-PM.

#### 4.2.5.11 PROTECCIONES LADO DC DEL INVERSOR

##### 4.2.5.11.1 Sobreintensidades

El inversor seleccionado trae consigo protección contra sobreintensidades del lado de CC las cuales ya vienen preparadas para trabajar en las condiciones diseñadas.

##### 4.2.5.11.2 Descargadores por sobretensión

El inversor también posee descargadores por sobretensión en el lado de CC. Estos pueden trabajar con una tensión permanente de hasta 1000 V.

##### 4.2.5.11.3 Seccionador

En su entrada de CC el inversor también trae incorporado un seccionador, el cual permite desconectar las dos entradas que este posee.

#### 4.2.5.12 PROTECCIONES LADO AC DEL INVERSOR

##### 4.2.5.12.1 Seccionador

Al igual que del lado de CC, el inversor posee un seccionador para el lado de CA. Dicho seccionador nos permite desconectar de la red nuestro inversor.

4.2.5.12.2 Descargadores por sobretensión

En su salida de CA el inversor también contiene descargadores por sobretensión conectados a cada una de las tres fases.

4.2.5.13 REFERENCIAS INTERIOR DE INVERSOR

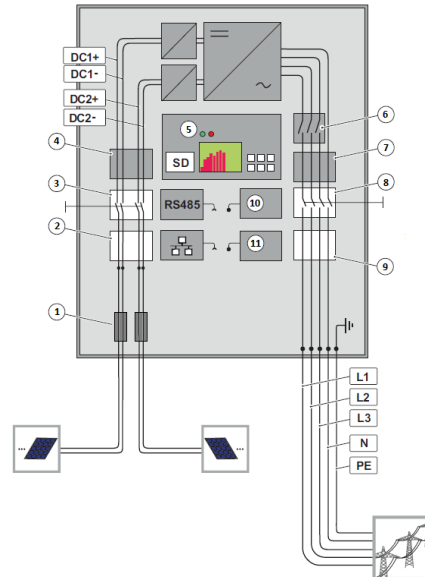


Ilustración 45 – Referencias del interior de inversores

- 1 – Fusibles lado DC
- 2 – Protección por sobretensión lado DC
- 3 – Seccionador lado DC
- 4 – Monitorización del aislamiento lado DC
- 5 – Pantalla, LEDs de estado, teclas de manejo
- 6 – Seccionador AC
- 7 – Monitorización de red
- 8 – Seccionador AC adicional (opcional)
- 9 – Protección por sobretensión lado AC
- 10 – Salida digital
- 11 –Entrada digital

4.2.5.14 PLANOS CONSTRUCTIVOS

Ver desde “Plano GSF 40 – Diagrama unifilar general de conexión de todos los generadores fotovoltaicos” al “Plano GSF 64 – Diagrama multifilar detallado de generador solar fotovoltaico 8”

#### 4.2.6 CAJAS DE CONEXIÓN DE LOS STRINGS (COD. FR-001-CC01/CC15)

##### 4.2.6.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.21.1 “CAJA DE CONEXIONES DE LOS STRINGS” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.3.20.1 “GENERALIDADES”

5.3.20.2 “PROTECCIONES EN CAJA DE CONEXIONES DE LOS STRINGS”

##### 4.2.6.2 TIPO



Ilustración 46 – Caja de conexión

Marca: Schneider Electric  
Modelo: NSYCRN34200  
Altura: 300 mm  
Ancho: 400 mm  
Profundidad: 200 mm  
Tipo de puerta: 1 puerta ciega  
Grado IP: 66  
Peso: 6,4 Kg

##### 4.2.6.3 CANTIDAD

Se instalarán un total de 15 cajas de conexión.

##### 4.2.6.4 UBICACIÓN

Dichas cajas de conexión de los strings se ubicarán sujetadas en las patas laterales derechas de las estructuras.

Ver Plano GSF 83 - Montaje de cajas de conexión en estructuras

##### 4.2.6.5 DISPOSICIÓN

En dichas patas indicadas, las cajas de conexión se dispondrán en el perfil ángulo de menor dimensión (0,375 m)

##### 4.2.6.6 DISTRIBUCIÓN

Las cajas de conexión se distribuirán 1 por cada tres strings, es decir estructuras. De esta manera se tendrán las 15 cajas distribuidas en las 45 estructuras.

4.2.6.7 CODIFICACIÓN

Caja de conexión N°	Código	Estructura en la que estará ubicada	Estructuras conectadas en paralelo
1	FR-001-CC01	FR-001-ES02	FR-001-ES01 FR-001-ES02 FR-001-ES03
2	FR-001-CC02	FR-001-ES05	FR-001-ES04 FR-001-ES05 FR-001-ES06
3	FR-001-CC03	FR-001-ES08	FR-001-ES07 FR-001-ES08 FR-001-ES09
4	FR-001-CC04	FR-001-ES011	FR-001-ES10 FR-001-ES11 FR-001-ES12
5	FR-001-CC05	FR-001-ES014	FR-001-ES13 FR-001-ES14 FR-001-ES15
6	FR-001-CC06	FR-001-ES07	FR-001-ES16 FR-001-ES17 FR-001-ES18
7	FR-001-CC07	FR-001-ES20	FR-001-ES19 FR-001-ES20 FR-001-ES21
8	FR-001-CC08	FR-001-ES23	FR-001-ES22 FR-001-ES23 FR-001-ES24
9	FR-001-CC09	FR-001-ES26	FR-001-ES25 FR-001-ES26 FR-001-ES27
10	FR-001-CC10	FR-001-ES29	FR-001-ES28 FR-001-ES29 FR-001-ES30
11	FR-001-CC11	FR-001-ES32	FR-001-ES31 FR-001-ES32 FR-001-ES33
12	FR-001-CC12	FR-001-ES35	FR-001-ES34 FR-001-ES35 FR-001-ES36
13	FR-001-CC13	FR-001-ES38	FR-001-ES37 FR-001-ES38 FR-001-ES39
14	FR-001-CC14	FR-001-ES41	FR-001-ES40



			FR-001-ES41 FR-001-ES42
15	FR-001-CC15	FR-001-ES44	FR-001-ES43 FR-001-ES44 FR-001-ES45

Tabla 5 – Codificación de cajas de conexión

#### 4.2.6.8 CONFORMACIÓN INTERIOR

Las cajas de conexión se compondrán en su interior por:

##### 4.2.6.8.1 Riel DIN simétrico 35 mm



Ilustración 47– Riel DIN

Cantidad por caja de conexión: 1  
 Marca: Schneider Electric  
 Modelo: Simétrico 35 mm  
 Dimensiones: 35 mm  
 Longitud: 300 mm

##### 4.2.6.8.2 Porta fusibles solar gPV



Ilustración 48 – Porta fusible

Cantidad por caja de conexión: 6  
 Marca: Enertik  
 Modelo: SPF-15  
 Dimensiones: 17,5 x 88.8 x 58 mm  
 Montaje: Riel DIN

#### 4.2.6.8.3 Fusibles solares gPV



Ilustración 49 - Fusible

Cantidad por caja de conexión: 6  
Marca: Enertik  
Modelo: SFUS-10  
Dimensiones: 10 x 38 mm  
Montaje: En porta fusible solar gPV SPF-15

#### 4.2.6.8.4 Descargador por sobretensión



Ilustración 50 – Descargador por sobretensión

Cantidad por caja de conexión: 1  
Marca: Schneider Electric  
Modelo: Acti 9 iPRD PV-DC  
Corriente máxima de descarga: 40 KA  
Tensión asignada de empleo: 1000 V  
Dimensiones: 85 x 54 x 70 mm  
Montaje: Riel DIN

#### 4.2.6.8.5 Seccionador



Ilustración 51 - Seccionador

Cantidad por caja de conexión: 1

Marca: SUNTREE  
Modelo: SISO.2-32 D2  
Corriente máxima: 32 A  
Tensión asignada de empleo: 800 V  
Dimensiones: 73.2 x 65.4x 92.8 mm  
Montaje: Riel DIN

4.2.6.8.6 Codificación de elementos en el interior de las cajas de conexión

Caja de conexión N°	Código	Ítem	Código de ítem
1	FR-001-CC01	Porta fusible 1	FR-001-CC01-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC01-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC01-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC01-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC01-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC01-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC01-P1
		Fusible 2	FR-001-CC01-P2
		Fusible 3	FR-001-CC01-P3
		Fusible 4	FR-001-CC01-P4
		Fusible 5	FR-001-CC01-P5
		Fusible 6	FR-001-CC01-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC01-D
		Seccionador	FR-001-CC01-S
2	FR-001-CC02	Porta fusible 1	FR-001-CC02-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC02-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC02-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC02-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC02-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC02-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC02-P1
		Fusible 2	FR-001-CC02-P2
		Fusible 3	FR-001-CC02-P3
		Fusible 4	FR-001-CC02-P4
		Fusible 5	FR-001-CC02-P5
		Fusible 6	FR-001-CC02-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC02-D
		Seccionador	FR-001-CC02-S
3	FR-001-CC03	Porta fusible 1	FR-001-CC03-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC03-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC03-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC03-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC03-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC03-PF6

		Fusible 1	FR-001-CC03-P1
		Fusible 2	FR-001-CC03-P2
		Fusible 3	FR-001-CC03-P3
		Fusible 4	FR-001-CC03-P4
		Fusible 5	FR-001-CC03-P5
		Fusible 6	FR-001-CC03-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC03-D
		Seccionador	FR-001-CC03-S
4	FR-001-CC04	Porta fusible 1	FR-001-CC04-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC04-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC04-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC04-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC04-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC04-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC04-P1
		Fusible 2	FR-001-CC04-P2
		Fusible 3	FR-001-CC04-P3
		Fusible 4	FR-001-CC04-P4
		Fusible 5	FR-001-CC04-P5
		Fusible 6	FR-001-CC04-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC04-D
		Seccionador	FR-001-CC04-S
5	FR-001-CC05	Porta fusible 1	FR-001-CC05-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC05-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC05-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC05-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC05-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC05-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC05-P1
		Fusible 2	FR-001-CC05-P2
		Fusible 3	FR-001-CC05-P3
		Fusible 4	FR-001-CC05-P4
		Fusible 5	FR-001-CC05-P5
		Fusible 6	FR-001-CC05-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC05-D
		Seccionador	FR-001-CC05-S
6	FR-001-CC06	Porta fusible 1	FR-001-CC06-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC06-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC06-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC06-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC06-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC06-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC06-P1

		Fusible 2	FR-001-CC06-P2
		Fusible 3	FR-001-CC06-P3
		Fusible 4	FR-001-CC06-P4
		Fusible 5	FR-001-CC06-P5
		Fusible 6	FR-001-CC06-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC06-D
		Seccionador	FR-001-CC06-S
7	FR-001-CC07	Porta fusible 1	FR-001-CC07-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC07-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC07-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC07-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC07-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC07-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC07-P1
		Fusible 2	FR-001-CC07-P2
		Fusible 3	FR-001-CC07-P3
		Fusible 4	FR-001-CC07-P4
		Fusible 5	FR-001-CC07-P5
		Fusible 6	FR-001-CC07-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC07-D
		Seccionador	FR-001-CC07-S
8	FR-001-CC08	Porta fusible 1	FR-001-CC08-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC08-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC08-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC08-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC08-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC08-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC08-P1
		Fusible 2	FR-001-CC08-P2
		Fusible 3	FR-001-CC08-P3
		Fusible 4	FR-001-CC08-P4
		Fusible 5	FR-001-CC08-P5
		Fusible 6	FR-001-CC08-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC08-D
		Seccionador	FR-001-CC08-S
9	FR-001-CC09	Porta fusible 1	FR-001-CC09-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC09-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC09-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC09-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC09-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC09-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC09-P1
		Fusible 2	FR-001-CC09-P2

		Fusible 3	FR-001-CC09-P3
		Fusible 4	FR-001-CC09-P4
		Fusible 5	FR-001-CC09-P5
		Fusible 6	FR-001-CC09-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC09-D
		Seccionador	FR-001-CC09-S
10	FR-001-CC10	Porta fusible 1	FR-001-CC10-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC10-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC10-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC10-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC10-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC10-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC10-P1
		Fusible 2	FR-001-CC10-P2
		Fusible 3	FR-001-CC10-P3
		Fusible 4	FR-001-CC10-P4
		Fusible 5	FR-001-CC10-P5
		Fusible 6	FR-001-CC10-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC10-D
		Seccionador	FR-001-CC10-S
		11	FR-001-CC11
Porta fusible 2	FR-001-CC11-PF2		
Porta fusible 3	FR-001-CC11-PF3		
Porta fusible 4	FR-001-CC11-PF4		
Porta fusible 5	FR-001-CC11-PF5		
Porta fusible 6	FR-001-CC11-PF6		
Fusible 1	FR-001-CC11-P1		
Fusible 2	FR-001-CC11-P2		
Fusible 3	FR-001-CC11-P3		
Fusible 4	FR-001-CC11-P4		
Fusible 5	FR-001-CC11-P5		
Fusible 6	FR-001-CC11-P6		
Descargador por S.T.	FR-001-CC11-D		
Seccionador	FR-001-CC11-S		
12	FR-001-CC12		
		Porta fusible 2	FR-001-CC12-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC12-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC12-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC12-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC12-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC12-P1
		Fusible 2	FR-001-CC12-P2
		Fusible 3	FR-001-CC12-P3

		Fusible 4	FR-001-CC12-P4
		Fusible 5	FR-001-CC12-P5
		Fusible 6	FR-001-CC12-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC12-D
		Seccionador	FR-001-CC12-S
13	FR-001-CC13	Porta fusible 1	FR-001-CC13-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC13-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC13-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC13-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC13-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC13-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC13-P1
		Fusible 2	FR-001-CC13-P2
		Fusible 3	FR-001-CC13-P3
		Fusible 4	FR-001-CC13-P4
		Fusible 5	FR-001-CC13-P5
		Fusible 6	FR-001-CC13-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC13-D
		Seccionador	FR-001-CC13-S
14	FR-001-CC14	Porta fusible 1	FR-001-CC14-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC14-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC14-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC14-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC14-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC14-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC14-P1
		Fusible 2	FR-001-CC14-P2
		Fusible 3	FR-001-CC14-P3
		Fusible 4	FR-001-CC14-P4
		Fusible 5	FR-001-CC14-P5
		Fusible 6	FR-001-CC14-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC14-D
		Seccionador	FR-001-CC14-S
15	FR-001-CC15	Porta fusible 1	FR-001-CC15-PF1
		Porta fusible 2	FR-001-CC15-PF2
		Porta fusible 3	FR-001-CC15-PF3
		Porta fusible 4	FR-001-CC15-PF4
		Porta fusible 5	FR-001-CC15-PF5
		Porta fusible 6	FR-001-CC15-PF6
		Fusible 1	FR-001-CC15-P1
		Fusible 2	FR-001-CC15-P2
		Fusible 3	FR-001-CC15-P3
		Fusible 4	FR-001-CC15-P4



		Fusible 5	FR-001-CC15-P5
		Fusible 6	FR-001-CC15-P6
		Descargador por S.T.	FR-001-CC15-D
		Seccionador	FR-001-CC15-S

Tabla 6 - Codificación de elementos en interior de cajas de conexión

#### 4.2.6.9 PLANOS CONSTRUCTIVOS

Ver desde “Plano GSF 65 – Componentes y conexionado de caja de conexión 1” al “Plano GSF 79 – Componentes y conexionado de caja de conexión 15”

#### 4.2.7 CONDUCTORES

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.19 “SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver, del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO, los capítulos:

5.3.18 “DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES”

##### 4.2.7.1 CONDUCTOR DC DESDE CADA STRING A CAJA DE CONEXIÓN

###### 4.2.7.1.1 Referencia a fascículos

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.19.1 “CONDUCTOR DC DESDE CADA STRING A CAJA DE CONEXIÓN” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver capítulo 5.3.18.1 “CONDUCTOR DC DESDE CADA STRING A CAJA DE CONEXIÓN” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

###### 4.2.7.1.2 Tipo



Ilustración 52 – Cable P-SUN 2.0

Marca: Prysmian

Modelo: P-SUN 2.0 (especial fotovoltaica)

Material: XLPE (termoestable)

Aislamiento: Goma tipo EI6. Doble aislamiento (clase II)

Tipo: Unipolar

Conductor: Cobre

Sección: 4 mm<sup>2</sup>

Resistente a condiciones climatológicas: Resistente al ozono, a rayos UVA y a la absorción de agua.

Características:

No propagación de llama

Baja emisión de humos opacos

Reducida emisión de gases tóxicos

Libre de halógenos

Nula emisión de gases corrosivos

Resistencia a los golpes

#### 4.2.7.1.3 Disposición

Los conductores irán canalizados en el perfil C de cada estructura, y el tramo restante hasta alcanzar la caja de conexión correspondiente será por bandeja porta cable tipo escalera que se dispondrá para recolectar todas las salidas de las cajas de conexión.

#### 4.2.7.1.4 Canalización

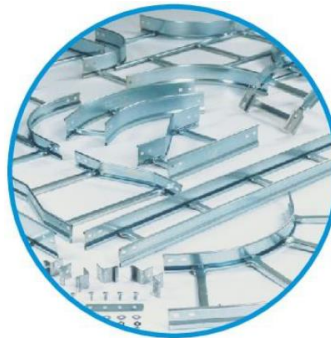


Ilustración 53 – Bandeja porta cable tipo escalera

Los conductores serán canalizados desde cada estructura hasta su correspondiente caja de conexión, por medio de bandejas porta cable tipo escalera utilizando los diferentes tipos de tramos y accesorios de montaje necesarios.

Marca: Samet

Modelo: Bandeja porta cable tipo escalera

Ancho: 300 mm

#### 4.2.7.1.5 Conexión

Estos conductores irán conectados a ambos extremos de los strings por medio de conectores MC4, y los extremos restantes irán conectados a los porta fusibles en la caja de conexión correspondiente.

#### 4.2.7.1.6 Codificación

Estructura	Conductor	Código de conductor	Caja de conexión donde va conectado	Elemento al que va conectado
FR-001-ES01	Polo positivo	FR-001-ES01-CP	FR-001-CC01	FR-001-CC01-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES01-CN		FR-001-CC01-PF2
FR-001-ES02	Polo positivo	FR-001-ES02-CP		FR-001-CC01-PF3

FR-001-ES03	Polo negativo	FR-001-ES02-CN		FR-001-CC01-PF4	
	Polo positivo	FR-001-ES03-CP		FR-001-CC01-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES03-CN		FR-001-CC01-PF6	
FR-001-ES04	Polo positivo	FR-001-ES04-CP	FR-001-CC02	FR-001-CC02-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES04-CN		FR-001-CC02-PF2	
FR-001-ES05	Polo positivo	FR-001-ES05-CP		FR-001-CC02-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES05-CN		FR-001-CC02-PF4	
FR-001-ES06	Polo positivo	FR-001-ES06-CP		FR-001-CC02-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES06-CN		FR-001-CC02-PF6	
FR-001-ES07	Polo positivo	FR-001-ES07-CP		FR-001-CC03	FR-001-CC03-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES07-CN			FR-001-CC03-PF2
FR-001-ES08	Polo positivo	FR-001-ES08-CP			FR-001-CC03-PF3
	Polo negativo	FR-001-ES08-CN			FR-001-CC03-PF4
FR-001-ES09	Polo positivo	FR-001-ES09-CP			FR-001-CC03-PF5
	Polo negativo	FR-001-ES09-CN			FR-001-CC03-PF6
FR-001-ES10	Polo positivo	FR-001-ES10-CP	FR-001-CC04		FR-001-CC04-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES10-CN			FR-001-CC04-PF2
FR-001-ES11	Polo positivo	FR-001-ES11-CP			FR-001-CC04-PF3
	Polo negativo	FR-001-ES11-CN			FR-001-CC04-PF4
FR-001-ES12	Polo positivo	FR-001-ES12-CP			FR-001-CC04-PF5
	Polo negativo	FR-001-ES12-CN			FR-001-CC04-PF6
FR-001-ES13	Polo positivo	FR-001-ES13-CP		FR-001-CC05	FR-001-CC05-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES13-CN			FR-001-CC05-PF2
FR-001-ES14	Polo positivo	FR-001-ES14-CP			FR-001-CC05-PF3
	Polo negativo	FR-001-ES14-CN			FR-001-CC05-PF4
FR-001-ES15	Polo positivo	FR-001-ES15-CP			FR-001-CC05-PF5
	Polo negativo	FR-001-ES15-CN			FR-001-CC05-PF6
FR-001-ES16	Polo positivo	FR-001-ES16-CP	FR-001-CC06		FR-001-CC06-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES16-CN			FR-001-CC06-PF2
FR-001-ES17	Polo positivo	FR-001-ES17-CP			FR-001-CC06-PF3
	Polo negativo	FR-001-ES17-CN			FR-001-CC06-PF4
FR-001-ES18	Polo positivo	FR-001-ES18-CP			FR-001-CC06-PF5
	Polo negativo	FR-001-ES18-CN			FR-001-CC06-PF6
FR-001-ES19	Polo positivo	FR-001-ES19-CP		FR-001-CC07	FR-001-CC07-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES19-CN			FR-001-CC07-PF2
FR-001-ES20	Polo positivo	FR-001-ES20-CP			FR-001-CC07-PF3
	Polo negativo	FR-001-ES20-CN			FR-001-CC07-PF4
FR-001-ES21	Polo positivo	FR-001-ES21-CP			FR-001-CC07-PF5
	Polo negativo	FR-001-ES21-CN			FR-001-CC07-PF6
FR-001-ES22	Polo positivo	FR-001-ES22-CP	FR-001-CC08		FR-001-CC08-PF1
	Polo negativo	FR-001-ES22-CN			FR-001-CC08-PF2
FR-001-ES23	Polo positivo	FR-001-ES23-CP			FR-001-CC08-PF3
	Polo negativo	FR-001-ES23-CN			FR-001-CC08-PF4

FR-001-ES24	Polo positivo	FR-001-ES24-CP		FR-001-CC08-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES24-CN		FR-001-CC08-PF6	
FR-001-ES25	Polo positivo	FR-001-ES25-CP	FR-001-CC09	FR-001-CC09-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES25-CN		FR-001-CC09-PF2	
FR-001-ES26	Polo positivo	FR-001-ES26-CP		FR-001-CC09-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES26-CN		FR-001-CC09-PF4	
FR-001-ES27	Polo positivo	FR-001-ES27-CP		FR-001-CC09-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES27-CN		FR-001-CC09-PF6	
FR-001-ES28	Polo positivo	FR-001-ES28-CP	FR-001-CC10	FR-001-CC10-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES28-CN		FR-001-CC10-PF2	
FR-001-ES29	Polo positivo	FR-001-ES29-CP		FR-001-CC10-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES29-CN		FR-001-CC10-PF4	
FR-001-ES30	Polo positivo	FR-001-ES30-CP		FR-001-CC10-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES30-CN		FR-001-CC10-PF6	
FR-001-ES31	Polo positivo	FR-001-ES31-CP	FR-001-CC11	FR-001-CC11-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES31-CN		FR-001-CC11-PF2	
FR-001-ES32	Polo positivo	FR-001-ES32-CP		FR-001-CC11-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES32-CN		FR-001-CC11-PF4	
FR-001-ES33	Polo positivo	FR-001-ES33-CP		FR-001-CC11-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES33-CN		FR-001-CC11-PF6	
FR-001-ES34	Polo positivo	FR-001-ES34-CP	FR-001-CC12	FR-001-CC12-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES34-CN		FR-001-CC12-PF2	
FR-001-ES35	Polo positivo	FR-001-ES35-CP		FR-001-CC12-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES35-CN		FR-001-CC12-PF4	
FR-001-ES36	Polo positivo	FR-001-ES36-CP		FR-001-CC12-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES36-CN		FR-001-CC12-PF6	
FR-001-ES37	Polo positivo	FR-001-ES37-CP	FR-001-CC13	FR-001-CC13-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES37-CN		FR-001-CC13-PF2	
FR-001-ES38	Polo positivo	FR-001-ES38-CP		FR-001-CC13-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES38-CN		FR-001-CC13-PF4	
FR-001-ES39	Polo positivo	FR-001-ES39-CP		FR-001-CC13-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES39-CN		FR-001-CC13-PF6	
FR-001-ES40	Polo positivo	FR-001-ES40-CP	FR-001-CC14	FR-001-CC14-PF1	
	Polo negativo	FR-001-ES40-CN		FR-001-CC14-PF2	
FR-001-ES41	Polo positivo	FR-001-ES41-CP		FR-001-CC14-PF3	
	Polo negativo	FR-001-ES41-CN		FR-001-CC14-PF4	
FR-001-ES42	Polo positivo	FR-001-ES42-CP		FR-001-CC14-PF5	
	Polo negativo	FR-001-ES42-CN		FR-001-CC14-PF6	
FR-001-ES43	Polo positivo	FR-001-ES43-CP	FR-001-CC15	FR-001-CC15-PF7	
	Polo negativo	FR-001-ES43-CN		FR-001-CC15-PF8	
FR-001-ES44	Polo positivo	FR-001-ES44-CP		FR-001-CC15-PF9	
	Polo negativo	FR-001-ES44-CN		FR-001-CC15-PF10	
FR-001-ES45	Polo positivo	FR-001-ES45-CP			FR-001-CC15-PF11

	Polo negativo	FR-001-ES45-CN		FR-001-CC15-PF12
--	---------------	----------------	--	------------------

Tabla 7 - Codificación de conductores DC de cada string a caja de conexión

#### 4.2.7.2 CONDUCTOR DC DE CAJA DE CONEXIÓN A INVERSOR

##### 4.2.7.2.1 Referencia a fascículos

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.19.2 “CONDUCTOR DC DE CAJA DE CONEXIÓN A INVERSOR” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver capítulo 5.3.18.2 “CONDUCTOR DC DE CAJA DE CONEXIÓN A INVERSOR” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

##### 4.2.7.2.2 Tipo



Ilustración 54 – Cable P-SUN 2.0

Marca: Prysmian

Modelo: P-SUN 2.0 (especial fotovoltaica)

Material: XLPE (termoestable)

Aislamiento: Goma tipo EI6. Doble aislamiento (clase II)

Tipo: Unipolar

Conductor: Cobre

Sección: 35 mm<sup>2</sup>

Resistente a condiciones climatológicas: Resistente al ozono, a rayos UVA y a la absorción de agua.

Características:

No propagación de llama

Baja emisión de humos opacos

Reducida emisión de gases tóxicos

Libre de halógenos

Nula emisión de gases corrosivos

Resistencia a los golpes

##### 4.2.7.2.3 Disposición

Los conductores se irán derivando desde cada caja de conexión a una bandeja porta cable tipo escalera que contendrá a estos hasta el área de tableros (COD. FR-003) donde se conectan al inversor correspondiente.

4.2.7.2.4 Canalización

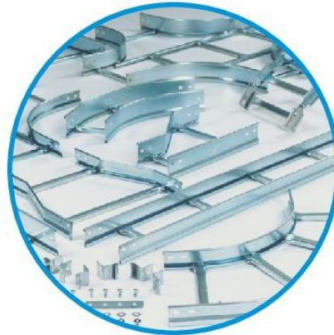


Ilustración 55 – Bandeja porta cable tipo escalera

Los conductores serán canalizados desde las cajas de conexión en el área de generación fotovoltaica (COD. FR-001) hasta el área de tableros (COD. FR-003) en bandejas porta cable tipo escalera utilizando los diferentes tipos de tramos y accesorios de montaje necesarios.

Marca: Samet

Modelo: Bandeja porta cable tipo escalera

Ancho: 300 mm

A la hora del montaje se deberá buscar la manera más eficiente teniendo en cuenta la ruta propuesta en el presente proyecto.

Ver Plano GSF 80 – Canalización en área de generación solar fotovoltaica (COD. FR-001)

4.2.7.2.5 Conexionado

Uno de los extremos de este par de conductores irá conectado a la salida del seccionador que posee cada caja de conexión, mientras que los otros extremos se conectarán en la entrada del inversor que le corresponda.

4.2.7.2.6 Codificación

Salida de caja de conexión	Conductor	Sección	Código	Conectado al inversor	Entrada de inversor	
FR-001-CC01	Polo positivo	35 mm <sup>2</sup>	FR-001/003-CC01/IN01-CP	FR-003-IN01	FR-003-IN01-E1	
	Polo negativo		FR-001/003-CC01/IN01-CN			
FR-001-CC02	Polo positivo		FR-001/003-CC02/IN01-CP		FR-003-IN01	FR-003-IN01-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC02/IN01-CN			
FR-001-CC03	Polo positivo		FR-001/003-CC03/IN02-CP	FR-003-IN02	FR-003-IN02-E1	
	Polo negativo		FR-001/003-CC03/IN02-CN			
FR-001-CC04	Polo positivo		FR-001/003-CC04/IN02-CP		FR-003-IN02	FR-003-IN02-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC04/IN02-CN			
FR-001-CC05	Polo positivo		FR-001/003-CC05/IN03-CP	FR-003-IN03	FR-003-IN03-E1	
	Polo negativo		FR-001/003-CC05/IN03-CN			
FR-001-CC06	Polo positivo		FR-001/003-CC06/IN03-CP		FR-003-IN03	FR-003-IN03-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC06/IN03-CN			

FR-001-CC07	Polo positivo		FR-001/003-CC07/IN04-CP	FR-003-IN04	FR-003-IN04-E1
	Polo negativo		FR-001/003-CC07/IN04-CN		
FR-001-CC08	Polo positivo		FR-001/003-CC08/IN04-CP	FR-003-IN04	FR-003-IN04-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC08/IN04-CN		
FR-001-CC09	Polo positivo		FR-001/003-CC09/IN05-CP	FR-003-IN05	FR-003-IN05-E1
	Polo negativo		FR-001/003-CC09/IN05-CN		
FR-001-CC10	Polo positivo		FR-001/003-CC10/IN05-CP	FR-003-IN05	FR-003-IN05-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC10/IN05-CN		
FR-001-CC11	Polo positivo		FR-001/003-CC11/IN06-CP	FR-003-IN06	FR-003-IN06-E1
	Polo negativo		FR-001/003-CC11/IN06-CN		
FR-001-CC12	Polo positivo		FR-001/003-CC12/IN06-CP	FR-003-IN06	FR-003-IN01-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC12/IN06-CN		
FR-001-CC13	Polo positivo		FR-001/003-CC13/IN07-CP	FR-003-IN07	FR-003-IN07-E1
	Polo negativo		FR-001/003-CC13/IN07-CN		
FR-001-CC14	Polo positivo		FR-001/003-CC14/IN07-CP	FR-003-IN07	FR-003-IN07-E2
	Polo negativo		FR-001/003-CC14/IN07-CN		
FR-001-CC15	Polo positivo		FR-001/003-CC15/IN08-CP	FR-003-IN08	FR-003-IN08-E1
	Polo negativo		FR-001/003-CC15/IN08-CN		

Tabla 8 - Codificación de conductores DC de cajas de conexión a inversores

#### 4.2.7.3 CONDUCTOR AC DE INVERSOR A BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES

##### 4.2.7.3.1 Referencia a fascículos

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.19.3 “CONDUCTOR AC DE INVERSOR A BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver capítulo 5.3.18.3 “CONDUCTOR AC DE INVERSOR A BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

##### 4.2.7.3.2 Tipo



Ilustración 56 – Cable AFUMEX Easy (AS)

Marca: Prysmian  
Modelo: AFUMEX Easy (AS)  
Material: Mezcla especial tipo AFUMEX Z1  
Aislamiento: XLPE  
Tipo: Unipolar  
Conductor: Cobre  
Sección: 120 mm<sup>2</sup>



Características:

No propagación de llama  
No propagación del incendio  
Baja emisión de humos opacos  
Reducida emisión de gases tóxicos  
Libre de halógenos  
Nula emisión de gases corrosivos  
Alta seguridad

4.2.7.3.3 Disposición

Los conductores a la salida del inversor se dispondrán por bandeja porta cable a lo largo del tramo de la pared. El tramo siguiente será por el piso y se efectuará dentro de una canalización abierta con rejilla previamente realizada. Una vez dentro del gabinete (COD. FR-003-G01) los conductores se conectarán a las protecciones principales y posteriormente a las barras colectoras principales mediante los conectores correspondientes.

4.2.7.3.4 Canalización



Ilustración 57 – Bandeja porta cable perforada

El tramo de conductores por la pared desde la salida del inversor hasta llegar al piso será en bandeja porta cable perforada.

Marca: Samet

Modelo: Bandeja porta cable perforada SMARTTRAY

Ancho: 100 mm

El tramo por el piso hasta alcanzar el gabinete (COD. FR-003-G01) será en canalización de 100 mm de ancho, 30 mm de profundidad, abierta ventilada y con rejilla en su parte superior.

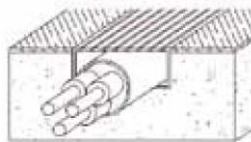


Ilustración 58 – Canalización en suelo abierta ventilada con rejilla

#### 4.2.7.3.5 Conectores



Ilustración 59 - Conectores

Para la fijación de los conductores a las barras colectores principales se utilizarán terminales de cobre a compresión de un orificio para conductor de 120 mm<sup>2</sup>.

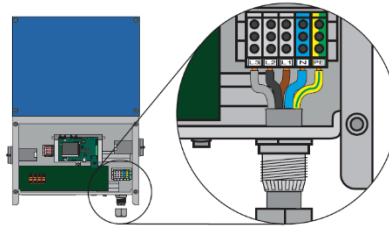


Ilustración 60 – Borneras AC de inversores

La conexión de los conductores al inversor se hará por medio de las borneras que este trae.

#### 4.2.7.3.6 Conexión

Los conductores a la salida AC del inversor se conectarán por medio de sus borneras destinadas para tal fin. Los otros extremos irán conectados a las barras colectoras principales con un previo paso por el interruptor automático principal alojado en el gabinete (COD. FR-003-G01)

### 4.2.8 PROTECCIÓN PRINCIPAL

#### 4.2.8.1 REFERENCIA A FASCÍCULOS

Para detalles de selección ver capítulo 5.3.21.2 “PROTECCIÓN LADO AC DEL INVERSOR” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para detalles de cálculo ver capítulo 5.3.20.4.3 “INTERRUPTOR AUTOMÁTICO” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

#### 4.2.8.2 TIPO



Ilustración 61 – Protección principal

Interruptor automático  
 Marca: Schneider Electric  
 Modelo: NG125L  
 Número de polos protegidos: 4x50A  
 Poder de corte: 50 KA (380/400 V)  
 Tipo de curva: C  
 Soporte de montaje: Perfil DIN simétrico de 35 mm  
 Frecuencia de empleo: 50 Hz  
 Tensión asignada de empleo: 380...415 V CA  
 Dimensiones: 103 x 108 x 81 mm  
 Peso: 0,96 Kg

#### 4.2.8.3 CANTIDAD

Serán 8 interruptores automáticos, uno por cada inversor.

#### 4.2.8.4 UBICACIÓN

Los interruptores automáticos se ubicarán dentro del gabinete (COD. FR-003-G01)

#### 4.2.8.5 DISPOSICIÓN

Tales interruptores se dispondrán sobre perfil DIN simétrico de 35 mm colocado en el interior del gabinete (COD. FR-003-G01).

#### 4.2.5.6 CODIFICACIÓN

Interruptor automático	Código	Conectado a inversor
1	FR-003-G01-IA01	FR-003-IN01
2	FR-003-G01-IA02	FR-003-IN02
3	FR-003-G01-IA03	FR-003-IN03
4	FR-003-G01-IA04	FR-003-IN04
5	FR-003-G01-IA05	FR-003-IN05
6	FR-003-G01-IA06	FR-003-IN06
7	FR-003-G01-IA07	FR-003-IN07
8	FR-003-G01-IA08	FR-003-IN08

Tabla 9 - Codificación de interruptores automáticos principales

#### 4.2.5.7 PLANOS CONSTRUCTIVOS

Ver Plano GSF 81 – Ubicación y conexionado de protecciones principales en gabinete (FR-003-B01)

#### 4.2.9 PUESTA A TIERRA

##### 4.2.9.1 CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

La puesta a tierra de las partes conductoras accesibles (masas eléctricas) se realizará por un conductor, denominado “conductor de protección” (PE) de cobre aislado, que recorrerá la

instalación integralmente incluyendo marco de paneles, estructuras, cajas de conexión, bandeja porta cables, carcasas, etc. Su sección nominal mínima corresponderá a los valores de la tabla 771.18.III del Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006.

#### 4.2.9.2 CONEXIÓN DE LAS MASAS ELECTRICAS

Para asegurar su efectiva puesta a tierra, se realizará 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 dispondrán de bornes o barras de tierra claramente identificadas ya sea con el símbolo de tierra, con las iniciales PE o por la combinación bicolor verde y amarillo.

La conexión del borne de tierra de todos los tableros, cajas, canalizaciones y equipos, al conductor al conductor de protección se efectuará mediante una derivación con conductor de cobre bicolor verde-amarillo de una sección no menor a 2,5 mm<sup>2</sup>.

##### 4.2.9.2.1 Estructuras



Ilustración 62 – Conexión de conductor de protección a estructuras

Todas las estructuras presentes en el campo de generación fotovoltaico se conectarán por medio del conductor de protección PE a la barra de puesta a tierra de protección en tableros BPT que se encontrará alojada en cada una de las cajas de conexión de los strings.

##### 4.2.9.2.2 Paneles solares



Ilustración 63 – Conexión de conductor de protección entre paneles solares

Los marcos de los paneles solares se interconectarán entre sí con conductor de protección a través de los orificios de puesta a tierra que poseen. Estos a su vez se conectarán a la barra de puesta a tierra de protección BPT ubicada en la caja de conexión correspondiente.

#### 4.2.9.2.3 Cajas de conexión



Ilustración 64 – Conexión de conductor de protección en caja de conexión

Las cajas de conexión propiamente dichas también se conectarán a la barra de puesta a tierra de protección BPT ubicada dentro de estas. Se efectuará también si es necesario una conexión entre la puerta de las cajas de conexión y el resto de la estructura de la caja.

Las BPT de las cajas de conexión FR-001-CC01 a la FR-001-CC09 se conectarán entre sí por medio de un conductor de protección que irá canalizado en las bandejas porta cables que recolectan los conductores de dichas cajas. La caja de conexión FR-001-CC01 será de donde salga el conductor de protección hacia la sala de tableros (FR-003) por ser la de mayor cercanía.

Del mismo modo se conectarán entre sí las BPT de las cajas de conexión FR-001-CC10 la FR-001-CC15, siendo de esta última de donde salga el conductor de protección hacia la sala de tableros también por ser la más cercana.

Los conductores de protección en la sala de tableros se conectarán a la barra equipotencial principal del armario donde se encuentran las barras colectoras.

#### 4.2.9.2.4 Barra de puesta a tierra de protección BPT



Ilustración 65 – Barra de puesta a tierra de protección BPT

Dentro de cada una de las 15 cajas de conexión se colocarán barras de puesta a tierra de protección BPT, donde se conectarán los conductores de protección de la manera especificada.

#### 4.2.9.2.5 Descargador por sobretensión

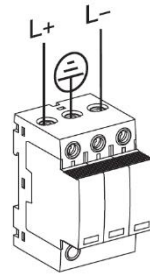


Ilustración 66 – Conexión de descargadores por sobretensión

Los descargadores por sobretensión que contienen las cajas de conexión se conectarán también a las BPT mediante el borne que traen para tal fin.

#### 4.2.9.2.6 Bandejas porta cables



Ilustración 67 – Bandeja porta cable

Todas las bandejas porta cables se unirán a las BPT en las cercanías de cada caja de conexión por medio del orificio que poseen.

#### 4.2.9.2.7 Inversores

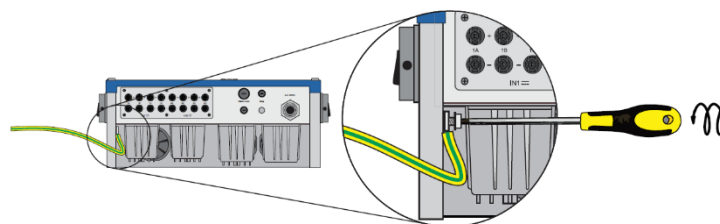


Ilustración 68 – Conexión de conductor de protección a inversor

La estructura de los inversores, a través de la toma que disponen, se conectará por medio de un conductor de protección a la barra equipotencial principal del armario. La canalización será junto con los conductores de potencia.

#### 4.2.9.3 PLANOS CONSTRUCTIVOS

Ver desde “Plano GSF 56 – Diagrama multifilar detallado de generador solar fotovoltaico 1” a “Plano GSF 64 – Diagrama multifilar detallado de generador solar fotovoltaico 8”

### 4.3 RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 4.3.1 REFERENCIA A FASCÍCULO

Para detalles de cálculo ver capítulo 5.4 “ANÁLISIS ECONÓMICO” del fascículo G – MEMORIAS DE CÁLCULO.

#### 4.3.2 TABLA RESUMEN DEL RETORNO DE INVERSIÓN

	INSTALACIÓN					
	GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA		GENERACIÓN EÓLICA		GENERACIÓN HÍBRIDA	
POTENCIA INSTALADA [KW]	222,75		400		622,75	
ENERGÍA ANUAL GENERADA [MWh]	395,179		384		779,179	
INVERSIÓN TOTAL [\$]	\$ 9.690.035,25		\$ 18.836.000,00		\$ 28.526.035,25	
RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON GENERADOR DIÉSEL	Años	2	Años	5	Años	4
	Meses	9	Meses	5	Meses	1
RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON LA RED ELÉCTRICA	Años	9	Años	19	Años	14
	Meses	8	Meses	4	Meses	5
RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON LA RED ELÉCTRICA Y LA MULTA	Años	6	Años	12	Años	9
	Meses	1	Meses	0	Meses	0

Tabla 10 – Resumen del retorno de inversión

#### 4.3.3 RENTABILIDAD

Considerando un período muy conservador de 10 años con una tasa de descuento del 10% se tendrá:

##### 4.3.3.1 GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON GENERADOR DIÉSEL

Teniendo en cuenta este caso la inversión es total es viable y tendrá una rentabilidad superior al 10% alcanzando aproximadamente los 21%.



*4.3.3.2 GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON AHORRO DE ENERGÍA DE LA RED*

En este caso la inversión no tendrá una rentabilidad mayor al 10% y no se alcanzará a devolver la inversión, de este modo resulta no viable.

*4.3.3.3 GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON AHORRO DE ENERGÍA DE LA RED Y LA MULTA*

En este último cuadro de situación la rentabilidad no será mayor al 10%, pero sí de aproximadamente un 2%. De esta manera puede resultar viable teniendo en cuenta beneficios no solo económicos sino como los son también los medioambientales.

# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

G-PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS  
EN PLANTA AVÍCOLA - MEMORIAS DE  
CÁLCULO



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay

**ÍNDICE FASCÍCULO G-PFC-1708B**

<b>5 MEMORIAS DE CÁLCULO .....</b>	<b>2</b>
5.1 ENERGÍA EQUIVALENTE AL 8% DEL CONSUMO ANUAL DE LA PLANTA .....	2
5.2 GENERACION EÓLICA .....	2
5.2.1 OBTENCION DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA ZONA DE LA PLANTA .....	2
5.2.2 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR .....	6
5.2.3 CALCULO DE ENERGÍA OBTENIDA A PARTIR DEL AEROGENERADOR SELECCIONADO .....	7
5.2.4 DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES .....	9
5.2.5 SELECCIÓN DE CONDUCTORES PARA GENERADORES EÓLICOS.....	11
5.2.6 DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES.....	19
5.2.7 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO .....	20
5.2.8 SELECCIÓN DE PROTECCIONES .....	21
5.2.9 SELECCIÓN DE ACCESORIOS .....	22
5.3 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	24
5.3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA ANUAL NECESARIA.....	24
5.3.2 HORAS SOL PICO.....	24
5.3.3 INCLINACIÓN ÓPTIMA DE PANELES SOLARES Y SU GANANCIA .....	24
5.3.4 ELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES .....	25
5.3.5 NÚMERO DE PANELES SOLARES NECESARIOS.....	25
5.3.6 ELECCIÓN DE LOS INVERSORES .....	26
5.3.7 NÚMERO DE INVERSORES NECESARIOS.....	27
5.3.8 CANTIDAD DE PANELES SOLARES POR INVERSOR.....	27
5.3.9 POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA A INSTALAR .....	33
5.3.10 ENERGÍA TOTAL ANUAL GENERADA .....	33
5.3.11 UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN DE ESTRUCTURAS Y PANELES SOLARES .....	34
5.3.14 VERIFICACIÓN DE SOBRECARGA DEL TECHO.....	43
5.3.17 VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES Y CONECTORES DE LOS PANELES .....	44
5.3.18 DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES.....	48
5.3.19 SELECCIÓN DE CONDUCTORES.....	59
5.3.20 DETERMINACIÓN DE LAS PROTECCIONES .....	60
5.3.21 SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES .....	67
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	67
5.4.1 RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON GENERADOR DIESEL.....	67
5.4.2 RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON LA RED ELÉCTRICA Y UNA EVENTUAL MULTA.....	72
5.4.3 DETERMINACIÓN DE LA RENTABILIDAD.....	74

## 5 MEMORIAS DE CÁLCULO

### 5.1 ENERGÍA EQUIVALENTE AL 8% DEL CONSUMO ANUAL DE LA PLANTA

Teniendo en cuenta el capítulo 6.3 “DEMANDA ENERGÉTICA DE LA PLANTA” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, la demanda energética de la planta a lo largo del período considerado de un año donde el promedio mensual fue de 807877 KWh, el consumo anual será entonces de:

$$C_A = 807877 \frac{KWh}{mes} \cdot 12 \text{ meses}$$

$$C_A = 9,694 \text{ GWh/año}$$

Es decir que el 8% de esta energía consumida a lo largo de un año por el frigorífico será

$$8\%C_A = 9,694 \frac{MWh}{año} \cdot 0,08 = 776 \text{ MWh/año}$$

### 5.2 GENERACION EÓLICA

#### 5.2.1 OBTENCION DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA ZONA DE LA PLANTA

Para tener mayor certeza del potencial eólico disponible que se encontrará en la planta, se realiza el cálculo mediante los coeficientes que brinda el documento estudiado en el capítulo 6.1 “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL LUGAR” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS y se verifica si se obtiene aproximadamente el mismo potencial que se muestra en el estudio.

Los coeficientes y demás parámetros obtenidos del estudio en la ubicación de la planta son los siguientes:

	A 30 metros	A 50 metros
Velocidad media anual (m/s)	4	4,58
Coeficiente K de Weibull	1,75	1,96
Coeficiente C de Weibull	4,7	5,4
V <sup>3</sup> (m/s)	130	185
Energía disponible (KWh/m <sup>2</sup> -año)	1150	1550

Tabla 1 - Parámetros obtenidos del documento estudiado

### 5.2.1.1 ANALISIS DE ENERGÍA OBTENIDA PARA CADA VELOCIDAD DE VIENTO

La energía del viento para cada una de las velocidades que puede tomar el viento se obtiene de la siguiente formula básica:

$$P_{bruto} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad \left[ \frac{Kw}{h} \right]$$

Donde:

- $\rho$  es la densidad del aire.
- $v$  es la velocidad del viento a la que se desea obtener la potencia.
- $A$  es el área (es función del diámetro del rotor).

De la anterior ecuación se puede despejar la potencia en función del área, si además se multiplica el término por el número de horas que se tienen en un año y se agrega el factor 1,68 (para corregir la subestimación) se puede obtener la energía en bruto para cada velocidad de viento, con la siguiente ecuación.

$$Ed = 8760 \cdot \left( \frac{1.68}{2} \right) \cdot v^3 \cdot \rho \quad \left[ \frac{Kw}{m^2} \right]$$

Corresponde entonces evaluar cada una de las velocidades de vientos que se desee estudiar. Por lo general el rango de velocidades en el que opera un aerogenerador es entre 1 y 25 m/s. Es común que los aerogeneradores comiencen a producir energía de los 3 m/s y se detengan por seguridad a los 20 m/s.

Finalmente se debe tener en cuenta la frecuencia anual con que el viento soplara a cierta velocidad (la velocidad en estudio). Para obtener la frecuencia de aparición de ciertas velocidades de viento en un año se utiliza la distribución de Weibull.

#### 5.2.1.1.1 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull ha demostrado ser capaz de lograr una exactitud aceptable en la determinación de la frecuencia con la que aparecen las velocidades de los vientos. La fórmula que representa la distribución de Weibull es la siguiente:

$$f(v) = \frac{K}{C} \cdot \left( \frac{v}{C} \right)^{K-1} \cdot e \left[ -\left( \frac{v}{C} \right)^K \right] \quad (\text{con } v > 0)$$

Pero lo que se busca es la frecuencia de los vientos, por ende la formula obtenida a partir de la distribución de Weibull es la siguiente:

$$f(v) = 8760 \cdot e \left[ -\left( \frac{v}{C} \right)^K \right]$$

Donde:

- $f(v)$ : Frecuencia acumulada.
- 8760: Cantidad de horas anuales.
- $v$ : Velocidad de viento en estudio.

- C: Factor C de Weibull (Factor de escala)
- K: Factor k de Weibull (Factor de forma)

Dicha fórmula devuelve la frecuencia acumulada, por lo que al valor obtenido se le debe restar las demás frecuencias.

Debido a que se tiene un gran número de velocidades de vientos para evaluar, se confecciona una tabla de Excel y a continuación se devuelven los resultados obtenidos para alturas de 30 y 50 metros.

Ed a 30m (KWh/m2 año)		Ed a 50m (KWh/m2 año)	
0	0	0	0
1	1,204081915	1	0,856459147
2	11,67177894	2	9,742339023
3	38,9803053	3	36,99773793
4	80,42030668	4	85,17403045
5	123,9264554	5	144,2554366
6	155,6025066	6	196,2829319
7	166,9518233	7	225,0396491
8	157,5914325	8	223,7524747
9	133,4143004	9	196,5896994
10	102,6731154	10	154,6171967
11	72,54098183	11	109,8764651
12	47,40616678	12	71,04210504
13	28,82373614	13	42,01469541
14	16,38175752	14	22,82301301
15	8,736206116	15	11,42565391
16	4,385445772	16	5,285737302
17	2,077750359	17	2,26475507
18	0,931220945	18	0,900416933
19	0,395592552	19	0,332707893
20	0,159561054	20	0,114411537
21	0,061199444	21	0,036658366
22	0,022350874	22	0,010955093
23	0,007781997	23	0,003056238
24	0,002585878	24	0,00079658
25	0,001118601	25	0,000242554
<b>TOTAL</b>	<b>1154,369562</b>	<b>TOTAL</b>	<b>1539,439625</b>

Tabla 2 - Energía disponible en la planta a 30 y 50 m

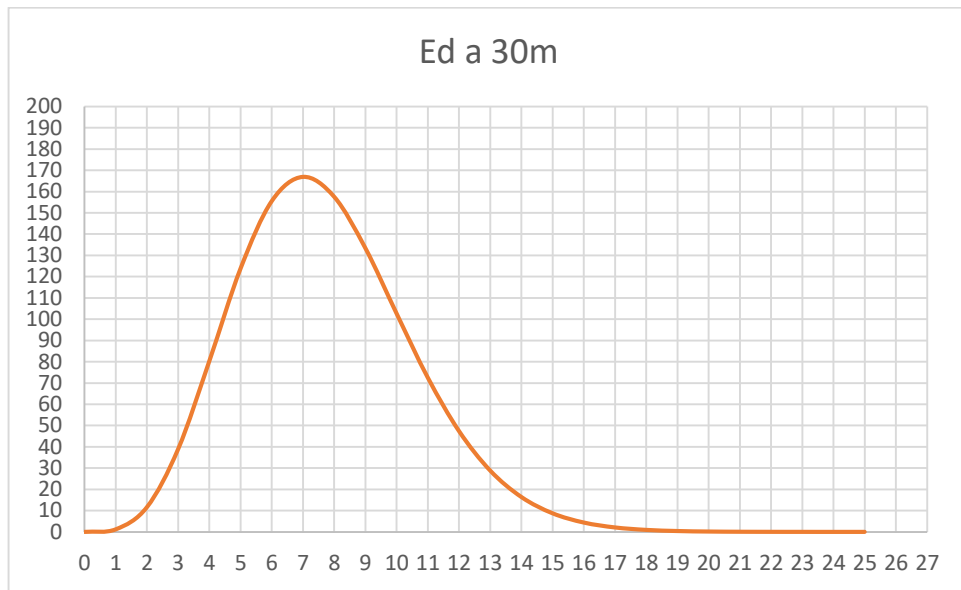


Gráfico 1 - Energía disponible a 30 m

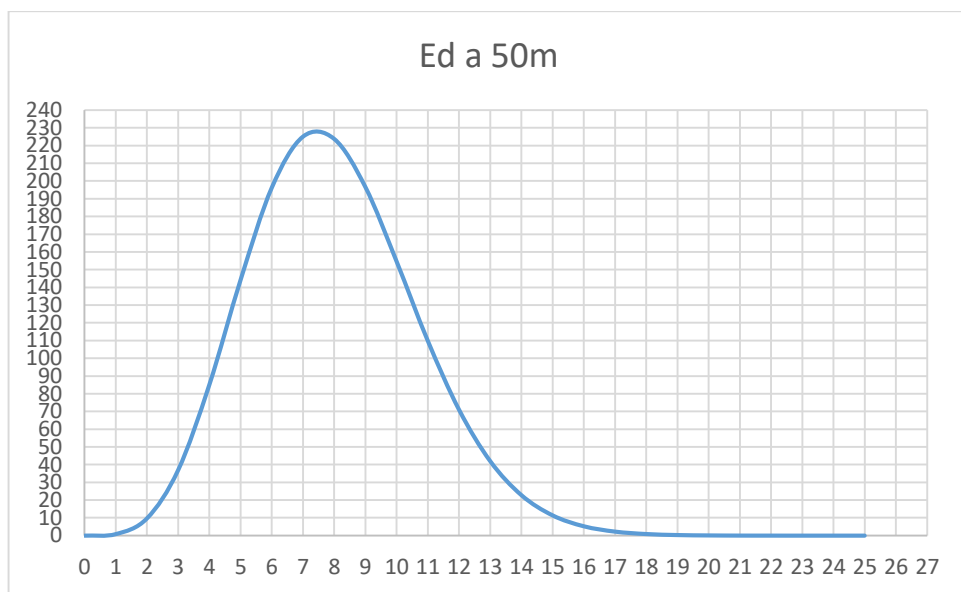


Gráfico 2 - Energía disponible a 50 m

Se observa que la potencia disponible obtenida mediante la aplicación de la fórmula es aproximadamente igual a la que se obtiene en el capítulo 6.1 “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL LUGAR” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS mediante los mapas del estudio realizado en la provincia en la zona donde se encuentra la empresa en cuestión. Además mediante las curvas ilustradas se puede observar claramente en que velocidades de vientos esta la mayor energía producida.

Acorde a las condiciones de viento que se tienen en la ubicación de la planta, se debe elegir un aerogenerador que cumpla con los requerimientos necesarios.



### 5.2.2 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

En la elección del tipo de aerogenerador se evaluaron diferentes posibilidades de acuerdo con las condiciones de viento existentes en la zona de la planta. Finalmente se decidió por aerogeneradores de media potencia debido a que los mismos llegan a su velocidad nominal con vientos de baja velocidad, traduciéndose esto en más tiempo de funcionamiento cerca de su funcionamiento nominal. Además, este tipo de aerogeneradores por ser de menor porte son más fáciles de instalar y poner en marcha, lo que conlleva a un menor costo de inversión inicial. El generador es de tipo eje horizontal a barlovento, que es inclusive el modelo más usado actualmente.

Para la selección del aerogenerador se optó por la empresa ElectriaWind de origen española, la cual es una reconocida proveedora de aerogeneradores de media potencia. Los equipos poseen todos los controles de orientación automática, buscando el mejor punto de funcionamiento. A su vez vienen dotados con equipos inversores, que permiten regular y estabilizar la tensión para poder ser conectada a una red de 50Hz y 400V. Los equipos son fabricados en el exterior y deben ser importados, lo que se traduce en un mayor costo. Debido a que los mismos son de un tamaño considerablemente más pequeño que los de gran potencia, su instalación y transporte son más sencillos y económicos.

Para el caso en estudio se utilizará el aerogenerador modelo GARBI 200/28. Sus especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 6.7.1.1 “AEROGENERADOR DE MEDIA POTENCIA ELECTRIA WIND GARBÍ 200/28” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.



Ilustración 1 - Aerogenerador de media potencia Garbí 200/28

De dichos aerogeneradores se destacan algunas características importantes, algunas de cuales se detallan a continuación:

- Altura de buje: 35-40 metros. (Fácil transporte e instalación).
- Control de orientación y control Pitch (Orientación para un máximo rendimiento).
- Velocidad de arranque 2.5 m/s (Comienza la generación a bajas velocidades).
- Salida de tensión en 400 Volts y 50 Hz con filtro de armónicos y control de factor de potencia.
- Conexión directa a redes de distribución.

### 5.2.3 CALCULO DE ENERGÍA OBTENIDA A PARTIR DEL AEROGENERADOR SELECCIONADO

Mediante la curva de potencia que entrega el fabricante del aerogenerador, las cuales pueden apreciarse en el capítulo 6.7.1.1 “AEROGENERADOR DE MEDIA POTENCIA ELECTRIA WIND GARBÍ 200/28” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, se puede realizar el cálculo aproximado de la energía que el mismo entregara una vez que se instale en el emplazamiento. Para ello es necesario contrastar la curva de potencia, con la probabilidad de ocurrencia de los vientos.

La probabilidad de ocurrencia de las diferentes velocidades de viento a lo largo de un año se obtienen a partir de la distribución de Weibull, y para la altura de 30 metros (altura aproximada del buje del aerogenerador), los valores se muestran en la siguiente tabla junto con la energía que devuelve el generador para cada velocidad de viento, como así también la energía obtenida en cada velocidad de viento.

Ventos	F a 30m	Curv. POT.	ENERGIA
0	564,858191	0	0
1	545,333674	0	0
1,5	649,192035	0	0
2	711,037149	0	0
2,5	736,356074	0	0
3	731,012832	5	3655,06416
3,5	701,244123	7,5	5259,33092
4	653,335801	10	6533,35801
4,5	593,258735	15	8898,88102
5	526,364611	20	10527,2922
5,5	457,178686	27	12343,8245
6	389,29578	35	13625,3523
6,5	325,368877	44	14316,2306
7	267,170812	55	14694,3947
7,5	215,706182	68	14668,0204
8	171,351139	82	14050,7934
8,5	134,001804	97,5	13065,1759
9	103,216416	116	11973,1043
9,5	78,3411376	136	10654,3947
10	58,6138938	157	9202,38133
10,5	43,2443555	179	7740,73964
11	31,4709516	200	6294,19032
11,5	22,5976132	200	4519,52264
12	16,0139065	200	3202,78129
12,5	11,2024867	200	2240,49734
13	7,7376009	200	1547,52018
13,5	5,27786397	200	1055,57279
14	3,55589622	200	711,179244
14,5	2,36675085	200	473,350171
15	1,5564576	200	311,291519
15,5	1,01150423	200	202,300845
16	0,64968712	200	129,937424
16,5	0,41248101	200	82,4962012
17	0,25889319	200	51,7786384
17,5	0,16065907	200	32,1318145
18	0,09858395	200	19,7167891
18,5	0,05982317	200	11,9646342
19	0,03590366	200	7,18073263
19,5	0,02131356	200	4,26271187
20	0,02931621	200	5,86324275

Tabla 3 - Resumen considerando la probabilidad de ocurrencia de las diferentes velocidades de viento

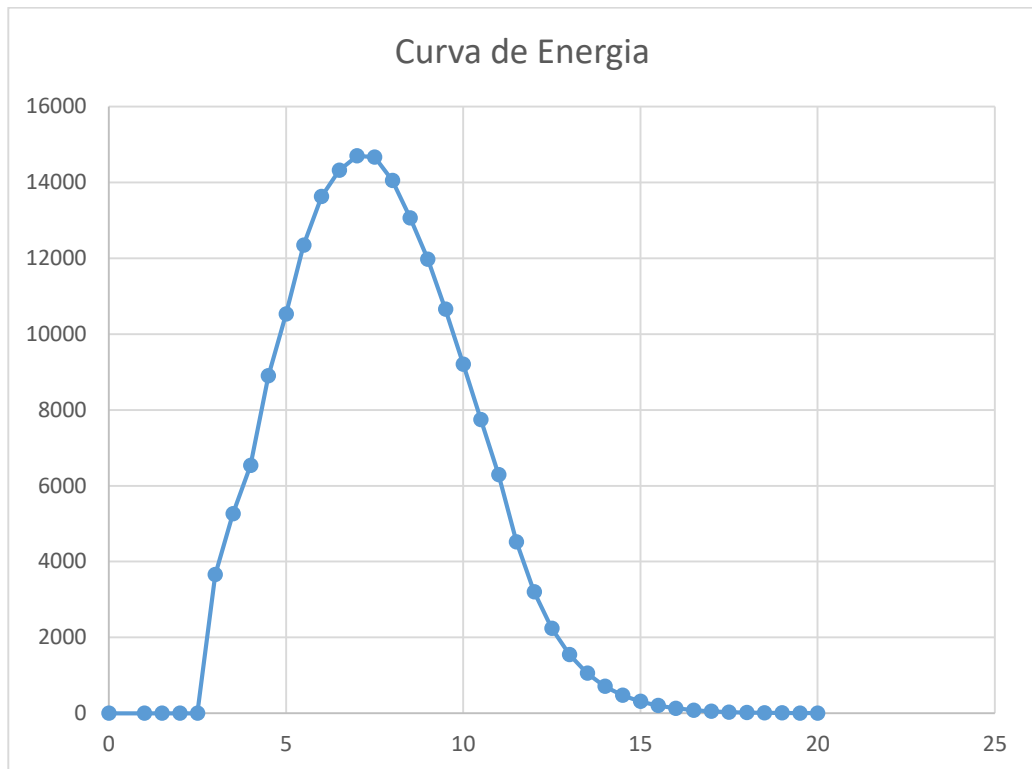


Gráfico 3 – Energía entregada por el aerogenerador

La energía eléctrica total suministrada por el aerogenerador a lo largo de un año se obtiene sumando las filas de la cuarta columna de la tabla 3 (ENERGÍA). Por lo tanto tendremos un total de 192.000KW (192MW) aproximadamente.

Debido a esto, se colocarán dos aerogeneradores que aportaran conjuntamente una energía media anual de 384 MW por año. Finalmente se puede observar en el gráfico 3 (curva de energía entregada) que la mayor generación se dará a velocidades de vientos entre los 5 y 10 m/s.

#### 5.2.4 DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Teniendo en cuenta que el mayor porcentaje de los vientos provienen del noreste y sureste como así lo indican las rozas de viento que se muestran en el capítulo 6.4 “ROSAS DE VIENTO” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, los aerogeneradores serán ubicados de forma tal que los mismos puedan posicionar el buje en las direcciones indicadas para sacar el máximo provecho del viento.

A su vez, se deben instalar en una zona donde no se encuentren obstáculos delante de los propios aerogeneradores. Los mismos deben estar separados entre sí una distancia de entre 3 a 5 veces el diámetro de las aspas.

En la siguiente ilustración se resumen esquemáticamente las distancias a respetar para la instalación de los aerogeneradores.

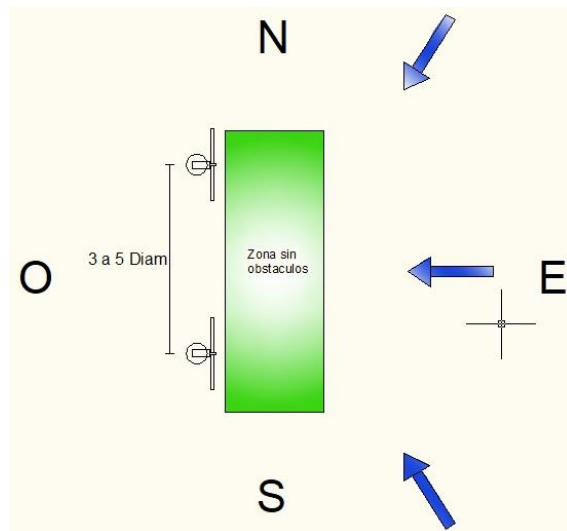


Ilustración 2 - Distancia mínima entre aerogeneradores

Teniendo en cuenta lo detallado anteriormente la ubicación de los aerogeneradores será según se muestra en la ilustración 3.



Ilustración 3 - Ubicación de aerogeneradores en planta

Los mismos deberán estar separados una distancia de por lo menos 112 metros lateralmente. Debido a que solo son dos equipos y que no hay otros aerogeneradores detrás (en el sentido del viento), solo es necesario tomar una distancia de modo tal que no afecte al normal funcionamiento.

En ciertas condiciones de viento los aerogeneradores podrán ser parcialmente afectados por algún obstáculo como por ejemplo entre sí mismos o por el edificio de la planta, pero dicha situación ocurrirá en muy escasas ocasiones.

En la ilustración anterior se puede apreciar que los aerogeneradores estarán instalados al norte del frigorífico, en una zona despejada donde frente a los mismo el campo es totalmente llano y sin presencia de obstáculos.

Los códigos de designación de los aerogeneradores serán:

- FR-002-GE1 (Aerogenerador ubicado más cerca de la parte edilicia)
- FR-002-GE2 (Aerogenerador ubicado contiguo al primero y más alejado de la planta)

### 5.2.5 SELECCIÓN DE CONDUCTORES PARA GENERADORES EÓLICOS

Para la selección de conductores se realizan los siguientes pasos:

- Selección del conductor por corriente.
- Verificación del conductor por caída de tensión.
- Verificación del conductor a la corriente de cortocircuito.

Para seleccionar el conductor por corriente primero se calcula la corriente que circulara por los mismos. El cálculo de la misma se hace mediante la potencia nominal de los aerogeneradores, la cual es de 200 Kw por aerogenerador. Para obtener la corriente se aplica.

$$I_G = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi}$$

Donde:

$I_G$ : Corriente de línea, que circulará debido a cada aerogenerador.

P: Potencia por aerogenerador.

U: Tensión de línea.

$\cos(\phi)$ : Factor de potencia.

Reemplazando los valores se tiene:

$$I_G = \frac{200000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.9}$$

$$I_G = 320,75 \text{ A} \approx 321 \text{ A}$$

Dicha corriente será la generada por cada aerogenerador.

Según el Reglamento de la AEA la misma debe ser afectada por factores de corrección de acuerdo a las condiciones de trabajo. Los factores que se deben tener en cuenta son:

- Factor de corrección por temperatura (Ft).
- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno (Fr).
- Factor de corrección por temperatura del terreno (Ftt).
- Factor de corrección por agrupamiento (Fa).

En la página N°92 del reglamento de la AEA se establece que: la temperatura ambiente de la región en la zona de concesión de baja tensión del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es de 40°C. Para los cables enterrados de resistividad térmica específica de terreno se tomará igual a 1 Km/W, considerando una temperatura del suelo de 25°C.

Según dicha reglamentación los factores de corrección a afectar son:

- Para convertir intensidad admisible de corriente en conductores asilados con XLPE o EPR, de aire a 30°C a aire a 40°C..... 0,91
- Para convertir intensidad admisible de corriente en conductores asilados con XLPE o EPR, de suelo a 20°C a suelo a 25°C..... 0,96
- Para convertir intensidades de corriente admisible en conductores de cables enterrado o en conductos enterrados, de suelos de resistividad térmica de 2.5 Km/w a 1 Km/W.... 1,18

La suma de las caídas de tensión de los tramos que intervienen, no deben superar el 1% (4 Volts) de la tensión nominal (400 Volts) hasta las barras principales de alimentación, según establece el reglamento de la AEA, por lo que el factor determinante en el cálculo de las secciones de los conductores será dicha caída de tensión admitida. Teniendo en cuenta esto entonces para los tramos será necesario considerar varios conductores por fase, lo que conlleva a que deberá tener en cuenta un factor de corrección por agrupamiento de conductores.

Se considerarán los factores adecuados a cada caso.

En el siguiente esquema se puede observar como es la conexión y el recorrido de cada conductor.

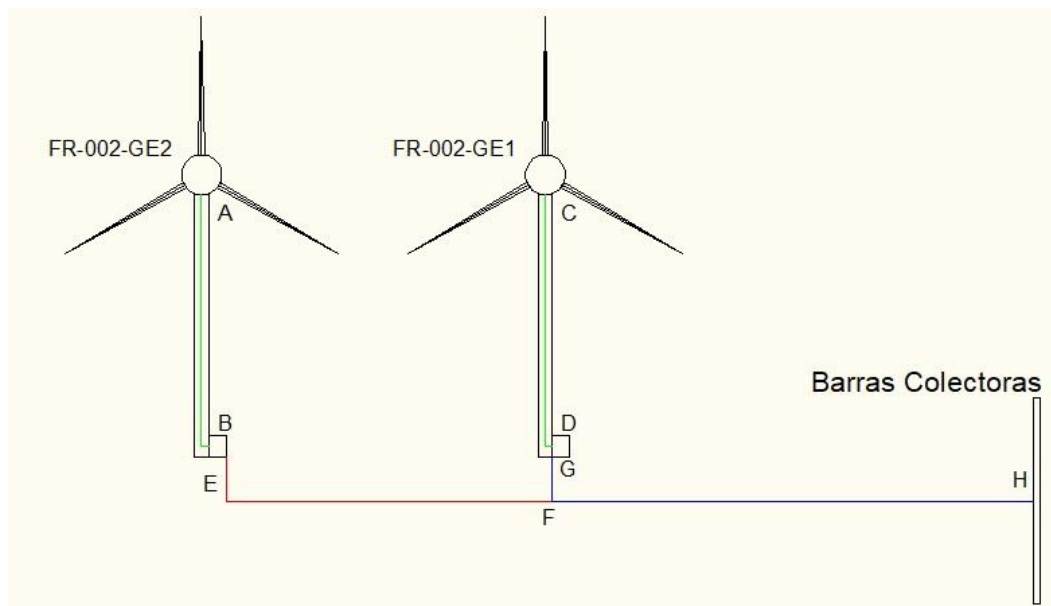


Ilustración 4 – Esquema de conexión

Como se puede observar los tramos A-B y C-D (color verde) son los conductores que van desde la góndola hasta el tablero correspondiente de cada aerogenerador. El tramo E-F (rojo) es el que lleva la energía del generador dos hasta el uno. El tramo G-H (azul) es el conductor que lleva el total de la energía eólica generada hasta las barras principales, para ser inyectada.

5.2.5.1 LONGITUD DE CONDUCTORES

La longitud de cada uno de los tramos es la siguiente:

$$L_{A-B} = L_{C-D} = 42 \text{ m}$$

$$L_{E-F} = 115 \text{ m}$$

$$L_{G-H} = 140 \text{ m}$$

Dichas longitudes son aproximadas y considerando el sorteo de obstáculos, pero siguiendo la trayectoria que se muestra a continuación.



Ilustración 5 – Longitud 1





Ilustración 6 – Longitud 2



Ilustración 7 – Longitud 1 y 2

5.2.5.2 TRAMOS A-B Y C-D

Los conductores que van dentro de los aerogeneradores (tramos A-B y C-D) son conductores especiales capaces de soportar esfuerzos mecánicos entre otras cosas. Para obtener la sección adecuada por caída de tensión se aplica

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos(\varphi)}{\gamma \cdot (\Delta U - 1.732 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{x}{n} \cdot L \cdot I \cdot \sen(\varphi))}$$

Donde:

S: Sección del conductor.

L: Longitud del conductor.

I: Intensidad de corriente.

$\gamma$ : Conductividad (Cobre en este caso).

$\Delta U$ : Caída de tensión admisible.

X: Reactancia del conductor.

N: Número de conductores por fase.

Se iteró (usando como herramienta el Microsoft Excel) entre varios conductores hasta encontrar el conductor adecuado, obteniéndose lo siguiente

La caída de tensión asignada para este tramo es de 0,71 Volts.

Del catálogo de Prysmian, el cual ofrece conductores para aplicaciones eólicas, se seleccionó el siguiente conductor:

PowerWIND Afumex DZ-F (AS)

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Número conductores x sección mm <sup>2</sup>	Ø nominal aislamiento*	Ø nominal exterior*	Peso aproximado*	Inductancia aproximada	Resistencia del conductor 20 °C - c.c. Ω/km	I máxima al aire T=40 °C** A
	mm	mm	kg/km	mH/km		
3x70	13,9	38,1	3130	0,242	0,272	223
3x95	15,9	43,4	4140	0,241	0,206	271
3x120	17,1	47,0	5010	0,237	0,161	314
3x150	19,3	52,4	5850	0,236	0,129	363
3x185	21,8	58,6	7180	0,234	0,106	414
3x240	24,8	66,4	9220	0,232	0,080	489
1x70	13,9	19,1	970	0,305	0,272	243
1x95	15,9	21,5	1260	0,289	0,206	298
1x120	17,1	23,1	1520	0,297	0,161	348
1x150	19,3	25,7	1890	0,293	0,129	404
1x185	21,8	28,6	2310	0,288	0,106	464
1x240	24,8	31,8	2900	0,282	0,080	552

Ilustración 8 – Tabla conductor PowerWIND Afumex

El conductor es de 3X240 mm<sup>2</sup> y es capaz de soportar 489 Amper a 40°C de temperatura ambiente.

Se calcula la sección verificando la caída de tensión de 0,17% (0.71 Volts), con lo cual se proponen 3 conductores por fase.

$$\frac{X}{3} = \frac{0.232 \frac{H}{1000 Km} \cdot \pi \cdot 50Hz}{3} = 0,023 \frac{\Omega}{Km}$$
$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 42 m \cdot 321 A \cdot 0,9}{45,5v \left( 0,71 V - 1.732 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{23}{3} \cdot 42 m \cdot 321 A \cdot 0,4 \right)} = 724.7 mm^2$$
$$N_{cond} = \frac{724.7 mm^2}{240 mm^2} = 3 \text{ conductores}$$

Se tiene 3 conductores por fase es número adecuado de conductores.

#### 5.2.5.2.1 Verificación por corriente

Se aplica el factor de corrección por agrupamiento 0,82 para 3 conductores multipolares en una sola capa sobre bandeja perforada horizontal o vertical. El cual se obtiene de la tabla 771.16.IV del reglamento de la AEA (página 100).

$$I_{adm} = 3 \cdot 489 A \cdot 0,91 \cdot 0,82 = 1094,67 A$$

$$1094,67 A > 321 A$$

(Verifica)

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.4.1 “CONDUCTORES EN GENERADOR EOLICO” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.2.5.3 TRAMO E-F

Es tramo E-F es un conductor simplemente enterrado que va desde el aerogenerador 2 al aerogenerador 1. La caída de tensión asignada para este tramo es 1,54 Volts (0,385%)

El reglamento de la AEA proporciona diversos valores de corrientes admisibles para diferentes condiciones de conductores, con lo que se tiene:

	Método D2 Directamente enterrado Aislación XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266	Método D2 Directamente Enterrado Aislación XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266	Método D2 Directamente enterrado Aislación XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266	Método D2 Directamente enterrado Aislación XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266	Método D2 Directamente enterrado Aislación XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266
[ mm² ]					
Cobre	1x	2x	2x	3x	3x
1,5	34	34	29	29	25
2,5	45	46	39	39	33
4	56	60	50	51	42
6	70	76	63	64	52
10	94	102	83	87	69
16	121	135	106	113	89
25	157	175	137	148	114
35	189	210	165	177	138
50	231	251 *	196 *	209	163
70	280	307 *	241 *	256	202
95	327	369 *	285 *	308	239
120	379	420 *	325 *	351	272
150	424	472 *	367 *	393	307
185	473	535 *	411 *	447	344
240	555	623 *	475 *	519	398
300	624	704 *	537 *	586	449
400	710	---	---	---	---
500	825	---	---	---	---
630	941	---	---	---	---

Ilustración 9 – Método de canalización

Del catálogo de Prysmian se seleccionó el conductor Retenax Valio de 300mm<sup>2</sup> de sección, que tolera 588 A enterrado en un suelo de 25°C de temperatura y con una resistividad térmica de 1 Km/W.

Sección nominal	Método D1 Caño enterrado	Método D1 Caño enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado
mm <sup>2</sup>	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
1,5	29	35	-	34	29
2,5	39	33	-	46	39
4	50	42	56	60	51
6	63	52	70	76	64
10	83	69	94	102	87
16	108	89	121	135	113
25	137	114	157	166	141
35	165	138	189	200	168
50	-	163	231	-	209
70	-	202	280	-	256
95	-	239	327	-	308
120	-	272	379	-	351
150	-	307	424	-	393
185	-	344	473	-	447
240	-	398	555	-	519
300	-	449	624	-	588

Ilustración 10 – Conductor Retenax Valio

Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro Exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	Kg/km	ohm/km	ohm/km
Tripolares (almas de color marrón, negro y rojo)							
1,5	1,5	07	1,8	10	135	17,00	0,103
2,5	2,0	07	1,8	11	175	10,20	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	12,5	235	6,30	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	13,5	305	4,20	0,085
10	3,9	0,7	1,8	15,5	450	2,44	0,0797
16	5,7	0,7	1,8	18,5	705	1,54	0,075
25	-	0,9	1,8	24,5	1140	0,995	0,074
35	-	0,9	1,8	27	1480	0,707	0,072
50	-	1,0	1,8	28	1905	0,493	0,0726
70	-	1,1	1,9	28,5	2210	0,341	0,0707
95	-	1,1	2,0	32	2985	0,246	0,0685
120	-	1,2	2,1	35	3680	0,195	0,0689
150	-	1,4	2,3	38,5	4550	0,158	0,0693
185	-	1,6	2,4	42,5	5630	0,126	0,0696
240	-	1,7	2,6	47,5	7310	0,0961	0,0689
300	-	1,8	2,8	52	9115	0,0766	0,0685

Ilustración 11 – Características físicas del conductor

Se puede observar que según el fabricante la corriente que tolera el conductor es mucho mayor respecto de los valores que considera la norma.

Considerando 3 conductores se tiene:

$$\frac{X}{3} = \frac{0,06 \frac{\Omega}{Km}}{3} = 0,02 \frac{\Omega}{Km}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ m} \cdot 321 \text{ A} \cdot 0,9}{45,5 \cdot \left( 1,54 \text{ V} - 1,732 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,02 \frac{\Omega}{Km}}{3} \cdot 115 \text{ m} \cdot 321 \text{ A} \cdot 0,4 \right)} = 923,4 \text{ mm}^2$$

$$N_{cond} = \frac{923,4 \text{ mm}^2}{300 \text{ mm}^2} = 3 \text{ conductores}$$

#### 5.2.5.3.1 Verificación por corriente

Aplicando los coeficientes de corrección correspondientes (temperatura del terreno, resistividad del terreno y agrupamiento), donde el factor de agrupamiento (0,65) para este caso se obtiene de la tabla 771.16.VII.C para tres circuitos enterrados en contacto.

$$I_{adm} = 3 \cdot 586 \text{ A} \cdot 0,96 \cdot 1,18 \cdot 0,65 = 1294,45 \text{ A}$$

$$1294,45 > 321 \text{ A}$$



(Verifica)

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.4.2 “CONDUCTORES SUBTERRANEOS” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.2.5.4 TRAMO G-H

Dicho tramo debe soportar el total de la corriente aportada por los aerogeneradores (642 Amper aproximadamente).

La caída de tensión asignada para este tramo es de 1,75 Volts (0,437%).

El conductor seleccionado es del mismo tipo y sección que el tramo anterior (E-F)

Considerando 6 conductores se tiene

$$\frac{x}{6} = \frac{0.06 \frac{\Omega}{Km}}{6} = 0.01 \frac{\Omega}{Km}$$

Reemplazando se tiene:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 150m \cdot 642 A \cdot 0.9}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot \left( 1,75 V - 1.732 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,01 \frac{\Omega}{Km}}{6} \cdot 140m \cdot 642 A \cdot 0.4 \right)} 1814,8 mm^2$$

$$N_{cond} = \frac{1814,8 mm^2}{300 mm^2} = 6 conductores$$

#### 5.2.5.4.1 Verificación por corriente

Aplicando los factores de corrección se tiene:

$$I = 3 \cdot 586 A \cdot 0,96 \cdot 1,18 \cdot 0,65 = 2588 A$$

$$2588 A > 642 A$$

(Verifica)

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.4.2 “CONDUCTORES SUBTERRANEOS” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS

Por lo tanto las líneas resultan de la siguiente manera:

- Tramo A-B y C-D: 3 conductores por fase de 240 mm<sup>2</sup> de sección.
- Tramo E-F: 3 conductores por fase de 300 mm<sup>2</sup> de sección.
- Tramo G-H: 6 conductores por fase de 300 mm<sup>2</sup> de sección.

#### 5.2.6 DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES

Los conductores serán colocados en la posición de tresbolillo según se muestra en la ilustración 12.

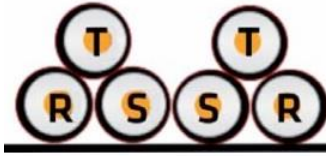


Ilustración 12 – Disposición de conductores

### 5.2.7 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

En el caso de los inversores, la corriente de cortocircuito que puede aportar el mismo es proporcionada por el fabricante. En general dicha corriente de cortocircuito no es muy elevada y para inversores de 200 KW de potencia dicha corriente es de 550 Amper. Algunos fabricantes brindan el valor de la impedancia de salida del inversor con la cual se puede realizar un cálculo aproximado de dicha corriente de cortocircuito. El valor de impedancia para estos casos ronda los 0,4 Ohms.

$$I_k = \frac{c \cdot S}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

Donde

C: Factor igual 1,05 en el lugar del cortocircuito

U: Tensión nominal (400V)

Z: Impedancia dada por el fabricante.

$$I_k = \frac{1,05 \cdot 400 V}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \Omega} = 606 A$$

Cabe aclarar que los inversores ya vienen equipados con protecciones propias para este tipo de fenómeno. Igualmente se colocaran interruptores termo magnético, los cuales no solo protegen, sino que además permiten la fácil desconexión en caso de ser necesario.

La corriente de cortocircuito predominante es la corriente que aportan los transformadores que alimentan la planta, con lo cual, el poder de corte debe ser tal que la protección sea capaz de abrir bajo dicha corriente.

Corriente de cortocircuito de cada trafo.....	24.2 KA
Corriente de cortocircuito por cada inversor solar.....	43.5 A
Corriente de cortocircuito por cada inversor aerogenerador.....	606 A
En caso de cortocircuito todas las fuentes aportan al mismo.	

En el caso de las protecciones que van en la base de los aerogeneradores se tiene:

#### 5.2.7.1 TABLERO TB1 Y TB2 (FR-002-TB 01/02)

$$I_k = 24,2 KA \cdot 2 + 0,0435 KA \cdot 8 + 0.606 KA = 49,3 KA$$

Corriente de cortocircuito: 49,3 A

Corriente nominal: 321 A

En el caso de la protección que se encuentra aguas arriba de las barras se tiene:

#### 5.2.7.2 GABINETE 02 (FR-003-G02)

$$I_K = 24,2 \text{ KA} \cdot 2 + 0,0435 \text{ KA} \cdot 8 + 0.606 \text{ KA} \cdot 2 = 49,9 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito: 49,9 A

Corriente nominal: 642 A

#### 5.2.8 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

Del catálogo de Schneider se seleccionan las siguientes protecciones

##### 5.2.8.1 PROTECCIONES TB1 Y TB2

Interruptor Automático Compact NSX400N (50 KA 380/415 V), 3P, Micrologic 2.3.



Compact NSX400/630.

Ilustración 13 – Interruptor Automático Compact NSX400N

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.3.1 “PROTECCIONES TB1 Y TB2” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

##### 5.2.8.2 PROTECCIÓN GABINETE 2

Interruptor automático NS800N (50 KA 380/415 V), 3P.



Fixed Compact NS800.

Ilustración 14 – Interruptor automático NS800N



Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.3.2 “PROTECCIONES GABINETE 02” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.2.9 SELECCIÓN DE ACCESORIOS

Es necesario la selección de los siguientes accesorios para completar la instalación eléctrica.

##### 5.2.9.1 SELECCIÓN DE BARRAS CONDUCTORAS

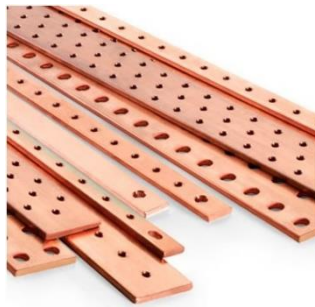


Ilustración 15 – Barras conductoras

##### 5.2.9.1.1 Tableros TB1 y TB2

Las mismas serán pintas con las siguientes dimensiones:

- Altura: 40 mm
- Largo: acorde a cada tablero
- Espesor: 5 mm

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.6.1 “BARRAS CONDUCTORAS DE COBRE TB1 Y TB2” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

##### 5.2.9.1.2 Tablero TB1 y Gabinete 2

- Altura: 40 mm
- Largo: acorde a cada tablero
- Espesor: 10 mm

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.6.2 “BARRAS CONDUCTORAS DE COBRE TB1 Y GABINETE 2” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.2.9.2 SELECCIÓN DE GABINETES



Ilustración 16 - Gabinetes

Del fabricante Schneider se seleccionan los siguientes gabinetes:

##### 5.2.9.2.1 Tablero 1

- Gabinete TB1: 1200x1200x400
- Grado de protección IP 55
- Peso: 90 Kg
- Puerta ciega.
- Código: NSYCRNG 1212400 D-M

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.2.1 “GABINETE DE TABLERO TB1” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

##### 5.2.9.2.2 Tablero 2

- Gabinete TB1: 1200x800x400
- Grado de protección IP 66
- Peso: 50 Kg
- Puerta ciega.
- Código: NSYCRNG 128400-M

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.2.2 “GABINETE DE TABLERO TB2” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.2.9.3 TERMINALES



Ilustración 17 – Terminales

Del catálogo de LCT se selecciona los terminales de cobre a compresión de un orificio, tubo standard, para conductor de 300 mm<sup>2</sup> de sección. Modelo SCC 300/1

Especificaciones técnicas en capítulo 6.7.1.5 “TERMINALES” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

## 5.3 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

### 5.3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA ANUAL NECESARIA

Teniendo en cuenta que los aerogeneradores eólicos aportaran 384 MWh/año, para alcanzar el 8% del consumo anual de FADEL, es decir 776 MWh/año, es necesario una generación solar fotovoltaica de 392 MWh/año.

### 5.3.2 HORAS SOL PICO

Del capítulo 6.1 “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL LUGAR” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, se obtuvo que la energía solar anual captada en forma horizontal en las proximidades del frigorífico será de 1700 KWh/m<sup>2</sup>-año. Este valor resulta de la suma o integración de la energía incidente en cada hora, tanto los menores valores de las horas tempranas o tardes del día, como los de mayores valores del mediodía. Con el objetivo de facilitar los cálculos se considera las horas sol pico HSP, lo cual es igual a 1KWh/m<sup>2</sup>. De esta manera la energía entregada por el sol en las coordenadas donde se encuentra el frigorífico en forma horizontal será equivalente a 1700 HSP.

### 5.3.3 INCLINACIÓN ÓPTIMA DE PANELES SOLARES Y SU GANANCIA

Teniendo en cuenta el capítulo 6.5 “ESTUDIO DE ÁNGULOS ÓPTIMOS PARA PLANOS COLECTORES DE ENERGÍA SOLAR” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS

La inclinación óptima para los paneles solares fotovoltaicos utilizados teniendo en cuenta que la latitud en el frigorífico es de 32,288°, será entonces:

$$|\beta_{opt}| = 0,6576 \cdot |32,288| + 5,5905$$

$$|\beta_{opt}| = 27^\circ$$

La ganancia que esta inclinación óptima generará en la energía anual dará como resultado un total de:

$$E_A = 1700 \frac{KWh}{m^2 - año} \cdot 1,067$$

$$E_A = 1814 \frac{KWh}{m^2 - \text{año}} = 1814 \frac{HSP}{\text{año}}$$

#### 5.3.4 ELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES

Los paneles solares a utilizar corresponden a los comercializados por la empresa nacional Enertik. Se trata del modelo PS-275M el cual posee celdas de silicio monocristalino fabricadas con bloques de silicio ingots, que son de forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, y que les da esa apariencia característica.

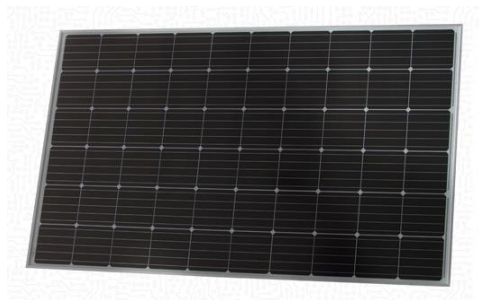


Ilustración 18 - Panel solar Enertik PS-275M

Entre sus principales ventajas se encuentran:

- Módulo de alta potencia que otorgan soluciones para aplicaciones variadas
- Poseen protección por fuertes vientos, granizo, nieve y fuego.
- Diodos integrados para proteger las celdas solares.
- El marco de aluminio anodizado mejora la resistencia contra fuertes vientos.
- Completamente a prueba de deformaciones y congelamiento de agua.
- Gran rendimiento energético dado a su alta transparencia, bajo contenido de hierro, vidrio templado y revestimiento antirreflejo.
- Tamaño y peso reducidos

Sus especificaciones técnicas se encuentran en el capítulo 6.7.2.1 “PANEL SOLAR ENERTIK PS-275M” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.3.5 NÚMERO DE PANELES SOLARES NECESARIOS

Ahora bien, considerando la energía anual entregada por el sol antes citada y además que los paneles solares tienen una potencia de 275 W, la cantidad de estos que se necesitaran para obtener una energía anual de 392 MWh/año la obtendremos según:

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

Donde:

$N_{PS}$ : Numero de paneles solares requeridos

$E_{AG}$ : Energía anual generada  
 $P_{PS}$ : Potencia de cada panel solar  
 $\frac{HSP}{\text{año}}$ : Horas sol pico anuales

El número de paneles solares de 275 W cada uno será entonces de:

$$N_{PS} = \frac{392 \text{ MWh/año}}{275 \text{ W} \cdot 1814 \frac{\text{h}}{\text{año}}}$$

$$N_{PS} \approx 785,8 \text{ paneles} = 786 \text{ paneles}$$

La energía anual generada por estos paneles será de:

$$E_{AG} = N_{PS} \cdot P_{PS} \cdot HSP$$

$$E_{AG} = 786 \text{ paneles} \cdot 275 \frac{\text{W}}{\text{panel}} \cdot 1814 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$E_{AG} = 392,096 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}$$

### 5.3.6 ELECCIÓN DE LOS INVERSORES

El inversor seleccionado, teniendo en cuenta que las especificaciones técnicas del mismo son las que mejores se adaptan al caso en estudio, es el SolarLake 30000TL-PM de la empresa Enertik.



Ilustración 19 - Inversor SolarLake 30000TL-PM

Sus principales ventajas son:

- Alta potencia de pico
- Tamaño y pesos reducidos
- MPPT de alta velocidad para mejorar el seguimiento en tiempo real de energía y la mejora en su recolección.
- Operación sin transformador para una eficiencia mayor al 97%.
- Protección IP65.
- Fácil de instalar y usar.
- Seguro y fiable.
- Pantalla LCD multi-idioma.

➤ Construcción robusta.

Este equipo cuenta con protección frente a inversión de polaridad y cortocircuito, también efectúa una monitorización de corriente residual omnipolar y una monitorización de toma de tierra y red.

Las especificaciones técnicas del inversor se muestran en el capítulo 6.7.2.2 “INVERSOR ENERTIK SOLARLAKE 30000TI-PM” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

### 5.3.7 NÚMERO DE INVERSORES NECESARIOS

Teniendo en cuenta que cada inversor considerado Solarlake 30000TL-PM puede otorgar 30000 W de potencia nominal del lado de AC, la cantidad de inversores necesarios para este caso se obtienen como:

$$N_I = \frac{P_{PI}}{P_{NI}}$$

Donde:

$N_I$ : Numero de inversores necesarios

$P_{PI}$ : Potencia en paneles solares instalada

$P_{NI}$ : Potencia nominal del inversor

La potencia solar instalada se obtiene como el producto de la cantidad de paneles y la potencia de cada panel.

El número de inversores necesario será entonces:

$$N_I = \frac{786 \text{ paneles} \cdot 275 \frac{W}{\text{panel}}}{30000 W}$$

$$N_I \approx 7,2$$

$$\therefore N_I = 8 \text{ inversores}$$

### 5.3.8 CANTIDAD DE PANELES SOLARES POR INVERSOR

Para obtener la cantidad de paneles por inversor es necesario saber el número mínimo y máximo de paneles solares admisibles por cada inversor, como así también el número de strings (paneles conectados en serie) por cada entrada máximo, es necesario conocer los datos de los paneles seleccionados y cómo funcionará en condiciones extremas.

Los datos que figuran en las especificaciones técnicas del panel solar son determinadas en condiciones estándar de medida (CEM) o Standard Test Conditions (STC), que son: temperatura de la célula 25°C, irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup> y AM (masa de aire) 1,5.

Otro dato que figura en las especificaciones técnicas es la temperatura de operación nominal de la célula TONC o NOCT “Nominal Operating Cell Temperature” que corresponden a una

irradiación en el plano del módulo de 800 W/m<sup>2</sup>, con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

Ver capítulo 6.7.2.1 “PANEL SOLAR ENERTIK PS-275M” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS y capítulo 6.7.2.2 “INVERSOR ENERTIK SOLARLAKE 30000TI-PM” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

Teniendo en cuenta esto, podemos proceder al cálculo de las condiciones extremas a las que se encontrará eventualmente sometido el generador fotovoltaico.

#### 5.3.8.1 NUMERO MÁXIMO DE PANELES CONECTADOS EN SERIE ADMISIBLE POR INVERSOR

Para este caso se determinará la tensión máxima en base a la admisible por el inversor.

Sabemos que al aumentar la radiación solar sobre cada panel también lo hace la temperatura de las células, por lo que la tensión se verá reducida.

Debido a esto, la tensión máxima se dará en la condición de mínima temperatura ambiente y mínima radiación solar.

La temperatura que experimenta las células fotovoltaicas se determina con la ecuación

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Donde:

$T_C$ : Temperatura de las células

$T_a$ : Temperatura ambiente

$G$ : Radiación

$TONC$ : Temperatura de operación nominal de la célula

Considerando una temperatura ambiente mínima de -5°C, una radiación mínima de 100 W/m<sup>2</sup> y obteniendo la TONC de las especificaciones técnicas del panel solar, la temperatura que alcanzarán las células será de:

$$T_C = -5 \text{ °C} + 100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot \frac{45 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800} = -1,9 \text{ °C}$$

Teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la tensión por temperatura, obtenido de las especificaciones del panel, como así también la variación de temperatura que se da en las células fotovoltaicas respecto de las STC que es la referencia que nos brinda el fabricante, la máxima tensión que obtendremos del panel solar será:

$$V_{MAX \text{ PANEL}} = V_{OC} + V_{OC} \cdot C_{TV_{OC}} \cdot \Delta T_C$$

Donde:

$V_{MAX \text{ PANEL}}$ : Tensión máxima del panel solar

$V_{OC}$ : Tensión en circuito abierto (STC)

$C_{TV_{OC}}$ : Coeficiente de temperatura de  $V_{OC}$

$\Delta T_C$ : Variación de temperatura de las células

$$V_{MAX\ PANEL} = 38,46\ V + 38,46\ V \cdot \left(-0,34\ \frac{\%}{^{\circ}C}\right) \cdot (-1,9\ ^{\circ}C - 25\ ^{\circ}C) = 42\ V$$

El número de paneles en serie máximo por inversor se obtiene como:

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

Donde:

$N_{MAX\ PANELES}$ : Número máximo de paneles en serie por inversor

$U_{MAX\ INVERSOR}$ : Tensión máxima admisible por el inversor

$V_{MAX\ PANEL}$ : Tensión máxima de panel solar

El número máximo de paneles fotovoltaicos que se podrá poner en serie por cada string conectado a cada uno de los inversores para no superar el máximo admisible por el inversor será entonces:

$$N_{MAX\ PANELES} = \frac{800\ V}{42\ V} = 19\ \text{paneles}$$

#### 5.3.8.2 NUMERO MÍNIMO DE PANELES CONECTADOS EN SERIE ADMISIBLE POR INVERSOR

Operando de manera análoga que para el número máximo de paneles por inversor, la tensión mínima del generador fotovoltaico se dará en la condición de tensión nominal con temperatura y radiación solar máximas.

De esta manera, considerando una temperatura ambiente máxima de 45 °C y una radiación solar máxima de 1000 W/m<sup>2</sup>, la temperatura de las células bajo estas condiciones será:

$$T_C = 45\ ^{\circ}C + 1000\ \frac{W}{m^2} \cdot \frac{45\ ^{\circ}C - 20\ ^{\circ}C}{800} = 76,3\ ^{\circ}C$$

Teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la tensión por temperatura, como así también la variación de temperatura que se da en las células fotovoltaicas respecto de las STC que es la referencia que nos brinda el fabricante, la mínima tensión que obtendremos del panel solar será:

$$V_{MIN\ PANEL} = V_{mp} + V_{mp} \cdot C_{TVOC} \cdot \Delta T_C$$

Donde:

$V_{MIN\ PANEL}$ : Tensión mínima del panel solar

$V_{mp}$ : Tensión nominal (STC)

$C_{TVOC}$ : Coeficiente de temperatura de  $V_{OC}$

$\Delta T_C$ : Variación de temperatura de las células

$$V_{MIN\ PANEL} = 32,36\ V + 32,36\ V \cdot \left(-0,34\ \frac{\%}{^{\circ}C}\right) \cdot (76,3\ ^{\circ}C - 25\ ^{\circ}C) = 27\ V$$

El número de paneles mínimo por inversor se obtiene como:



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

Donde:

$N_{MIN\ PANELES}$ : Número mínimo de paneles en serie por inversor

$U_{MIN\ INVERSOR}$ : Tensión mínima admisible por el inversor

$V_{MIN\ PANEL}$ : Tensión mínima de panel solar

El número mínimo de paneles fotovoltaicos que se podrá poner en serie por cada string conectado a cada uno de los inversores para no caer por debajo del mínimo admisible por el inversor será entonces:

$$N_{MIN\ PANELES} = \frac{460\ V}{27\ V} = 17\ \text{paneles}$$

### 5.3.8.3 NUMERO MÁXIMO DE STRINGS CONECTADOS EN PARALELO ADMISIBLE POR ENTRADA DE INVERSOR

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

De esta manera, considerando una temperatura ambiente máxima de 45 °C y una radiación solar máxima de 1000 W/m<sup>2</sup>, la temperatura de las células bajo estas condiciones será al igual que el caso anterior de:

$$T_C = 45\ ^\circ\text{C} + 1000\ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot \frac{45\ ^\circ\text{C} - 20\ ^\circ\text{C}}{800} = 76,3\ ^\circ\text{C}$$

Teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la corriente por temperatura, como así también la variación de temperatura que se da en las células fotovoltaicas respecto de las STC que es la referencia que nos brinda el fabricante, la máxima corriente que obtendremos del panel solar será:

$$I_{MAX\ PANEL} = I_{SC} + I_{SC} \cdot C_{T_{I_{SC}}} \cdot \Delta T_C$$

Donde:

$I_{MAX\ PANEL}$ : Corriente máxima del panel solar

$I_{SC}$ : Corriente en cortocircuito (STC)

$C_{T_{I_{SC}}}$ : Coeficiente de temperatura de  $I_{SC}$

$\Delta T_C$ : Variación de temperatura de las células

$$I_{MAX\ PANEL} = 9,1\ A + 9,1\ A \cdot 0,05\ \frac{\%}{^\circ\text{C}} \cdot (76,3\ ^\circ\text{C} - 25\ ^\circ\text{C}) = 9,3\ A$$

El número de strings máximos por cada entrada de inversor se obtiene como:

$$N_{MAX\ STRINGS} = \frac{I_{MAX\ X\ ENTRADA}}{I_{MAX\ PANEL}}$$

Donde:

$N_{MAX\ STRINGS}$ : Número máximo de strings en paralelo por entrada de inversor

$I_{MAX\ X\ ENTRADA}$ : Corriente máxima admisible por entrada del inversor

$I_{MAX\ PANEL}$ : Corriente máxima de panel solar

El número máximo de strings que se podrá poner en paralelo por cada entrada de inversor para no superar el máximo admisible será entonces:

$$N_{MAX\ STRINGS} = \frac{35\ A}{9,3\ A} = 3\ strings$$

De esta manera se dispondrán 3 strings en paralelo con 18 paneles en serie cada uno por cada una de las dos entradas de los inversores.

#### 5.3.8.4 VERIFICACIÓN Y DETERMINACIÓN DE CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN

Las características principales del inversor elegido que arrojaran la cantidad de paneles que cada inversor tendrá a su cargo son:

- 1) La máxima potencia solar fotovoltaica es de 32000 W.
- 2) El inversor posee 2 entradas MPPT donde su máxima potencia es de 16100 W cada una.
- 3) La tensión de cada entrada DC deberá estar comprendida entre 460 V y 800 V, siendo de 620 V la nominal.
- 4) La corriente máxima de cada entrada al inversor es de 35 A

Ver capítulo 6.7.2.2 “INVERSOR ENERTIK SOLARLAKE 30000TI-PM” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

Teniendo en cuenta a su vez los siguientes parámetros fundamentales del panel solar de 275 W.

$P_{max}$ : Potencia máxima del panel (275 W)

$V_n$ : Tensión nominal (32,36 V)

$I_n$ : Corriente nominal (8,5 A)

Ver capítulo 6.7.2.1 “PANEL SOLAR ENERTIK PS-275M” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

La cantidad de paneles conectados en serie por cada string y cada entrada del inversor para obtener un valor de tensión cercano al nominal será:

$$\frac{620\ \frac{V}{entr}}{32,36\ \frac{V_n}{panel}} \approx 19,16\ \frac{paneles}{entrada} = 18\ \frac{paneles}{entrada}$$

Por otro lado la cantidad de strings de paneles conectados en serie por cada entrada del inversor será de:

$$\frac{35 \frac{A}{entr}}{8,29 \frac{A_n}{panel}} \approx 4,12 strings = 3 \frac{strings}{entrada}$$

De esta manera cada entrada de inversor tendrá los siguientes valores de tensión y corriente

$$V_{entr} = 32,36 \frac{V}{panel} \cdot 18 \frac{paneles}{entrada} = 582 \frac{V}{entrada}$$

$$I_{entr} = 8,5 \frac{A}{panel} \cdot 3 \frac{strings}{entrada} = 25,5 A$$

La siguiente imagen ilustra un simple esquema del conexionado de cada entrada al inversor, donde pueden apreciarse los 3 strings en paralelo de 18 paneles solares de 275 W cada uno.

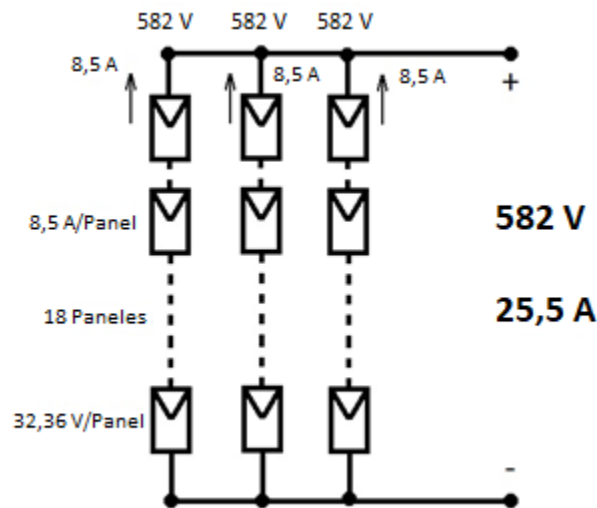


Ilustración 20 - Conexión de paneles para cada entrada al inversor

La potencia solar fotovoltaica por cada entrada de inversor será:

$$P_{Xentr} = 3 \frac{strings}{entrada} \cdot 18 \frac{paneles}{string} \cdot 275 \frac{W}{panel} = 14850 \frac{W}{entrada}$$

Por lo cual la potencia solar fotovoltaica por cada inversor será de:

$$P_{Xinversor} = 14850 \frac{W}{entrada} \cdot 2 \frac{entradas}{inversor} = 29700 \frac{W}{inversor}$$

Estos valores están dentro de los parámetros permitidos por cada entrada de inversor y verifican los valores admitidos por cada uno de los mismos también.

Teniendo en cuenta entonces que cada inversor tendrá dos entradas con 3 strings en paralelo de 18 paneles en serie cada uno, cada inversor tendrá a cargo un total de:

$$P_{PI} = 2 \frac{\text{entradas}}{\text{inversor}} \cdot 3 \frac{\text{strings}}{\text{entrada}} \cdot 18 \frac{\text{paneles}}{\text{string}} = 108 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}$$

Esto significa que si cada uno de los 8 inversores tiene los 114 paneles, el total sería de:

$$N^{\circ}_{tot\text{paneles}} = 108 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} \cdot 8 \text{ inversores} = 864 \text{ paneles}$$

Lo que es mayor a los 786 paneles calculados en el capítulo 5.3.5 y por ende daría una cantidad mayor de energía anual.

Para ajustarse a un valor de paneles y por lo tanto de energía anual más cercano al calculado anteriormente, se dispondrán 7 inversores con 108 paneles cada uno y el octavo tendrá a cargo solo la mitad, es decir se hará uso de solo una entrada del mismo con 54 paneles (3 líneas en paralelo de 18 paneles en serie cada una). Esto puede llevarse a cabo sin ningún tipo de problema ya que como se mencionó antes los inversores poseen dos entradas independientes, dejándose la restante para una futura ampliación.

Esto significa que la cantidad total de paneles será de

$$N^{\circ}_{tot\text{paneles}} = 108 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} \cdot 7 \text{ inversores} + 54 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} \cdot 1 \text{ inversor} = 810 \text{ paneles}$$

### 5.3.9 POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA A INSTALAR

La potencia solar fotovoltaica a instalar será entonces de

$$P_{SFI} = 810 \text{ paneles} \cdot 275 \frac{W}{\text{panel}} = 222,75 \text{ KW}$$

### 5.3.10 ENERGÍA TOTAL ANUAL GENERADA

Teniendo en cuenta el número definitivo de paneles solares a utilizar y el rendimiento de cada inversor  $\eta_I$ , la energía total anual generada será de:

$$E_{AG} = 7 \text{ inversores} \cdot (N_{PS} \cdot P_{PS} \cdot HSP \cdot \eta_I) + 1 \text{ inversor} \cdot (N_{PS} \cdot P_{PS} \cdot HSP \cdot \eta_I)$$

$$E_{AG} = 7 \text{ inversores} \cdot \left( 108 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} \cdot 275 \frac{W}{\text{panel}} \cdot 1814 \frac{h}{\text{año}} \cdot 97,8\% \right) + 1 \text{ inversor} \cdot \left( 54 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} \cdot 275 \frac{W}{\text{panel}} \cdot 1814 \frac{h}{\text{año}} \cdot 97,8\% \right)$$

$$E_{AG} = 395,179 \frac{MWh}{\text{año}}$$

Lo cual verifica la energía solar fotovoltaica anual necesaria, capítulo 5.3.1

5.3.11 UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN DE ESTRUCTURAS Y PANELES SOLARES



Ilustración 21 - Techo de la empresa en consideración

Para lograr la distribución de todos los paneles en la superficie del techo de la empresa (COD. FR-001), se opta por dar a estos una disposición sobre estructura metálica orientadas al norte y formada por 18 paneles contiguos.

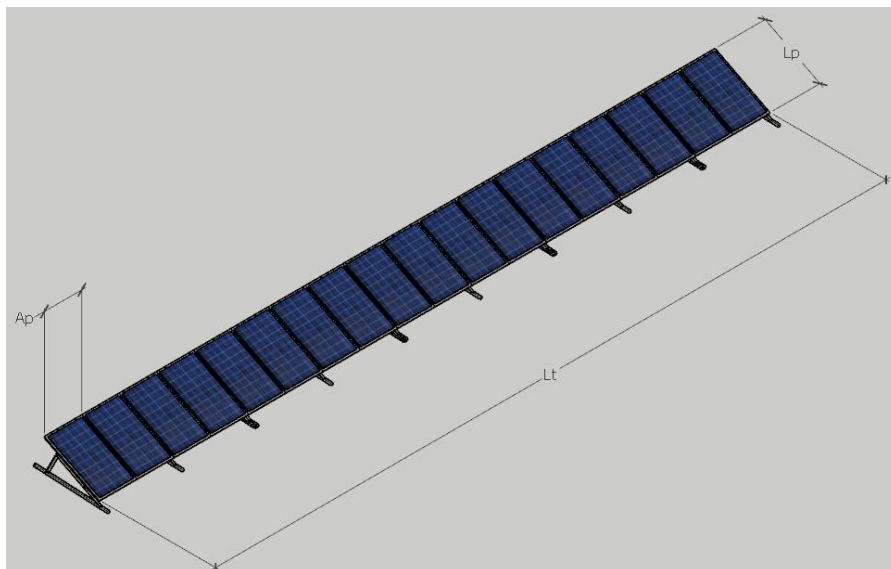


Ilustración 22 - Disposición de paneles solares sobre estructura

Donde:

*Ap*: Ancho del panel solar

*Lp*: Largo del panel solar

*Lt*: Largo total mínimo de estructura

La disposición determinada logra que la estructura metálica ya con los paneles solares montados no tome gran altura teniendo en cuenta que su instalación será en el techo de la empresa.

Esto permite la colocación de un inversor por cada 6 estructuras de las antes citadas, ya que de esta manera se tendrán 108 paneles solares fotovoltaicos.

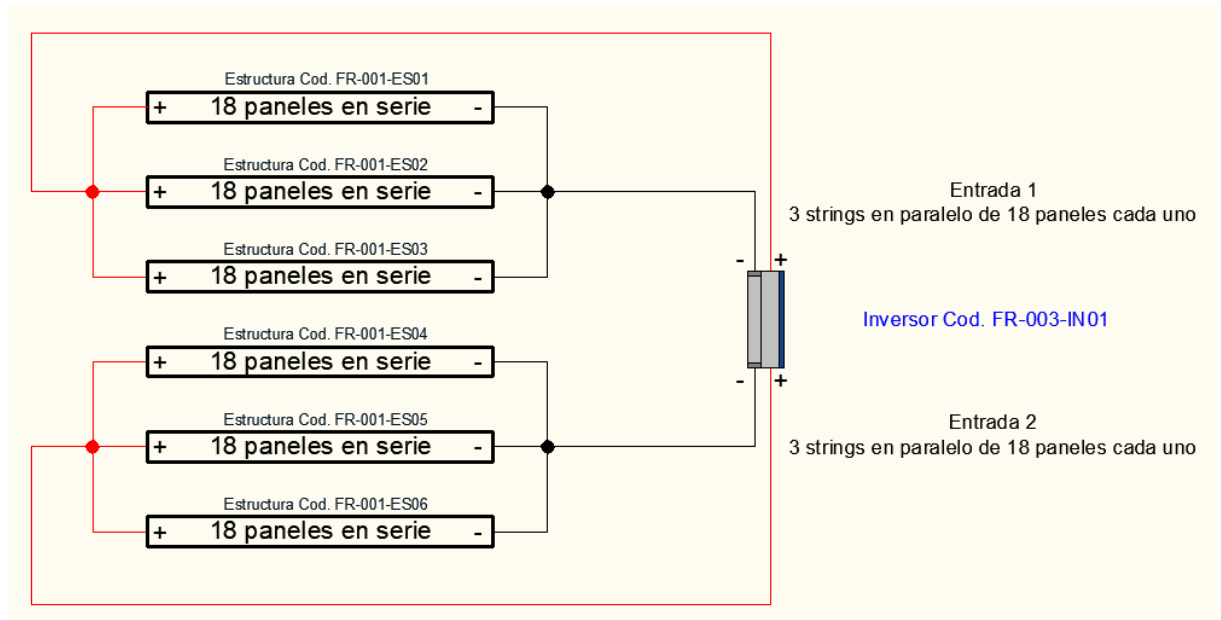


Ilustración 23 – Esquema de conexionado de 6 estructuras a inversor

### 5.3.11.1 CALCULO DE SOMBREADO

#### 5.3.11.1.1 Caída del techo

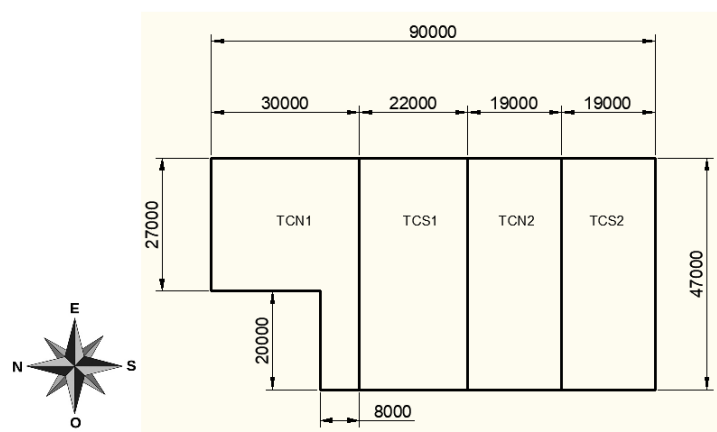


Ilustración 24 - Vista superior de superficie considerada del techo

El techo de la planta será dividido en cuatro superficies, dos con caída al norte (TCN) y dos con caída al sur (TCS).

La caída del techo es de 6%, por lo cual en el caso del techo con caída al norte 1 (TCN1), la longitud de la caída (Lc) y la altura (A) que alcanzará respecto al plano horizontal será

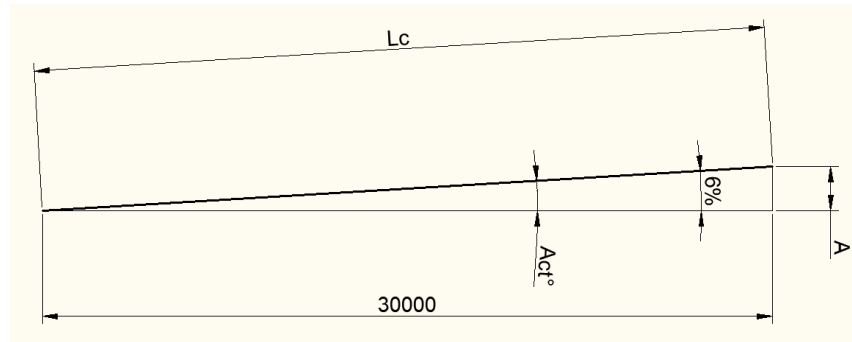


Ilustración 25 - Caída del techo

$$\frac{A}{30 \text{ m}} \cdot 100\% = 6\%$$

$$A = 6\% \cdot \frac{30 \text{ m}}{100\%} = 1,8 \text{ m}$$

El ángulo de caída del techo entonces es de

$$Act^\circ = \arctg\left(\frac{1,8 \text{ m}}{30 \text{ m}}\right) = 3,43^\circ$$

Por lo que la longitud de la caída será

$$Lc = \sqrt{30 \text{ m}^2 + 1,8 \text{ m}^2} = 30,053 \text{ m}$$

La longitud del techo teniendo en cuenta la caída del mismo no varía significativamente por lo que de ahora en adelante se tendrá en cuenta las longitudes del plano horizontal.

#### 5.3.11.1.2 Sombra generada por muros laterales del techo

La situación más desfavorable en cuanto a la sombra generada por los muros laterales de los techos la formará el vértice noreste del techo (TCN1) donde se da la mayor altura del muro. Verificando para este extremo y dotando a todo el contorno de la superficie del techo de las distancias mínimas, nos aseguramos estar exentos de sombra por parte de los muros laterales

En el cálculo de sombras entra en juego lo que se conoce como elevación o altura solar, esto no es más que la elevación que el sol adquiere respecto del horizonte a lo largo de los diferentes días del año, siendo más alta en verano y más baja en invierno. También el ángulo azimut juega un papel importante, siendo este el que forma el sol con la vertical hacia el punto cardinal norte.



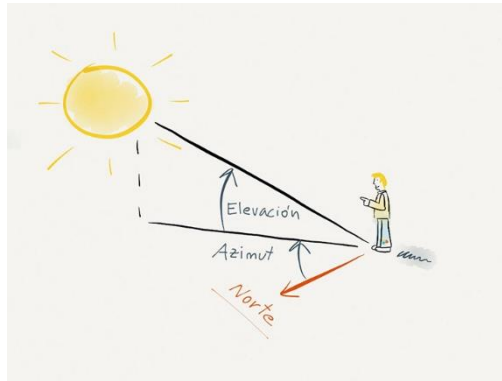


Ilustración 26 - Elevación y azimut solar

Para el cálculo de la sombra que genera el muro que da al este sobre el techo se toman los datos a las 12 horas solares ya que es en este horario donde el sol da sobre él con cierto ángulo azimut. Del mismo modo esta situación se repite simétricamente a las 16 hs sobre el muro oeste por lo cual solo basta calcular uno de ellos.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en el capítulo 6.6 “DATOS DE LA POSICIÓN SOLAR EN FRIGORÍFICO FADEL” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, la altura solar para el 21 de Junio de 2018 a las 12 horas solares estará en torno a los  $H = 27,81^\circ$  y el ángulo azimut  $\psi = 30,09^\circ$ .

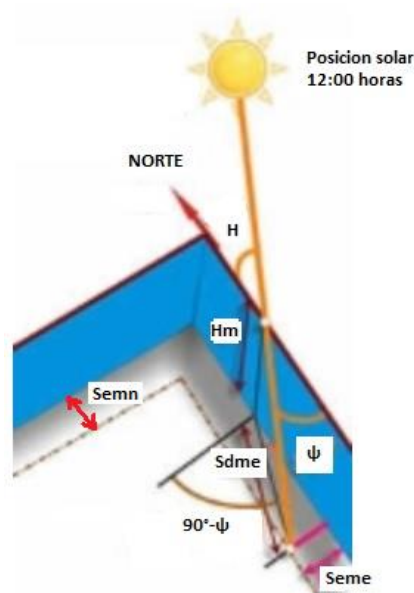


Ilustración 27 - Sombra sobre muros

Donde:

$H$ : Ángulo de altura solar

$\psi$ : Ángulo azimut

$Hm$ : Altura del muro

$Sdme$ : Sombra diagonal sobre muro este

$Seme$ : Sombra efectiva sobre muro este

$Semn$ : Sombra efectiva sobre muro norte



La altura del muro coincide con la que alcanza el techo debido a su caída del 6%, por lo cual adquiere un valor de 1,8 m como se obtuvo en el apartado 5.3.11.1 CAIDA DEL TECHO del presente fascículo.

El valor de las distancias de sombras efectivas es:

$$Sdme = \frac{Hm}{tg(H)} = \frac{1,8 m}{tg(27,81^\circ)} = 3,4 m$$

$$Seme = Sdme \cdot \text{sen}(\psi) = 3,4 m \cdot \text{sen}(30,09^\circ) = 1,7 m$$

$$Semn = Sdme \cdot \text{sen}(90^\circ - \psi) = 3,4 m \cdot \text{sen}(90^\circ - 30,09^\circ) = 3 m$$

La otra porción de muro perteneciente al TCN1 que también da al norte y tiene una longitud de 20 m, posee un alto de  $Hm = 0,479 m$ . La sombra que formara este muro será:

$$Sdme = \frac{Hm}{tg(H)} = \frac{0,479 m}{tg(27,81^\circ)} = 0,9 m$$

$$Seme = Sdme \cdot \text{sen}(\psi) = 0,9 m \cdot \text{sen}(30,09^\circ) = 0,5 m$$

$$Semn = Sdme \cdot \text{sen}(90^\circ - \psi) = 0,9 m \cdot \text{sen}(90^\circ - 30,09^\circ) = 0,8 m$$

Para asegurar que los paneles solares no reciban sombra de los muros laterales, teniendo en cuenta los cálculos se adopta una distancia de 1,7 m respecto de los muros laterales este/oeste, de 3 m respecto del muro mayor que da al norte y 0,8 m respecto del muro de menor altura que también da al norte.

Debido a esto la superficie de techo disponible para la utilización y colocación de los paneles solares sin recibir un sombreado por parte de los muros laterales será:

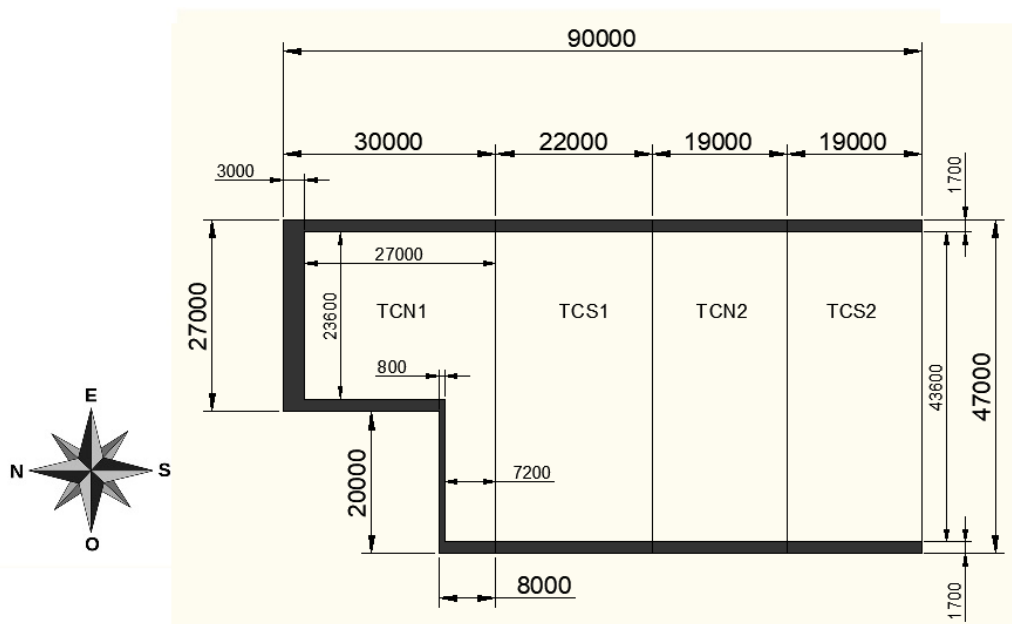


Ilustración 28 - Distancias mínimas de sombreado

5.3.11.1.3 Sombreado entre paneles solares y dimensiones de estructuras

Los paneles solares en el hemisferio sur se colocan orientados al Norte para un mayor aprovechamiento de la radiación.

Por norma general la separación entre estructuras debe ser tal que garantice la ausencia de sombra entre las 12 y 16 horas solares en el solsticio de invierno (21 de junio). Se toma esta consideración ya que alrededor de las 14 horas solares de cada día el sol se encuentra orientado bien hacia el norte y en su altura más elevada, pero es en el mes de junio donde se da la menor de estas alturas en el año respecto del horizonte, formando así la condición más desfavorable para la generación de sombras.

Dicha condición más desfavorable la formará entonces la altura solar el día 21 de Junio de cada año a las 14 horas solares, ya que si bien a las 12 horas el sol estará más bajo en altura lo que significaría una condición más desfavorable aún, a este horario el sol esta corrido un ángulo azimut  $\psi$  lo cual genera que la sombra no se dé hacia atrás de las estructuras en su totalidad sino que esta se encuentre corrida hacia un lado un ángulo igual al citado y por ende siendo de menor longitud que la formada a las 14 horas solares.

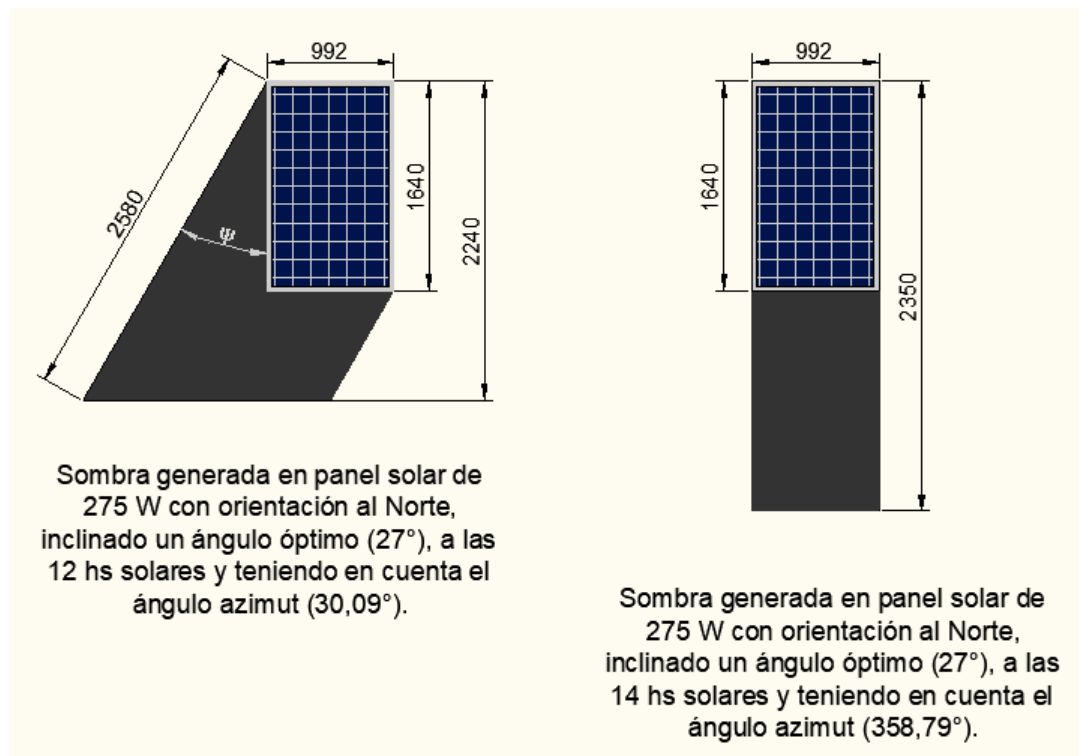


Ilustración 29 - Comparativa de sombreado para las 12 y 14 hs solares

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en el capítulo 6.6 “DATOS DE LA POSICIÓN SOLAR EN FRIGORÍFICO FADEL” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS, la altura solar para el 21 de Junio de 2018 a las 14 horas solares será  $H = 34,26^\circ$  y el ángulo azimut  $\psi = 358,79^\circ$ .

Los demás datos a tener en cuenta para los cálculos serán la inclinación óptima de los paneles, la cual ya se obtuvo anteriormente en el capítulo 5.3.3 y es de  $\beta_{opt} = 27^\circ$ , como así también las dimensiones de los paneles solares las cuales de acuerdo con el capítulo 6.7.2.1 “PANEL SOLAR ENERTIK PS-260” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS son:

$L_p$ : Largo del panel (1640 mm)

$A_p$ : Ancho del panels (992 mm)

La siguiente imagen muestra las dimensiones a tener en cuenta para la ubicación de los paneles solares y estructuras.

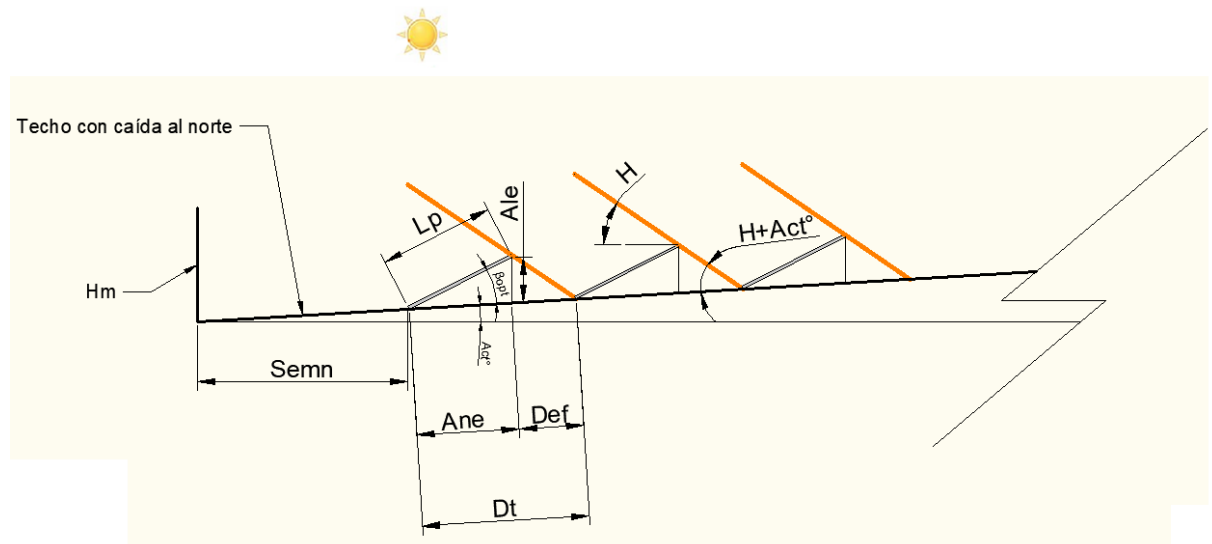


Ilustración 30 – Esquema de dimensiones intervinientes TCN

Donde:

$A_p$ : Ancho del panel solar

$L_p$ : Largo del panel solar

$L_T$ : Largo total mínimo de estructura

$N_{PC}$ : Numero de paneles contiguos

$\beta_{opt}$ : Angulo óptimo de inclinacion de paneles

$H$ : Altura solar

$Act^\circ$ : Angulo de caída del techo

$A_{le}$ : Alto de la estructura

$A_{ne}$ : Ancho de la estructura

$D_{ef}$ : Distancia entre filas de estructuras

$D_t$ : Distancia total

Para las superficies del techo con caída al norte el distanciamiento entre las estructuras y sus dimensiones deberán ser:

$$L_T = N_{PC} \cdot A_p = 18 \cdot 0,992 \text{ m} = 17,8 \text{ m}$$

$$A_{ne} = L_p \cdot \cos(\beta_{opt} - Act^\circ) = 1,64 \text{ m} \cdot \cos(27^\circ - 3,43^\circ) = 1,5 \text{ m}$$

$$A_{le} = L_p \cdot \sen(\beta_{opt} - Act^\circ) = 1,64 \text{ m} \cdot \sen(27^\circ - 3,43^\circ) = 0,7 \text{ m}$$

$$D_{EF} = \frac{A_{le}}{\text{tg}(H + Act^\circ)} = \frac{0,7 \text{ m}}{\text{tg}(34,26^\circ + 3,43^\circ)} = 0,9 \text{ m}$$

$$D_T = Ane + Def = 1,5 m + 0,9 m = 2,4 m$$

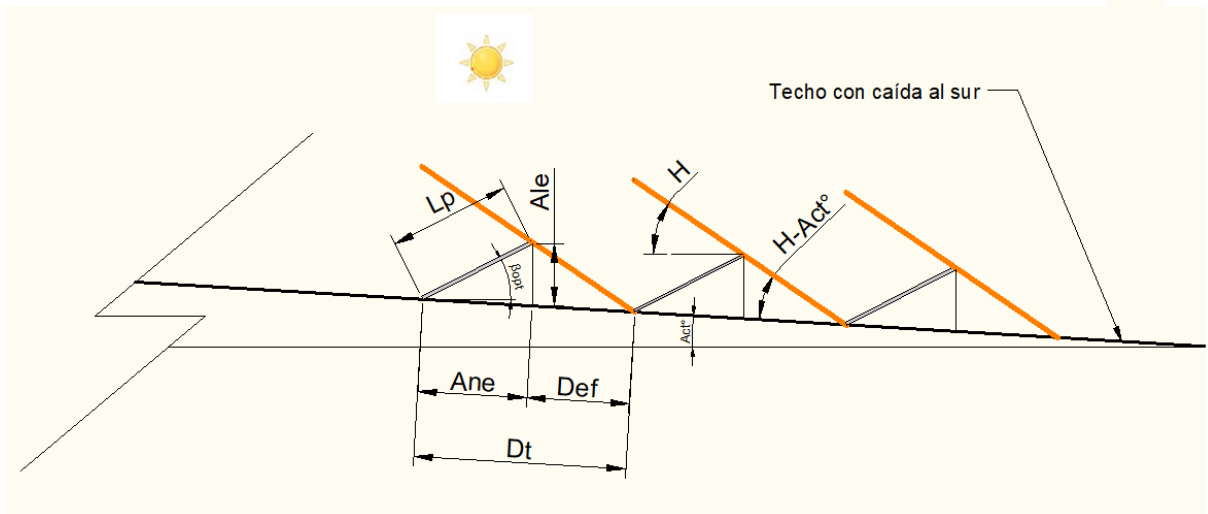


Ilustración 31 – Esquema de dimensiones intervinientes TCS

Para las superficies del techo con caída al sur el distanciamiento entre las estructuras y sus dimensiones deberán ser:

$$L_T = N_{PC} \cdot A_P = 18 \cdot 0,992 m = 17,8 m$$

$$Ane = L_p \cdot \cos(\beta_{opt} + Act^\circ) = 1,64 m \cdot \cos(27^\circ + 3,43^\circ) = 1,4 m$$

$$Ale: L_p \cdot \sen(\beta_{opt} + Act^\circ) = 1,64 m \cdot \sen(27^\circ + 3,43^\circ) = 0,8 m$$

$$D_{EF} = \frac{Ale}{tg(H - Act^\circ)} = \frac{0,8 m}{tg(34,26^\circ - 3,43^\circ)} = 1,4 m$$

$$D_T = Ane + Def = 1,4 m + 1,4 m = 2,8 m$$

### 5.3.11.2 NUMERO DE ESTRUCTURAS POSIBLE

Techo	TECHO CON CAÍDA AL NORTE		TECHO CON CAÍDA AL SUR	
	TCN1	TCN2	TCS1	TCS2
<b>Porción</b>				
<b>Ancho disponible</b>	23,6 m	20 m	43,6 m	43,6 m
<b>Largo disponible</b>	27 m	7,2 m	19 m	19 m

Tabla 4 - Superficie disponible de techo

Techo	TECHO CON CAÍDA AL NORTE			TECHO CON CAÍDA AL SUR	
Porción	TCN1		TCN2	TCS1	TCS2
Ancho necesario por estructura	17,8 m	17,8 m	17,8 m	17,8 m	17,8 m
Largo necesario por estructura	2,4 m	2,4 m	2,4 m	2,8 m	2,8 m

Tabla 5 - Superficie necesaria por estructura según caída del techo

Realizando el cociente entre las dimensiones disponibles y las necesarias obtenemos el número de estructuras que es posible colocar.

Techo	TECHO CON CAÍDA AL NORTE			TECHO CON CAÍDA AL SUR	
Porción	TCN1		TCN2	TCS1	TCS2
Numero de estructuras posibles a lo ancho	1	1	2	2	2
Numero de estructuras posibles a lo largo	11	3	7	7	6
Número total de estructuras posibles por porción	14		14	14	12
Número total de estructuras posibles	54				

Tabla 6 - Número de estructuras posibles

### 5.3.11.3 DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS SOBRE EL TECHO

Teniendo en cuenta que para alojar los 810 paneles solares son necesarias 45 estructuras con 18 paneles cada una, sobra espacio para 9 estructuras.

En la distribución sobre el techo se priorizara la cercanía a la sala de tableros (FR-003) para generar un ahorro de material como son los conductores, y a su vez que la caída de tensión debida a la distancia sea lo menor posible.

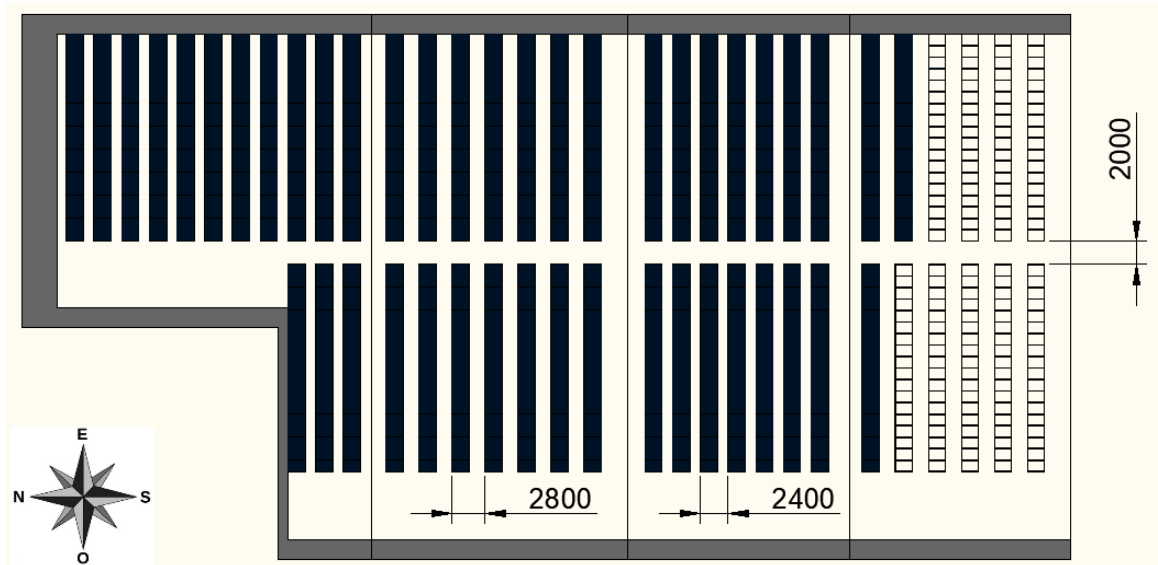


Ilustración 32 - Distribución de estructuras en el techo

De esta manera, las estructuras con sus debidos paneles se dispondrán abarcando la totalidad de las porciones del techo excepto la que tiene caída al sur (TCS2) en la cual solo se dispondrán dos estructuras del lado este y una del lado oeste.

Las estructuras dispuestas en las porciones con caída al norte (TCN) estarán distanciadas unas de otras 2,4 m, mientras que las que dispuestas en las porciones con caída al sur (TCS) lo estarán 2,8 m como se determinó en el capítulo 5.3.11.1.3.

A su vez, a lo ancho se dejará un pasillo de 2 m entre las estructuras para facilitar el acceso y futuro montaje.

Toda la superficie calculada sobrante donde pueden alojarse 9 estructuras más, como así también la porción que da al oeste se deja para una futura ampliación.

#### 5.3.14 VERIFICACIÓN DE SOBRECARGA DEL TECHO

Ver catálogos utilizados en capítulo 6.7.2.3 “ESTRUCURAS” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS

PATAS				
Componente	Descripción	Longitud/unidades	Peso por m/unid	Peso
Base	Angulo 2" x 1/8"	1,5 m	2,52 Kg/m	3,78 Kg
Pie 1	Angulo 2" x 1/8"	1,5 m	2,52 Kg/m	3,78 Kg
Pie 2	Angulo 2" x 1/8"	0,375 m	2,52 Kg/m	0,945 Kg
Pernos	Cabeza hexagonal M10 - 1,5 x 25	3 unid.	0,02 Kg/unid	0,06 Kg
Tuercas	M10 - 1,5	3 unid.	0,01 Kg/unid	0,03 Kg

Subtotal	8,6 Kg
<b>Total x 10 patas</b>	<b>86 Kg</b>

PERFILES C				
Componente	Descripción	Longitud/unidades	Peso por m/unid	Peso
Travesaño 1	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	6 m	3,36 Kg/m	20,16 Kg
Travesaño 2	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	6 m	3,36 Kg/m	20,16 Kg
Travesaño 3	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	12 m	3,36 Kg/m	40,32 Kg
Travesaño 4	Perfil C galvanizado 100x50x15x2	12 m	3,36 Kg/m	40,32 Kg
Pernos	Cabeza hexagonal M8 - 1,25 x 20	22 unid.	0,02 Kg/unid	0,44 Kg
Tuercas	M8 - 1,25	22 unid.	0,01 Kg/unid	0,22 Kg

<b>Total</b>	<b>121,62 Kg</b>
--------------	------------------

PANELES SOLARES				
Componente	Descripción	Longitud/unidades	Peso por m/unid	Peso
Panel solar	275 W - 1,64 m x 0,992 m	18	18,6 Kg/m	334,8 Kg
Pernos	Cabeza hexagonal M6 - 1 x 15	72 unid.	0,01 Kg/unid	0,72 Kg
Tuercas	M6 - 1	72 unid.	0,005 Kg/unid	0,36 Kg

<b>Total</b>	<b>335,88 Kg</b>
--------------	------------------

PESO TOTAL POR ESTRUCTURA	
Elementos	Peso
Patas	86 Kg
Perfiles C	121,62 Kg
Paneles solares	335,88 Kg

<b>Total</b>	<b>543,5 Kg</b>
--------------	-----------------

PESO DE ESTRUCTURA POR m <sup>2</sup>				
Peso total	Ancho	Largo	Superficie abarcada	Peso por m <sup>2</sup>
543,5 Kg	1,5 m	18 m	27 m <sup>2</sup>	20,1 Kg/m <sup>2</sup>

Teniendo en cuenta los datos aportados por la empresa Metalúrgica Albace, quien diseñó y construyó el techo perteneciente al área de generación fotovoltaica, la sobrecarga prevista es de 40 Kg/m<sup>2</sup>. Al cada estructura aportar 20,1 Kg/m<sup>2</sup> verifica la condición de sobrecarga del techo.

### 5.3.17 VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES Y CONECTORES DE LOS PANELES

Como sabemos, los 18 paneles solares que forman los string en cada estructura irán conectados en serie.

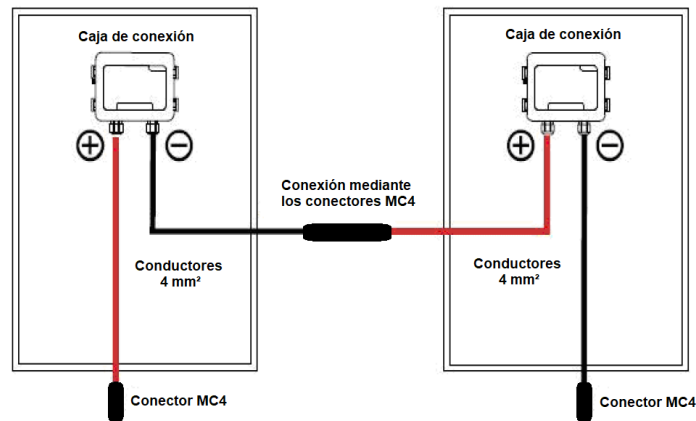


Ilustración 33 - Conexión de módulos en serie

En este apartado se hará la verificación de los conductores y conectores que trae originalmente cada panel para poder así hacer uso de los mismos y no tener que cambiarlos, lo cual generaría un costo adicional.

Ver capítulo 6.7.2.4 “CONECTOR MC4” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS

Consideraciones a tener en cuenta según Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006

Temperatura ambiente para el cálculo (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 92; 771.16.2.1.2)

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 % (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 92; 771.16.2.1.3)

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. (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 93; 771.16.2.1.4)

b) Aislación de polietileno reticulado (XLPE) material termoestable: 250 °C

#### 5.3.17.1 CONDUCTOR DC DE CADA PANEL SOLAR

Datos:

Longitud máxima de cada conductor:  $L_{mcc} = 900 \text{ mm}$

Temperatura máxima ambiente:  $T_{ma} = 40^\circ \text{ C}$

Conductor empleado: Propio del fabricante para aplicaciones fotovoltaicas, unipolar de cobre, con aislación XLPE/Termoestable

Sistema de instalación: Al aire libre conectado mediante conector MC4

Sección del conductor:  $S_c = 4 \text{ mm}^2$

Potencia nominal de panel:  $P_{np} = 275 \text{ W}$

Corriente en el punto de máxima potencia:  $I_{mp} = 8,5 \text{ A}$

Tensión en el punto de máxima potencia:  $V_{mp} = 32,36 \text{ V}$

Corriente de cortocircuito:  $I_{sc} = 9,1 \text{ A}$



Tensión a circuito abierto:  $V_{oc} = 38,46 V$

Los conductores y conectores MC4 de cada módulo fotovoltaico estarán expuestos a la tensión de cada string (18 paneles en serie). Por lo tanto, esta máxima tensión será la de todos los paneles en serie y considerando la tensión a circuito abierto a temperatura y radiación mínima determinada en el capítulo 5.3.8.1.

$$V_{max} = 18 \cdot V_{OC_{max}} = 18 \cdot 42 V = 756 V$$

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.

#### 5.3.17.1.1 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.

La corriente máxima que en régimen permanente va a circular por el cable deberá ser incrementada por el factor de corrección por tipo de receptor o instalación según (IEC-60364-7-712) y (ITC-BT 40, punto 5): "Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador"

Por lo que aplicando el factor tenemos:

$$I' = 1,25 \cdot 8,5 A = 10,6 A$$

Como se trata de un tendido al aire libre por medio de conectores MC4 canalizado en el perfil C de la estructura, tomando como referencia la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método C, bandeja no perforada o de fondo sólido, un cable multipolar, aislación XLPE/Termoestable, 2X, 4 mm<sup>2</sup>, la corriente admisible es de 41 A.

#### 5.3.17.1.2 Verificación de sección por caída de tensión

La caída de tensión para la sección de cable que posee cada panel teniendo en cuenta todo el string (serie de 18 paneles) se calcula como:

$$e = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{\left(2 \cdot 0,9 \frac{m}{panel} \cdot 18 \text{ paneles}\right) \cdot 8,5 A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 4 mm^2} = 1,5 V (0,25\%)$$

Donde:

$L$ : Longitud de la línea (positivo + negativo) = 2 · 900 mm

$I$ : Intensidad nominal = 8,5 A

$\gamma$ : Conductividad del cobre (a 90 °C) para cables termoestables = 45,5  $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$

Sección del conductor = 4 mm<sup>2</sup>

$e$ : Caída de tensión máxima en V

Por lo cual la caída de tensión generada en cada string será de 1,5 V, que representa un 0,25% de la tensión nominal de 582 V.

*5.3.17.1.3 Verificación por corriente de cortocircuito*

Siguiendo lo indicado según “Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuito máximas” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 136; 771.19.2.2.3), para los cortocircuitos cuya duración es de 0,1 s y mayores, hasta 5 s, se considera protegido al conductor cuya sección nominal cumpla con la siguiente expresión.

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

Donde:

*S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>*

*I: Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios*

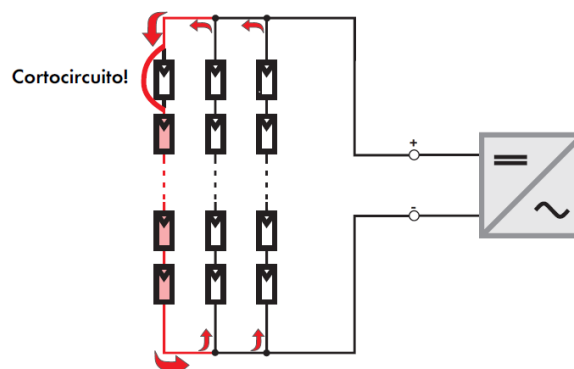
*t: Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos*

*k: Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad termica volumetrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para los conductores aislados con materiales de uso común, los valores de k se muestran en la tabla 771.19.II (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pag 136)*

El valor de k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial 90°C y temperatura final 250 °C según la tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que puede establecerse en cada string no es la proporcionada por cada uno de estos sino que se trata de la denominada corriente inversa. La corriente inversa solo puede ser el resultado de un error en el generador fotovoltaico, por ejemplo un cortocircuito en uno o varios módulos fotovoltaicos, debido al cual la tensión abierta en los bornes de un determinado string cae considerablemente por debajo de la tensión abierta en los bornes de los string paralelos al primero. En el peor de los casos la corriente inversa recorre el string defectuoso.

El valor de la corriente inversa en el string defectuoso es igual a la suma de las corrientes de cortocircuito de los demás string en paralelo con este.



*Ilustración 34 - Corriente inversa*

El valor de la corriente de corto a considerar será entonces dos veces la corriente de cortocircuito a temperatura y radiación solar máxima establecida en capítulo 5.3.8.3.

$$I_{inv} = 2 \cdot I_{SC\ max} = 2 \cdot 9,3\ A = 18,6\ A$$

Tomando para el cálculo un tiempo de 3 s, lo cual se considera prolongado teniendo en cuenta el tiempo de actuación de la protección, el valor de corriente de cortocircuito admisible por el cable será:

$$I_{cc\ adm} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{143 \cdot 4\ mm^2}{\sqrt{3\ s}} = 330\ A$$

La intensidad de corriente de cortocircuito que puede soportar este cable es muy superior a la que se puede establecer de 18,6 A. A su vez, la corriente nominal admisible por los conectores MC4 es de 30 A.

De esta manera los conductores y conectores que trae originalmente el panel solar pueden utilizarse sin inconvenientes considerando la caída de tensión del 0,25% de cada string.

### 5.3.18 DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

En este apartado se calculará la sección mínima que deben tener los conductores según las condiciones a las que se encuentren sometidos. La siguiente ilustración muestra un esquema unifilar orientativo que resume el conexionado del generador fotovoltaico al inversor y de este último a las barras colectoras principales.

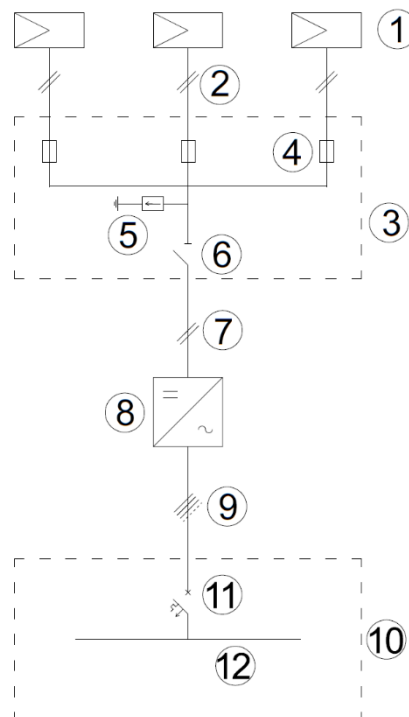


Ilustración 35 - Esquema general de conexión

Donde:  
1 – Strings

- 2 – Conductores DC desde cada string a caja de conexión
- 3 – Caja de conexiones
- 4 – Fusibles
- 5 – Descargador por sobretensión
- 6 – Seccionador
- 7 – Conductores DC desde caja de conexión a inversor
- 8 – Inversor
- 9 – Conductores AC de inversor a barras colectores principales
- 10 – Armario alojado en (COD. FR-003)
- 11 – Interruptor automático
- 12 – Barras colectoras principales

Recordemos que, cada estructura alojará 18 paneles fotovoltaicos conectados en serie entre sí formando un string. Cada una de las dos entradas de los inversores tendrá conectado 3 strings los cuales a su vez estarán conectados en paralelo entre sí por medio de una caja de conexión. Dicha caja de conexión alojará las protecciones necesarias como así también el dispositivo que permitirá el seccionamiento del circuito. Cada uno de los inversores se conectará a las barras colectoras principales para el aporte de la energía generada.

Consideraciones a tener en cuenta según Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006

Temperatura ambiente para el cálculo (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 92; 771.16.2.1.2)

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 % (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 92; 771.16.2.1.3)

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. (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 93; 771.16.2.1.4)

b) Aislación de polietileno reticulado (XLPE) material termoestable: 250 °C

#### 5.3.18.1 CONDUCTOR DC DESDE CADA STRING A CAJA DE CONEXIÓN

Datos:

*Distancia máxima a caja de conexiones:  $D_{mcc} = 27m$*

*Número de paneles por string:  $N_{pps} = 18$*

*Numero de string por caja de conexión:  $N_{spcc} = 3$*

*Temperatura máxima ambiente:  $T_{ma} = 40^{\circ}C$*

*Conductor a emplear: Conductor unipolar de cobre, con aislacion XLPE/Termoestable)*

*Sistema de instalación: Canalizado en perfil C de estructura y por bandeja*

Datos de cada panel:

*Potencia nominal de panel:  $P_{np} = 275 W$*

*Corriente en el punto de máxima potencia:  $I_{mp} = 8,5 A$*

*Tensión en el punto de máxima potencia:  $U_{mp} = 32,36 V$*

*Corriente de cortocircuito:  $I_{sc} = 9,1 A$*

Como los paneles solares están conectados en serie entre sí, la tensión de cada string en el punto de máxima potencia será:

$$U = N_{pps} \cdot U_{mp} = 18 \text{ paneles} \cdot 32,36 \frac{V}{\text{panel}} = 582 V$$

Análogamente, como los paneles en serie son recorridos por la misma corriente en cada string en el punto de máxima potencia tendremos:

$$I = I_{mp} = 8,5 A$$

#### 5.3.18.1.1 Determinación de sección por corriente permanente

Como esta línea tendrá en alguna porción del trayecto exposición directa al sol, la corriente que circula por este deberá ser incrementada por el factor de corrección por exposición directa al sol según (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 101; 771.16.2.2): 0,85

La corriente máxima que en régimen permanente va a circular por el cable deberá ser incrementada también por el factor de corrección por tipo de receptor o instalación según (IEC-60364-7-712) y (ITC-BT 40, punto 5): “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”

Por lo que aplicando los factores tenemos:

$$I' = \frac{1,25 \cdot 8,5 A}{0,85} = 12,5 A$$

Como se trata de un tendido al aire libre canalizado en el perfil C de la estructura y por bandeja, tomando como referencia la tabla 771.16.III (continuación) “Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método C, bandeja no perforada o de fondo sólido, un cable multipolar, aislación XLPE/Termoestable, 2X, la preselección de una sección será de 1,5 mm<sup>2</sup> que admite una corriente de 22 A.

#### 5.3.18.1.2 Determinación de sección por caída de tensión

Caída de tensión en instalaciones generadoras de baja tensión:

Según (ITC-BT 40, punto 5), “La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”

Para la línea objeto de nuestro cálculo limitamos la caída de tensión al 0,25%, considerando que ya tenemos un 0,25% propio del string y el 1% restante lo dejamos para el cableado hasta el inversor.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$e = 0,25\% \cdot 582 V = 1,5 V$$

La fórmula con la que obtendremos la sección por el criterio de caída de tensión es la siguiente (igual que en alterna monofásica con  $\cos\varphi = 0$  y sin tener en cuenta la reactancia por tratarse de corriente continua)

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot e}$$

Donde:

*L*: Longitud de la línea (positivo + negativo) = 27 m (condición mas desfavorable)

*I*: Intensidad nominal = 8,5 A

*γ*: Conductividad del cobre (a 90 °C) para cables termoestables =  $45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$

*e*: Caída de tensión máxima en V = 1,5 V

Aplicando los valores

$$S = \frac{27 m \cdot 8,5 A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 1,5 V} = 3,4 mm^2$$

Por lo tanto la sección resultante es la inmediata superior de 4 mm<sup>2</sup> al ser la mayor de los dos criterios (corriente permanente admisible y caída de tensión).

Según la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método C, bandeja no perforada o de fondo sólido, un cable multipolar, aislación XLPE/Termoestable, 2X, la sección de 4 mm<sup>2</sup> admite una corriente de 41 A.

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

$$e = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{27 m \cdot 8,5 A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 4 mm^2} = 1,3 V (0,22\%)$$

#### 5.3.18.1.3 Verificación por corriente de cortocircuito

Siguiendo lo indicado según "Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuito máximas" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 136; 771.19.2.2.3), para los cortocircuitos cuya duración es de 0,1 s y mayores, hasta 5 s, se considera protegido al conductor cuya sección nominal cumpla con la siguiente expresión.

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

Donde:

*S*: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

*I*: Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios

*t*: Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos

*k*: Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad termica volumetrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para los conductores aislados con materiales de uso común, los valores de *k* se muestran en la tabla 771.19.II (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pag 136)

El valor de *k* para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial 90°C y temperatura final 250 °C según la tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que puede establecerse en cada string, es decir para este tramo, es también la denominada corriente inversa como se determinó en el apartado de "VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES Y CONECTORES DE LOS PANELES"

El valor de la corriente de corto a considerar será entonces dos veces la corriente de cortocircuito a temperatura y radiación solar máxima establecida en el capítulo 5.3.8.3.

$$I_{inv} = 2 \cdot I_{SC\ max} = 2 \cdot 9,3\ A = 18,6\ A$$

Tomando para el cálculo un tiempo de 3 s, lo cual se considera prolongado teniendo en cuenta el tiempo de actuación de la protección, el valor de corriente de cortocircuito admisible por el cable será:

$$I_{cc\ adm} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{143 \cdot 4\ mm^2}{\sqrt{3\ s}} = 330\ A$$

La intensidad de corriente de cortocircuito que puede soportar este cable es muy superior a la que se puede establecer de 18,6 A.

Se comprueba entonces teniendo en cuenta los tres criterios, que la sección de 4 mm<sup>2</sup> verifica y será la mínima a utilizar para este tramo.

#### 5.3.18.2 CONDUCTOR DC DE CAJA DE CONEXIÓN A INVERSOR

Datos:

*Distancia máxima a inversor: Dmi = 160m*

*Número de paneles por string: Npps = 18*

*Numero de string por caja de conexión: Nspcc = 3*

*Temperatura máxima ambiente: Tma = 40° C*

*Conductor a emplear: Conductor unipolar de cobre, con aislación XLPE/Termoestable*

*Sistema de instalación: Bandeja tipo escalera*

Datos de cada panel:

*Potencia nominal de panel: Pnp = 275 W*

*Corriente en el punto de máxima potencia: Imp = 8,5 A*

*Tensión en el punto de máxima potencia: Vmp = 32,36 V*

*Corriente de cortocircuito: Isc = 9,1 A*

La tensión que tendrá el conductor que une la caja de conexión con una de las entradas del inversor será la misma que la de cada string, ya que los 3 string por cada caja de conexión se encuentran conectados en paralelos entre sí.

$$U = Npps \cdot Vmp = 18\ paneles \cdot 32,36 \frac{V}{panel} = 582\ V$$

En este caso la corriente que transportará será la suma de la aportada por cada uno de los 3 string, es decir

$$I = Imp \cdot Nspcc = 8,5\ A \cdot 3 = 25,5\ A$$

*5.3.18.2.1 Determinación de sección por corriente permanente*

Como esta línea tendrá a lo largo del trayecto gran parte de exposición directa al sol, la corriente que circula por este deberá ser incrementada por el factor de corrección por exposición directa al sol según (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 101; 771.16.2.2): 0,85

La corriente máxima que en régimen permanente va a circular por el cable deberá ser incrementada también por el factor de corrección por tipo de receptor o instalación según (IEC-60364-7-712) y (ITC-BT 40, punto 5): “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”

Este conductor irá sobre bandeja tipo escalera junto a los demás cables provenientes de las sucesivas cajas de conexiones que aportarán cada 3 estructuras (string) a lo largo del trayecto.

La agrupación más numerosa la formará el trayecto de bandeja tipo escalera que recolecta los conductores de la estructura FR-001-ES01 a la FR-001-ES28.

De esta manera el número de circuitos que irán juntos es de 9. Según tabla 771.16.IV “Factores de reducción para agrupamiento de más de un circuito monofásico o trifásico o más de un cable multipolar” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 100), para una sola capa de conductores sobre bandeja tipo escalera y 9 circuitos corresponde un factor de 0,78.

Por lo que aplicando los factores tenemos:

$$I' = \frac{1,25 \cdot 25,5 A}{0,85 \cdot 0,78} = 48 A$$

Como se trata de un tendido al aire libre en bandeja tipo escalera, tomando como referencia la tabla 771.16.III (continuación) “Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método E, bandeja tipo escalera, un cable multipolar, aislación XLPE/Termoestable, 2X, la preselección de una sección será de 6 mm<sup>2</sup> que admite una corriente de 57 A.

*5.3.18.2.2 Determinación de sección por caída de tensión*

Caída de tensión en instalaciones generadoras de baja tensión:

Según (ITC-BT 40, punto 5), “La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”

La caída de tensión para este tramo será el restante 1 %

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$e = 1\% \cdot 582 V = 5,82 V$$

La fórmula con la que obtendremos la sección por el criterio de caída de tensión es la siguiente (igual que en alterna monofásica con  $\cos\varphi = 0$  y sin tener en cuenta la reactancia por tratarse de corriente continua)

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot e}$$



Donde:

$L$ : Longitud de la línea (positivo + negativo) =  $2 \cdot 160m$  (condición mas desfavorable)

$I$ : Intensidad nominal =  $25,5 A$

$\gamma$ : Conductividad del cobre (a  $90^\circ C$ ) para cables termoestables =  $45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$

$e$ : Caída de tensión máxima en  $V = 5,82 V$

Aplicando los valores

$$S = \frac{320 m \cdot 25,5 A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 5,82 V} = 31 mm^2$$

Por lo tanto la sección resultante es la inmediata superior de  $35 mm^2$  al ser la mayor de los dos criterios (corriente permanente admisible y caída de tensión).

Según la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de  $40^\circ C$ " (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método E, bandeja tipo escalera, un cable multipolar, aislación XLPE/Termoestable, 2X, la sección de  $35 mm^2$  admite una corriente de 168 A.

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

$$e = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot S} = \frac{320 m \cdot 25,5 A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 35 mm^2} = 5,12 V (0,88\%)$$

Lo que sumado a la caída de tensión de cada string y la de los conductores de cada string a la caja de conexión tendremos:

$$e = 0,25\% + 0,22\% + 0,88\% = 1,35\%$$

Verificando la condición de caída de tensión no superior al 1,5% hasta el inversor, el cual en su salida ya adecuará la tensión en 400 V CA.

#### 5.3.18.2.3 Verificación por corriente de cortocircuito

Siguiendo el mismo procedimiento que el caso anterior de conductor DC desde cada string a caja de conexión tendremos

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

Donde:

$S$ : Sección del conductor en  $mm^2$

$I$ : Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios

$t$ : Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos

$k$ : Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad termica volumetrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para los conductores aislados con materiales de uso común, los valores de  $k$  se muestran en la tabla 771.19.II (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pag 136)

El valor de k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial 90°C y temperatura final 250 °C según la tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que podrá darse en este tramo es el equivalente la de los tres string juntos, es decir:

$$I_{cc} = 3 \cdot I_{SC \max} = 3 \cdot 9.3 \text{ A} = 27,9 \text{ A}$$

Tomando para el cálculo un tiempo de 3 s, lo cual se considera prolongado teniendo en cuenta el tiempo de actuación de la protección, el valor de corriente de cortocircuito admisible por el cable será:

$$I_{cc_{adm}} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{143 \cdot 35 \text{ mm}^2}{\sqrt{3 \text{ s}}} = 2890 \text{ A}$$

La intensidad de corriente de cortocircuito que puede soportar este cable es muy superior a la que se puede establecer de 27,9 A.

Se comprueba entonces teniendo en cuenta los tres criterios, que la sección de 35 mm<sup>2</sup> verifica y será la mínima a utilizar para este tramo.

#### 5.3.18.3 CONDUCTOR AC DE INVERSOR A BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES

Datos:

*Distancia máxima a barras colectoras principales:  $D_{mbc} = 10\text{m}$*

*Temperatura máxima ambiente:  $T_{ma} = 40^\circ \text{C}$*

*Conductor a emplear: Conductor unipolar de cobre, con aislación XLPE/Termoestable*

*Sistema de instalación: Canalización abierta o ventilada en el suelo*

Datos del inductor:

*Potencia nominal del inductor:  $P_{ni} = 30000 \text{ W}$*

*Tensión nominal del inductor:  $U_{ni} = 400 \text{ V}$*

*Corriente máxima de salida del inductor:  $I_{msi} = 43,5 \text{ A}$*

##### 5.3.18.3.1 Determinación de sección por corriente permanente

Para este caso no hace falta corrección por exposición al sol, temperatura o agrupamiento, ya que el tramo se encuentra dentro de la sala de tableros a temperatura ambiente y el agrupamiento será de los 4 conductores unipolares a la salida del inductor.

La máxima corriente permanente de salida del inductor es de:

$$I_{\max \text{ sal inv}} = 43,5 \text{ A}$$

Como se trata de una canalización abierta o ventilada en el suelo, tomando como referencia la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método C, bandeja no perforada de fondo sólido, cables unipolares en contacto, aislación XLPE/Termoestable, 3X1X, la preselección de una sección será de 6 mm<sup>2</sup> que admite una corriente de 47 A.

5.3.18.3.2 *Determinación de sección por caída de tensión*

La caída de tensión para este tramo será como máximo de 1% según punto 771.13.b).2 (nota) "Sección nominal de los conductores" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 89;)  
Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

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

La fórmula con la que obtendremos la sección por el criterio de caída de tensión es la siguiente (no se considera la reactancia por no ser significativa la distancia)

$$S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

Donde:

*P*: Potencia en  $W = 30000 W$

*L*: Longitud de la línea en metros = 10 m

*U*: Tensión de la línea en  $V = 400 V$

*γ*: Conductividad del cobre (a 90 °C) para cables termoestables =  $45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$

*e*: Caída de tensión máxima en  $V = 6 V$

Aplicando los valores

$$S = \frac{30000 W \cdot 10 m}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 1 V \cdot 400 V} = 16,5 mm^2$$

Por lo tanto la sección debe aumentarse a la inmediata superior de 25 mm<sup>2</sup> al ser la mayor de los dos criterios (corriente permanente admisible y caída de tensión).

Según la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método C, bandeja no perforada de fondo sólido, cables unipolares en contacto, aislación XLPE/Termoestable, 3X1X, la sección de 25 mm<sup>2</sup> admite una corriente de 108 A.

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

$$e = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U} = \frac{30000 W \cdot 10 m}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 25 mm^2 \cdot 400 V} = 0,66 V (0,16 \%)$$

5.3.18.3.3 *Verificación por corriente de cortocircuito*

Siguiendo el mismo procedimiento que el caso anterior de conductor DC desde caja de conexión al inversor tenemos:

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

Donde:

*S*: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

*I*: Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios

*t*: Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos

*k*: Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad

*termica volumetrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para los conductores aislados con materiales de uso común, los valores de k se muestran en la tabla 771.19.II (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pag 136)*

El valor de k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial 90°C y temperatura final 250 °C según la tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito (defecto trifásico) que podrá darse en este tramo la podremos obtener con la siguiente ecuación

$$I''_k = \frac{c \cdot U_L}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

Donde:

$I''_k$ : Corriente de cortocircuito en el punto de falla

c: Factor de tensión (igual a 1,05 en el punto de falla)

$U_L$ : Tensión nominal de línea en el punto de defecto

$Z_{cc}$ : Impedancia de cortocircuito hasta el punto de falla

Procedemos al cálculo de la impedancia total hasta el punto de falla

IMPEDANCIA DE LA RED:

Siguiendo el ejemplo de cálculo del (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Anexo 771-H; Pág. 223), la impedancia de la red será

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

Donde:

$U_{BT}$ : Tensión de línea del lado de baja tensión [V]

$S_{nr}$ : Potencia de cortocircuito de la red [KVA]

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

$$Z_{RED} = \frac{(400 V)^2}{300 MVA} = 0,53 m\Omega$$

$$R_{RED} = 0,2 \cdot Z_{RED} = 0,2 \cdot 0,53 m\Omega = 0,11 m\Omega$$

$$X_{RED} = \sqrt{Z_{RED}^2 - R_{RED}^2} = \sqrt{(0,53 m\Omega)^2 - (0,11 m\Omega)^2} = 0,52 m\Omega$$

IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR:

Esta se obtiene como

$$Z_T = U_{cc\%} \cdot \frac{U_{BT}^2}{S_n}$$

Donde

$U_{BT}$ : Tensión de línea del lado de baja tensión [V]

$S_n$ : Potencia aparente del transformador [KVA]

$U_{cc\%}$ : Tensión de cortocircuito porcentual del transformador

$$Z_T = 0,05 \cdot \frac{(400 V)^2}{1000 KVA} = 8 m\Omega$$

La resistencia la obtenemos de la ecuación de potencia de cortocircuito

$$P_{CC} = 3 \cdot I_n^2 \cdot R$$

$$R_T = \frac{P_{CC}}{3 \cdot I_n^2} = \frac{P_{CC} \cdot U_{BT}^2}{3 \cdot S_n^2}$$

Donde

$P_{CC}$ : Potencia de cortocircuito del transformador [W]

$$R_T = \frac{10500 W \cdot (400 V)^2}{3 \cdot (1000 KVA)^2} = 0,56 m\Omega$$

La reactancia será entonces

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{(8 m\Omega)^2 - (0,56 m\Omega)^2} = 8 m\Omega$$

#### IMPEDANCIA DE TRANSFORMADOR A BARRAS PRINCIPALES:

Este tramo tiene una longitud de 10 m y lo conforman conductores de 300 mm<sup>2</sup>, los cuales poseen una resistencia de  $R = 0,06 \Omega/Km$  y una reactancia de  $X = 0,08 \Omega/Km$ , según lo indicado en (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016).

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

$$R_{T-B} = 0,01 Km \cdot 0,06 \frac{\Omega}{Km} = 0,6 m\Omega$$

$$X_{T-B} = 0,01 Km \cdot 0,08 \frac{\Omega}{Km} = 0,8 m\Omega$$

$$Z_{T-B} = \sqrt{(0,6 m\Omega)^2 + (0,8 m\Omega)^2} = 1 m\Omega$$

La impedancia total hasta las barras colectoras principales será entonces de:

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

$$Z_{CC} = \sqrt{(0,6 \text{ m}\Omega + 0,56 \text{ m}\Omega + 0,6 \text{ m}\Omega)^2 + (0,52 \text{ m}\Omega + 8 \text{ m}\Omega + 0,8 \text{ m}\Omega)^2} = 9,5 \text{ m}\Omega$$

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

$$I''_k = \frac{1,05 \cdot 380 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 9,5 \text{ m}\Omega} = 24,2 \text{ KA}$$

Esta corriente de cortocircuito será la suministrada por un solo transformador de 1000 KVA, en el caso en estudio, debemos considerar el doble de esta corriente por tener la empresa dos transformadores operando en paralelo. A su vez, debemos añadir la máxima corriente que pueden suministrar cada uno de los restantes 7 inversores ante una falla.

Cada inversor puede entregar como máximo 43,5 A, por lo tanto la corriente de cortocircuito total en barras principales ante un defecto en el tramo en análisis será:

$$I = 2 \cdot 24,2 \text{ KA} + 7 \cdot 43,5 \text{ A} = 48,7 \text{ KA}$$

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

$$S \geq \frac{48,7 \text{ KA} \cdot \sqrt{0,1}}{143} = 108 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los tres criterios adoptamos entonces la sección comercial inmediata superior de 120 mm<sup>2</sup>, que según la tabla 771.16.III (continuación) "Intensidades de corrientes admisibles [A] para temperatura ambiente de 40°C" (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 97) Método C, bandeja no perforada de fondo sólido, cables unipolares en contacto, aislación XLPE/Termoestable, 3X1X, admite una corriente de 293 A.

### 5.3.19 SELECCIÓN DE CONDUCTORES

La selección de conductores se hará del Catálogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016.

Ver capítulo 6.7.2.5 "SELECCIÓN DE CONDUCTORES" del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

#### 5.3.19.1 CONDUCTOR DC DESDE CADA STRING A CAJA DE CONEXIÓN

El cable seleccionado para este tramo es el P-SUN 2.0 especial para instalaciones solares fotovoltaicas.

Como se trata de un tendido al aire libre canalizado en el perfil C de la estructura y por bandeja, el sistema de instalación es tipo F según tabla 52-B2 "Modos de instalación e instalaciones tipo" (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016; Pág. 23).

De tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016; Pág. 28), al ser una instalación monofásica con cable P-SUN 2.0, termoestable de cobre, XLPE2, seleccionamos un cable de 4 mm<sup>2</sup> el cual admite una corriente de 46 A.

#### *5.3.19.2 CONDUCTOR DC DE CAJA DE CONEXIÓN A INVERSOR*

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

Como se trata de un tendido al aire libre en bandeja tipo escalera, el sistema de instalación es tipo F según tabla 52-B2 “Modos de instalación e instalaciones tipo” (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016; Pág. 23).

De tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016; Pág. 28), al ser una instalación monofásica con cable P-SUN 2.0, termoestable de cobre, XLPE2, seleccionamos un cable de 35 mm<sup>2</sup> el cual admite una corriente de 174 A.

#### *5.3.19.3 CONDUCTOR AC DE INVERSOR A BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES*

El cable seleccionado para este caso es el Afumex Easy (AS).

Como se trata de una canalización abierta o ventilada en el suelo, el sistema de instalación es tipo B1 según tabla 52-B2 “Modos de instalación e instalaciones tipo” (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016; Pág. 23).

De tabla A.52-1 bis “Intensidades admisible en amperios al aire libre (40°C)” (Catalogo Prysmian - Soluciones para baja tensión, cables y accesorios – 2016; Pág. 28), al ser una instalación trifásica con cable Afumex Easy (AS), termoestable de cobre, XLPE3, seleccionamos un cable de 120 mm<sup>2</sup> el cual admite una corriente de 260 A.

### *5.3.20 DETERMINACIÓN DE LAS PROTECCIONES*

Las protecciones de los strings serán, un fusible por cada conductor para evitar las posibles sobrecargas, un descargador por sobretensión para evacuar eventuales sobretensiones, y un seccionador para poder abrir el circuito en caso de ser necesario. Estas protecciones se encontrarán en las cajas de conexión dispuestas una por cada tres estructuras.

El inversor seleccionado posee del lado DC y AC seccionadores y descargadores por sobretensión. También cuenta con fusibles en ambas entradas DC.

Antes de la conexión de los inversores con las barras principales se colocarán interruptores automáticos para proteger la instalación ante sobreintensidades.

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

#### *5.3.20.1 GENERALIDADES*

##### *5.3.19.1.1 Protección contra las corrientes de sobrecargas*

Capítulo 771.19.2.1 “Protecciones contra las corrientes de sobrecarga” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 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:

$$1) I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$2) I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

$I_B$ : Corriente de proyecto (Corriente para la cual el circuito fue diseñado)

$I_Z$ : Intensidad de corriente admisible en régimen permanente por los conductores a proteger

$I_2$ : Intensidad de corriente que asegure el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección en el tiempo convencional en las condiciones definidas; la intensidad de corriente  $I_2$  que asegure el funcionamiento del dispositivo de protección está definida en la norma del producto o puede ser obtenida del fabricante.

$I_n$ : Corriente asignada o nominal del dispositivo de protección.

#### 5.3.20.1.2 Protección contra las corrientes de cortocircuito

Capítulo 771.19.2.2 “Protecciones contra las corrientes de sobrecarga” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 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



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

Donde:

*t*: Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos

*k*: Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad termica volumetrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo

*S*: Seccion del conductor en mm<sup>2</sup>

*I*: Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios

### 5.3.20.2 PROTECCIONES EN CAJA DE CONEXIONES DE LOS STRINGS

#### 5.3.20.2.1 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 coste. Cada ramal posee dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

Teniendo en cuenta la sección de los conductores de cada panel y de los tramos que unen los strings con la caja de conexiones en CC los cuales son de 4 mm<sup>2</sup>, y según los valores obtenidos en el apartado de dimensionado de conductores, los parámetros de trabajo son:

Protección contra las corrientes de sobrecargas:

$$1) I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_B = 8,5 A$$

$$I_Z = 41 A$$

La corriente nominal inmediata superior de fusible comercial es de  $I_n = 10 A$ .

$$8,5 A \leq 10 A \leq 41 A$$

Por lo tanto se cumple la primera condición.

$$2) I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Según (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138)

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

$$4 < I_n \leq 16 A \quad \text{en tiempo concencional 60 min} \quad I_2 = 1,9 \cdot I_n$$

El valor de  $I_2$  será entonces de:

Preparó: Bogliacino - Mendoza	Revisó: GP 17-07-18	Aprobó:	Página 62 de 76
-------------------------------	---------------------	---------	-----------------

$$I_2 = 1,9 \cdot 10 A = 19 A$$

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

$$19 A \leq 1,45 \cdot 41 A$$

$$19 A \leq 59,4 A$$

Por lo tanto también se cumple la segunda condición.

La tensión nominal de los fusibles deberá ser superior a la máxima generada por el string, es decir en condición de circuito abierto, mínima temperatura y radiación como se determinó en el apartado "numero de paneles por string"

$$U_F = Npps \cdot V_{OC\ max}$$

$$U_F = 18 \cdot 42 V$$

$$U_F = 756 V$$

Protección contra las corrientes de cortocircuito:

a) Regla del poder de corte

La capacidad de ruptura ( $P_{dccc}$ ) de los fusibles de protección será por los menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta ( $I_k''$ ) en el punto donde el dispositivo está instalado.

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

$$P_{dccc} \geq 18,6 A$$

Como se puede determinar en el apartado del dimensionado de los conductores que unen los strings con la caja de conexión, la mayor corriente de cortocircuito que puede establecerse será la denominada corriente inversa con una magnitud de 18,6 A. Este valor es muy cercano al nominal del fusible determinado ( $I_n = 10 A$ ) por lo cual podrá interrumpir este tipo de falla sin ningún inconveniente.

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.

En el apartado del dimensionado de los conductores de cada string se puede determinar que aun tomando un tiempo muy prudencial de 3 s el cable de 4 mm<sup>2</sup> utilizado en este punto puede soportar una corriente mucho mayor a la que puede establecerse ante un cortocircuito. De todas formas se buscará que la protección actúe dentro de este tiempo.

### 5.3.20.2.2 Descargadores por sobretensión

Las instalaciones que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorias que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

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. Dicha tensión máxima ya fue determinada en el capítulo 5.3.8.1 y aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto, temperatura ambiente y radiación solar mínima.

$$U_{des} > V_{OC\ MAX}$$

Donde:

$U_{des}$ : Tensión nominal del descargador en regimen permanente

$V_{OC\ MAX}$ : Tensión maxima que se puede dar en el generador fotovoltaico

La tensión del descargador deberá ser

$$U_{des} > 756\ V$$

Se deberá utilizar entonces un descargador por sobretensión de 1000 V de CC.

### 5.3.20.2.3 Seccionador

Para la elección del seccionador se tienen en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que debe ser capaz de interrumpir al abrirse.

Para esta instalación dichos parámetros vienen dados por la máxima corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada string por el número de estos asociados en el seccionador (3 para este caso), y la máxima tensión de servicio que se dará en la instalación bajo la condición de circuito abierto, temperatura y radiación mínima.

Ambos valores ya fueron determinados en el capítulo 5.3.8.3.

$$I_{secc} = 3 \cdot I_{SC\ MAX} = 3 \cdot 9,3\ A = 27,9\ A$$

$$U_{secc} = 756\ V$$

### 5.3.20.3 PROTECCIONES LADO DC DEL INVERSOR

#### 5.3.20.3.1 Sobreintensidades

El inversor seleccionado trae consigo protección contra sobreintensidades del lado de CC las cuales ya vienen preparadas para trabajar en las condiciones diseñadas.

#### 5.3.20.3.2 Descargadores por sobretensión

El inversor también posee descargadores por sobretensión en el lado de CC. Estos pueden trabajar con una tensión permanente de hasta 1000 V.

#### 5.3.20.3.3 Seccionador

En su entrada de CC el inversor también trae incorporado un seccionador, el cual permite desconectar las dos entradas que este posee.

### 5.3.20.4 PROTECCIONES LADO AC DEL INVERSOR

#### 5.3.20.4.1 Seccionador

Al igual que del lado de CC, el inversor posee un seccionador para el lado de CA. Dicho seccionador nos permite desconectar de la red nuestro inversor.

#### 5.3.20.4.2 Descargadores por sobretensión

En su salida de CA el inversor también contiene descargadores por sobretensión conectados a cada una de las tres fases.

#### 5.3.20.4.3 Interruptor automático

Por último, antes de la conexión del inversor a las barras colectoras principales, se coloca un interruptor automático. El mismo deberá cumplir con los siguientes requisitos:

Teniendo en cuenta que los conductores que unen el inversor a las barras tienen una sección de 120 mm<sup>2</sup> y admiten una corriente de 260 A tenemos:

Protección contra las corrientes de sobrecargas:

$$1) I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_B = 43,5 A$$

$$I_Z = 260 A$$

La corriente nominal inmediata superior de los interruptores automáticos comerciales es de  $I_n = 50 A$ .

$$43,5 A \leq 50 A \leq 260 A$$

Por lo tanto se cumple la primera condición.

$$2) I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Según (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138)

$I_2$  = Intensidad de corriente de operación o disparo seguro de los interruptores automáticos conforme a IEC 60947 – 2:

$$\text{Para } I_n \leq 63 \text{ A (en tiempo convencional 1h)} \quad I_2 = 1,3 \cdot I_n$$

El valor de  $I_2$  será entonces de:

$$I_2 = 1,3 \cdot 50 \text{ A} = 65 \text{ A}$$

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

$$65 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 260 \text{ A}$$

$$65 \text{ A} \leq 377 \text{ A}$$

Por lo tanto también se cumple la segunda condición.

Protección contra las corrientes de cortocircuito:

a) Regla del poder de corte:

La capacidad de ruptura ( $P_{dccc}$ ) de los fusibles de protección será por los menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta ( $I_k''$ ) en el punto donde el dispositivo está instalado.

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

$$P_{dccc} \geq 48,7 \text{ A}$$

Tal como se determinó a la hora de verificar por corriente de cortocircuito la sección de los conductores que unen los inversores con las barras principales, la máxima corriente de cortocircuito que puede establecerse del lado de CA de los inversores es de 48,7 KA y por lo tanto la protección deberá tener un poder de corte igual o mayor a este.

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.

Lo que determinó la sección de este tramo en su cálculo fue la exposición del mismo ante la corriente presunta de cortocircuito. En dicho cálculo el tiempo que se tuvo en cuenta fue de 0,1 s por lo cual el interruptor automático deberá ser capaz de actuar en igual o menor cantidad de tiempo.

### 5.3.21 SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

#### 5.3.21.1 CAJA DE CONEXIONES DE LOS STRINGS:

##### 5.3.21.1.1 Fusibles

Ver capítulo 6.7.2.6.1 “FUSIBLES” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

De la empresa nacional Enertik seleccionamos los fusibles cilíndricos de 10x38 mm gPV de 10 A y 1000 V CC con su respectivo porta fusibles para colocación en riel DIN.

Estos fusibles poseen un poder de corte de 30 KA siendo mayor a los 18,6 A requeridos para este caso.

Debido a que la máxima corriente de cortocircuito posible de 18,6 A es muy cercana a la nominal del fusible, el tiempo que tardará este en interrumpir dicho fallo según sus curvas será de 30s. Tiempo que no es perjudicial ya que los conductores de 4 mm<sup>2</sup> admiten una corriente permanente de 46 A.

##### 5.3.21.1.2 Descargador por sobretensión

Ver capítulo 6.7.2.6.2 “DESCARGADOR POR SOBRETENSIÓN” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

De la empresa Schneider Electric seleccionamos descargadores por sobretensión modelo Acti 9 iPRD PV-DC. Estos son tipo 2, aptos para utilización en corriente continua hasta los 1000 V, permiten su montaje sobre riel DIN y toleran una corriente máxima de descarga de 40 KA.

##### 5.3.21.1.3 Seccionador

Ver capítulo 6.7.2.6.3 “SECCIONADOR” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

Seccionador marca SUNTREE para montaje en riel DIN, de dos polos y 32 A 800 V DC.

#### 5.3.21.2 PROTECCIÓN LADO AC DEL INVERSOR

##### 5.3.21.2.1 Interruptor automático

Ver capítulo 6.7.2.6.4 “INTERRUPTOR AUTOMÁTICO” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

Interruptor automático Schneider Electric modelo NG125L 4x50A, curva C, Icu 50 KA (380/400 V) y montaje en riel DIN.

## 5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.4.1 RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON GENERADOR DIESEL

Análisis de la situación al día de hoy, donde la empresa al no disponer de la suficiente energía utiliza el generador diésel en el horario que dura la faena.

Se contrasta, primero por separado y luego conjuntamente, el costo total de las instalaciones contra el costo que tiene la generación de esa misma energía por parte del generador diésel que la empresa posee funcionando.

**5.4.1.1 GENERACIÓN EÓLICA**

En el costo de generación eólica, se inicia el cálculo considerando el costo por Kilowatt instalado, dicho costo tiene en cuenta la instalación completa de los aerogeneradores. En el mercado el costo ronda entre los 1200 y 1700 dólares por KW instalado.

Para el caso en estudio se considera un valor de 1700 dólares, teniendo en cuenta que los aerogeneradores deben ser importados.

Valor del dólar considerado al día 16/07/18 (\$ 27,7).

<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>	
Potencia total instalada [Kw]	400
Costo por KW instalado [U\$S]	1700
Costo por KW instalado [\$]	\$ 47.090,00
Energía total anual generada [MWh/año]	384
Inversión total	\$ 18.836.000,00

<b>GENERADOR DIESEL</b>	
Potencia de utilización [KW]	350
Horas de utilización [hs]	12
Consumo en horas de utilización [ltrs]	1000
Consumo por hora a regimen de utilización [ltrs/h]	83,33
Consumo por cada KWh generado [ltrs/KWh gen]	0,24
Costo del Diesel [\$/litr]	27
Costo por cada KWh generado [\$/KWh gen]	6,43
Costo adicional de generación debido al mantenimiento y amortización [%]	40

Costo total de generación [\$/KWh gen]	9,00
Costo anual para la generación de 384 MWh [\$/año]	\$ 3.456.000,00

RETORNO DE INVERSIÓN EÓLICA		
Tiempo de retorno de la inversión	Años	5
	Meses	5

#### 5.4.1.2 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Se computan los costos de los equipos por separados, según los precios cotizados por los proveedores especificados en el capítulo 6.8.3 “PROVEEDORES” del fascículo H – ANEXOS COMPLEMENTARIOS.

Los valores tabulados se expresan todos en pesos argentinos.

Se dolariza el total del costo de la generación solar fotovoltaica según el precio del dólar norteamericano vendedor del día 16/07/18 (\$ 27,7).

El montaje de todos los elementos salvo las estructuras no se tiene en cuenta ya que será realizado por personal de la empresa.

GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
<b>ESTRUCTURAS</b>			
Piezas de perfil ángulo galvanizadas y mecanizadas	3827	\$ 108,00	\$ 413.316,00
Piezas de perfil C galvanizado y mecanizado	5443,2	\$ 58,00	\$ 315.705,60
Perno cabeza hexagonal M10 - 1,5 x 25 con Tuerca M10 - 1,5	1350	\$ 10,00	\$ 13.500,00
Perno cabeza hexagonal M8 - 1,25 x 20 con Tuerca M8 - 1,25	990	\$ 5,50	\$ 5.445,00
Perno cabeza hexagonal M6 - 1 x 15 con Tuerca M6 - 1	3240	\$ 3,50	\$ 11.340,00
Montaje de las estructuras	-	-	\$ 186.991,65



<b>SUBTOTAL ESTRUCTURAS</b>			\$ 946.298,25
<b>PANELES SOLARES</b>			
Panel solar Enertik modelo PS-275M - 275 W	810	\$ 7.317,70	\$ 5.927.337,00
<b>SUBTOTAL PANELES SOLARES</b>			\$ 5.927.337,00
<b>INVERSORES</b>			
Inversor Enertik modelo SolarLake 30000TL-PM	8	\$ 205.432,50	\$ 1.643.460,00
<b>SUBTOTAL INVERSORES</b>			\$ 1.643.460,00
<b>CAJAS DE CONEXIÓN</b>			
Gabinete Schneider Electric modelo NSYCRN34200	15	\$ 2.000,00	\$ 30.000,00
Porta fusible solar gPV Enertik modelo SPF-15	90	\$ 410,90	\$ 36.981,00
Fusible solar gPV Enertik modelo SFUS-10	90	\$ 125,70	\$ 11.313,00
Descargador de sobretensión Schneider Electric	15	\$ 5.929,00	\$ 88.935,00
Seccionador SUNTREE modelo SISO.2-32 D2	15	\$ 1.500,00	\$ 22.500,00
Barra de puesta a tierra en tablero	15	\$ 140,00	\$ 2.100,00
Riel DIN simétrico 35 mm	5	\$ 200,00	\$ 1.000,00
<b>SUBTOTAL CAJA DE CONEXIÓN</b>			\$ 192.829,00
<b>CONDUCTORES</b>			
Cable Prysmian modelo P-SUN 2.0 - 4 mm <sup>2</sup>	1000	\$ 60,00	\$ 60.000,00
Cable Prysmian modelo P-SUN 2.0 - 35 mm <sup>2</sup>	2300	\$ 300,00	\$ 690.000,00
Cable Prysmian modelo AFUMEX Easy - 120 mm <sup>2</sup>	130	\$ 590,00	\$ 76.700,00
<b>SUBTOTAL CONDUCTORES</b>			\$ 826.700,00
<b>BANDEJAS PORTA CABLES</b>			
Bandeja porta cable tipo escalera SAMET - 300 mm	207	\$ 273,00	\$ 56.511,00
Bandeja porta cable perforada SAMET - 100 mm	9	\$ 100,00	\$ 900,00
<b>SUBTOTAL BANDEJAS PORTA CABLES</b>			\$ 57.411,00
<b>PROTECCIONES PRINCIPALES</b>			
Interruptor automático Schneider Electric NG125L	8	\$ 12.000,00	\$ 96.000,00
<b>SUBTOTAL PROTECCIONES PRINCIPALES</b>			\$ 96.000,00
<b>TOTAL GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b>			
<b>\$ 9.690.035,25</b>			

**U\$S349.820,77**

**GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

Potencia total instalada [Kw]	222,75
Energía total anual generada [MWh/año]	395,179
Inversión total	\$ 9.690.035,25

**GENERADOR DIESEL**

Potencia de utilización [KW]	350
Horas de utilización [hs]	12
Consumo en horas de utilización [ltrs]	1000
Consumo por hora a regimen de utilización [ltrs/h]	83,33
Consumo por cada KWh generado [ltrs/KWh gen]	0,24
Costo del Diesel [\$/litr]	27
Costo por cada KWh generado [\$/KWh gen]	6,43
Costo adicional de generación debido al mantenimiento y amortización [%]	40
Costo total de generación [\$/KWh gen]	9,00
Costo anual para la generación de 395,179 MWh [\$/año]	\$ 3.556.611,00

**RETORNO DE INVERSIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

Tiempo de retorno de la inversión	Años	2
	Meses	9

5.4.1.3 GENERACIÓN HÍBRIDA

Análisis considerando las dos instalaciones conjuntamente, eólica y solar fotovoltaica.

GENERACIÓN HIBRIDA	
Potencia total instalada [Kw]	622,75
Energía total anual generada [MWh/año]	779,179
Inversión total	\$ 28.526.035,25

GENERADOR DIESEL	
Costo total de generación [\$/KWh gen]	9,00
Costo anual para la generación de 779,179 MWh [\$/año]	\$ 7.012.611,00

RETORNO DE INVERSIÓN TOTAL		
Tiempo de retorno de la inversión total	Años	4
	Meses	1

5.4.2 RETORNO DE INVERSIÓN EN CONTRASTE CON LA RED ELÉCTRICA Y UNA EVENTUAL MULTA

Análisis de las situaciones posibles en un futuro. Se distinguen dos situaciones al momento de cotejar el retorno de la inversión:

La primera “sin tener en cuenta la multa”, corresponde a una situación futura donde la empresa cuente con la nueva línea de suministro energético, por lo cual no utilizara el generador diésel y el contraste es solo teniendo en cuenta la red.

La segunda “teniendo en cuenta la multa”, corresponde también a una situación futura donde la empresa cuente con la nueva línea de suministro eléctrico, pero ya en vigencia la multa y considerando el ahorro de la misma.

RED ELECTRICA	
Consumo de energía de la planta en el mes de Junio [KWh]	844800
Costo del consumo en el mes de Junio	\$ 2.145.977,00
Costo por cada KWh consumido [\$/KWh]	2,540
Energía equivalente al 8% del consumo anual de la planta [KWh]	776000

MULTA POR LEY 27191	
Consumo del generador Diésel por cada KWh generado [ltrs/KWh gen]	0,24
Cantidad de Diésel necesarios para la generación del 8% del consumo anual [ltrs]	184761,9048
Costo del Diésel [\$]	\$ 27,00
Costo de la multa (Costo de Diésel para la generación del equivalente al 8% del consumo anual) [\$]	\$ 1.187.755,10

RETORNO DE INVERSIÓN						
	GENERACIÓN FOTOVOLTAICA		GENERACIÓN EÓLICA		GENERACIÓN HÍBRIDA	
Energía anual generada [KWh]	395179		384000		779179	
Inversión total [\$]	\$ 9.690.035,25		\$ 18.836.000,00		\$ 28.526.035,25	
Ahorro de dinero anual por reducción de consumo de la red [\$]	\$ 1.003.841,20		\$ 975.444,09		\$ 1.979.285,29	
Retorno de inversión "sin tener en cuenta la multa"	Años	9	Años	19	Años	14
	Meses	8	Meses	4	Meses	5
Retorno de inversión "teniendo en cuenta la multa"	Años	6	Años	12	Años	9
	Meses	1	Meses	0	Meses	0

### 5.4.3 DETERMINACIÓN DE LA RENTABILIDAD

Se realiza la determinación para la generación híbrida y se utiliza el método del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El valor actual neto se determina mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = \left( \sum_{p=1}^n VA \right) - I = \left( \sum_{p=1}^n \frac{FC_p}{(1+t)^p} \right) - I$$

Donde:

*VAN: Valor Actual Neto*

*FC: Flujos de caja (Considerados teniendo en cuenta el ahorro generado en cada caso)*

*P: Número de períodos (Se toma un período conservador de 10 años)*

*t: Tasa de descuento (Se adopta una tasa anual del 10%)*

*I: Inversión inicial (Para la generación híbrida es de \$ 28.526.035,25)*

Con la ayuda del Excel y sus fórmulas obtenemos el VAN y la TIR.

#### 5.4.3.1 GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON GENERADOR DIÉSEL

GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON GENERADOR DIESEL					
PERIODOS	FLUJOS DE CAJA [FC]	N° DE PERÍODOS [P]	TASA DE DESCUENTO [t]	INVERSIÓN INICIAL [I]	VAN
1	\$ 7.012.611,00	10	0,1	\$ 28.526.035,25	\$ 14.563.423,63
2	\$ 7.012.611,00				
3	\$ 7.012.611,00				
4	\$ 7.012.611,00				
5	\$ 7.012.611,00				
6	\$ 7.012.611,00				
7	\$ 7.012.611,00				
8	\$ 7.012.611,00				
9	\$ 7.012.611,00				
10	\$ 7.012.611,00				

Por obtener un valor del VAN positivo la inversión será viable, obteniéndose de esta manera una rentabilidad mayor al 10%.

El valor de la TIR para este caso es de

<b>TIR</b>	<b>21%</b>
------------	------------

Por lo cual para esta situación la inversión tendrá una rentabilidad de aproximadamente 21%.

*5.4.3.2 GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON AHORRO DE ENERGÍA DE LA RED*

<b>GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON AHORRO DE ENERGÍA DE LA RED</b>					
<b>PERIODOS</b>	<b>FLUJOS DE CAJA [FC]</b>	<b>N° DE PERÍODOS [n]</b>	<b>TASA DE DESCUENTO [t]</b>	<b>INVERSIÓN INICIAL [I]</b>	<b>VAN</b>
1	\$ 1.979.285,29	10	0,1	\$ 28.526.035,25	-\$ 16.364.183,97
2	\$ 1.979.285,29				
3	\$ 1.979.285,29				
4	\$ 1.979.285,29				
5	\$ 1.979.285,29				
6	\$ 1.979.285,29				
7	\$ 1.979.285,29				
8	\$ 1.979.285,29				
9	\$ 1.979.285,29				
10	\$ 1.979.285,29				

Para este caso el valor del VAN es negativo, esto quiere decir que la inversión no tendrá una rentabilidad mayor al 10%.

El valor de la TIR es de

<b>TIR</b>	<b>-6%</b>
------------	------------

Por lo cual la inversión para este caso no es viable.

5.4.3.3 GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON AHORRO DE ENERGÍA DE LA RED Y LA MULTA

GENERACIÓN HÍBRIDA EN CONTRASTE CON AHORRO DE ENERGÍA DE LA RED Y LA MULTA					
PERIODOS	FLUJOS DE CAJA [FC]	N° DE PERÍODOS [n]	TASA DE DESCUENTO [t]	INVERSIÓN INICIAL [I]	VAN
1	\$ 3.167.040,39	10	0,1	\$ 28.526.035,25	<b>-\$ 9.065.943,04</b>
2	\$ 3.167.040,39				
3	\$ 3.167.040,39				
4	\$ 3.167.040,39				
5	\$ 3.167.040,39				
6	\$ 3.167.040,39				
7	\$ 3.167.040,39				
8	\$ 3.167.040,39				
9	\$ 3.167.040,39				
10	\$ 3.167.040,39				

Para el caso de un ingreso equivalente al ahorro generado de energía de la red y también la multa, el valor del VAN es negativo, por lo cual la inversión no tendrá una rentabilidad del 10%.

El cálculo de la TIR arroja el siguiente valor

<b>TIR</b>	<b>2%</b>
------------	-----------

Por lo tanto para este caso la rentabilidad será de aproximadamente un 2%.

# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

H-PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS  
EN PLANTA AVÍCOLA - ANEXOS  
COMPLEMENTARIOS



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay



**ÍNDICE FASCÍCULO H-PFC-1708B**

<b>6 ANEXOS COMPLEMENTARIOS.....</b>	<b>2</b>
6.1 ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL LUGAR.....	2
6.1.1 POTENCIAL SOLAR.....	2
6.1.2 POTENCIAL EÓLICO.....	3
6.1.3 RESPALDO DE DATOS A TRAVES DE INFORMACIÓN DE LA NASA.....	6
6.2 ESTUDIO DE LA NORMATIVA VIGENGTE .....	7
6.3 DEMANDA ENERGÉTICA EN LA PLANTA .....	9
6.4 ROSAS DE VIENTO .....	11
6.5 ESTUDIO DE ANGULOS OPTIMOS PARA PLANOS COLECTORES DE ENERGÍA.....	11
6.6 DATOS DE LA POSICIÓN SOLAR EN FRIGORÍFICO FADEL.....	12
6.7 CATALOGOS .....	16
6.7.1 GENERACIÓN EÓLICA .....	16
6.7.1.1 AEROGENERADOR DE MEDIA POTENCIA ELECTRIA WIND GARBÍ 200/28 .....	16
6.7.1.2 GABINETES DE TABLEROS.....	18
6.7.1.2.1 Gabinete de tablero TB1.....	18
6.7.1.2.2 Gabinete de tablero TB2.....	19
6.7.1.3 PROTECCIONES.....	19
6.7.1.3.1 Protecciones TB1 y TB2.....	19
6.7.1.3.2 Protección gabinete 02.....	21
6.7.1.4 CONDUCTORES.....	22
6.7.1.4.1 Conductores en generador eólico .....	22
6.7.1.4.2 Conductores subterráneos .....	24
6.7.1.5 TERMINALES.....	26
6.7.1.6 BARRAS CONDUCTORAS.....	27
6.7.1.6.1 Barras conductoras de cobre TB1 y TB2 .....	27
6.7.1.6.2 Barras conductoras de cobre TB1 y Gabinete 02.....	28
6.7.2 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	28
6.7.2.1 PANEL SOLAR ENERTIK PS-275M .....	28
6.7.2.2 INVERSOR ENERTIK SOLARLAKE 30000TI-PM .....	30
6.7.2.3 ESTRUCTURAS .....	32
6.7.2.4 CONECTOR MC4 .....	35
6.7.2.5 SELECCIÓN DE CONDUCTORES.....	35
6.7.2.5.1 Conductor DC desde cada string a caja de conexión .....	35
6.7.2.5.2 Conductor DC de caja de conexión a inversor .....	36
6.7.2.5.3 Conductor AC de inversor a barras colectoras principales .....	37
6.7.2.6 SELECCIÓN DE PROTECCIONES .....	38
6.7.2.6.1 Fusibles .....	38
6.7.2.6.2 Descargador por sobretensión .....	40
6.7.2.6.3 Seccionador .....	41
6.7.2.6.4 Interruptor automático .....	42
6.8 BIBLIOGRAFÍA .....	44
6.8.1 BIBLIOGRAFÍA GENERAL.....	44
6.8.1.1 BIBLIOGRAFÍA GENERACIÓN EÓLICA .....	44
6.8.1.2 BIBLIOGRAFÍA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	44
6.8.2 SITIOS WEB.....	44
6.8.2.1 SITIOS WEB GENERACIÓN EÓLICA .....	44
6.8.2.2 SITIOS WEB GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	45
6.8.3 PROVEEDORES.....	45
6.9 GLOSARIO .....	45

## 6 ANEXOS COMPLEMENTARIOS

### 6.1 ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL LUGAR

El potencial energético para la zona donde se encuentra emplazada la empresa se obtiene del estudio del “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. El objetivo del proyecto es la realización de un relevamiento detallado de los recursos solar y eólico en la Provincia de Entre Ríos utilizando datos de estaciones convencionales y automáticas de las diferentes redes de datos meteorológicos disponibles junto con modelos de simulación del campo de viento e imágenes de satélite. Seguidamente se presentan los resultados del proyecto. Los mismos consisten en la realización de mapas de los recursos solar y eólico con una resolución espacial de 1 Km para la Provincia de Entre Ríos. Estos mapas están georreferenciados en proyección POSGAR-98 (UTM - Faja 5) y están incorporados en un Sistema de Información Geográfica por medio del cual, pueden ser llevados a otros tipos de proyección. Los detalles de la metodología utilizada se encuentran en el Informe Final correspondiente.

#### 6.1.1 POTENCIAL SOLAR

En el estudio “Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía” se presentan los mapas mensuales de energía solar disponible expresados en  $KWh/m^2$ -mes para los doce meses del año y luego el mapa anual de energía solar en  $KWh/m^2$ -año.

Teniendo en cuenta que el porcentaje de energía a cubrir será durante el período de un año, se recurre a los datos arrojados por el mapa anual de energía solar. La siguiente ilustración muestra dicho mapa.

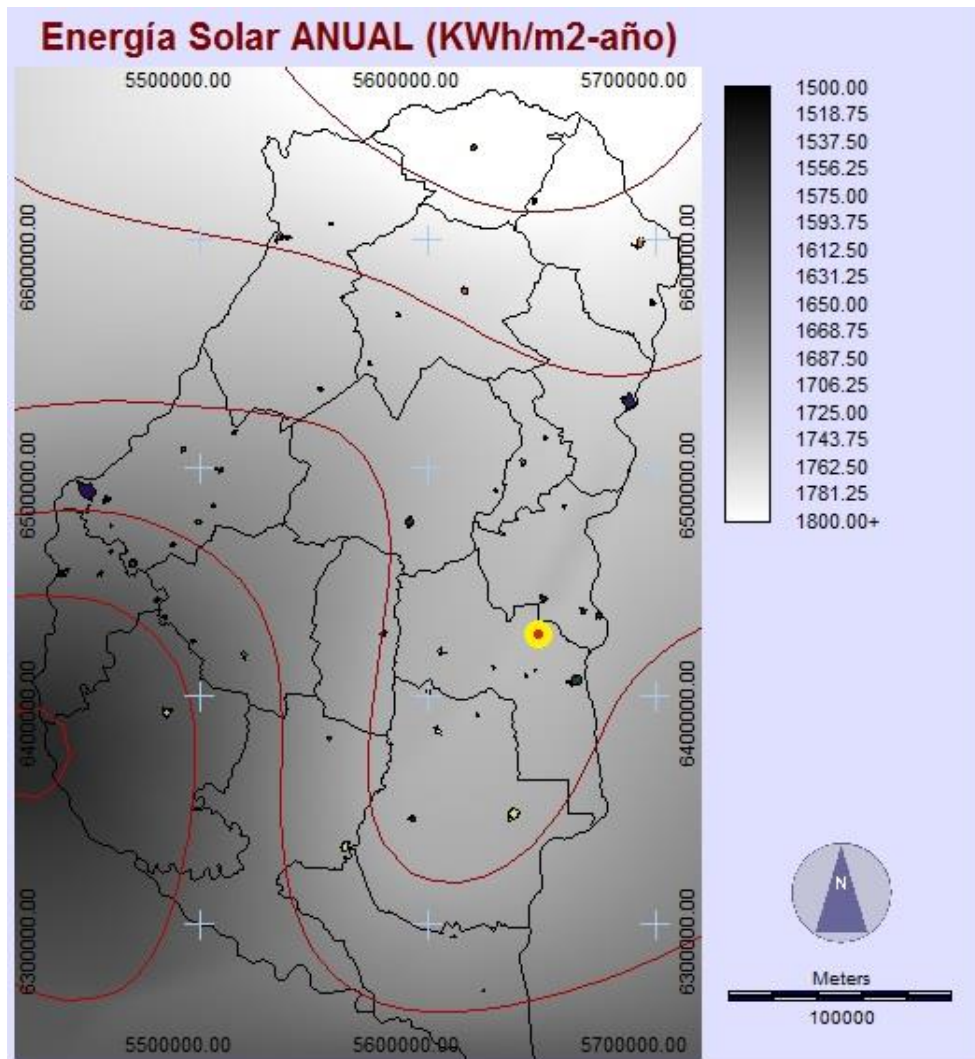


Ilustración 1 - Mapa de energía solar disponible para el año

Las isótopas están trazadas cada 50 KWh/m<sup>2</sup>-año. En términos de energía solar anual puede observarse para la provincia de Entre Ríos que la isótopa de menor valor se ubica sobre la margen del río Paraná entre los departamentos Diamante y Victoria con un valor de 1550 KWh/m<sup>2</sup>-año. Un máximo secundario se encuentra en los departamentos del centro-este de la provincia con valores superiores a los 1700 KWh/m<sup>2</sup>-año mientras que el valor más elevado corresponde a la isótopa de 1800 KWh/m<sup>2</sup>-año en el departamento Feliciano y norte de Federación.

Teniendo en cuenta que el frigorífico FADEL SA se encuentra ubicado en el lugar señalado por los círculos concéntricos de color amarillo y rojo, la energía solar anual será de 1700 KWh/m<sup>2</sup>-año.

### 6.1.2 POTENCIAL EÓLICO

Como se explicó anteriormente, para obtener la energía eólica disponible en el lugar de estudio, se recurre al estudio realizado sobre la provincia de Entre Ríos "Relevamiento

Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía”. Para este caso en particular el estudio de energía disponible se realizara a la altura de 30 y 50 metros, y no se estudiará a los 10 metros de altura ya que la energía a esta altura es escasa. A continuación se exponen los mapas de la provincia que muestran la energía eólica y la ubicación de planta en los mismos:

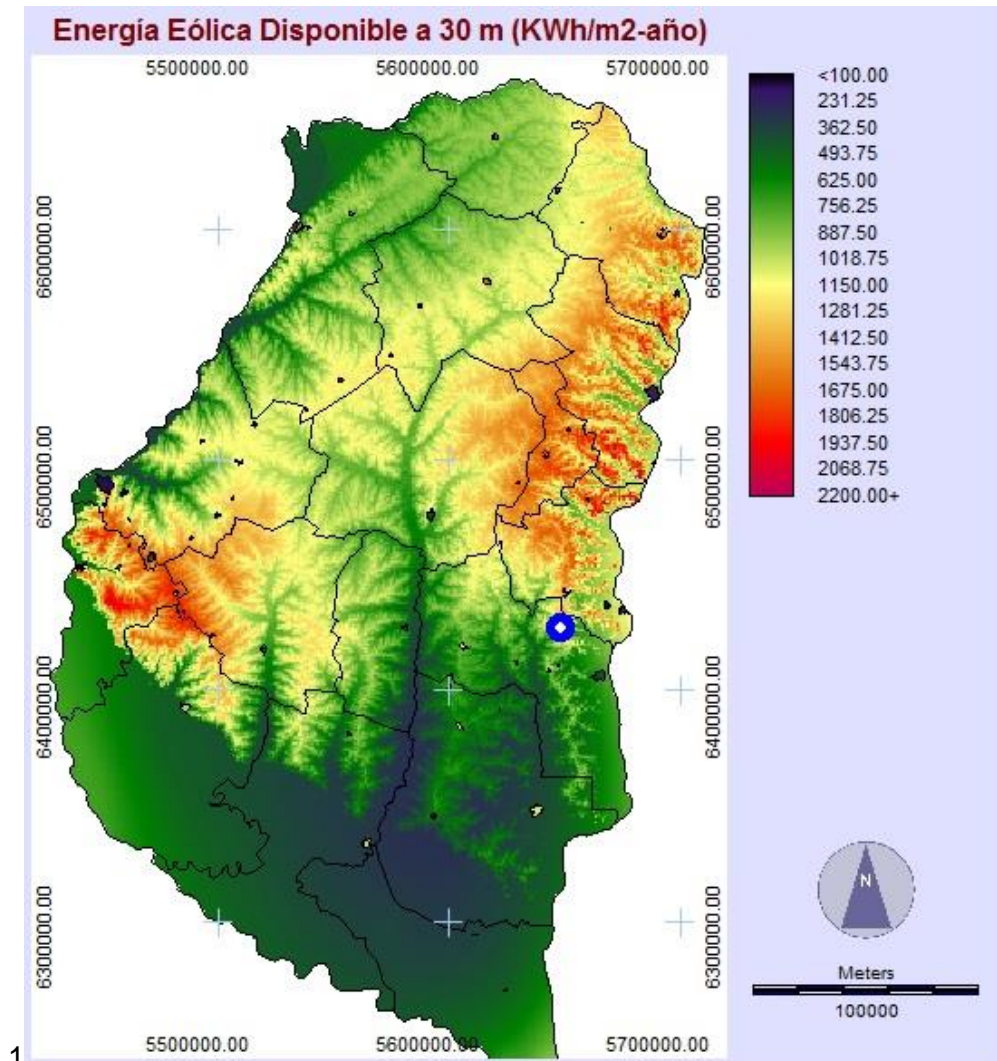


Ilustración 2 - Energía eólica disponible a 30 m (KWh/m2-año)



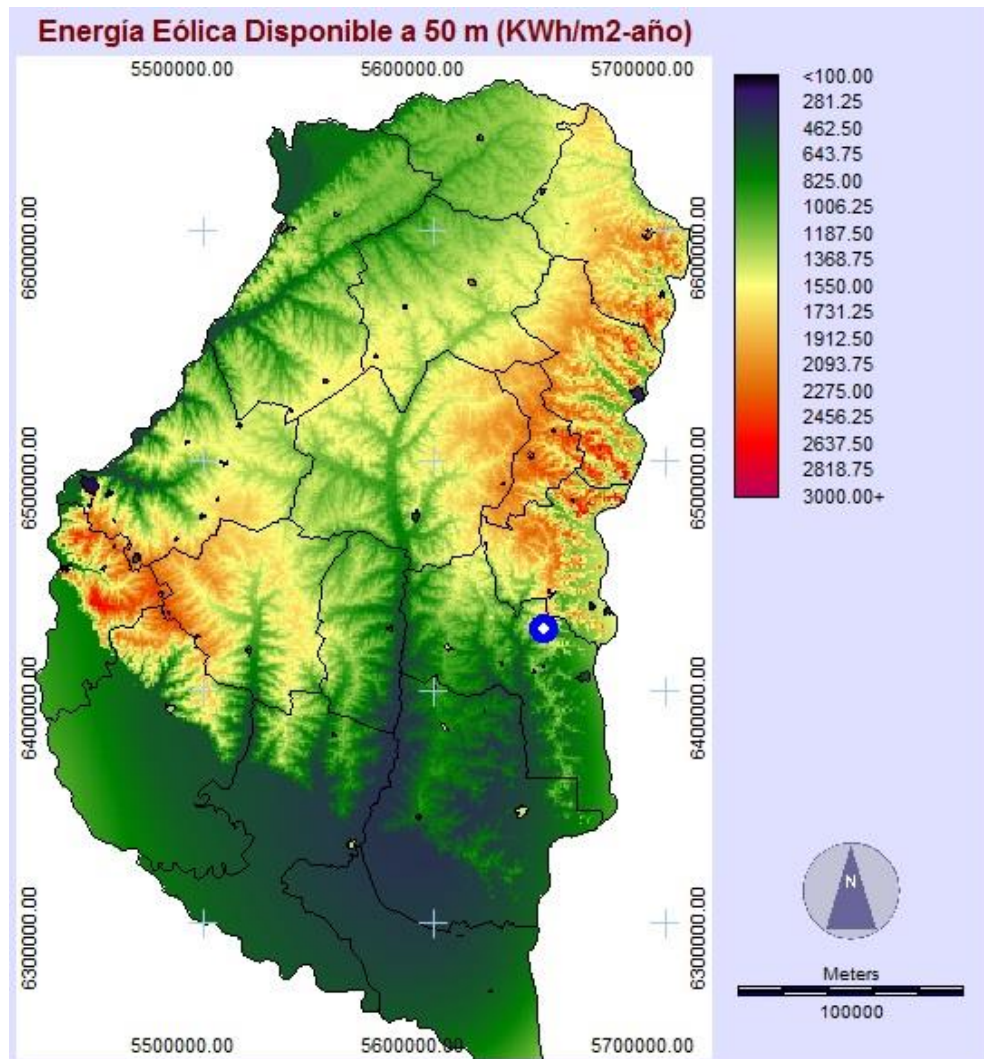


Ilustración 3 - Energía eólica disponible a 50 m (KWh/m2-año)

Es posible mediante simple observación, determinar el potencial en cualquier parte de la provincia. Más precisamente donde se encuentra la planta se observa que el potencial eólico disponible es:

➤  $P_{disp} = 1150 \frac{Kw/h}{m^2-año}$  a 30 metros de altura.

➤  $P_{disp} = 1550 \frac{Kw/h}{m^2-año}$  a 50 metros de altura.

Como se puede observar el potencial eólico en el punto en cuestión es muy interesante. Además se puede observar otras zonas de la provincia donde el potencial eólico es aún mayor.

6.1.3 RESPALDO DE DATOS A TRAVES DE INFORMACIÓN DE LA NASA

Aunque los estudios realizados sobre la provincia de Entre Ríos son de alta fiabilidad, ya que se usaron gran cantidad de estaciones meteorológicas para obtener los datos, es buena práctica respaldar los datos obtenidos recurriendo a otra fuente que sea de igual o mejor fiabilidad.

Como respaldo se extrajeron datos brindados por la NASA, la cual es capaz de ofrecer valores de la radiación solar y velocidades de vientos entre otras cosas. Para obtener los datos basta con ingresar las coordenadas del punto en cuestión.

Las coordenadas geográficas de la planta son:

- Latitud: -32,288
- Longitud: -58.446

Los datos que brinda la NASA en su sitio web se muestran en el siguiente cuadro:

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data NASA

Latitude -32.288 / Longitude -58.446 was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	-32.288
Longitude	°E	-58.446
Elevation	m	48
Heating design temperature	°C	5.22
Cooling design temperature	°C	32.26
Earth temperature amplitude	°C	16.61
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
January	26.2	52.5%	6.97	100.4	3.1	27.8	0	495
February	24.7	58.6%	6.06	100.6	3.1	25.9	0	411
March	22.9	62.0%	5.11	100.7	3.1	23.6	2	399
April	18.6	68.6%	3.73	100.9	3.3	18.7	32	257
May	15.2	71.1%	2.94	101.1	3.6	15.0	102	163
June	12.7	73.4%	2.38	101.2	3.5	12.3	161	98
July	11.7	70.3%	2.69	101.3	3.7	11.3	198	82
August	14.5	61.5%	3.58	101.2	3.7	14.4	128	150
September	16.5	55.9%	4.74	101.1	3.8	17.0	78	192
October	19.9	56.6%	5.55	100.8	3.6	20.8	21	302
November	22.3	53.5%	6.64	100.6	3.5	23.6	5	363
December	25.2	49.7%	7.00	100.5	3.1	26.7	0	463
<b>Annual</b>	19.2	61.2%	4.78	100.9	3.4	19.8	727	3375
Measured at (m)					10.0	0.0		

Ilustración 4 - Datos brindados por la NASA

Como se puede observar la radiación solar horizontal en el lugar es de 4.78 KWh/m<sup>2</sup>-dia de promedio anual, que considerando los 365 días del año da una irradiación de 1744,7 KWh/m<sup>2</sup>-

año. Comparando dicha radiación con la del estudio realizado en Entre Ríos, se ve que los valores son muy similares.

Para las velocidades del viento, se puede observar que el valor que brinda la NASA es de 3,4 m/s a los 10 metros de altura. Observando el siguiente mapa de la provincia se ve que la velocidad en la zona donde se encuentra ubicada la planta es de 10,7 km/h (2,97 m/s), lo cual denota valores aproximados.

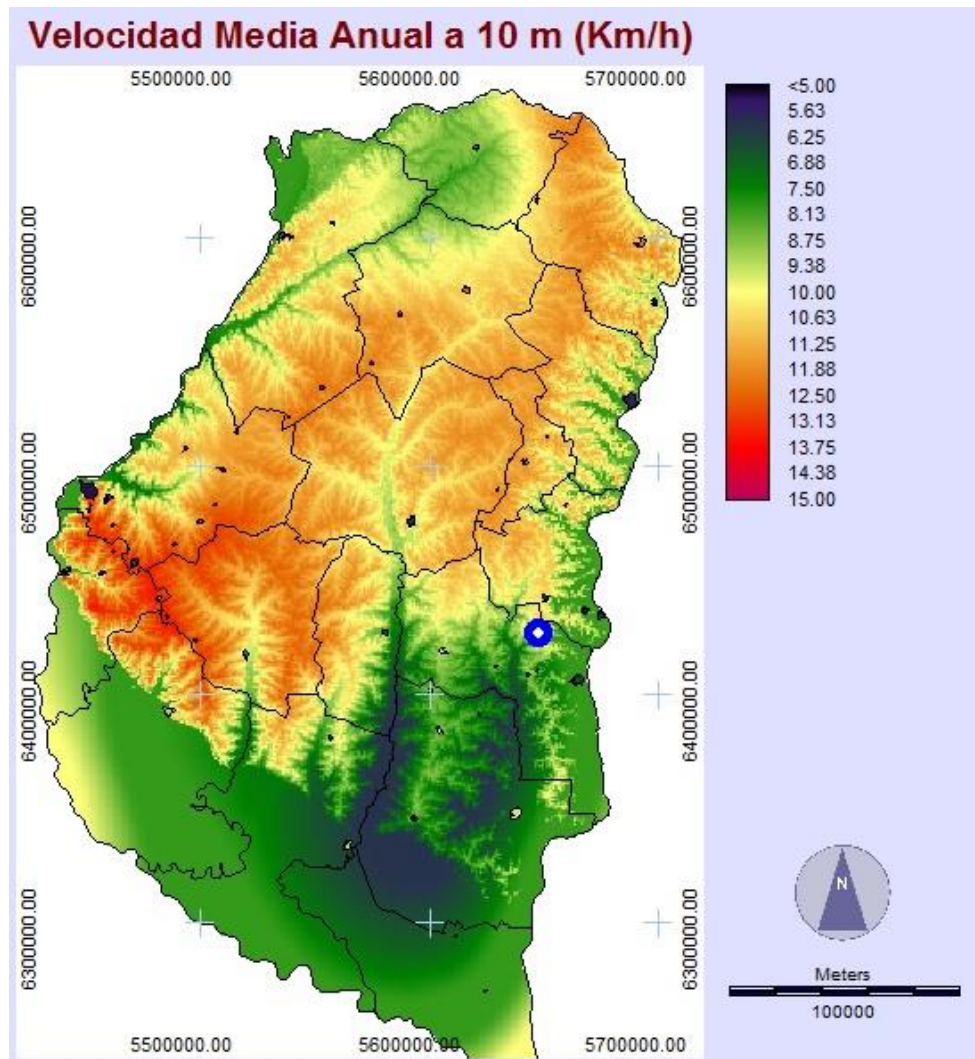


Ilustración 5 - Velocidad media anual a 10 m (Km/h)

## 6.2 ESTUDIO DE LA NORMATIVA VIGENTE

La ley de energías renovables N° 27191, modificación de la ley 27190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, busca lograr la eficiencia energética y fomentar energías que no contaminen el medioambiente. Esta ley afecta a los usuarios que consumen más de 300 KW promedio, es decir, el total de energía consumida en el año sobre 8760 horas. La normativa todavía se

encuentra en discusión con lo cual es posible que tenga algunas alteraciones, sin embargo es importante que las empresas comiencen a trabajar en las medidas necesarias para cumplir los objetivos.

A partir del 1 de enero de 2018 la ley establece que el 8% de la energía que consumimos cuando superamos los 300 KW establecidos se va a tener que lograr con consumo de energías renovables limpias, en el caso de que nosotros no cumplamos con esta ley se van a aplicar penalidades equivalentes a la generación con combustible diésel importado, es decir, aproximadamente unos 200 U\$S por MW

Las empresas tienen varias opciones a saber:

- Autogenerar energía, invirtiendo en fuentes de energías renovables.
- Comprar energía a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).
- Firmar contratos con privados que produzcan energía limpia.

Debido a que el presente proyecto de generación de energía fue pensado para auto consumo de la planta y que además esta última se encuentra en un parque industrial, no hay ninguna ley que impida la ejecución de este proyecto.

Teniendo en cuenta que el objetivo de este proyecto se realizó con base en la ley 27191 (Régimen de fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación) corresponde considerar el marco legal correspondiente.

Debido a que el mismo se lleva a cabo en Entre Ríos se procedió a la búsqueda de las normas, leyes y decretos que se vinculaban con este tipo de proyecto. Como resultado de dicha búsqueda se encontró que la provincia (Entre Ríos) se encuentra adherida a la ley nacional N° 27191, mediante la ley 10499 la cual fue promulgada el 7 de julio de 2017 y que aún no posee reglamentación. Sumado a esto las autoridades de la provincia buscan adherirse a la ley nacional 27427 (RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA) sancionada el 27 de diciembre de 2017, para lo cual es necesario la modificación del marco regulatorio provincial (ley 8916). Sobre la potencia de generación que abarca el proyecto en cuestión no hay especificaciones, ya que las normas vigentes (salvo la N°27191) no indican en ninguno de sus párrafos reglamentación alguna para el caso en estudio. Pero, debido a que la provincia se encuentra adherida a la ley nacional N° 27191, entonces es cuestión de tiempo para que sea posible que proyectos de esta envergadura inyecten energía a la red en dicha provincia.

En Primera instancia el proyecto por ser para autoconsumo no inyectara energía a la red, debido a que el consumo de la planta siempre será considerablemente mayor que el generado por la fuentes de energía renovables, incluso estando la misma en una parada por mantenimiento. Además se colocaran interruptores los cuales serán abiertos para que la energía no se inyecte a la red en el excepcional caso de que la planta baje su consumo por debajo de la capacidad de generación.

De igual manera la instalación será proyectada buscando cumplir todos los requisitos existentes, de forma tal que en un futuro se pueda inyectar el sobrante de energía en la red cumpliendo con la ley.



### 6.3 DEMANDA ENERGÉTICA EN LA PLANTA

Mediante el relevamiento de datos efectuado en el frigorífico FADEL S.A. se obtiene la demanda energética de la planta que se detalla a continuación.

Actualmente la máxima energía que la empresa puede extraer de la red eléctrica que le abastece es de 1,5 MWh, debido a que el dimensionamiento de dicha línea eléctrica no permite la obtención de más energía simultáneamente.

Para poder sortear el inconveniente de estar acotados con la energía que el frigorífico puede extraer de la red, el mismo se encuentra a la espera de una nueva línea eléctrica que se estima vendrá proveniente desde la zona de 1ro de Mayo, se pondrá en servicio en 2019 y les permitirá obtener una energía de aproximadamente 4 o 5 MWh según informó ENERSA.

En lo que a la evolución del consumo de la empresa se refiere, en el lapso del período conformado desde el 10/2016 al 10/2017, el máximo se obtuvo en el 03/2017 con 895200 KWh y el promedio anual fue de 807876 KWh.

A continuación se muestra una tabla con el consumo de energía correspondiente a cada mes en el período considerado.

Período	Consumo [KWh]
10/2016	696000
11/2016	674400
12/2016	760800
01/2017	835200
02/2017	787200
03/2017	895200
04/2017	840000
05/2017	832800
06/2017	811200
07/2017	835200
08/2017	816000
09/2017	844800
10/2017	873600
<b>Promedio</b>	<b>807877</b>

Tabla 1 - Evolución del consumo

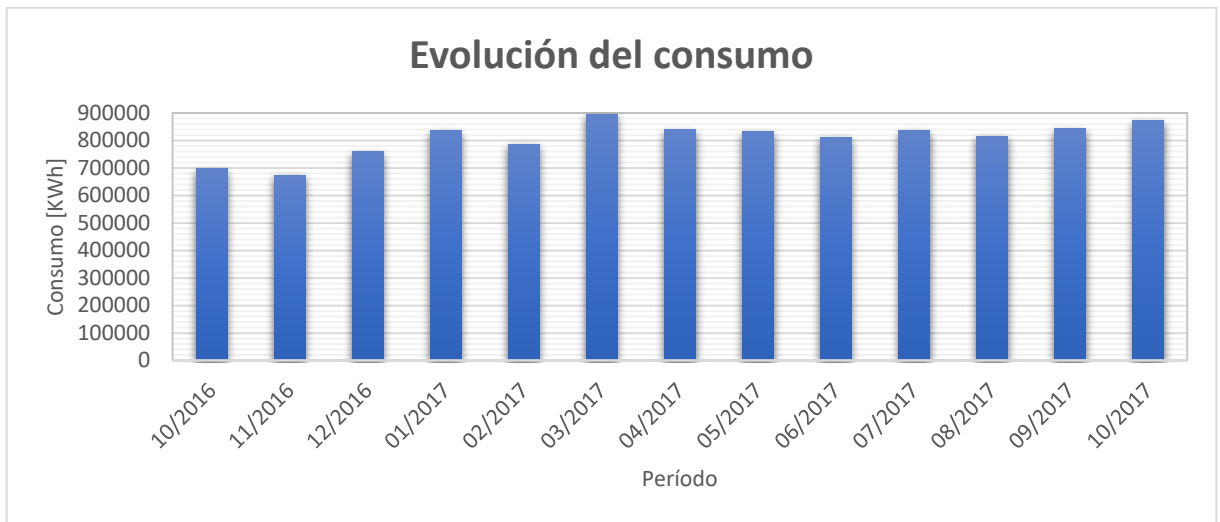


Gráfico 1 - Evolución del consumo en el período de un año

El frigorífico por estar acotado en cuanto a la extracción de energía de la red eléctrica, debe recurrir al apoyo mediante un generador diésel de 680 KW para el momento de la faena, es decir, desde las 4 a 16 hs de lunes a viernes.

Por lo tanto, el generador diésel trabaja como se muestra en la siguiente tabla a lo largo de una semana.

<b>Energía</b>	<b>Lunes a Viernes</b>		<b>Sábados y Domingos</b>	
	<b>En faena de (4 - 16 hs)</b>	<b>Resto del día (16 - 4 hs)</b>	<b>Refrigeración (4 - 16 hs)</b>	<b>Refrigeración (16 - 4 hs)</b>
<b>Generador Diésel [MW/h]</b>	0.35	0	0	0
<b>Generador Diésel [hs]</b>	12	0	0	0
<b>Generador Diésel [lts/h]</b>	100	0	0	0

Tabla 2 - Funcionamiento semanal del generador diésel

## 6.4 ROSAS DE VIENTO

Rosas de viento de departamentos aledaños al frigorífico.



Ilustración 6 - Rosa de viento Concepción del Uruguay



Ilustración 7 - Rosa de viento Villaguay

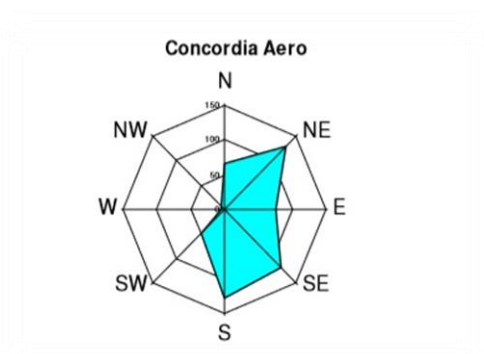


Ilustración 8 - Rosa de viento Concordia

## 6.5 ESTUDIO DE ANGULOS OPTIMOS PARA PLANOS COLECTORES DE ENERGÍA

Se trata del estudio de un artículo realizado en el año 2012 por la Universidad Nacional de Lujan sobre ángulos óptimos para planos colectores de energía solar.

En resumen el artículo estudia la dependencia de la energía media anual colectada por planos orientados al norte inclinados distintos ángulos respecto de la horizontal en 17 diferentes localidades de Argentina, entre 25° y 65° de latitud. Analizando las recomendaciones usuales consistentes en inclinar los planos un ángulo igual a la latitud o la latitud más diez grados se concluye que es recomendable inclinar las superficies un ángulo igual a la latitud. También se muestra una relación entre el ángulo óptimo y la latitud, la que puede ser usada para orientar de manera eficiente los sistemas que emplean radiación solar como fuente de energía.

La correlación lineal que vincula el ángulo óptimo de inclinación de los planos colectores con la latitud es:

$$|\beta_{opt}| = 0,6576 \cdot |\phi| + 5,5905$$

Donde:

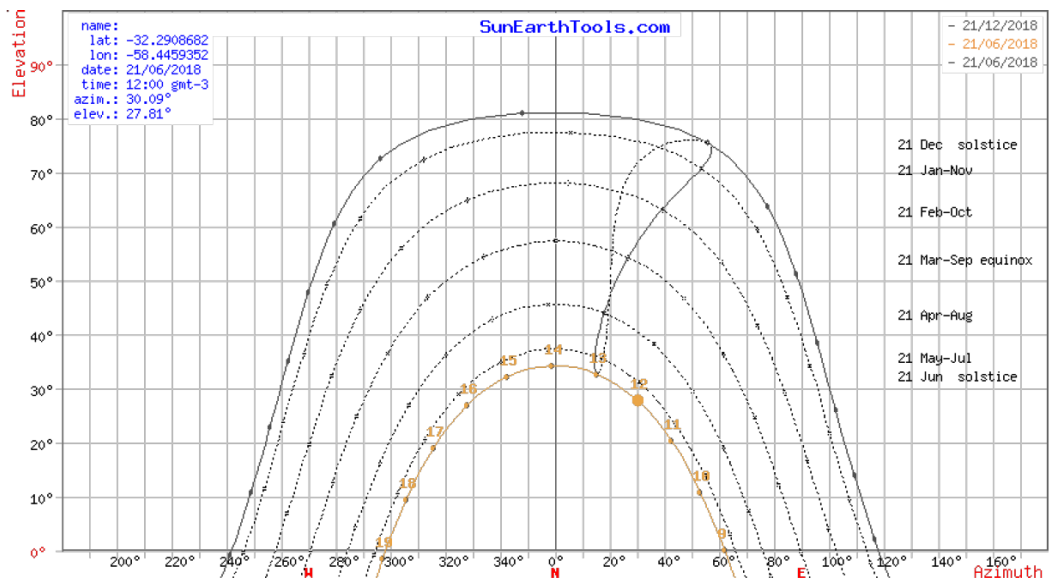
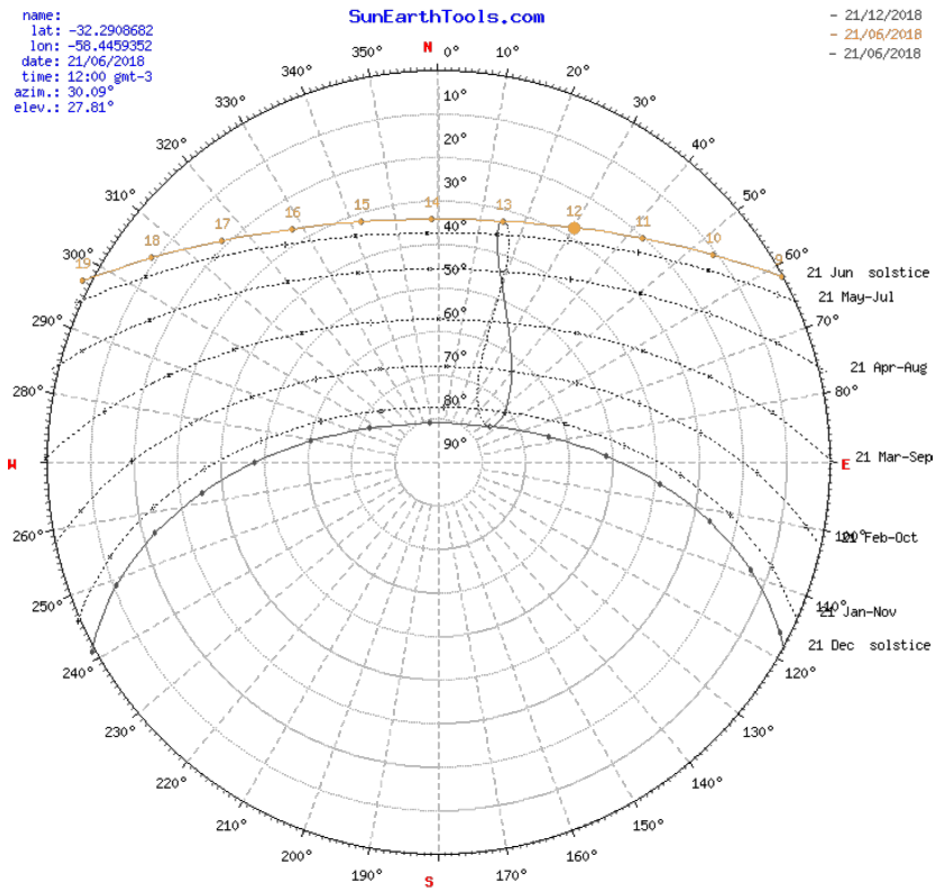
$\beta_{opt}$ : *Angulo optimo de inclinacion de los planos colectores*

$\phi$ : *Latitud de lugar*

La ganancia lograda al inclinar los planos de colección con un ángulo óptimo es importante, el estudio señala que para una latitud de 32° tal como la del frigorífico FADEL, la ganancia es de un 6,7%.

## 6.6 DATOS DE LA POSICIÓN SOLAR EN FRIGORÍFICO FADEL

La página web [www.sunearthtools.com](http://www.sunearthtools.com) proporciona datos de la posición del sol para cualquier lugar del mundo para los diferentes días y horarios del año. Teniendo en cuenta que para el caso en estudio el día y horario más importante es el 21 de Junio a las 12 horas, debido a en estas condiciones presentarse la condición más desfavorable, los datos arrojados para este caso son.



sol" posición 	Elevación	Azimut	latitudes	longitudes
21/06/2018 12:00   GMT-3	27.81°	30.09°	32.2908682° S	58.4459352° W
crepúsculo 	Sunrise	Puesta de sol	Azimut Sunrise	Azimut Puesta de sol
crepúsculo -0.833°	08:54:43	18:56:33	62.53°	297.47°
crepúsculo civil -6°	08:27:34	19:23:39	66.01°	294°
Náutica" crepúsculo -12°	07:56:54	19:54:19	69.72°	290.29°
El crepúsculo astronómico -18°	07:26:57	20:24:16	73.18°	286.82°
la luz del día 	hh:mm:ss	diff. dd+1	diff. dd-1	Mediodía
21/06/2018	10:01:50	00:00:01	00:00:00	13:55:38

<b>Fecha:</b>	21/06/2018   GMT-3	
<b>coordinar:</b>	-32.2908682, -58.4459352	
<b>ubicación:</b>	Unnamed Road, Entre Ríos, Argentina	
hora	Elevación	Azimut
08:54:43	-0.833°	62.53°
9:00:00	0.15°	61.82°
10:00:00	10.84°	53.12°
11:00:00	20.26°	42.7°
12:00:00	27.81°	30.09°
13:00:00	32.71°	15.19°
14:00:00	34.26°	358.79°
15:00:00	32.19°	342.52°
16:00:00	26.86°	327.93°
17:00:00	19°	315.65°
18:00:00	9.36°	305.52°
18:56:33	-0.833°	297.47°





## 6.7 CATALOGOS

### 6.7.1 GENERACIÓN EÓLICA

#### 6.7.1.1 AEROGENERADOR DE MEDIA POTENCIA ELECTRIA WIND GARBÍ 200/28







# GARBÍ 200/28

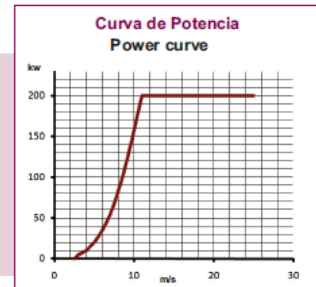
Aerogenerador Media Potencia | Medium Power Wind Turbine

Sincrono / Imanes Permanentes | Synchronous / Permanent Magnet

Control de Paso | Pitch Control

Convertidor Full Power | Full Power Converter

Conexión directa a Redes de distribución | Directly Connected to Distribution Grids



- Diseño acorde a IEC / Germanischer Lloyd | Design according to IEC / Germanischer Lloyd
- Estabilidad frente a Huecos de Tensión (REE, EON) | Voltage Dip stability (REE, EON)
- Control de activa / reactiva | Active - Reactive power control
- Filtros de eliminación de armónicos (IEC) | Harmonic Filters according to IEC
- Protección contra rayos | Lightning system protection
- Capacidad de Control Remoto | Remote control available
- Bajo nivel de ruido | Low noise emission

Valores curva de potencia  
Power curve data

m/s	kw	m/s	kw
2,5	0	7,5	68
3	5	8	82
3,5	7,5	8,5	97,5
4	10	9	116
4,5	15	9,5	136
5	20	10	157
5,5	27	10,5	179
6	35	11	200
6,5	44	20	200
7	55		

## ■ DATOS GENERALES GENERAL DATA

Potencia a Red   Grid power	200 kW
Clase de viento   Wind class	IEC IIIA / IIA
Diámetro de rotor   Rotor diameter	28 m
Altura de Buje   Hub height	35-40 m
Vel. viento arranque   Cut-in wind speed	2.5 m/s
Vel. viento nominal   Rated wind speed	11 m/s
Vel. viento corte   Cut-off wind speed	20.0 m/s

## ■ ROTOR ROTOR

Nº de palas   Number of blades	3
Posición   Position	Barlovento   Upwind
Mod. Pala   Blade model	WN135 <small>(diseño propio) (own design)</small>
Longitud   Length	13.5 m
Velocidad giro   Rotor velocity	6-47 r.p.m.
Control: Pitch colectivo con accionamiento hidráulico Collective pitch with hydraulic cylinder	

## ■ GÓNDOLA NACELLE

Bastidor en acero   Steel main structure	
Peso   Weight	11,650 kg <small>(incluido buje) (hub included)</small>
Orientación activa mediante 3 motorreductores Active yaw by 3 motorgears	

## ■ GENERADOR GENERATOR

Sincrono / Imanes Permanentes   Synchronous / Permanent Magnet	
Voltaje   Voltage	400 V
Velocidad de giro   Generator rated veloc.	470 r.p.m.
Frec. de generación   Frequency	5-47 Hz
Fabricante   Manufacturer	ABB

## ■ CONVERTIDOR CONVERTER

Full Power   Full Power	
Cuatro Cuadrantes   Four parts	
Modulos IGBT   IGBT Modules	
Salida   Output	400 V / 50 Hz
Control Directo de Par   Torque direct control	
Fabricante   Manufacturer	ABB

## ■ TORRE TOWER

Altura   Height	34.3 - 39.3 m
Diseño   Design	Cilíndrica, 3 partes 3 cylindrical sections
Diámetro   Diameter:	1,200 mm
Peso   Weight	16,600-20,800 kg

## ■ MULTIPLICADOR GEARBOX

Etapas   Stages	2 paralelas   parallel ones
Relación   Ratio	10.0
Sin circuito de refrigeración   No cooling circuit	

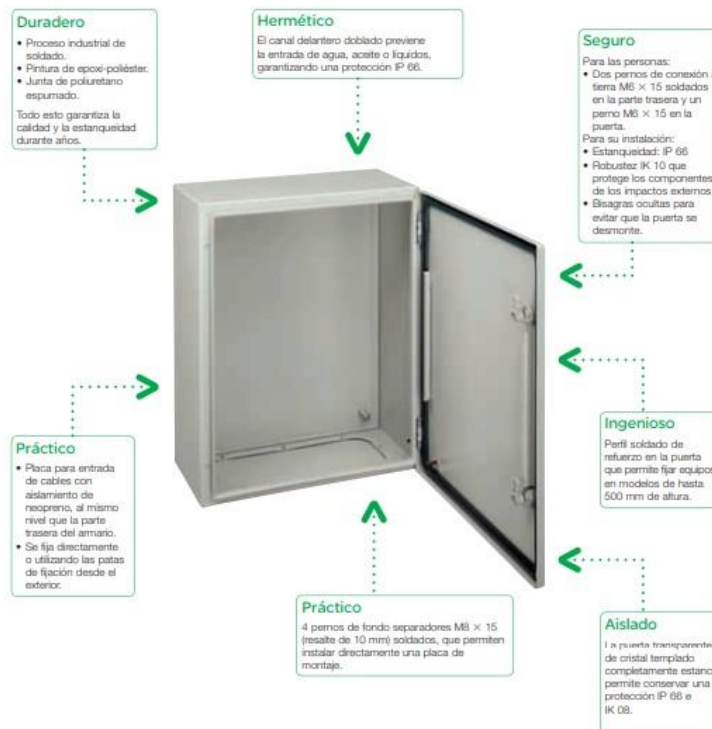
# GARBÍ 200/28

6.7.1.2 GABINETES DE TABLEROS

Gabinetes metálicos

CRN y CRNG

1



6.7.1.2.1 Gabinete de tablero TB1

Gabinetes metálicos CRNG con sistema de cierre de tres puntos							
800	600	400	1	66	30	NSYCRNG86400-M	NSYCRNG86400T-M
800	1000	300	2	55	40	NSYCRNG810300D-M	-
800	1200	300	2	55	46	NSYCRNG812300D-M	-
1000	600	400	1	66	36	NSYCRNG106400-M	NSYCRNG106400T-M
1000	800	400	1	66	43	NSYCRNG108400-M	NSYCRNG108400T-M
1000	1000	300	2	55	47	NSYCRNG1010300D-M	NSYCRNG1010300DT-M
1000	1200	300	2	55	55	NSYCRNG1012300D-M	-
1000	1200	400	2	55	60	NSYCRNG1012400D-M	-
1200	600	300	1	66	37	NSYCRNG126300-M	NSYCRNG126300T-M
1200	600	400	1	66	42	NSYCRNG126400-M	NSYCRNG126400T-M
1200	800	300	1	66	45	NSYCRNG128300-M	NSYCRNG128300T-M
1200	800	400	1	66	50	NSYCRNG128400-M	NSYCRNG128400T-M
1200	1000	300	2	55	56	NSYCRNG1210300D-M	-
1200	1000	400	2	55	61	NSYCRNG1210400D-M	-
1200	1200	300	2	55	64	NSYCRNG1212300D-M	-
1200	1200	400	2	55	90	NSYCRNG1212400D-M	-
1400	1000	300	2	55	80	NSYCRNG1410300D-M	-

6.7.1.2.2 Gabinete de tablero TB2

Gabinetes metálicos CRNG con sistema de cierre de tres puntos							
800	600	400	1	66	30	NSYCRNG86400-M	NSYCRNG86400T-M
800	1000	300	2	55	40	NSYCRNG810300D-M	-
800	1200	300	2	55	46	NSYCRNG812300D-M	-
1000	600	400	1	66	36	NSYCRNG106400-M	NSYCRNG106400T-M
1000	800	400	1	66	43	NSYCRNG108400-M	NSYCRNG108400T-M
1000	1000	300	2	55	47	NSYCRNG1010300D-M	NSYCRNG1010300DT-M
1000	1200	300	2	55	55	NSYCRNG1012300D-M	-
1000	1200	400	2	55	60	NSYCRNG1012400D-M	-
1200	600	300	1	66	37	NSYCRNG126300-M	NSYCRNG126300T-M
1200	600	400	1	66	42	NSYCRNG126400-M	NSYCRNG126400T-M
1200	800	300	1	66	45	NSYCRNG128300-M	NSYCRNG128300T-M
1200	800	400	1	66	50	NSYCRNG128400-M	NSYCRNG128400T-M
1200	1000	300	2	55	56	NSYCRNG1210300D-M	-
1200	1000	400	2	55	61	NSYCRNG1210400D-M	-
1200	1200	300	2	55	64	NSYCRNG1212300D-M	-
1200	1200	400	2	55	90	NSYCRNG1212400D-M	-
1400	1000	300	2	55	80	NSYCRNG1410300D-M	-

6.7.1.3 PROTECCIONES

6.7.1.3.1 Protecciones TB1 y TB2.



Compact NSX400/630.





## 6.7.1.3.2 Protección gabinete 02



Fixed Compact NS800.

Protection of distribution systems  
Compact NS circuit breakers from 630b up to 3200 A



Compact NS600b



Compact NS1600H



Protection of distribution systems  
Compact NS circuit breakers from 630b up to 3200 A

Compact circuit breakers		NS630b	NS800	NS1000	NS1250	NS1600	NS1600b	NS2000	NS2500	NS3200
Number of poles		3, 4		3, 4		3, 4		3, 4		3, 4
Control	manual		toggle							
	electric		director or extended rotary handle							
Type of circuit breaker		50 (except LB)								
Connections	fixed	N	H	L	LB	N	H	L	N	H
	front connection	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
	rear connection	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
	front connection with bare cables	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
	withdrawable (on chassis)	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
	front connection	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
	rear connection	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
Electrical characteristics as per IEC 60947-2 and EN 60947-2										
Rated current (A)	In	630	800	1000	1250	1600	1600	2000	2500	3200
	50 °C	630	800	1000	1250	1510	1550	1900	2500	2970
	65 °C (1)	600	800	800	800	800	800			
Rated insulation voltage (V)	Ui	8	8	8	8	8	8			
Rated impulse withstand voltage (kV)	Uimp	690	690	690	690	690	690			
Rated operational voltage (V)	Ue	AC 50/60 Hz								
Type of circuit breaker		N	H	L	LB	N	H	L	N	H
Ultimate breaking capacity (kA rms)	Manual	85	85	150	200	85	85	150	85	85
	50/60 Hz	150	70	150	200	50	70	150	50	70
	AC 220/240 V	50	65	130	200	50	65	130	50	65
	380/415 V	40	50	100	100	40	50	100	40	50
	440 V	30	42	75	30	42	30	42	30	42
	500/525 V	50	50	150	200	50	52	150	50	52
	660/690 V	50	50	150	200	50	52	150	50	52
	AC 50/60 Hz	50	50	150	200	50	52	150	50	52
	380/415 V	50	50	150	200	50	52	150	50	52
	440 V	50	50	130	200	50	48	130	50	48
	500/525 V	40	40	100	100	40	37	100	40	37
	660/690 V	30	30	75	30	31	30	31	22	22
	AC 50/60 Hz	50	70	150	200	50	70	150	50	70
	380/415 V	50	70	150	200	50	70	150	50	70
	440 V	50	65	130	200	50	65	130	50	65
	500/525 V	40	50	100	100	40	50	100	40	50
	660/690 V	30	42	75	30	42	30	42	30	42
	AC 50/60 Hz	37	37	150	200	37	37	150	37	37
	380/415 V	37	37	150	200	37	37	150	37	37
	440 V	37	37	130	200	37	37	130	37	37
	500/525 V	30	30	100	100	30	30	100	30	30
	660/690 V	22	22	75	30	22	22	75	22	22
Short-time withstand current (kA rms)	low	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
	AC 50/60 Hz	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
	3 s	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Integrate distant arcing protection	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
	kA peak ± 10 %	40	40	40	40	40	40	40	40	130
Stability for isolation		⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗
Utilisation category		B	B	A	A	B	B	A	B	B
Durability (C-O cycles)	mechanical	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	5000
	electrical	6000	6000	4000	4000	6000	6000	4000	5000	3000
	440 V	5000	5000	3000	3000	5000	5000	3000	4000	2000
	690 V	4000	4000	3000	3000	4000	4000	3000	2000	2000
	IV2	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	1000
	IV2	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	1000
	III	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pollution degree		3	3	3	3	3	3	3	3	3

Type of circuit breaker					N	H	L	LB	N	H	L
Ultimate breaking capacity (kA rms)	Manual	lcu	AC 50/60 Hz	220/240 V	85	85	150	200	85	85	150
				380/415 V	50	70	150	200	50	70	150
				440 V	50	65	130	200	50	65	130
		lcs	AC 50/60 Hz	220/240 V	50	50	150	200	50	52	150
				380/415 V	50	50	150	200	50	52	150
				440 V	50	50	130	200	50	48	130
	Electrical	lcu	AC 50/60 Hz	220/240 V	50	70	150	-	50	70	150
				380/415 V	50	70	150	-	50	70	150
				440 V	50	65	130	-	50	65	130
		lcs	AC 50/60 Hz	220/240 V	40	40	100	100	40	37	100
				380/415 V	30	30	-	75	30	31	-
				440 V	30	42	-	-	30	42	-
Electrical	lcu	AC 50/60 Hz	220/240 V	50	70	150	-	50	70	150	
			380/415 V	50	70	150	-	50	70	150	
			440 V	50	65	130	-	50	65	130	
	lcs	AC 50/60 Hz	220/240 V	40	40	100	-	40	50	100	
			380/415 V	30	42	-	-	30	42	-	
			440 V	30	30	100	-	30	30	100	
Electrical	lcs	AC 50/60 Hz	220/240 V	22	22	-	-	22	22	-	
			380/415 V	22	22	-	-	22	22	-	
			440 V	22	22	-	-	22	22	-	

#### 6.7.1.4 CONDUCTORES

##### 6.7.1.4.1 Conductores en generador eólico

### POWERWIND AFUMEX DZ-F (AS) 0,6/1 kV

Tensión nominal: **0,6/1 kV** Normas de diseño: **UNE 21150** Designación genérica: **DZ-F (AS)**

#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Número conductores x sección mm <sup>2</sup>	Ø nominal aislamiento*	Ø nominal exterior*	Peso aproximado*	Inductancia aproximada	Resistencia del conductor 20 °C - c.c. Ω/km	I máxima al aire T=40 °C** A
3x70	13,9	38,1	3130	0,242	0,272	223
3x95	15,9	43,4	4140	0,241	0,206	271
3x120	17,1	47,0	5010	0,237	0,161	314
3x150	19,3	52,4	5850	0,236	0,129	363
3x185	21,8	58,6	7180	0,234	0,106	414
3x240	24,8	66,4	9220	0,232	0,080	489
1x70	13,9	19,1	970	0,305	0,272	243
1x95	15,9	21,5	1260	0,289	0,206	298
1x120	17,1	23,1	1520	0,297	0,161	348
1x150	19,3	25,7	1890	0,293	0,129	404
1x185	21,8	28,6	2310	0,288	0,106	464
1x240	24,8	31,8	2900	0,282	0,080	552

## CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama  
UNE EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



No propagación del incendio  
UNE EN 60332-3-24  
IEC 60332-3-24



Baja emisión de humos opacos  
UNE EN 61034-2  
IEC 61034-2



Libre de halógenos  
UNE EN 50267-2-1  
IEC 60754-1



Baja emisión de gases corrosivos  
UNE EN 50367-2-3  
IEC 60754-2



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al hielo



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y ácidos



Resistencia a la tracción



Resistencia a los golpes



Servicios móviles

- Norma de referencia: UNE 21150
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 +90 °C
- Temperatura de servicio (servicio móvil): -30 +90 °C
- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- Ensayo de tensión en c. a., durante 5 minutos: 3500 V

### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: UNE EN 60332-3-24, IEC 60332-3-24 cat.C
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1, IEC 60754-1
- Índice máx. toxicidad: NES 713, NF C 20454 It ≤ 1.5
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3, IEC 60754-2 pH ≥ 4.3, C ≤ 10 µS/mm
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2, IEC 61034-2

## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR (1)

- Metal:** Cobre electrolítico recocido desnudo.
- Flexibilidad:** Flexible clase 5 según UNE EN 60228 (IEC 60228).
- Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito

### AISLAMIENTO (2)

- Material:** Mezcla EPR termoestable
- Identificación: 1 cond: Negro.
- 3 conds: Negro, marrón y azul.
- Relleno y capa mezcla libre de halógenos (facultativa)

### CUBIERTA (3)

- Material:** Afumex termoestable libre de halógenos.
- Color: Negro.
- Inscripción:** PRYSMIAN POWERWIND AFUMEX DZ-F (AS) 0.6/1 kV, [sección], [año fab.], [metraje correlativo]



## APLICACIONES

Tramo móvil, sometido a torsiones, de evacuación de la potencia generada en BT por un aerogenerador. Cable de alta seguridad (AS): libre de halógenos, no propagador de la llama, no propagador del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja emisión de gases tóxicos y corrosivos.

6.7.1.4.2 Conductores subterráneos

## Baja Tensión

### RV-K / RV-R

NORMAS DE REFERENCIA ▶

DESCRIPCIÓN ▶



## Distribución en BT

### RETENAX VALIO

**IRAM 2178**

> **CONDUCTOR**

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

**Forma:** Redonda ( flexible "Clase 5" o compacta "Clase 2" ) y sectorial ( "Clase 2" ) para cables tripolares y tripolares con neutro con secciones superiores a los 50 mm<sup>2</sup>.

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

**Conductores de cobre:**

- Unipolares : Cuerdas flexibles Clase 5 hasta 240 mm<sup>2</sup> e inclusive y cuerdas compactas Clase 2 para secciones superiores. A pedido las cuerdas Clase 5 pueden reemplazarse por cuerdas Clase 2 ( compactas o no según corresponda ).
- Multipolares : Cuerdas flexible Clase 5 hasta 35 mm<sup>2</sup> y Clase 2 para secciones superiores , siendo circulares compactas hasta 50 mm<sup>2</sup> y sectoriales para secciones nominales superiores.

**Conductores de aluminio:**

- Unipolares : Cuerdas circulares Clase 2 , normales o compactas según corresponda.
- Multipolares : Cuerdas circulares Clase 2 normales o compactas según corresponda hasta 50mm<sup>2</sup> y sectoriales para secciones nominales superiores.

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

> **AISLANTE**

Poliétileno reticulado silanizado (xlpe)

**Identificación de los conductores:**  
 Unipolares: Marrón  
 Bipolares: Marrón / Negro  
 Tripolares: Marrón / Negro / Rojo  
 Tetrapolares: Marrón / Negro / Rojo / Celeste  
 Otras colores de identificación bajo pedido.



Norma de Fabricación



Tensión nominal



Temperatura de servicio



Cuerdas flexibles ó rígidas



Resistente a la absorción de agua



Resistente a los rayos ultravioletas



No propagación de la flama



Resistente a agentes químicos



Mezclas ecológicas



Sello IRAM



Sello de Seguridad Eléctrica



Sección nominal	Método D1 Caño enterrado	Método D1 Caño enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado	Método D2 Directamente enterrado
mm <sup>2</sup>	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
1,5	29	35	-	34	29
2,5	39	33	-	46	39
4	50	42	56	60	51
6	63	52	70	76	64
10	83	69	94	102	87
16	108	89	121	135	113
25	137	114	157	166	141
35	165	138	189	200	168
50	-	163	231	-	209
70	-	202	280	-	256
95	-	239	327	-	308
120	-	272	379	-	351
150	-	307	424	-	393
185	-	344	473	-	447
240	-	398	555	-	519
300	-	449	624	-	588

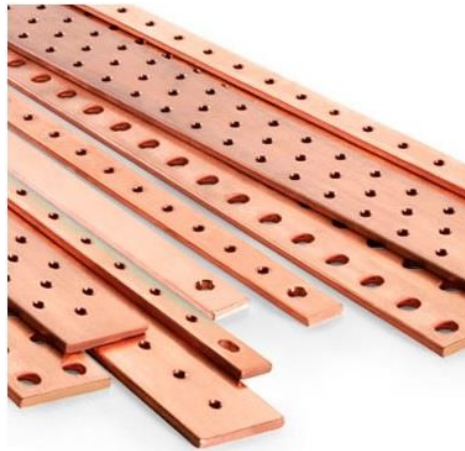
Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro Exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 90°C y 50 Hz.	Reactancia a 50 Hz.
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	Kg/km	ohm/km	ohm/km
Tripolares (almas de color marrón, negro y rojo)							
1,5	1,5	07	1,8	10	135	17,00	0,103
2,5	2,0	07	1,8	11	175	10,20	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	12,5	235	6,30	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	13,5	305	4,20	0,085
10	3,9	0,7	1,8	15,5	450	2,44	0,0797
16	5,7	0,7	1,8	18,5	705	1,54	0,075
25	-	0,9	1,8	24,5	1140	0,995	0,074
35	-	0,9	1,8	27	1480	0,707	0,072
50	-	1,0	1,8	28	1905	0,493	0,0726
70	-	1,1	1,9	28,5	2210	0,341	0,0707
95	-	1,1	2,0	32	2985	0,246	0,0685
120	-	1,2	2,1	35	3680	0,195	0,0689
150	-	1,4	2,3	38,5	4550	0,158	0,0693
185	-	1,6	2,4	42,5	5630	0,126	0,0696
240	-	1,7	2,6	47,5	7310	0,0961	0,0689
300	-	1,8	2,8	52	9115	0,0766	0,0685

6.7.1.5 TERMINALES



MODELO PART #	SECCIÓN mm <sup>2</sup> CONDUCTOR mm <sup>2</sup>	B	B (mm)	A	C	D	E	F	L	COLOR
SCC 1.5/2	1.5	5/32"	4	8	4	10	6	2.2	19	
SCC 1.5/3	1.5	3/16"	5	8	4	10	6	2.2	19	
SCC 2.5/1	2.5	5/32"	4	8	5	11	7	2.3	21	
SCC 2.5/2	2.5	3/16"	5	8	5	11	7	2.3	22	
SCC 4/1	4	5/32"	4	8	5	11	7	2.8	21	
SCC 4/2	4	3/16"	5	8	5	11	7	2.8	22	
SCC 6/1	6	3/16"	5	9	6	14	7	3.8	27	
SCC 6/2	6	1/4"	6.5	11	7	14	7	3.8	27	
SCC 10/1	10	3/16"	5	11	6	13	10	4.5	29	
SCC 10/2	10	1/4"	6.5	11	6	13	10	4.5	29	
SCC 10/3	10	5/16"	8	13	8	16	10	4.5	30	
SCC 16/1	16	1/4"	6.5	13	7	16	14	5.5	34	
SCC 16/2	16	5/16"	8	13	7	17	14	5.5	35	
SCC 16/3	16	3/8"	10	15	8	18	14	5.5	37	
SCC 25/1	25	1/4"	6.5	15	8	18	12	6.9	36	
SCC 25/2	25	5/16"	8	15	8	18	12	6.9	36	
SCC 25/3	25	3/8"	10	15	8	19	12	6.9	37	
SCC 25/4	25	1/2"	13	22	11	26	17	6.9	49	
SCC 35/0	35	1/4"	6.5	16	9	21	18	8.2	42	Green
SCC 35/1	35	5/16"	8	16	9	21	18	8.2	42	Green
SCC 35/2	35	3/8"	10	16	9	21	18	8.2	42	Green
SCC 35/3	35	1/2"	13	21	12	25	17	8.2	48	Green
SCC 50/0	50	1/4"	6.5	19	11	22	19	9.8	46	Red
SCC 50/1	50	5/16"	8	19	11	22	20	9.8	46	Red
SCC 50/2	50	3/8"	10	19	11	22	18	9.8	46	Red
SCC 50/3	50	1/2"	13	23	11	25	19	9.8	50	Red
SCC 50/4	50	5/8"	17	27	13	31	19	9.8	54	Red
SCC 70/0	70	5/16"	8	22	12	26	22	11.5	54	Black
SCC 70/1	70	3/8"	10	22	12	27	23	11.5	54	Black
SCC 70/2	70	1/2"	13	22	12	26	23	11.5	54	Black
SCC 70/3	70	5/8"	17	27	13	28	23	11.5	57	Black
SCC 95/0	95	3/8"	10	25	14	28	26	13.5	62	Purple
SCC 95/1	95	1/2"	13	25	14	28	26	13.5	61	Purple
SCC 95/2	95	5/8"	17	25	14	28	26	13.5	62	Purple
SCC 120/0	120	3/8"	10	28	14	29	24	15.2	65	Yellow
SCC 120/1	120	1/2"	13	28	15	29	24	15.2	65	Yellow
SCC 120/2	120	5/8"	17	28	14	30	26	15.2	67	Yellow
SCC 150/0	150	3/8"	10	31	16	35	27	16.5	71	Grey
SCC 150/1	150	1/2"	13	32	17	35	27	16.5	71	Grey
SCC 150/2	150	5/8"	17	32	16	35	27	16.5	71	Grey
SCC 185/0	185	3/8"	10	34	17	35	28	18.6	74	Blue
SCC 185/1	185	1/2"	13	34	18	35	28	18.6	74	Blue
SCC 185/2	185	5/8"	17	34	18	35	28	18.6	74	Blue
SCC 240/1	240	1/2"	13	39	20	41	34	20.8	87	Brown
SCC 240/2	240	5/8"	17	39	20	41	34	20.8	87	Brown
SCC 300/1	300	1/2"	13	44	22	42	38	23.5	94	Green
SCC 300/2	300	5/8"	17	44	21	42	40	23.5	95	Green
SCC 400/1	400	5/8"	17	50	24	49	44	27	107	Orange
SCC 500/1	500	3/4"	20	58	24	55	44	31	121	Grey
SCC 630/1	630	3/4"	20	64	29	58	54	34.5	130	Grey

6.7.1.6 BARRAS CONDUCTORAS



6.7.1.6.1 Barras conductoras de cobre TB1 y TB2

**BARRAS PLANAS:**



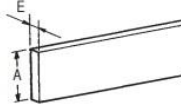
- Temperatura ambiente dentro del armario 35°C
- Temperatura de trabajo medida en la barra de cobre. Según la norma DIN 43671
- Barras de canto

A x E mm	Longitud (mm)			Intensidad nominal (A)										
	1000	2000	4000	Temperatura de trabajo 85°C				Temperatura de trabajo 65°C						
	n° artículo	n° artículo	n° artículo											
12 x 4	550780	550790		212							160			
12 x 5		550770		241							183			
20 x 5			550600	363							274			
25 x 5		549600	550610	433	776						327	586		
30 x 5			550620	502	890	1187	1329	379	672	896	1003			
40 x 5			550630	639	1108	1444	1617	482	836	1090	1220			
50 x 5		549610	550640	772	1317	1670	1870	583	994	1260	1411			
60 x 5			550650	912	1524	1908	2137	688	1150	1440	1613			
63 x 5		549620		951	1586	1980	2217	718	1197	1494	1673			
80 x 5		549630	550660	1173	1921	2319	2597	885	1450	1750	1960			
100 x 5		549640	550670	1431	2292	2716	3042	1080	1730	2050	2296			
125 x 5		549650	550680	1723	2679	3155	3532	1300	2022	2381	2666			
30 x 10		549700	550970	756	1300	1701		573	986	1289				
40 x 10		549710	550980	944	1624	2124		715	1230	1609				
50 x 10		549720	550900	1129	2001	2703		852	1510	2040				
60 x 10		549730	550910	1305	2279	3048		985	1720	2300				
80 x 10		549740	550920	1643	2796	3697		1240	2110	2790				
100 x 10		549750	550930	1974	3286	4320		1490	2480	3260				
120 x 10		549760	550940	2306	3790	4956		1740	2860	3740				
160 x 10			550950	2942	4757	6201		2220	3590	4680				
200 x 10			550960	3564	5711	7433		2690	4310	5610				



6.7.1.6.2 Barras conductoras de cobre TB1 y Gabinete O2

**BARRAS PLANAS:**



- Temperatura ambiente dentro del armario 35°C
- Temperatura de trabajo medida en la barra de cobre. Según la norma DIN 43671
- Barras de canto

A x E mm	Longitud (mm)			Intensidad nominal (A)									
	1000	2000	4000	Temperatura de trabajo 85°C				Temperatura de trabajo 65°C					
	n° artículo	n° artículo	n° artículo										
12 x 4	550780	550790		212									
12 x 5		550770		241									
20 x 5			550600	363									
25 x 5		549600		433	776				586				
30 x 5			550620	502	890	1187	1329		379	672	896	1003	
40 x 5			550630	639	1108	1444	1617		482	836	1090	1220	
50 x 5		549610	550640	772	1317	1670	1870		583	994	1260	1411	
60 x 5			550650	912	1524	1908	2137		688	1150	1440	1613	
63 x 5		549620		951	1586	1980	2217		718	1197	1494	1673	
80 x 5		549630	550660	1173	1921	2319	2597		885	1450	1750	1960	
100 x 5		549640	550670	1431	2292	2716	3042		1080	1730	2050	2296	
125 x 5		549650	550680	1723	2679	3155	3532		1300	2022	2381	2666	
30 x 10		549700	550970	756	1300	1701			573	986	1289		
40 x 10		549710	550980	944	1624	2124			715	1230	1609		
50 x 10		549720	550900	1129	2001	2703			852	1510	2040		
60 x 10		549730	550910	1305	2279	3048			985	1720	2300		
80 x 10		549740	550920	1643	2796	3697			1240	2110	2790		
100 x 10		549750	550930	1974	3286	4320			1490	2480	3260		
120 x 10		549760	550940	2306	3790	4956			1740	2860	3740		
160 x 10			550950	2942	4757	6201			2220	3590	4680		
200 x 10			550960	3564	5711	7433			2690	4310	5610		

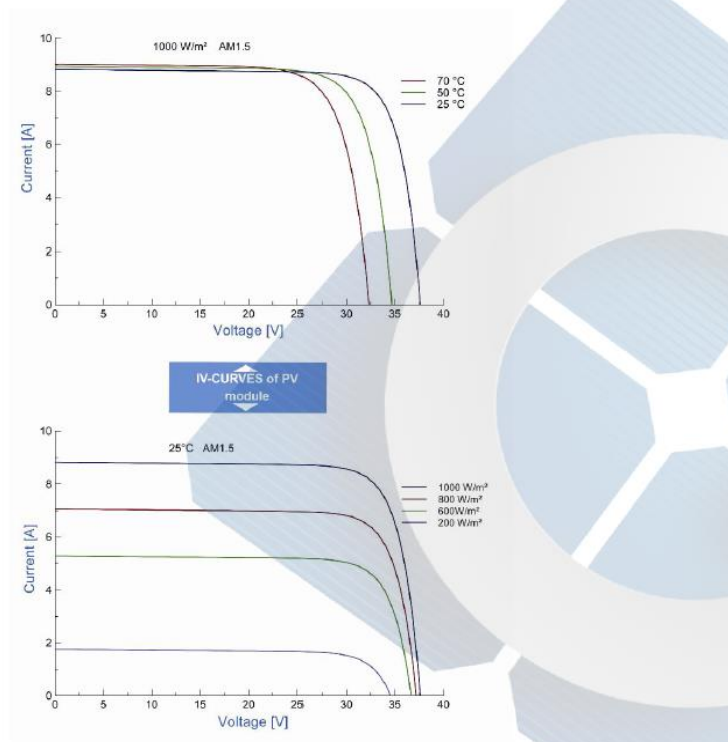
6.7.2 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

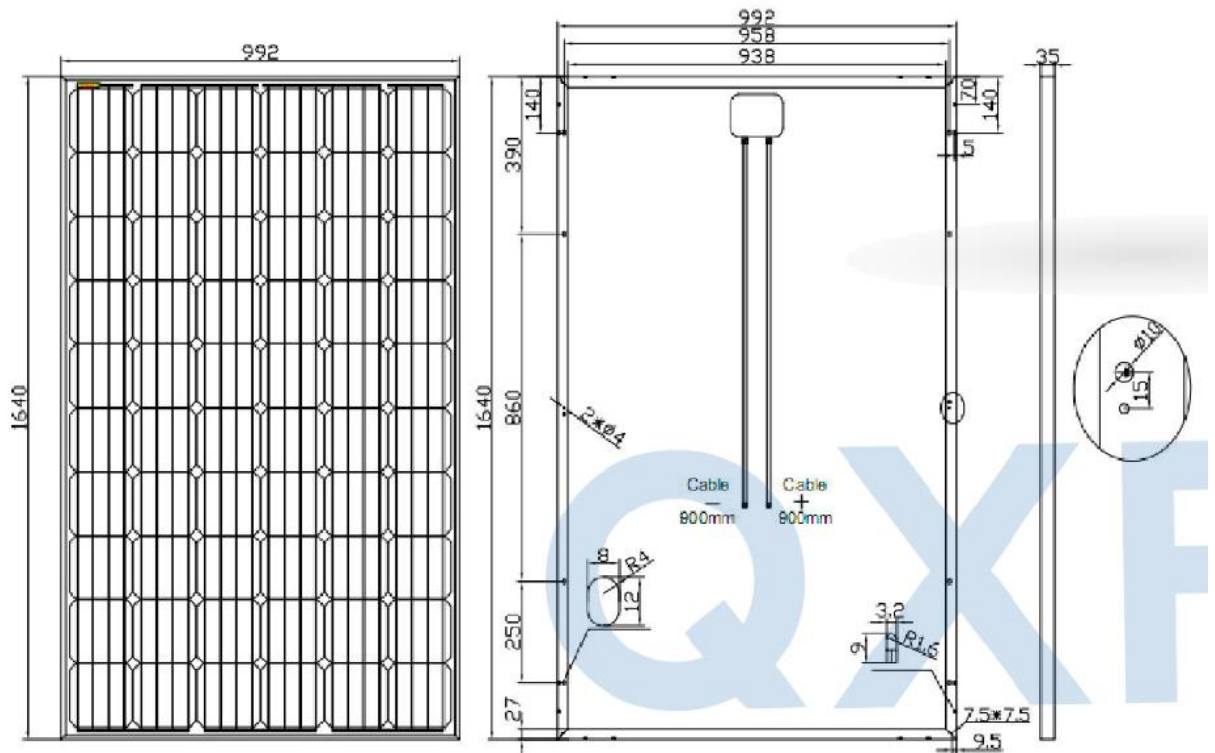
6.7.2.1 PANEL SOLAR ENERTIK PS-275M



ESPECIFICACIONES	
Modelo	PS-275M
<b>Especificaciones eléctricas</b>	
Potencia máxima (Pmax)	275W
Voltaje nominal (Vmp)	32.36V
Corriente (Lmp)	8.50A
Tensión en circuito abierto (Voc)	38.46V
Corriente en cortocircuito (Isc)	9.10A
Tensión máxima	1000VCC (IEC) / 600VCC (UL)
Resistencia al viento (Pa)	5400
<b>Especificaciones físicas</b>	
Celda solar	Silicio monocristalino
Material del marco	Aluminio
Color del marco y estructura	Aluminio
Dimensiones (mm)	1640 x 992 x 35
Peso neto (Kg)	18.6
<b>Especificaciones de temperatura</b>	
Condiciones de temp. nominal	-40°C a +85°C
Temperatura (NOCT)	45°C
Coeficiente de temp. de Pmax	-0.47% °C
Coeficiente de temp. de Voc	-0.34% °C
Coeficiente de temp. de Isc	+0.05% °C
<b>Garantía de performance</b>	
90% de la potencia	10 Años
80% de la potencia	25 Años

### IV-Curves





6.7.2 INVERSOR ENERTIK SOLARLAKE 3000TI-PM



	SolarLake 20000TL-PM	SolarLake 25000TL-PM	SolarLake 30000TL-PM
<b>Entrada (DC)</b>			
Potencia DC máx. (@cosφ=1) todo / por entrada MPP	21000 W / 11000 W	26300 W / 13200 W	32000 W / 16100 W
Tensión de entrada máx.	1000 V		
Rango de tensión / tensión nominal MPP	440 V - 850 V / 620 V	440 V - 800 V / 620 V	460 V - 800 V / 620 V
Tensión de entrada / tensión de arranque mín.	250 V / 300 V	250 V / 350 V	
Corriente de entrada máx. entrada A / entrada B	24 A / 24 A	30 A / 30 A	35 A / 35 A
Corriente de entrada máx. por cadena entrada A / entrada B	11,5 A / 11,5 A		
Número de entradas MPP independientes / cadenas por entrada MPP	2 / 3	2 / 4	
<b>Salida (AC)</b>			
Potencia nominal (@ 230 V / 50 Hz)	20000 W	25000 W	30000 W
Potencia aparente AC máx.	20000 VA	25000 VA	30000 VA
Tensión nominal AC / rango	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V por fase		
Frecuencia AC / rango	50 Hz, 60 Hz / 45 Hz - 55 Hz, 54 Hz - 66 Hz		
Tensión nominal red / frecuencia nominal red	230 V / 50 Hz		
Corriente de salida máx.	29 A	36,5 A	43,5 A
Factor de potencia con potencia nominal	1		
Ángulo de desplazamiento de fases, ajustable	0,8 sobrecargado - 0,8 subcargado		
Fases para inyección / fases para conexión	3 / 3		
<b>Coefficiente de rendimiento</b>			
Coefficiente de rendimiento máx. / Coefficiente de rendimiento europeo ponderado	98,2 % / 97,5 %	98,3 % / 97,8 %	98,4 % / 97,8 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Seccionador de DC / seccionador de AC	○ / ○ (EU: ● / ○)		
Descargador de sobretensión tipo II CC / CA	○ / ○		
Monitorización de cadena / fusibles de cadena	○ / ○		
Monitorización de toma de tierra / monitorización de red	● / ●		
Protección contra inversión de polaridad DC / resistente al cortocircuito AC	● / ●		
Separación galvánica	-		
Monitorización de corriente residual omnipolar	●		
Clase de protección (según IEC 62103) / Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / II (DC), III (AC)		
<b>Datos generales</b>			
Medidas (anch. / alt. / prof.)	530 / 740 / 210 mm	600 / 880 / 249 mm	
Peso	40 kg	63 kg	
Temperatura ambiente en funcionamiento	-25°C ... +60°C		
Generación de ruido (típico)	< 47 dB	< 57 dB	
Consumo propio (noche)	< 5 W		
Topología	Sin transformador		
Refrigeración	Ventilador		
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65		
Humedad del aire máx. (sin condensación)	95 %		
<b>Equipamiento</b>			
Conexión DC / conexión AC	Multicontacto MC4, Amphenol MC4, borne roscado / borne roscado		
Pantalla	3,5" TFT LCD		
Interfaces: RS485 / Wlan / Ethernet	● / - / ●		
Relé multifuncional / entrada digital	3 / 6		
Garantía: 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○		
Certificados y homologaciones (otras a petición)	CE, BDEW, VDE 0126-1-1, G59/2, EN 61000-3-11/12, EN 6100-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, CEI 0-16, AS 4777.2/3, AS 3100:2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727		
● Estándar ○ Opcional — No disponible			
Sujeto a cambios técnicos			



6.7.2.3 ESTRUCTURAS

Perfiles laminados en caliente

Perfiles ángulo de alas iguales

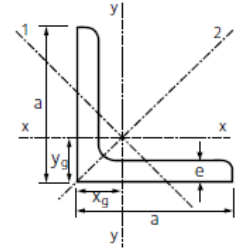
Usos y aplicaciones:

Construcción metálica: Elementos estructurales (vigas, columnas, entresijos, reticulados).

Agro: Silos, molinos, máquinas e implementos agrícolas.

Energía y comunicaciones: Elementos estructurales para la fabricación de torres.

Estos perfiles admiten uniones tradicionales, bulones normales, bulones alta resistencia, soldadura, etc.




Ángulo	Dimensiones			Sección S	Peso G	Valores estáticos		
	a	e	Xg = yg			Jx = Jy	J1	J2
	mm	mm	cm	cm <sup>2</sup>	kg/m	cm <sup>4</sup>	cm <sup>4</sup>	cm <sup>4</sup>
1/2" x 1/8"	12,7	3,2	0,42	0,71	0,56	0,17	0,06	0,24
5/8" x 1/8"	15,9	3,2	0,50	0,94	0,74	0,20	0,08	0,31
3/4" x 1/8"	19,0	3,2	0,58	1,13	0,89	0,35	0,14	0,55
7/8" x 1/8"	22,2	3,2	0,65	1,32	1,04	0,56	0,23	0,89
1" x 1/8"	25,4	3,2	0,73	1,51	1,19	0,84	0,34	1,34
1" x 3/16"	25,4	4,8	0,79	2,19	1,72	1,17	0,50	1,84
1 1/4" x 1/8"	31,7	3,2	0,89	1,97	1,55	1,83	0,72	2,93
1 1/4" x 3/16"	31,7	4,8	0,96	2,87	2,25	2,58	1,06	4,10
1 1/2" x 1/8"	38,1	3,2	1,03	2,37	1,86	3,11	1,20	5,02
1 1/2" x 3/16"	38,1	4,8	1,10	3,46	2,71	4,45	1,78	7,12
1 1/2" x 1/4"	38,1	6,4	1,17	4,49	3,53	5,63	2,33	8,93
1 3/4" x 1/8"	44,4	3,2	1,19	2,83	2,22	5,24	1,98	8,50
1 3/4" x 3/16"	44,4	4,8	1,27	4,14	3,25	7,57	2,97	12,17
1 3/4" x 1/4"	44,4	6,4	1,34	5,40	4,24	9,67	3,90	15,43
2" x 1/8"	50,8	3,2	1,34	3,21	2,52	7,76	2,95	12,58
2" x 3/16"	50,8	4,8	1,42	4,72	3,70	11,26	4,41	18,12
2" x 1/4"	50,8	6,4	1,49	6,17	4,84	14,45	5,80	23,10
2 1/4" x 3/16"	57,1	4,8	1,56	5,31	4,17	15,88	6,13	25,64
2 1/4" x 1/4"	57,1	6,4	1,63	6,96	5,46	20,49	8,10	32,87
2 1/2" x 3/16"	63,5	4,8	1,72	6,00	4,71	22,70	8,65	36,76
2 1/2" x 1/4"	63,5	6,4	1,80	7,87	6,18	29,43	11,49	47,37
3" x 1/4"	76,2	6,4	2,09	9,43	7,40	50,39	19,47	81,30
3" x 5/16"	76,2	7,9	2,15	11,49	9,02	60,74	23,89	97,59
3" x 3/8"	76,2	9,5	2,22	13,64	10,71	71,15	28,47	113,82
3 1/2" x 1/4"	88,9	6,4	2,40	11,11	8,72	82,34	31,58	133,09
3 1/2" x 5/16"	88,9	7,9	2,47	13,57	10,65	99,66	38,85	160,47
3 1/2" x 3/8"	88,9	9,5	2,53	16,14	12,67	117,20	46,37	188,04
4" x 1/4"	101,6	6,4	2,71	12,80	10,05	125,53	47,85	203,21
4" x 5/16"	101,6	7,9	2,78	15,65	12,28	152,41	59,00	245,82
4" x 3/8"	101,6	9,5	2,85	18,63	14,63	179,81	70,56	289,07
4" x 1/2"	101,6	12,7	2,98	24,45	19,19	230,95	92,84	269,07
5" x 3/8"	127,0	9,5	3,46	23,44	18,40	355,91	138,04	573,78
5" x 1/2"	127,0	12,7	3,59	30,86	24,22	461,04	182,49	739,60


Normas de Cumplimiento

■ Productos contra pedido


Normas de cumplimiento	Correspondencia con otras normas
Dimensiones y tolerancias	IRAM-IAS U500-558/06
Características mecánicas	IRAM-IAS U500-503/12 Hasta 2/12" grados F-24 y bajo pedido F-26, F-36 Para 3", 3 1/2" y 4" Grado F - 36 y bajo pedido F-24 y F-26
Largos	6 metros para ángulos de hasta 2 1/4" inclusive. 12 metros para ángulos iguales o mayores a 2 1/2" Largos especiales consultar
Peso del paquete	1000 kg. aproximadamente para largos de 6m. 2000 kg. aproximadamente para largos de 12m.




SE CUMPLIMIENTO CON NORMAS




REGISTRADO




DNV



DNV



DNV



100% reciclado



Perfiles conformados

Perfiles C

Dimensiones (mm)	Espesor (mm)	Peso (kg/m)	Sección (cm <sup>2</sup> )	Valores estáticos relativos a los ejes XX-YY						
				Wx (cm <sup>3</sup> )	Jx (cm <sup>4</sup> )	Ix (cm)	Xg (cm)	Wy (cm <sup>3</sup> )	Jy (cm <sup>4</sup> )	Iy (cm)
80x40x15	1,60	2,23	2,84	7,52	30,08	3,26	1,48	2,78	7,02	1,57
	2	2,73	3,48	9,22	36,89	3,26	1,48	3,38	8,51	1,56
	2,50	3,34	4,25	11,25	45,02	3,25	1,48	4,07	10,25	1,55
	3,20	4,13	5,26	13,93	55,70	3,25	1,48	4,94	12,44	1,54
80x50x15	1,60	2,48	3,16	8,75	35	3,33	1,91	3,84	11,89	1,94
	2	3,05	3,88	10,74	42,98	3,33	1,91	4,69	14,50	1,93
	2,50	3,73	4,75	13,13	52,53	3,33	1,91	5,68	17,56	1,92
	3,20	4,63	5,90	16,29	65,14	3,32	1,91	6,95	21,50	1,91
100x45x10	1,60	2,60	3,32	10,46	52,29	3,97	1,46	3,39	8,60	1,61
	2	3,20	4,08	12,86	64,31	3,97	1,46	4,12	10,45	1,60
	2,50	3,93	5	15,75	78,77	3,97	1,46	4,97	12,60	1,59
	3,20	4,88	6,22	19,59	97,97	3,97	1,47	6,06	15,35	1,57
100x50x15	1,60	2,73	3,48	11,67	58,35	4,10	1,74	3,95	12,87	1,92
	2	3,36	4,28	14,36	71,80	4,10	1,74	4,82	15,69	1,91
	2,50	4,12	5,25	17,60	88,01	4,09	1,74	5,84	19,01	1,90
	3,20	5,13	6,54	21,92	109,58	4,09	1,75	7,15	23,28	1,89

**BULON INOXIDABLE**

**METRICOS**

PASO		P 0,70	P 0,80	P 1,00	P 1,25	P 1,50	P 1,75	P 2,00	
DIAMETRO		4 mm	5 mm	6 mm	8 mm	10 mm	12 mm	14 mm	
LARGO	10 mm	•	•	•					
	12 mm	•	•						
	15 mm			•	•				
	16 mm	•	•			•			
	20 mm	•	•	•	•	•			
	25 mm	•	•	•	•	•	•		
	30 mm	•	•	•	•	•	•	•	



**TUERCA INOXIDABLE**

**METRICAS**

PASO	P 0,70	P 0,80	P 1,00	P 1,00	P 1,25	P 1,50	P 1,75	P 2,00	P 2,00
DIAMETRO	5 mm	5 mm	6 mm	7 mm	8 mm	10 mm	12 mm	14 mm	16 mm
	•	•	•		•	•	•	•	•



## MARIPOSAS METRICAS GALVANIZADAS

DIAMETRO	5 mm	6 mm	8 mm	10 mm
	•	•	•	•



## AUTOPERFORANTES / TABLAS DE MEDIDAS

### TEL HEX

#### TIPO 2

Recomendados para fijación de cubiertas metálicas, techos y paredes. Poseen bajo cabeza la conformación adecuada para impermeabilizar mediante el uso de una arandela de PVC, de dimensiones y características específicas.



#### ROSCA CHAPA PUNTA MECHA

Vinculación de chapa a perfil estructural.



Descripción	Nº x Pulgadas	Diám. x long. (mm)	Hexagonal
HEX T2	10 x 3/4	(4,8 x 19)	5/16
HEX T2	12 x 3/4	(5,5 x 19)	5/16
HEX T2 cónico	12 x 7/8 (*)	(5,5 x 22,2)	5/16
HEX T2	12 x 1	(5,5 x 25,4)	5/16
HEX T2	12 x 1 1/2	(5,5 x 38,1)	5/16
HEX T2	12 x 2	(5,5 x 50,8)	5/16
HEX T2 cónico	14 x 7/8 (*)	(6,3 x 22,2)	3/8
HEX T2	14 x 3/4	(6,3 x 19)	3/8
HEX T2	14 x 1	(6,3 x 25,4)	3/8
HEX T2	14 x 1 1/2	(6,3 x 38,1)	3/8
HEX T2	14 x 2	(6,3 x 50,8)	3/8
HEX T2	14 x 2 1/2	(6,3 x 63,5)	3/8
HEX T2	14 x 3	(6,3 x 76,2)	3/8
HEX T2	14 x 4	(6,3 x 101,6)	3/8
HEX T2	14 x 5	(6,3 x 127)	3/8
HEX T2	14 x 1 1/2 max	(6,3 x 38,1)	3/8

(\*) Especial para vincular 2 chapas entre sí.

6.7.2.4 CONECTOR MC4



**VENTAJAS**

- Certificaciones UL y TÜV
- Totalmente compatible con el estándar de la industria
- Cumple con todos los requisitos NEC 2008/2011
- Protección UV
- Baja resistencia de contacto, que implica baja pérdida de potencia

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

Modelo	MC4-CON
<b>Especificaciones técnicas</b>	
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

6.7.2.5 SELECCIÓN DE CONDUCTORES

6.7.2.5.1 Conductor DC desde cada string a caja de conexión

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
31		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre bandejas de cables perforadas.	E o F

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
F							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	28	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

6.7.2.5.2 Conductor DC de caja de conexión a inversor

**TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)**

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
34		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre escaleras de cables.	E o F

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
F							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

6.7.2.5.3 Conductor AC de inversor a barras colectoras principales

**TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)**

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
56		Cables unipolares o multipolares en canalizaciones abiertas o ventiladas de recorrido horizontal o vertical.	B1



**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	167	182	209	225	240	260	280	301	314	348	380
150	171	188	205	236	250	278	299	322	343	363	404	438	
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

6.7.2.6 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

6.7.2.6.1 Fusibles





FUSIBLE SOLAR 10x38mm gPV 1000VCC 10A - SFUS-10

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo SFUS-10

Especificaciones eléctricas

Capacidad del fusible 10A

Tamaño del fusible 10 x 38 mm

Voltaje máximo 1000VCC

PORTA FUSIBLE SOLAR gPV 1000VCC - SPF-15

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo SPF-15

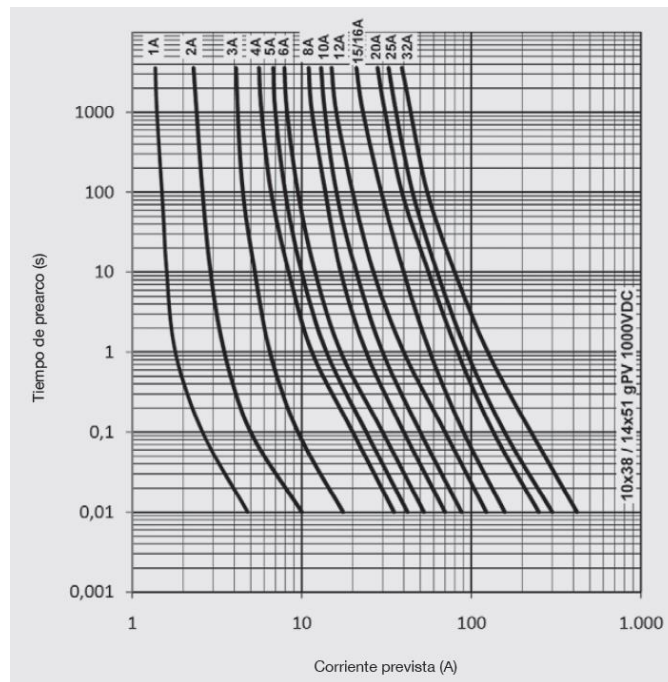
Especificaciones eléctricas

Tamaño del fusible 10 x 38 mm

Corriente máxima del módulo 20A

Voltaje máximo 1000VCC

Sección de cable 1 mm<sup>2</sup> ~ 10 mm<sup>2</sup>



6.7.2.6.2 Descargador por sobretensión



Ficha técnica del producto  
Características

A9L40281

iPRD-DC 40r 1000PV modular surge arrester - 2P  
- 1000VDC - with remote transfert



Principal

Rango de producto	IPRD-DC
Distancia	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IPRD PV-DC
Modelo de dispositivo	IPRD PV-DC
Tipo de producto o componente	Descargador de sobretensiones con cartucho enchufable
Número de polos	2P
Tipo de salida	Contacto (sin tensión)
Composición contactos de señal	1 SD (1 C/A)
Tipo limitador sobretensión	Red de distribución eléctrica

Complementario

Tipo clase limitador de sobrete	Tipo 2
Tecnología de limitador de sobrete	MOV
Tensión asignada de empleo	1000 V (+/- 10 %) CC
Corriente de descarga nominal	15 kA
Corriente máxima de descarga	40 kA
Uc max continuous opertg vltg	Modo diferencial : 1000 V L+/L- Modo común : 1000 V L/PE
Nivel de protección de tensión	3.9 kV type 2 common mode L+/PE 3.9 kV type 2 common mode L-/PE 3.9 kV type 2 differential mode L+/L-
Tipo de dispositivo desconector	Interr. auto. asociado iC60H 50 A Icu 15 kA curva C
Señalizaciones frontales	Bandera color: blanco/rojo
Tensión circuito señalización	CA : 250 V 50/60 Hz
Corriente salida señal.	0.25 A
Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	6
Alto	85 mm
Ancho	54 mm
Profundidad	70 mm
Peso del producto	0.342 kg
Color	Blanco ( RAL 9003 )
Tiempo de respuesta	<= 25 ns
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel superior 2.5...35 mm <sup>2</sup> Terminal tipo túnel inferior 2.5...35 mm <sup>2</sup>
Par de apriete	2.5 N.m
Código de compatibilidad	IPRD-DC 40r 1000PV

**Entorno**

Normas	EN 50539-11 : 2013 UTE C 61740-51
Certificados de producto	CE
Grado de protección IP	En cara frontal : IP40 En terminal : IP20
Grado de protección IK	IK03
Humedad relativa	5...90 %
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

6.7.2.6.3 Seccionador

**Main Switch for DIN Rail Mounting**

- DIN rail mounting
- Extremely short power shut off time of approx. 3ms.
- 2 poles and 4 poles available
- IEC60947-3 standard
- DC21B: 16A, 25A and 32A up to 1500V DC



**Specifications**

Contact configuration	600V	800V	1000V	1200V	Poles In series	Number of strings	Type Number
	16A	16A	16A	9A	2	1	SISO.2-16 D2
	25A	25A	20A	11A	2	1	SISO.2-25 D2
	32A	32A	23A	13A	2	1	SISO.2-32 D2

6.7.2.6.4 Interruptor automático



Ficha técnica del producto  
Características

18816  
Ng 125L 4X50A Curva C

Principal

Rango de producto	NG125
Distancia	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 NG125
Tipo de producto o componente	Disyuntor en miniatura
Modelo de dispositivo	NG125L
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
Posición de polo de neutro	Izquierda
Corriente nominal	50 A a 40 °C
Tipo de red	CC CA
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo ins	C
Tipo de poder de corte	L
Poder de corte	100 kA Icu conforme a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 50 kA Icu conforme a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 15 kA Icu conforme a EN/IEC 60947-2 - 500 V CA 50/60 Hz 40 kA Icu conforme a EN/IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 36 kA Icu conforme a EN/IEC 60947-2 - <= 500 V CC
Categoría de utilización	A conforme a IEC 60947-2
Idoneidad para el seccionamiento	Sí conforme a IEC 60947-2

**Complementario**

Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	<= 500 V CC 220...240 V CA 50/60 Hz 380...415 V CA 50/60 Hz 440 V CA 50/60 Hz 500 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In
[Ics] poder de corte en servicio	75 kA a 75 % de ruptura cap. conforme a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 37.5 kA a 75 % de ruptura cap. conforme a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 30 kA a 75 % de ruptura cap. conforme a EN/IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 11.25 kA a 75 % de ruptura cap. conforme a EN/IEC 60947-2 - 500 V CA 50/60 Hz
	50 kA a 100 % of breaking cap. conforme a EN/IEC 60947-2 - 500 V CC
Tensión asignada de aislamiento	690 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	8 kV conforme a EN/IEC 60947-2
Indicación de contacto positivo	Sí
Tipo de control	Palanca de conmutación Prueba de disparo manual
Señalizaciones frontales	Indicador deseng. Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Perfil DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de juego de bar	Sí
Paso interpolar	27 mm : Entre fases
Pasos de 9 mm	12
Alto	103 mm
Ancho	108 mm
Profundidad	81 mm
Peso del producto	0.96 kg
Endurancia mecánica	20000 cycles
Endurancia eléctrica	10000 cycles
Provisión cierre candado	Cerradura
Descripción opciones bloqueo	Enclavamiento integrado
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel 1.5...50 mm <sup>2</sup> rígido Terminales de tipo túnel 1...35 mm <sup>2</sup> flexible
Longitud de pelado de cable	20 mm
Par de apriete	3.5 N.m
Protección de fugas a tierra	Bloque independiente
Código de compatibilidad	NG125
Segmento de mercado	Pequeños edificios Pequeño comercial

**Entorno**

Normas	EN/IEC 60947-2
Grado de protección IP	IP20 conforme a IEC 60529
Grado de protección IK	IK05 conforme a EN / IEC 62262
Grado de contaminación	3 conforme a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforme a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...70 °C

## 6.8 BIBLIOGRAFÍA

### 6.8.1 BIBLIOGRAFÍA GENERAL

Dr. Ing. César Aguirre; Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía - Anexo informe técnico final; 29/12/2015; Universidad Nacional de Entre Ríos – Facultad de ciencias agropecuarias; Oro Verde, Paraná, Entre Ríos.

Ley de energías renovables N° 27191, modificación de la ley 27190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”; Sancionada: 23/09/2015, Promulgada 15/10/2015.

Asociación Electrotécnica Argentina; Reglamento para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en inmuebles AEA 90364 – Parte 7; 2006; Buenos Aires, Argentina.

#### 6.8.1.1 BIBLIOGRAFÍA GENERACIÓN EÓLICA

Álvarez Fernando, Alejandra Martínez, Catalina Alvarado (2013): *Aplicación de la ecuación de Weibull para determinar potencial eólico en Tunja-Colombia*. Tacna-Perú.

CEAMSE: Capitulo 2- *Aspectos Biofísicos*. Entre Ríos.

Francisco M. Gonzales-Longatt (2008): *Normativa IEC 64100-1. Modelado del viento en condiciones Normales Parte I*.

Pablo Ledesma (2008): *Regulación de frecuencia y potencia*. Madrid.

#### 6.8.1.2 BIBLIOGRAFÍA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

H. Grossi Gallego y R. Righini; Ángulos óptimos para planos colectores de energía solar integrados a edificios; 01/10/2012; Universidad Nacional de Luján; Luján, Buenos Aires, Argentina.

Mario Ortega Rodríguez; *Energías Renovables*; 2003; España.

Prysmian S.A.; *Soluciones para Baja Tensión, cables y accesorios*; 2006; España.

Schneider Electric; *Catalogo Acti 9*; 2011.

### 6.8.2 SITIOS WEB

#### 6.8.2.1 SITIOS WEB GENERACIÓN EÓLICA

<http://www.windpower.org/en/knowledge/publications.html>

<http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/localwin.htm>

[www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)

[www.electriawind.com](http://www.electriawind.com)

[www.energiaestrategica.com](http://www.energiaestrategica.com)

[www.perusolar.org](http://www.perusolar.org)

[www.perusolar.org](http://www.perusolar.org)

#### 6.8.2.2 SITIOS WEB GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

[www.adnsolar.com.ar](http://www.adnsolar.com.ar)

[www.enertik.com.ar](http://www.enertik.com.ar)

[www.schneider-electric.com.ar](http://www.schneider-electric.com.ar)

[www.sunearthtools.com](http://www.sunearthtools.com)

#### 6.8.3 PROVEEDORES

ADN Solar; Energías renovables; Buenos Aires; [info@adnsolar.com.ar](mailto:info@adnsolar.com.ar)

Casa Fandrich; Fabricación De Pernos, Tornillos Y Clavos; Gualeguaychú, Entre Ríos; (03446) 422136.

Electricidad Nise S.R.L; Materiales eléctricos; Gualeguaychú, Entre Ríos; (03446) 430364.

Enertik; Energías renovables; Rosario, Santa Fe. [info@enertik.com.ar](mailto:info@enertik.com.ar)

Entrerriana; Energías renovables; Gualeguaychú, Entre Ríos; [ventas@entrerriana.com](mailto:ventas@entrerriana.com)

FAMET S.R.L.; Metalúrgica industrial; Larroque, Entre Ríos. [serdeluca@urdi.com.ar](mailto:serdeluca@urdi.com.ar)

Schneider Electric; Buenos Aires. [www.schneider-electric.com.ar](http://www.schneider-electric.com.ar)

## 6.9 GLOSARIO

**AC/CA:** Corriente alterna.

**AEA:** Asociación Electrotécnica Argentina.



**Aerogenerador a Barlovento:** Las aspas del equipo se encuentran delante de la góndola respecto de la dirección de viento. El viento incide primero en las aspas luego en la góndola.

**Aerogenerador:** Equipo generador de energía, impulsado por el viento.

**Altura de buje:** Longitud medida entre la superficie del terreno y el eje de rotación de las aspas del aerogenerador.

**Arqueta:** Cofre hecho de material, que va enterrado y por el cual pasan los cables, lo cual permite su inspección periódica.

**Azimut:** Ángulo de desplazamiento del sol respecto del Sur.

**Célula fotovoltaica:** Dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica.

**CEM/STC:** Condiciones estándar de medida.

**Control de orientación:** Control que permite girar la góndola acorde al viento y buscando el mejor punto de funcionamiento.

**Control pitch:** Control que ajusta mecánicamente el perfil de las aspas para regular la potencia del aerogenerador.

**DC/CC:** Corriente continua.

**Descargador de sobretensión:** Dispositivo diseñado para proteger aparatos eléctricos de picos de tensión, bloqueando o enviando a tierra voltajes superiores a un umbral seguro.

**Distribución de Weibull:** Distribución de probabilidad continua, se aplica a los vientos para predecir su comportamiento.

**Fotovoltaico:** Que genera una fuerza electromotriz cuando se encuentra bajo la acción de una radiación luminosa o análoga.

**Fusible:** Componente eléctrico hecho de un material conductor, generalmente estaño, que tiene un punto de fusión muy bajo y se coloca en un punto del circuito eléctrico para interrumpir la corriente cuando esta es excesiva.

**Góndola:** Parte del aerogenerador con sostiene las aspas y por dentro contiene los mecanismos de transmisión y generación de energía.

**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/m<sup>2</sup>.

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.

**Ingots:** Lingotes de silicio obtenidos a partir de su fundición y posterior enfriamiento controlado.

**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:** El silicio monocristalino es aquel en el que la estructura cristalina de la totalidad del sólido es continua, ininterrumpida (sin bordes de grano) a sus bordes.

**MPPT:** Punto de máxima potencia del panel. Sistema incorporado del inversor para la utilización del 100% del rendimiento los paneles fotovoltaicos.

**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.

**Potencial eólico:** Potencial de eólica que posee una determinada zona por sus condiciones meteorológicas.

**Roza de viento:** Gráfica con forma de estrella, que muestra las velocidades, frecuencias y dirección de los vientos en un determinado punto.

**Silicio:** Elemento químico metaloide, número atómico 14, situado en el grupo 14 de la tabla periódica de los elementos y de símbolo (Si).

**String:** Conexión de dos o más paneles fotovoltaicos en serie entre sí.

**TCN:** Techo con caída al Norte

**TCS:** Techo con caída al Sur.

**TONC/NOTC:** Temperatura de operación nominal de la célula.

**Velocidad media anual:** Promedio de todas las velocidades de viento medidas a lo largo de un año.

**XLPE:** Polietileno reticulado.

# PROYECTO FINAL DE CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

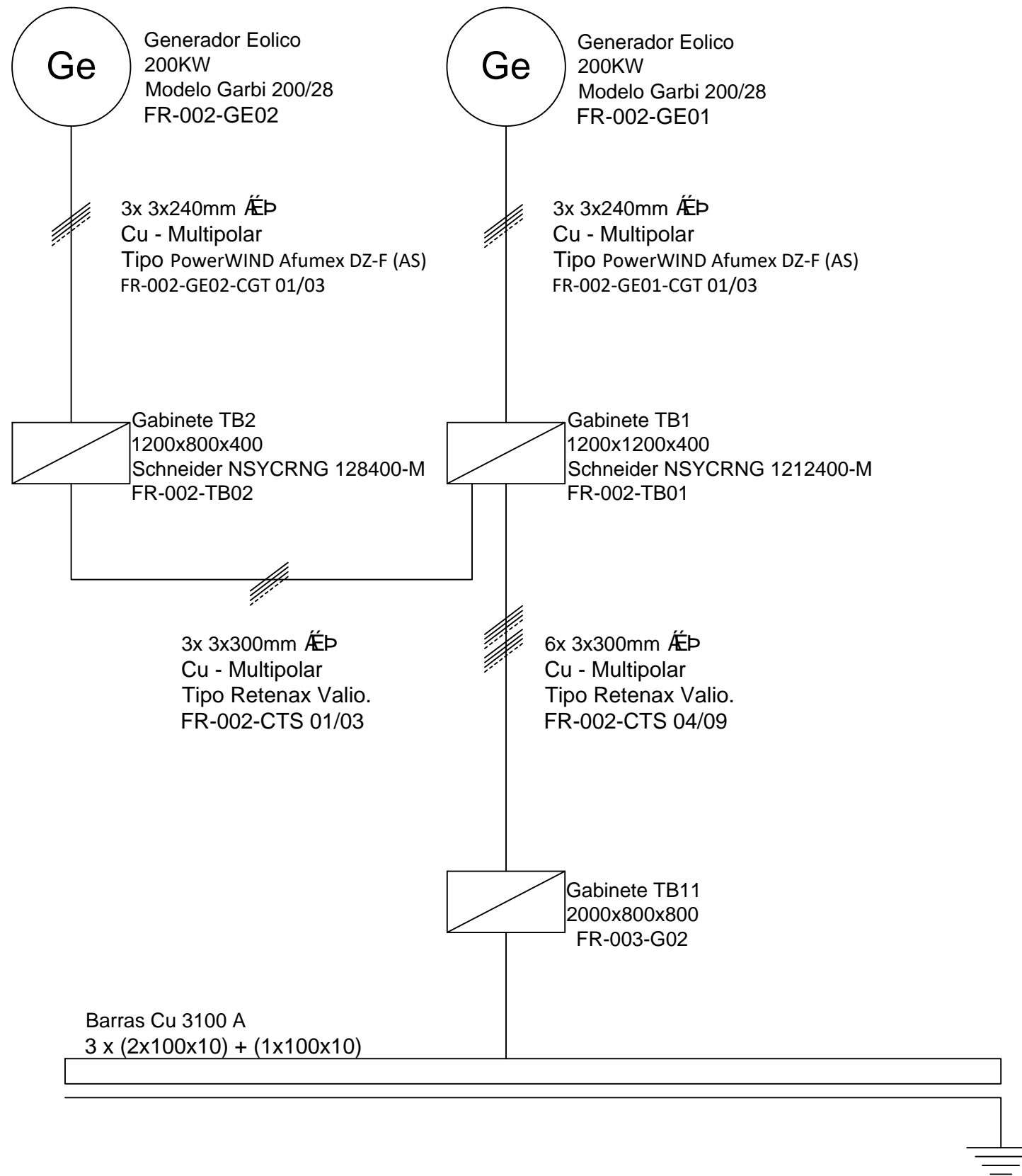
PFC-1708B – ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN  
PLANTA AVÍCOLA


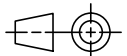
## PLANOS



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
Facultad Regional Concepción del Uruguay

# PLANOS GENERACIÓN EÓLICA

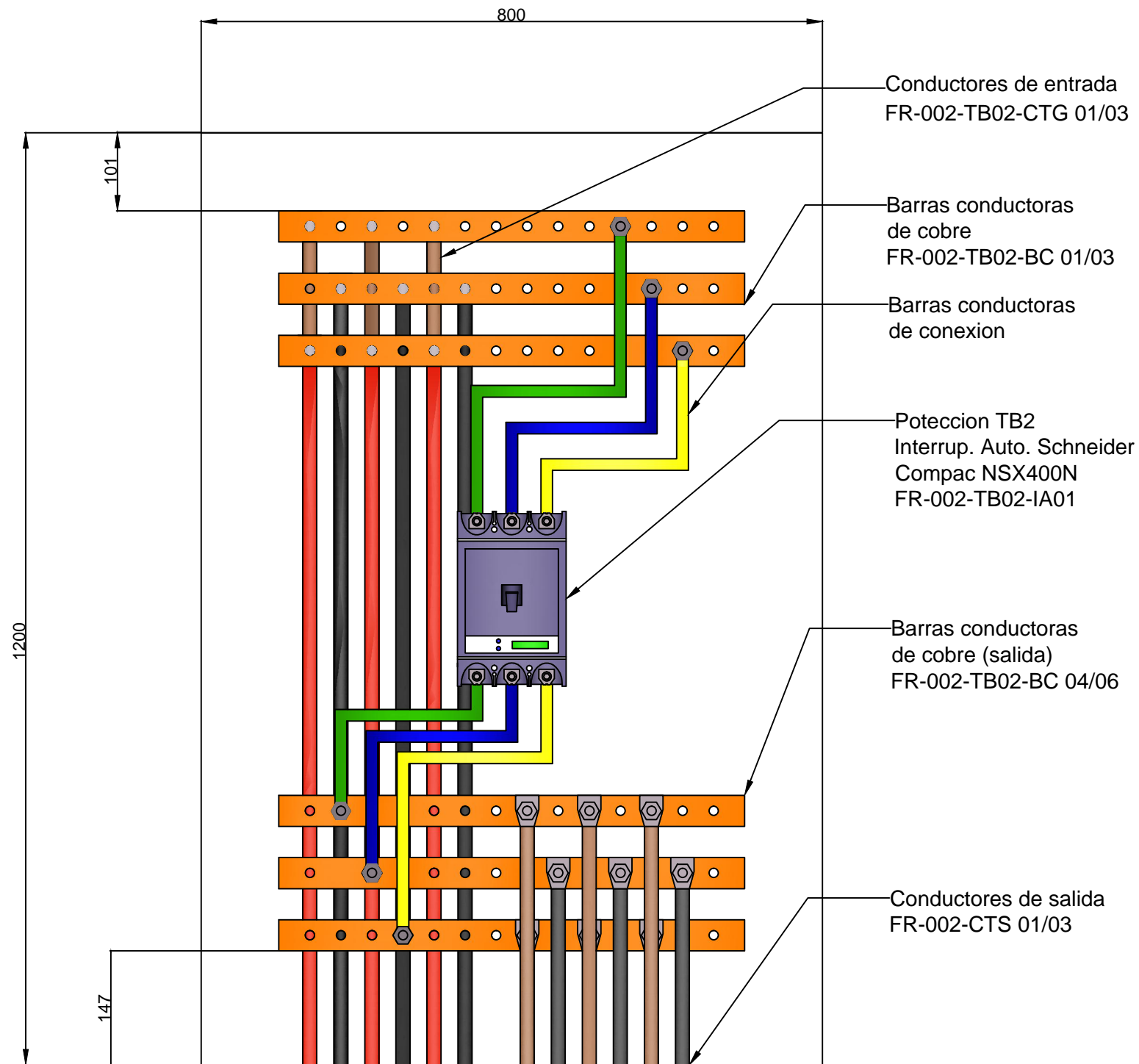



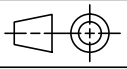
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Wj q^!• qmÁ^& [ 5° qmÁ^& ] q^ QmÁ^& [ qmÁ^& q^ ] q^ [ ] &^ ] q^Á^&^ * * q^
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.	<b>PLANO ELECTRICO DE TABLEROS</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			ÚSCEUÁÖUÁ»F	
			--/08/2018	



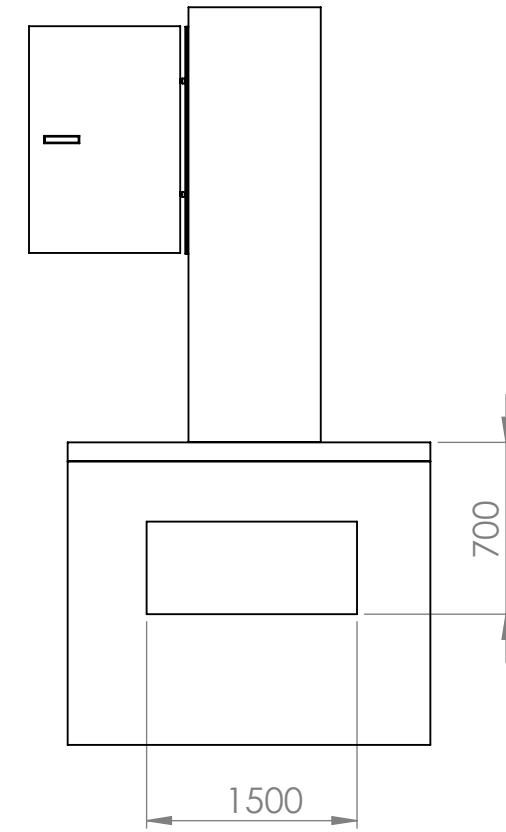
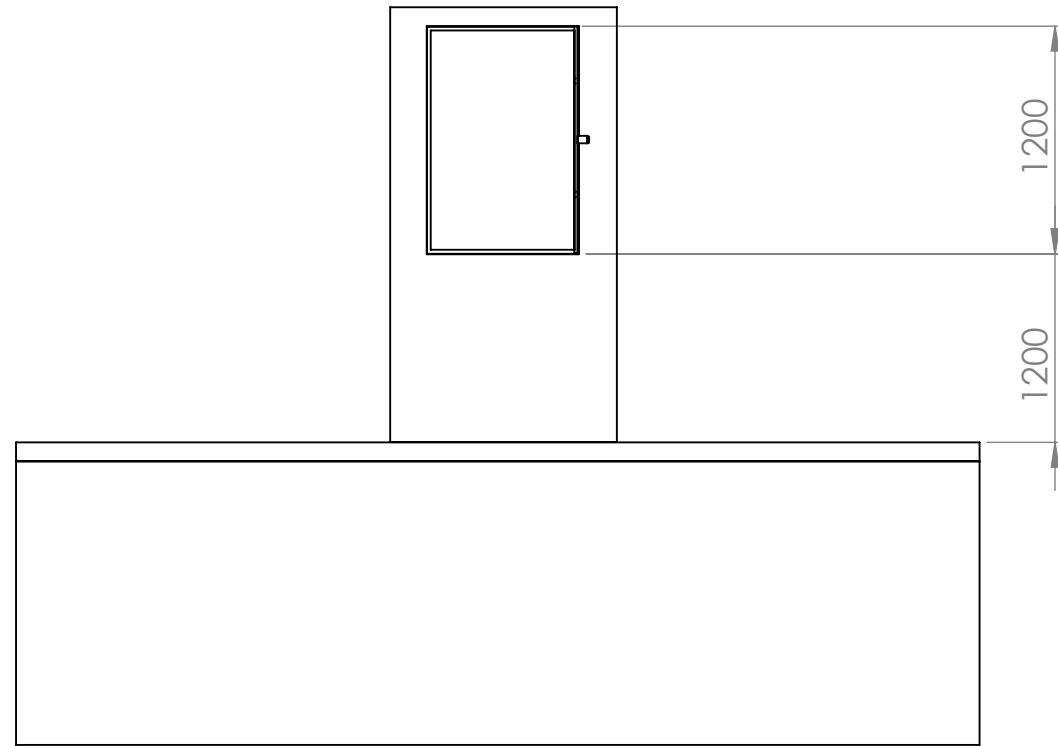






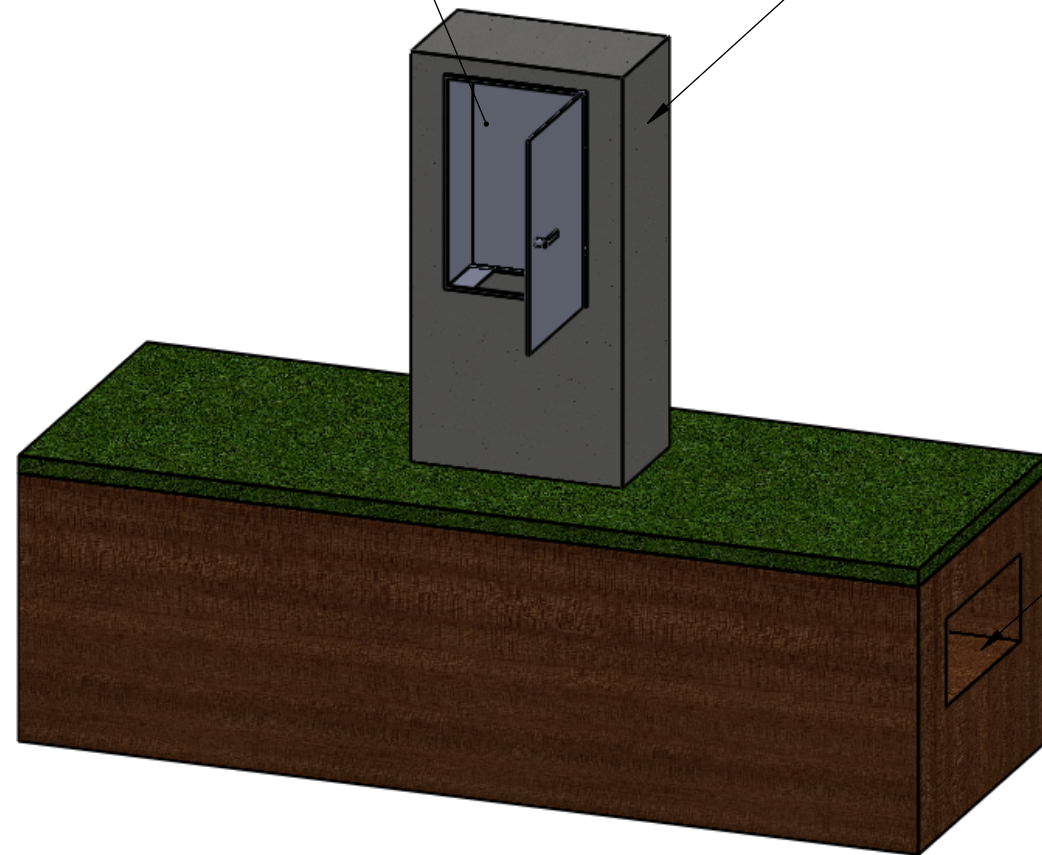
	Fecha	Nombre	FADEL S.A.	 Wp q^A^* qm A^A^8 [ 5^ qm p q q ] q Qm k [ qm A^A^ q ] q [ 0 ] 8^ 8^ / q^ A^ A^ * * * q
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>ESQUEMA TABLERO FR-002-TB2</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				ÚSCE U A Ñ O U A »
				--/08/2018





Gabinetes TB1 y TB2

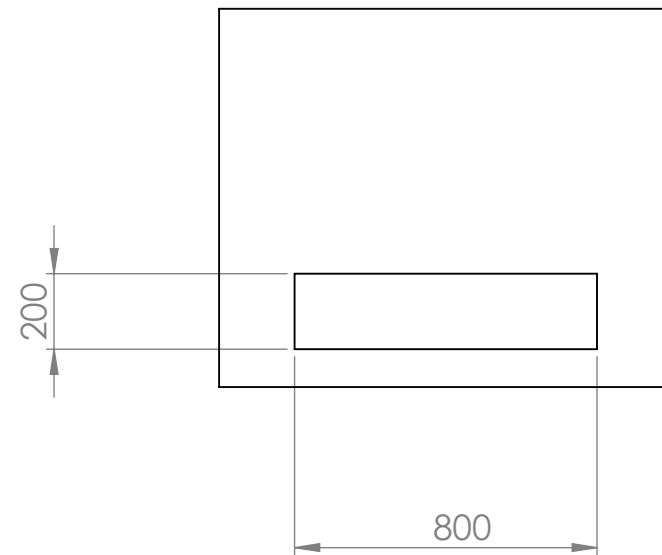
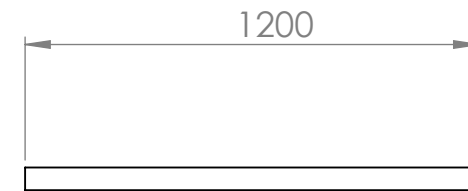
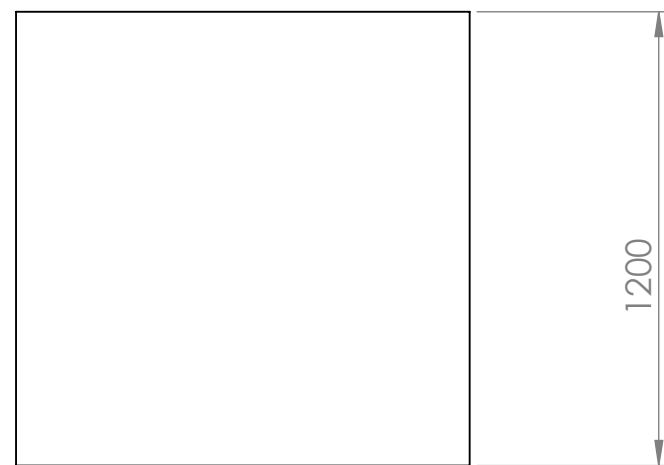
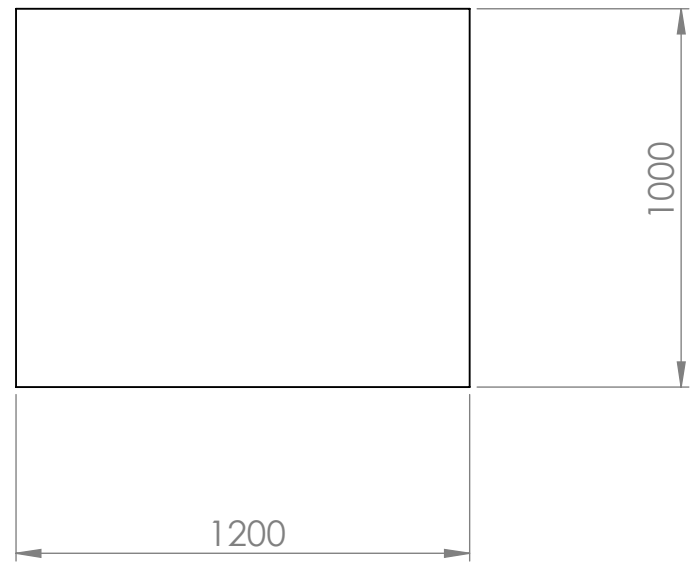
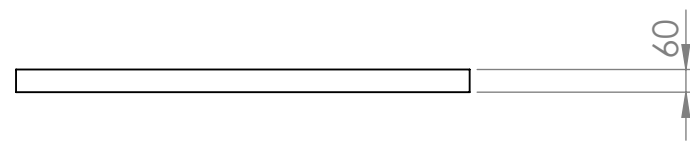
Pared de mamposteria con ladrillo comun o hueco



Zanja de conductores

	Fecha	Nombre	FADEL S.A.	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional de Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				Proyecto final de carrera PFC-1708B
Esc:				PLANO GEO N°6

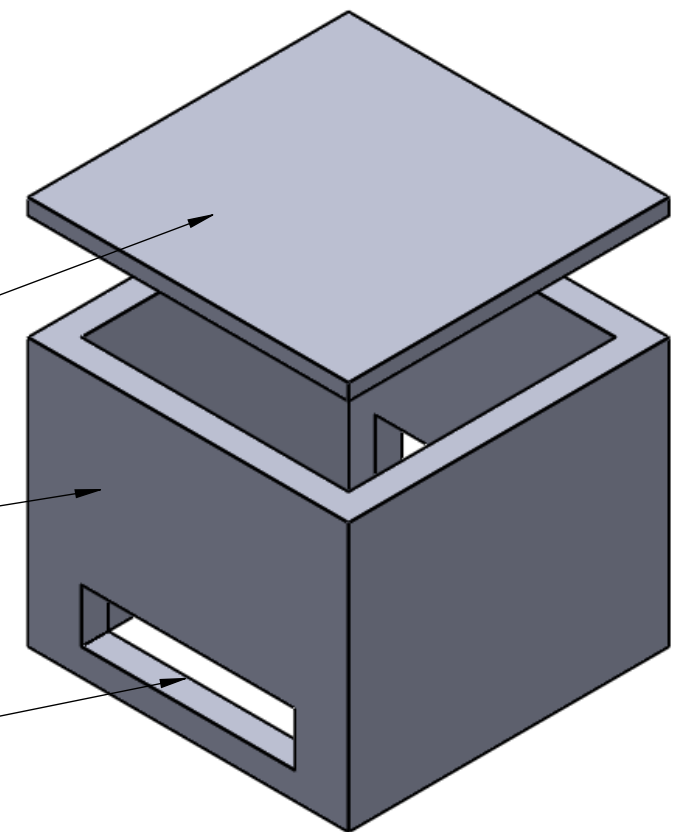
GABINETES  
TB1 Y TB2



Tapa de arqueta

Arqueta

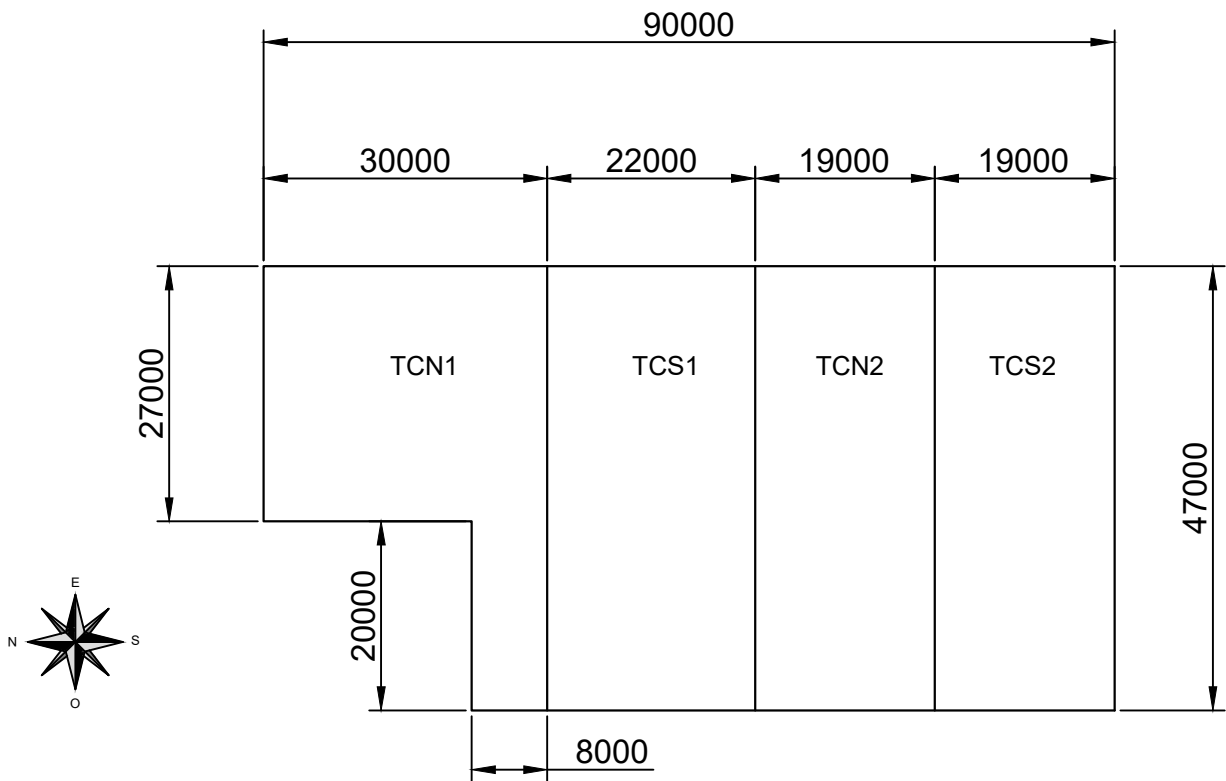
Orificio para conductores



Dib. Rev. Apr. Esc:	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional de Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	Esc:		<b>ARQUETAS DE INSPECCION</b>	
		<b>PLANO GEO N°7</b>		
		--/--/2018		



# PLANOS GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

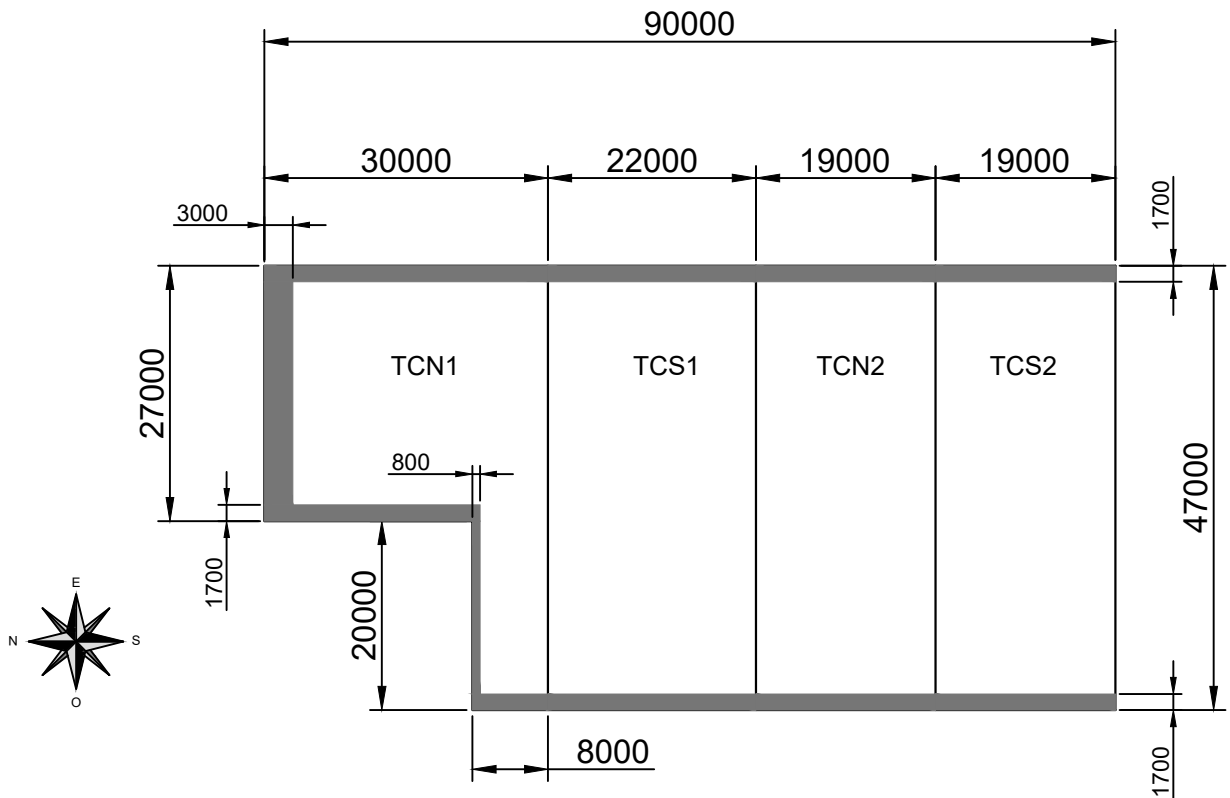


REFERENCIAS:

- TCN1: Porción de techo con cída al norte N°1
- TCN2: Porción de techo con cída al norte N°2
- TCS1: Porción de techo con cída al sur N°1
- TCS2: Porción de techo con cída al sur N°2


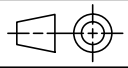
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.	1:800			Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 1
	ÁREA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (COD. FR-001) Y SUS PORCIONES			--/--/2018

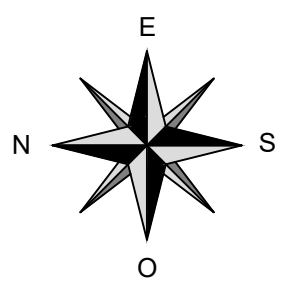
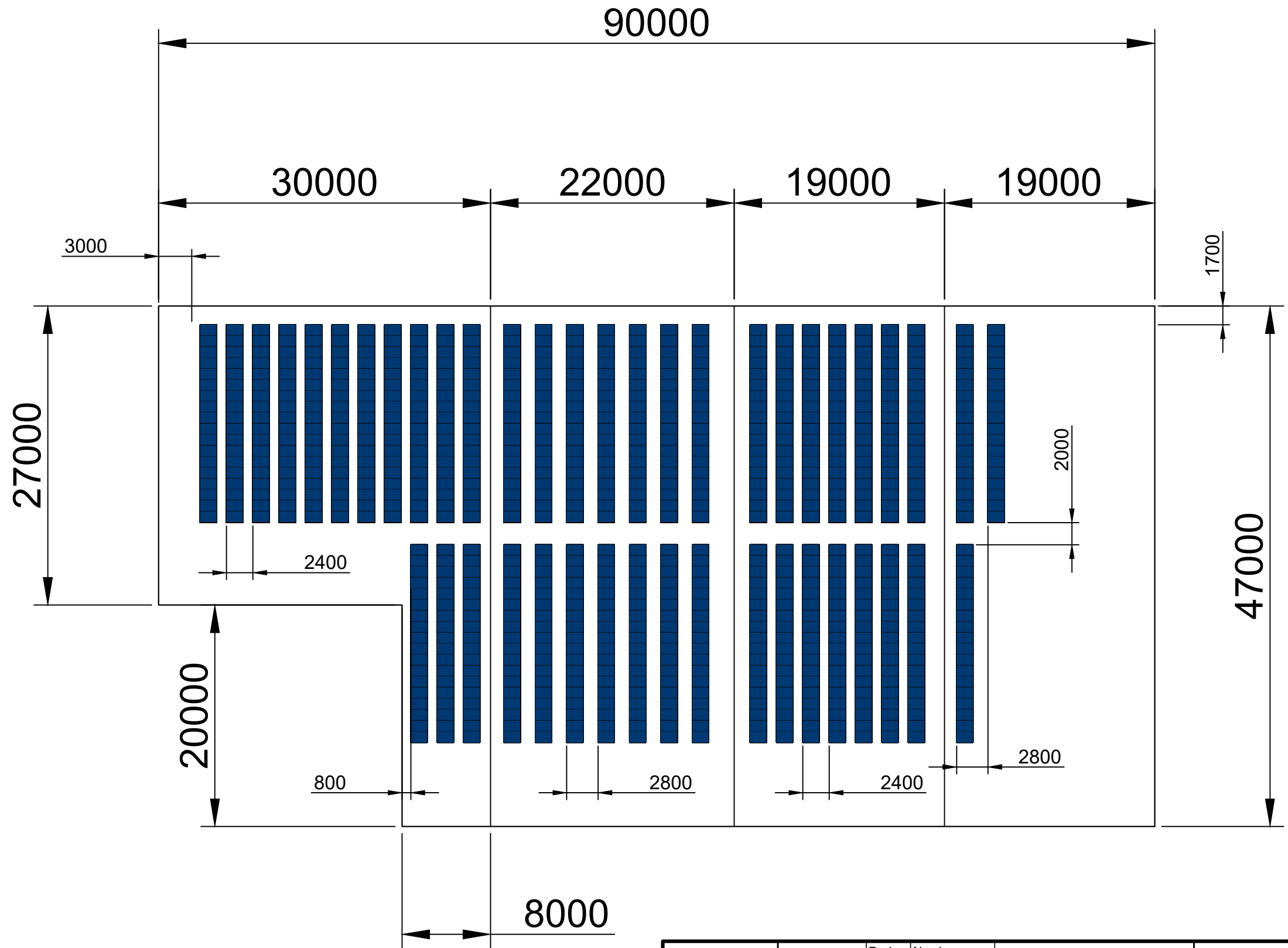




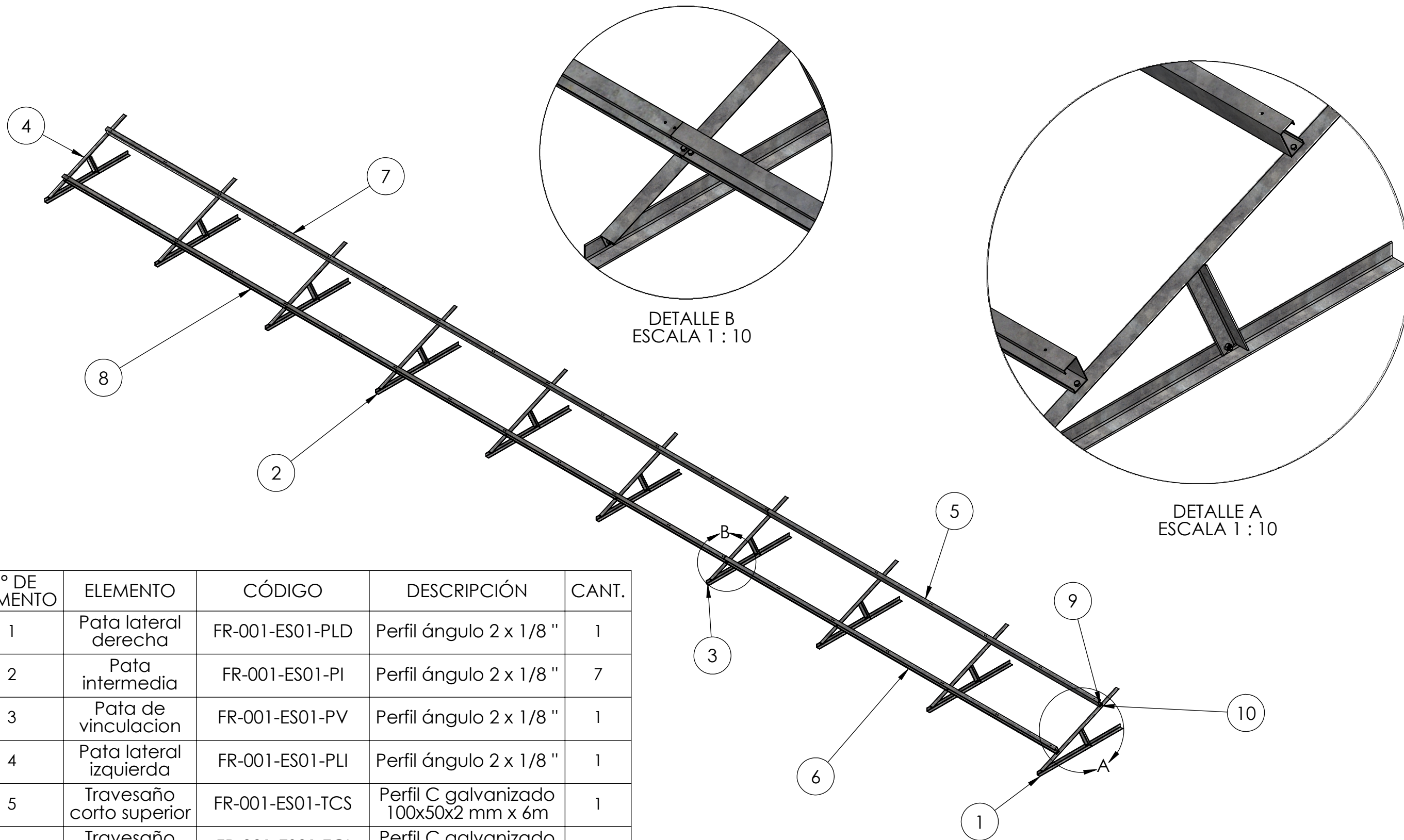
REFERENCIAS:

- TCN1: Porción de techo con cída al norte N°1
- TCN2: Porción de techo con cída al norte N°2
- TCS1: Porción de techo con cída al sur N°1
- TCS2: Porción de techo con cída al sur N°2

	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc.	<b>DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE          GENERACIÓN SOLAR          FOTOVOLTAICA POR          SOMBREADO</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
1:800			Plano GSF 2	
			--/--/2018	

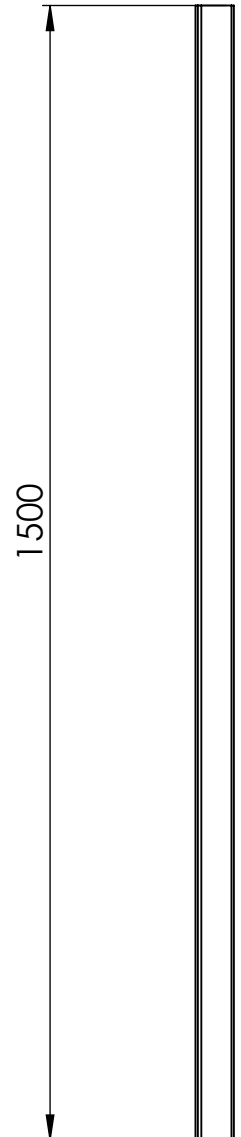
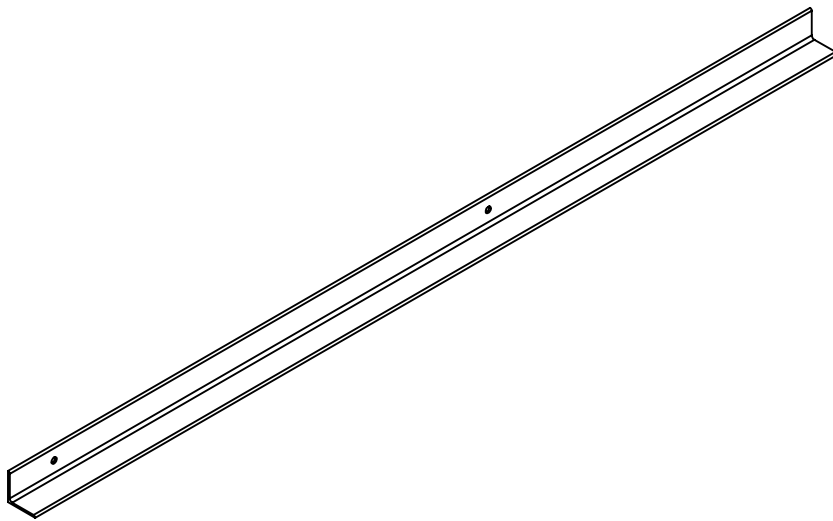
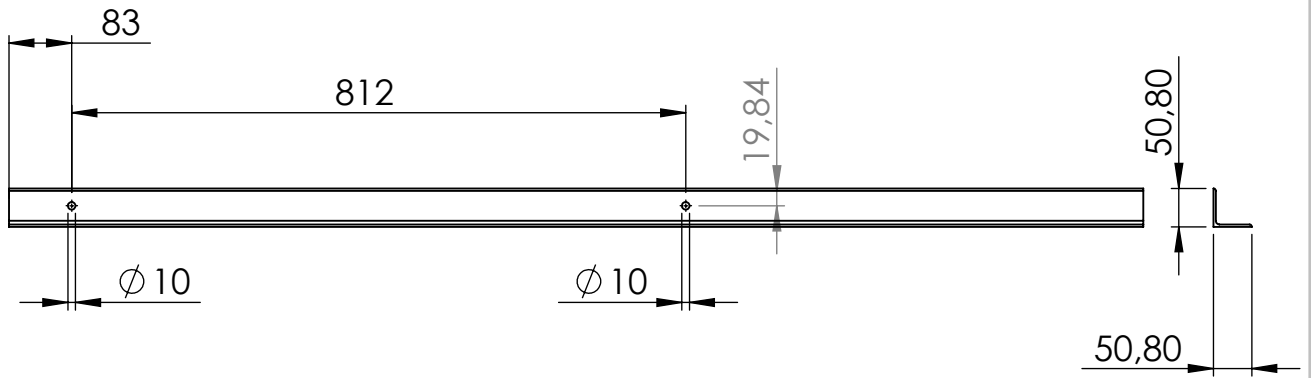




Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	1:400		DISPOSICIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS	
		Plano GSF 3		
		--/--/2018		

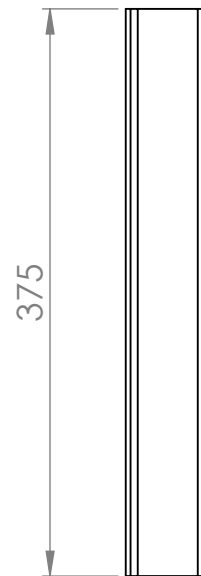
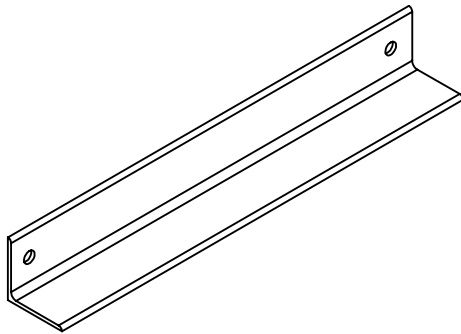
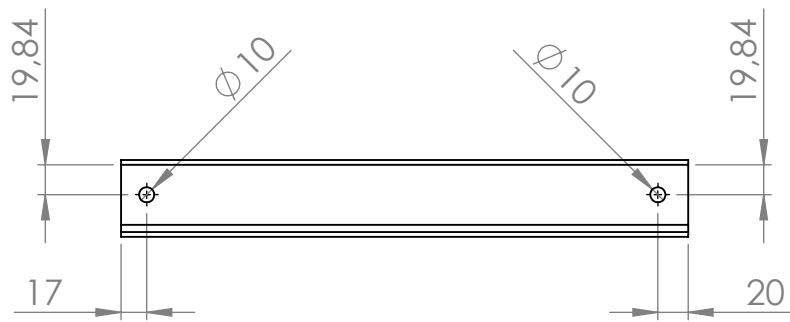


Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pata lateral derecha	FR-001-ES01-PLD	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
2	Pata intermedia	FR-001-ES01-PI	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	7
3	Pata de vinculacion	FR-001-ES01-PV	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
4	Pata lateral izquierda	FR-001-ES01-PLI	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
5	Travesaño corto superior	FR-001-ES01-TCS	Perfil C galvanizado 100x50x2 mm x 6m	1
6	Travesaño corto inferior	FR-001-ES01-TCI	Perfil C galvanizado 100x50x2 mm x 6m	1
7	Travesaño largo superior	FR-001-ES01-TLS	Perfil C galvanizado 100x50x2 mm x 12m	1
8	Travesaño largo inferior	FR-001-ES01-TLI	Perfil C galvanizado 100x50x2 mm x 12m	1
9	Perno cabeza hexagonal M8	FR-001-ES01-PHM8	M8 - 1,25 x 20	22
10	Tuerca hezagonal M8	FR-001-ES01-THM8	M8 - 1,25	22

Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
Rev.		Bogliacino		
Apr.		Mendoza		
Esc:				
			<b>VISTA ISOMETRICA DE ESTRUCTURA (FR-001-ES01) CON DETALLES</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				<b>Plano GSF 4</b>
				--/--/2018



Espesor: 1/8" Cantidad: 10	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:10	<b>BASE DE ESTRUCTURA          (FR-001-ES01-B)</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 5</b>
					--/--/2018



Espesor: 1/8"  
Cantidad: 10

Dib.  
Rev.  
Apr.

Esc:

1:5



Fecha

Nombre

Bogliacino

Mendoza

**FADEL S.A.**

**PATA DE ESTRUCTURA  
(FR-001-ES01-P)**



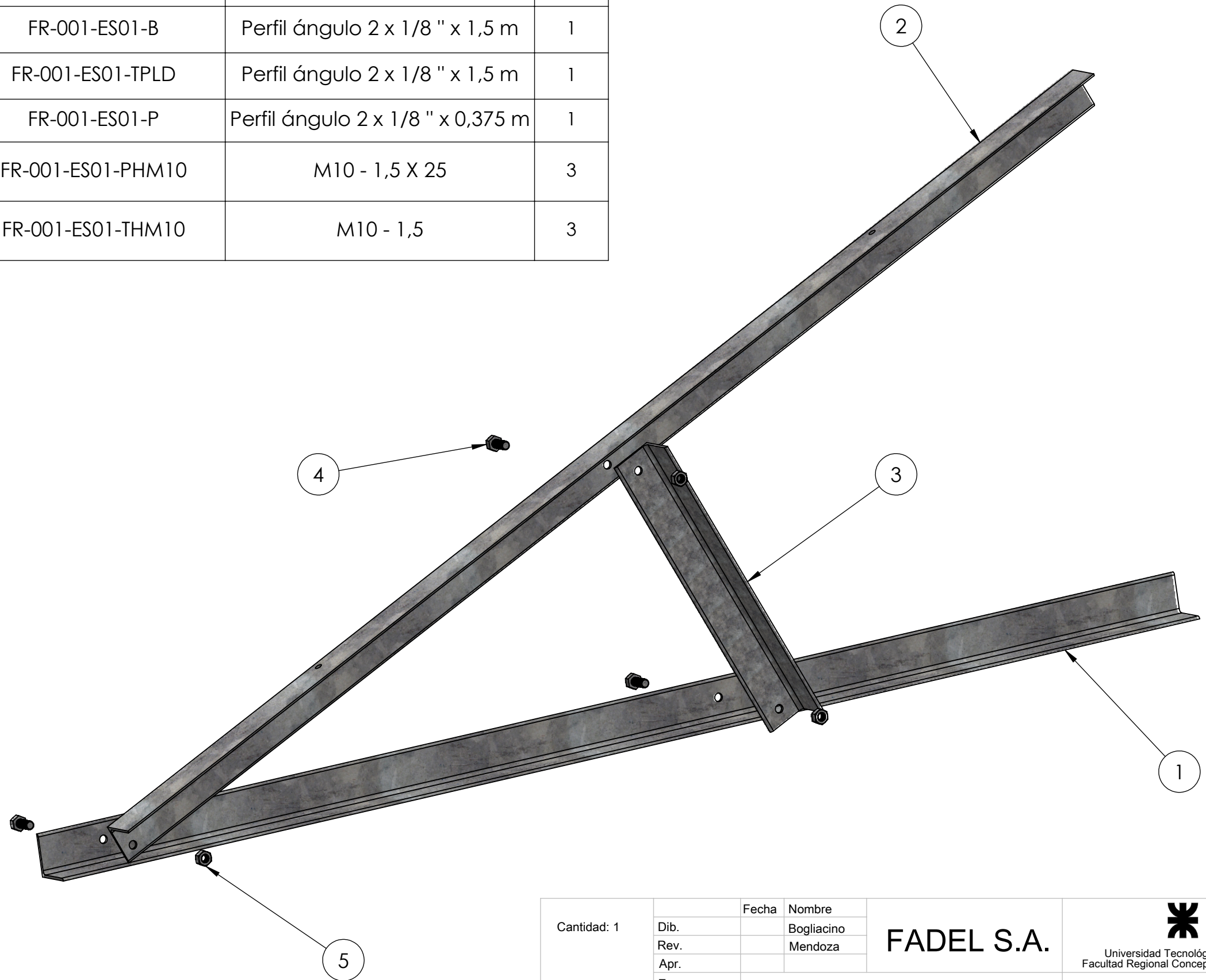
Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Concepción del Uruguay



Proyecto final de carrera  
PFC-1708B

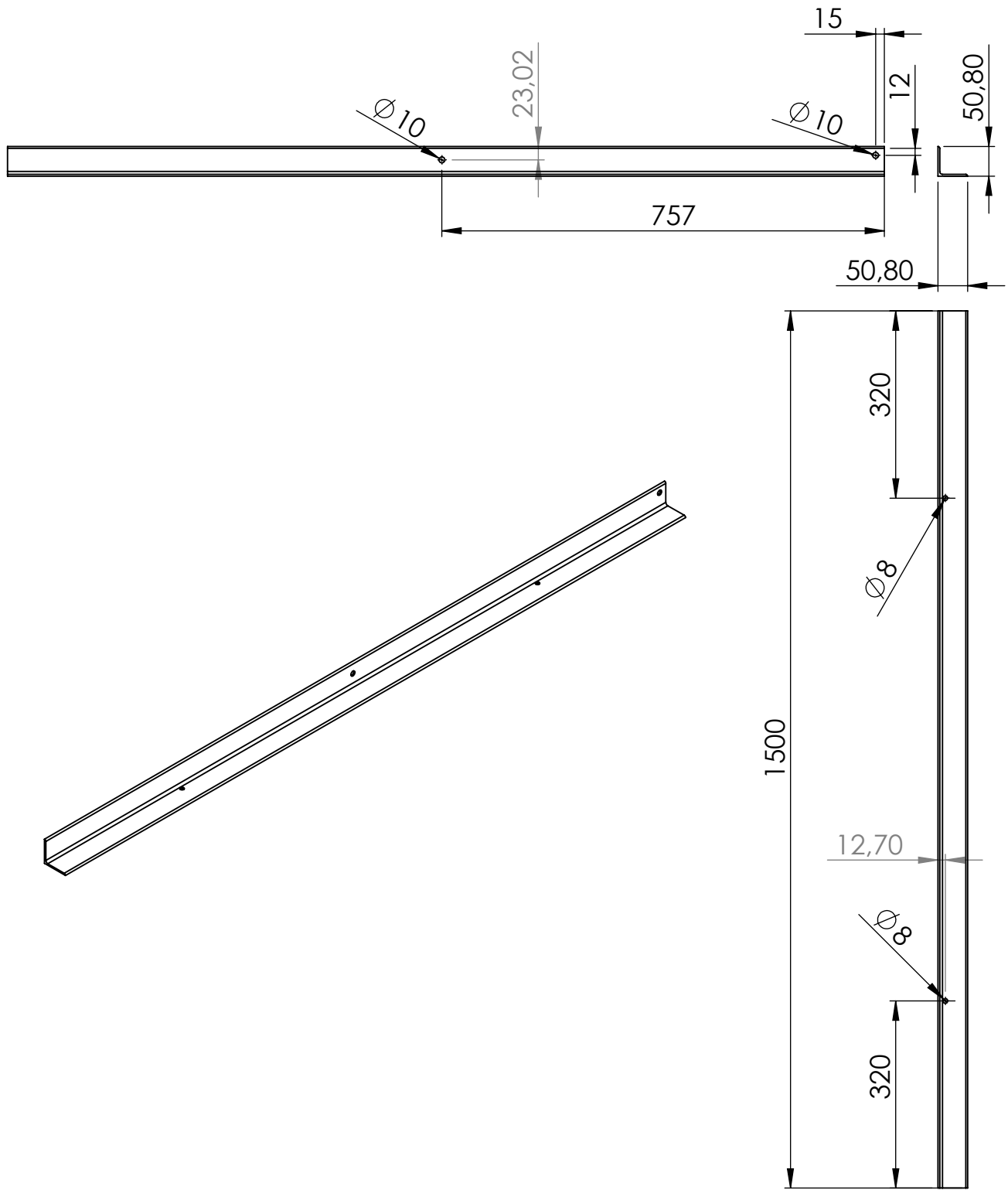
**Plano GSF 6**



--/--/2018

Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES01-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño PLD	FR-001-ES01-TPLD	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES01-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES01-PHM10	M10 - 1,5 X 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES01-THM10	M10 - 1,5	3



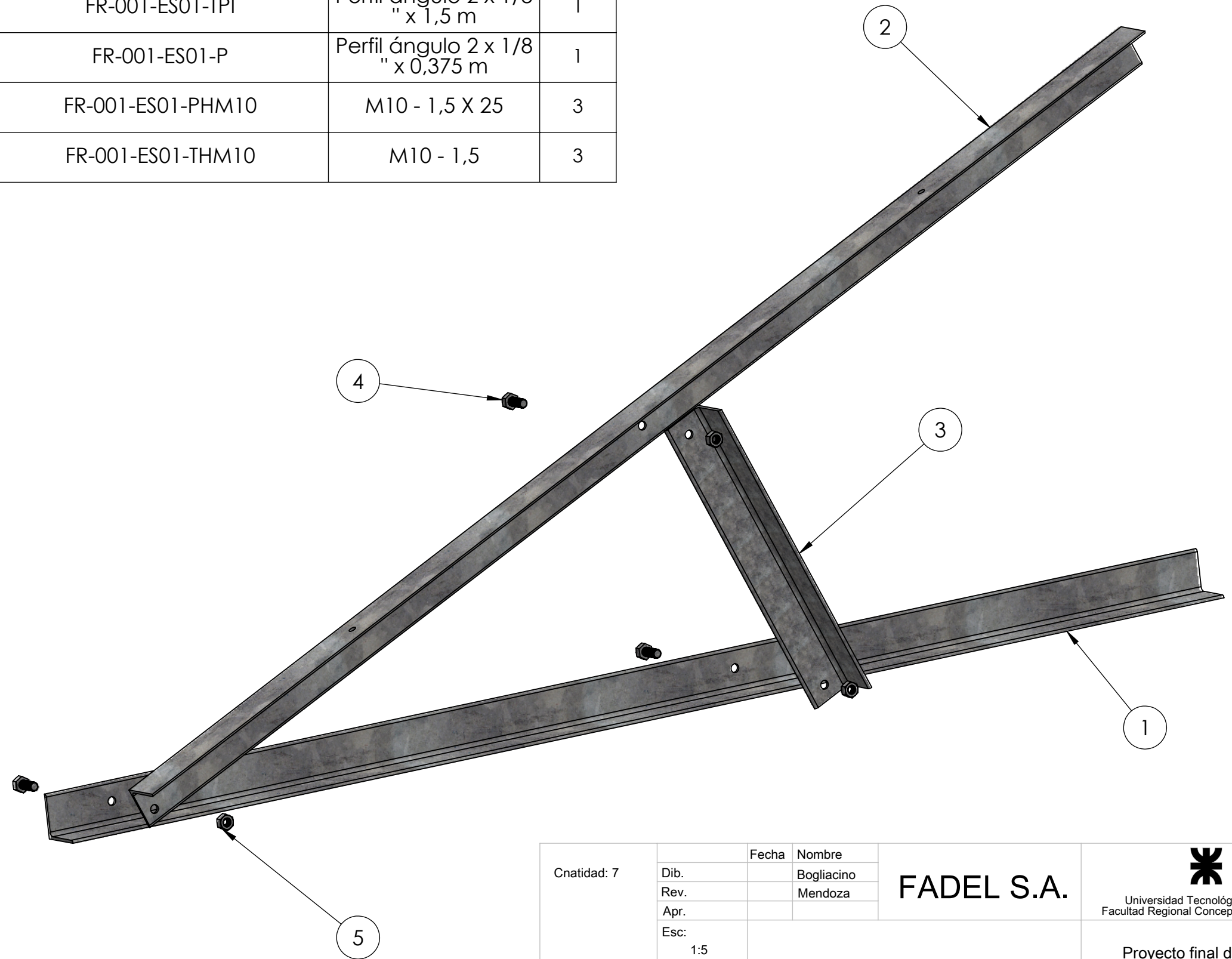
Cantidad: 1	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:5			Proyecto final de carrera PFC-1708B	
<b>ENSAMBLAJE DE PATA LATERAL DERECHA (FR-001-ES01-PLD)</b>				Plano GSF 7	
					--/--/2018





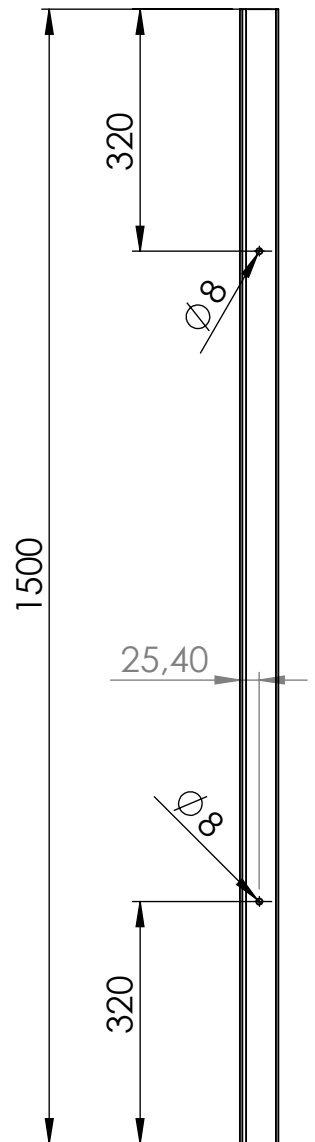
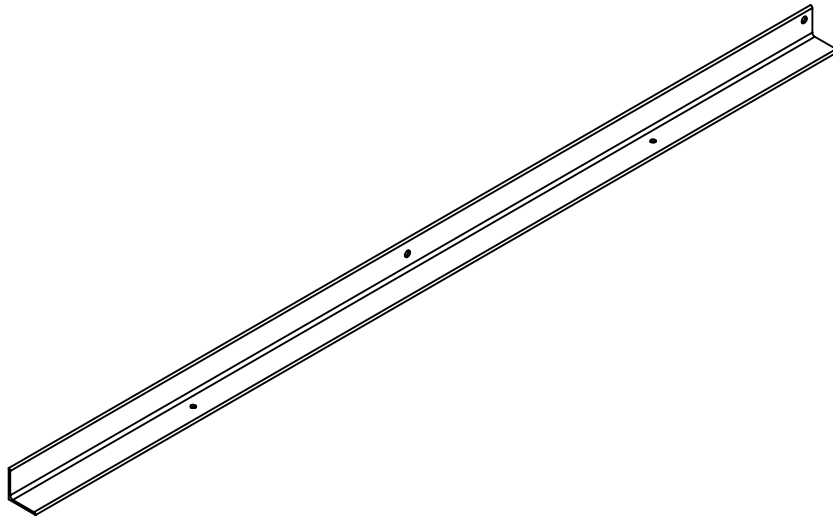
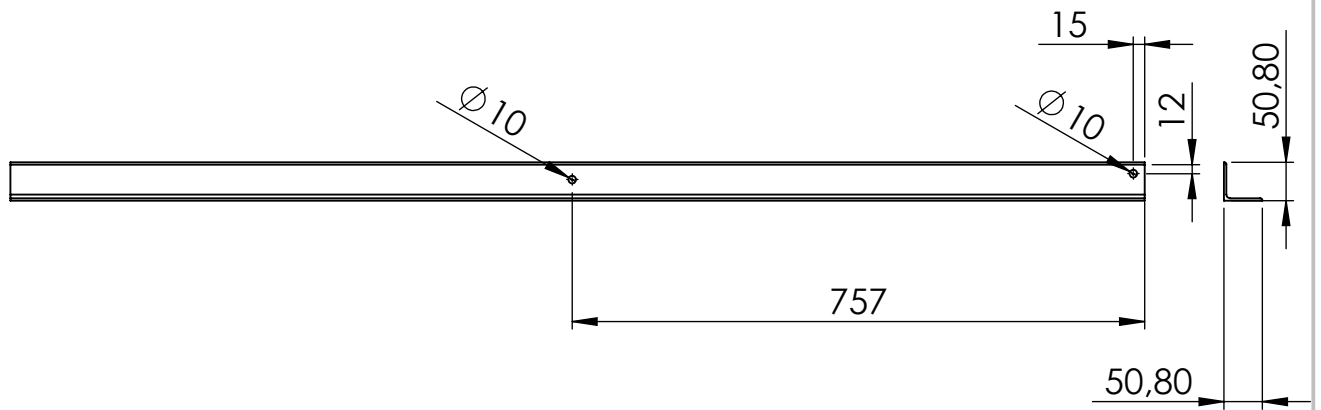
Espesor: 1/8" Cantidad: 1	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:10	<b>TRAVESAÑO DE PATA          LATERAL DERECHA          (FR-001-ES01-TPLD)</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 8</b>
					--/--/2018



Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES01-B	Perfil ángulo 2 x 1/8" x 1,5 m	1
2	Travesaño de pata intermedia	FR-001-ES01-TPI	Perfil ángulo 2 x 1/8" x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES01-P	Perfil ángulo 2 x 1/8" x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES01-PHM10	M10 - 1,5 X 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES01-THM10	M10 - 1,5	3



Cnantidad: 7	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc: 1:5			Proyecto final de carrera PFC-1708B	
<b>ENSAMBLAJE DE PATAS INTERMEDIAS (FR-001-ES01-PI)</b>			<b>Plano GSF 9</b>	--/--/2018



Espesor: 1/8"  
Cantidad: 7

Dib.  
Rev.  
Apr.

Esc:  
1:10



Fecha	Nombre
	Bogliacino
	Mendoza

**FADEL S.A.**

**TRAVESAÑO DE  
PATA INTERMEDIA  
(FR-001-ES01-TPI)**



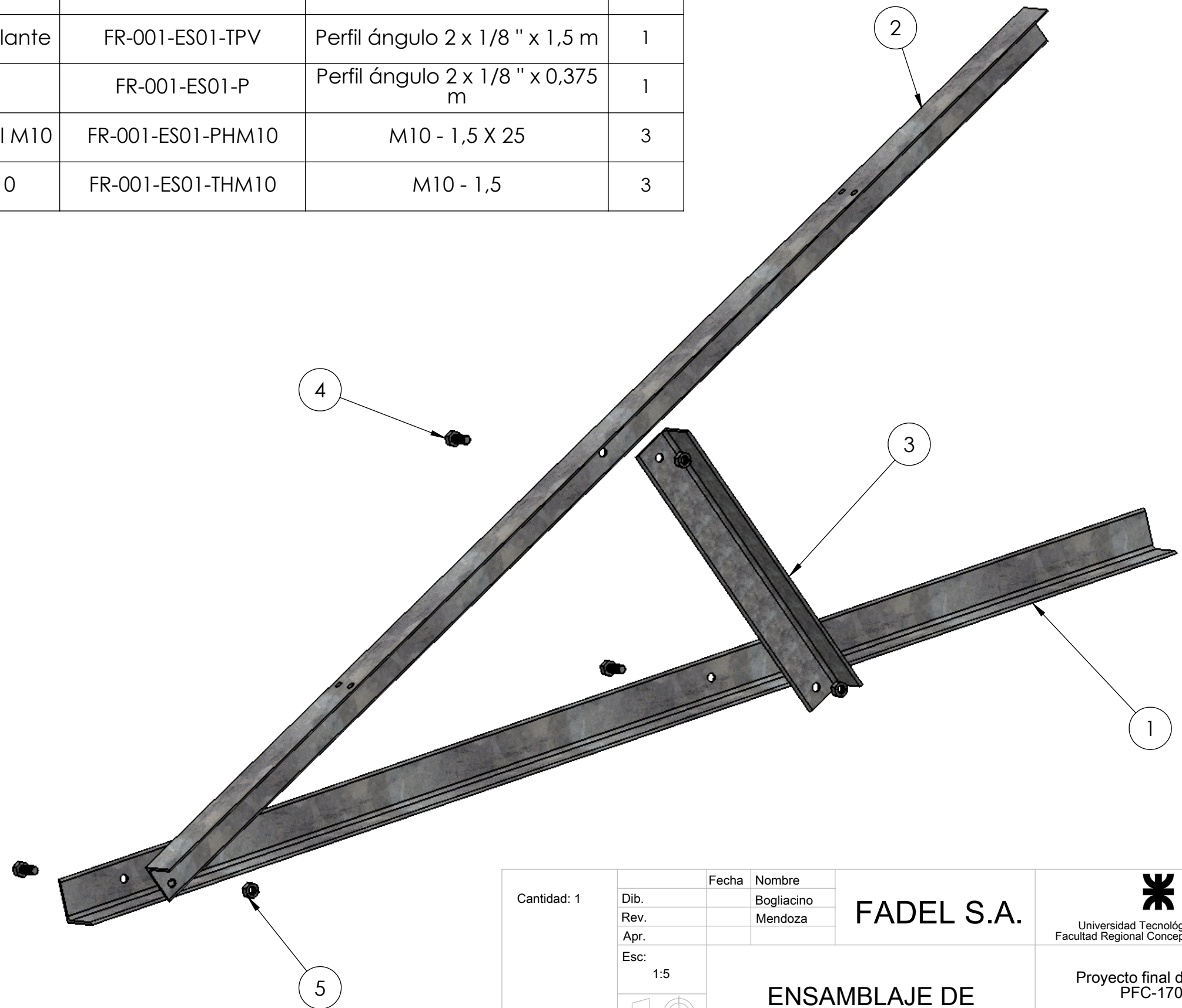
Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Concepcion del Uruguay



Proyecto final de carrera  
PFC-1708B

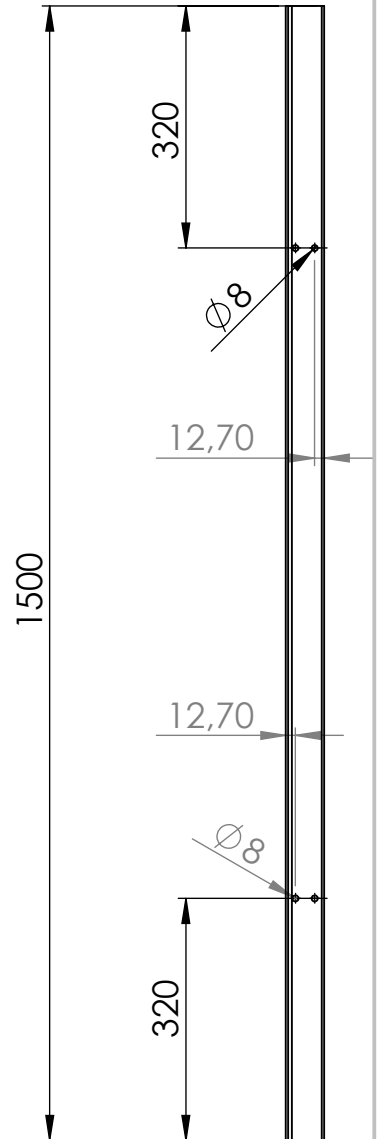
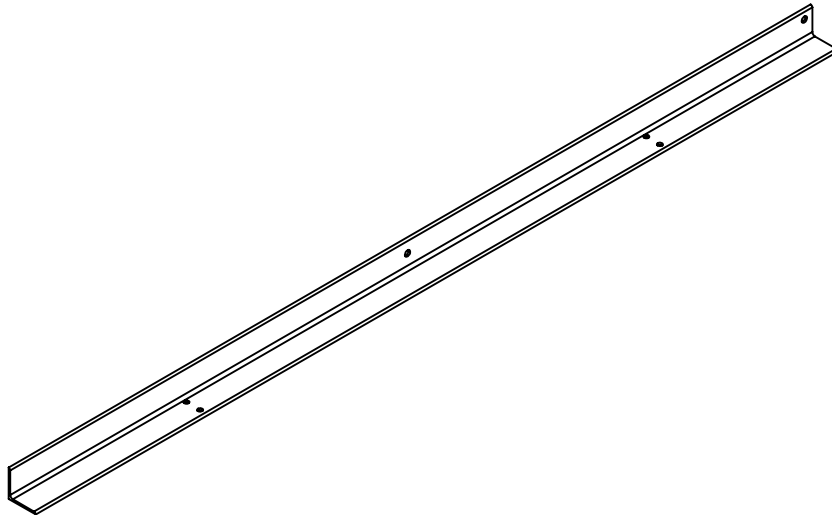
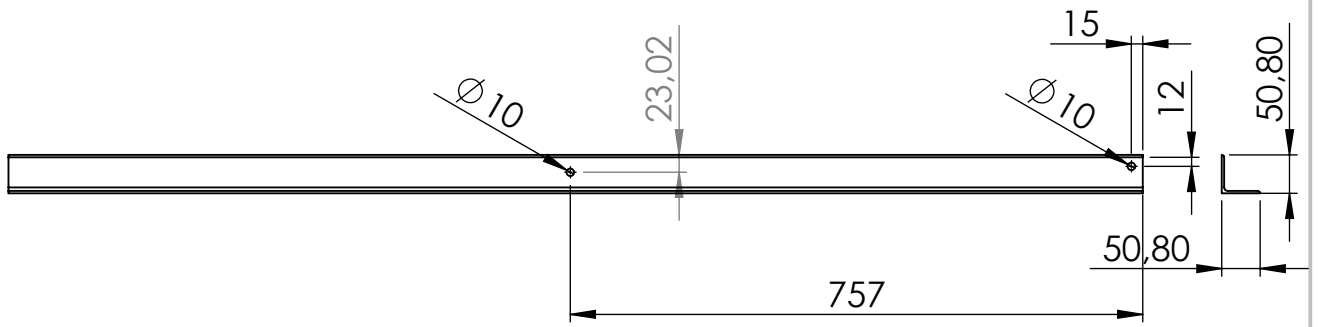
**Plano GSF 10**



--/--/2018

Nº DE ELEMENTO	ELLEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES01-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño de pata vinculante	FR-001-ES01-TPV	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES01-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES01-PHM10	M10 - 1,5 X 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES01-THM10	M10 - 1,5	3

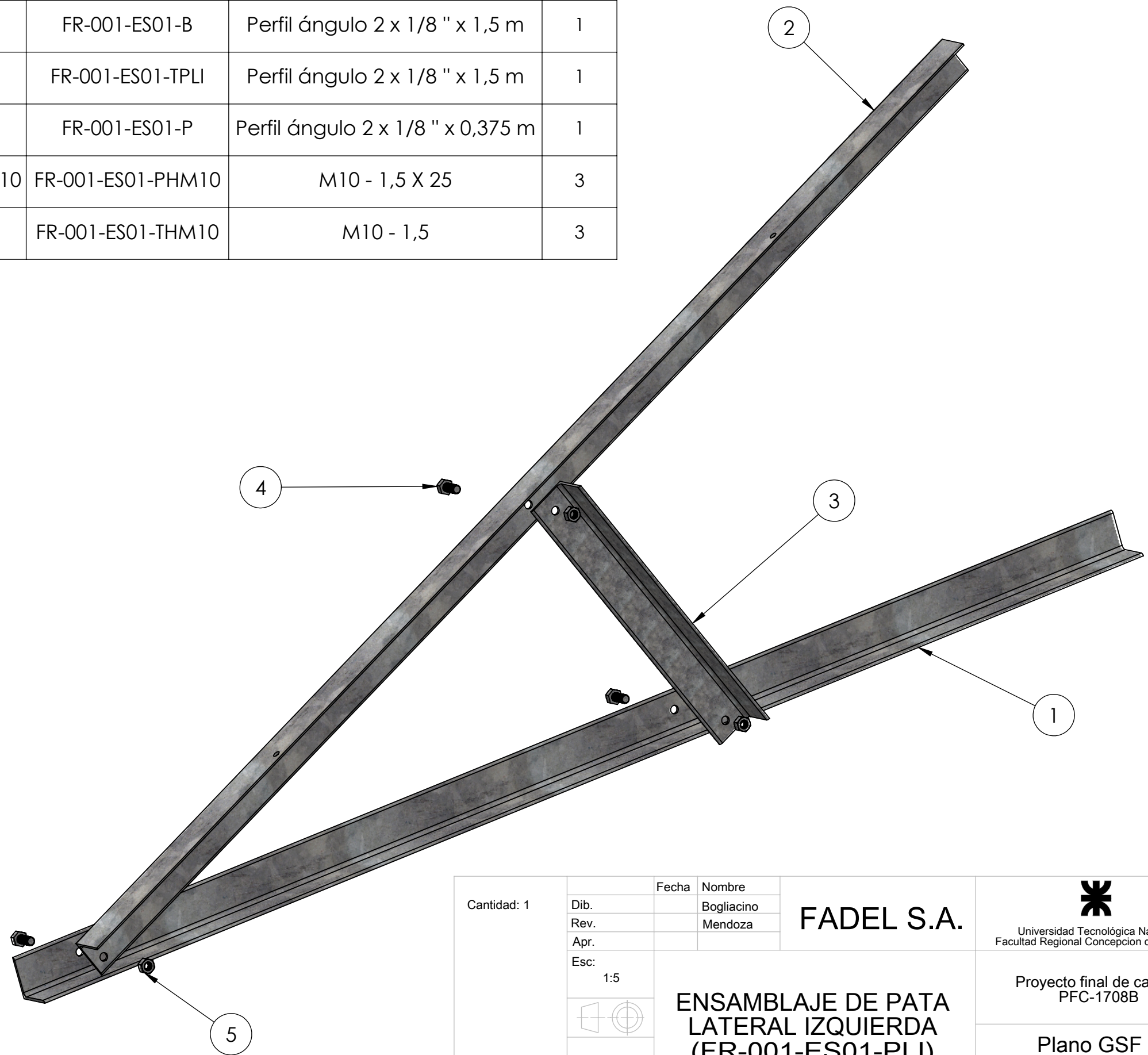




Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc: 1:5			Proyecto final de carrera PFC-1708B	
<b>ENSAMBLAJE DE          PATA VINCULANTE          (FR-001-ES01-PV)</b>			<b>Plano GSF 11</b>	
				--/--/2018

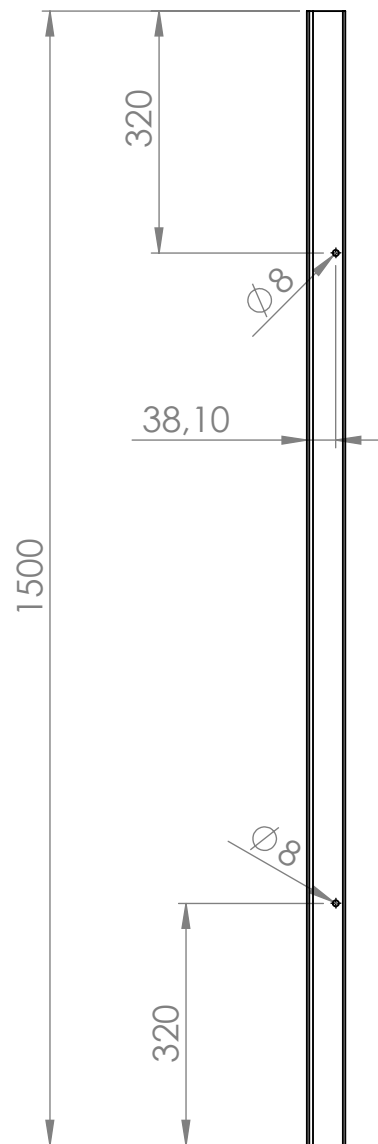
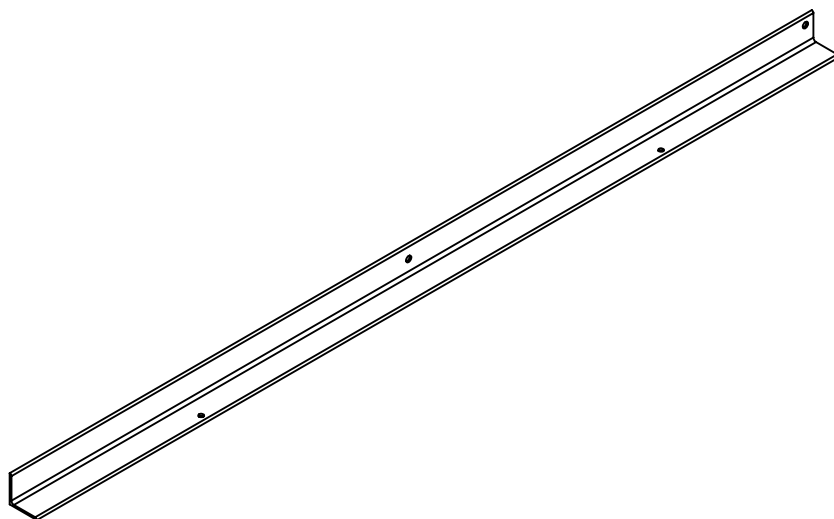
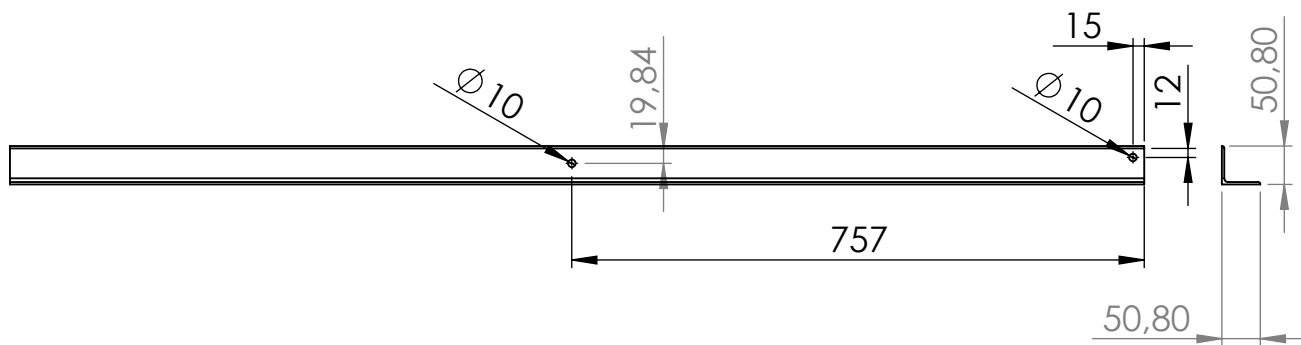




Espesor: 1/8" Cantidad: 1	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:10	<b>TRAVESAÑO DE          PATA VINCULANTE          (FR-001-ES01-TPV)</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 12</b>
					--/--/2018

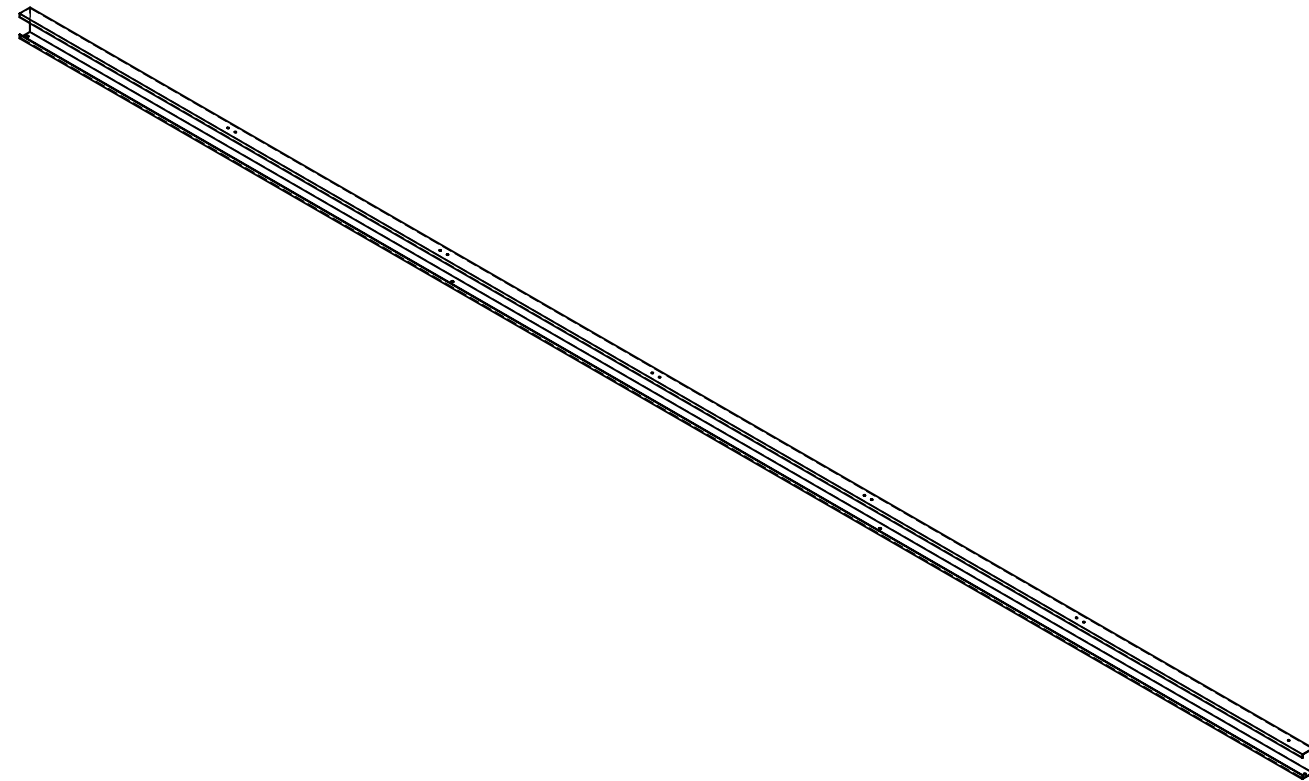
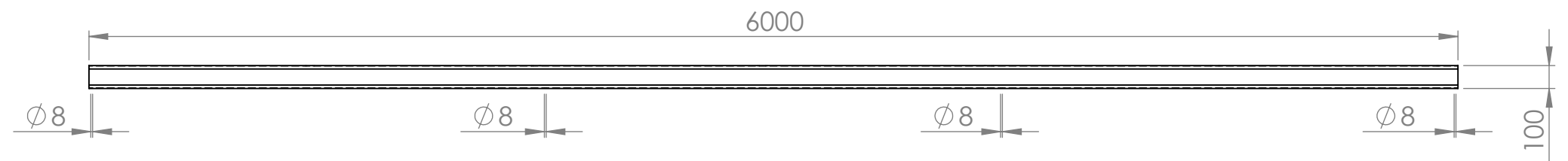
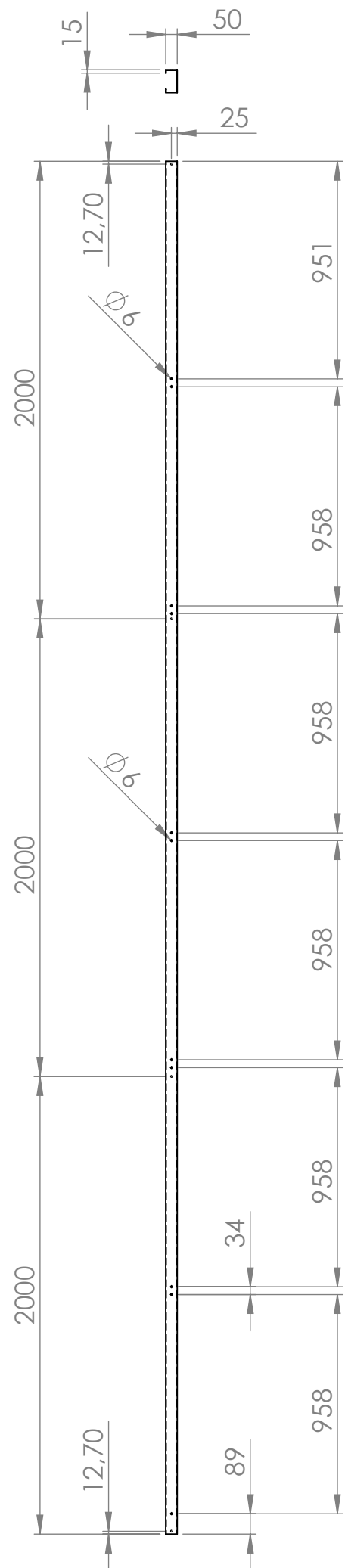
N° DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES01-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño de pata lateral izquierda	FR-001-ES01-TPLI	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES01-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES01-PHM10	M10 - 1,5 X 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES01-THM10	M10 - 1,5	3





Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc:	1:5	<b>ENSAMBLAJE DE PATA LATERAL IZQUIERDA (FR-001-ES01-PLI)</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 13
				--/--/2018

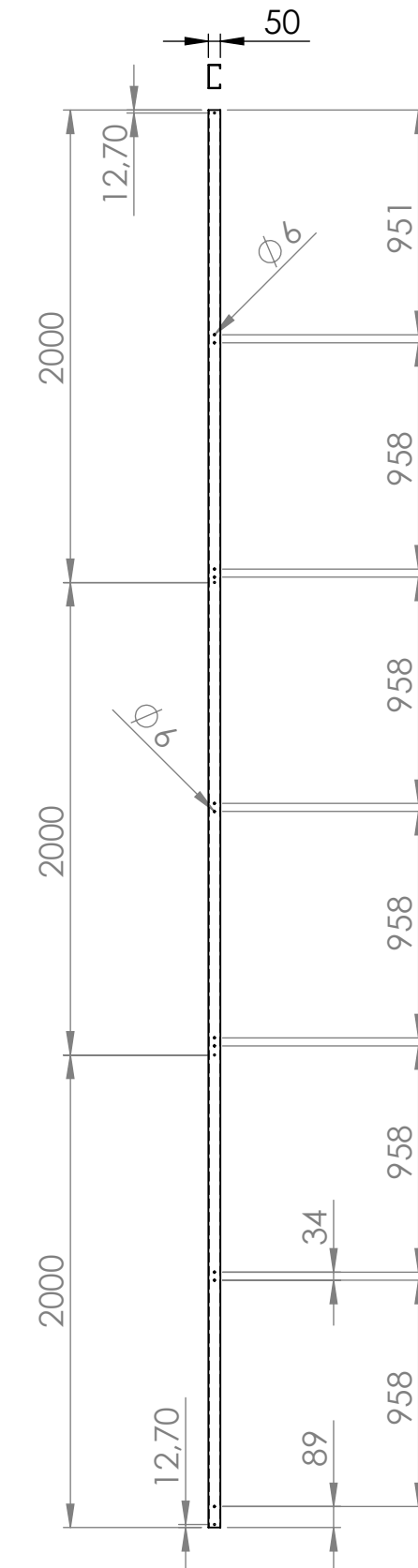
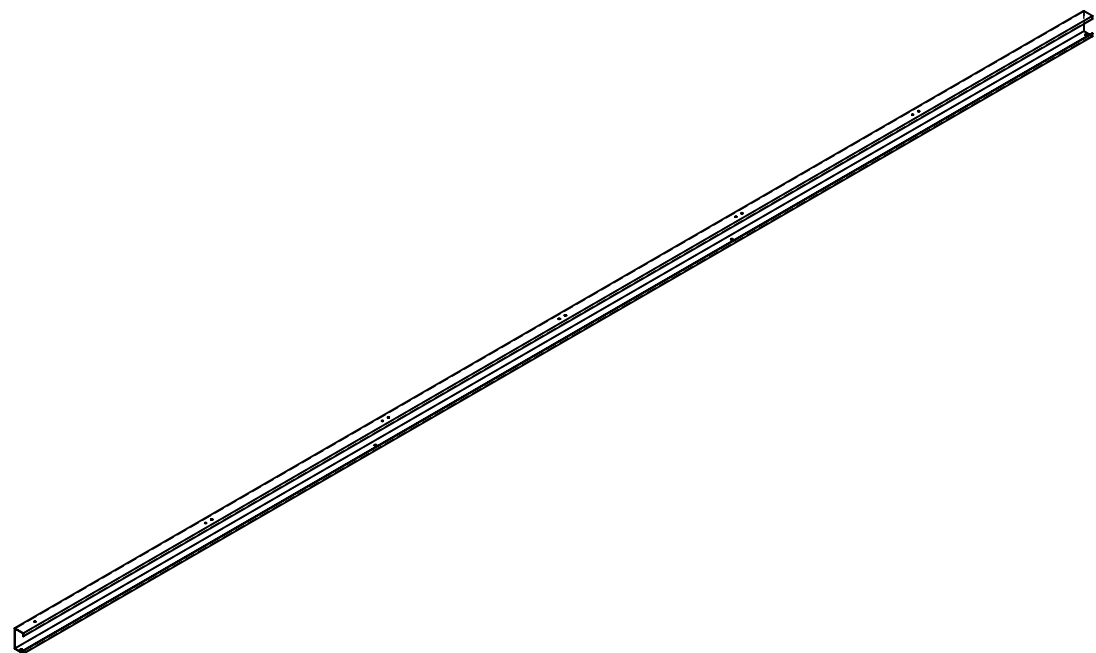
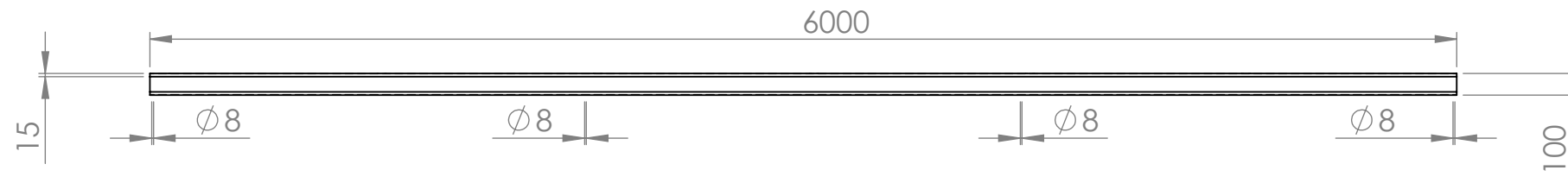


Espesor : 1/8 " Cantidad: 1	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:10	<b>TRAVESAÑO DE PATA          LATERAL IZQUIERDA          (FR-001-ES01-TPLI)</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 14</b>
					--/--/2018

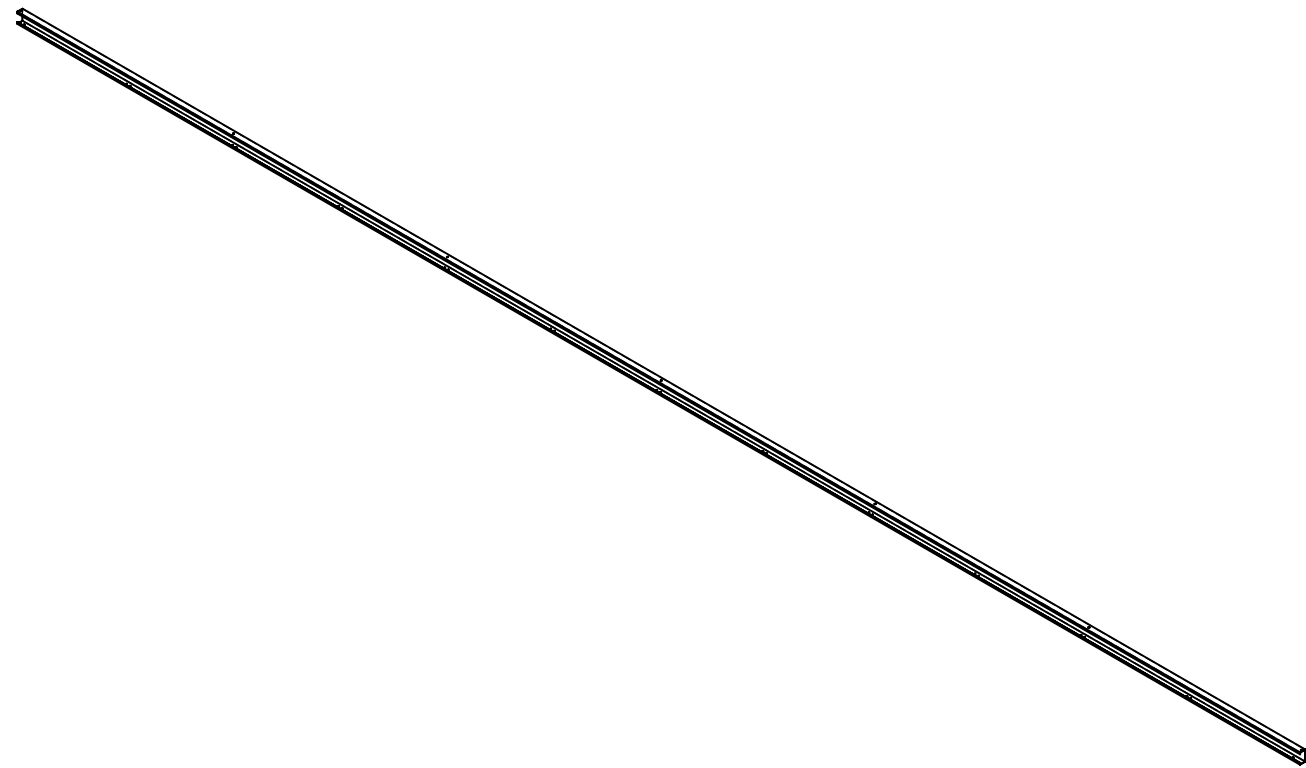
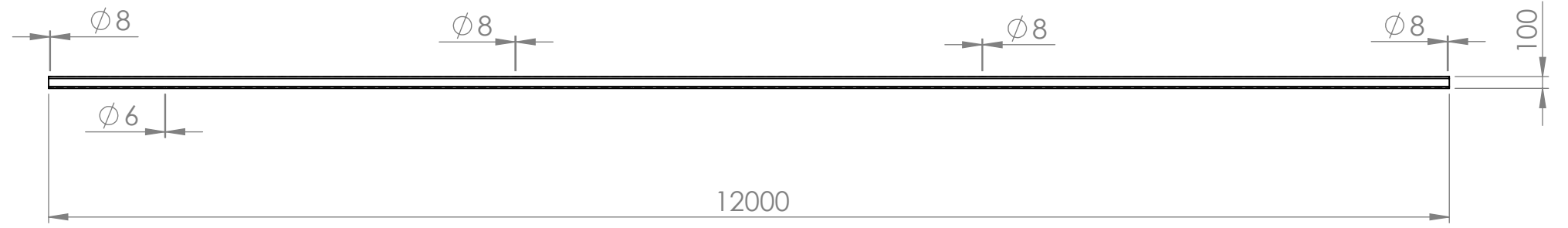
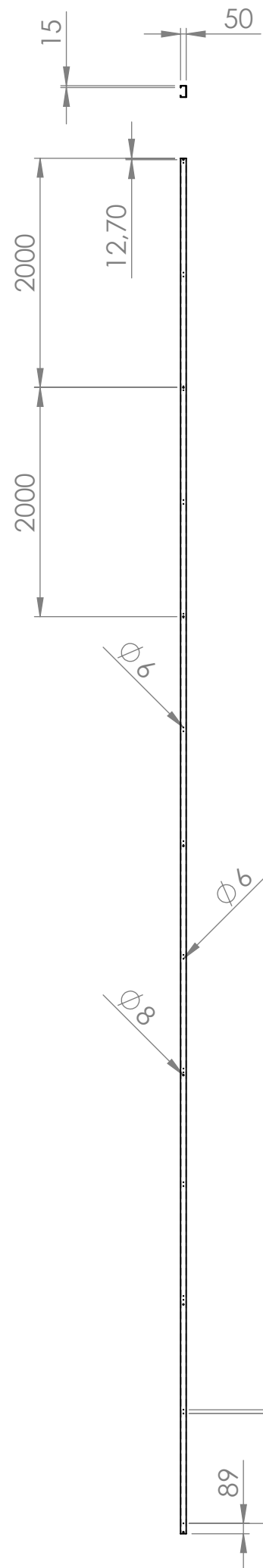



Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
	Esc: 1:25			
<b>TRAVESAÑO CORTO INFERIOR (FR-001-ES01-TCI)</b>			--/--/2018	

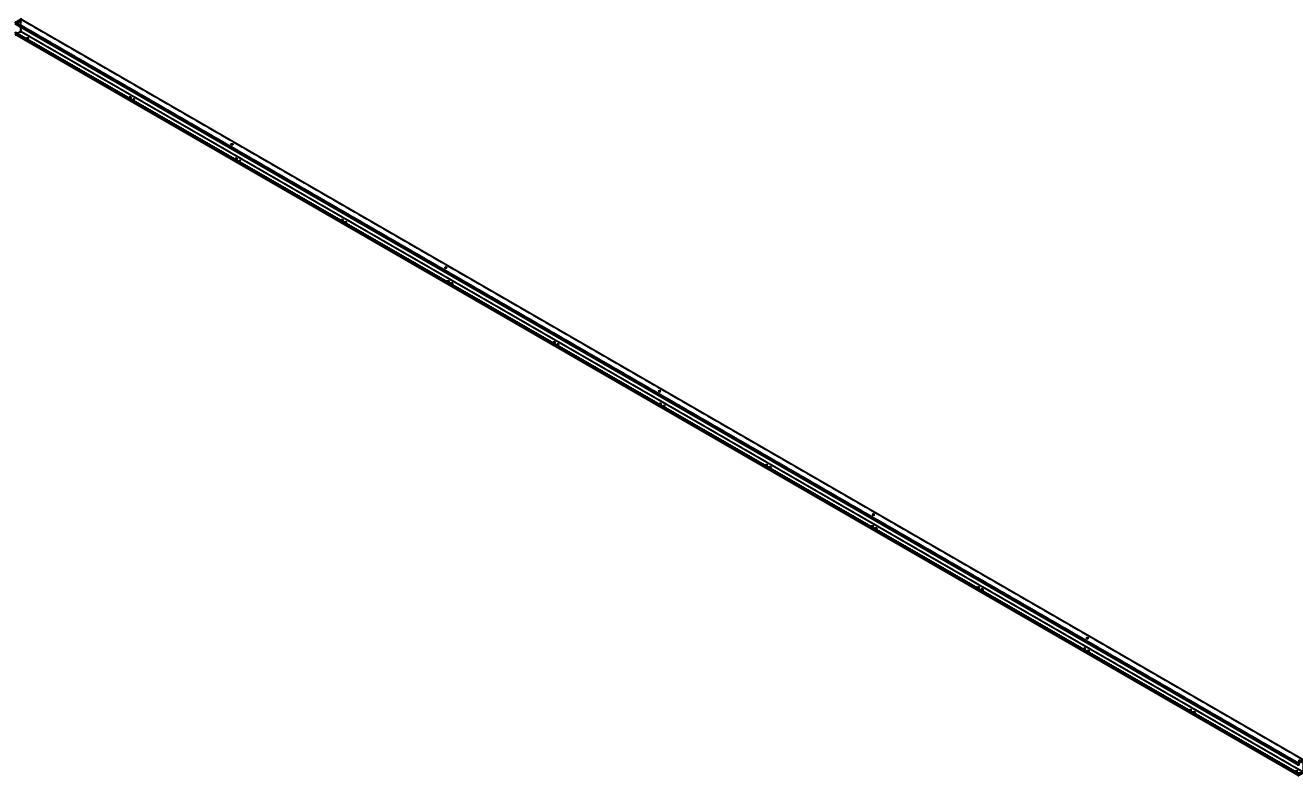
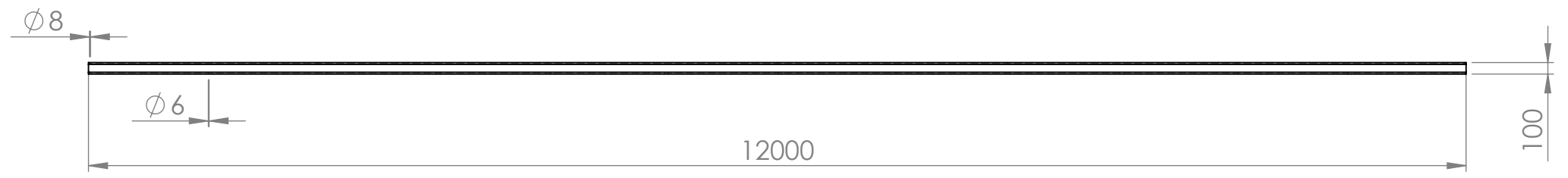
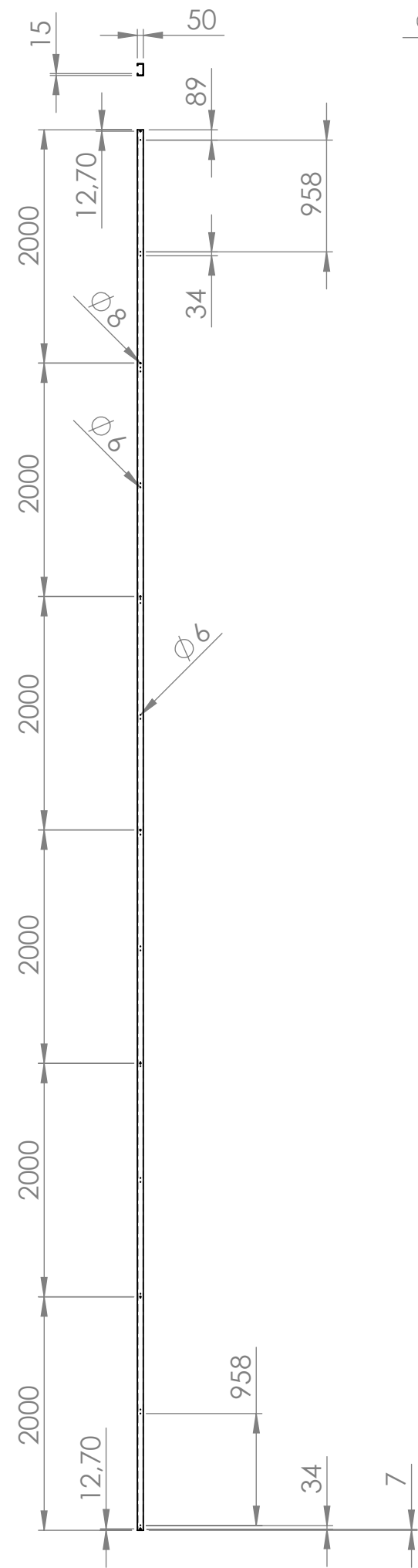






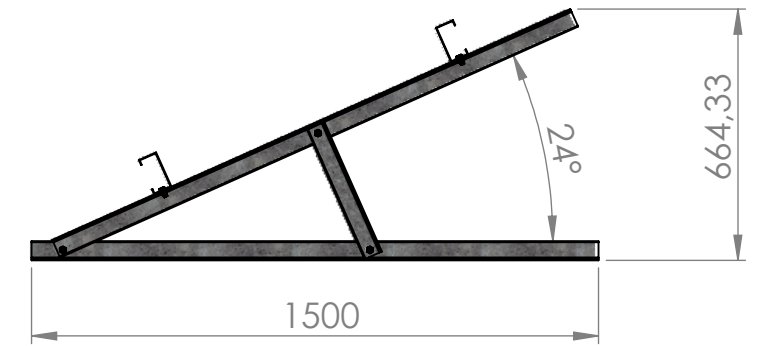
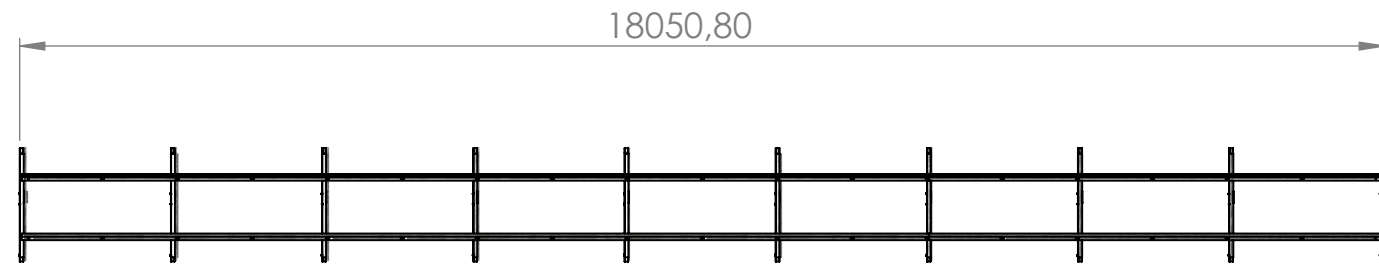
Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:30	TRAVESAÑO CORTO SUPERIOR (FR-001-ES01-TCS)			Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 16</b>
					--/--/2018



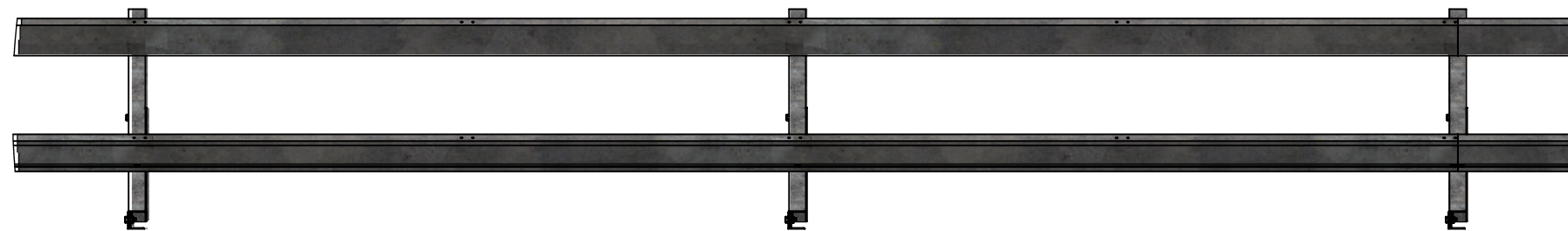
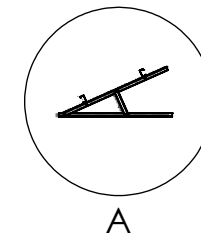
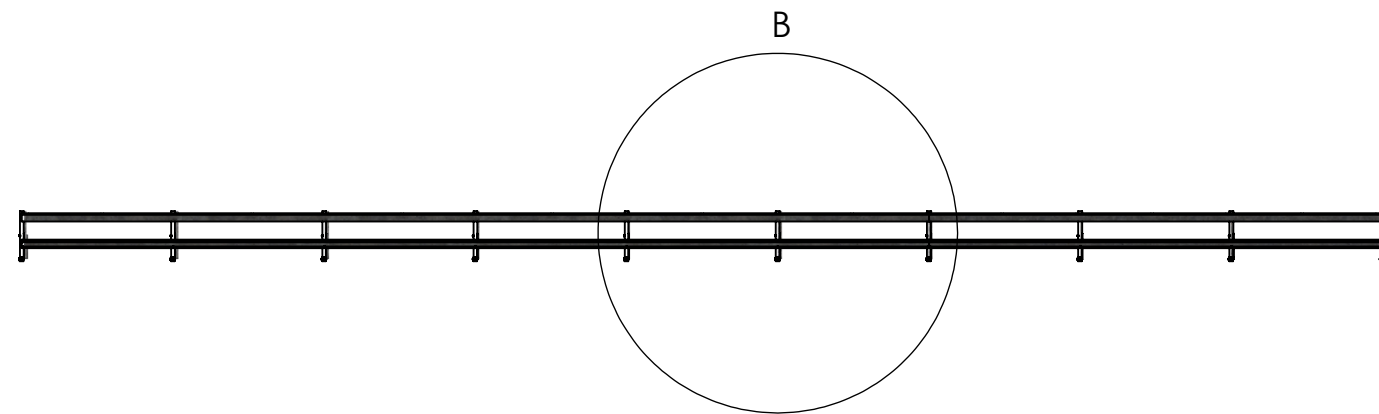
Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Esc: 1:50			<b>TRAVESAÑO LARGO INFERIOR (FR-001-ES01-TLI)</b>
				--/--/2018



Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Esc:	1:50		<b>TRAVESAÑO LARGO SUPERIOR</b> <b>(FR-001-ES01-TLS)</b>
				--/--/2018

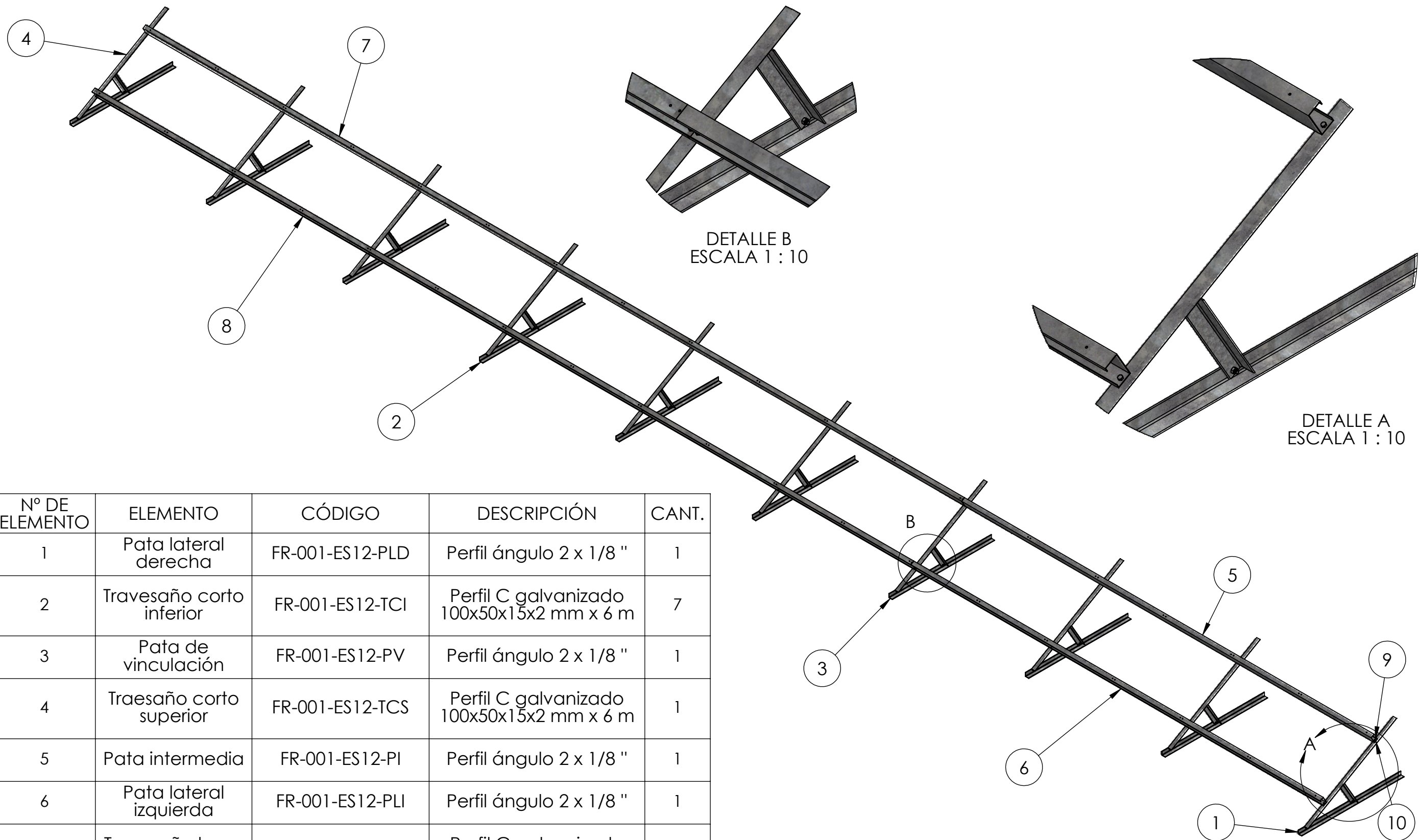


DETALLE A  
ESCALA 1 : 20



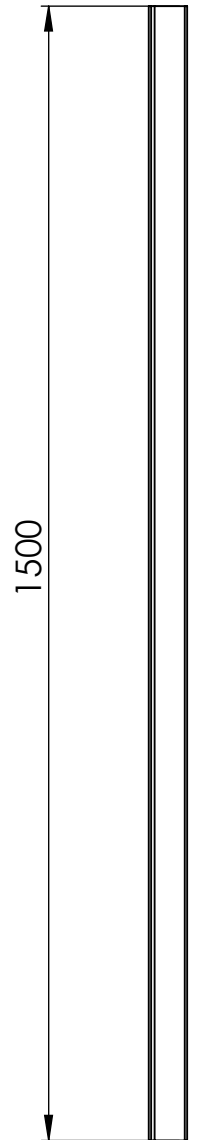
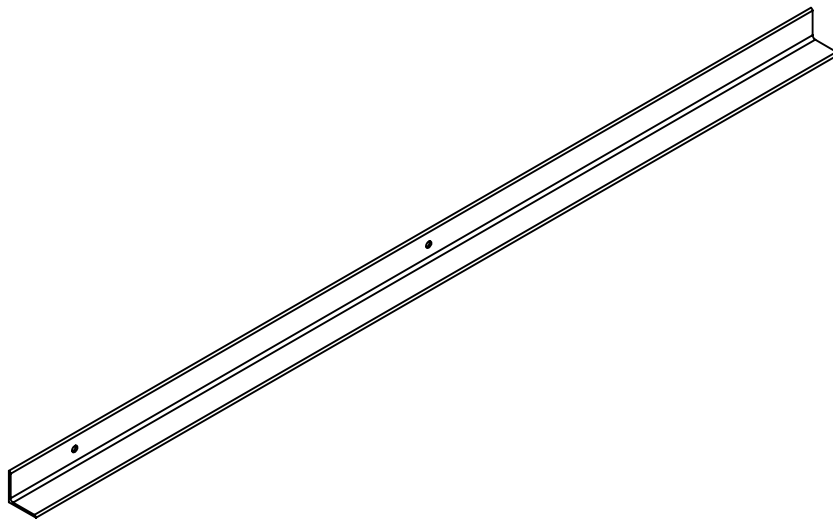
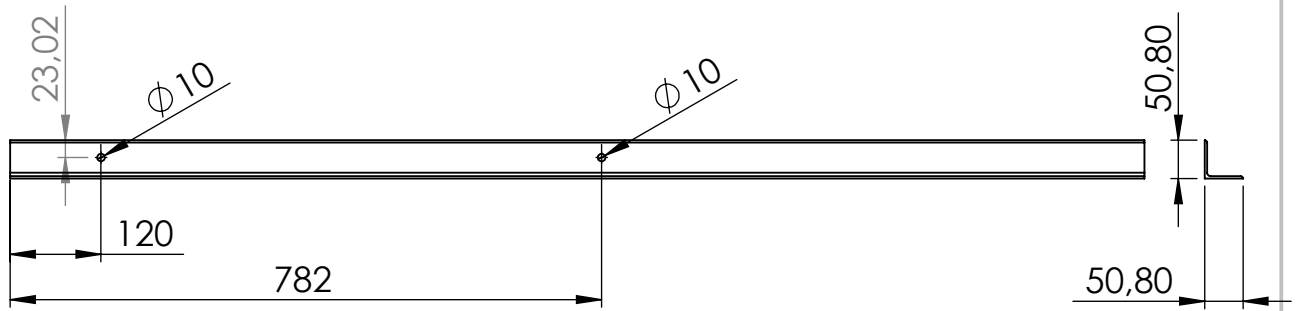
DETALLE B  
ESCALA 1 : 20

	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc:			<b>VISTAS DE ESTRUCTURA (FR-001-ES01) CON DETALLES</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 19
				--/--/2018

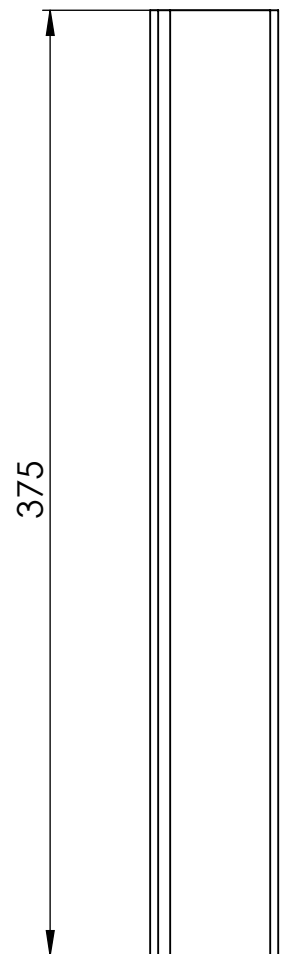
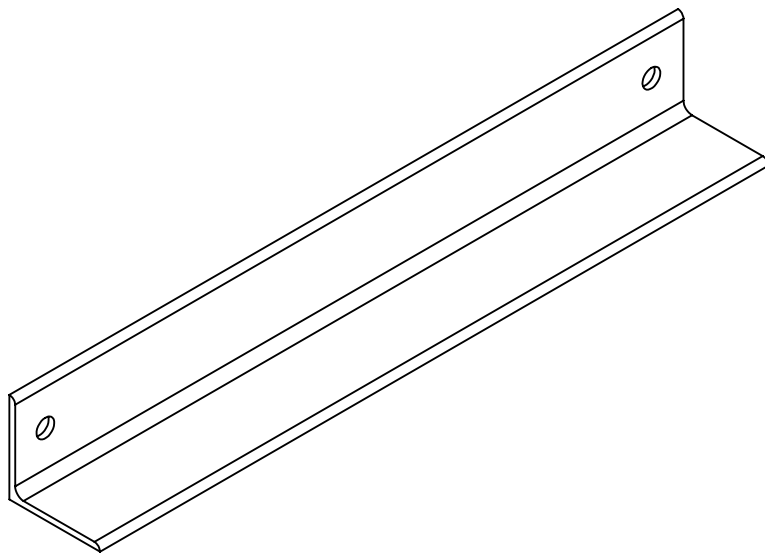
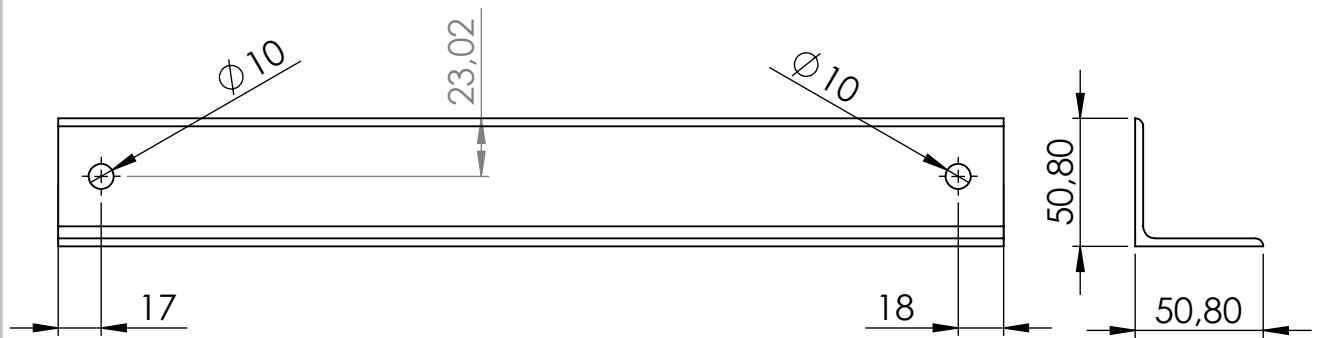




Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pata lateral derecha	FR-001-ES12-PLD	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
2	Travesaño corto inferior	FR-001-ES12-TCI	Perfil C galvanizado 100x50x15x2 mm x 6 m	7
3	Pata de vinculación	FR-001-ES12-PV	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
4	Traesaño corto superior	FR-001-ES12-TCS	Perfil C galvanizado 100x50x15x2 mm x 6 m	1
5	Pata intermedia	FR-001-ES12-PI	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
6	Pata lateral izquierda	FR-001-ES12-PLI	Perfil ángulo 2 x 1/8 "	1
7	Travesaño largo superior	FR-001-ES12-TLS	Perfil C galvanizado 100x50x15x2 mm x 12 m	1
8	Travesaño largo inferior	FR-001-ES12-TLI	Perfil C galvanizado 100x50x15x2 mm x 12 m	1
9	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES12-PHM10	M8 - 1,25 X 20	22
10	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES12-THM10	M8 - 1,25	22

Fecha		Nombre		<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
Dib.		Bogliacino			
Rev.		Mendoza			
Apr.					
Esc:		1:40		<b>VISTA ISOMETRICA DE ESTRUCTURA (FR-001-ES12) CON DETALLES</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 20</b>
					--/--/2018



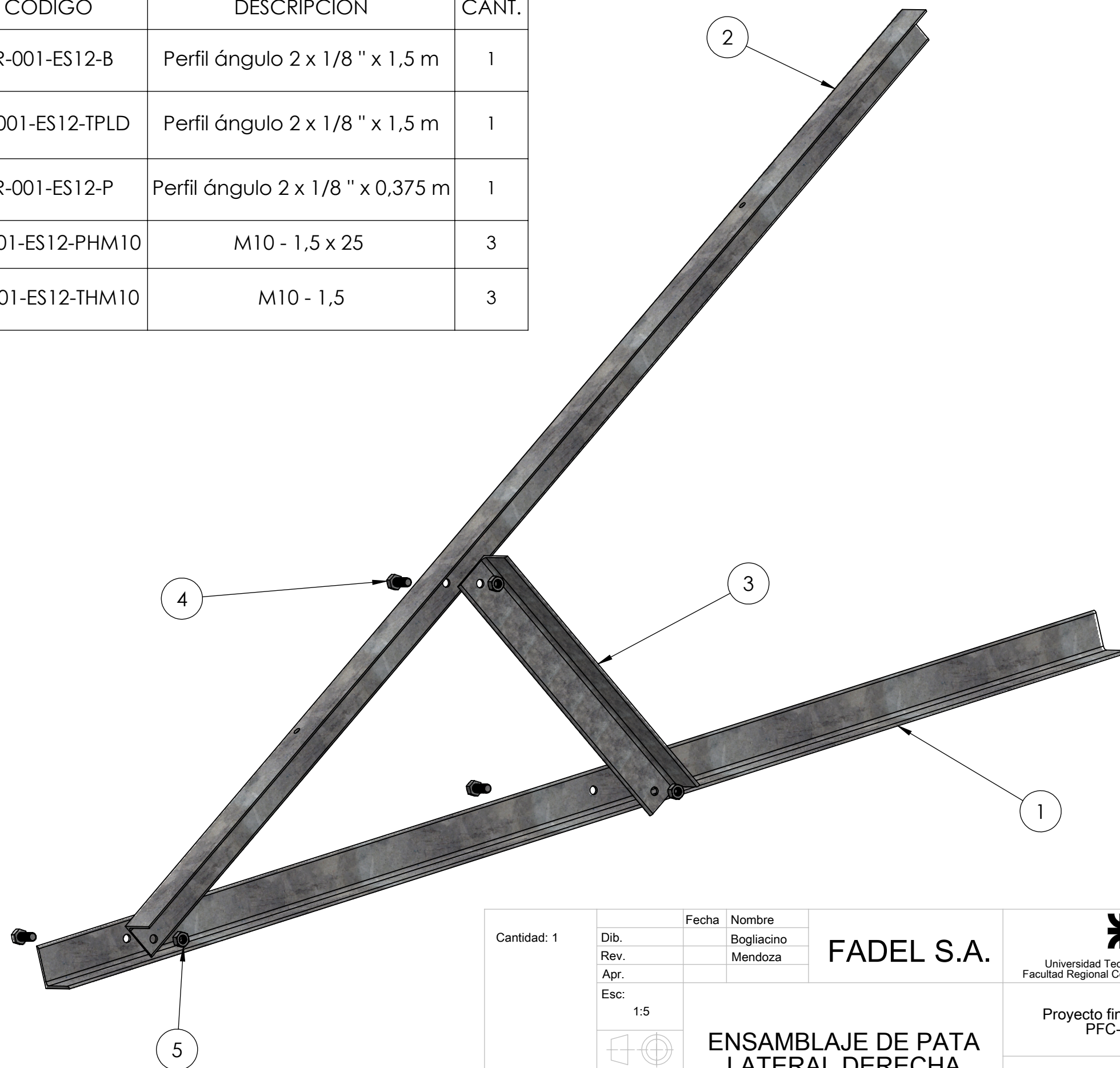
Espesor: 1/8" Cantidad: 10		Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.		Bogliacino		
	Rev.		Mendoza		
	Apr.				Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Esc:	1:10	<b>BASE DE ESTRUCTURA          (FR-001-ES12-B)</b>		Plano GSF 21
		--/--/2018			





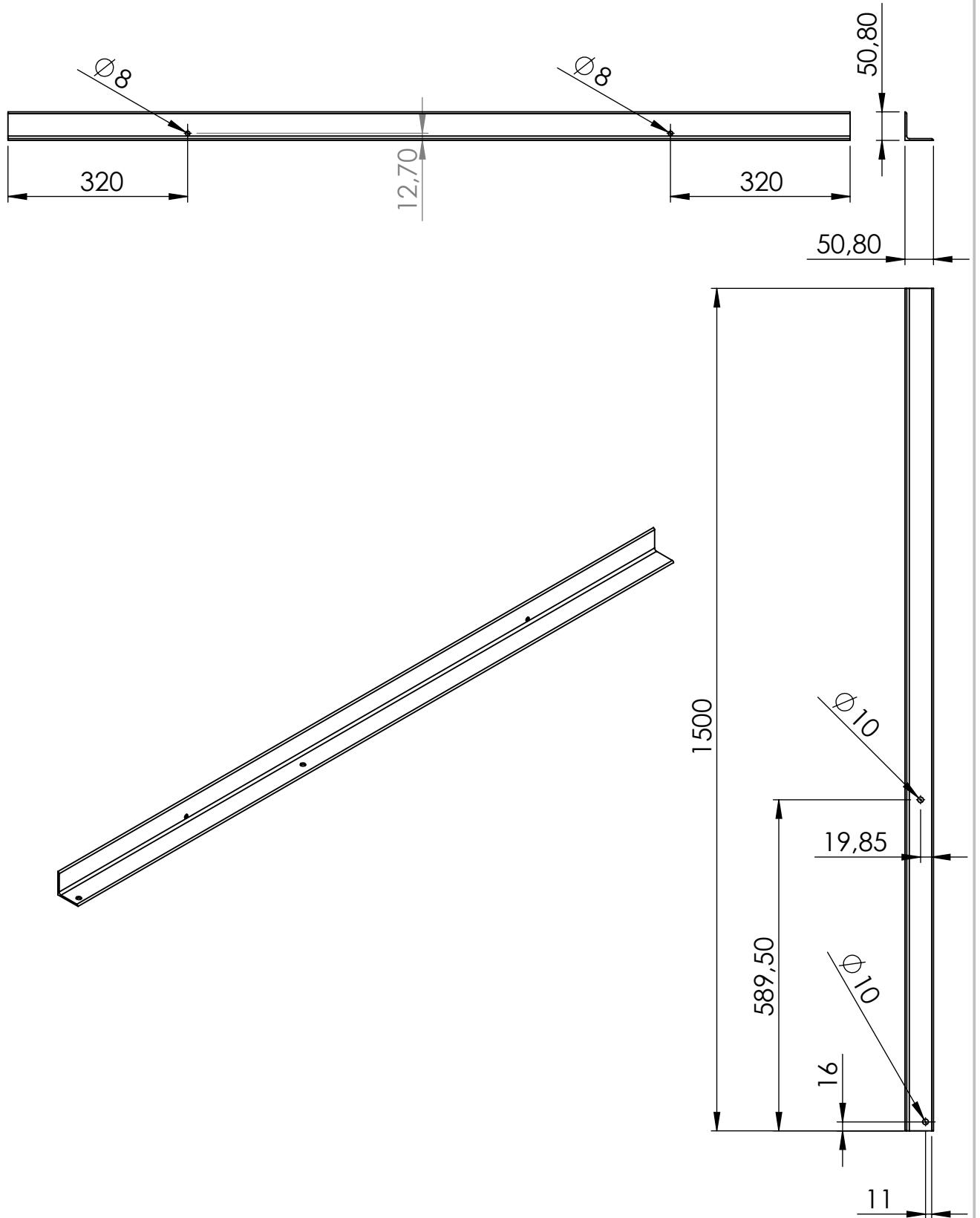
Espesor: 1/8" Cantidad: 10		Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.		Bogliacino		
	Rev.		Mendoza		
	Apr.				Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Esc:	1:3	<b>PATA DE ESTRUCTURA          (FR-001-ES12-P)</b>		<b>Plano GSF 22</b>
		--/--/2018			



Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES12-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño de pata lateral derecha	FR-001-ES12-TPLD	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES12-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES12-PHM10	M10 - 1,5 x 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES12-THM10	M10 - 1,5	3



Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc:	1:5	<b>ENSAMBLAJE DE PATA LATERAL DERECHA (FR-001-ES12-PLD)</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 23
				--/--/2018



Espesor: 1/8"  
Cantidad: 1

Dib.  
Rev.  
Apr.

Esc:

1:10



Fecha

Nombre

Bogliacino

Mendoza

**FADEL S.A.**

**TRAVESAÑO DE PATA  
LATERAL DERECHA  
(FR-001-ES12-TPLD)**



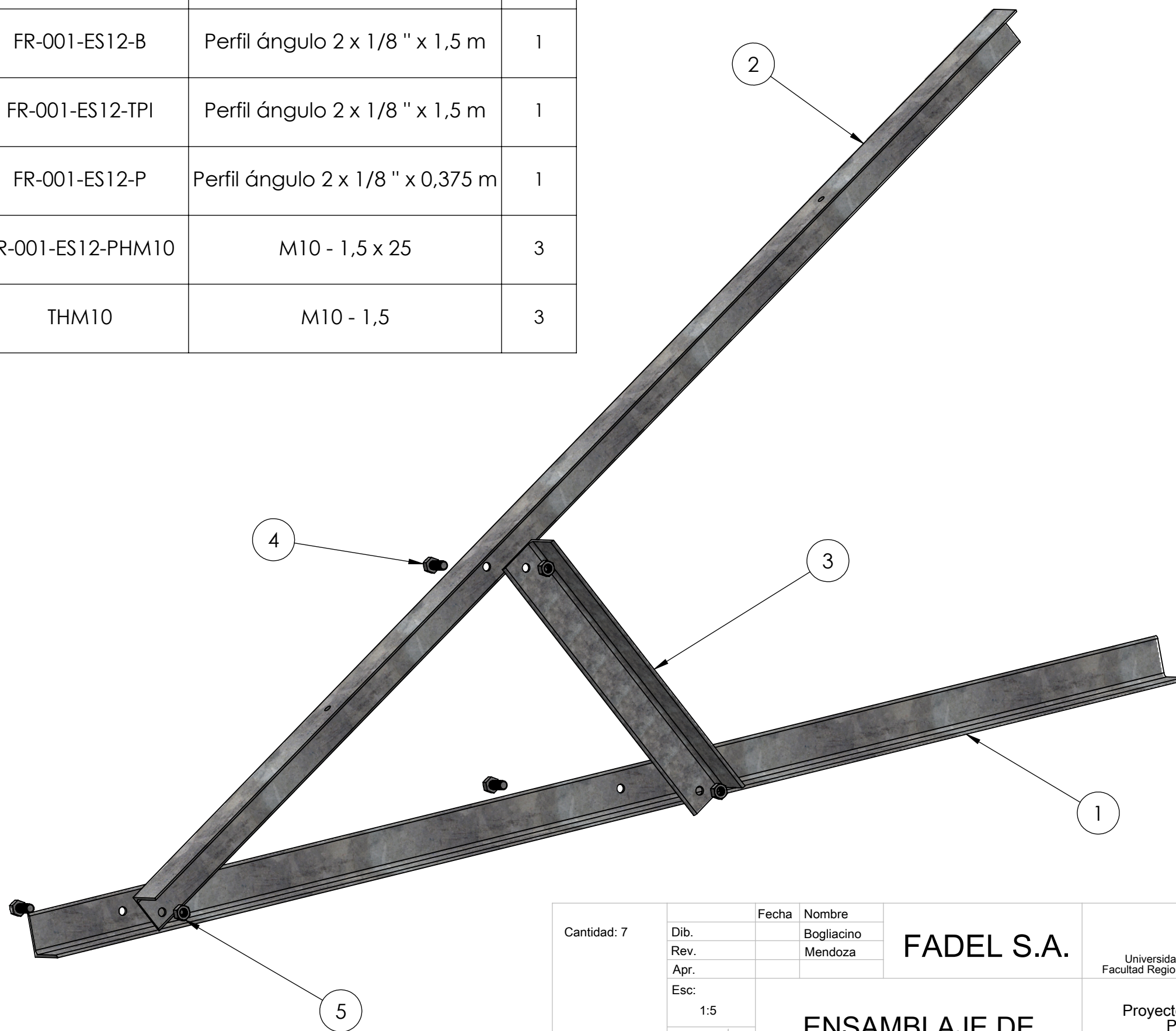
Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Concepción del Uruguay



Proyecto final de carrera  
PFC-1708B

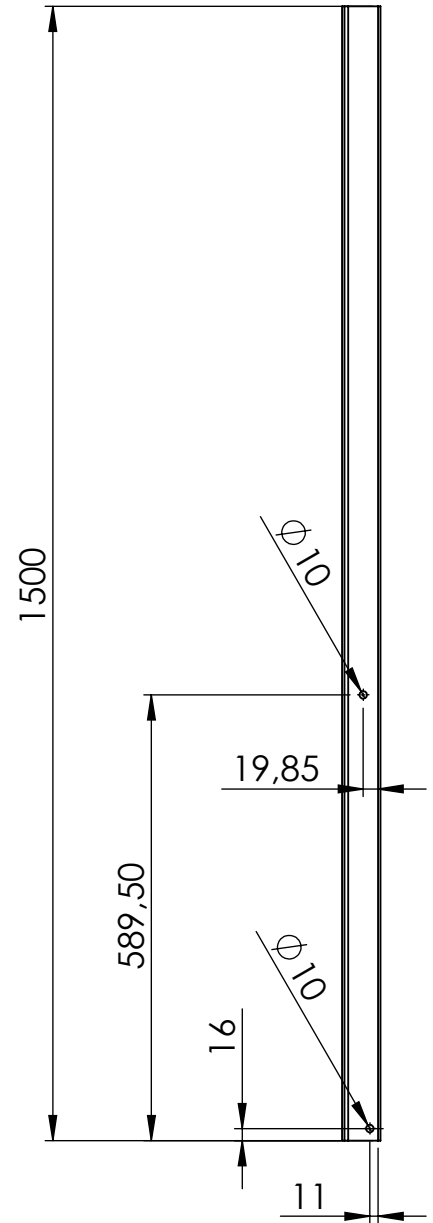
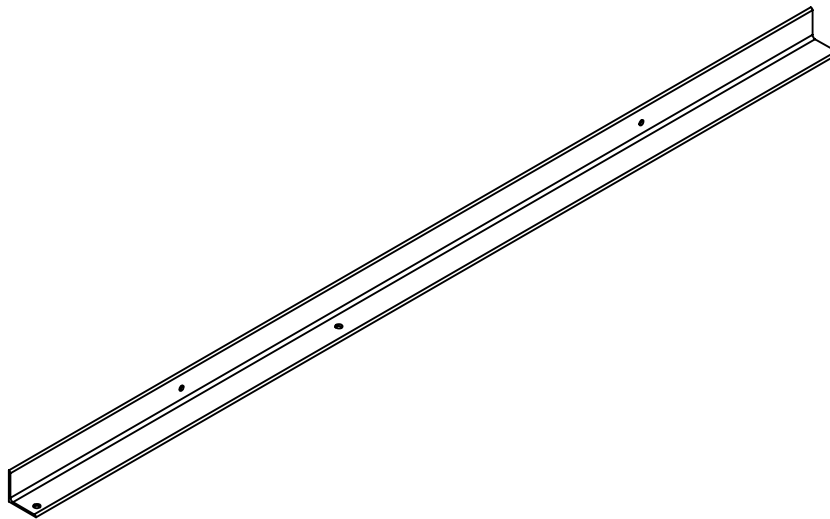
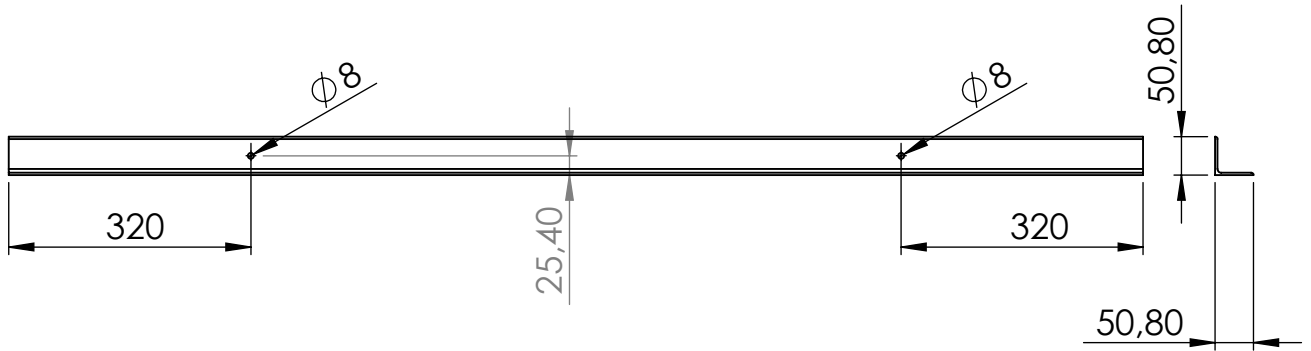
Plano GSF 24

--/--/2018

Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES12-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño de patas intermedias	FR-001-ES12-TPI	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES12-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES12-PHM10	M10 - 1,5 x 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	THM10	M10 - 1,5	3



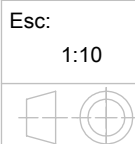
Cantidad: 7	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc:	1:5		<b>ENSAMBLAJE DE PATA INTERMEDIA (FR-001-ES12-PI)</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
		Plano GSF 25		
		--/--/2018		



Espesor: 1/8"  
Cantidad: 7

	Fecha	Nombre
Dib.		Bogliacino
Rev.		Mendoza
Apr.		

FADEL S.A.



TRAVESAÑO DE  
PATA INTERMEDIA  
(FR-001-ES12-TPI)



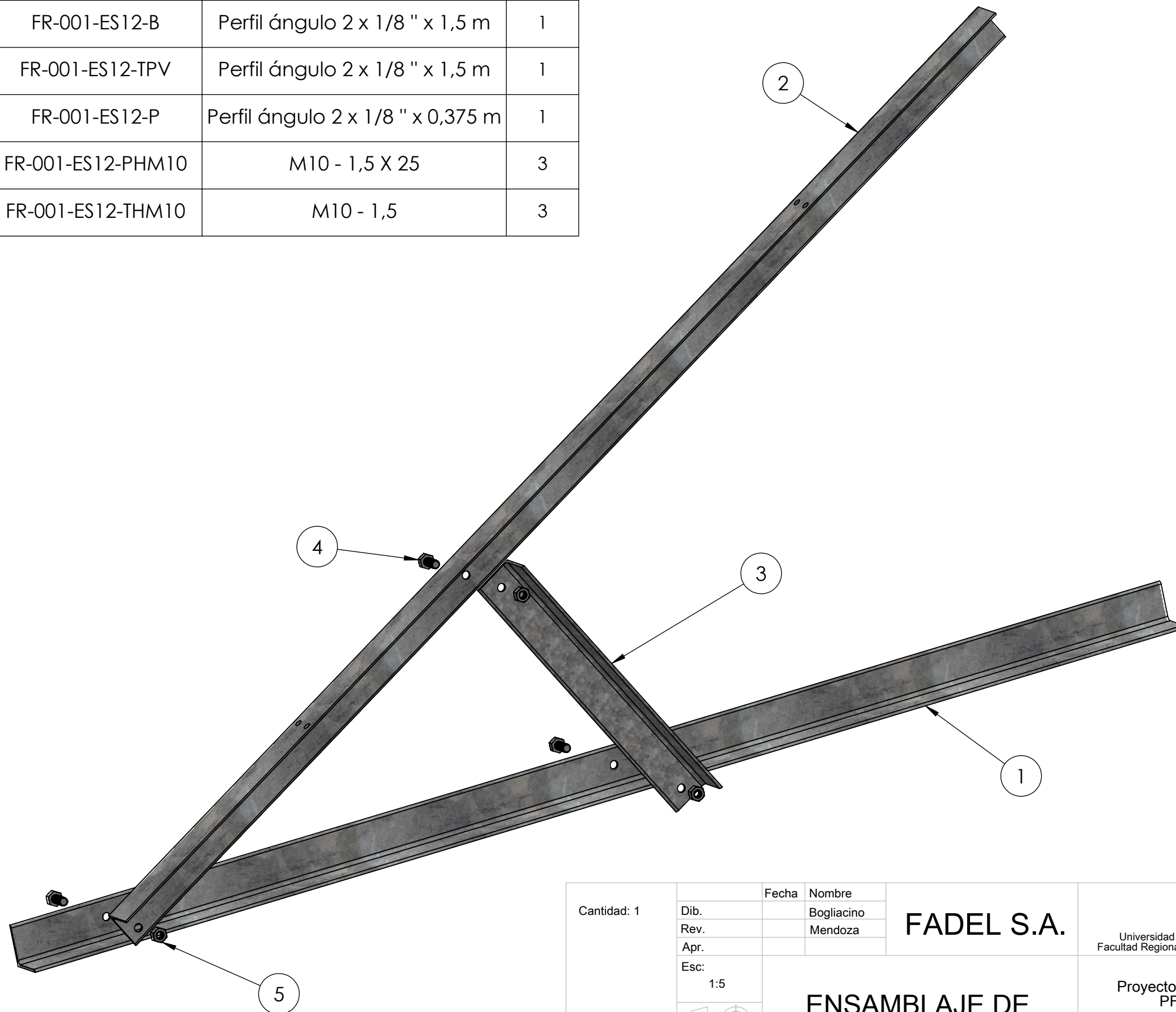
Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Concepcion del Uruguay



Proyecto final de carrera  
PFC-1708B

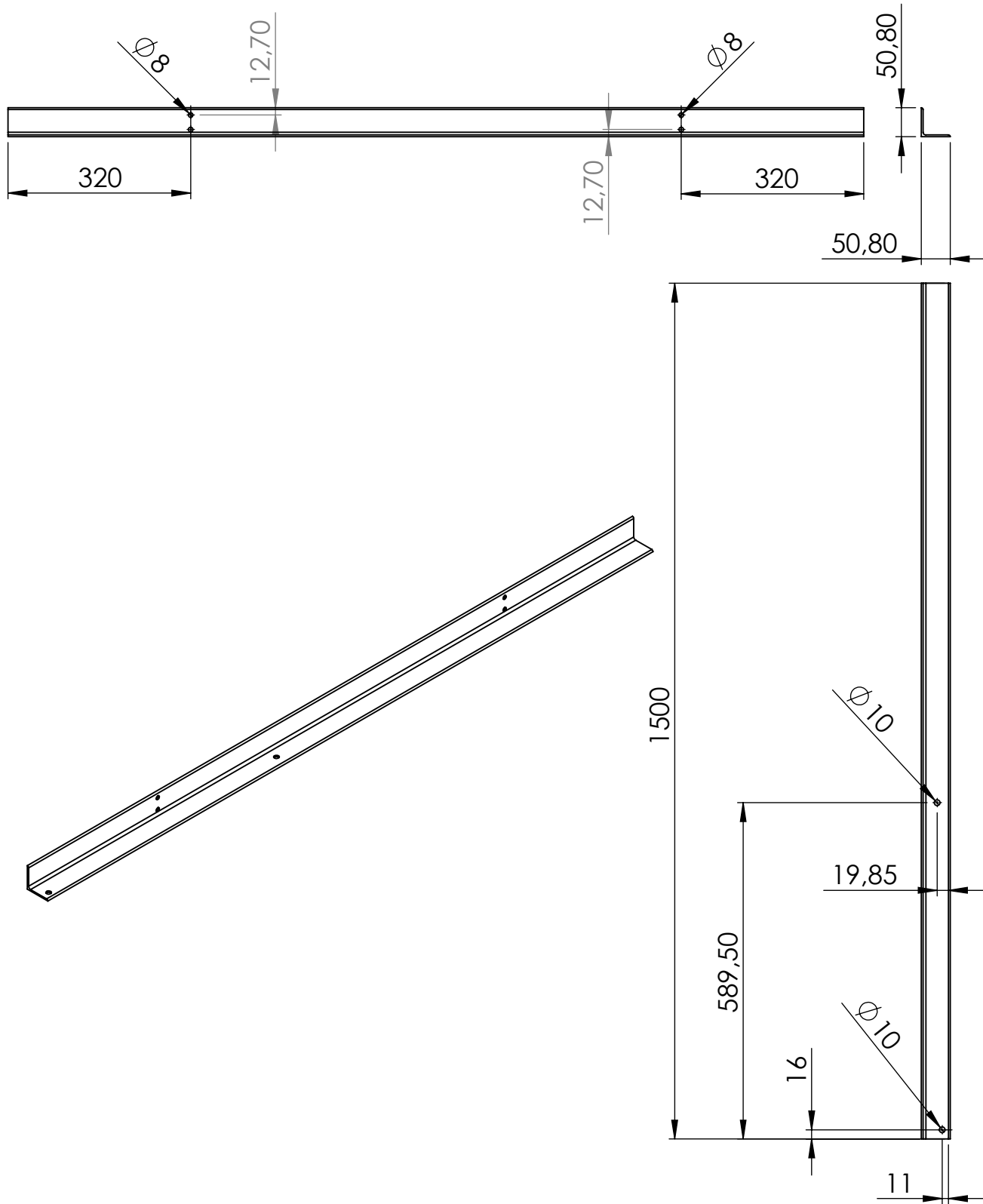
Plano GSF 26



--/--/2018

Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES12-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño de pata vinculante	FR-001-ES12-TPV	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES12-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cabeza hexagonal M10	FR-001-ES12-PHM10	M10 - 1,5 X 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES12-THM10	M10 - 1,5	3



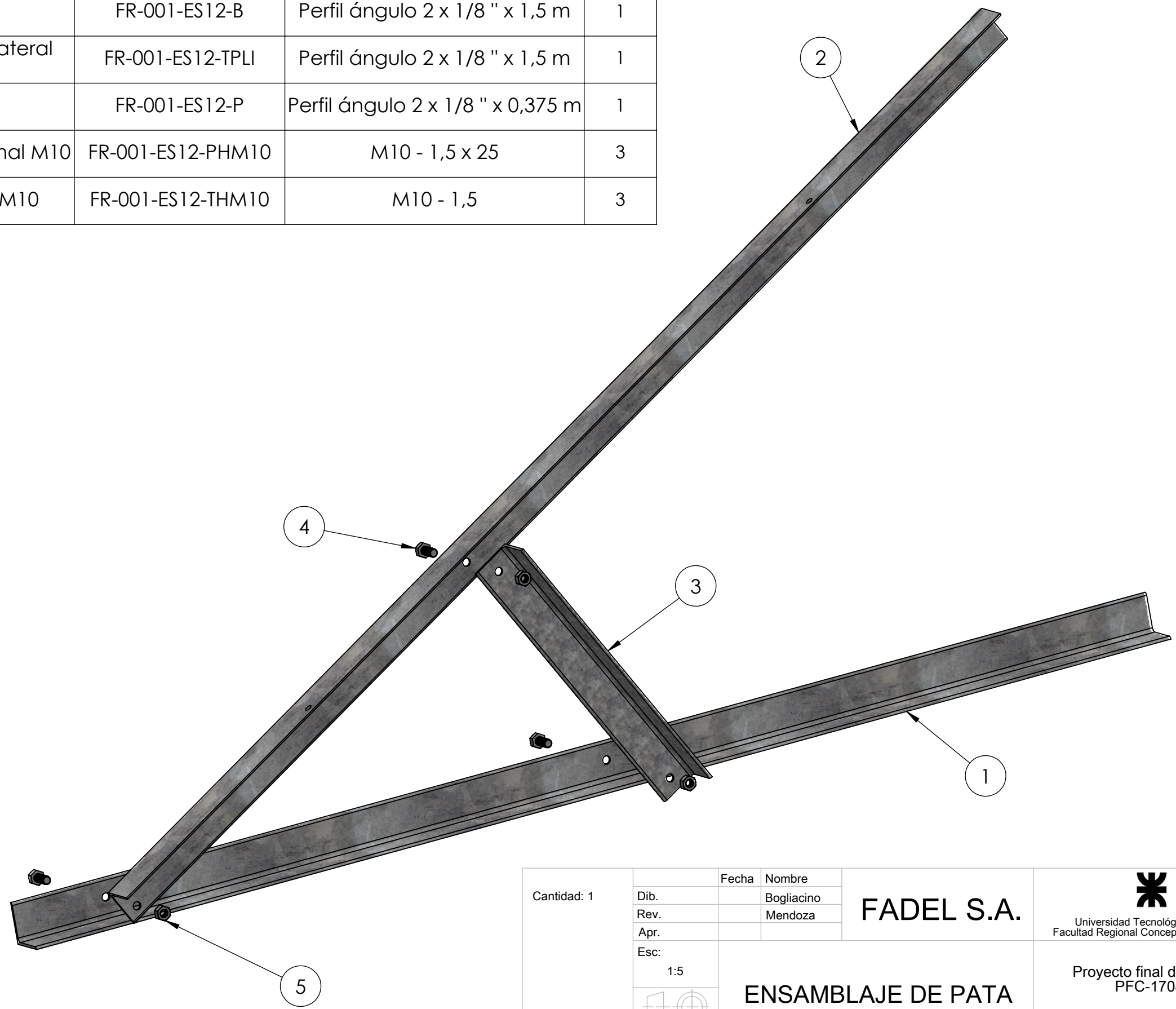
Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc: 1:5			Proyecto final de carrera PFC-1708B	
<b>ENSAMBLAJE DE PATA VINCULANTE (FR-001-ES12-PV)</b>			<b>Plano GSF 27</b>	
				--/--/2018





Espesor: 1/8" Cantidad: 1	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:	1:10			
		<b>TRAVESAÑO DE          PATA VINCULANTE          (FR-001-ES12-TPV)</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
					<b>Plano GSF 28</b>
					--/--/2018

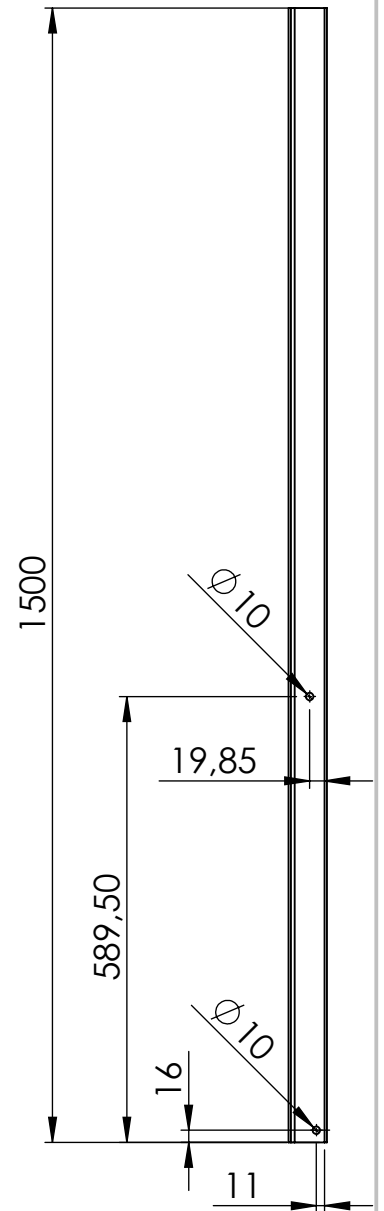
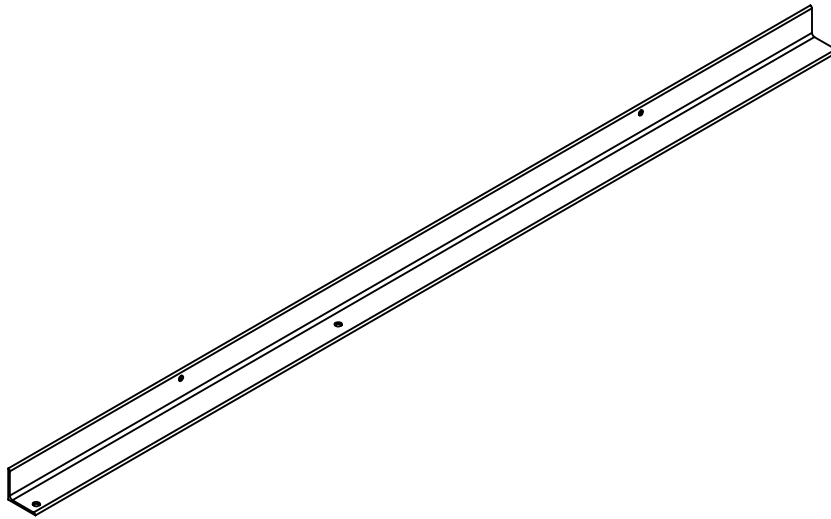
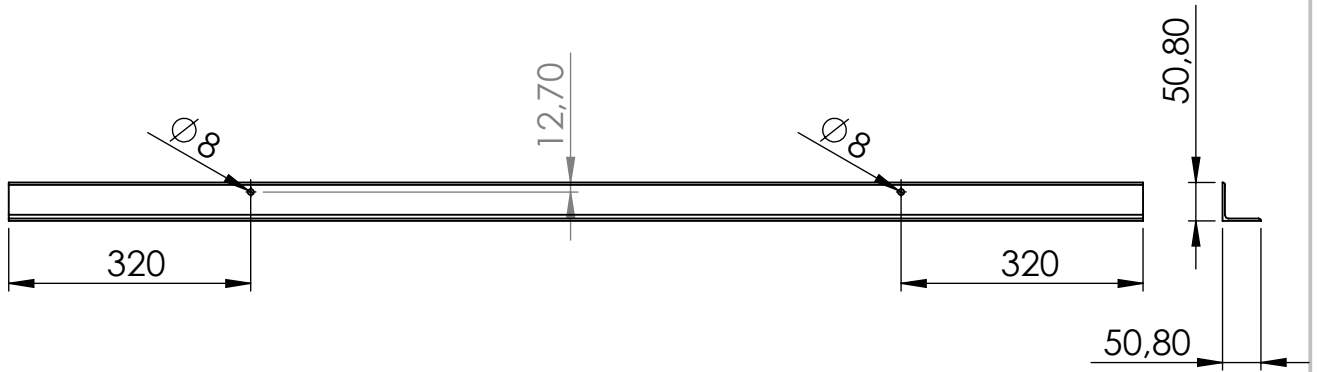


N° DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Base	FR-001-ES12-B	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
2	Travesaño de pata lateral izquierda	FR-001-ES12-TPLI	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 1,5 m	1
3	Pata	FR-001-ES12-P	Perfil ángulo 2 x 1/8 " x 0,375 m	1
4	Perno cebeza hexagonal M10	FR-001-ES12-PHM10	M10 - 1,5 x 25	3
5	Tuerca hexagonal M10	FR-001-ES12-THM10	M10 - 1,5	3



Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc:	1:5	<b>ENSAMBLAJE DE PATA LATERAL IZQUIERDA (FR-001-ES12-PLI)</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 29
				--/--/2018





Espesor: 1/8"  
Cantidad: 1

Dib.  
Rev.  
Apr.

Esc:  
1:10



Fecha  
Nombre  
Bogliacino  
Mendoza

**FADEL S.A.**

**TRAVESAÑO DE PATA  
LATERAL IZQUIERDA  
(FR-001-ES12-TPLI)**

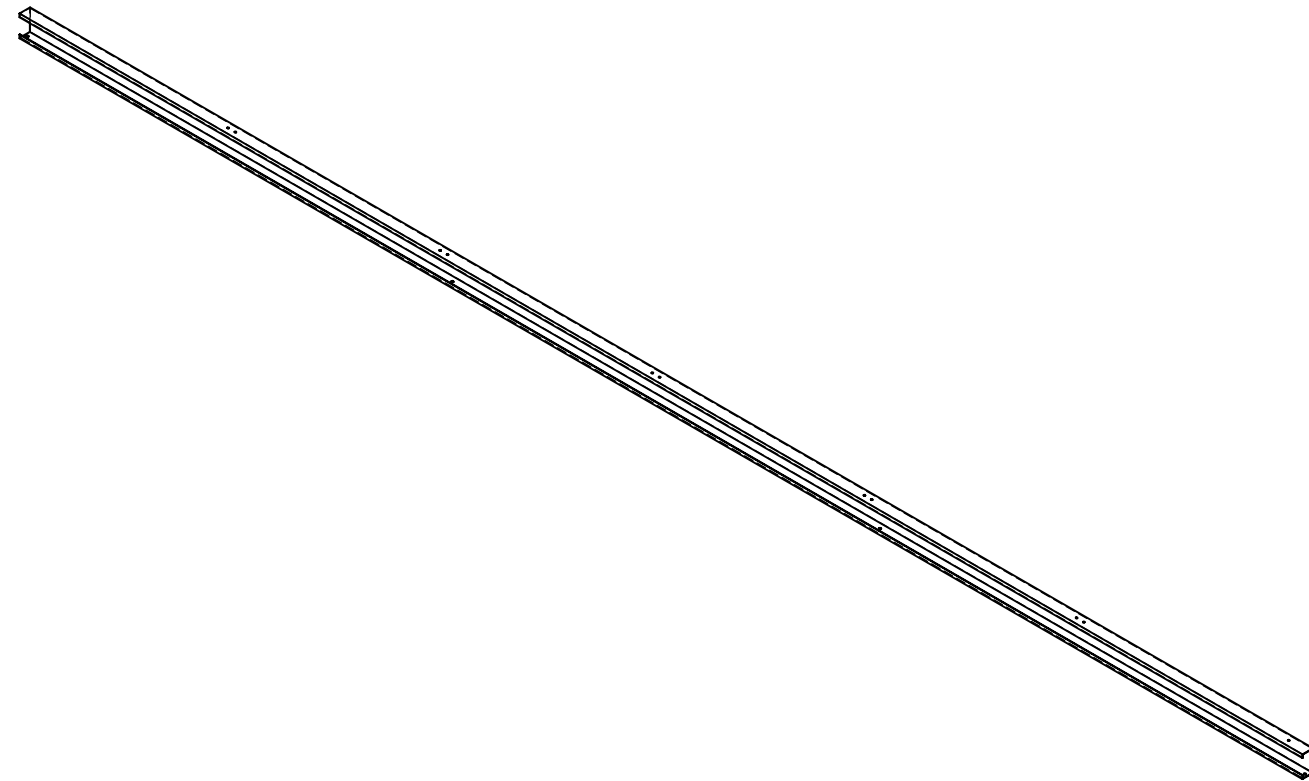
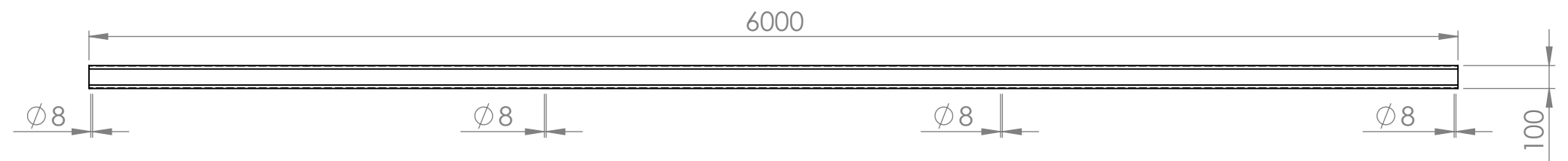
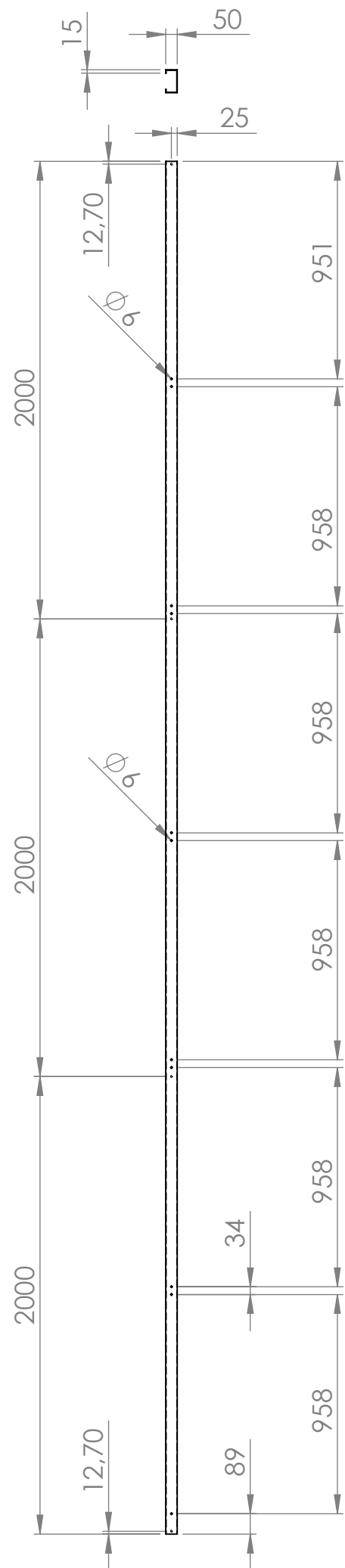




Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Concepcion del Uruguay

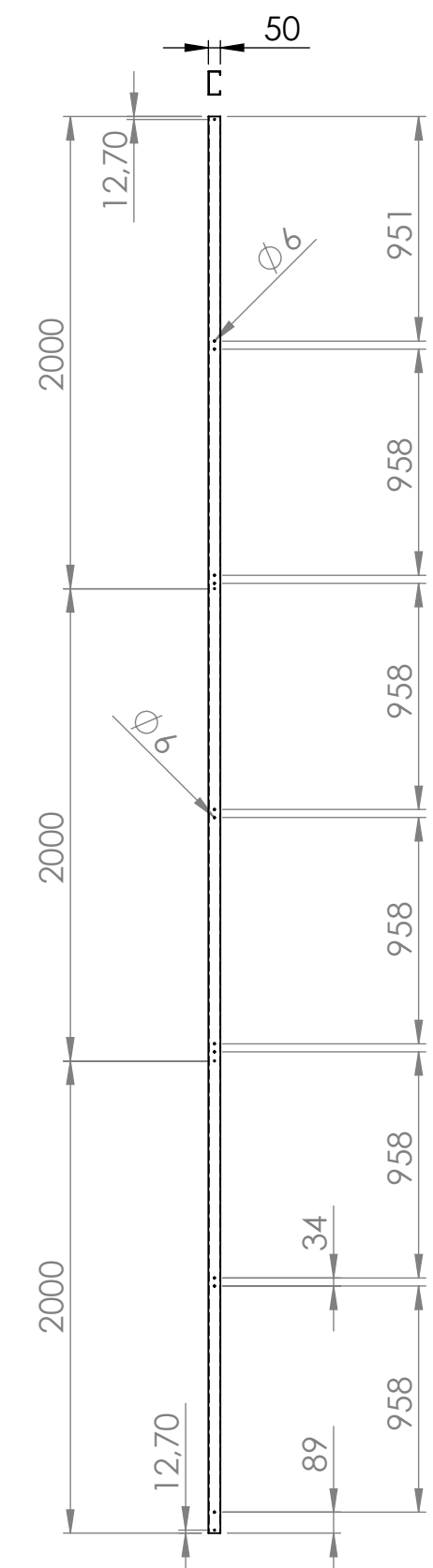
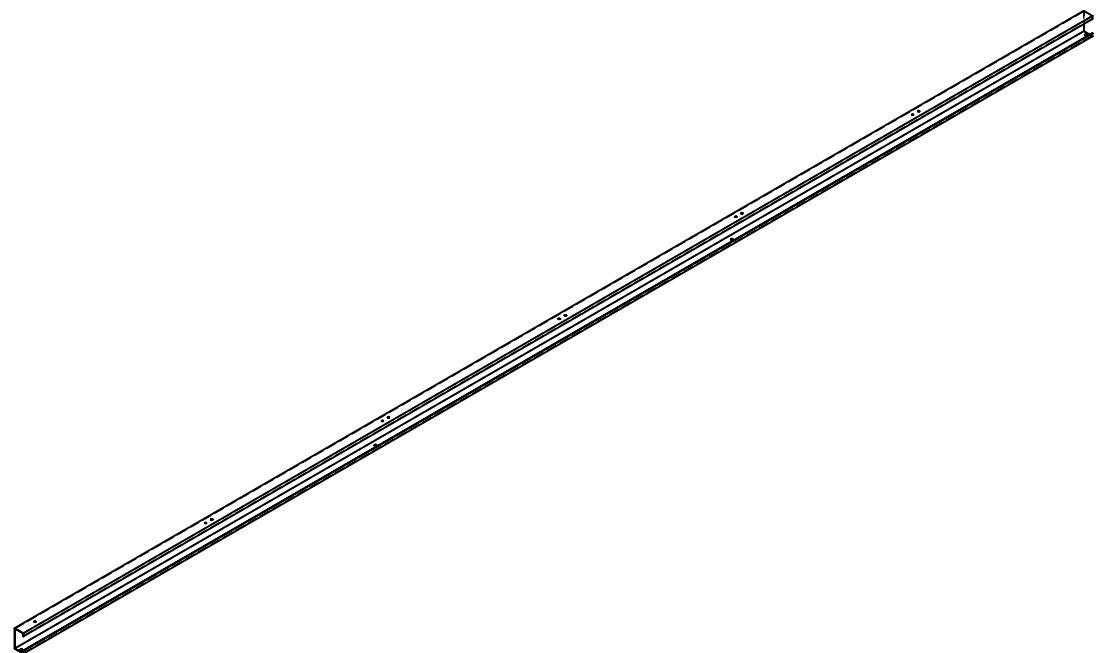
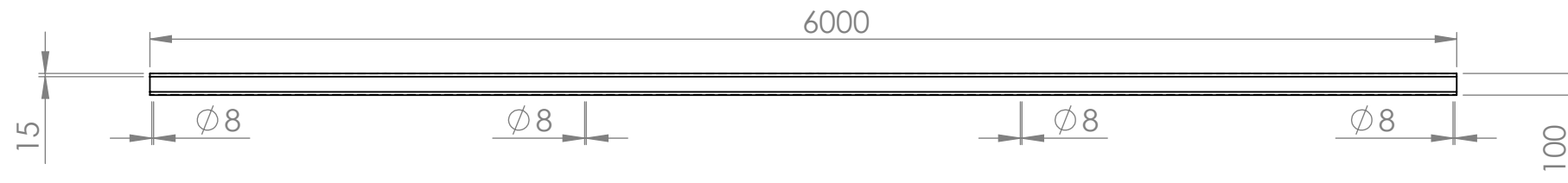
Proyecto final de carrera  
PFC-1708B



Plano GSF 30

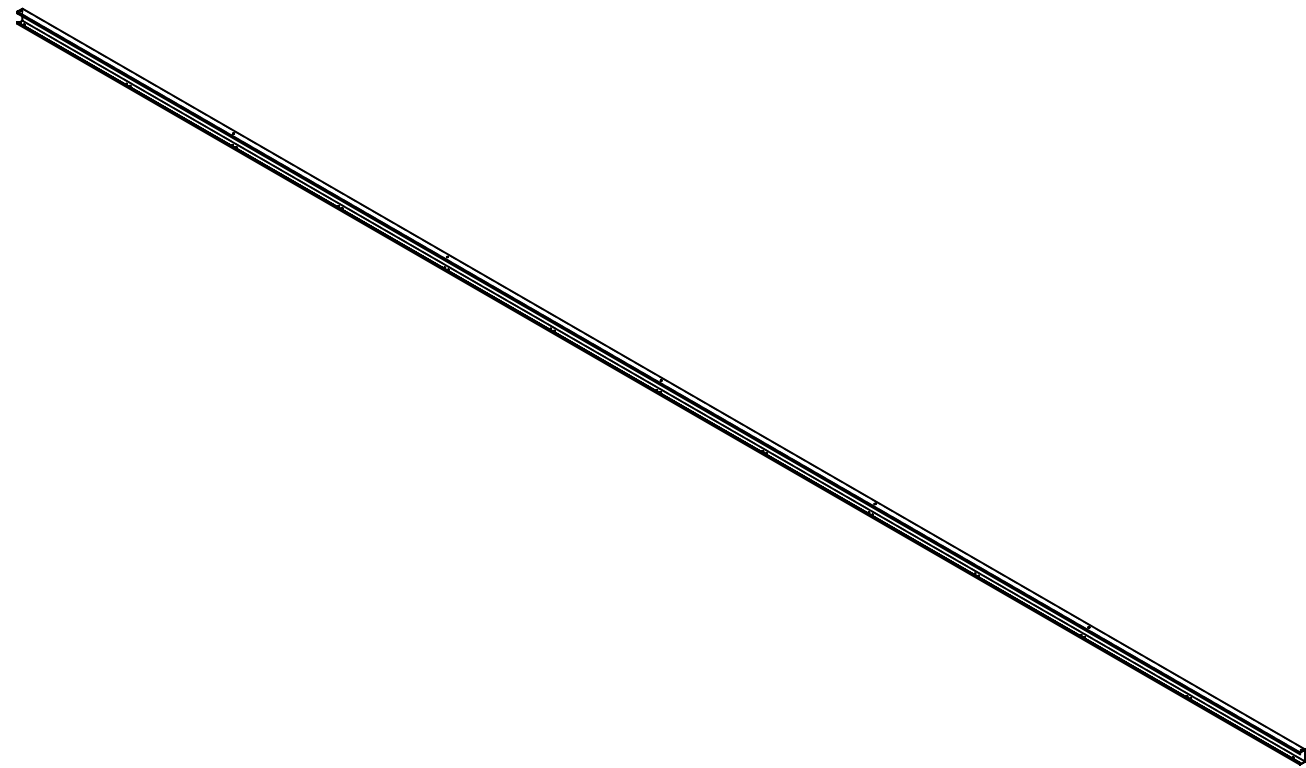
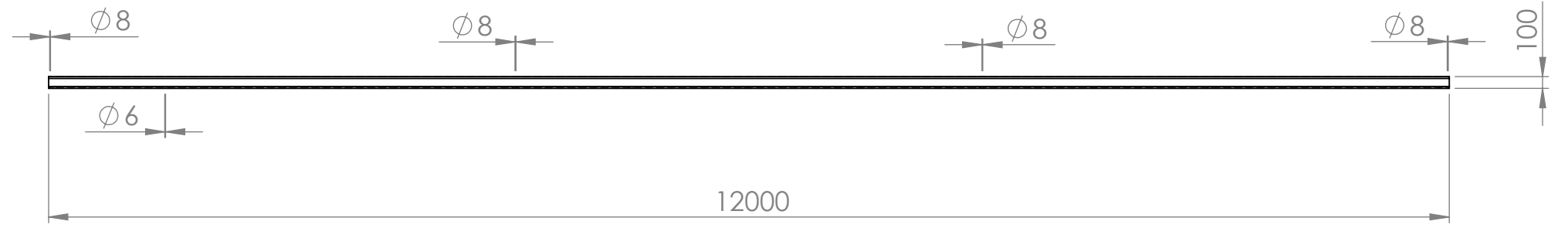
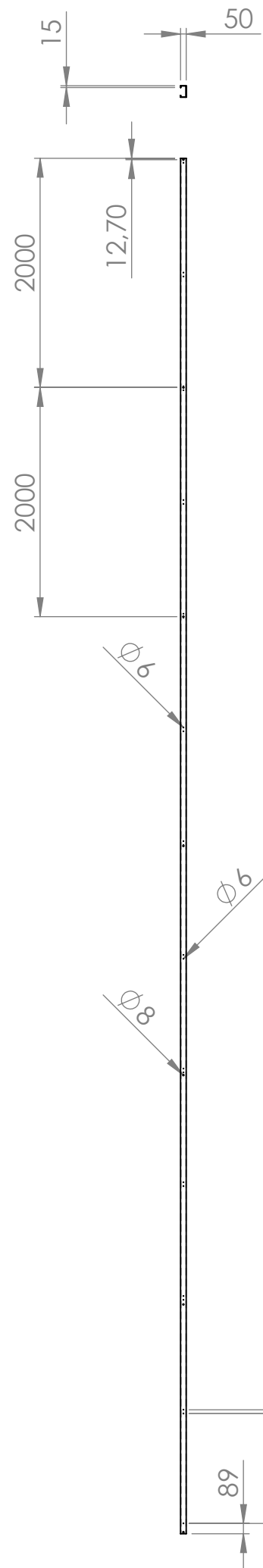
--/2018



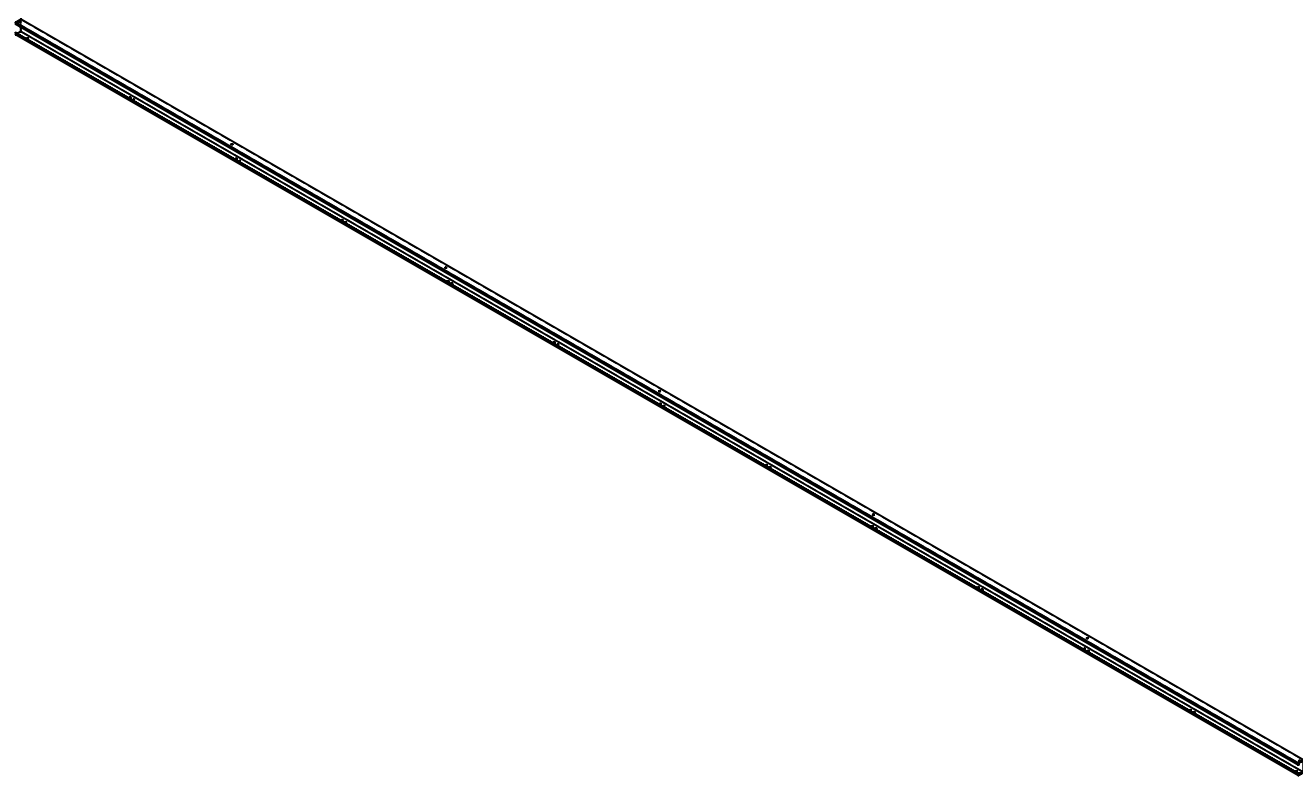
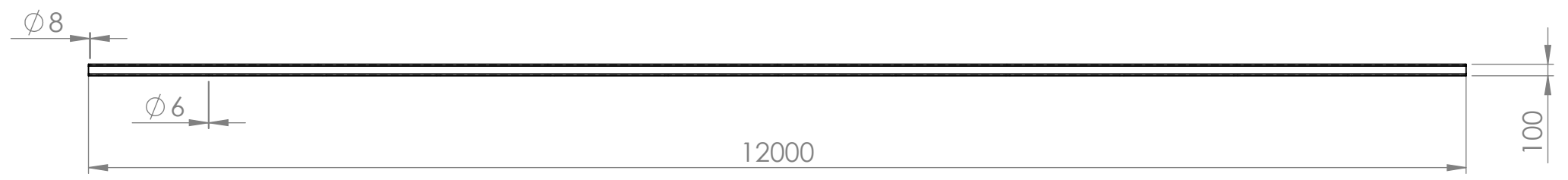
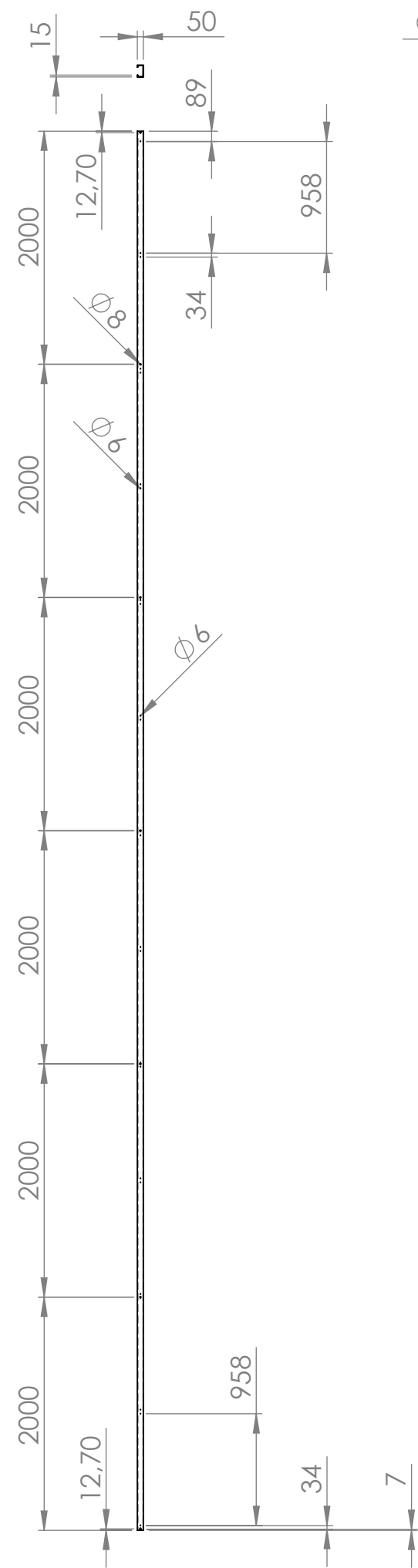
Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Esc: 1:25			<b>Plano GSF 31</b>
	<b>TRAVESAÑO CORTO INFERIOR (FR-001-ES12-TCI)</b>		--/--/2018	



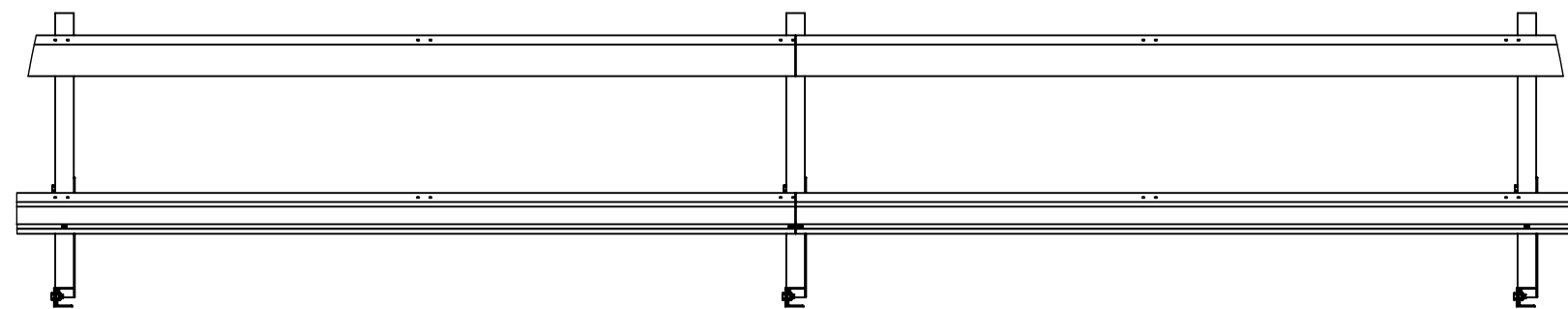
Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
	Esc:	TRAVESAÑO CORTO SUPERIOR (FR-001-ES12-TCS)		
1:30			Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			<b>Plano GSF 32</b>	
			--/--/2018	



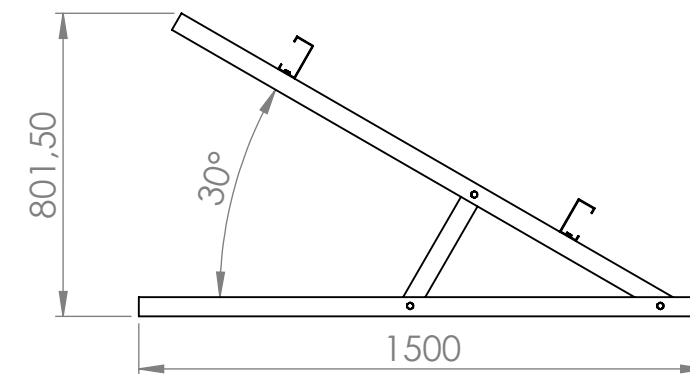
Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
	Esc: 1:50			
<b>TRAVESAÑO LARGO INFERIOR (FR-001-ES12-TLI)</b>			--/--/2018	



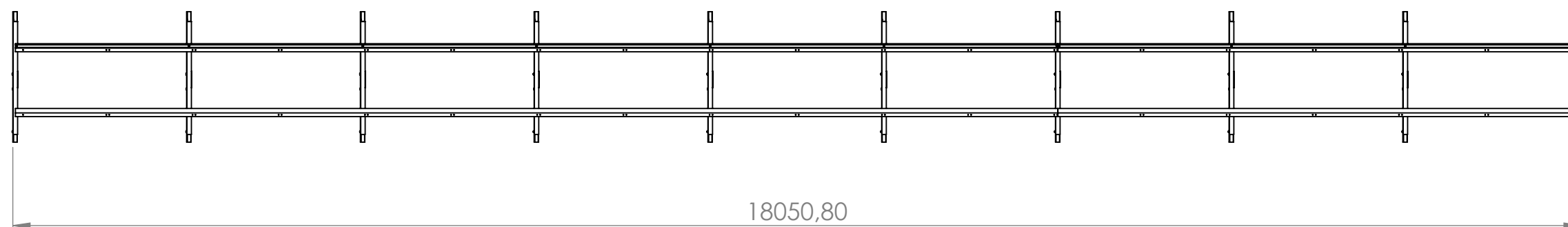
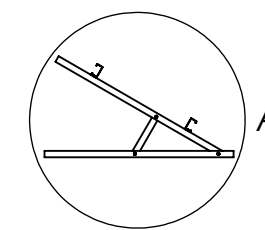
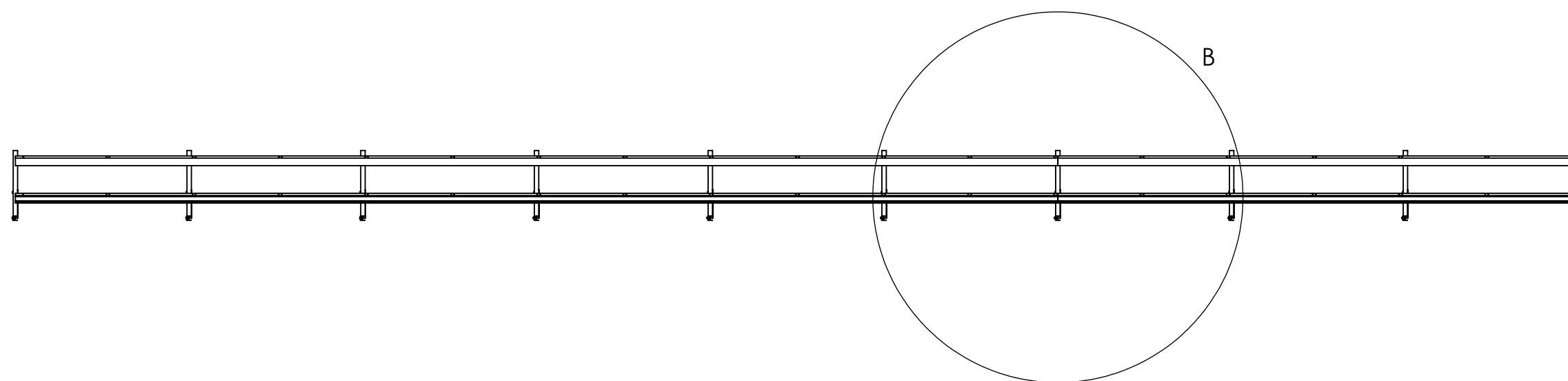
Espesor: 2 mm Cantidad: 1	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc:	1:50		<b>TRAVESAÑO LARGO SUPERIOR</b> <b>(FR-001-ES12-TLS)</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
		Plano GSF 34		
				--/--/2018



DETALLE B  
ESCALA 1 : 20



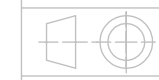
DETALLE A  
ESCALA 1 : 20



18050,80

	Fecha	Nombre
Dib.		Bogliacino
Rev.		Mendoza
Apr.		
Esc:		

**FADEL S.A.**



**VISTAS DE ESTRUCTURA  
(FR-001-ES12) CON  
DETALLES**

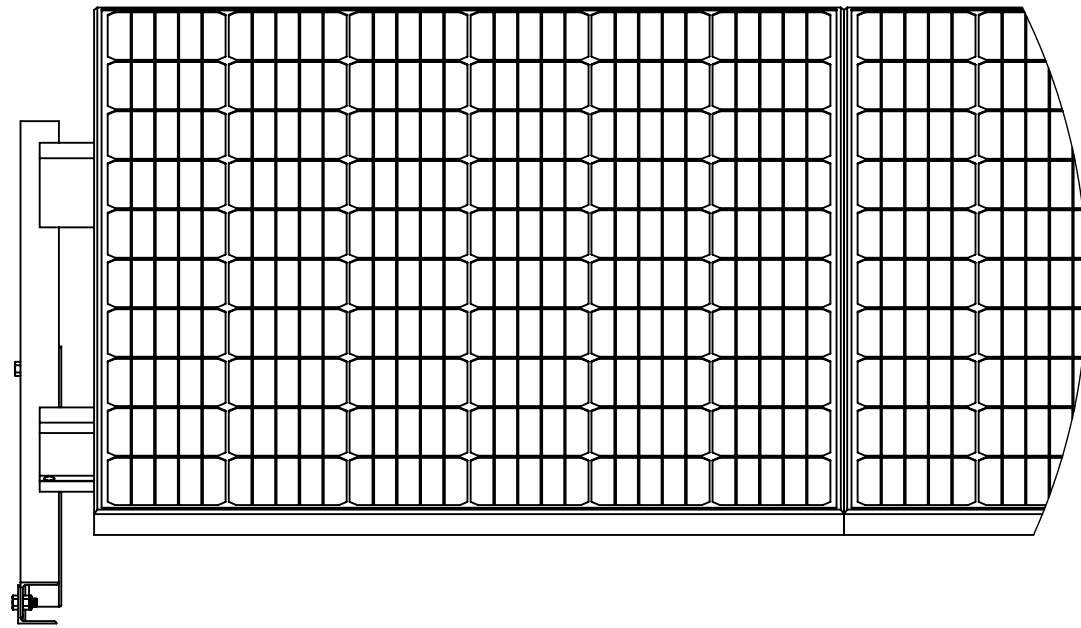


Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Concepcion del Uruguay

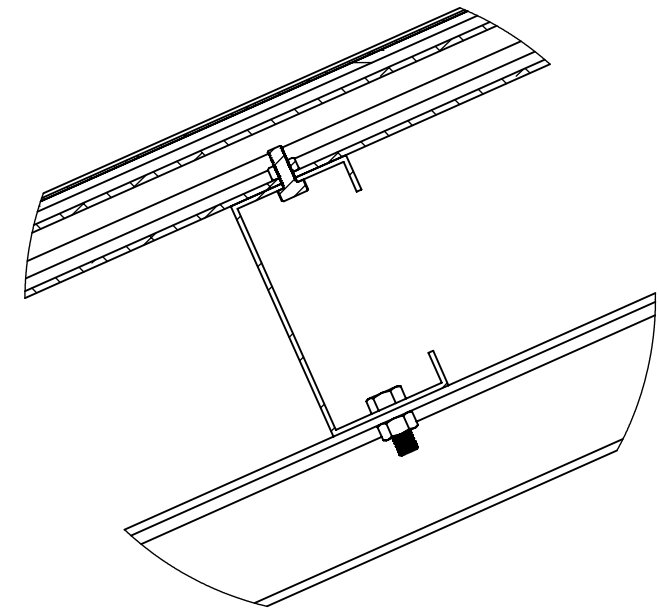
Proyecto final de carrera  
PFC-1708B

Plano GSF 35

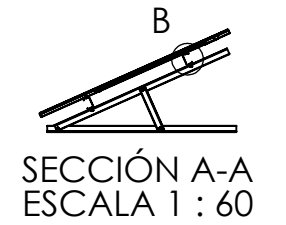
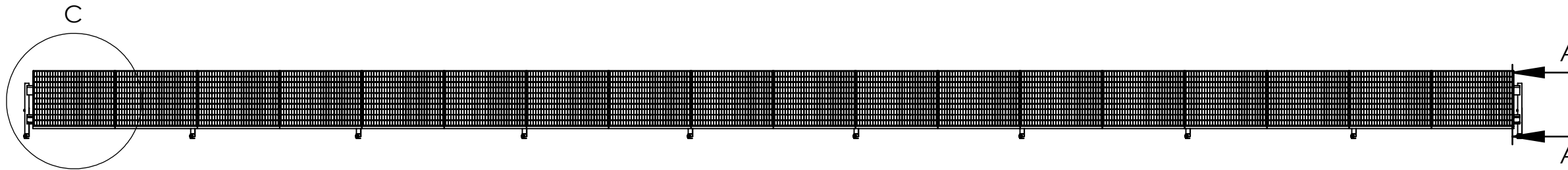
--/--/2018



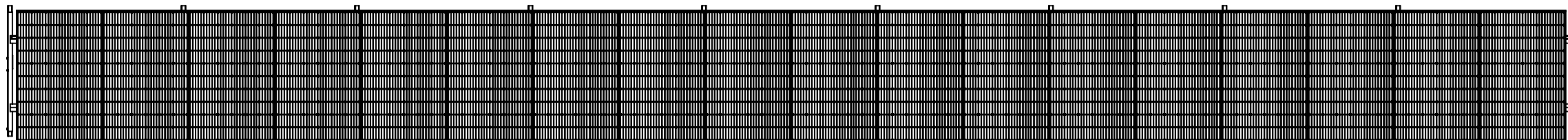
DETALLE C  
ESCALA 1 : 10




DETALLE B  
ESCALA 1 : 3



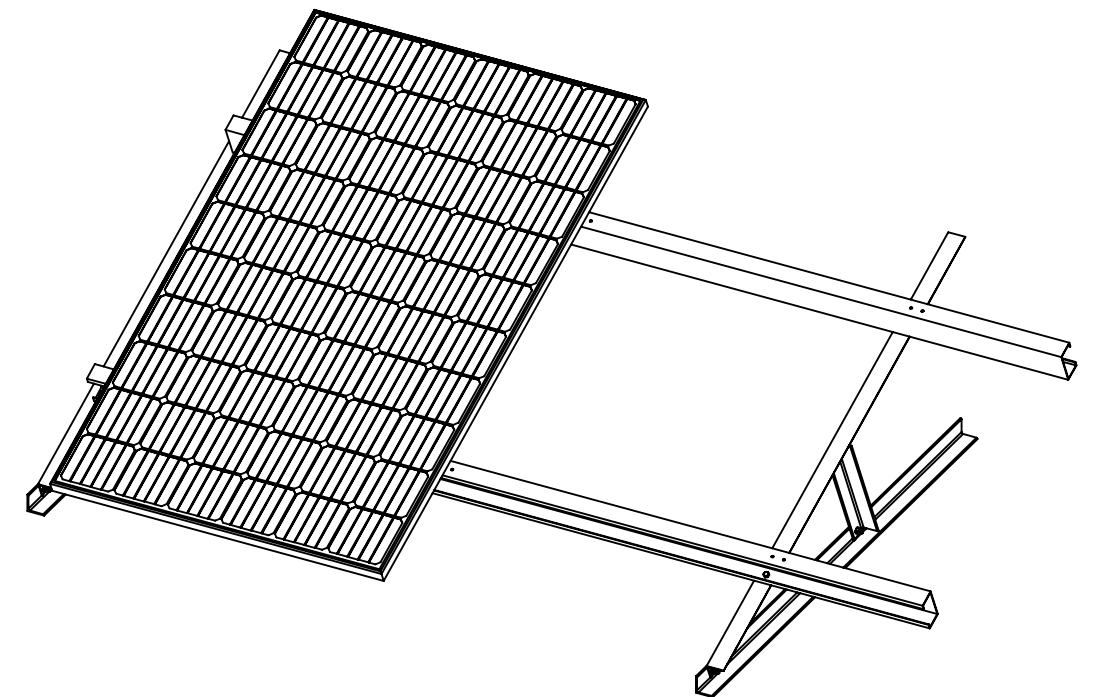
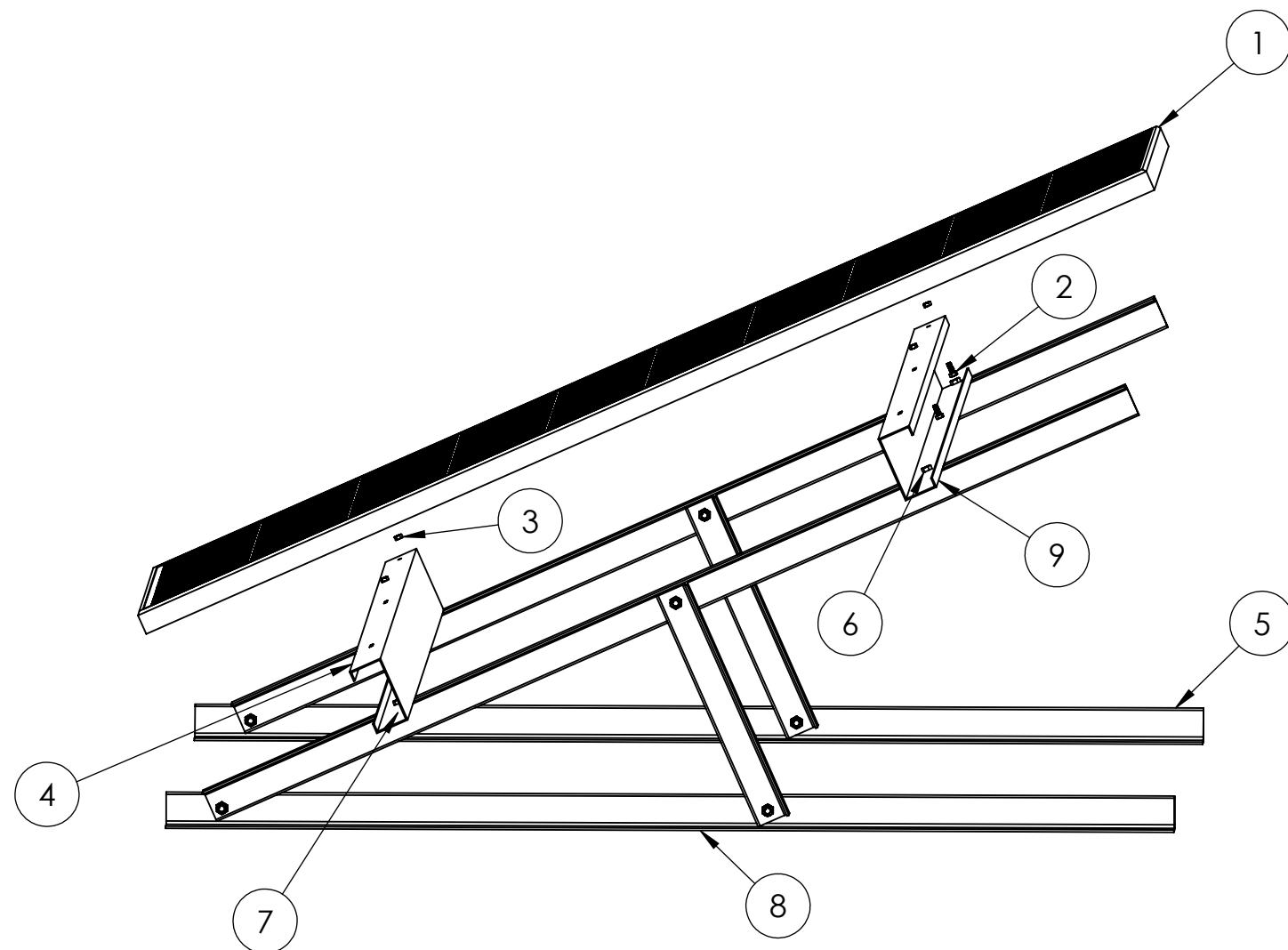
SECCIÓN A-A  
ESCALA 1 : 60



Cant. de paneles: 18	Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
	Rev.		Bogliacino		
	Apr.		Mendoza		
	Esc:				
	1:60			<b>UBICACIÓN DE PANELES SOLARES EN ESTRUCTURA CON DETALLES</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
					Plano GSF 36
					--/--/2018

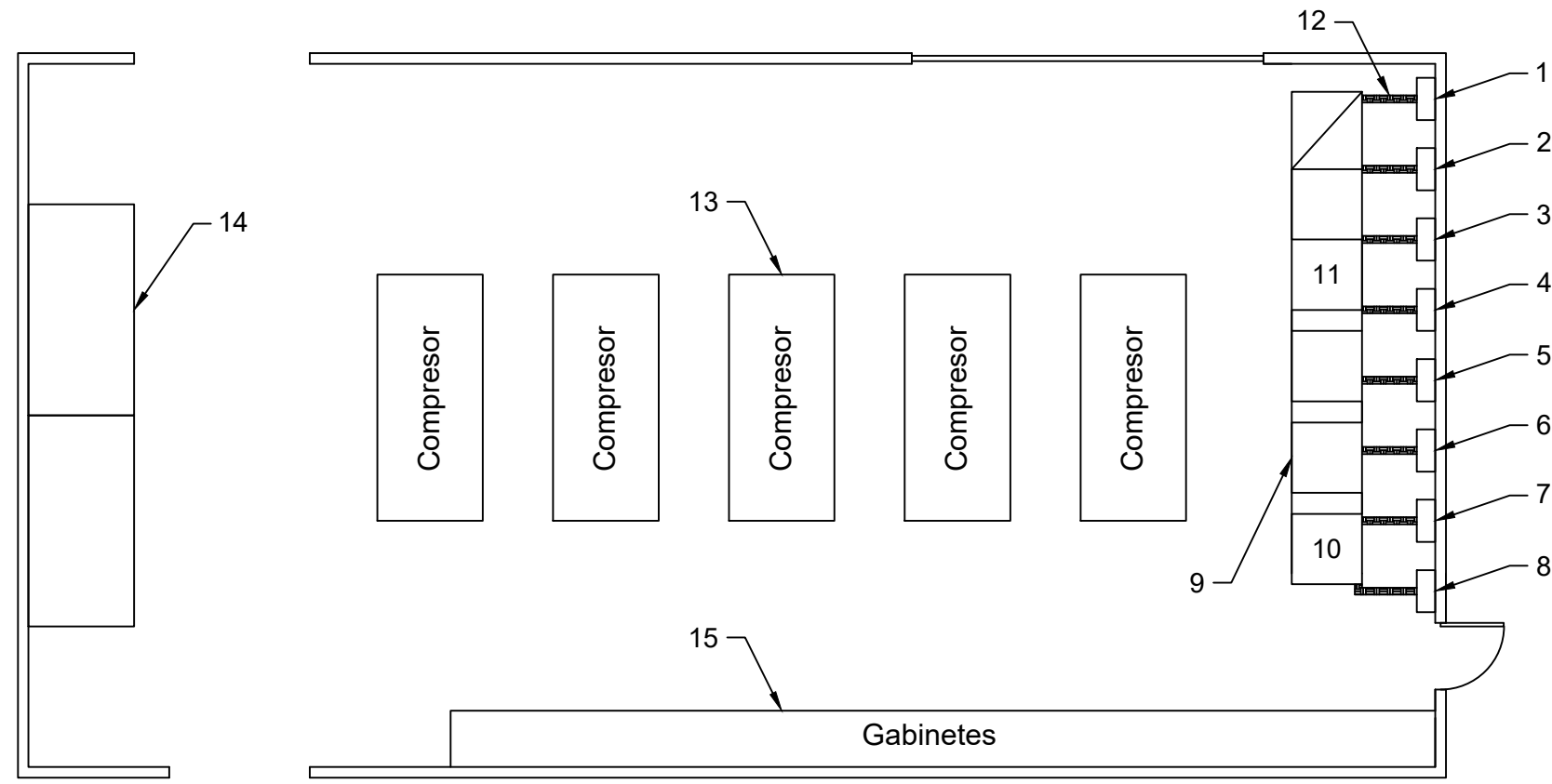


Nº DE ELEMENTO	ELEMENTO	CANT.
1	Panel solar PS-275M	1
2	Perno cabeza hexagonal M6	4
3	Tuerca hexagonal M6	4
4	Perfil C galvanizado inferior	1
5	Pata lateral izquierda	1
6	Perno cabeza hexagonal M8	4
7	Tuerca hexagonal M8	4
8	Pata intermedia	1
9	Perfil C galvanizado superior	1

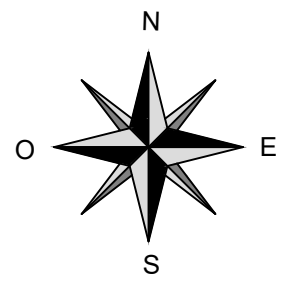


Dib.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
Rev.		Bogliacino		
Apr.		Mendoza		
Esc:				
1:10 ; 1:20			<b>MONTAJE Y FIJACIÓN          DE PANELES EN          ESTRUCTURAS</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
 				Plano GSF 37
				--/--/2018

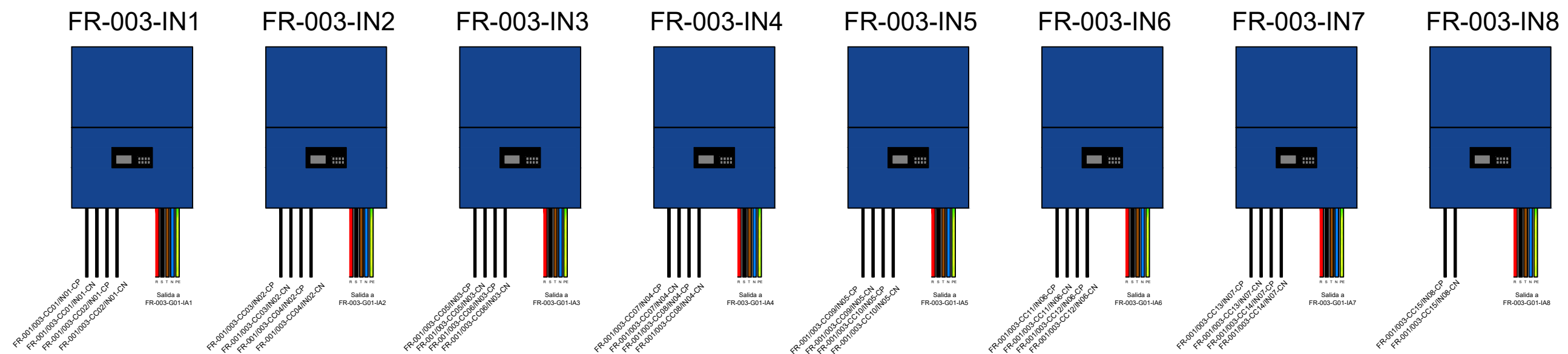
SALA DE TABLEROS (COD. FR-003)



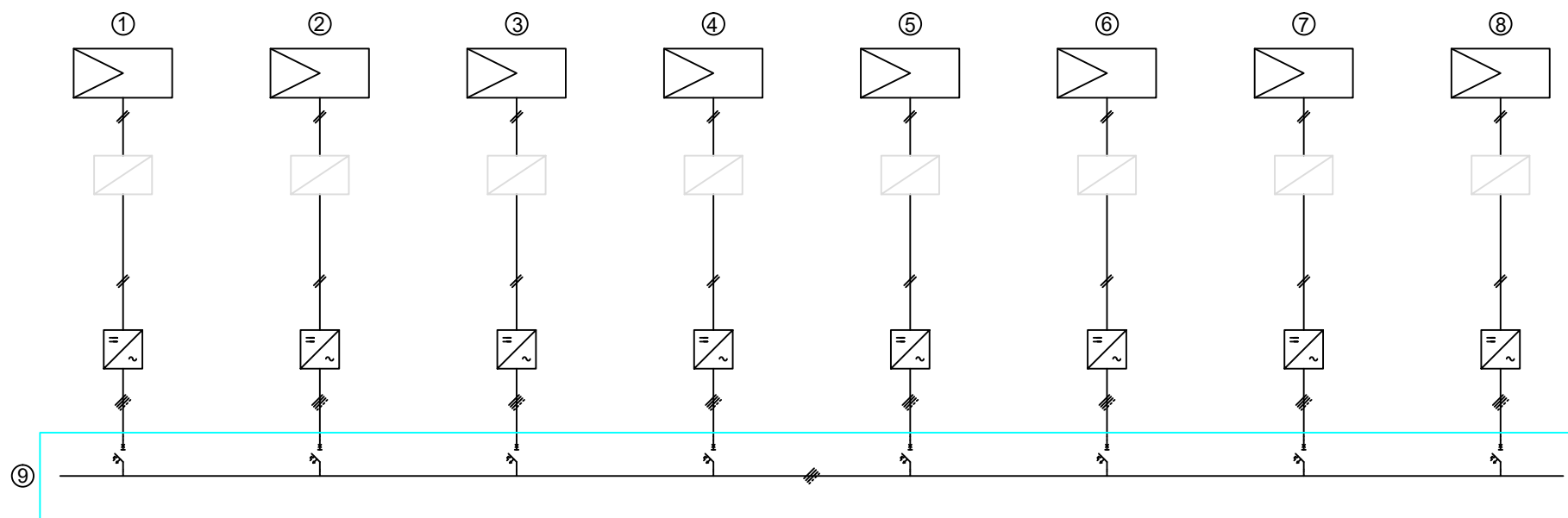
N° DE ELEMENTO	ELEMENTO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
1	Inversor 1	FR-003-IN1	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
2	Inversor 2	FR-003-IN2	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
3	Inversor 3	FR-003-IN3	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
4	Inversor 4	FR-003-IN4	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
5	Inversor 5	FR-003-IN5	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
6	Inversor 6	FR-003-IN6	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
7	Inversor 7	FR-003-IN7	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
8	Inversor 8	FR-003-IN8	Inversor SolarLake 30000 TI-PM
9	Gabinetes principales	FR-003-GP	Contenedor de barras colectoras y protecciones principales
10	Gabinete libre 1	FR-003-G01	Gabinete a utilizar para alojar las protecciones principales
11	Gabinete libre 2	FR-003-G02	Gabinete a utilizar para alojar las protecciones principales
12	Canalizaciones con rejillas	-	Canalizaciones para conexión de inversores a barras principales
13	Compresores de amoniaco	-	-
14	Compresores de aire	-	-
15	Gabinetes secundarios	-	-



Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	1:100	UBICACIÓN DE INVERSORES EN SALA DE TABLEROS (COD. FR-003)		Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Plano GSF 38			
	--/--/2018			

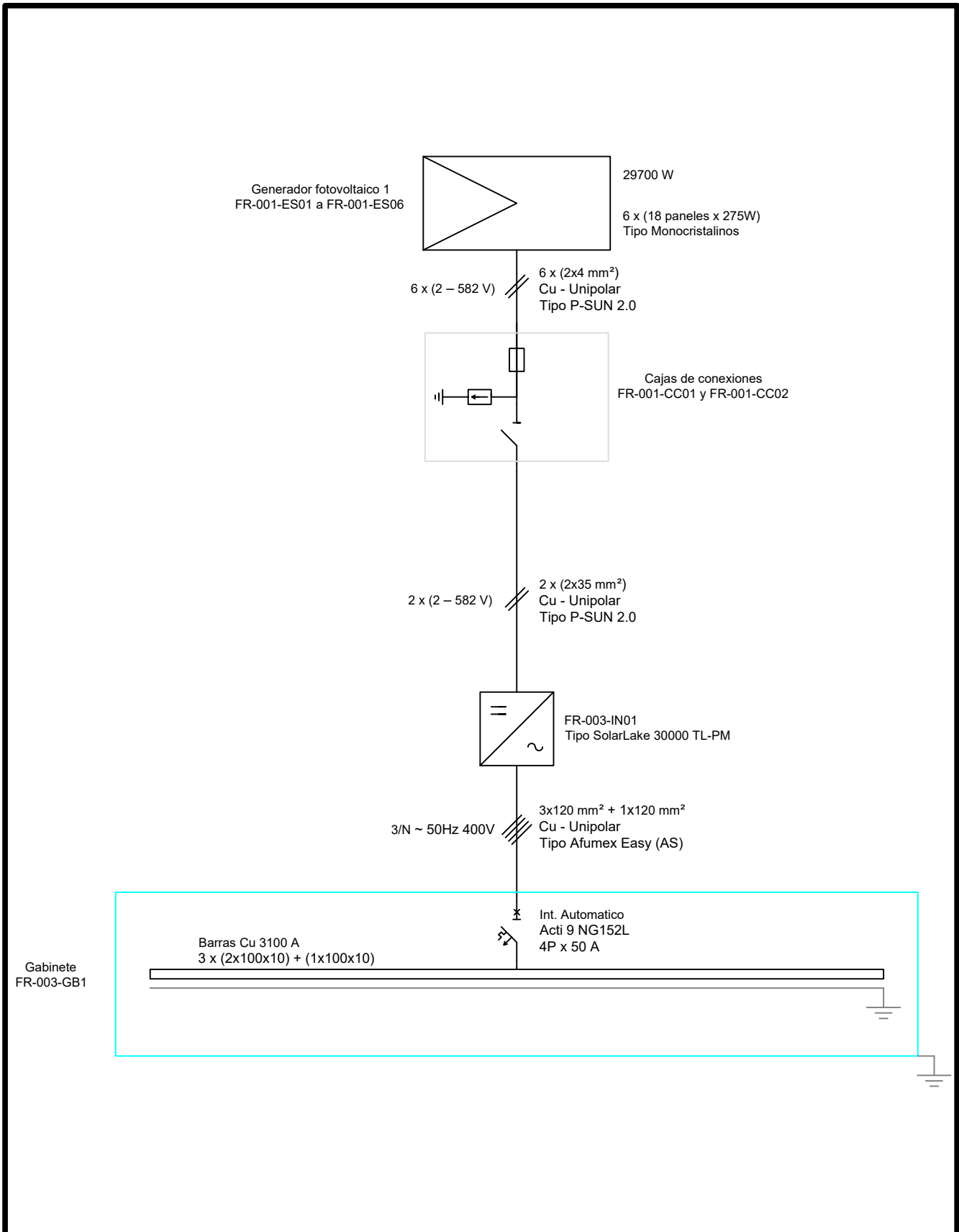



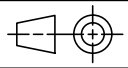
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.	<b>CONEXIONADO DE INVERSORES</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
1:25				Plano GSF 39
				--/--/2018

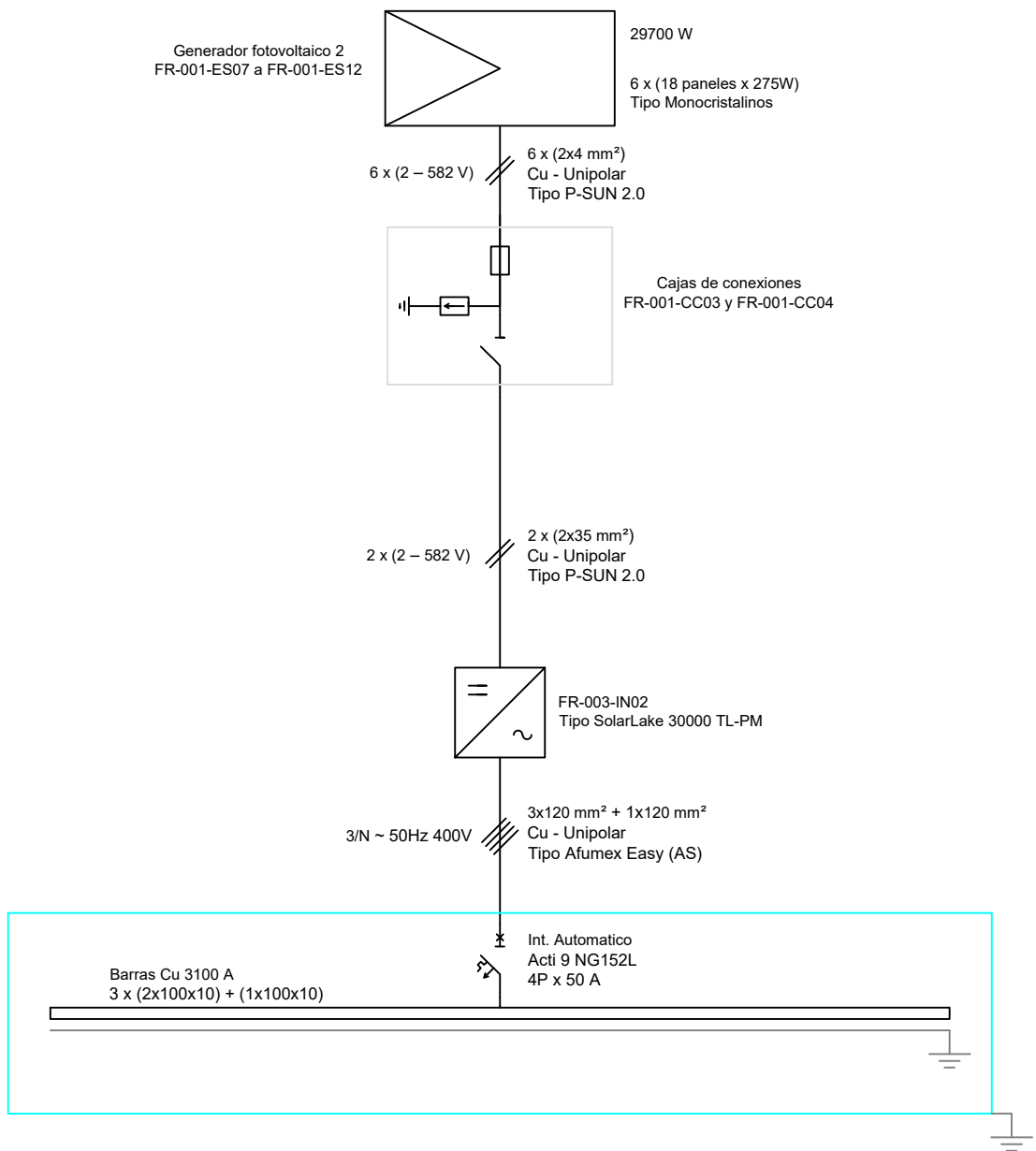



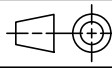
N° ITEM	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1	Generador solar fotovoltaico 1	FR-001-ES01 a FR-001-ES06 FR-003-IN01
2	Generador solar fotovoltaico 2	FR-001-ES07 a FR-001-ES12 FR-003-IN02
3	Generador solar fotovoltaico 3	FR-001-ES13 a FR-001-ES18 FR-003-IN03
4	Generador solar fotovoltaico 4	FR-001-ES19 a FR-001-ES24 FR-003-IN04
5	Generador solar fotovoltaico 5	FR-001-ES25 a FR-001-ES30 FR-003-IN05
6	Generador solar fotovoltaico 6	FR-001-ES31 a FR-001-ES36 FR-003-IN06
7	Generador solar fotovoltaico 7	FR-001-ES37 a FR-001-ES42 FR-003-IN07
8	Generador solar fotovoltaico 8	FR-001-ES43 a FR-001-ES45 FR-003-IN08
9	FR-003-G01	Gabinete de conexión y contenedor de las protecciones

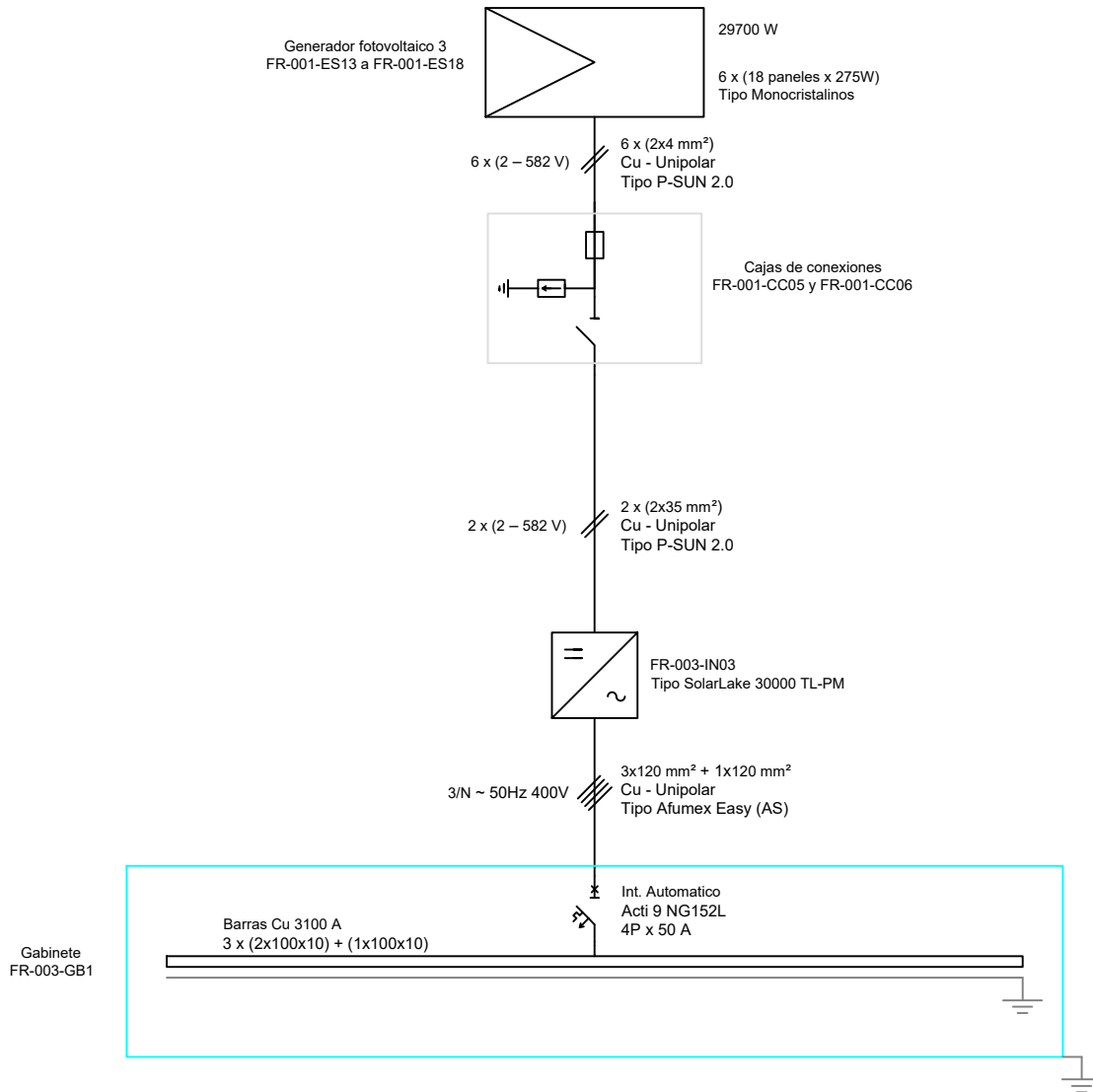
Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	Esc.		DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE CONEXIÓN DE TODOS LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	
		Plano GSF 40		
		--/--/2018		


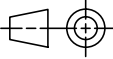


Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<h1>FADEL S.A.</h1>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>DIAGRAMA UNIFILAR          GENERAL DEL          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 1</b>		<b>Proyecto final de carrera          PFC-1708B</b>	
			<b>Plano GSF 41</b>	
			<b>--/08/2018</b>	

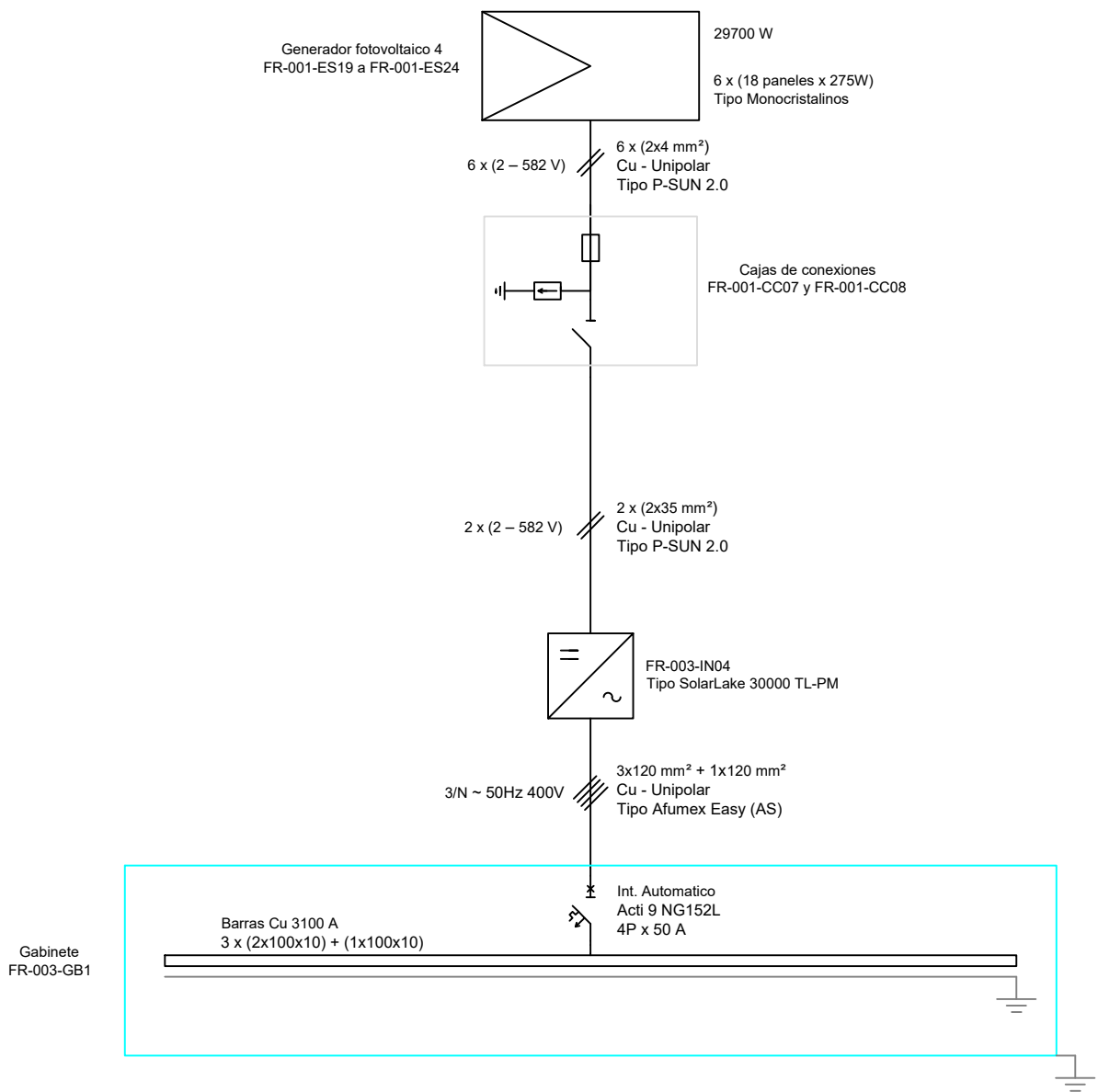



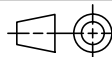
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
	Dib.	Bogliacino		
	Rev.	Mendoza		
	Apr.			
Esc.	<b>DIAGRAMA UNIFILAR          GENERAL DEL          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 2</b>		<b>Proyecto final de carrera          PFC-1708B</b>	
			<b>Plano GSF 42</b>	
			<b>--/08/2018</b>	

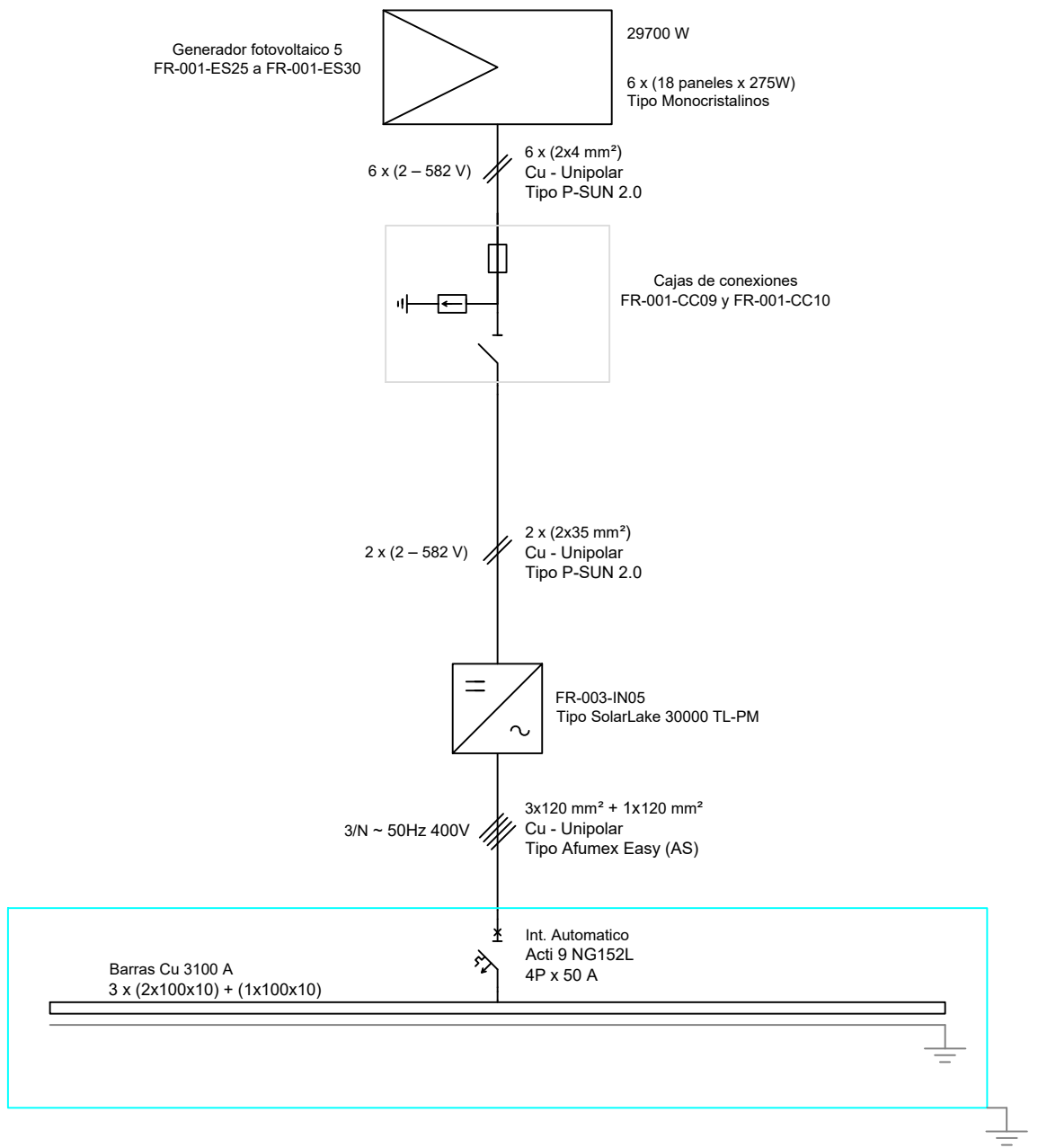



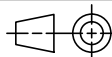
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay		
Dib.		Bogliacino				
Rev.		Mendoza				
Apr.						
Esc.	<b>DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 3</b>			<b>Proyecto final de carrera PFC-1708B</b>		
				<b>Plano GSF 43</b>		
				<b>--/08/2018</b>		

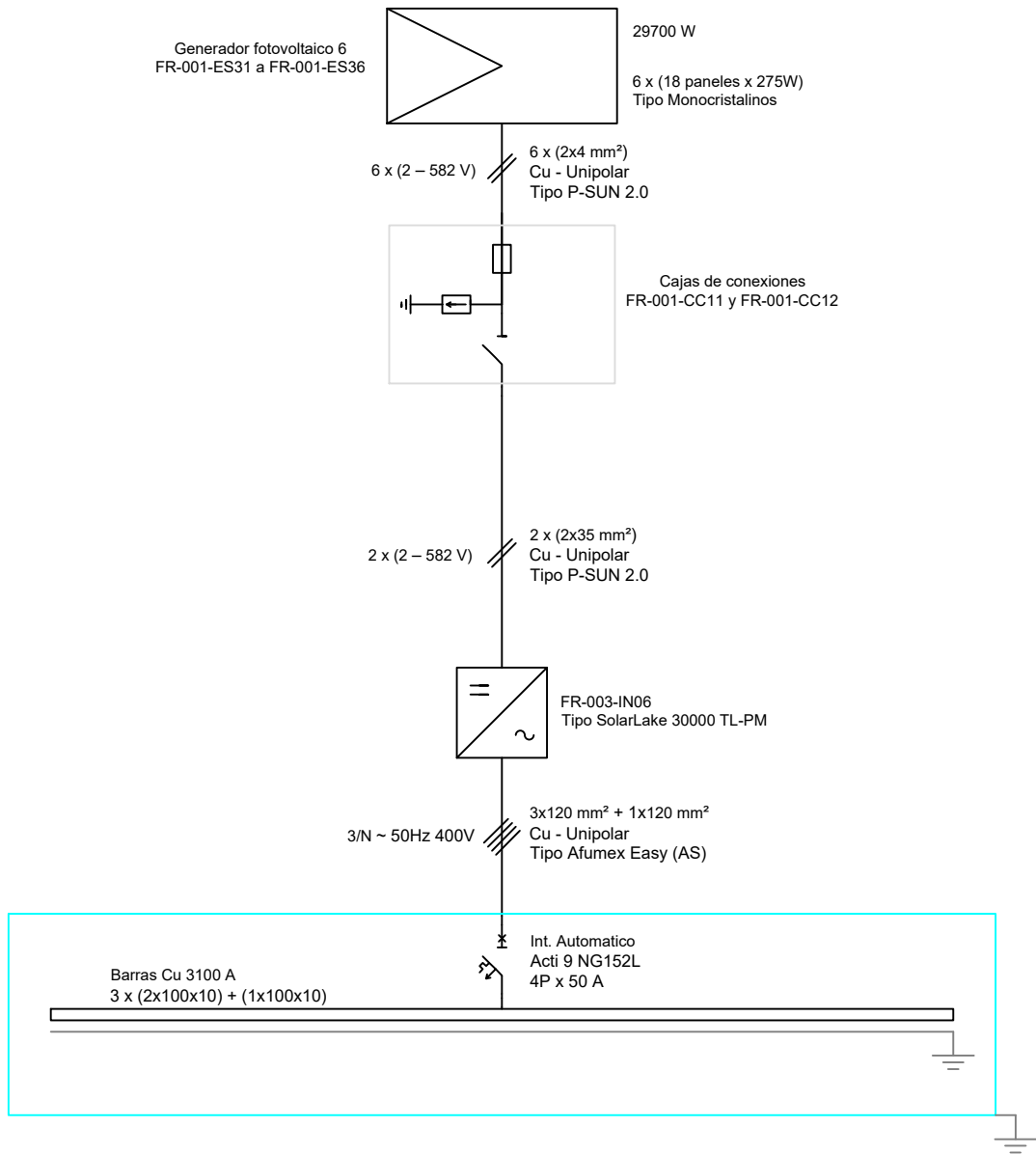



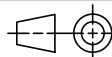


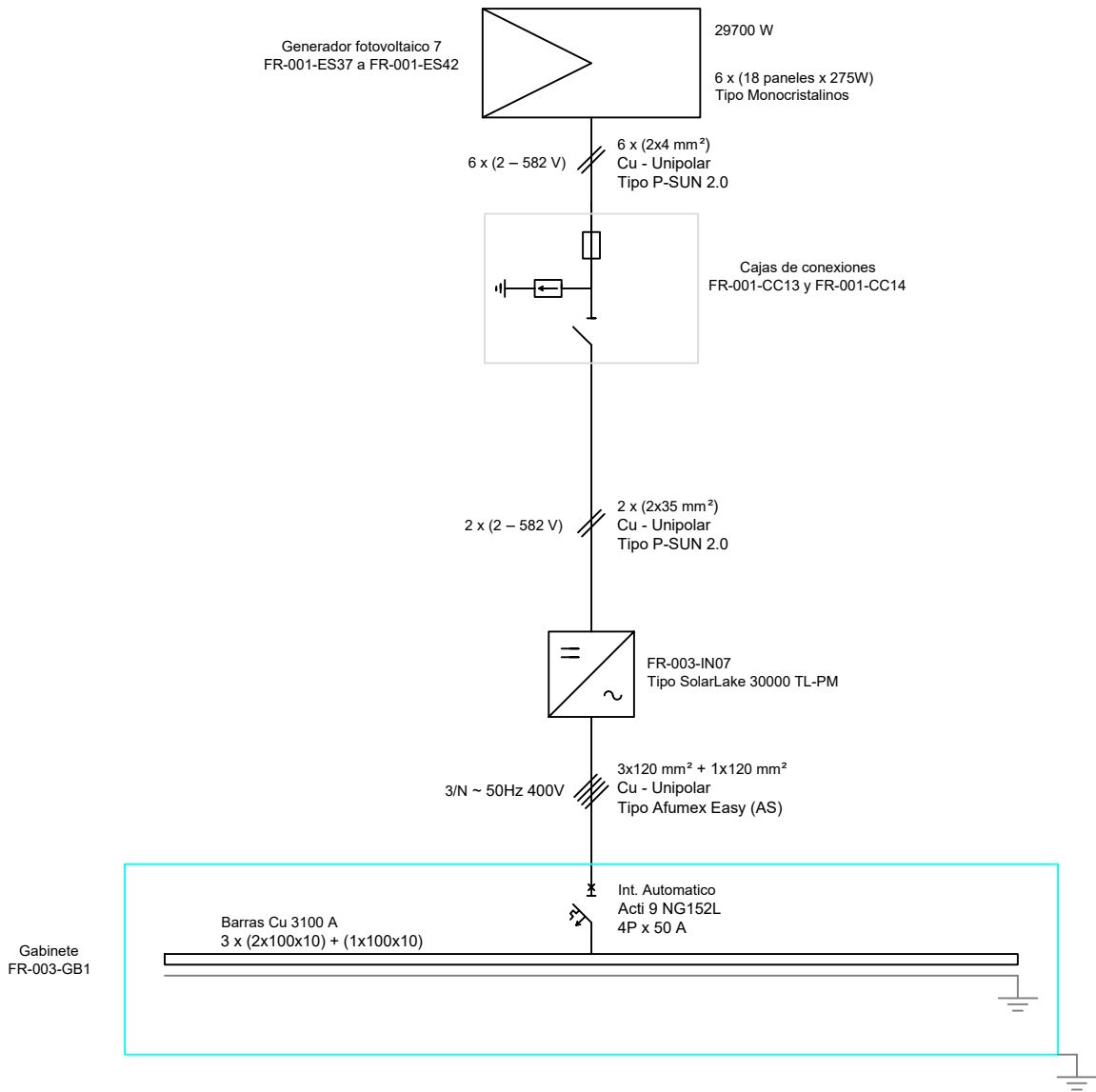
Dib. Rev. Apr.	Fecha	Nombre	<h1>FADEL S.A.</h1>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
Esc.	<b>DIAGRAMA UNIFILAR          GENERAL DEL          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 4</b>		<b>Proyecto final de carrera          PFC-1708B</b>	
			<b>Plano GSF 44</b>	
			<b>--/08/2018</b>	


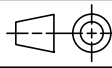


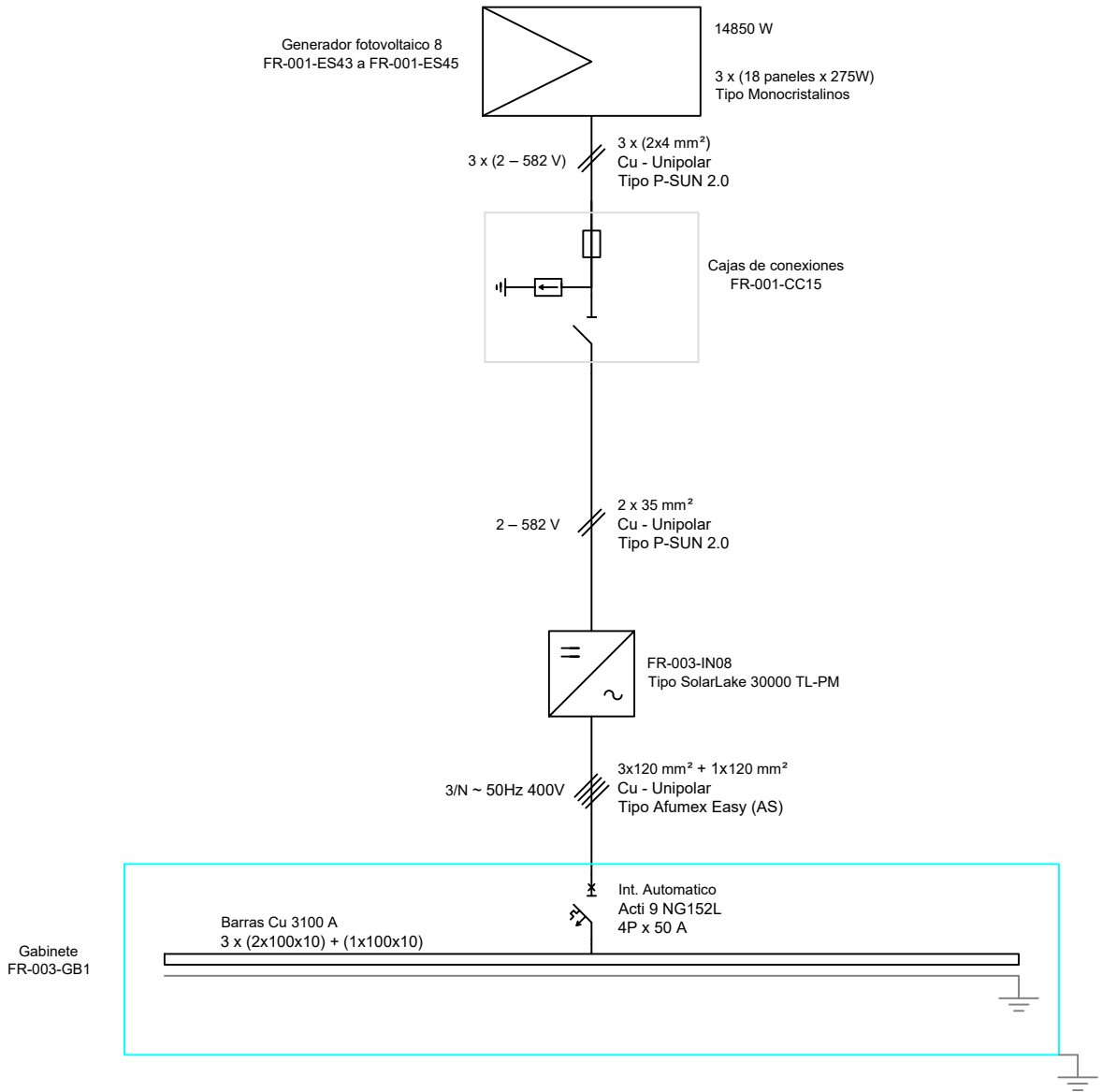
<table border="1"> <tr><td> </td><td>Fecha</td><td>Nombre</td></tr> <tr><td>Dib.</td><td> </td><td>Bogliacino</td></tr> <tr><td>Rev.</td><td> </td><td>Mendoza</td></tr> <tr><td>Apr.</td><td> </td><td> </td></tr> </table>		Fecha	Nombre	Dib.		Bogliacino	Rev.		Mendoza	Apr.			<h1>FADEL S.A.</h1>		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Fecha	Nombre												
	Dib.		Bogliacino												
	Rev.		Mendoza												
Apr.															
<h2>DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 5</h2>		Proyecto final de carrera PFC-1708B													
	Plano GSF 45														
--/08/2018															



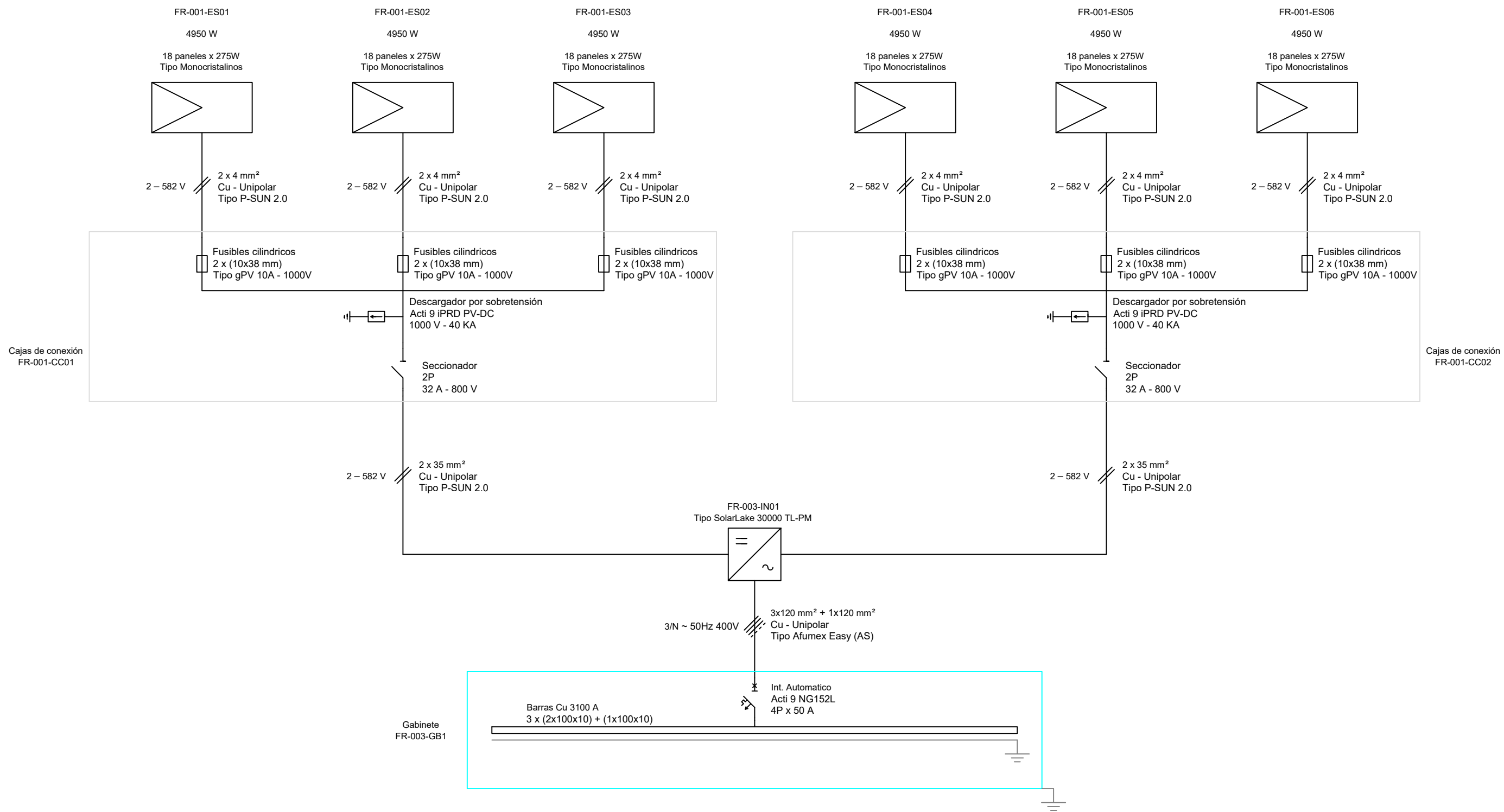
<table border="1"> <tr> <td></td> <td>Fecha</td> <td>Nombre</td> </tr> <tr> <td>Dib.</td> <td></td> <td>Bogliacino</td> </tr> <tr> <td>Rev.</td> <td></td> <td>Mendoza</td> </tr> <tr> <td>Apr.</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Fecha	Nombre	Dib.		Bogliacino	Rev.		Mendoza	Apr.			<b>FADEL S.A.</b>		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Fecha	Nombre												
	Dib.		Bogliacino												
	Rev.		Mendoza												
Apr.															
Esc.	<b>DIAGRAMA UNIFILAR          GENERAL DEL          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 6</b>		<b>Proyecto final de carrera          PFC-1708B</b>												
			<b>Plano GSF 46</b>												
			<b>--/08/2018</b>												



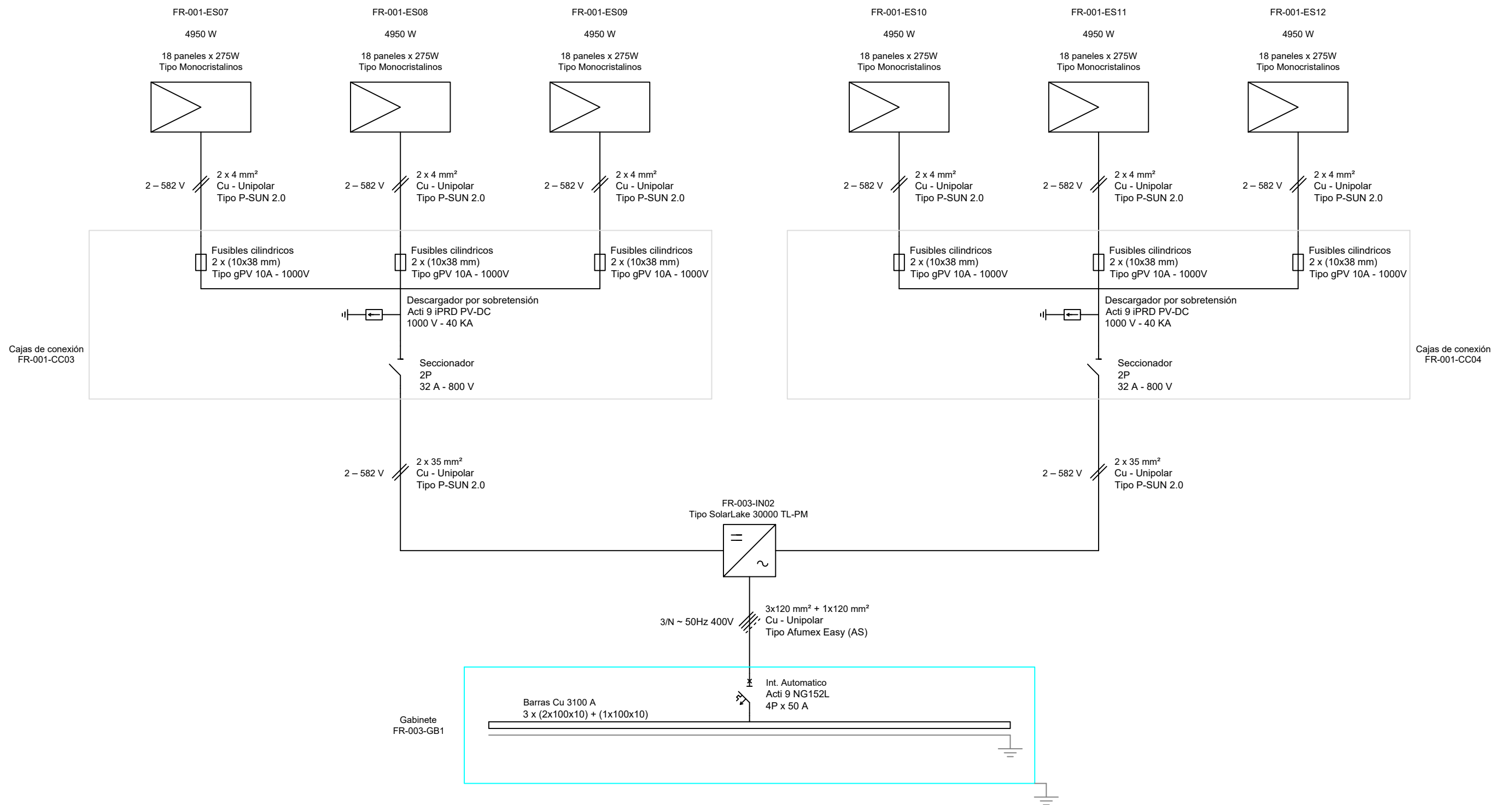
<table border="1"> <tr> <td></td> <td>Fecha</td> <td>Nombre</td> </tr> <tr> <td>Dib.</td> <td></td> <td>Bogliacino</td> </tr> <tr> <td>Rev.</td> <td></td> <td>Mendoza</td> </tr> <tr> <td>Apr.</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Fecha	Nombre	Dib.		Bogliacino	Rev.		Mendoza	Apr.			<h1>FADEL S.A.</h1>		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Fecha	Nombre												
	Dib.		Bogliacino												
	Rev.		Mendoza												
Apr.															
Esc.	<h2>DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 7</h2>		Proyecto final de carrera PFC-1708B												
			Plano GSF 47												
			--/08/2018												



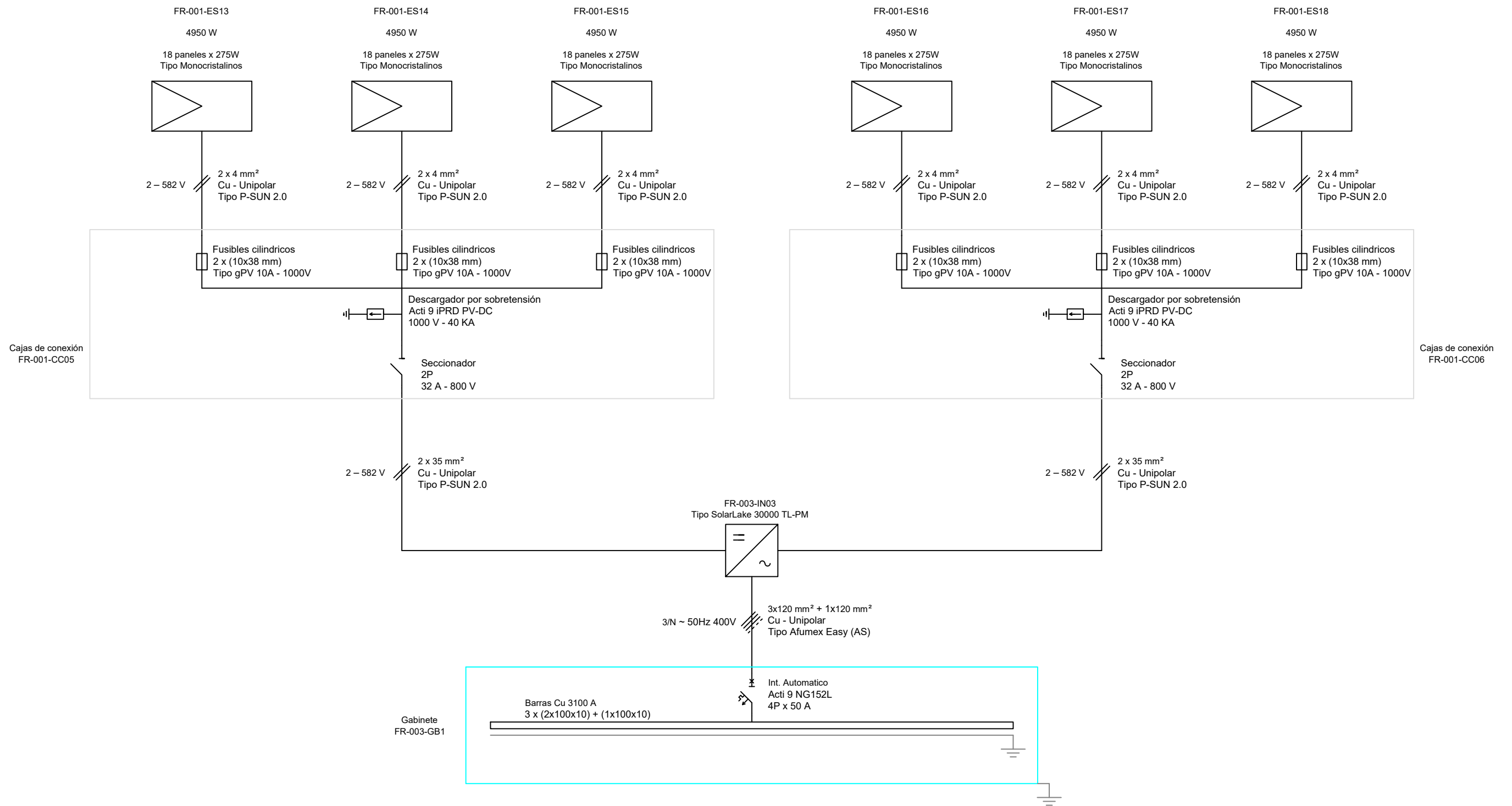
<table border="1"> <tr> <td></td> <td>Fecha</td> <td>Nombre</td> </tr> <tr> <td>Dib.</td> <td></td> <td>Bogliacino</td> </tr> <tr> <td>Rev.</td> <td></td> <td>Mendoza</td> </tr> <tr> <td>Apr.</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Fecha	Nombre	Dib.		Bogliacino	Rev.		Mendoza	Apr.			<b>FADEL S.A.</b>		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Fecha	Nombre												
	Dib.		Bogliacino												
	Rev.		Mendoza												
Apr.															
Esc.	<b>DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 8</b>		<b>Proyecto final de carrera PFC-1708B</b>												
			<b>Plano GSF 48</b>												
			<b>--/08/2018</b>												



	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.	<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 1</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 49
				--/--/2018

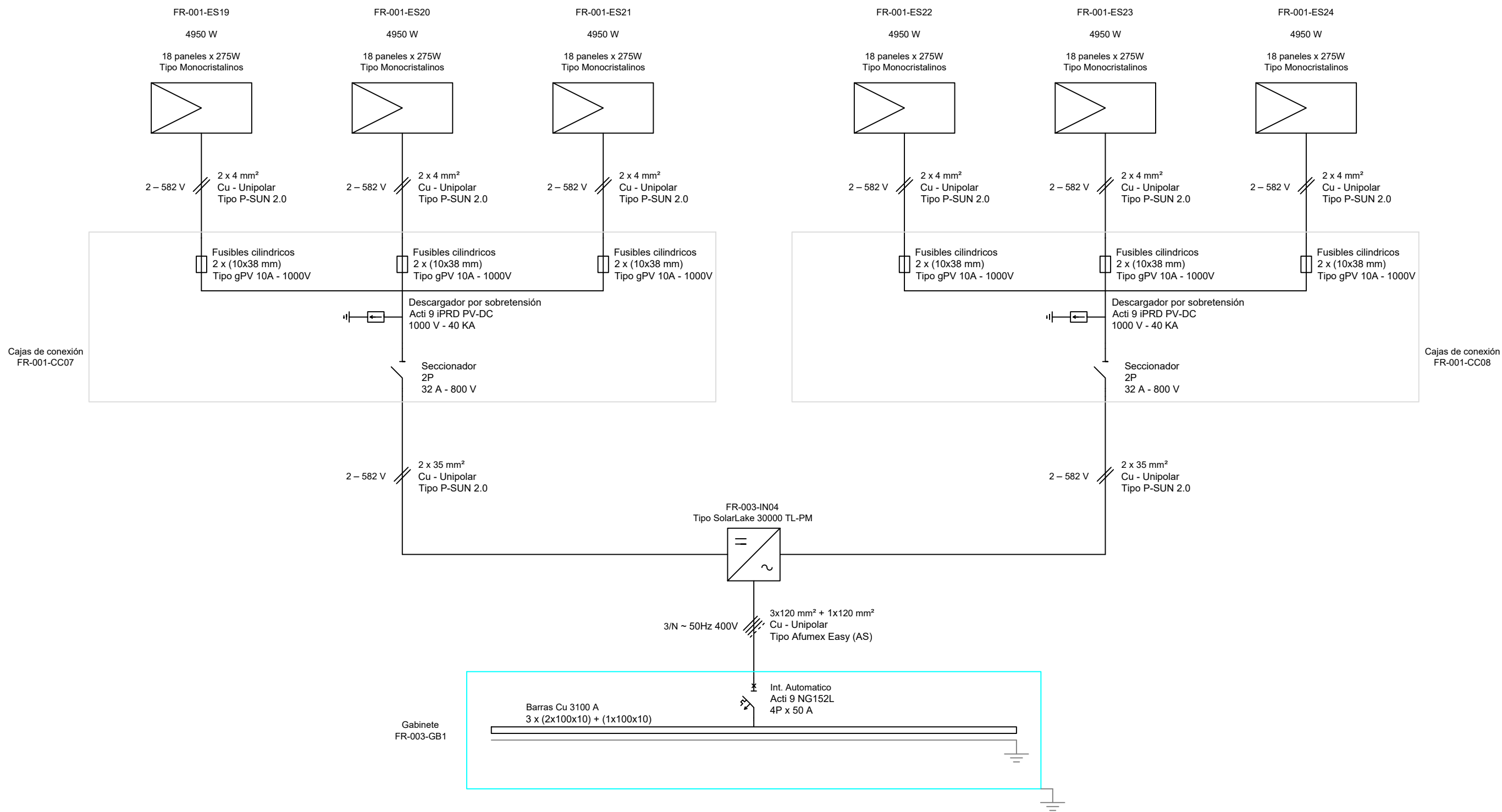


	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 2</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 50
				--/--/2018

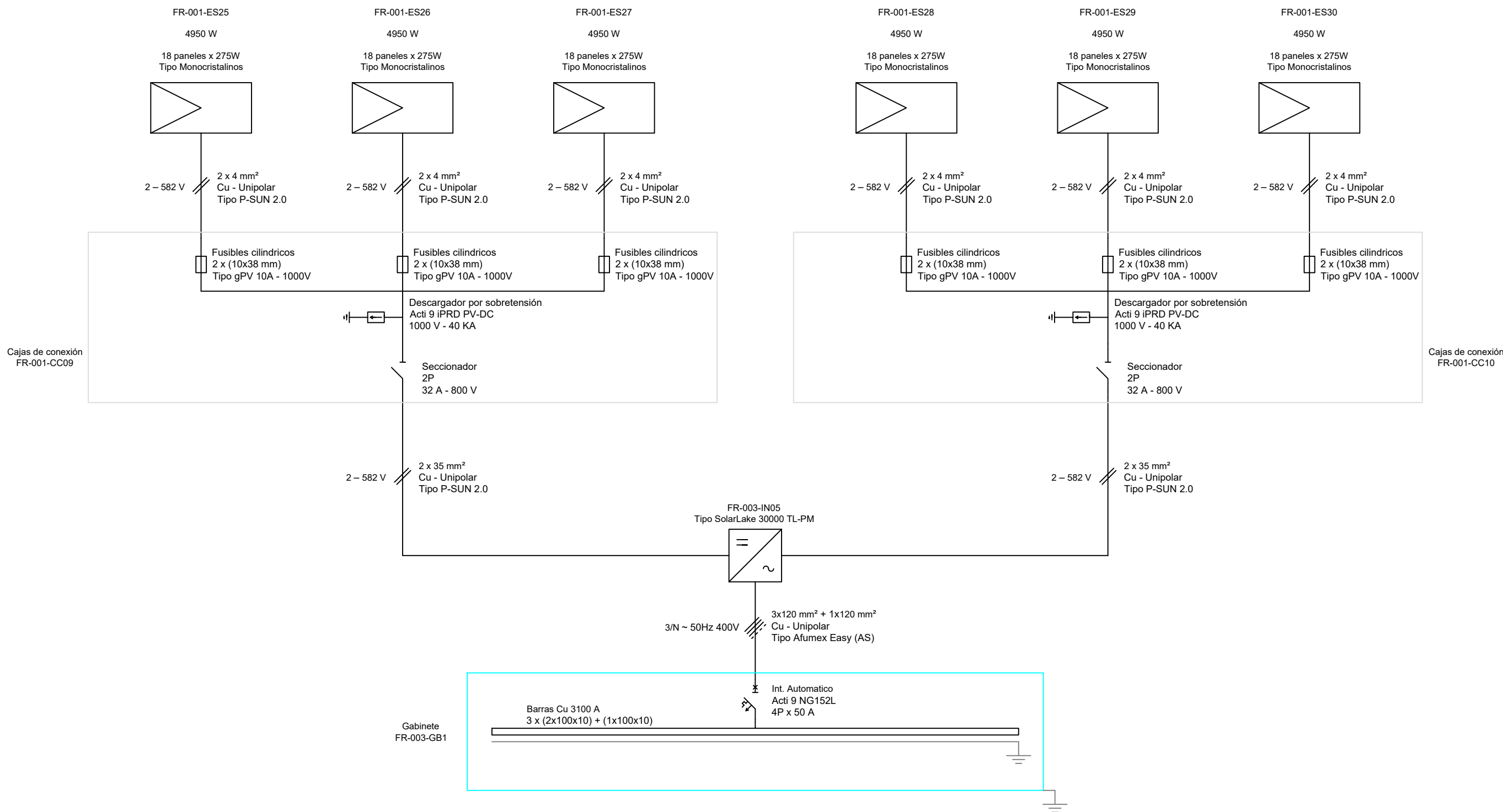



	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 3</b>	Proyecto final de carrera <b>PFC-1708B</b>
				Plano GSF 51
				--/--/2018

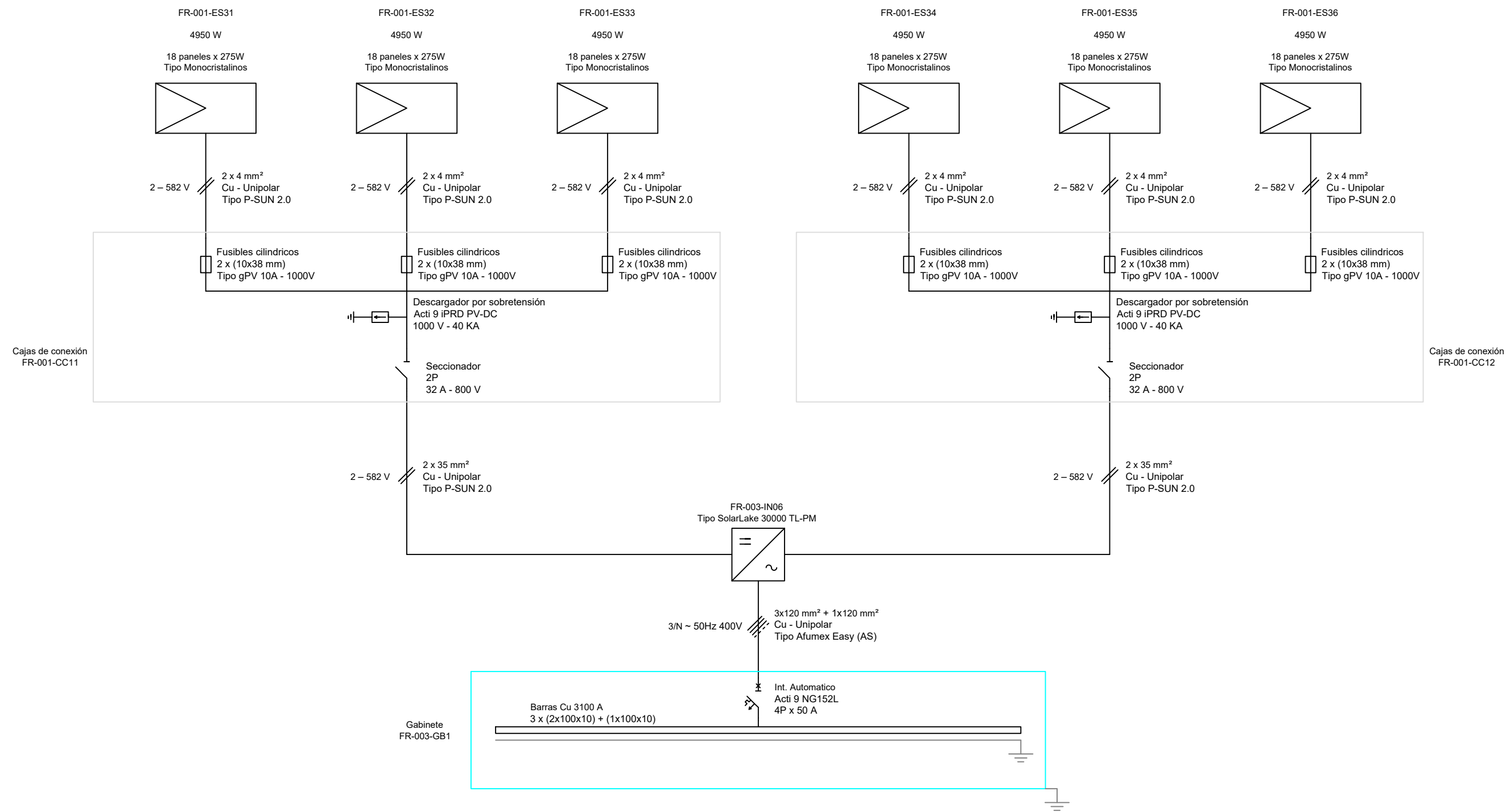





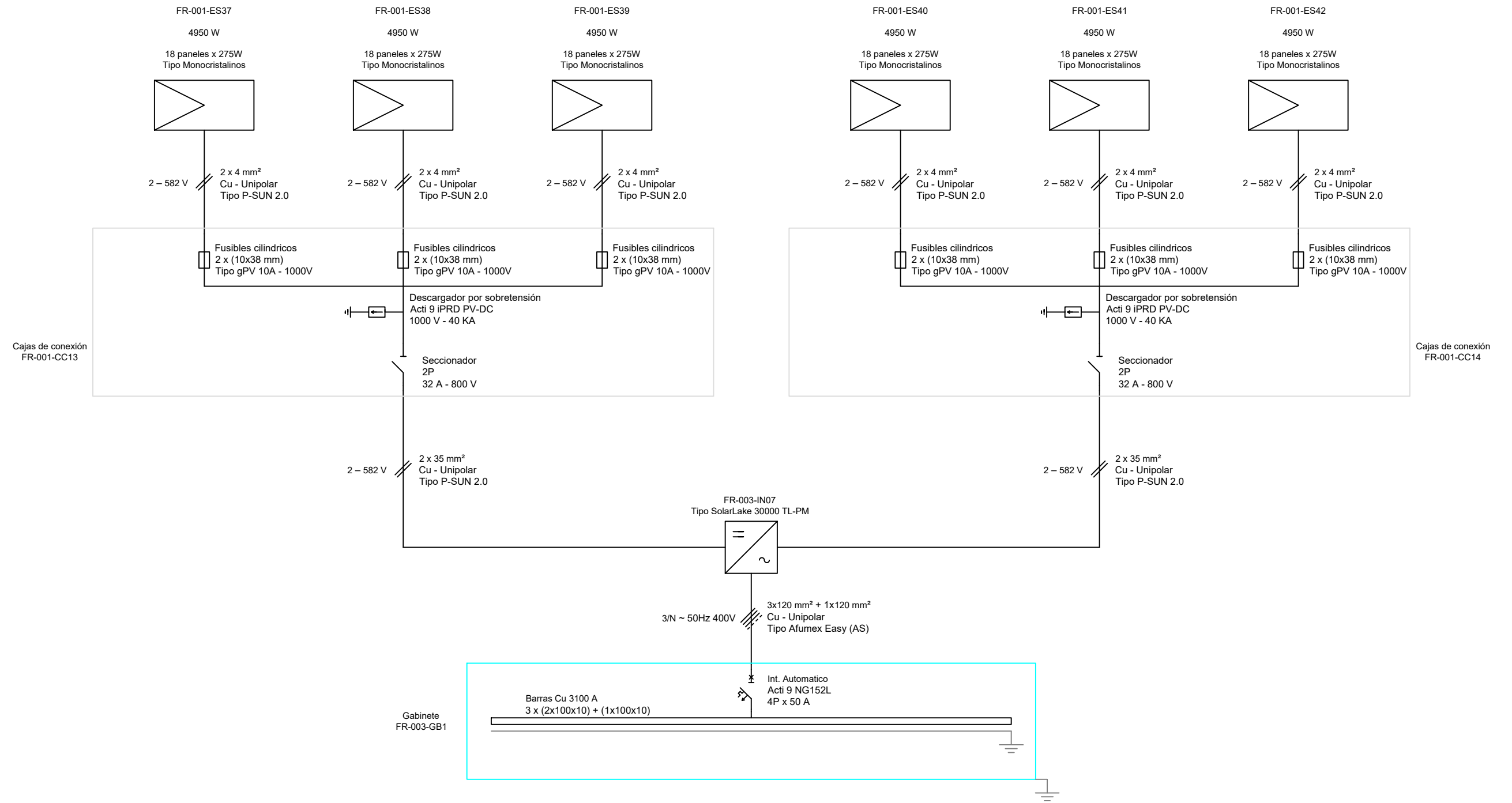
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 4</b>	<b>Proyecto final de carrera          PFC-1708B</b>
				Plano GSF 52
				--/--/2018



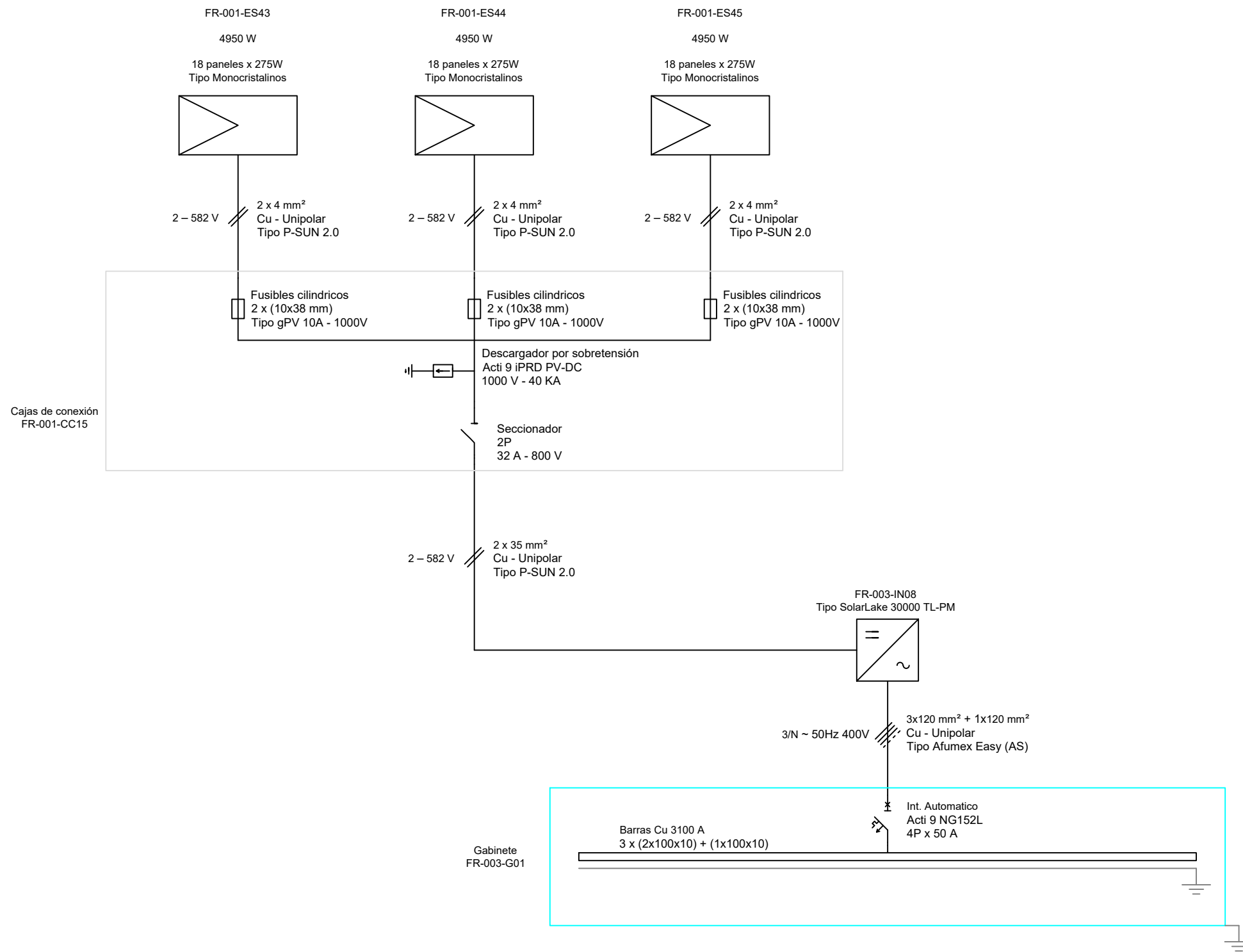
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 5</b>	Proyecto final de carrera <b>PFC-1708B</b>
				Plano GSF 53
				--/--/2018



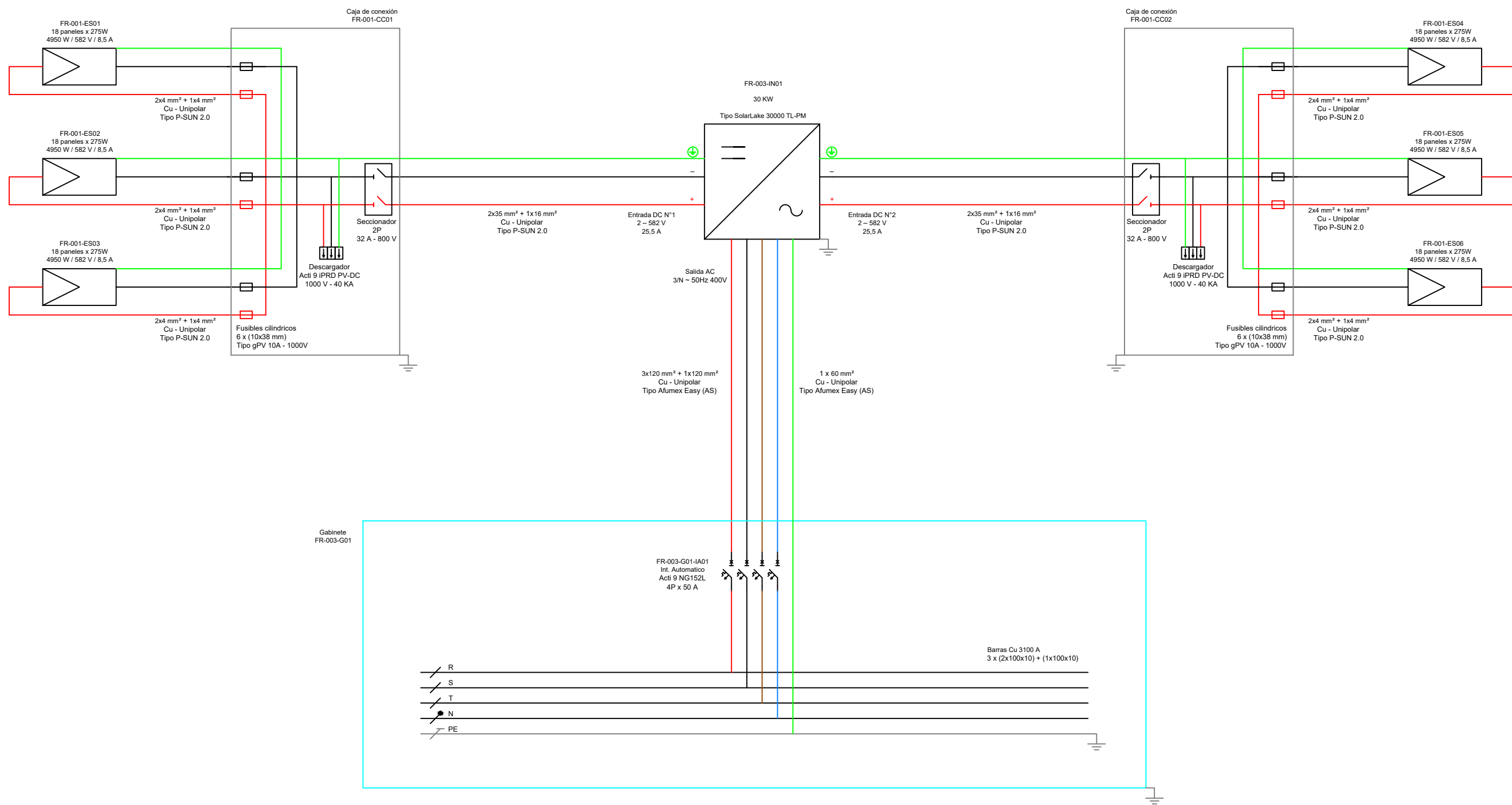
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 6</b>	Proyecto final de carrera <b>PFC-1708B</b>
				Plano GSF 54
				--/--/2018




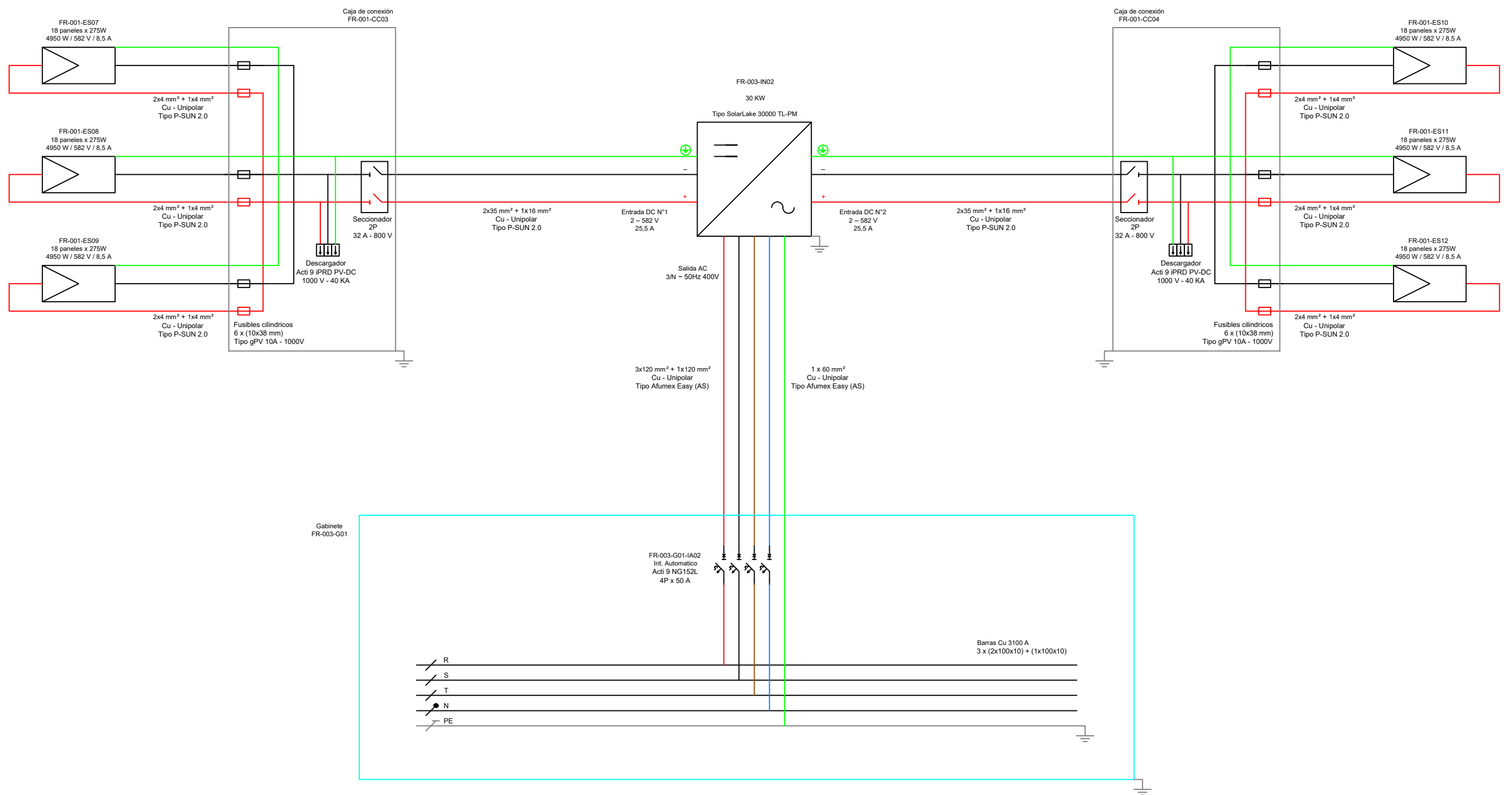
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 7</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 55
				--/--/2018



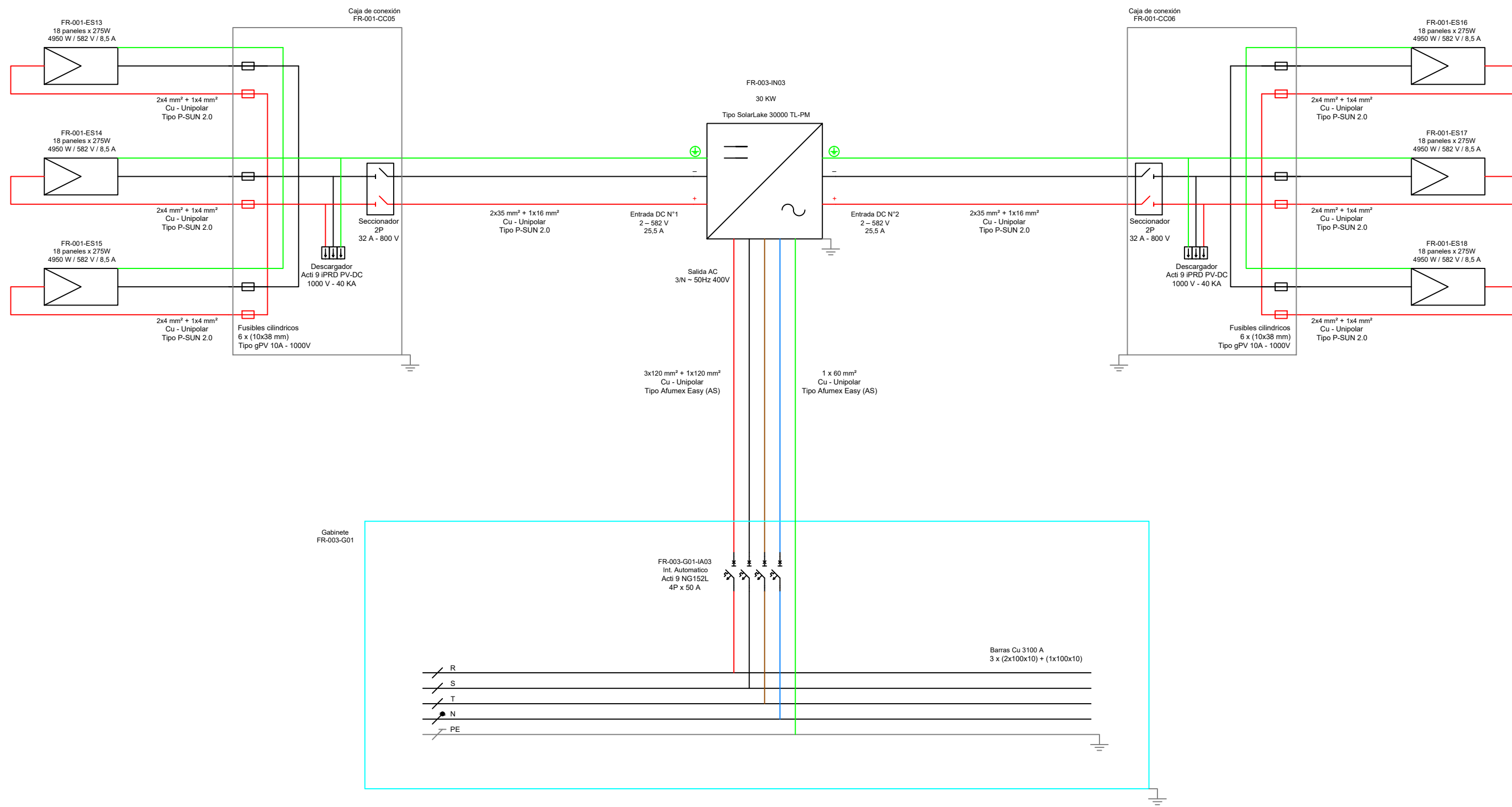
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA UNIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 8</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 56
				--/--/2018




	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 1</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 57
				--/--/2018

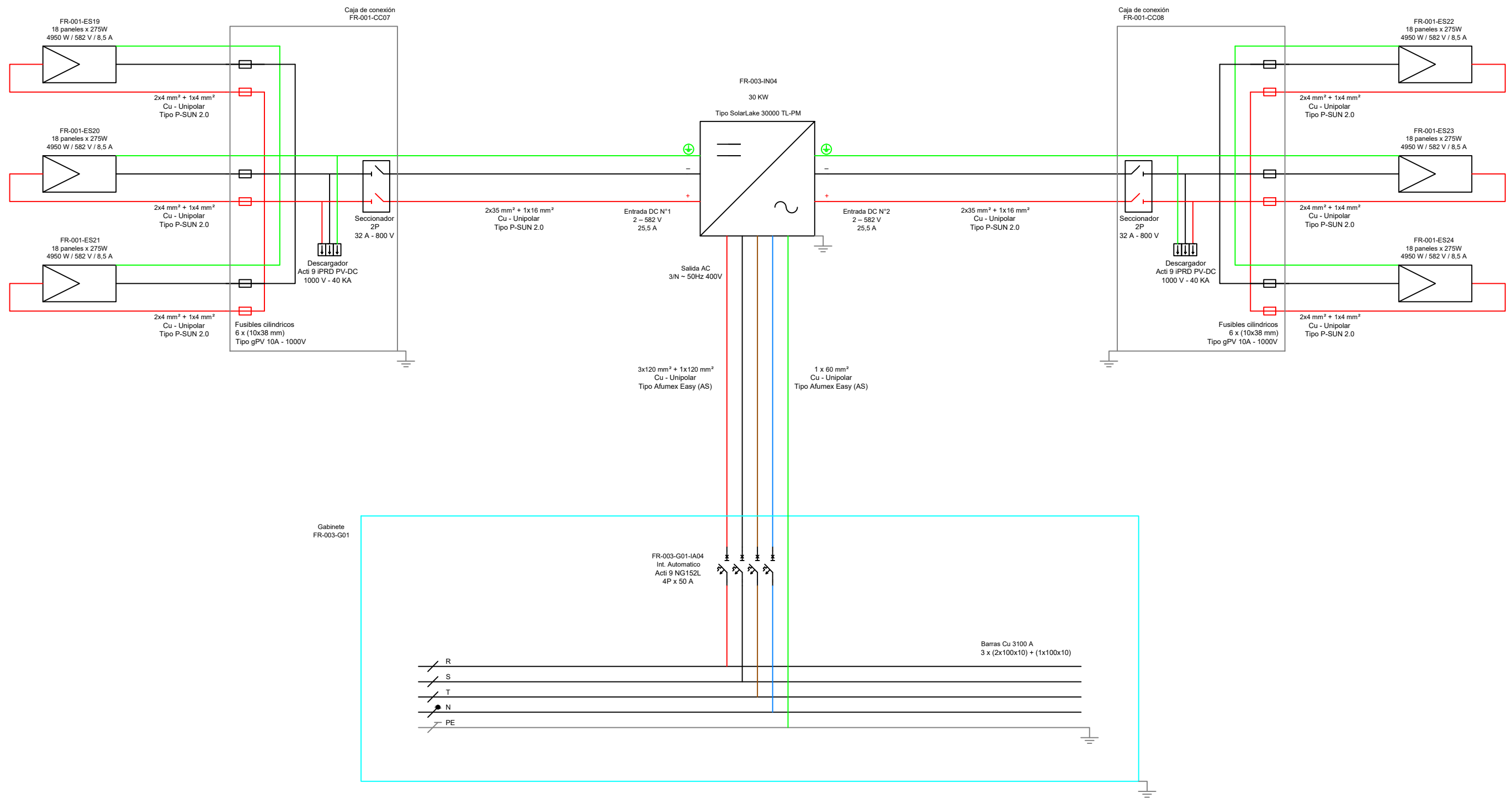


	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 2</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 58
				--/--/2018

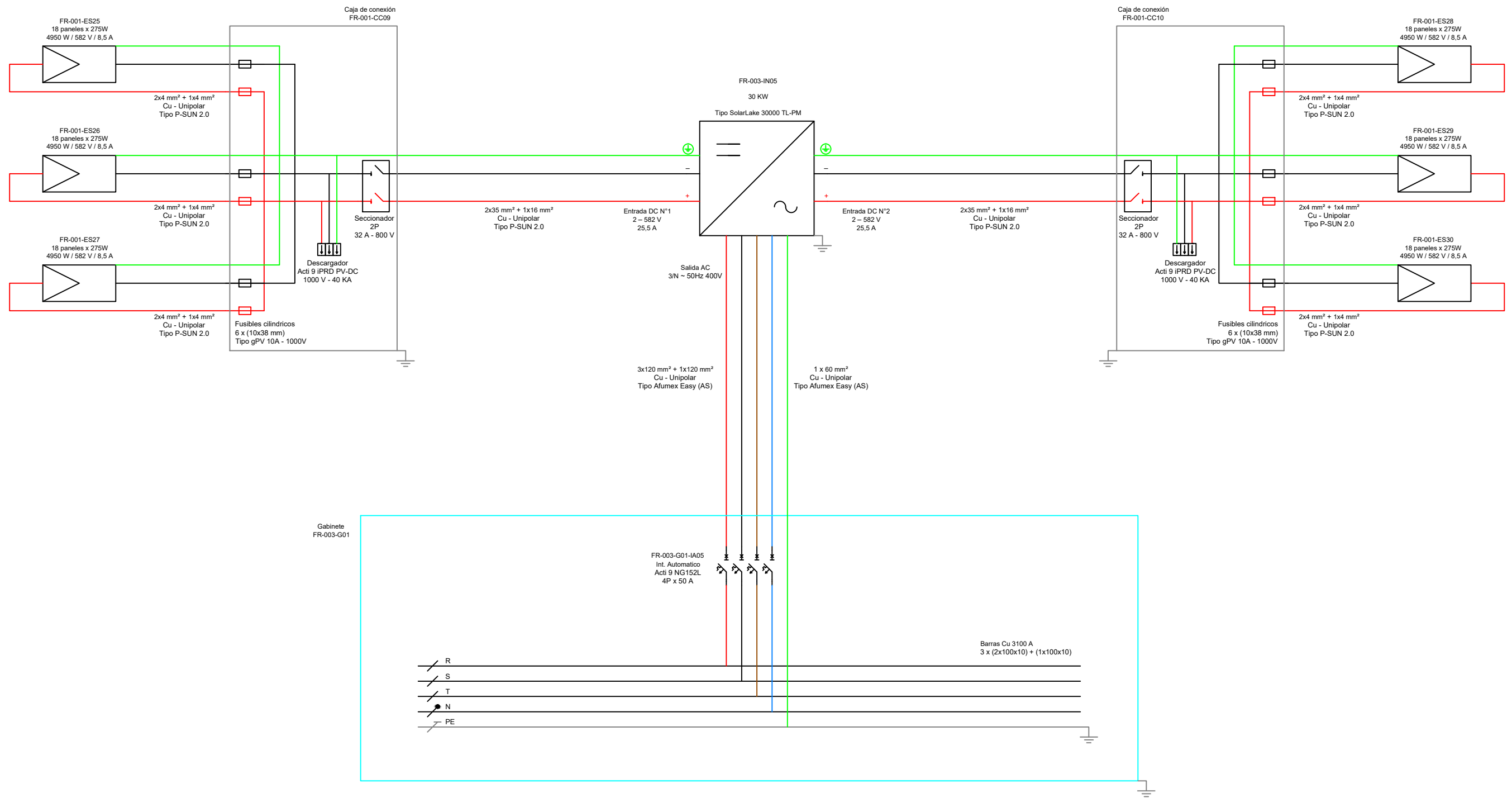



	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 3</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 59
				--/--/2018

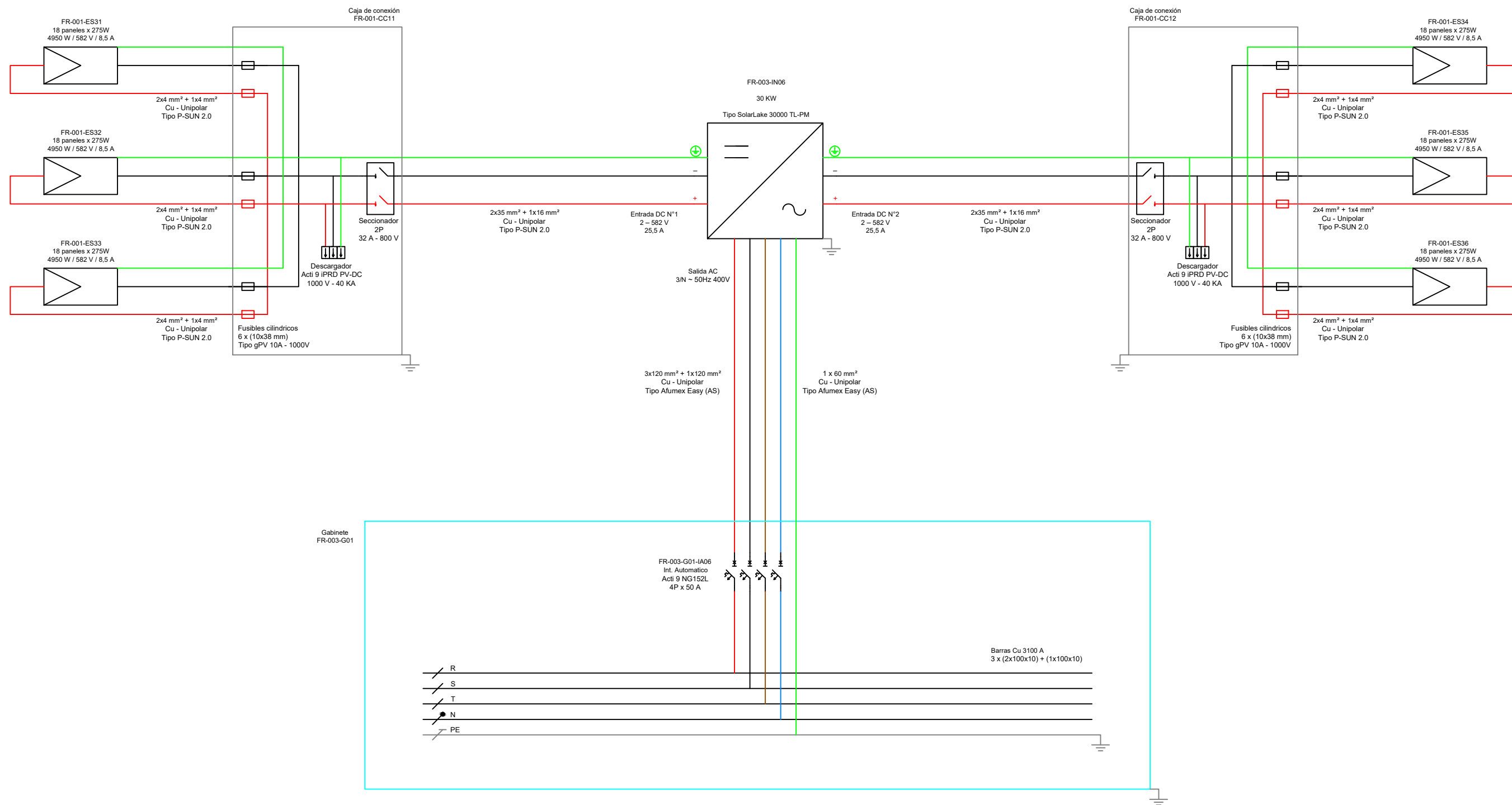





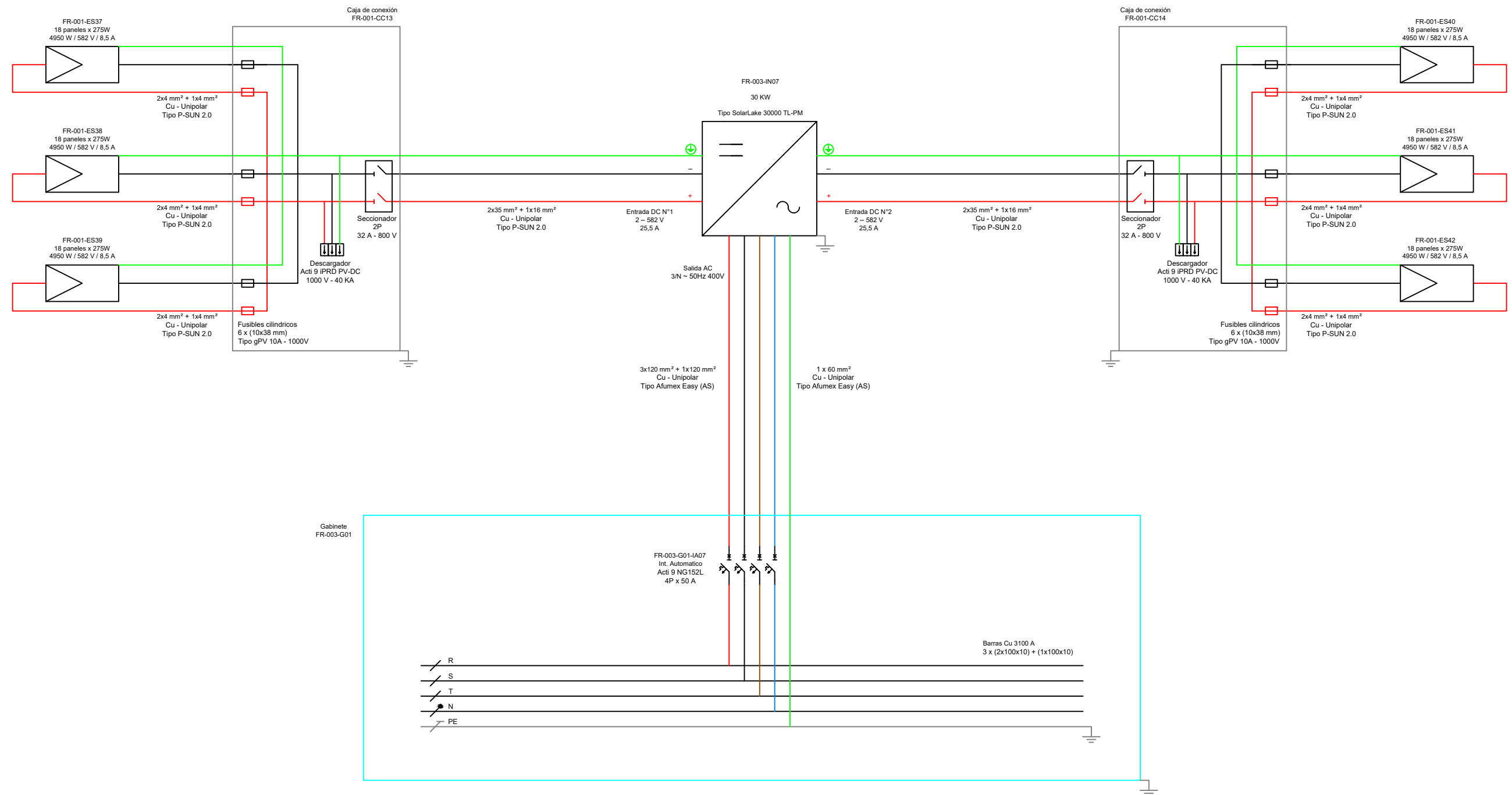
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 4</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 60
				--/--/2018

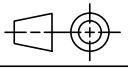


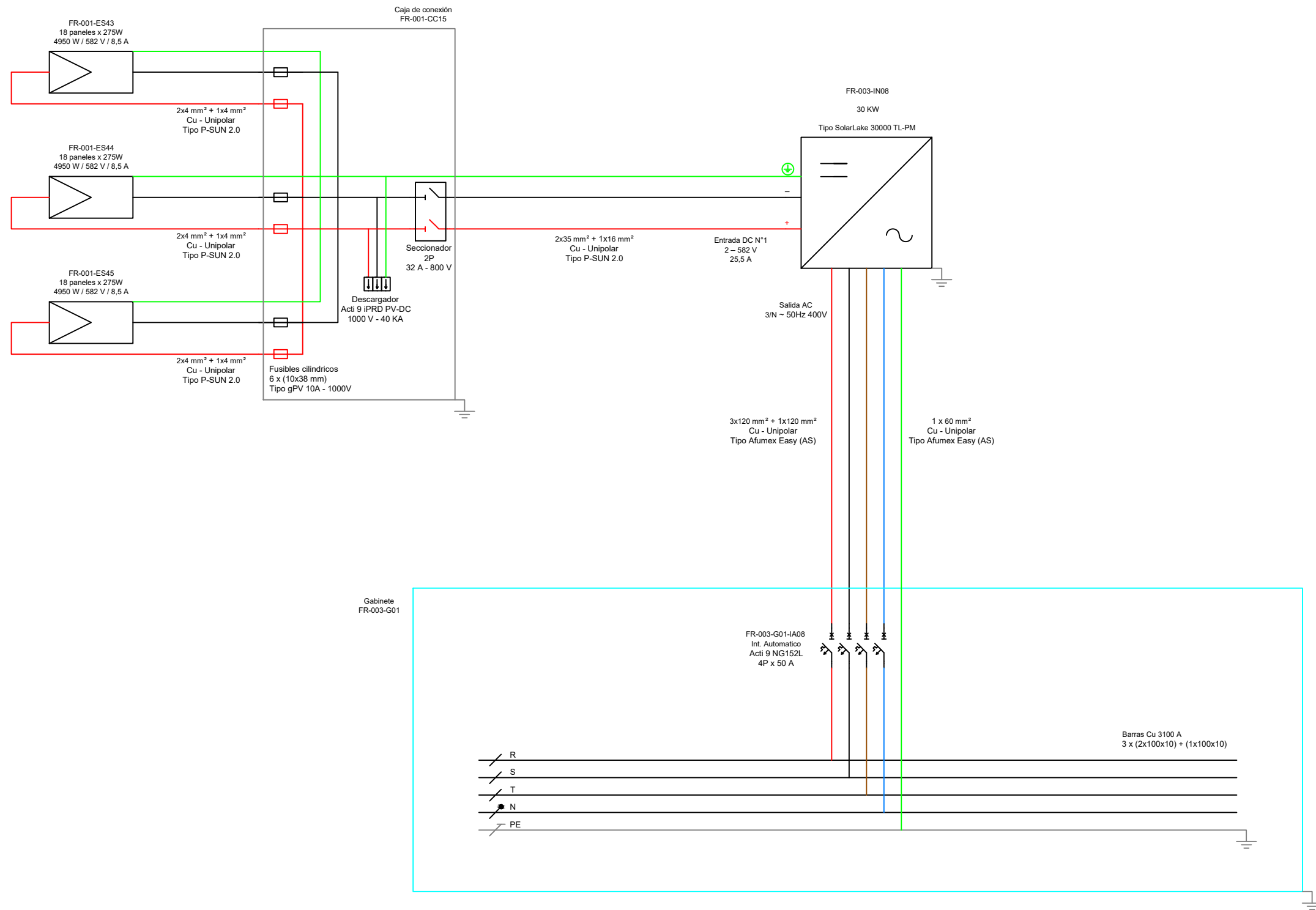
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.	<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 5</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			Plano GSF 61	
			--/--/2018	

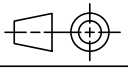


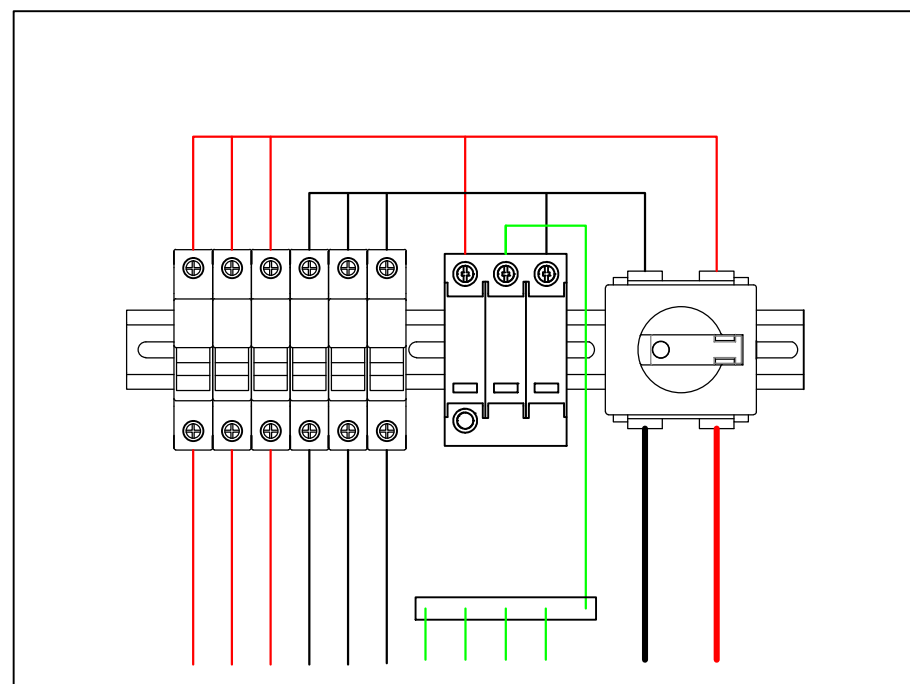
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc.			<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 6</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 62
				--/--/2018



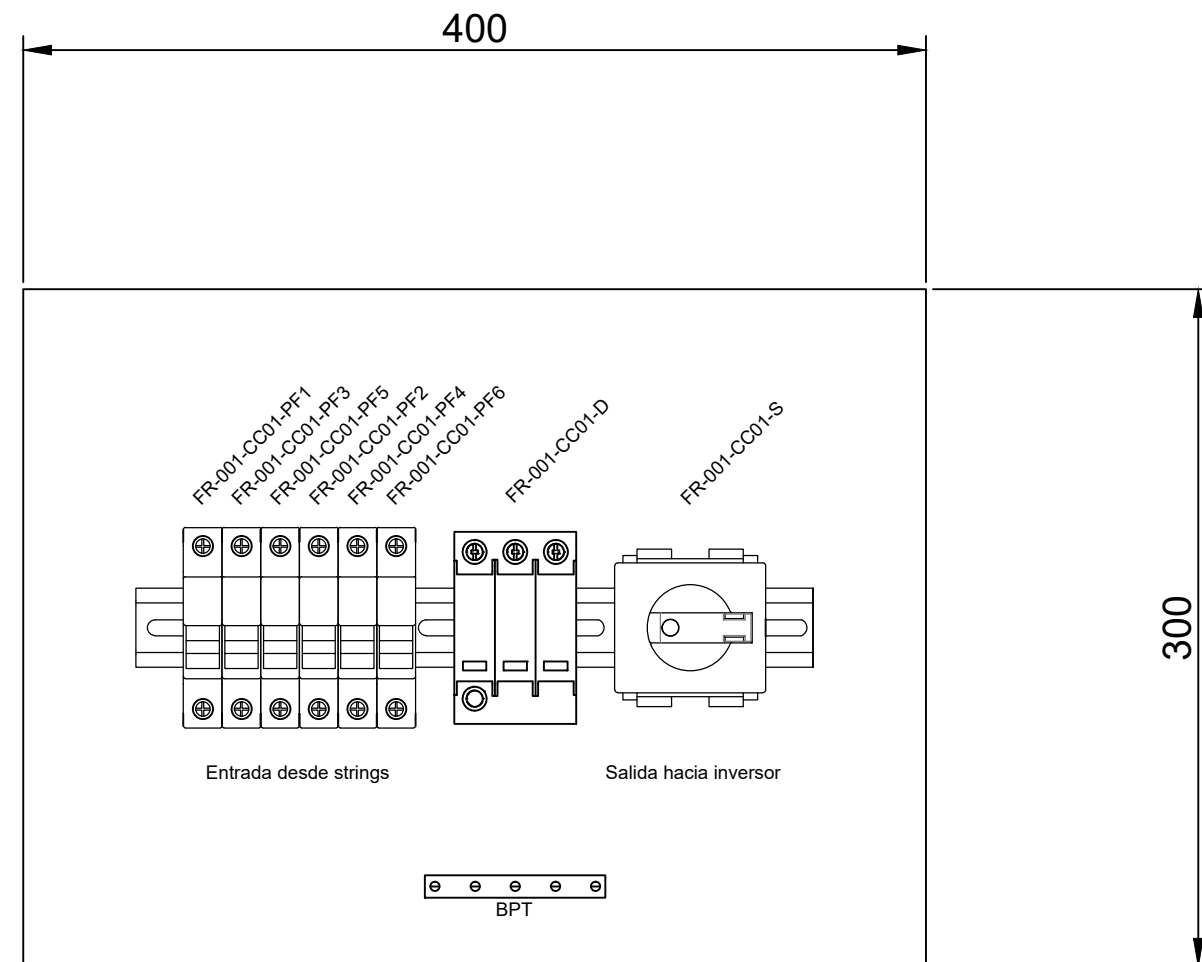
	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay		
Dib.		Bogliacino				
Rev.		Mendoza				
Apr.						
Esc.	<b>DIAGRAMA MULTIFILAR DETALLADO DE GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 7</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B		
				Plano GSF 63		
				--/--/2018		



Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
		<b>DIAGRAMA MULTIFILAR          DETALLADO DE          GENERADOR SOLAR          FOTOVOLTAICO 8</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Plano GSF 64			
	--/--/2018			

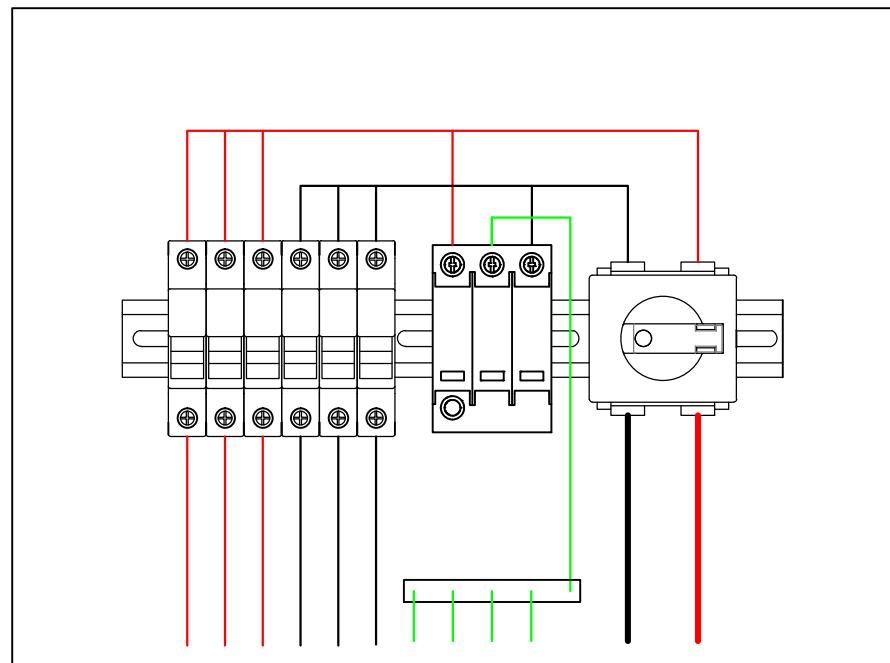


FR-001-ES01-CP  
 FR-001-ES02-CP  
 FR-001-ES03-CP  
 FR-001-ES01-CN  
 FR-001-ES02-CN  
 FR-001-ES03-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC01/IN01-CP  
 FR-001/003-CC01/IN01-CN

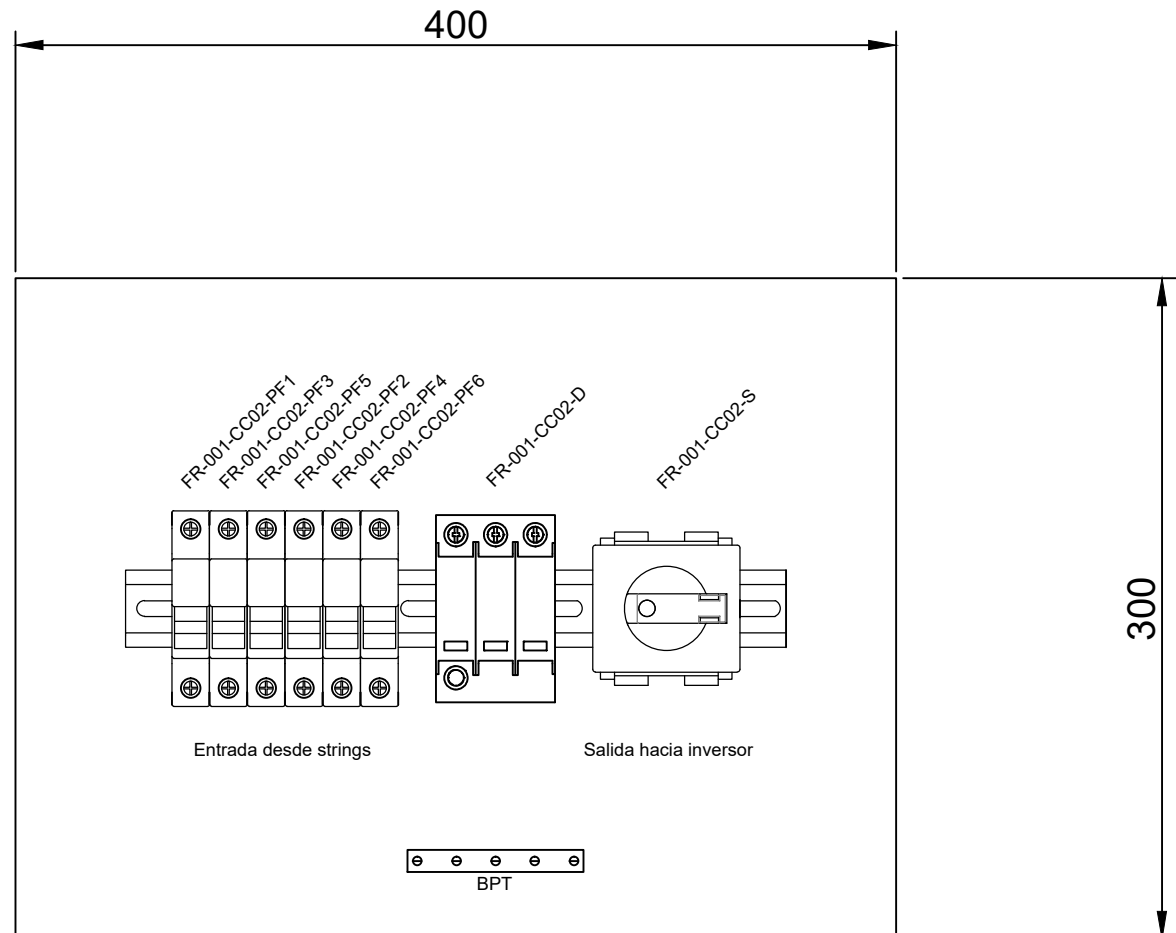


FR-001-CC01

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 1</b>		Plano GSF 65	
			--/--/2018	



FR-001-ES04-CP  
 FR-001-ES05-CP  
 FR-001-ES06-CP  
 FR-001-ES04-CN  
 FR-001-ES05-CN  
 FR-001-ES06-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC02/IN01-CP  
 FR-001/003-CC02/IN01-CN



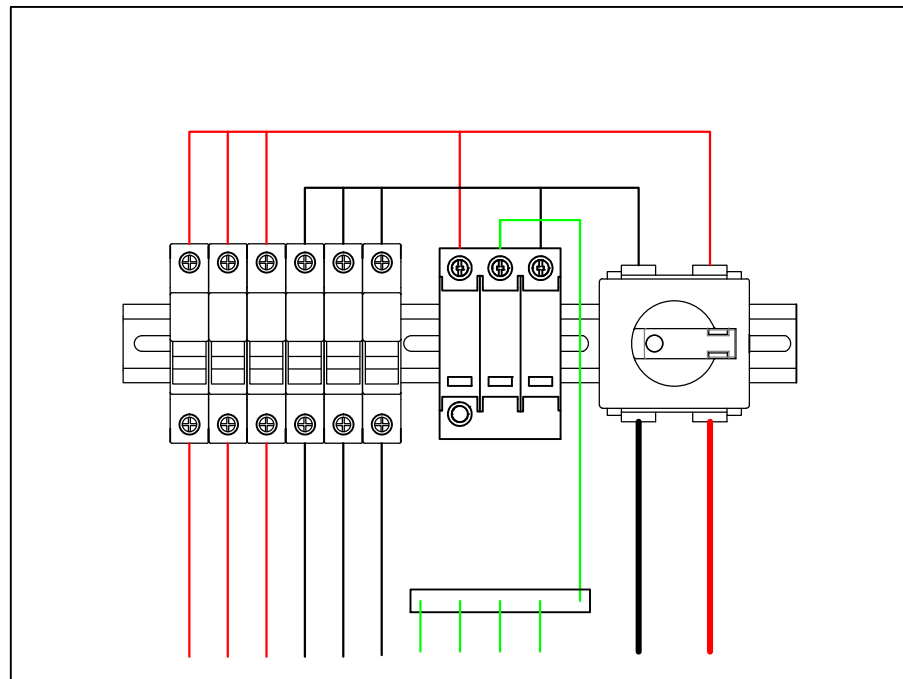
FR-001-CC02-PF1  
 FR-001-CC02-PF3  
 FR-001-CC02-PF5  
 FR-001-CC02-PF2  
 FR-001-CC02-PF4  
 FR-001-CC02-PF6  
 FR-001-CC02-D  
 FR-001-CC02-S

Entrada desde strings  
 Salida hacia inversor

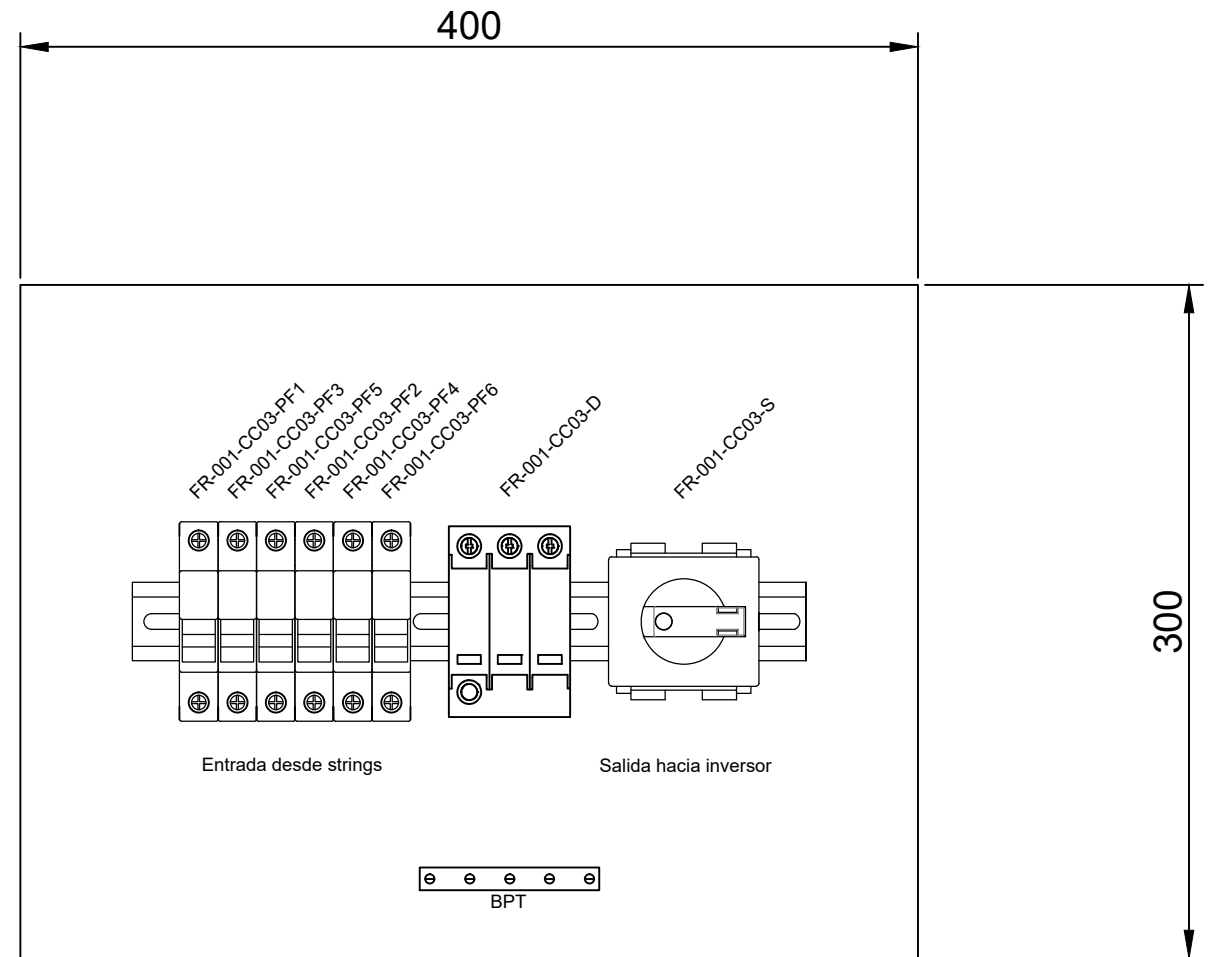
BPT

# FR-001-CC02

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	Esc.		<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 2</b>	
		Plano GSF 66		
		--/--/2018		



FR-001-ES07-CP  
 FR-001-ES08-CP  
 FR-001-ES09-CP  
 FR-001-ES07-CN  
 FR-001-ES08-CN  
 FR-001-ES09-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC03/IN02-CP  
 FR-001/003-CC03/IN02-CN



FR-001-CC03-PF1  
 FR-001-CC03-PF3  
 FR-001-CC03-PF5  
 FR-001-CC03-PF2  
 FR-001-CC03-PF4  
 FR-001-CC03-PF6  
 FR-001-CC03-D  
 FR-001-CC03-S

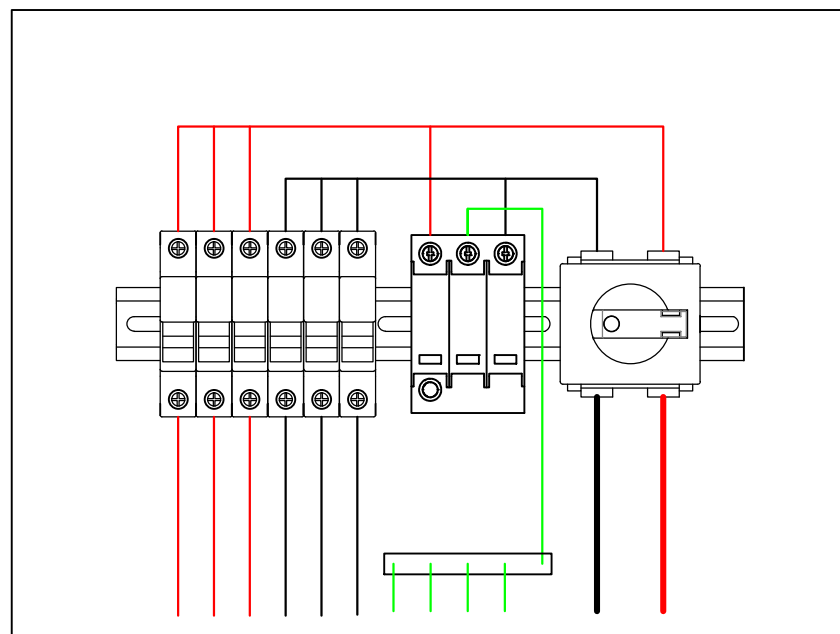
Entrada desde strings      Salida hacia inversor

e e e e e  
 BPT

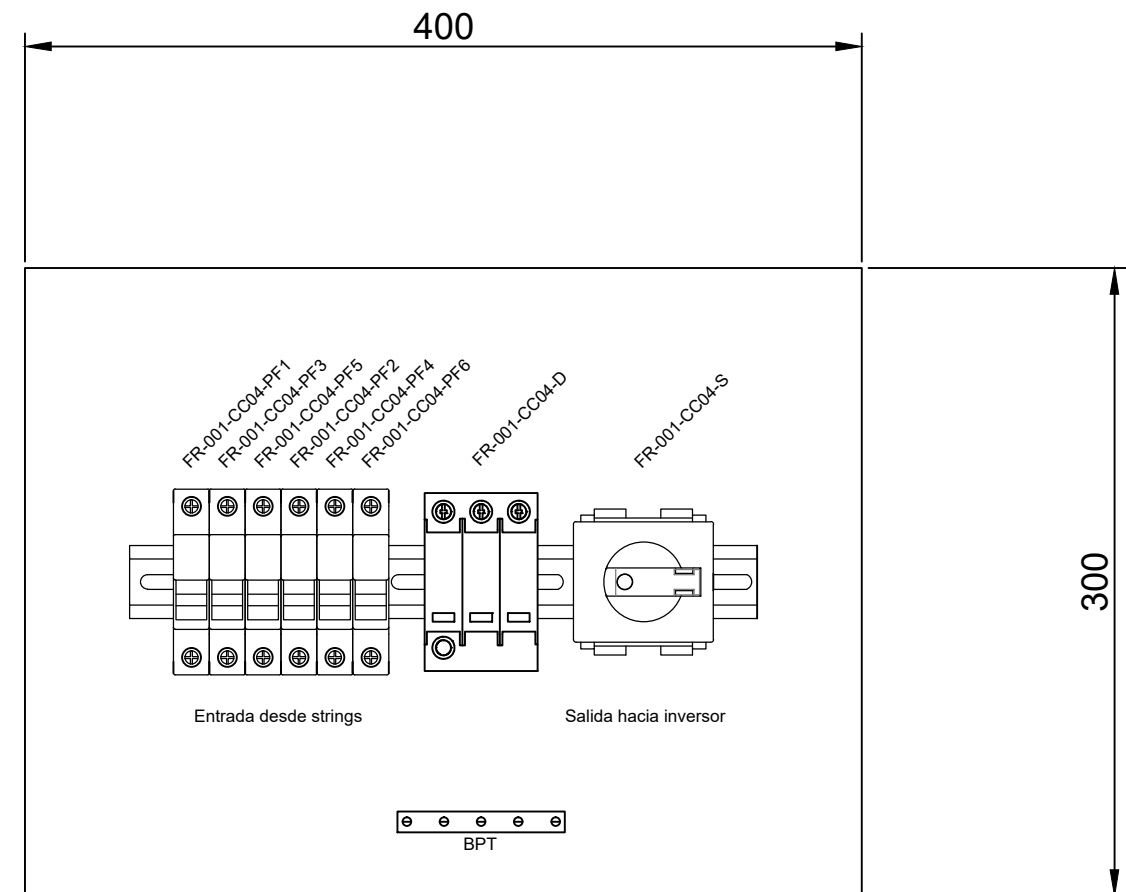
# FR-001-CC03

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 3</b>		Plano GSF 67	
			--/--/2018	



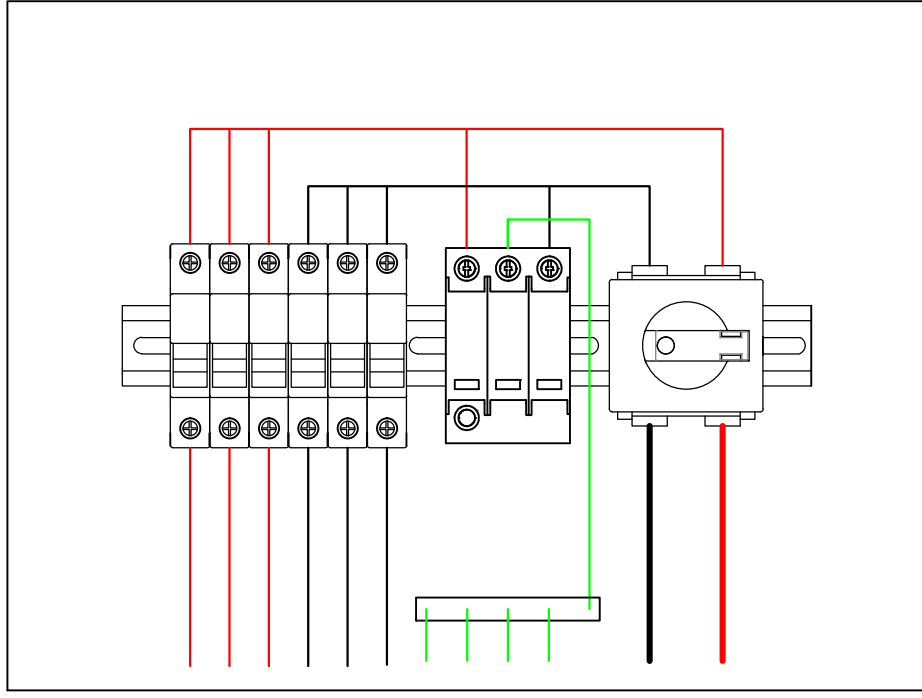


FR-001-ES10-CP  
 FR-001-ES11-CP  
 FR-001-ES12-CP  
 FR-001-ES10-CN  
 FR-001-ES11-CN  
 FR-001-ES12-CN  
 Conductores de  
 Protección PE  
 FR-001/003-CC04/IN02-CP  
 FR-001/003-CC04/IN02-CN

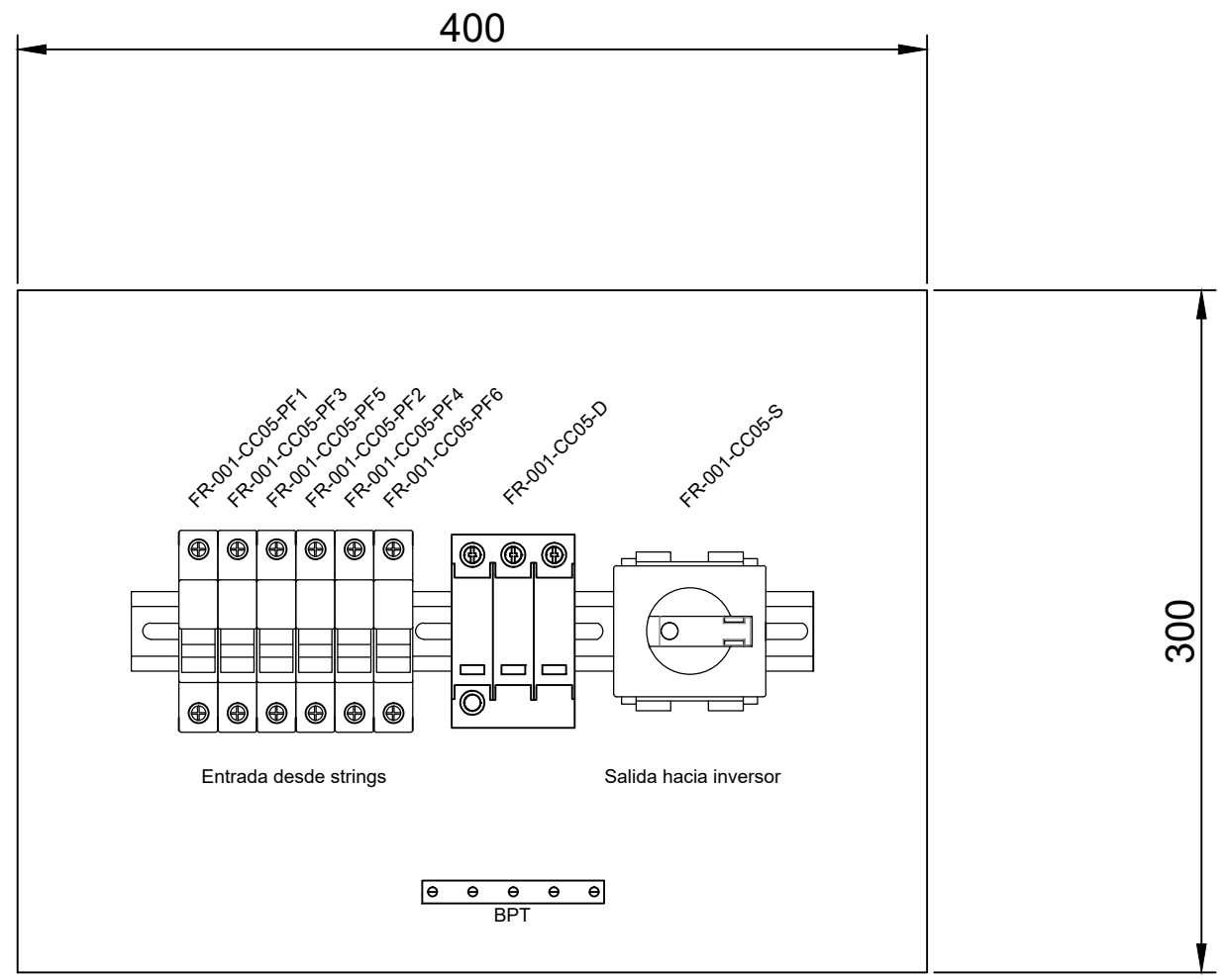


FR-001-CC04

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>COMPONENTES Y          CONEXIONADO DE CAJA          DE CONEXIÓN 4</b>			Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 68
				--/--/2018

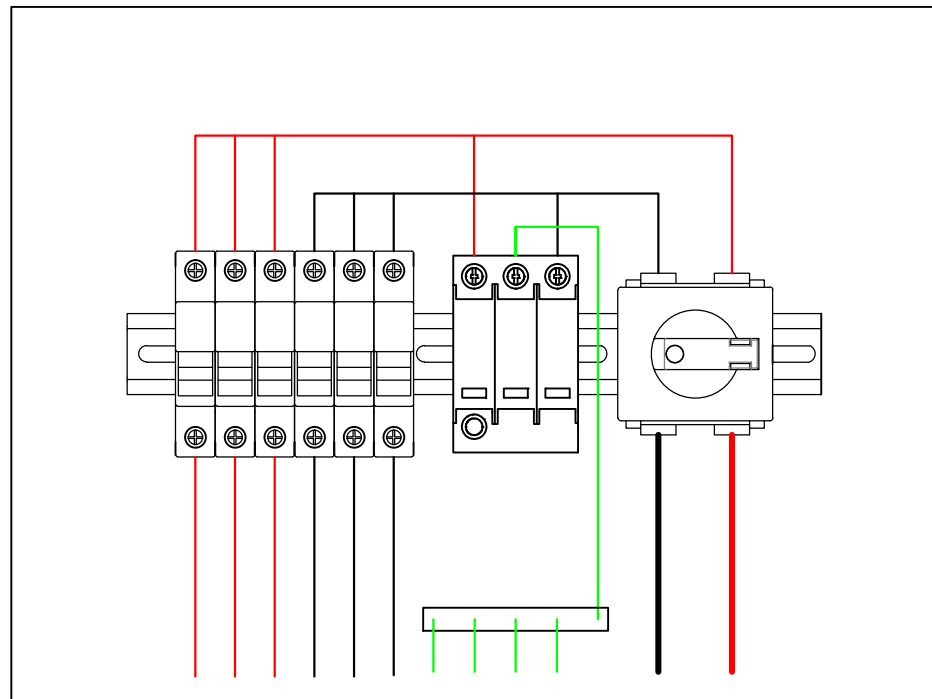


FR-001-ES13-CP  
 FR-001-ES14-CP  
 FR-001-ES15-CP  
 FR-001-ES13-CN  
 FR-001-ES14-CN  
 FR-001-ES15-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC05/IN03-CP  
 FR-001/003-CC05/IN03-CN

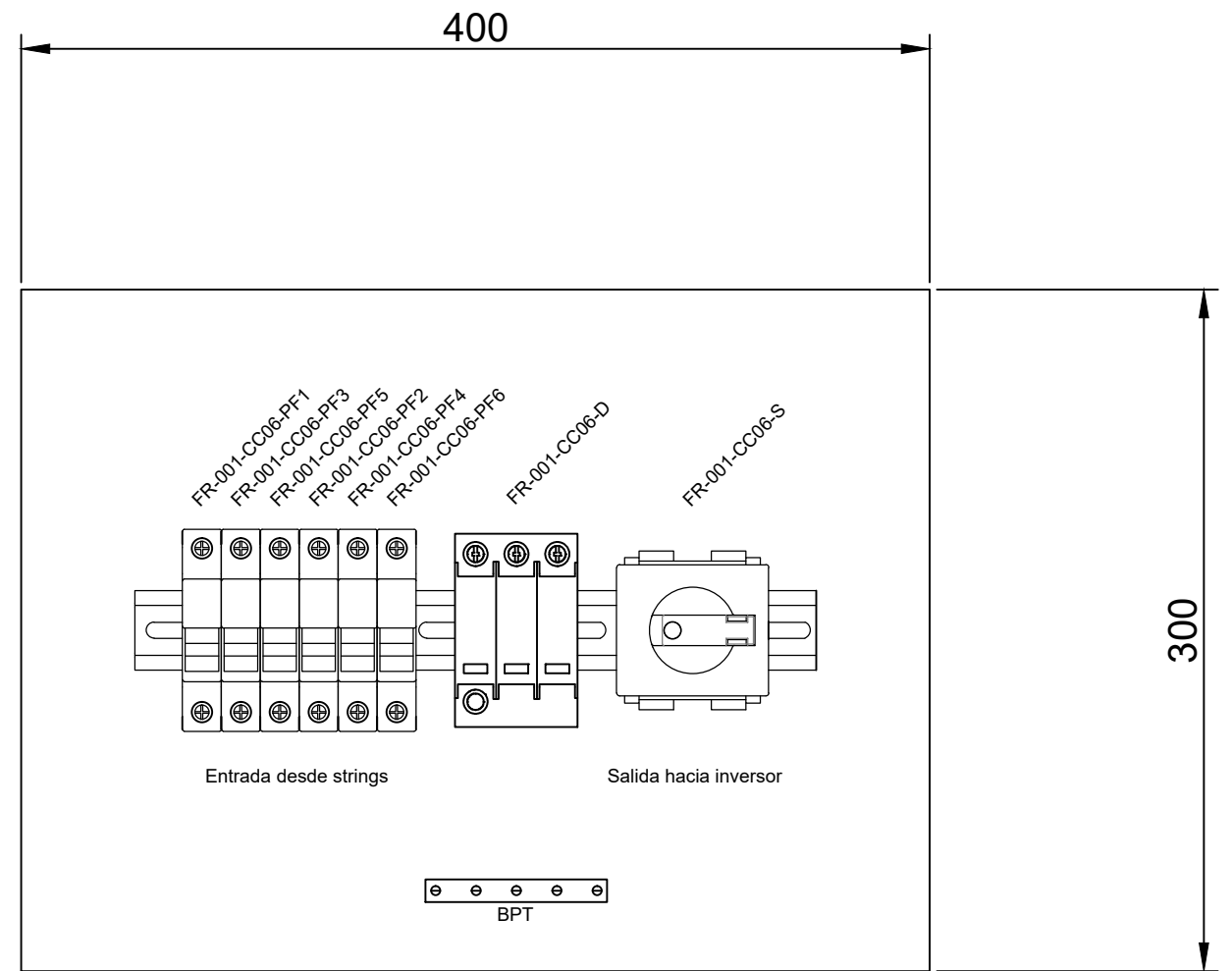


# FR-001-CC05

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 5</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			Plano GSF 69	
			--/--/2018	

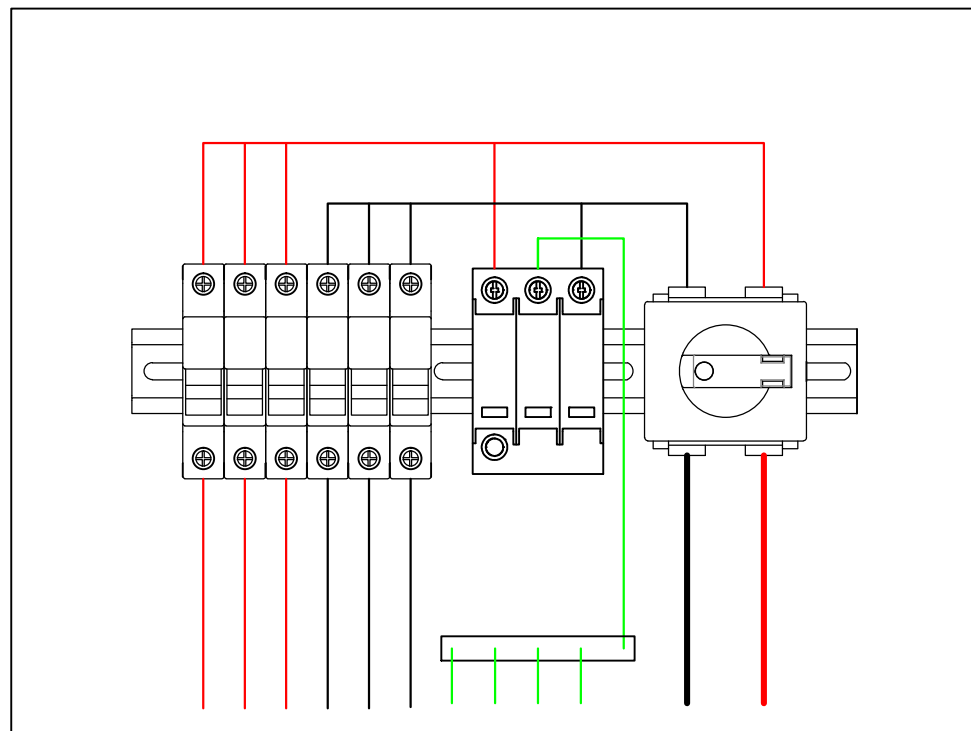


FR-001-ES16-CP  
 FR-001-ES17-CP  
 FR-001-ES18-CP  
 FR-001-ES16-CN  
 FR-001-ES17-CN  
 FR-001-ES18-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC06/I003-CP  
 FR-001/003-CC06/I003-CN

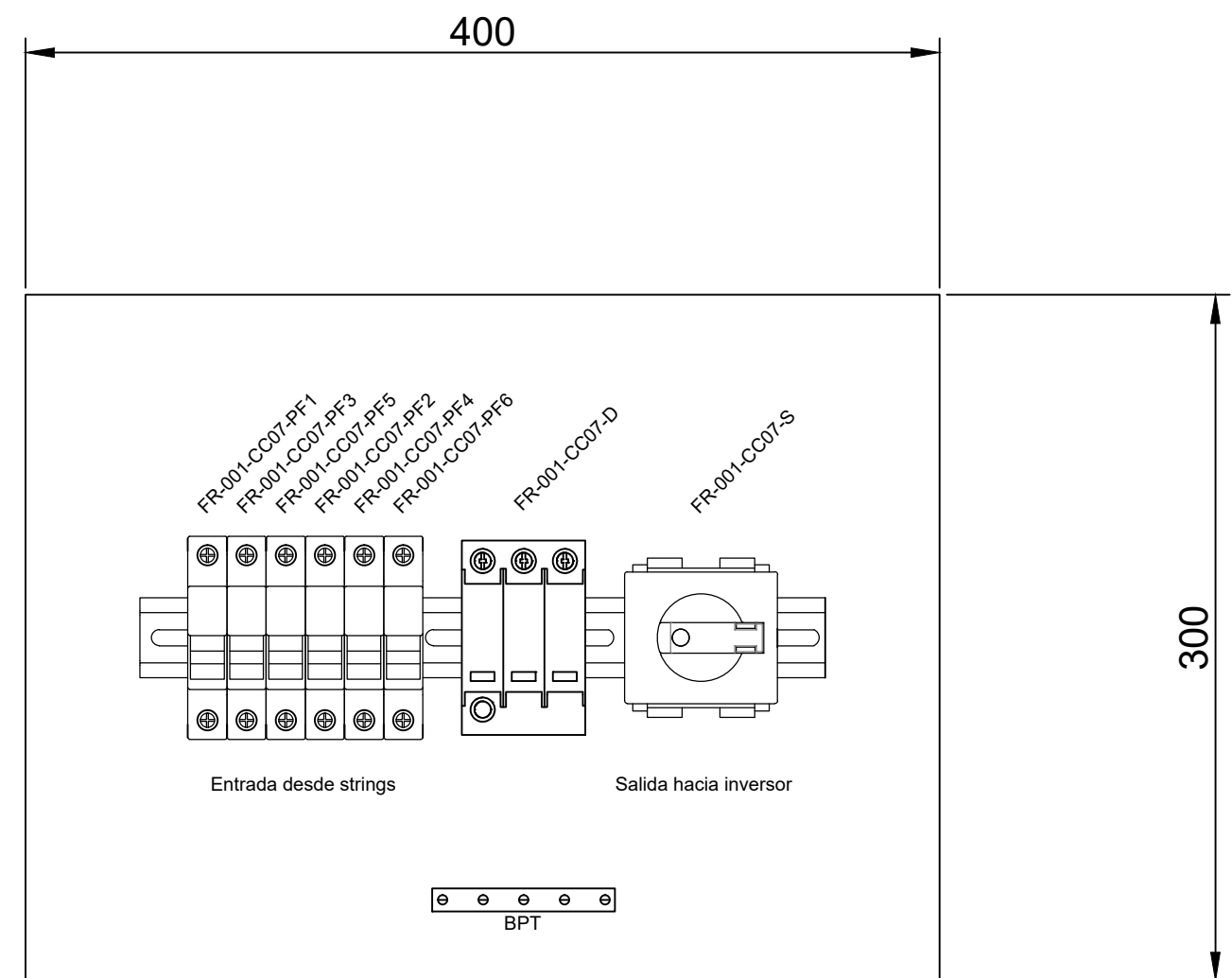


# FR-001-CC06

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	Esc.		<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 6</b>	
		Plano GSF 70		
		--/--/2018		



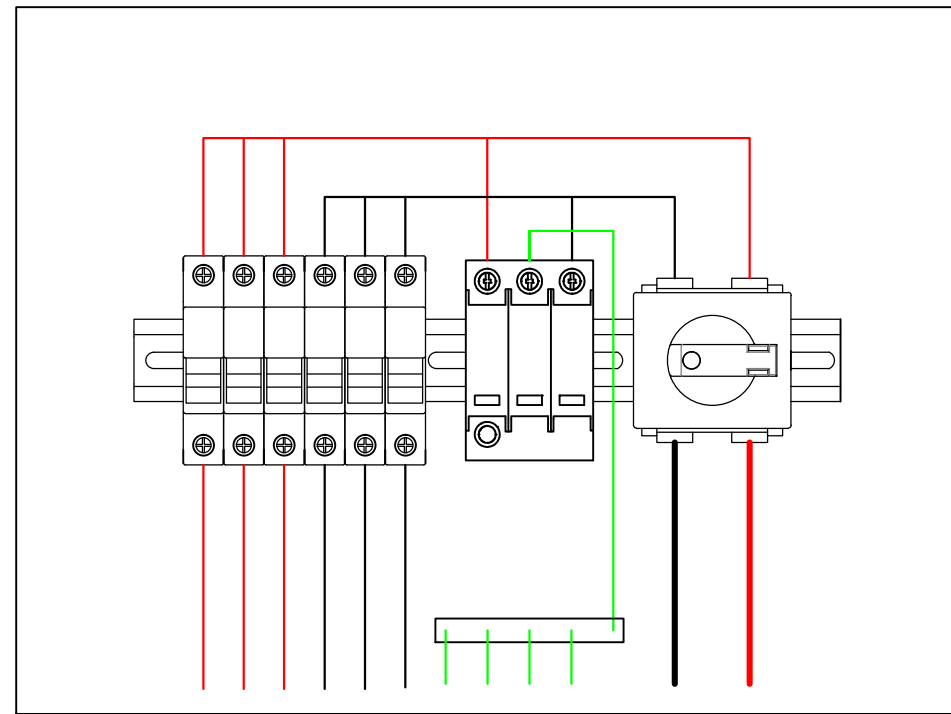
FR-001-ES19-CP  
 FR-001-ES20-CP  
 FR-001-ES21-CP  
 FR-001-ES19-CN  
 FR-001-ES20-CN  
 FR-001-ES21-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC07/IN04-CP  
 FR-001/003-CC07/IN04-CN



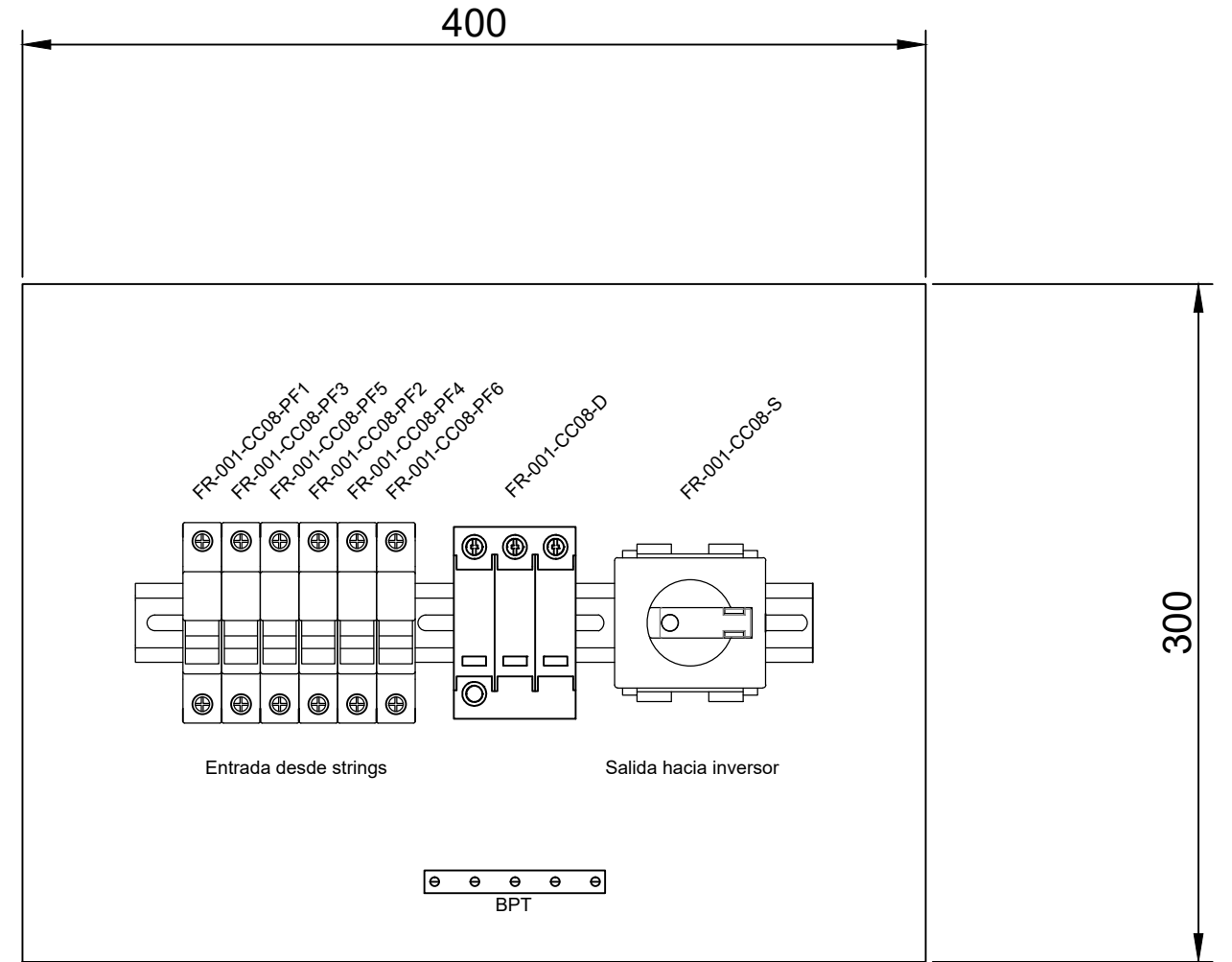
FR-001-CC07-PF1  
 FR-001-CC07-PF3  
 FR-001-CC07-PF5  
 FR-001-CC07-PF2  
 FR-001-CC07-PF4  
 FR-001-CC07-PF6

# FR-001-CC07

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
				Proyecto final de carrera PFC-1708B
			COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 7	Plano GSF 71
				--/--/2018

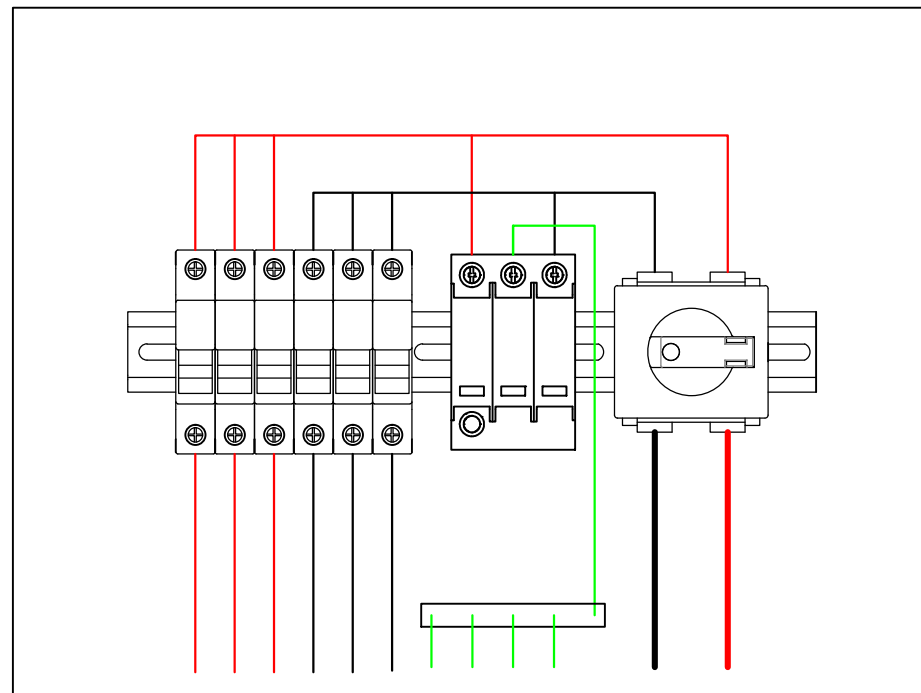


FR-001-ES22-CP  
 FR-001-ES23-CP  
 FR-001-ES24-CP  
 FR-001-ES22-CN  
 FR-001-ES23-CN  
 FR-001-ES24-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC08/IN04-CP  
 FR-001/003-CC08/IN04-CN

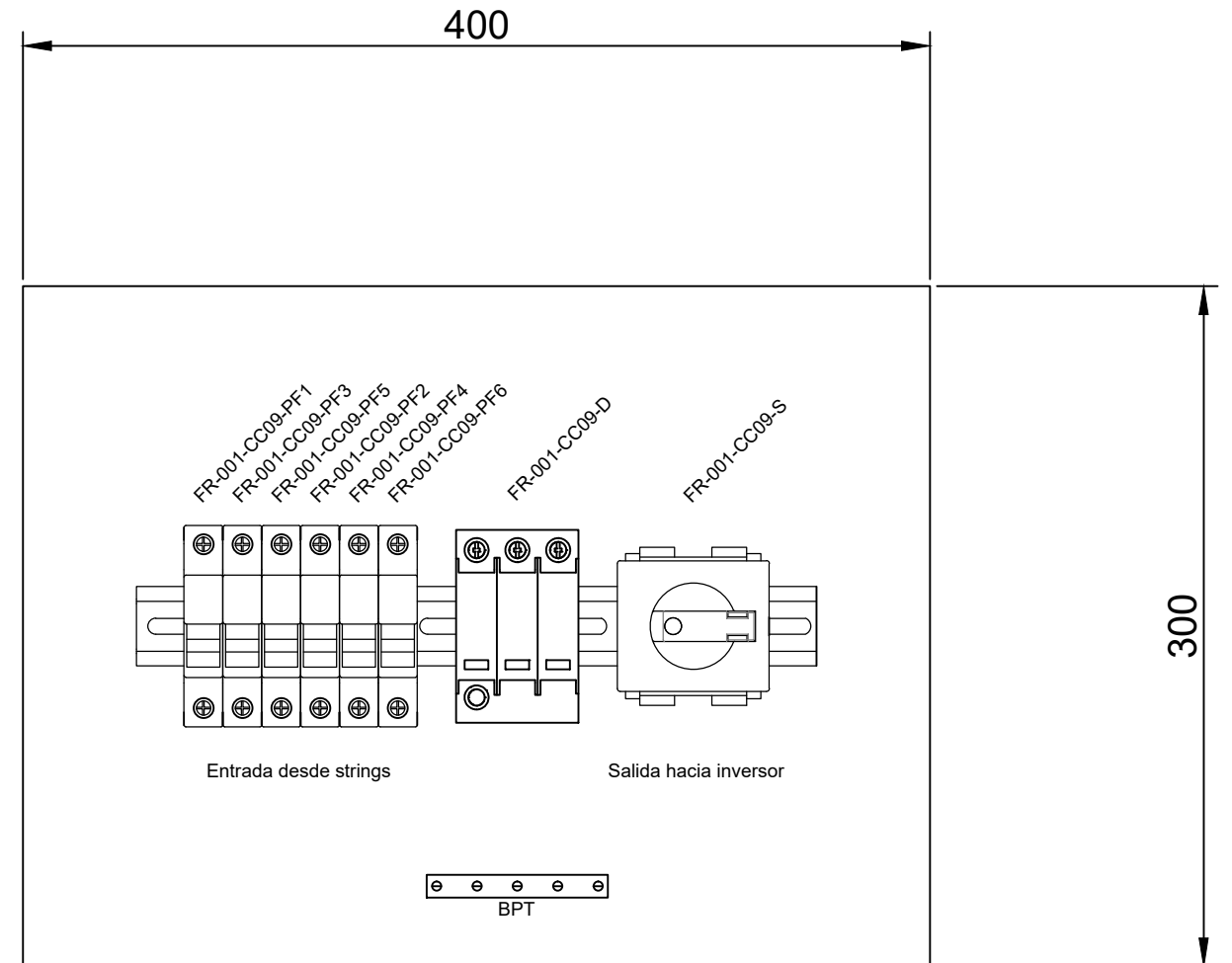


# FR-001-CC08

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 8</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			Plano GSF 72	
			--/--/2018	



FR-001-ES25-CP  
 FR-001-ES26-CP  
 FR-001-ES27-CP  
 FR-001-ES25-CN  
 FR-001-ES26-CN  
 FR-001-ES27-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC09/I005-CP  
 FR-001/003-CC09/I005-CN



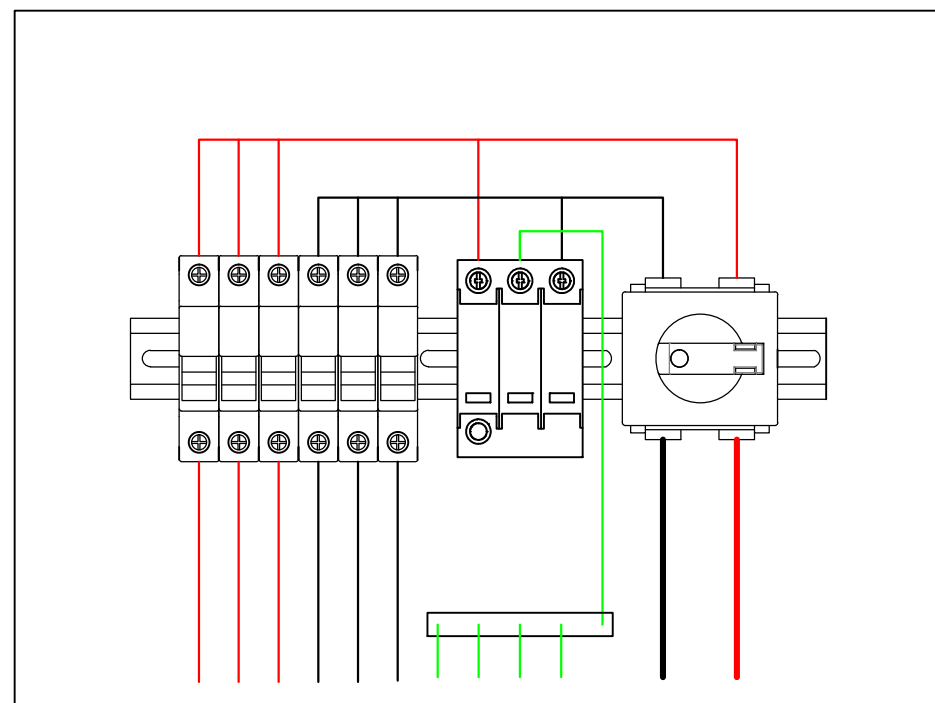
FR-001-CC09-PF1  
 FR-001-CC09-PF3  
 FR-001-CC09-PF5  
 FR-001-CC09-PF2  
 FR-001-CC09-PF4  
 FR-001-CC09-PF6  
 FR-001-CC09-D  
 FR-001-CC09-S

Entrada desde strings      Salida hacia inversor

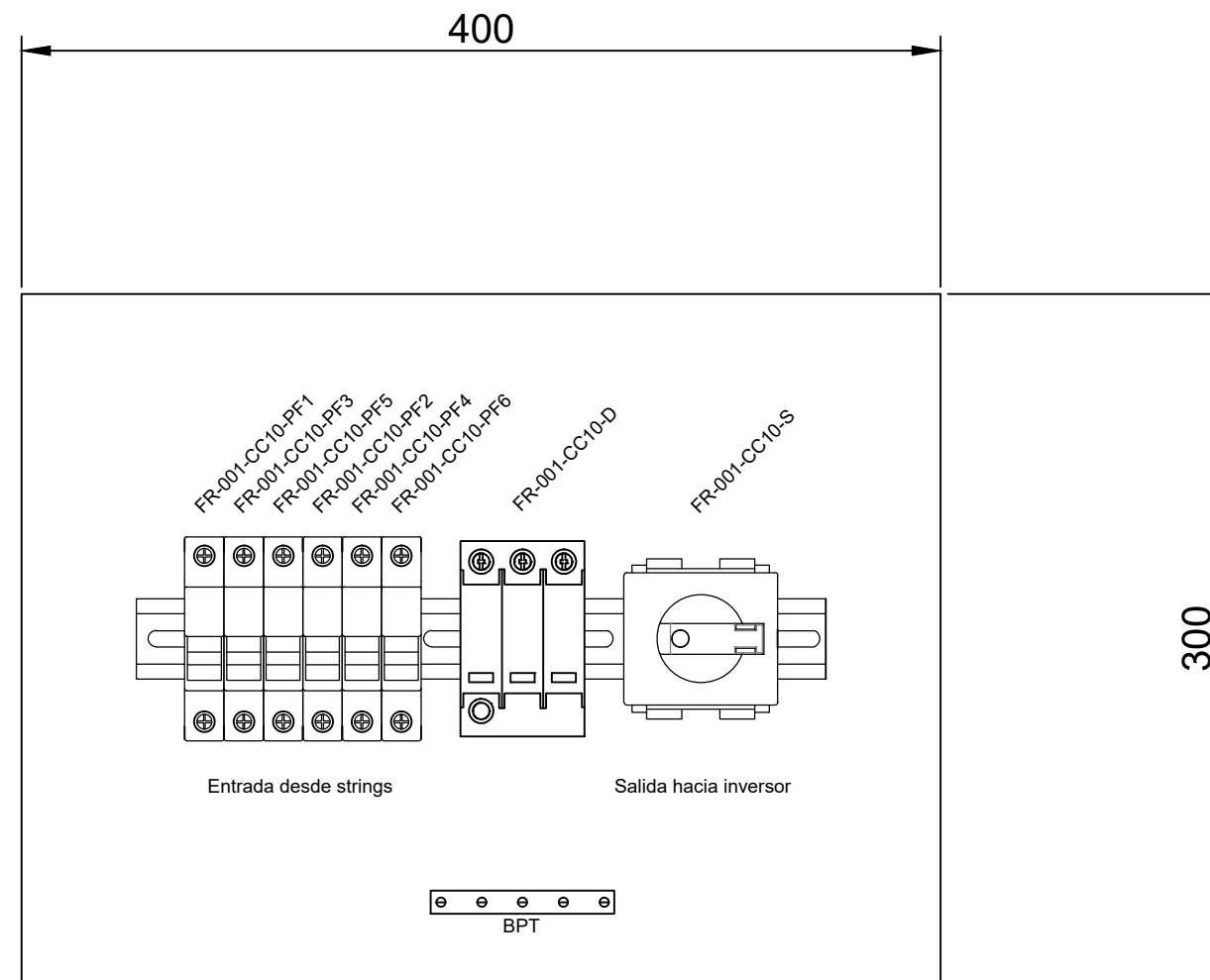
BPT

# FR-001-CC09

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	Esc.		<b>COMPONENTES Y          CONEXIONADO DE CAJA          DE CONEXIÓN 9</b>	
		Plano GSF 73		
		--/--/2018		

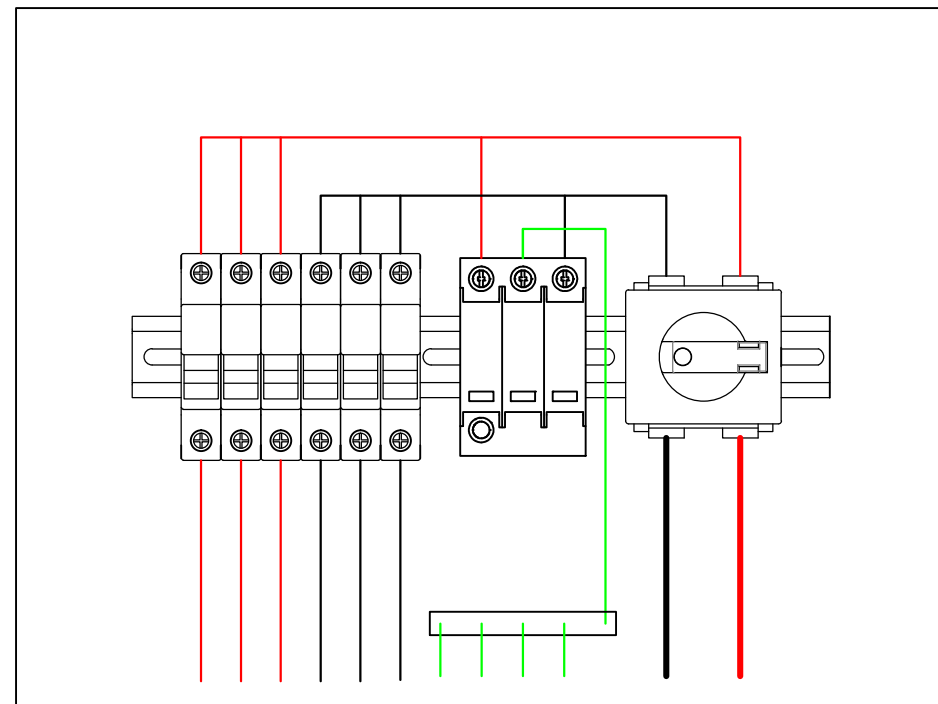


FR-001-ES28-CP  
 FR-001-ES29-CP  
 FR-001-ES30-CP  
 FR-001-ES28-CN  
 FR-001-ES29-CN  
 FR-001-ES30-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC10/IN05-CP  
 FR-001/003-CC10/IN05-CN

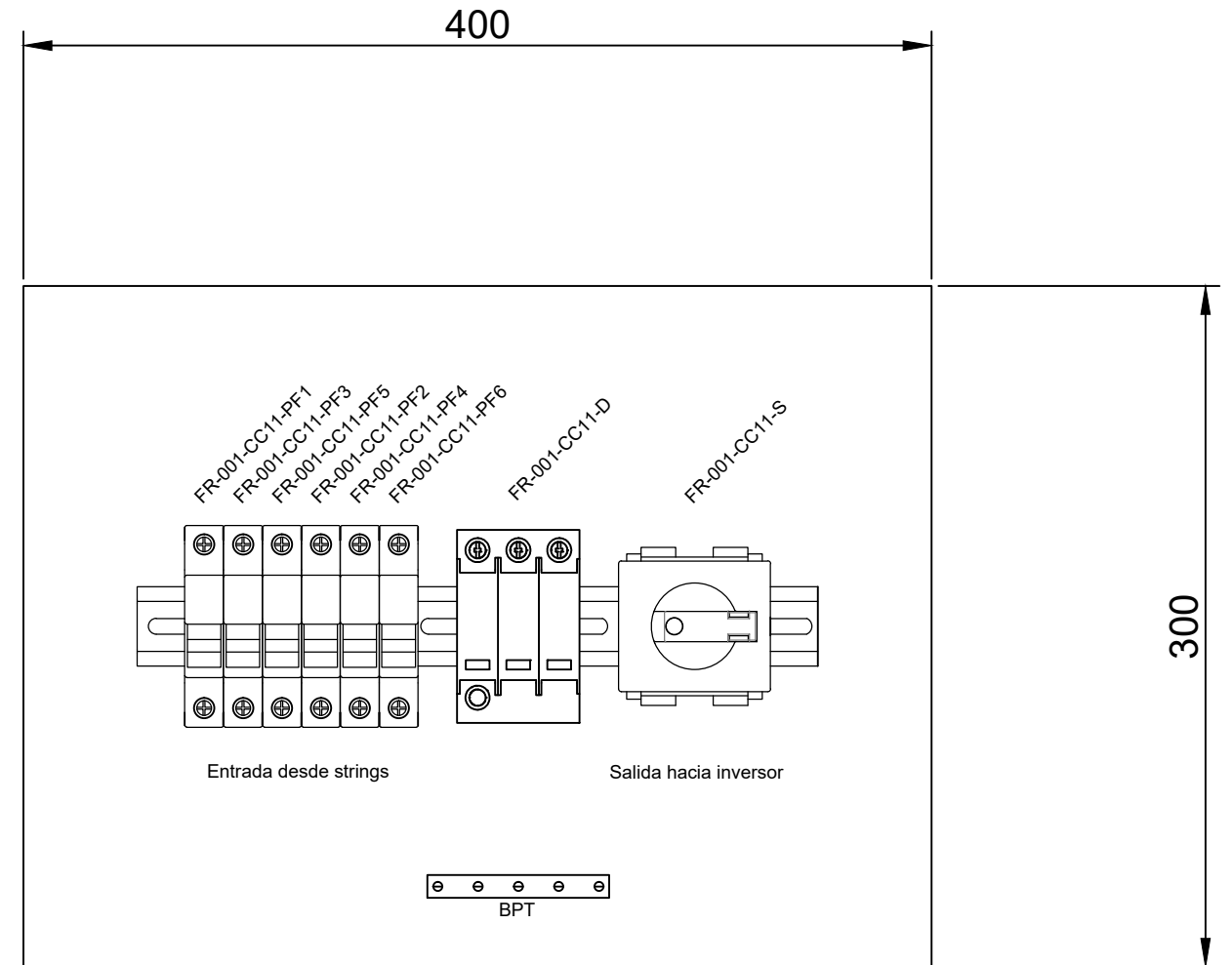


# FR-001-CC10

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
		<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 10</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Plano GSF 74			
	--/--/2018			



FR-001-ES31-CP  
 FR-001-ES32-CP  
 FR-001-ES33-CP  
 FR-001-ES31-CN  
 FR-001-ES32-CN  
 FR-001-ES33-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC11/IN06-CP  
 FR-001/003-CC11/IN06-CN



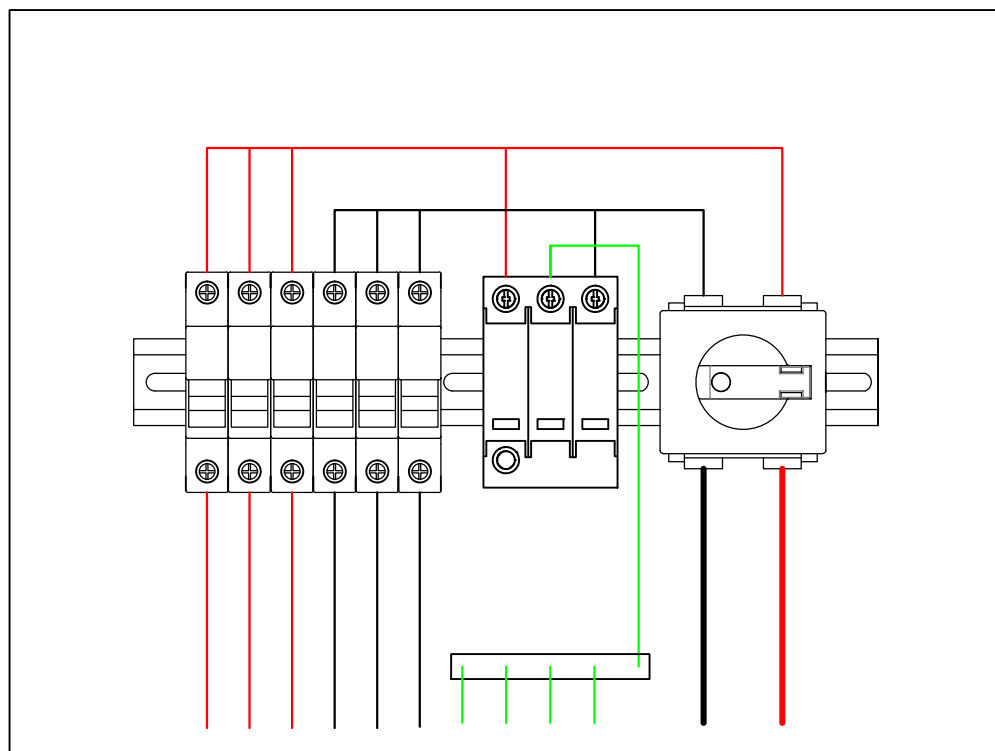
FR-001-CC11-PF1  
 FR-001-CC11-PF3  
 FR-001-CC11-PF5  
 FR-001-CC11-PF2  
 FR-001-CC11-PF4  
 FR-001-CC11-PF6  
 FR-001-CC11-D  
 FR-001-CC11-S

Entrada desde strings      Salida hacia inversor

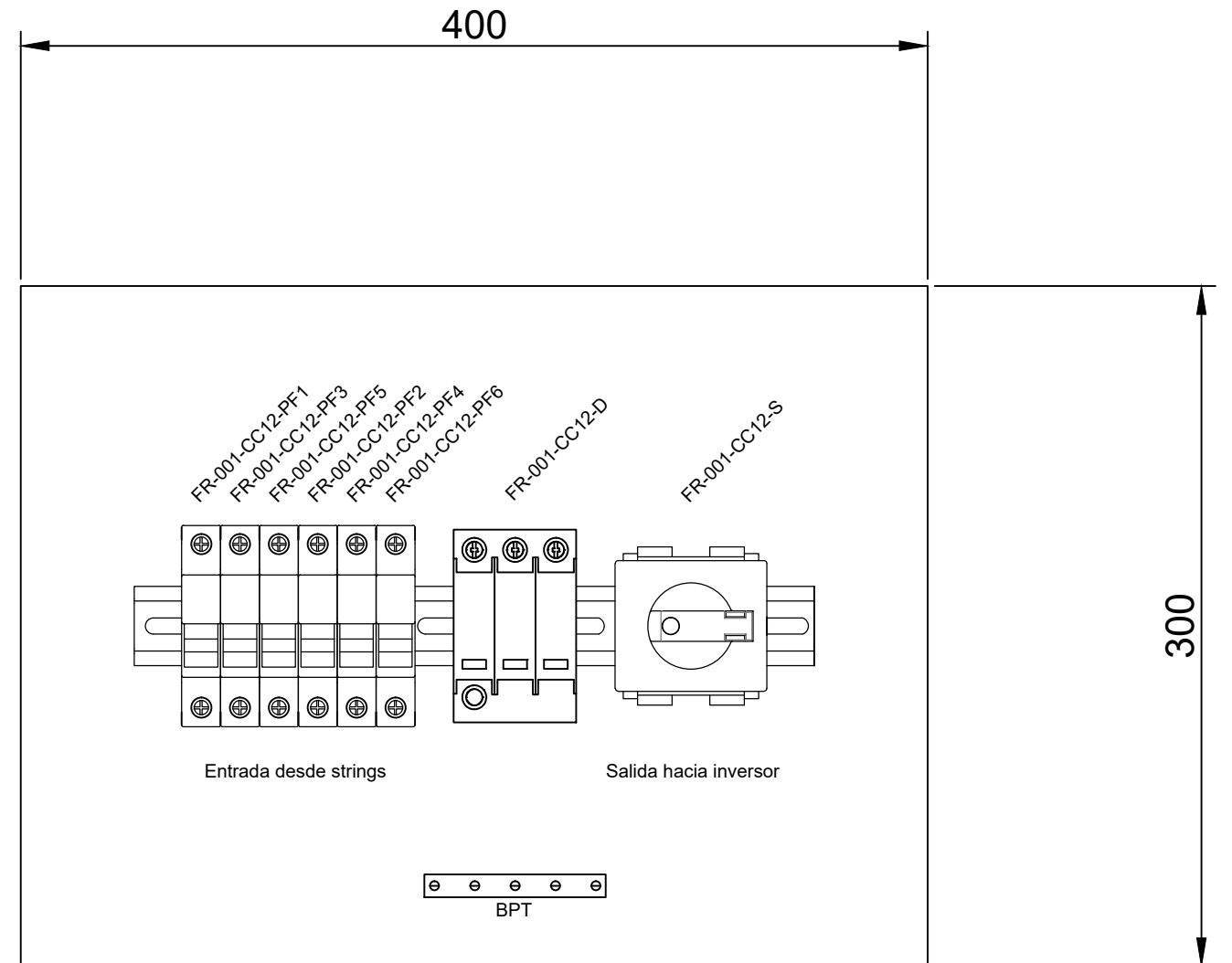
# FR-001-CC11

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 11</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			Plano GSF 75	
			--/--/2018	



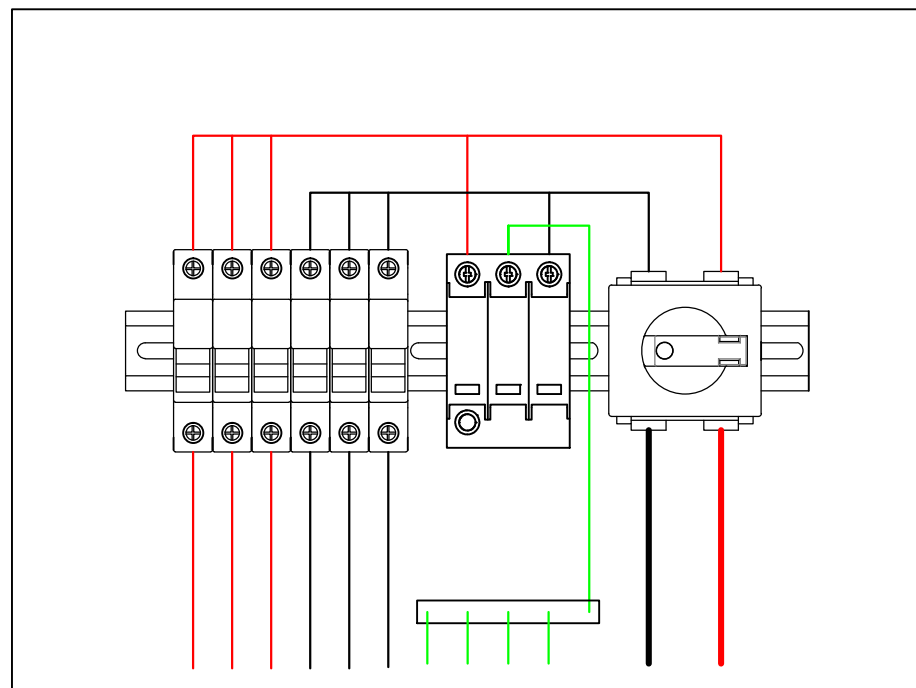


FR-001-ES34-CP  
 FR-001-ES35-CP  
 FR-001-ES36-CP  
 FR-001-ES34-CN  
 FR-001-ES35-CN  
 FR-001-ES36-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC12/IN06-CP  
 FR-001/003-CC12/IN06-CN

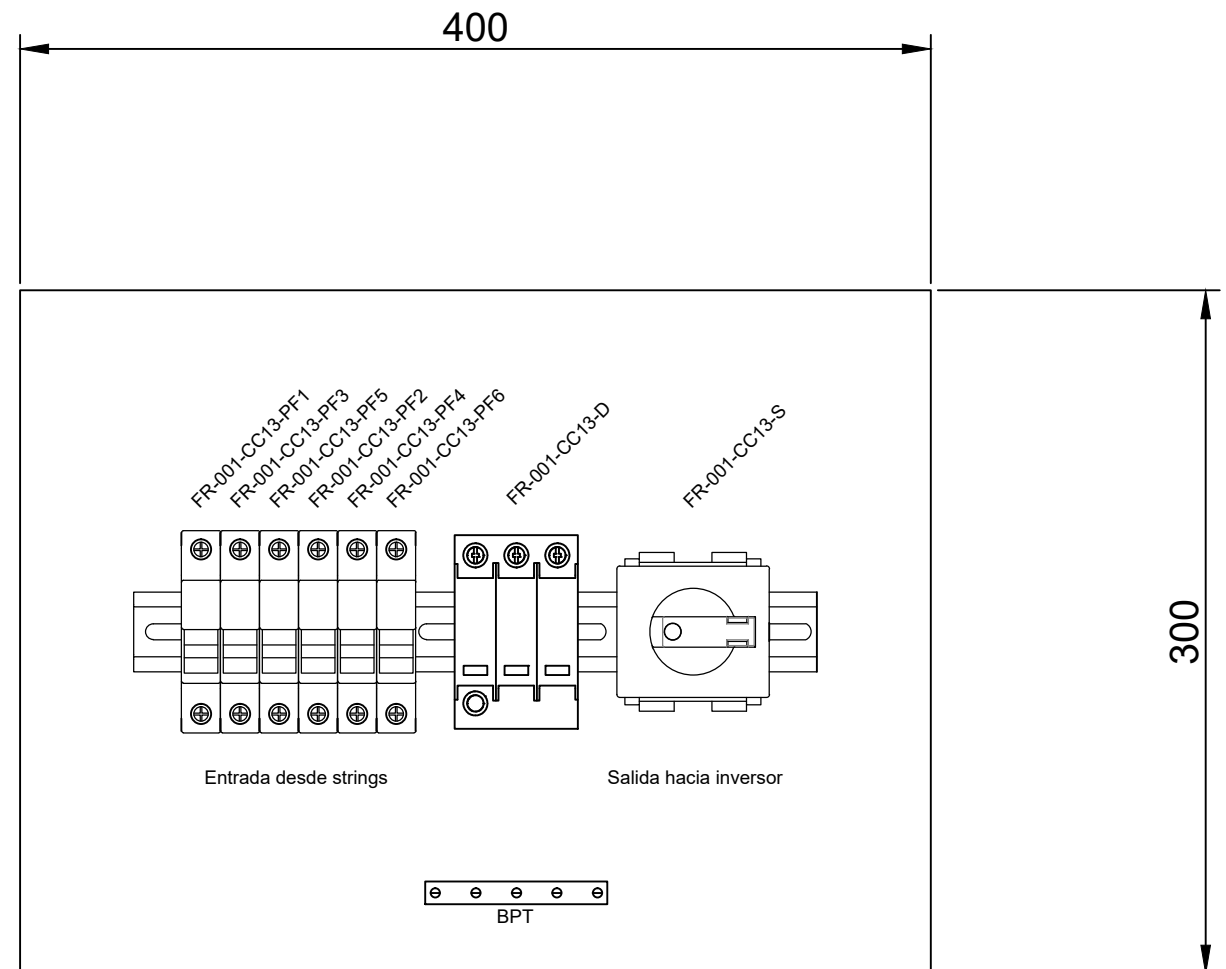


# FR-001-CC12

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	Esc.		<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 12</b>	
		Plano GSF 76		
		--/--/2018		

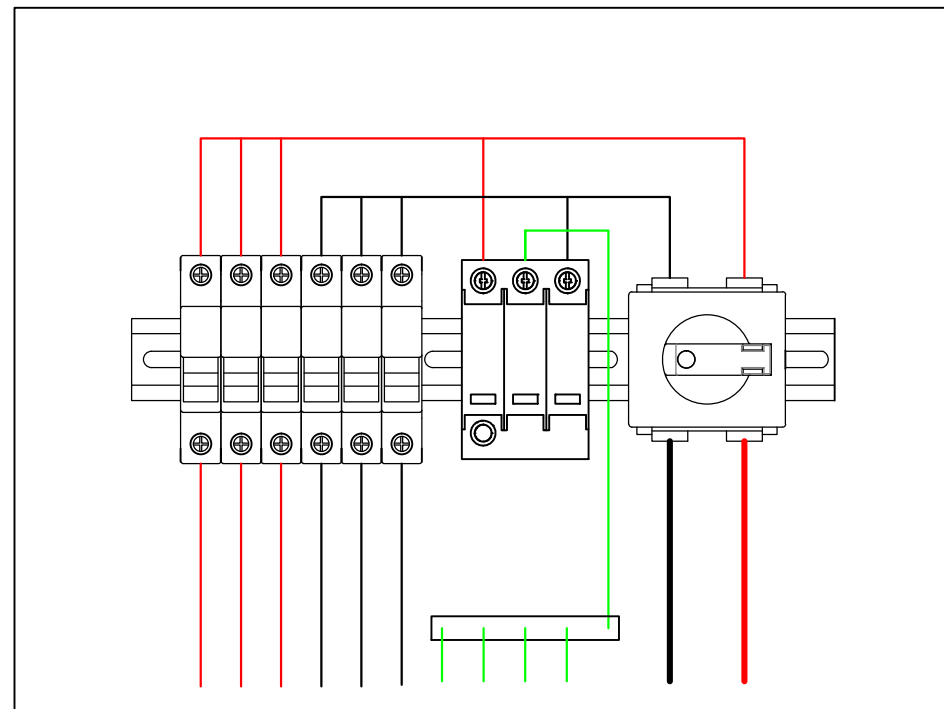


FR-001-ES37-CP  
 FR-001-ES38-CP  
 FR-001-ES39-CP  
 FR-001-ES37-CN  
 FR-001-ES38-CN  
 FR-001-ES39-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC13/IN07-CP  
 FR-001/003-CC13/IN07-CN

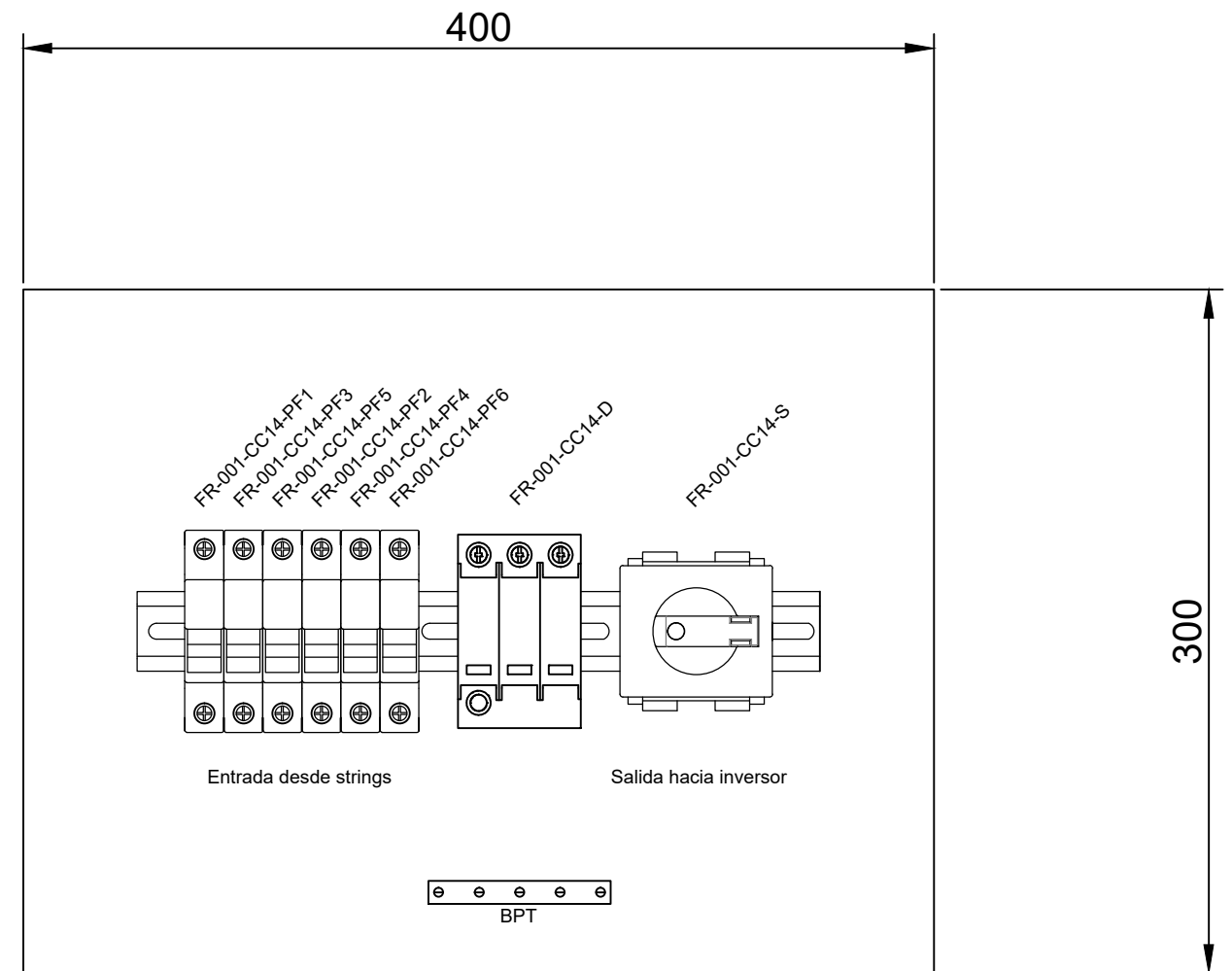


# FR-001-CC13

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 13		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			Plano GSF 77	
			--/--/2018	

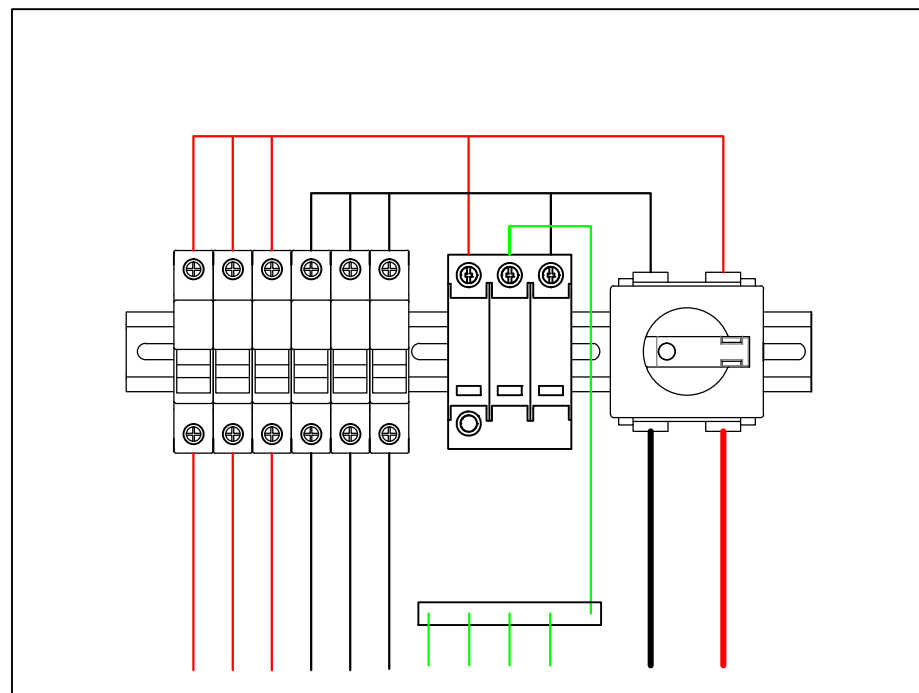


FR-001-ES40-CP  
 FR-001-ES41-CP  
 FR-001-ES42-CP  
 FR-001-ES40-CN  
 FR-001-ES41-CN  
 FR-001-ES42-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC14/IN07-CP  
 FR-001/003-CC14/IN07-CN

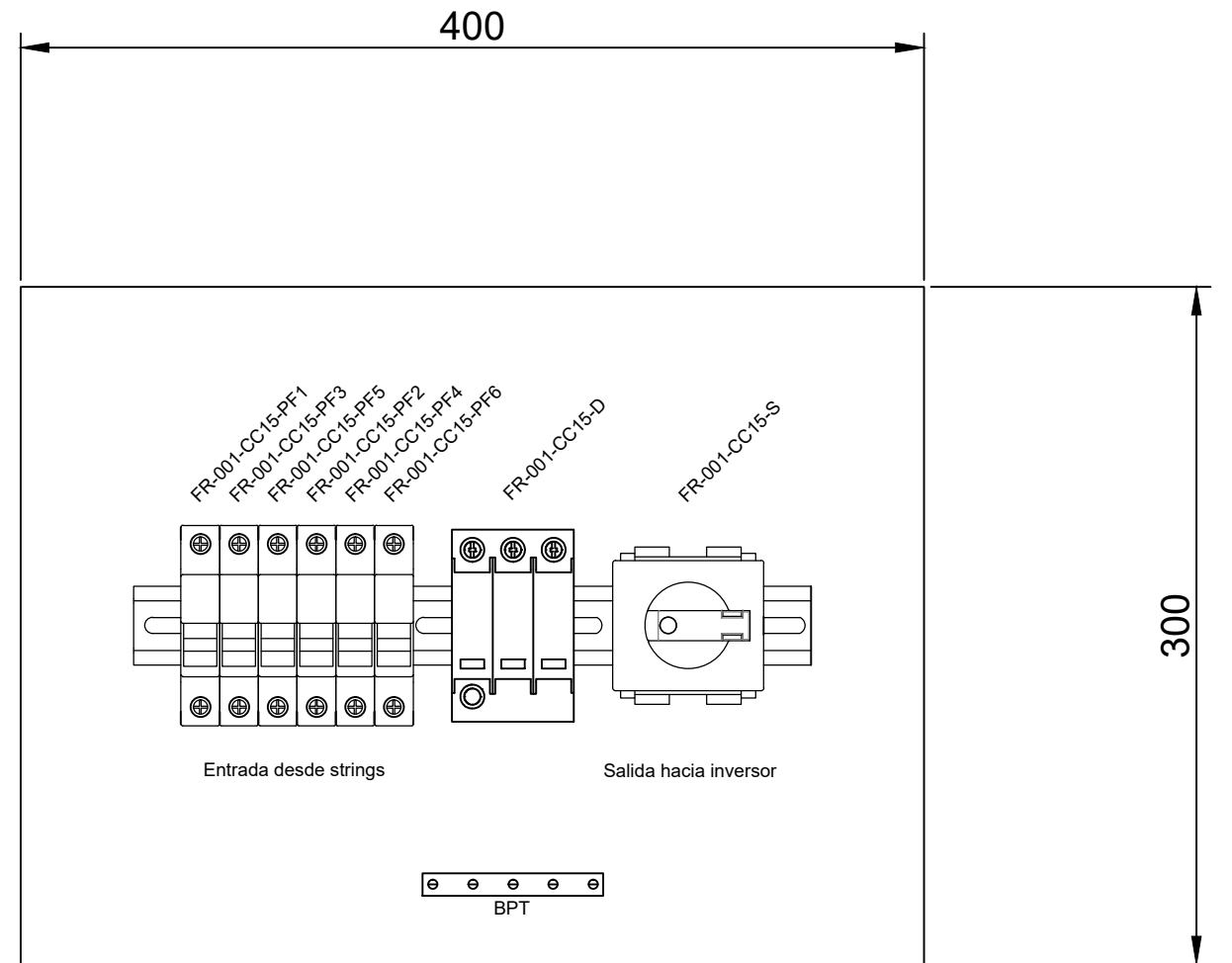


# FR-001-CC14

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 14		Proyecto final de carrera PFC-1708B	
			Plano GSF 78	
			--/--/2018	

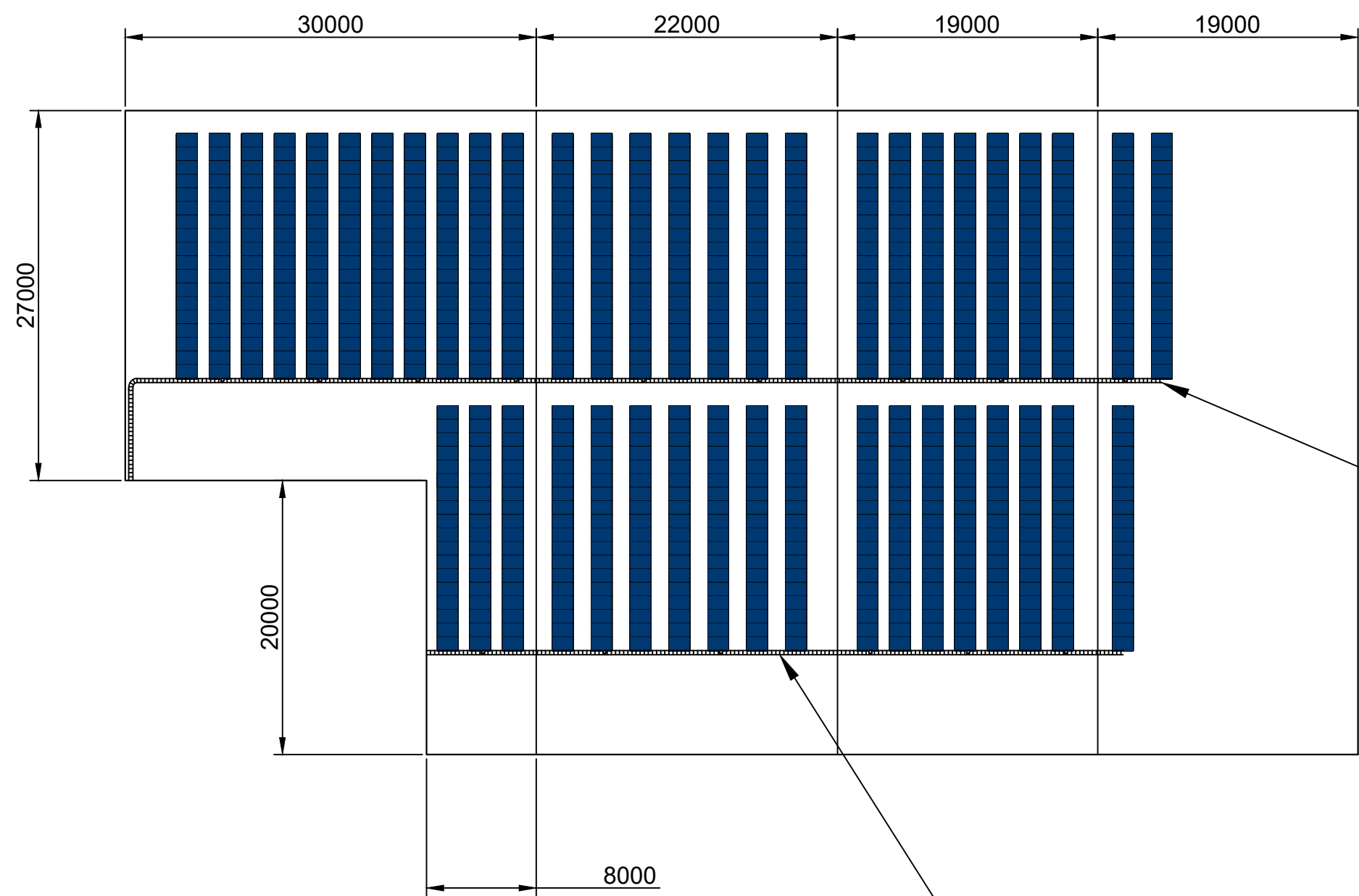


FR-001-ES43-CP  
 FR-001-ES44-CP  
 FR-001-ES45-CP  
 FR-001-ES43-CN  
 FR-001-ES44-CN  
 FR-001-ES45-CN  
 Conductores de protección PE  
 FR-001/003-CC-15/IN08-CP  
 FR-001/003-CC-15/IN08-CN



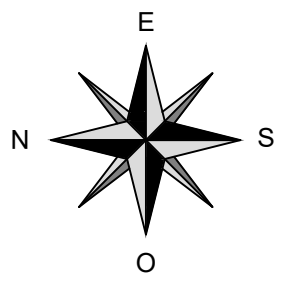
# FR-001-CC15

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
		<b>COMPONENTES Y CONEXIONADO DE CAJA DE CONEXIÓN 15</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Plano GSF 79			
	--/--/2018			

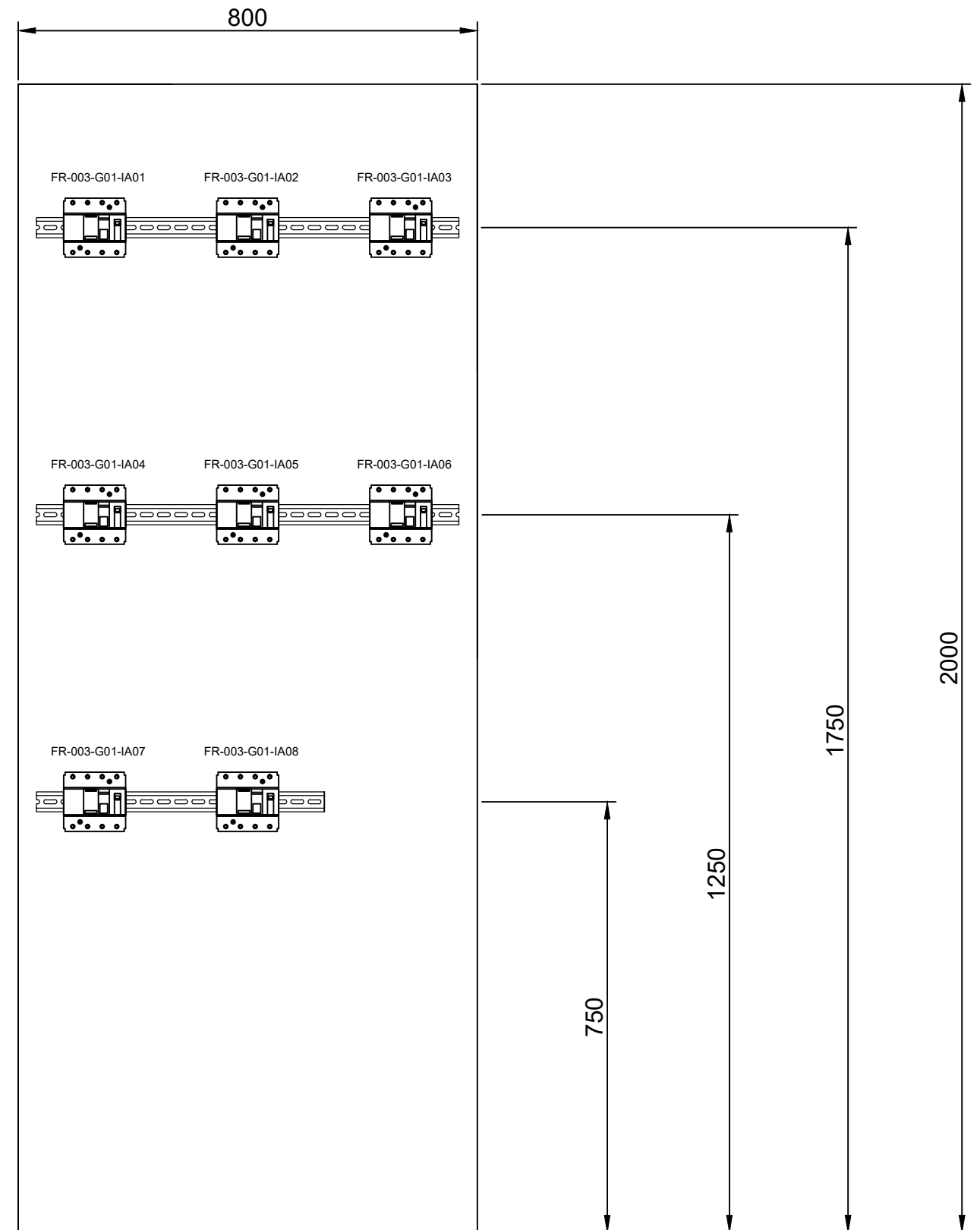
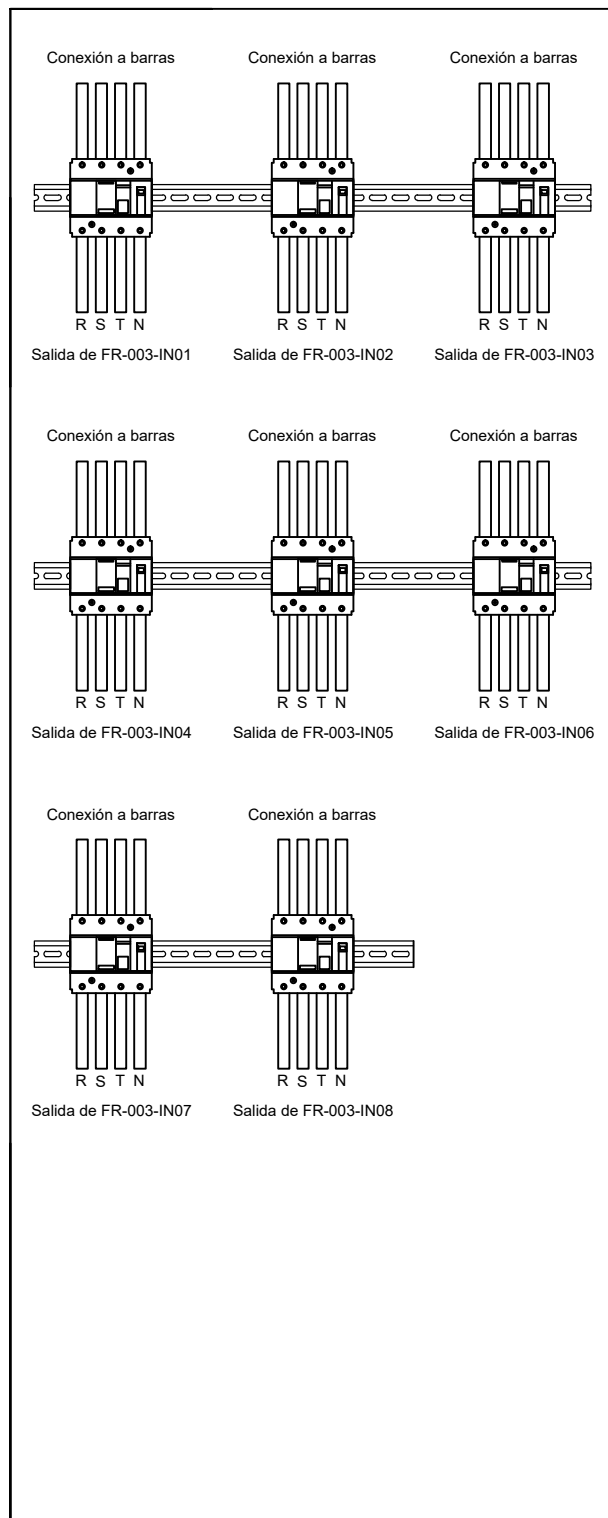


Bandejas porta cable tipo escalera


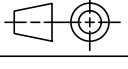
Bandejas porta cable tipo escalera

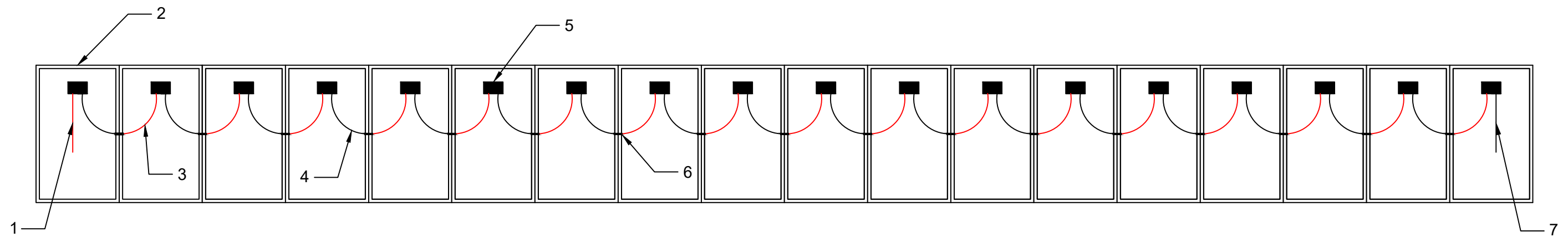


Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	1:400			Proyecto final de carrera PFC-1708B
CANALIZACIONES EN ÁREA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (COD. FR-001)			Plano GSF 80	
			--/--/2018	



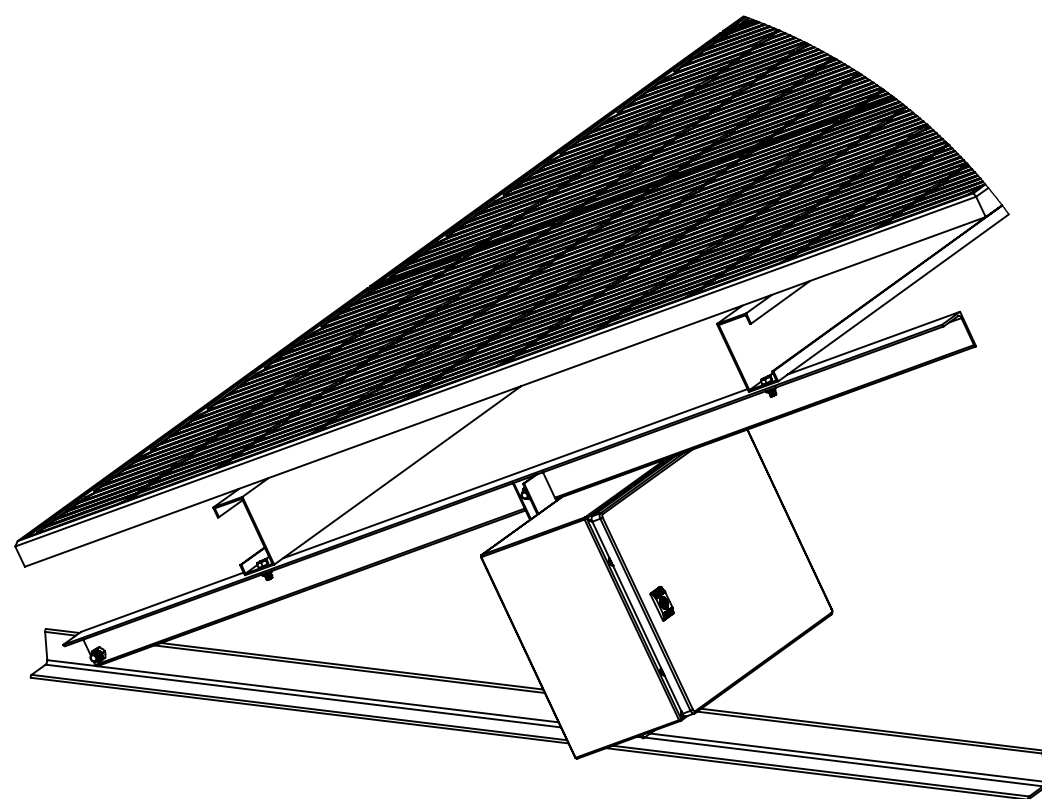
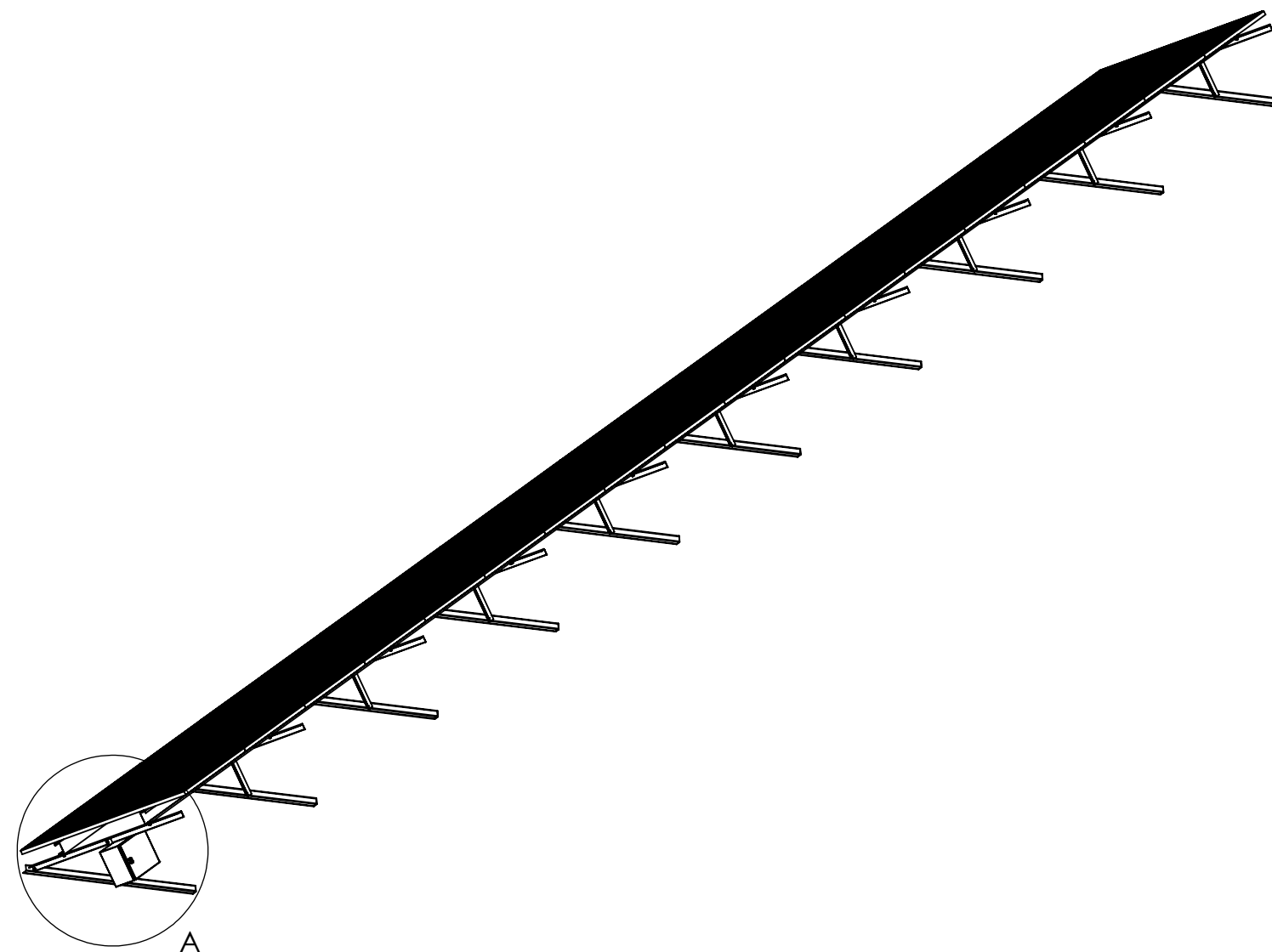
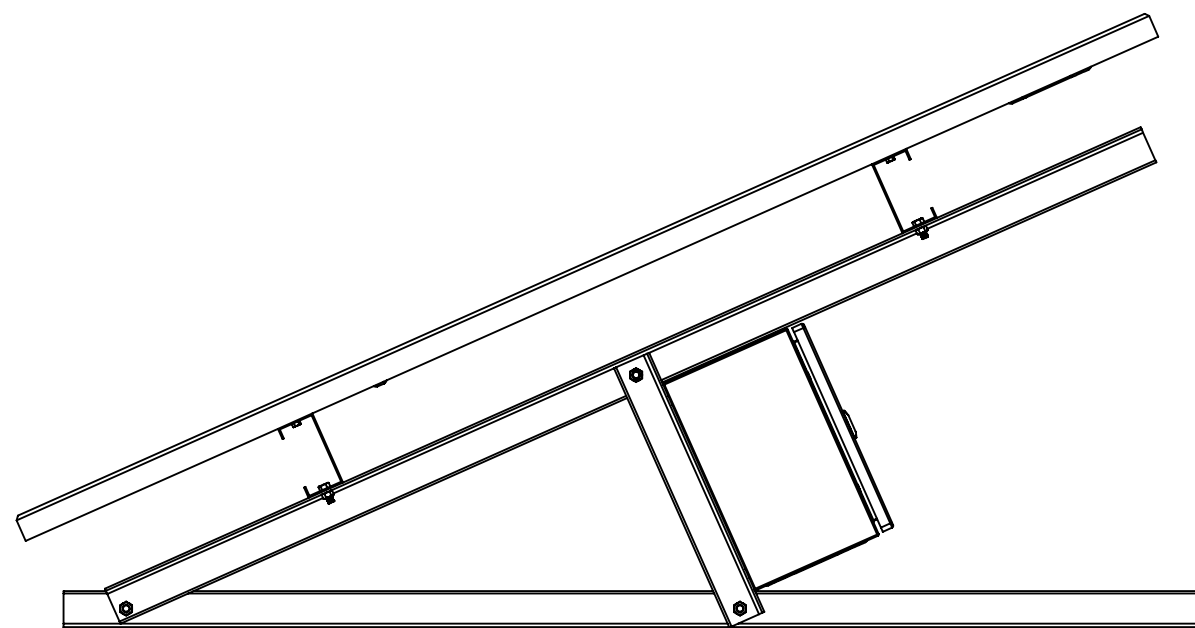
# FR-003-G01

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	1:10	UBICACIÓN Y CONEXIONADO DE PROTECCIONES PRINCIPALES EN GABINETE (FR-003-G01)		
	Plano GSF 81			
			--/--/2018	




N° DE ELEMENTO	ELEMENTO
1	Conductor positivo a caja de conexión
2	Paneles solares
3	Conductor positivo del panel solar
4	Conductor negativo del panel solar
5	Caja de conexión del panel solar
6	Conexión entre conectores de paneles
7	Conductor negativo a caja de conexión

Dib. Rev. Apr. Esc.	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepción del Uruguay
		Bogliacino		
		Mendoza		
	1:50	<b>CONEXIONADO DE PANELES SOLARES POR ESTRUCTURA</b>		Proyecto final de carrera PFC-1708B
	Plano GSF 82			
	--/--/2018			



DETALLE A  
ESCALA 1 : 10

	Fecha	Nombre	<b>FADEL S.A.</b>	 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Concepcion del Uruguay
Dib.		Bogliacino		
Rev.		Mendoza		
Apr.				
Esc:	1:10		<b>MONTAJE DE CAJAS DE CONEXIÓN EN ESTRUCTURAS</b>	Proyecto final de carrera PFC-1708B
				Plano GSF 83
				--/--/2018