

## PLANTILLA DE FIRMAS ELECTRÓNICAS

Firma Colegiado 1.


Firma Colegiado 2.

Firma Colegio o Institución 1.

Firma Colegio o Institución 2.

Este documento contiene campos de firma electrónica. Si estos campos están firmados se aconseja validar las firmas para comprobar su autenticidad. Tenga en cuenta que la última firma aplicada al documento (firma del Colegio o Institución) debe GARANTIZAR QUE EL DOCUMENTO NO HA SIDO MODIFICADO DESDE QUE SE FIRMÓ.

El Colegio garantiza y declara que la firma electrónica aplicada en este documento es totalmente válida a la fecha en la que se aplicó, que no está revocada ni anulada. En caso contrario el Colegio NO ASUMIRÁ ninguna responsabilidad sobre el Visado aplicado en el documento, quedando ANULADO a todos los efectos.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>	21/4 2023	Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS
---	--------------	--



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBGCXQNO8TO05>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

**MARZO 2023**



## ÍNDICE DE DOCUMENTOS

DOCUMENTO I.....	MEMORIA
DOCUMENTO II.....	ANEJOS
DOCUMENTO III.....	PLANOS
DOCUMENTO IV .....	PRESUPUESTO
DOCUMENTO V .....	PLIEGO DE CONDICIONES
DOCUMENTO VI.....	ESTUDIO DE SEGURIDAD



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

## DOCUMENTO I MEMORIA



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>



<b>1. TITULARIDAD DE LA INSTALACIÓN Y PARTES INVOLUCRADAS.....</b>	<b>1</b>
<b>2. EMPLAZAMIENTO Y ACCesos.....</b>	<b>1</b>
2.1. RUTA DE ACCESO.....	1
2.2. SUPERFICIE AFECTADA.....	2
2.3. AFECTACIONES POR LA INSTALACIÓN DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	3
<b>3. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO.....</b>	<b>4</b>
3.1. OBJETO DEL PROYECTO.....	4
3.2. ALCANCE DEL PROYECTO.....	4
<b>4. ANTECEDENTES .....</b>	<b>6</b>
<b>5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES .....</b>	<b>7</b>
5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	7
5.2. SEGUIDOR SOLAR.....	11
5.3. INVERSORES. ....	14
5.4. TRANSFORMADORES.....	20
5.5. SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CABLEADO. ....	24
5.5.1. CONSIDERACIONES SOBRE INSTALACIONES EN EXTERIOR.....	26
5.5.1.1. Canalizaciones .....	26
5.5.1.2. Aparamenta .....	27
5.5.1.3. Dispositivos de protección.....	27
5.5.1.4. Aparatos móviles o portátiles .....	27
5.5.1.5. Receptores de alumbrado .....	27
5.5.2. PROTECCIÓN CONTRA LOS CONTACTOS DIRECTOS.....	28
5.5.3. PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS.....	29
5.5.4. PROTECCIÓN CONTRA SOBRE INTENSIDAD .....	30



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

5.5.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES .....	30
5.5.6. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA .....	31
5.5.7. CABLEADO .....	32
5.6. PUESTA A TIERRA .....	32
5.7. EQUIPOS A MONITORIZAR .....	34
5.8. SISTEMA DE SEGURIDAD .....	36
5.9. RESUMEN: DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL .....	37
<b>6. BASES DE DISEÑO .....</b>	<b>39</b>
6.1. NORMATIVA.....	39
6.1.1. OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAL .....	39
6.1.2. INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....	40
6.1.3. EQUIPOS. ....	41
6.1.4. SALUD Y SEGURIDAD .....	41
6.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	43
6.3. CRITERIOS DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO .....	47
6.4. RECURSO ENERGÉTICO Y SOFTWARE DE CÁLCULO .....	47
6.5. CRITERIO DE BASES DE DATOS UTILIZADAS.....	50
6.6. METEOROLOGÍA UTILIZADA .....	51
6.7. PÉRDIDAS DE LA CENTRAL .....	51
6.7.1. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA .....	51
6.7.2. PÉRDIDAS POR SOMBRA.....	52
6.7.3. PÉRDIDAS POR CONEXIONADO "MISMATCH" .....	53
6.7.4. PÉRDIDAS ÓHMICAS EN CABLEADO D.C. Y A.C. ....	54
6.7.5. PÉRDIDAS EN INVERSOR .....	54
6.7.6. PÉRDIDAS POR POLVO Y SUCIEDAD.....	55



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Profesional Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
VALINO COLAS, CARLOS

6.7.7. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADOR DE BT/MT.....	56
6.8. CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA.....	56
6.9. CRITERIOS DE DIMENSIONADO DE GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	58
6.10. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO TOTAL DE INVERSORES.....	61
6.11. CRITERIO DE DIMENSIONADO DE CIRCUITOS DE CC-BT Y CA. ....	65
6.11.1. CRITERIOS DE CÁLCULOS POR SOBRE INTENSIDAD. ....	67
6.12. CRITERIOS DE DIMENSIONADO DEL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA .....	68
6.12.1. CIRCUITOS DE MT EN LA PLANTA .....	68
6.12.2. CRITERIO DE ELECCIÓN DE CABLE SUBTERRÁNEO DE FASE. ....	70
6.12.2.1. AISLAMIENTO .....	70
6.12.2.2. PANTALLA .....	70
6.12.2.3. CUBIERTA .....	71
6.12.3. ACCESORIOS CABLE SUBTERRÁNEO .....	71
6.12.4. PROTECCIONES.....	72
6.12.5. TUBO DE POLIETILENO .....	72
6.12.6. DISTANCIAS DE SEGURIDAD .....	73
6.12.7. CRUZAMIENTOS.....	73
6.12.8. PROXIMIDADES Y PARALELISMOS .....	76
6.13. CRITERIOS DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	78
6.13.1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN .....	78
6.13.2. CÁLCULO DEL SITEMA DE PUESTA A TIERRA .....	78
6.13.3. MÉTODO DE CÁLCULO .....	80
6.13.4. GENERALIDADES .....	81
6.14. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN .....	83
6.15. CRITERIOS DE OBRA CIVIL.....	84



6.15.1. ADECUACIÓN DEL TERRENO.....	84
6.15.2. VIALES.....	84
6.15.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....	84
6.16. INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN .....	85
<b>7. SISTEMA DE MEDIDA.....</b>	<b>85</b>
7.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MEDIDAS .....	85
7.2. UBICACIÓN DE FRONTERAS ENTRE ACTIVIDADES Y DETERMINACIÓN DE PUNTOS DE MEDIDA PRINCIPALES, REDUNDANTES Y COMPROBANTES .....	86
7.3. REQUISITOS DE EQUIPAMIENTO PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN DE TELEMEDIDAS EN TIEMPO REAL .....	88
7.4. IMPLANTACIÓN EN EL PSFV .....	89
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>90</b>





## 1. TITULARIDAD DE LA INSTALACIÓN Y PARTES INVOLUCRADAS

El presente Proyecto Técnico Administrativo de la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén, se realiza a petición de la empresa EOLEXTREM DESARROLLOS SL. con CIF B-84898758 y domicilio social en C/ Orense 11, 6ºA, 28020 Madrid.

## 2. EMPLAZAMIENTO Y ACCESOS

Las coordenadas geográficas de la ubicación para Huso 30, son las siguientes:

COORDENADAS UTM ETRS 89 HUSO 30	
X	Y
696.580	4.595.983

La provincia de Zaragoza, y concretamente donde se localiza la planta, presenta unas condiciones de irradiación solar bastante favorables, encontrándose en la zona noreste del país donde se pueden observar valores medianamente altos de radiación solar.

Los terrenos elegidos para la implantación son parcelas agrícolas y no tienen ningún tipo de protección que presente incompatibilidades con la instalación objeto del presente proyecto.

Los accesos a la instalación se realizarán desde carreteras principales y utilizando caminos rurales ya existentes.

### 2.1. RUTA DE ACCESO

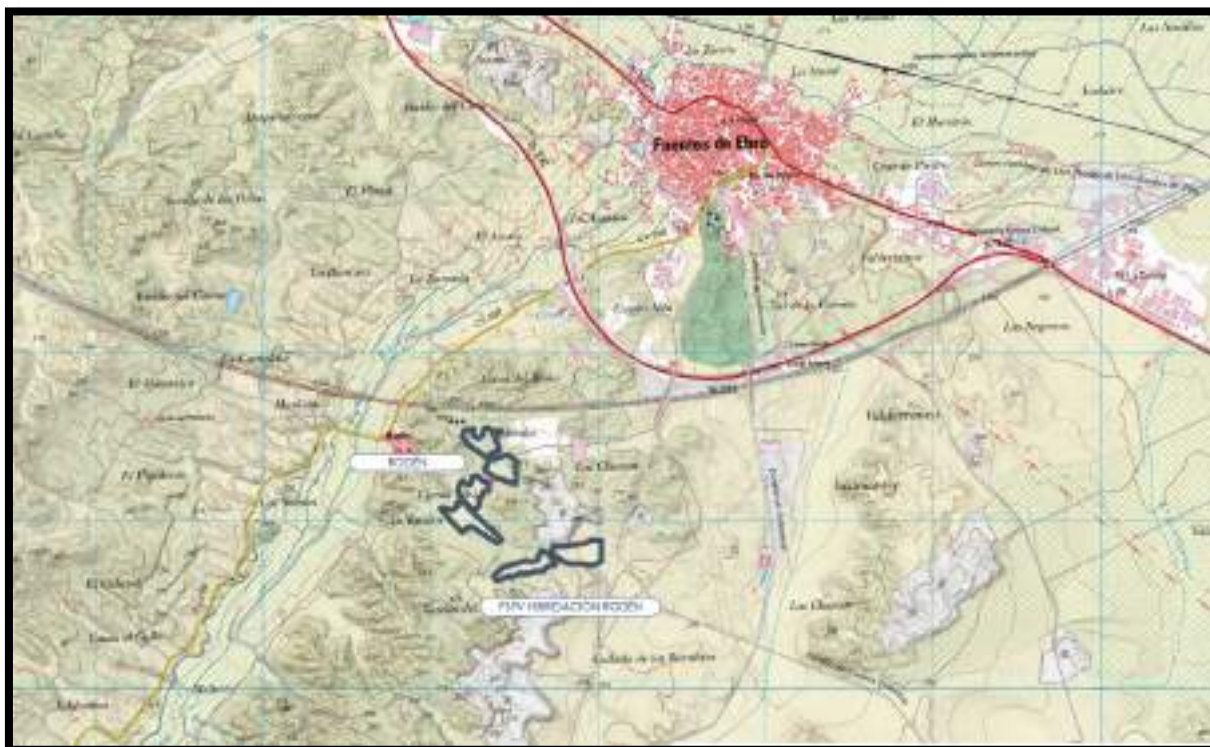
El acceso a la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén se realizará a través de una serie de caminos rurales procedentes de la carretera N-232 en su salida hacia Rodén en la entrada a la carretera ZP-1127.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



Los accesos deberán cumplir con los requerimientos mínimos para que ingresen diferentes tipos de maquinaria que servirán tanto para la construcción de la central como para la movilización de equipos, sin disminuir la calidad de vida de las personas aledañas al proyecto, asegurando la seguridad de las personas y equipo. En los casos que sean necesarios, se realizarán pequeñas modificaciones al diseño para cumplir con este objetivo.

## 2.2. SUPERFICIE AFECTADA.

Las infraestructuras que comprenden la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén estarán emplazadas en el Término Municipal y Provincia que a continuación se citan:

TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS	
TÉRMINO MUNICIPAL	PROVINCIA
Fuentes de Ebro	Zaragoza

La superficie ocupada total de la planta es de **15,37** Ha.

### 2.3. AFECTACIONES POR LA INSTALACIÓN DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

En el diseño de la planta se tuvieron en cuenta todas las áreas con algún tipo de protección, así como retranqueos de las mismas previstas por todas las regulaciones en vigor, de modo que las áreas utilizadas por la planta presentan afectaciones mínimas a estas áreas protegidas.

No obstante, puntualmente se han producido las siguientes afectaciones en la planta solar fotovoltaica y sus conexiones:

ORGANISMOS AFECTADOS		
ORGANISMO	Ref. Plano/Nº Afección	AFECCIÓN
Ayuntamiento de Fuentes de Ebro	13/1.1	Afección de la Planta Solar Fotovoltaica con camino existente del Ayuntamiento de Fuentes de Ebro.
EOLEXTREM DESARROLLOS SL	13/2.1	Afección de Cruzamiento de la RSMT y Vallado de la Planta Solar Fotovoltaica con LSAT 45 Kv evacuación PE RODÉN E HIBRIDACIÓN

Como parte de la documentación del proyecto, se han elaborado las separatas para los organismos y entidades afectadas, salvo en el caso de las afecciones descritas a instalaciones de EOLEXTREM DESARROLLOS SL, cuya conformidad con las mismas es evidente y explícita al ser el promotor de este proyecto y titular de las instalaciones descritas.

### 3. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO

#### 3.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente Proyecto Técnico Administrativo es la descripción y justificación de la instalación correspondiente a la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén describiendo todas las instalaciones de la misma. Para cumplir con este objetivo se analizará el emplazamiento de la central, el cual se considera con un potencial muy bueno para el aprovechamiento del recurso solar.

La Planta Solar Fotovoltaica, estará emplazada en las parcelas documentadas en ANEXO VIII: RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS.

Para la realización del presente documento se tomaron en cuenta todas las condiciones técnicas mínimas y normativas vigentes para la ejecución de centrales fotovoltaicas. Además, se describe la información de diseño del sistema generador, obra civil, sistema eléctrico y adecuación del terreno para la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén.

En la tabla siguiente se resumen los datos de la Planta Solar Fotovoltaica:

Potencian máxima unitaria del conjunto de módulos fotovoltaicos	7,82544 MWp
Potencia de Inversores	7,014 MW
Potencia nominal de la instalación	7,00 MW

La Planta Solar Fotovoltaica contará con un sistema de seguidores fotovoltaicos orientados en dirección N-S con una separación o Pitch entre las mismas de 6,00 metros.

#### 3.2. ALCANCE DEL PROYECTO

La Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén, consta de 6 instalaciones unitarias similares, compuestas cada una por su campo de mesas fotovoltaicas.

El campo de seguidores fotovoltaicos soporta las agrupaciones de cadenas de módulos FV o strings, que se agrupan en las cajas de nivel o Stringboxes.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

Las salidas de estos stringboxes se cablean ya finalmente a las entradas de los inversores centrales.

Estos inversores centrales convierten la corriente continua que les llega de los módulos FV en corriente alterna de baja tensión (450 V).

Esas 6 unidades homogéneas se agrupan en centros de transformación y elevación (CTs) o con su denominación anglosajona "Powerstations", para elevar en el mismo punto su tensión a 20 KV, los cuales agrupan 1 o 2 unidades inversoras en cada CT, en un total de 3 CT en toda la planta.

La energía producida en los mismos se transportará mediante una red subterránea de media tensión de 20 KV dentro de la planta hasta la SET existente "PE RODÉN".

En este documento se especificará la ubicación de cada uno de los bloques de módulos fotovoltaicos que componen la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén.

Se diseñarán los caminos de acceso a cada uno de los bloques y a la propia central, así como las zanjas para la instalación de las redes de baja, media tensión, comunicaciones, sistema de vigilancia y tierra.

Se dimensionará la red subterránea de interconexión entre módulos, cajas de strings e inversores y red interna subterránea de media tensión hasta la SET PE RODÉN.

Finalmente se identificarán las afectaciones derivadas de la instalación de la Planta Solar Fotovoltaica, según se describe en el ANEXO VIII: RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS.

INFORMACIÓN GENERAL.	
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HIBRIDACIÓN RODÉN	
<b>Titular</b>	EOLEXTREM DESARROLLOS SL.
<b>Términos Municipales</b>	Fuentes de Ebro (Provincia de Zaragoza)
<b>Potencia pico de la instalación</b>	7,82544 MWp

INFORMACIÓN GENERAL.	
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HIBRIDACIÓN RODÉN	
Potencia nominal de la instalación	7,00 MWn a 30°C (7,014 MW *0,998 (cos φ))
Tipo de Panel fotovoltaico y Dimensiones	RISEN RSM132-8-685BHDG
Nº de paneles	11.424 unidades
Tipo de Inversor	Ingeteam Power Serie B 1170TL B450 o similar
Nº de Inversores	6
Tensión MT	20 kV
Nº de circuitos MT	1 circuito de MT.
Tipo de conductor	<ul style="list-style-type: none"> <li>o BT CC Strings a stringbox: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cable solar Aislado de Polietileno Reticulado(XLPE)4-10 mm<sup>2</sup>, 1,5KV CU</li> </ul> </li> <li>o BT CC Stringbox a Inversor: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cable solar Aislado de Polietileno Reticulado (XLPE) de 300-400 mm<sup>2</sup>, 1,5kV, AL,</li> </ul> </li> <li>o RSMT: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aislado de Polietileno Reticulado (XLPE) tipo RHZ1 150, 240 mm<sup>2</sup>, 12/20kV, AL, 50 Hz</li> </ul> </li> </ul>

#### 4. ANTECEDENTES

Según lo establecido en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y de acuerdo con lo previsto en el artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los titulares de instalaciones de generación de energía eléctrica con permisos de acceso y de conexión concedidos y en vigor, que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



instalaciones de almacenamiento, podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida.

El proyecto Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén, y su infraestructura de evacuación, ha llevado a cabo todo el proceso de tramitación, para la obtención de los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica, habiendo obtenido los permisos con punto de conexión en la Subestación Fuentes Endesa 45 kV, propiedad de E-DISTRIBUCIÓN, encontrándose actualmente en funcionamiento.

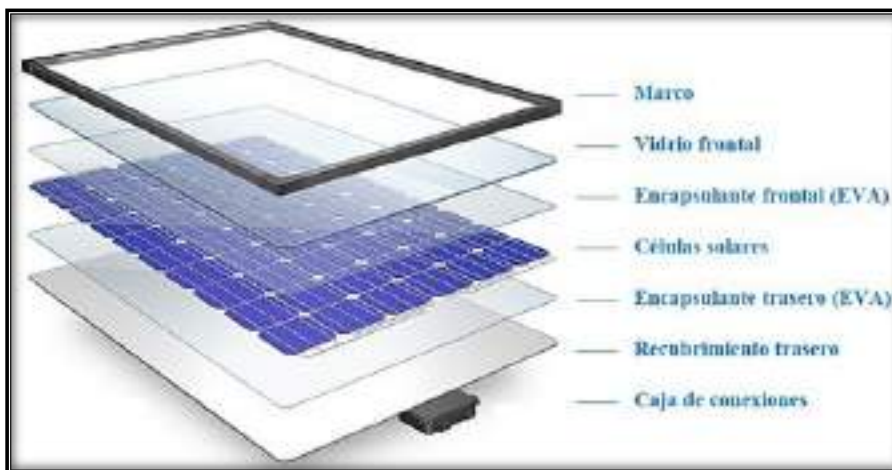
La actividad realizada será la de explotación energética mediante paneles fotovoltaicos conectados a la red. Esta actividad está desarrollada en el Real Decreto 413/2014, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Se redacta presente proyecto de Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén que hibridará con el existente Parque Eólico RODÉN, utilizando su mismo permiso de acceso y conexión ya concedido.

## 5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

A continuación, se muestran en detalle las especificaciones técnicas de los elementos activos de la instalación solar fotovoltaica: módulos, inversores, seguidores y centros de transformación.

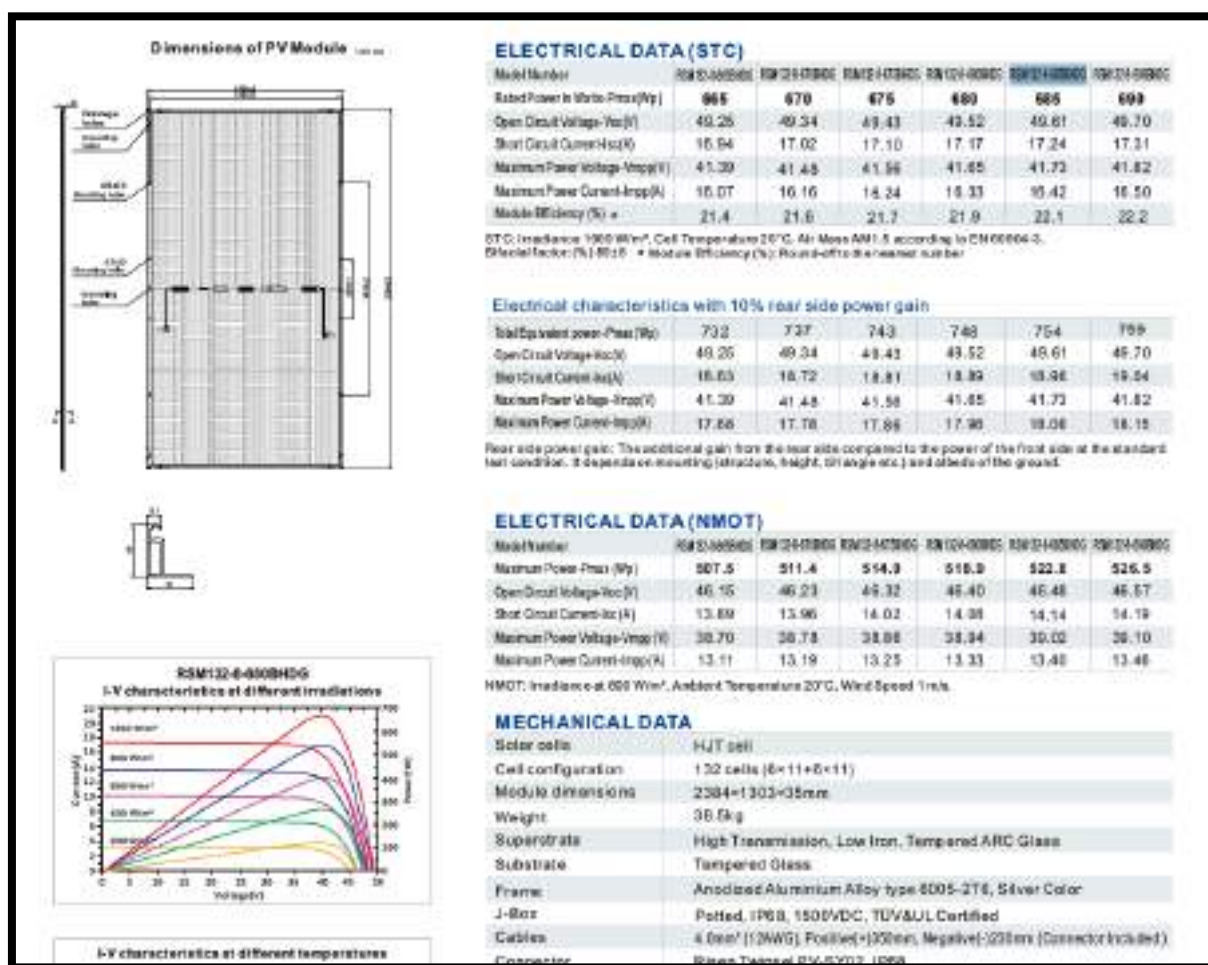
### 5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.



Fuente: [www.areatecnologia.com](http://www.areatecnologia.com)

Aunque en el mercado hay diversas tecnologías, como los módulos flexibles, de capa fina, cristal fotovoltaico o cristal-cristal, etc, con diversas tecnologías y aplicaciones específicas, cuando se trata de plantas solares, los módulos fotovoltaicos genéricos utilizados de tecnología monocristalina se componen normalmente de una estructura igual a la de la fotografía superior, con un marco de aluminio y diversas capas de Cristal Y EVA, aparte de las células fotovoltaicas y su circuito de conexión entre las mismas, para acabar en una caja de conexiones, con diodos de bloqueo, para evitar las corrientes inversas en caso de sombreado.

Este estudio considera el módulo fotovoltaico de silicio monocristalino de la marca Jinko Solar, modelo RSM132-8-685BHDC o similar, del cual se describen los detalles en la tabla siguiente, obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante, la cual se muestra en el "ANEJO VI: MÓDULO FOTOVOLTAICO".



Fuente: Jinko solar

Fig.14.- Hoja de características del módulo FV del proyecto



MODELO	RSM132-8-685BHDG
Potencia máxima P <sub>mpp</sub> (Wp)	685
Tolerancia % (+/-)	De 0% a +3%
Eficiencia (%)	22,1
Longitud (m)	2384
Anchura (m)	1303
Superficie (m <sup>2</sup> )	2,795
Peso (Kg)	38,5
Tensión punto de máx. potencia U <sub>mpp</sub> (V)	41,73
Corriente punto de máx. potencia I <sub>mpp</sub> (A)	16,42
Tensión de circuito abierto Voc (V)	49,61
Corriente de cortocircuito I <sub>sc</sub> (A)	17,24
NOCT temperatura normal de operación +/- 2°C	20
Coef. de variación de P <sub>max</sub> por temperatura γ %/°C	-0,30
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto β %/°C	-0,25
Coef. Temp. Corriente de cortocircuito α %/°C	-0,046
Máxima tensión del sistema (V)	1500

Tabla resumen de características del módulo FV

Para la selección e instalación de los módulos fotovoltaicos se debe cumplir con las recomendaciones del PCT-IDAE:

- Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 6910, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer las siguientes normas:
- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente. Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

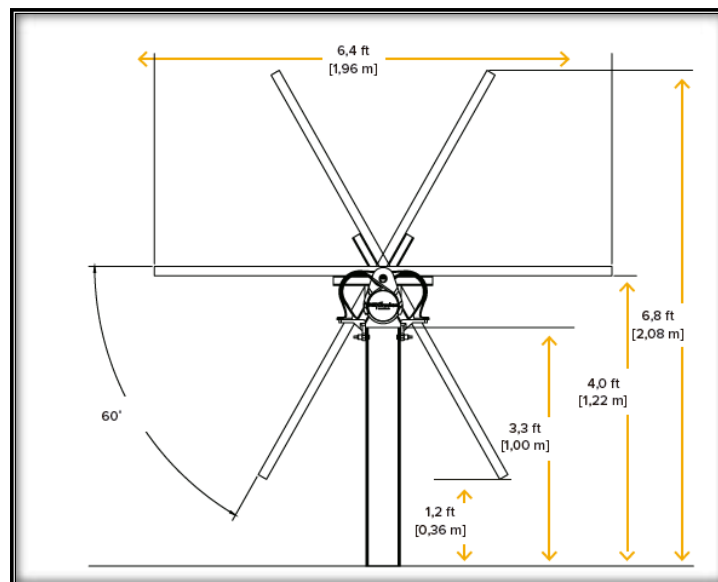
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- La estructura del generador se conectará a tierra.

- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

## 5.2. SEGUIDOR SOLAR.



Fuente: NEXTracker, inc 2016



Fuente: NEXTracker NX HorizonTM, inc 2016

Con el fin de mejorar los rendimientos del sistema de captación, se dotará de movimiento a los soportes (sistemas de seguimiento). Mediante el seguimiento solar se consigue aumentar la cantidad de energía solar que se pone a disposición

de los paneles permitiendo por tanto un aumento de la producción. Esto trae consigo una mejora desde los puntos de vista medio ambiental e ingresos anuales que compensan la mayor inversión inicial. Uno de los factores que influye decisivamente en su coste es el diseño para soportar vientos elevados. Además, ha de estar diseñado para durar al menos tanto como los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se acoplarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol. Esta estructura será capaz, de forma motorizada y automática, de reorientar el plano de módulos fotovoltaicos para seguir el movimiento diario del sol, desde las primeras horas de la mañana hasta la última hora de la tarde.

Los seguidores fotovoltaicos que se instalarán serán de la marca Nextracker, Hiasa-Gonvarri, (1V) o similar, que permitirá la instalación de 1 string de 28 módulos en una única fila (28 módulos por seguidor), con los módulos en vertical, cuya ficha técnica se muestra en el "ANEJO V: SEGUIDOR SOLAR", los detalles de la estructura pueden verse en el PLANO11: DETALLE DE ESTRUCTURA DE SEGUIDOR.

Estos seguidores permiten un rango de giro E-O de +/- 60°C y sus bases serán postes que se hincarán en el terreno.

La distribución de los seguidores se proyecta de forma que la distancia entre las filas de seguidores nos permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso, optando por una distancia entre filas o pitch de 6 m.

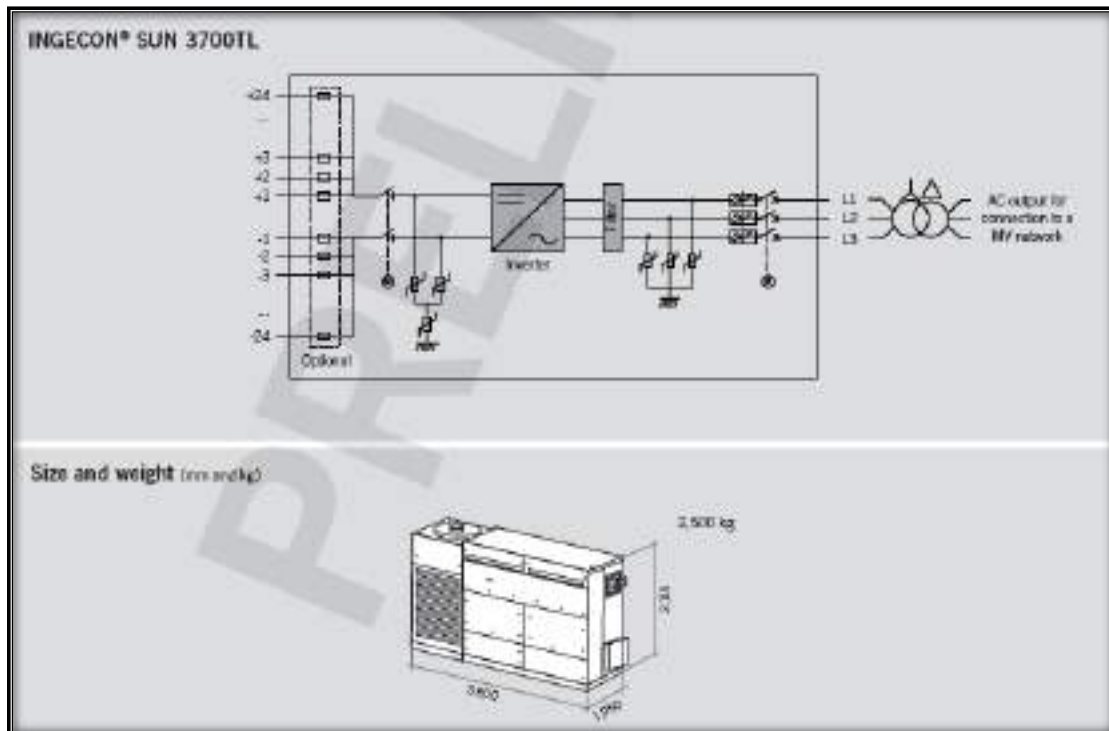
Se cumplirán las siguientes recomendaciones establecidas en el PCT-IDAE:

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

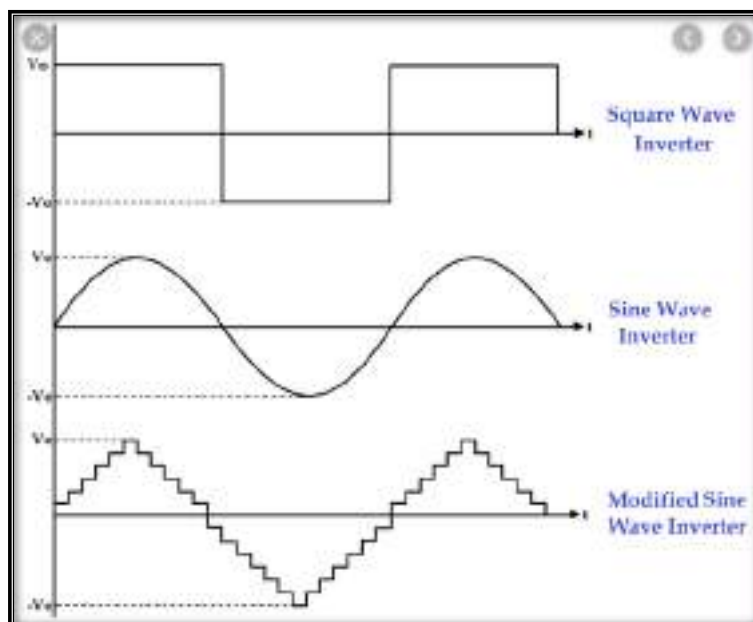
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Al ser seguidores solares estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

### 5.3. INVERSORES.



Fuente: Ingeteam S.A.



Formas de onda de salida de los inversores según su calidad.

Fuente: Pinterest.com

Los inversores son los encargados de cambiar el voltaje de entrada de corriente continua proveniente del campo fotovoltaico a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna de baja tensión

La conversión más básica es un circuito cuya electrónica se compondría únicamente de transistores, resistencias, condensadores y diodos, para dar ondas cuadradas, como en el caso de la primera gráfica. Sin embargo, los inversores del mercado son de 2 tipos:

- 1) **Onda senoidal modificada.-** estos son los inversores más básicos y baratos que se usan para instalaciones aisladas o que se conectan a una batería, por su sencilla electrónica como por ejemplo los inversores que se llevan en los coches de 100-500W al mechero del mismo. Sirven para algunos dispositivos, como pequeños electrodomésticos o los cargadores de los dispositivos portátiles.

Tienen como salida una onda digital discretizada, que intenta parecerse a una onda senoidal, pero es más una onda triangular. La electrónica más sensible de algunos electrodomésticos no la soporta y no funcionan con este tipo de inversor. Es la forma de onda que se ve en la parte de debajo de la imagen.

- 2) **Onda senoidal pura.-** estos son los inversores de alta potencia de las instalaciones aisladas, de autoconsumo y de venta a red. Su compleja electrónica se compone de sistemas de procesamiento de señal que incluyen DSPs, con lo que su precio aumenta, para poder dar una onda senoidal lo suficientemente fiable y libre de EMIs que sea aceptable por los operadores de la red eléctrica en el caso de inversores de inyección a red y de uso para todo tipo de cargas en casos de autoconsumo o aislada. Es la forma de onda situada en el centro de la gráfica.

El inversor elegido constituirá el bloque unitario repetido 10 veces, con lo que se dispondrá del total la potencia buscada para maximizar la producción y el rendimiento máximo para la superficie de instalación disponible.



Estos 6 inversores se conectarán dentro de los centros de transformación e inversión (CTs) a sus propios transformadores, dedicados a elevar la salida de 450 V de los mismos a la media tensión del parque (20 KV).

El inversor elegido para este proyecto es el Ingeteam Power Serie B 1170TL B450 del fabricante INGETEM S.A. o similar, de 1.169 kVA de potencia.

Las características técnicas del inversor se pueden consultar en la hoja técnica del fabricante: "ANEJO III: INVERSOR", del que aquí mostramos un pequeño extracto de características principales:

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>	
21/4	Habilitación
2023	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)
	Profesional VALINO COLAS, CARLOS



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B57B	1560TL B600	1600TL B615
<b>Valores de Entrada (DC)</b>					
Rango pot. campo FV recomendado <sup>1)</sup>	1.157 - 1.520 kWp	1.380 - 1.824 kWp	1.487 - 1.952 kWp	1.543 - 2.026 kWp	1.582 - 2.077 kWp
Rango de tensión MPPT <sup>2)</sup>	645 - 1.300 V	769 - 1.300 V	822 - 1.300 V	853 - 1.300 V	873 - 1.300 V
Tensión máxima <sup>3)</sup>	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V ± 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
<b>Protecciones de Entrada</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pines de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
<b>Valores de Salida (AC)</b>					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.160 kVA / 1.052 kVA	1.403 kVA / 1.263 kVA	1.502 kVA / 1.352 kVA	1.559 kVA / 1.403 kVA	1.598 kVA / 1.438 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C <sup>4)</sup>	1.169 kVA / 1.035 kVA	1.403 kVA / 1.242 kVA	1.502 kVA / 1.330 kVA	1.559 kVA / 1.380 kVA	1.598 kVA / 1.415 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C <sup>4)</sup>	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal <sup>5)</sup>	450 V Sistema IT	540 V Sistema IT	578 V Sistema IT	600 V Sistema IT	635 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	SI, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) <sup>6)</sup>	<3%				
<b>Protecciones de Salida</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magnético-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isa	SI, con desconexión automática				
Otras protecciones	Contactores y sobrecargas AC				
<b>Prestaciones</b>					
Eficiencia máxima	98,2%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by <sup>7)</sup>	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
<b>Datos Generales</b>					
Temperatura de funcionamiento	-30 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arena)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contactar con el departamento comercial solar de Ingelec)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h				
Caudal de aire promedio	4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54,5 dB(A) 1 10m				
Marca	CE				
Normativas EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 5078, FCC Part 15, AS3000				
Normativas de conexión a red	IEC 62116, IIE 2016/630, Anillo de 9 jun 2020, CEI 0-16, V1.2020-12, Tema A68, C99, VDE-AR-N 4110, P.O.12.2 (NTSI, P.O. 12.3, South African Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 36150, IEEE 1547, IEEE1547.1, QCC/MGC China, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				

**Notas:** <sup>1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. <sup>2)</sup> Vmpp mín es para condiciones nominales (V<sub>oc</sub>=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas fotovoltaicos. <sup>3)</sup> Considerar el aumento de tensión de los paneles "V<sub>oc</sub>" a bajas temperaturas. <sup>4)</sup> Con el kit atrapa-arena. <sup>5)</sup> Otras tensiones y potencias AC disponibles. <sup>6)</sup> Para P<sub>ac</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. <sup>7)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

De la que obtenemos los siguientes valores:

INVERSOR INGECON SUN		1170TL B450
Potencia Nominal (Kva)		1.169 @ 30°C
Entradas	Min. Tensión Mpp (Vdc)	645
	Máxima Tensión Mpp (Vdc)	1300
	Máxima tensión absoluta (Vdc)	1500
	Máxima corriente de entrada (A)	1.870
	Número de entradas	15
Salidas	Potencia máxima (kVA)	1.169 @30°C
	Máxima corriente eficaz CA(A)	1.350 @30°C
	Tensión (Vac)	450V
	Frecuencia (Hz)	50
	Factor de potencia	1

*Características Técnicas del Inversor.*

Los inversores cumplirán con todas las condiciones establecidas en el PCT-IDAE que se detallan a continuación:

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
  - o Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
  - o Auto conmutados.
  - o Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- o No funcionarán en isla o modo aislado.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
  - o UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
  - o UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - o IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna: en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, éste se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- Frecuencia fuera de rango: en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.
- Temperatura elevada: el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin

de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
  - Encendido y apagado general del inversor.
  - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz C.A.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
  - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de Irradiancia solar un 10% superior a las CEM (condiciones estándar de medida). Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
  - Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 90% y 92% respectivamente.
  - El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 2 % de su potencia nominal.
  - A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
  - El inversor tendrá un grado de protección IP56 Las condiciones ambientales de operación de los inversores serán: entre 25°C y 55°C de temperatura y entre 0% y 100% de humedad relativa (en condiciones de no condensación).

#### 5.4. TRANSFORMADORES

El transformador al que se conectarán las salidas de los inversores, será de tipo refrigerado en aceite con refrigeración natural para aplicaciones de interior y exterior. Estará ubicados en un cubículo específicamente diseñado para tal fin que

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO8TOAS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO8TOAS</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

permita la evacuación de aceite en caso de fuga acorde a las normas y estándares locales

Los transformadores del CTI serán trifásicos del tipo sumergidos en aceite, con devanados de cobre o aluminio, pantalla metálica de puesta a tierra entre los devanados de AT y BT, y refrigerados por circulación natural del aceite (ONAN). Además, deberán ser adecuados para operación en intemperie y a la altura sobre el nivel del mar indicado en esta especificación. Estos transformadores estarán dotados de cambiador de tomas operable sin carga y desenergizado (NLTC) ubicado en el devanado de alta tensión y en cualquier caso deberán ser aptos para entregar la potencia requerida con el cambiador de derivaciones en cualquier posición.

El CT irá instalado en intemperie, junto con las celdas de salida de media tensión y los servicios auxiliares, como el datalogger del sistema de comunicaciones.

La siguiente tabla resume las características generales de los transformadores propuestos

- Tipo de servicio: Continuo
- Tipo de transformador: Trifásico de columnas en baño de aceite
- Tipo de instalación: Intemperie
- Refrigeración: ONAN
- Potencia nominal (@30°C) de 2.338 KVA para CTs de 2 inversores
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensiones en Vacío
  - Primario: 20 KV +/-2x2.5%
  - Secundario: 0.450kV
- Conexión: Triángulo-Estrella
- Grupo de conexión: Dyn11
- Tensión de cortocircuito: 8%

El centro de inversor y transformación contará con celdas de media tensión para la maniobra y operación de los diferentes circuitos de generación.

La cabina y todos sus componentes será de diseño normalizado del fabricante y sus características constructivas eléctricas, mecánicas, ambientales y de seguridad estarán certificadas por laboratorios oficiales. La cabina y todos sus componentes cumplirá con los requisitos establecidos por las normas y reglamentos aplicables para las condiciones de servicio especificadas.

La cabina será de diseño normalizado y lo más compactas posible, con objeto de minimizar el espacio requerido. Serán accesibles solo por el frente.

La cabina, en lo que respecta a la estructura, estarán fabricadas con chapa de acero laminado, adecuadamente doblada, reforzada y punzonada a fin de construir una estructura autoportante compacta y con la rigidez mecánica suficiente para resistir las solicitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas a las que puedan verse sometidas en servicio.

Las cabinas serán accesibles, desde el frente, mediante puertas abatibles con bisagras y estará preparada para su montaje directo sobre el suelo.

Las Celdas de Media Tensión serán de uso interior trifásicas de tecnología compacta con aislamiento en gas SF<sub>6</sub> (GIS – Gas Insulated Switchgear), con grado de protección IP3X constituidas por un conjunto determinado de celdas en función de la posición que ocupen en la red de MT de la Planta Solar.

La tipología de las celdas dependerá de la situación de cada CTI dentro del ramal en el que está conectado, contando en el caso general de un CTI intermedio con:

- Una celda de remonte para conexión a CTI anterior.
- Una celda de línea con seccionador manual de corte en carga.
- Una celda de protección con interruptor automático para la protección del transformador.

Las características principales de estas celdas son las siguientes:

- Tipo de Celda: Blindada SF<sub>6</sub>

- Servicio: Continuo interior
- Tensión de aislamiento asignada: 36 kV
- Tensión Nominal: 20 KV
- Tensión de ensayo: 1 minuto 50 Hz: 50 kV
- Tensión de ensayo: a impulso tipo rayo onda 1,250  $\mu$ s: 125 kV
- Frecuencia Industrial: 50 Hz
- Intensidad asignada de servicio continuo:
  - Derivación celda de línea 400A ó 630 A según potencia evacuada
  - Barras 400 A o 630 A también según la potencia evacuada.
- Intensidad de cortocircuito asignada 16 kA (1 s)

Las características constructivas de cada celda son análogas, variando únicamente la aparamenta instalada en cada una de ellas de acuerdo con las necesidades para cada tipo de servicio. La aparamenta con la que va dotada cada tipo de celda es la siguiente:

- Celda de remonte
- Tres terminales unipolares para conexión de cables.
- Celda de Línea
- Un interruptor manual.
- Un seccionador de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesta a tierra.
- Tres terminales unipolares para conexión de cables.
- Celda de transformador de potencia
- Un interruptor automático.
- Un seccionador de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesta a tierra.
- Tres transformadores de intensidad.
- Tres terminales unipolares para conexión de cables.



## 5.5. SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CABLEADO.

Un cableado adecuado debe limitar las caídas de tensión y aislar eléctricamente a las células y contactos del exterior, para evitar la posibilidad de contactos fortuitos que puedan ser peligrosos con voltajes elevados. Para ello, debe satisfacer las condiciones siguientes:

- Disponer de cables incluidos en alguno de estos casos:
  - Estar aislados de la intemperie por un tubo protector.
  - Tener una funda aislante constituida por algún material cuya temperatura de servicio alcance los 90°C.
  - Estar enterrado sobre un lecho de arena y en una zanja de al menos 40 cm de profundidad.
  - Ir en caso necesario en bandejas debajo de los módulos sujetas a la estructura de soporte de módulos al aire.
- Disponer de cables con una sección tal, que asegure que la caída de tensión en el conjunto del generador y entre este y la entrada de la siguiente tapa de la instalación (regulador, inversor, etc.), no supere el 1.5% de la tensión nominal, en cualquier condición de operación.
- Disponer de cajas de conexión situadas entre 30 - 50 cm sobre el nivel del suelo.

Las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir en todo momento el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, RD 842/2002 de 2 de agosto, que tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y las garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas de B.T., con la finalidad de:

- Preservar la seguridad de las personas y los bienes.
- Asegurar el normal funcionamiento de dichas instalaciones y prevenir las perturbaciones en otras instalaciones y servicios.
- Contribuir a la fiabilidad técnica y a la eficiencia económica de las instalaciones.

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>	21/4 2023
Habilitación Profesional VALINO COLAS, CARLOS	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)




Al tratarse de una instalación a la intemperie, se debe tener en cuenta la ITC-BT-30 en su apartado 2: Instalaciones en locales mojados, dado que en ella se indica que se consideran como locales mojados las instalaciones a la intemperie, con lo que resulta preceptivo tener en cuenta las indicaciones de la citada ITC.

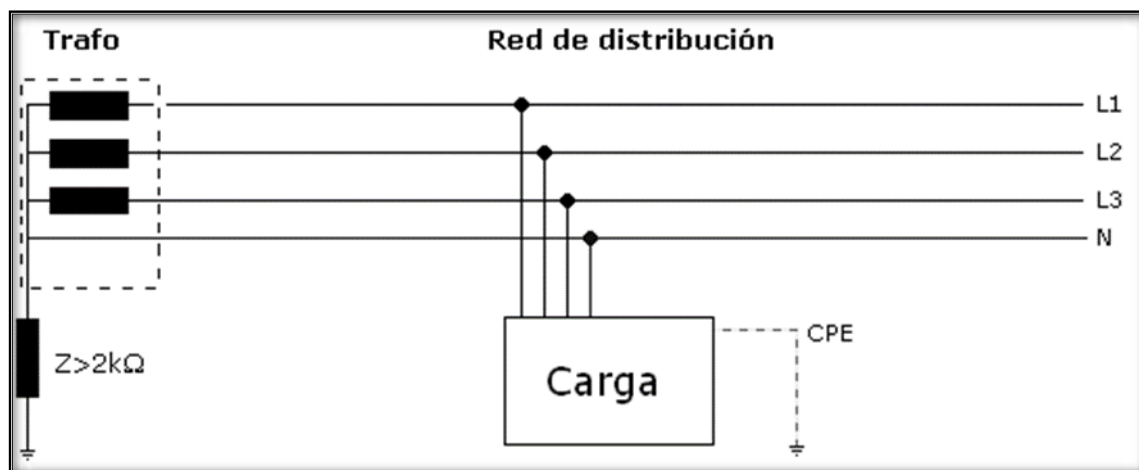
En el resto de las instrucciones complementarias del REBT también se encuentran otros apartados que resultan de aplicación para la instalación proyectada, se citan a continuación las ITC más significativas que definen las medidas de seguridad que se deben cumplir:

- ITC-BT-08 Sistemas de conexiones del neutro y de las redes de distribución de energía eléctrica.
- ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT-22 Protección contra sobre intensidades.
- ITC-BT-23 Protección contra sobretensiones.
- ITC-BT-24 Protección contra los contactos directos e indirectos.

Para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobre intensidades, así como de las especificaciones de la aparamenta encargada de tales funciones, será preciso tener en cuenta el esquema de distribución empleado. Los esquemas de distribución se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de evacuación, por un lado y de las masas de la instalación generadora, por otro.

El esquema seleccionado es un esquema IT (ver figura correspondiente), no hay ningún punto de la evacuación conectado directamente a tierra y las masas de la instalación de generación están puestas directamente a tierra.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



Esquema IT

En este esquema la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra, tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.

La limitación del valor de la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra se obtiene bien por la ausencia de conexión a tierra en la alimentación, o bien por la inserción de una impedancia suficiente entre un punto de la evacuación (generalmente el neutro) y tierra.

Por ello, en estas redes se permite tener una falta monofásica a tierra sin disparo de las protecciones, siendo reglamentario disponer de relés detectores de falta a tierra (relés de aislamiento) que avisen de la existencia de una falta a tierra para su rápida detección y eliminación.

### 5.5.1. CONSIDERACIONES SOBRE INSTALACIONES EN EXTERIOR

#### 5.5.1.1. Canalizaciones

Las canalizaciones serán estancas, utilizándose para terminales, empalmes y conexiones de las mismas, sistemas y dispositivos que presenten el grado de protección correspondiente a las proyecciones de agua, IPX4. Las canalizaciones prefabricadas tendrán el mismo grado de protección IPX4.

- Instalación de conductores y cables aislados en el interior de tubos  
Los conductores tendrán una tensión asignada de 450/750 V y discurrirán por el interior de tubos: - Empotrados: según lo

especificado en la ITC-BT-21. - En superficie: según lo especificado en la ITC-BT-21, pero que dispondrán de un grado de resistencia a la corrosión 4.

- Instalación de cables aislados con cubierta en el interior de canales aislantes. Los conductores tendrán una tensión asignada de 450/750 V y discurrirán por el interior de canales que se instalarán en superficie y las conexiones, empalmes y derivaciones se realizarán en el interior de cajas.

#### 5.5.1.2. Aparamenta

Se instalarán los aparatos de mando y protección y tomas de corriente fuera de estos locales. Cuando esto no se pueda cumplir, los citados aparatos serán, del tipo protegido contra las proyecciones de agua, IPX4, o bien se instalarán en el interior de cajas que les proporcionen un grado de protección equivalente.

#### 5.5.1.3. Dispositivos de protección

De acuerdo con lo establecido en la ITC-BT-22, se instalará, en cualquier caso, un dispositivo de protección en el origen de cada circuito derivado de otro que penetre en el local mojado.

#### 5.5.1.4. Aparatos móviles o portátiles

Queda prohibido en estos locales la utilización de aparatos móviles o portátiles, excepto cuando se utilice como sistema de protección la separación de circuitos o el empleo de muy bajas tensiones de seguridad, MBTS según la Instrucción ITC-BT-36.

#### 5.5.1.5. Receptores de alumbrado

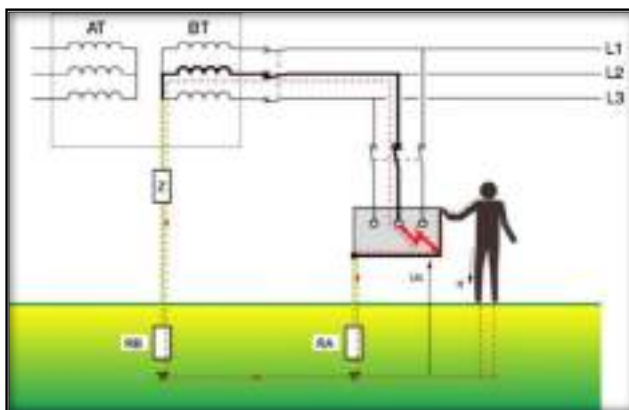
Los receptores de alumbrado estarán protegidos contra las proyecciones de agua, IPX4. No serán de clase 0.

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>	21/4 2023
Habilitación Profesional VALINO COLAS, CARLOS	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)

### 5.5.2. PROTECCIÓN CONTRA LOS CONTACTOS DIRECTOS

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Siguiendo las indicaciones de la REBT-BT-24, que indica los medios que se pueden emplear y que están definidos en la Norma UNE 20.460-4-41, se opta por:

- Protección por aislamiento de las partes activas, las partes activas estarán recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Respecto a los módulos fotovoltaicos, cumplirán con las normas eléctricas y de calidad IEC 61215 y UNE-EN 61.730, serán de clase II de protección, es decir, disponen de un aislamiento doble o reforzado lo que permite utilizarlos sin medios de protección por puesta a tierra.
- Protección por medio de barreras o envolventes, las partes activas estarán situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IPXXB, según UNE 20.324.
- Las partes activas en la instalación serán los componentes de los centros de seccionamiento y protección (Cajas de Nivel o CN), que se situarán sobre las estructuras. Para cumplir con lo antes indicado se instalarán únicamente en cajas acordes a la Norma UNE-EN 60.439-1 y que tengan un grado de protección IP65 e IK08 según EN 60.259. La distribución y forma en que estarán interconectados las Cajas de nivel se adjuntan en el "PLANO 05: UNIFILAR DE BAJA TENSIÓN".
- Dispositivos de protección de máxima corriente. En caso que después de un primer defecto fase-tierra se produzca un segundo, se producirá un cortocircuito que provoca la intervención de los dispositivos de corte y desconexión automática.



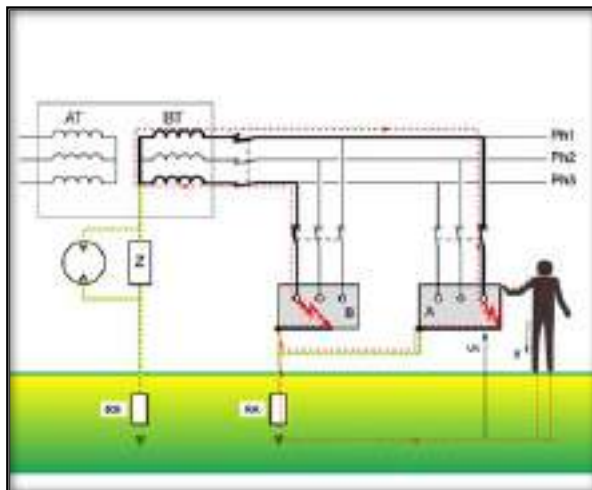
*Protección contra contactos directos.*

### 5.5.3. PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

Al tratarse de un esquema IT, en caso de que exista un solo defecto a masa o tierra, la corriente de fallo es de poca intensidad y no es imperativo el corte. Sin embargo, tal y como indica el REBT-BT-24 se tomarán medidas para evitar cualquier peligro en caso de aparición de dos fallos simultáneos, según se indica a continuación:

- Controladores permanentes de aislamiento situados en el inversor para la entrada de corriente continua y en el cuadro de protección de entrada al transformador para la salida de corriente alterna. Estos controladores de aislamiento activarán una señal acústica o visual en caso de un primer defecto fase-tierra que avise de la existencia de la falta para su rápida detección y eliminación, dando orden de apertura en caso de un segundo defecto. La continuidad de la explotación ante un primer defecto a tierra se produce ya que al no existir bucle de defecto (circuito cerrado) no se produce intensidad de defecto y por consiguiente, no hay disparo de los aparatos de corte por intensidad de defecto, por lo que la instalación puede seguir funcionando con normalidad.
- Circuitos de módulos a stringbox.: previo a las entradas de los inversores se establecerán cajas de nivel o stringboxes con protección superior a IP55 para evitar dichos contactos directos.

- El inversor lleva integrado un sistema de protecciones entre las que se encuentran además de la protección de entradas con fusibles, la monitorización del aislamiento y la protección integrada contra sobre corriente y sobretensión.



*Protección contra contactos indirectos.*

#### 5.5.4. PROTECCIÓN CONTRA SOBRE INTENSIDAD

El REBT en su ITC-BT-22 exige que todo circuito se encuentre protegido contra los defectos de las sobre intensidades que puedan presentarse en el mismo. Se debe realizar la protección contra sobrecargas, para ello, los fusibles o interruptores automáticos instalados deberán garantizar el corte del circuito a una intensidad menor que la intensidad máxima admisible en los conductores.

- Circuitos de módulos a stringbox.: las cajas de nivel o stringboxes agruparán cadenas con fusibles en al menos un borne con fusibles de cadena.
- El inversor llevará en su entrada los fusibles calculados en el anejo de cálculos y/o dispositivos de maniobra o apertura de desconexión de los stringboxes asignados a dicha entrada.

#### 5.5.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

La incidencia que la sobretensión puede tener en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio es función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones, su instalación y ubicación.
- La existencia de una adecuada red de tierras.

Los Stringboxes, además de los inversores de cadena, dispondrán de un descargador de sobretensiones tipo II, que se corresponde con un nivel de protección de sobretensión de 4 kV, y que deriva a tierra cuando  $U > 1.500 \text{ V}$ . Su necesidad deriva de las sobretensiones que se producen en caso de un defecto a tierra.

#### 5.5.6. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

Para asegurar la imposibilidad de accidentes por contactos indirectos en la parte de continua de la instalación, el inversor dispone de detección de fallos de aislamiento.

Se realizará una separación física de los elementos susceptibles de estar en tensión de la parte de continua y se separarán los positivos y negativos de la instalación a fin de evitar un contacto simultáneo accidental de alguna persona con ambos polos. Todos los componentes de la parte de corriente continua serán de aislamiento clase II, esto incluye: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.

Se instalarán fusibles o interruptores en cada rama de módulos fotovoltaicos conectados en serie, en al menos uno de los 2 polos. Si se produjese alguna anomalía que implicase el paso de una corriente muy superior a lo normal por una rama, el fusible o interruptor realizaría su función impidiéndolo. Además, los fusibles o interruptores permiten el seccionamiento de todas las ramas para las tareas de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo.

Sobre el generador fotovoltaico se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de corriente continua del inversor mediante dispositivos de protección clase II (integrado en el inversor y las cajas de nivel) y a través de varistores de vigilancia térmica.



### 5.5.7. CABLEADO

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de corriente alterna sumadas la parte de BT y la de AT, tendrán una sección tal que la caída de tensión media, sea inferior del 2%, teniendo en el caso de la CC como referencia la tensión de trabajo de los módulos en condiciones STC y en AC la nominal de salida de los inversores.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123 y con un aislamiento mínimo de 1.500V.
- Se utilizarán arquetas de medida suficientes para la interconexión del cableado. Se sellarán los tubos, una vez introducidos los cables, con espuma de poliuretano o similar para evitar la entrada de roedores.

### 5.6. PUESTA A TIERRA

La instalación de puesta a tierra de la Planta Solar Fotovoltaica se deberá realizar teniendo en cuenta la ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra, y la ITC-BT 18: Instalaciones de puesta a tierra.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica, esta separación galvánica se realizará por medio del transformador de MT/BT asociado a los inversores.

Los marcos de los módulos, la estructura soporte de los seguidores, y los inversores se conectarán a tierra a través de picas de cobre. La configuración de



las mismas debe ser redonda, de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno, evitando que la pica se doble debido a la fuerza de los golpes.

Se utilizarán picas de 2 m de largo y con un diámetro de 14 mm<sup>2</sup> con cable de cobre desnudo según la ITC-RAT 13, y la ITC-BT 18. Estas picas se interconectarán creando una red de tierras por medio de cable desnudo de Cu de 35 mm<sup>2</sup>.

Las instalaciones de M.T. de los edificios estarán dotadas de la tierra de protección y la tierra de servicio de forma que se evite transmitir tensiones peligrosas de M.T. a los equipos de B.T. Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Los chasis y seguidores de aparatos metálicos.
- Las envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las carcasas de los transformadores.

La puesta a tierra de protección estará formada por una malla perimetral compuesta por un cable de Cu desnudo de 35 mm<sup>2</sup> y picas de 2 m de largo y con un diámetro de 14 mm<sup>2</sup> situadas en las esquinas de los edificios.

La tierra de servicio estará formada por picas 2 m de largo y con un diámetro de 14 mm<sup>2</sup> conectadas con un cable de Cu aislado de 35 mm<sup>2</sup>.

Las tierras de servicio y protección estarán unidas entre sí, y entre las tierras del resto de centros de la central, formado una configuración de tierra única para toda la Planta Solar fotovoltaica.

Tener en cuenta además que al estar las estructuras de los seguidores solares hincadas en la tierra estas actúan además como una gran malla de tierra reduciendo enormemente las tensiones de paso/contacto de la instalación.

Ver detalles en los planos:

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS</a>	21/4 2023
Habilitación Profesional	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) VALINO COLAS, CARLOS

- 08.02: BLOQUETIPO: CONFIGURACIÓN DE PAT Y ZANJAS
- 09.2-DETALLE DE ZANJAS: CORRIENTE ALTERNA MT
- 09.3-DETALLE DE ZANJAS: CONEXIÓN A TIERRA

## 5.7. EQUIPOS A MONITORIZAR

La Planta Solar Fotovoltaica está compuesta por una serie de equipos activos que participan en el proceso de generación eléctrica o proporcionan información relevante para la operación y el mantenimiento adecuado de la Planta Solar.

Todos estos equipos disponen de un sistema de control propio que gestiona su funcionamiento, y proporcionan información de las variables más importantes del equipo. Cuentan además con puertos de comunicación para la integración en el sistema de monitorización de la Planta Solar.

Además de estos elementos activos en la Planta Solar hay una serie de instrumentos y equipos que proporcionan señales discretas (analógicas o digitales) que se han integrado en el sistema de monitorización mediante equipos de adquisición de señales. A continuación, se detallan los equipos de campo principales suministrados por terceros que quedan integrados en el sistema de monitorización:


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

Equipo	Variable
Contador eléctrico	Energía acumulada exportación
	Energía acumulada importación
	Potencia activa
	Potencia reactiva
	Factor de potencia
	Tensión por fase y promedio
	Corriente por fase y promedio
Inversor	Energía acumulada
	Potencia Activa
	Potencia Reactiva
	Factor de potencia
	Tensión DC
	Corriente DC
	Tensión AC (por fase y promedio)
	Corriente AC (por fase y Promedio)
	Frecuencia de red
	Temperatura interna
	Eficiencia
	Funcionamiento ventiladores
	Modo de trabajo
	Status/alarma
Transformador	Temperatura
Cabina de media tensión	Estado seccionador/interruptor

## 5.8. SISTEMA DE SEGURIDAD

La central estará dotada de un sistema de seguridad adecuado contra la intrusión, robo, daño u otra actividad que pueda afectar a la Planta Solar.

El sistema de seguridad tendrá al menos los siguientes componentes:

- Video vigilancia.
- Analítica del video y sistema de gestión de video inteligente.
- Inspección y mantenimiento.
- Alimentación continua.

Los dispositivos de detección y cámaras deben estar conectados correctamente mediante fibra o cables de comunicación. El sistema de Transmisión/Comunicación debe permitir largas grabaciones y captación de datos de cámaras de video y sensores. Las cámaras deben estar comunicadas mediante anillos de comunicación para permitir redundancia.

El sistema de seguridad al completo estará conectado directamente a la red LAN/WLAN TCP/IP a través del Puerto Ethernet del grabador de video.

La arquitectura del sistema de seguridad incluye los siguientes puntos:

- CCTV: instalada a lo largo de la valla perimetral y basado en cámaras térmicas IP colocadas en postes.
- Protección de la caseta del inversor y del transformador mediante cámaras IP.
- Alarma acústica y sistema PA basado en altavoces exponenciales.
- Cable de la unidad de detección: cable de alimentación y de señal.
- Sistema de almacenamiento y grabación.
- Análisis de grabación y programa de gestión.
- Equipamiento para la monitorización del centro de control.
- Puerta automática.

Todos los elementos relevantes y equipos del sistema de seguridad cumplirán con los requerimientos de seguridad o medioambientales.

Se instalará un centro de control de alarma que estará en contacto directo con el personal de Planta e incluirá un sistema de asistencia con llamada "SOS" que conectará con la central de emergencias más cercana. Este centro tendrá seguridad durante las 24 horas.

### 5.9. RESUMEN: DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL

La Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén está planteada con paneles de 685 Wp cada uno, con un total instalado de 11.424 paneles, obteniendo una potencia instalada de 7,82544 MWp. Estos paneles se agrupan eléctricamente en serie, formando cadenas o "strings" de 28 unidades cada uno, dando lugar a un total de 408 strings.

Los módulos están montados sobre seguidor a un eje, orientado de norte a sur, que le permite pivotar en dicho eje, rotando sus módulos de este a oeste, en un rango de 120°, entre  $\pm 60^\circ$  de inclinación de cada estructura, con una disposición de 1x28 paneles, (1 string por seguidor) haciendo un total de 28 módulos en disposición vertical (1V).

Los 6 bloques unitarios se reparten en:

- Tipo 1, de 68 strings (en 68 seguidores) del que hay 6 unidades.

Ellos conforman:

- 408 strings colocadas en 408 seguidores y en total 11.424 módulos en todo el parque.

Cada uno de los 6 bloques unitarios, incluye un inversor que transforma la corriente continua generada por los módulos, en corriente alterna con una tensión de salida de 450 V.

Para facilitar la conexión de los strings que llegan a cada inversor, se agrupan en un primer nivel en las llamadas Cajas de Nivel, Cajas de String, "stringbox" o "Combiner Box", simplificando la llegada de los cables de corriente continua hasta cada uno de los inversores.

Los 6 bloques se agrupan entre sí para elevar la tensión de salida en 4 Centros de Transformación e Inversión (CTI).

Cada CTI incluye 2 inversores y su correspondiente transformador de media tensión para todos los inversores contenidos en el mismo y las celdas de MT de entrada y salida por inversor. La potencia total de los 6 bloques es de 7,014 MW a 30°C.

El resumen de la configuración de la central es el siguiente:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA " HIBRIDACIÓN RODÉN"		
POTENCIA NOMINAL (MW)	7,00 a 30°C y f.p. 0,998	
POTENCIA EN MODULOS. (MWp)	7,82544	
Descripción	CT 2 inversores	Total de la Central
Centro de Transformación	3	3
Inversores / Tipo Centro de Tx.	2	6

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HIBRIDACIÓN RODÉN		
POTENCIA NOMINAL (MW)	7,00 a 30°C y f.p. 0,998	
POTENCIA EN MODULOS. (MWp)	7,82544	
Cantidades por bloque tipo	BT1	Total de la Central
Strings	6x68	408
Cajas de nivel	4 de 16 + 1 de 4	15: 4x3 + 1x3
Entradas / Caja CN	6x4x16+6x4	408
Producciones/ radiación por bloque tipo	BT1	Total de la Central /media
Módulos	6x1.904	11.424
Producción Energética (MWh / año)	6x2.516,16	15.097
Producción Especifica (kWh / kWp / año)	1.929	1.929

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HIBRIDACIÓN RODÉN		
POTENCIA NOMINAL (MW)	7,00 a 30°C y f.p. 0,998	
POTENCIA EN MODULOS. (MWp)	7,82544	
Radiación global Incidente (kWh / m2 / año)	2.200,7	2.200,7

## 6. BASES DE DISEÑO

### 6.1. NORMATIVA

En la confección del presente proyecto, así como en la futura construcción de las instalaciones, se han tenido presente todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

#### 6.1.1. OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAL

- Real Decreto 1247/2008 de 18 de julio del Ministerio de Fomento, por el que se aprueba la Instrucción de Hormigón estructural (EHE-08).
- Real Decreto 314/06 de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 956/2008 de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC-08).
- R.D. 1313/88, de 28 de octubre, y la modificación de su anexo realizada por la O.M. de 4 de febrero de 1992, por el que se declara obligatoria la homologación de cementos para prefabricación de hormigones y morteros para todo tipo de obras y productos prefabricados.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales, aprobado por O.M. de 6 de febrero de 1976, en adelante PG-3/75, y sus revisiones posteriores.
- Norma 3.1.IC. trazado del Ministerio de Fomento.
- Norma 6-1, 6-2 y 6-3 I-C "Secciones de firme" y "Refuerzos de firme".
- Recomendaciones para el diseño de intersecciones.
- Normativa local vigente



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## 6.1.2. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus ITC-BT-01 a 52.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en BOE Nº 224 de 18 de septiembre de 2003.
- Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1183/2020, De 29 de diciembre de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Ministerio de Industria y Energía. Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de Autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Normas y Recomendaciones de la Compañía Suministradora en general.
- Instrucciones y normas particulares de la compañía Suministradora de Energía Eléctrica
- Normas de UNESA


<p>COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a></p>
<p>21/4 2023</p>
<p>Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS</p>

### 6.1.3. EQUIPOS.

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE. Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 6910, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales, UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento, y según la IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

### 6.1.4. SALUD Y SEGURIDAD

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.

- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.
- O.C. 300/89 P y P, de 20 de marzo, sobre "Señalizaciones de Obras" y consideraciones sobre "Limpieza y Terminación de las obras".
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

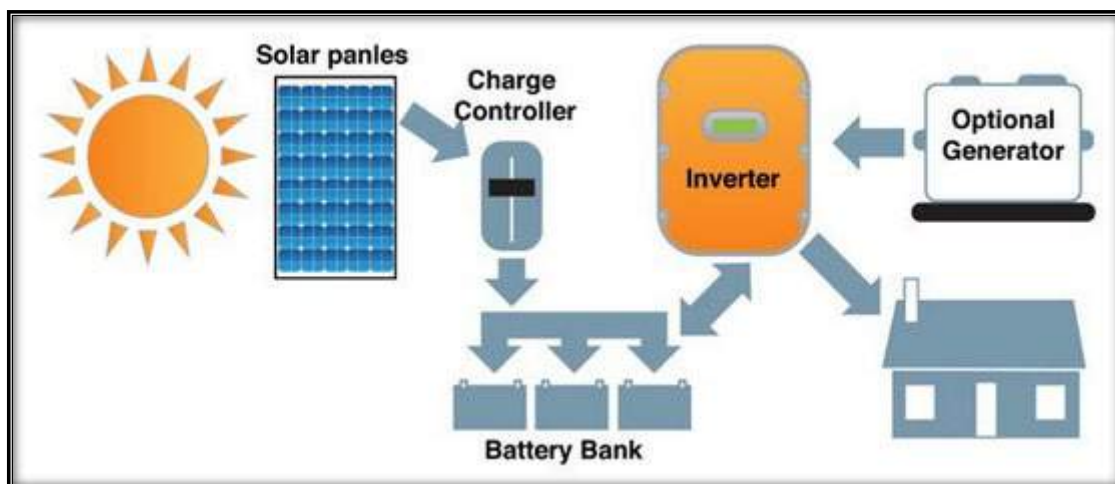
	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS</a>	21/4 2023
Habilitación Profesional VALNO COLAS, CARLOS	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)

- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.
- Real Decreto 2204/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

## 6.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica son variadas, pudiendo separarse, en dos grandes grupos:

- **Instalaciones Aisladas de la Red.**

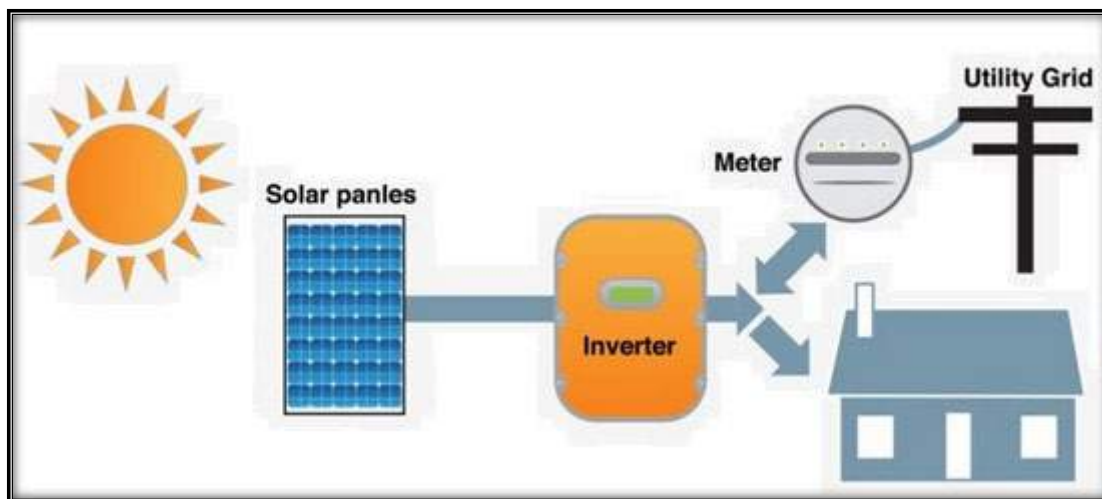


Fuente: Silicon Solar, NY

Son aquellas, que generan su propia energía por sus propios medios. Lo más común es con paneles solares fotovoltaicos, aunque cuando las instalaciones

aisladas son de un cierto tamaño, la generación puede incluir una combinación híbrida con generación de mini turbina eólica y apoyo de generador, normalmente de diésel, para garantizar un confort de la instalación.

- **Instalaciones conectadas a la Red.**

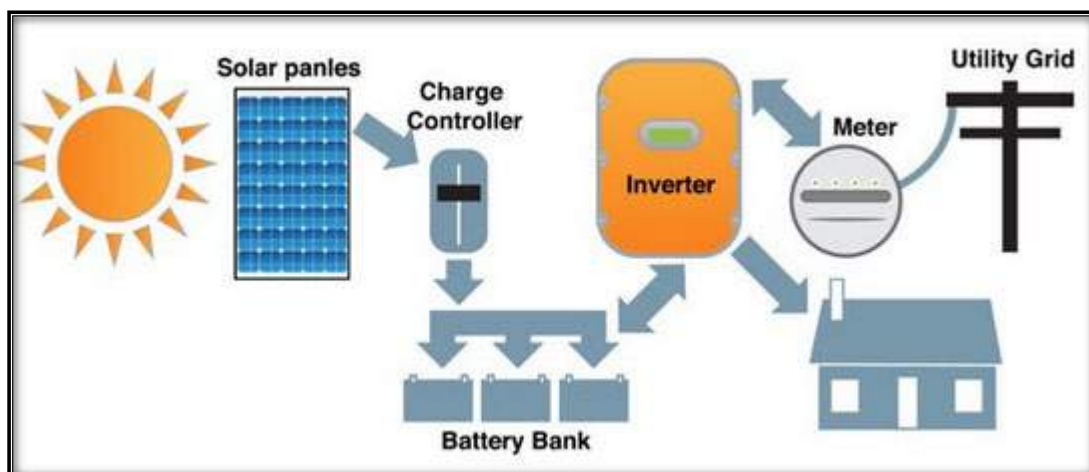


Fuente: Silicon Solar, NY

Las instalaciones conectadas a red, no incluyen sistema de almacenamiento de baterías, ya que toda energía que se produce se vierte a la red eléctrica, por lo que no hay necesidad de acumulación.

- **Instalaciones de Autoconsumo.**

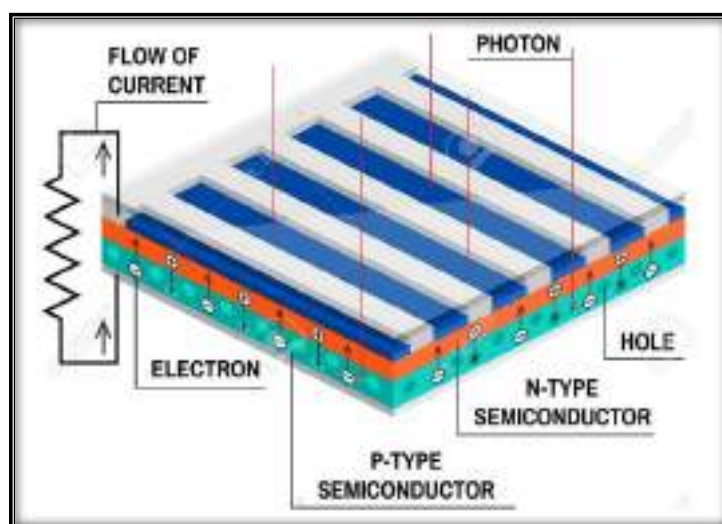
Dentro de las instalaciones conectadas a red, pero estructuralmente, más parecidas a las instalaciones aisladas, son las instalaciones de autoconsumo. Ya que son instalaciones que, aunque están conectadas a red, para suministrar aquellos consumos que en el uso diario no se pueden suplir en el 100% por autogeneración, estructuralmente son como instalaciones aisladas, cuyo sistema de apoyo de generación, en lugar de ser un generador de gasóleo es la red eléctrica.



Fuente: Silicon Solar, NY

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la línea eléctrica, han sido objeto de un interés creciente durante los últimos años en todos los países industrializados. Actualmente solo un porcentaje muy pequeño de la electricidad se utiliza en instalaciones aisladas de las redes eléctricas.

- **Principio de funcionamiento**



Fuente: [www.renovablesverdes.com](http://www.renovablesverdes.com)

La energía solar fotovoltaica basa su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico, que transforma la radiación electromagnética del Sol, en energía eléctrica, al impactar fotones en los dispositivos electrónicos llamados células fotovoltaicas constituidos por materiales semiconductores artificiales que se encuentran conectadas entre sí en serie / paralelo para cumplir con requisitos de tensión y corriente establecidos en el panel.




En este tipo de sistemas, la energía generada por los módulos fotovoltaicos consistente en energía eléctrica de CC que pasa directamente a un inversor CC/AC que convierte la tensión continua en alterna, inyectando la energía producida en la red eléctrica.

Las instalaciones fotovoltaicas son instalaciones eléctricas de baja tensión (que posteriormente pueden conectarse a sistemas de alta tensión) y por lo tanto están sujetas a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. La instrucción técnica complementaria ITC 40 "Instalaciones generadoras de baja tensión" se aplica a las instalaciones generadoras, entendiéndose como tales, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica.

La transformación directa de la energía solar en electricidad mediante conversión fotovoltaica presenta como principales ventajas:

- Sencillez.
- Fiabilidad.
- Operatividad.
- Fácil instalación.
- Recurso abundante.
- Recurso gratuito.
- Recurso inagotable.
- Generación distribuida
- Modularidad y Escalabilidad.
- Vida útil elevada.
- Costes por mantenimientos reducidos.
- No produce ruidos.
- No emite emisiones nocivas o gases contaminantes.

	
<p>COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a></p>	<p>21/4 2023</p>
<p>Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS</p>	



### 6.3. CRITERIOS DE ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén, se ha identificado como un punto excelente para el aprovechamiento y explotación comercial de la energía solar a través de módulos fotovoltaicos.

Los criterios en los que se basa la definición del potencial solar de un emplazamiento son:

- Orientación respecto al Sol.
- Facilidad de accesos hacia el emplazamiento.
- Tipología del terreno.
- Ausencia de valles u obstáculos similares alrededor.
- Fuera de zonas de protección especial de flora o fauna

En este caso, se trata de terrenos con escasa vegetación o cultivo y bien orientados respecto a la trayectoria solar.

Estos criterios han sido confirmados por el programa de simulación (PVSyst) que asegura la existencia de una radiación suficientemente buena para la explotación de la central.

### 6.4. RECURSO ENERGÉTICO Y SOFTWARE DE CÁLCULO

Para la planificación de una instalación de aprovechamiento solar, se debe partir de una estimación lo más precisa posible de radiación para el emplazamiento previsto. Un buen pronóstico de ubicación y de rendimiento apoya la decisión del futuro explotador de la instalación.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

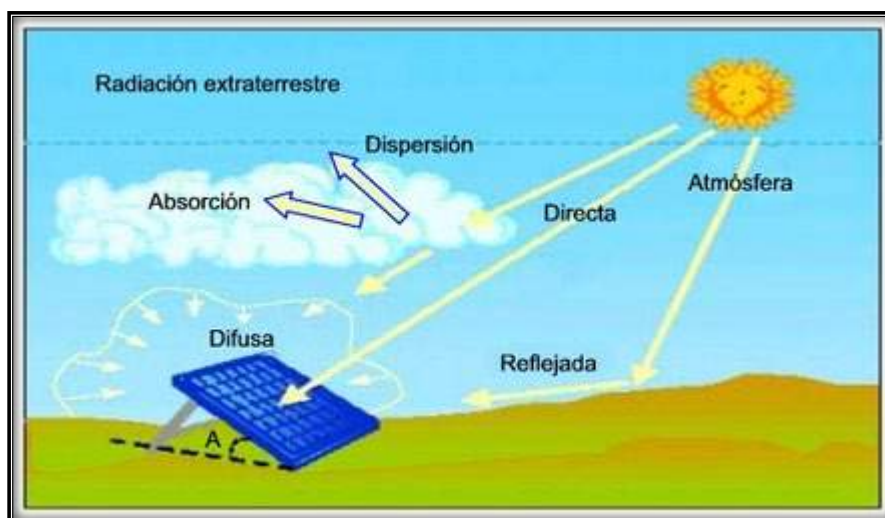
- **Radiación solar**



Fuente: AEMET

Se debe tener en cuenta que para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar emitida, debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la energía final recibida.

- **Radiación global sobre el módulo FV**

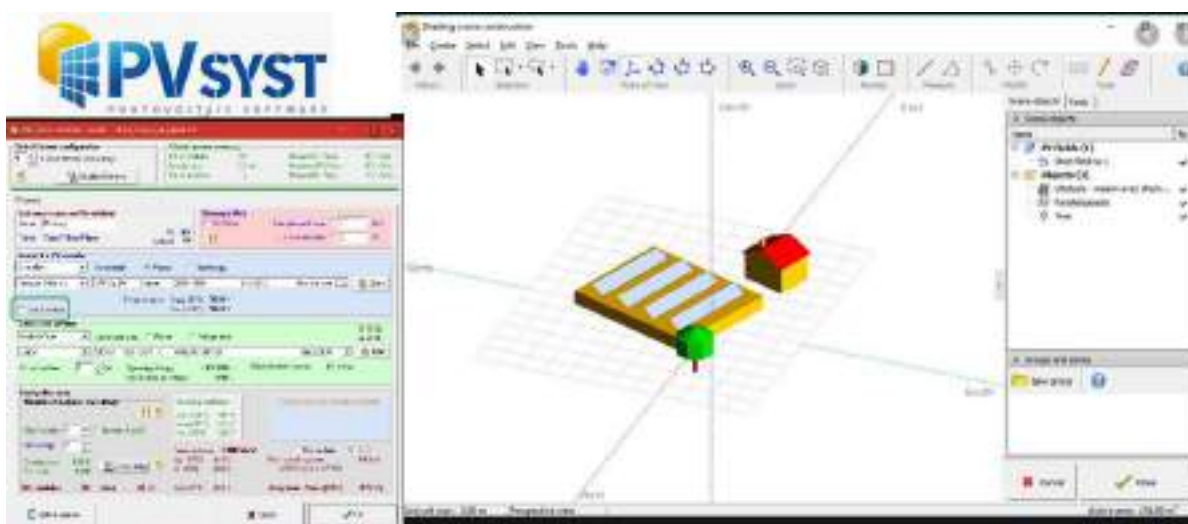


Fuente: Escuela técnica superior de Ingeniería de Sevilla.

La radiación global incidente sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes: la componente directa, la componente difusa y la componente de albedo (o reflejada), como se ve en la imagen anterior.

Para determinar las condiciones de recurso en el emplazamiento se ha empleado la herramienta PVSYST, que originalmente se constituyó como un software del grupo de Energía de del Instituto de Ciencias del Medio Ambiente de la Universidad de Ginebra y fue desarrollado por el mismo hasta la versión 5.4, a partir de la cual se constituyó como iniciativa empresarial independiente.

### PVSYST



Se ha utilizado la versión 7.2 por ser la más reciente.

Una vez finalizado en análisis del recurso es muy importante analizar la topografía y la influencia de las sombras que causan los diferentes elementos y/o los mismos paneles sobre otros.

Además, es importante analizar el tipo de módulo e inversor, ya que esto nos permitirá predecir otro conjunto de pérdidas adicionales en el sistema eléctrico como son: pérdidas por temperatura, suciedad, cableado, mismatch (pérdidas por compatibilidad en las magnitudes de corriente y tensión de los módulos), etc.

El análisis integral de todos los elementos anteriores nos permitirá calcular las producciones mensuales, anuales, horas específicas de trabajo del sistema evaluado mediante el programa PVSyst, y otros factores importantes como el

Performance Ratio (Factor de Rendimiento). El estudio de producción se ha realizado a partir de los datos proporcionados por Meteonorm para el emplazamiento:

MES	Hh	D/G	T24H
ENERO	58,2	25,38	6,51
FEBRERO	82,5	32,31	7,67
MARZO	132,2	50,44	11,18
ABRIL	164,1	60,40	13,94
MAYO	201,5	75,61	18,18
JUNIO	215,5	74,59	22,79
JULIO	229,0	73,19	25,47
AGOSTO	199,9	59,93	25,11
SEPTIEMBRE	149,4	49,08	20,65
OCTUBRE	103,2	41,37	16,45
NOVIEMBRE	64,3	30,15	10,21
DICIEMBRE	49,5	25,37	6,56
<b>ANUAL</b>	<b>1649,2</b>	<b>597,81</b>	<b>15,44</b>

En donde:

Hh: Irradiación en plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/day)

D/G: Ratio de irradiación global difusa (-)

T24H: 24 horas de temperatura promedio (°C)

## 6.5. CRITERIO DE BASES DE DATOS UTILIZADAS

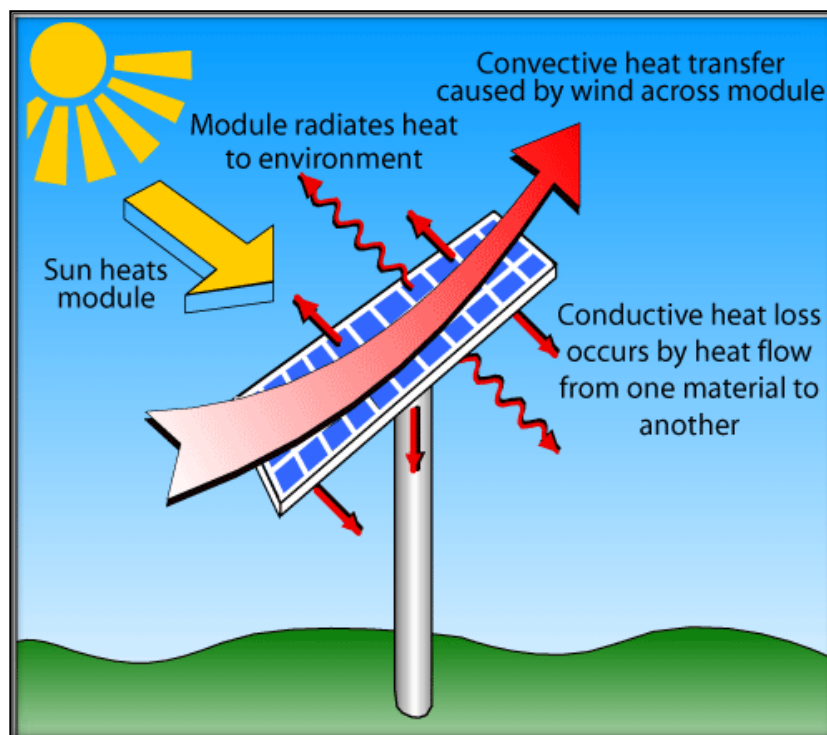
Los datos de radiación necesarios para los cálculos de energía que producirá la Planta Solar fotovoltaica fueron obtenidos de la base de datos de Meteonorm que es un Centro de Investigación Común que ofrece una base de datos y proporciona acceso interactivo a los recursos y potencial solar fotovoltaico.

## 6.6. METEOROLOGÍA UTILIZADA

A partir de los datos meteorológicos del punto de construcción de la central, verificación de la topografía del emplazamiento a través del Instituto Geográfico Nacional "IGN", cumplimiento de normativas, verificación bibliográfica de cálculos y utilización de herramientas de trabajo como ser AutoCAD, hojas de cálculo en Excel y PVSyst, se realizaron los cálculos energéticos y análisis de dimensionamiento de la instalación.

## 6.7. PÉRDIDAS DE LA CENTRAL

### 6.7.1. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA



Fuente: pveducation.org

La temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos depende de los factores ambientales como Irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. En los módulos fotovoltaicos actuales se producen pérdidas de potencia del orden del 0,36 - 0,5% por cada 1°C de aumento de la temperatura de trabajo de la célula desde los 25°C, establecido como la temperatura de fabricación en las

condiciones estándar de medida STC. El módulo presentará menores valores de potencia a mayores temperaturas ambientales y de trabajo.

Para calcular la temperatura media de trabajo de los módulos fotovoltaicos se utiliza la siguiente formula:

$$T_{célula} = T_{amb} + (T_{onc} - 20) * I/800$$

Siendo:

$T_{amb}$ : Temperatura del ambiente en las horas de sol.

$T_{onc}$ : Temperatura de operación nominal del módulo que corresponde a una irradiación solar de 800W/m<sup>2</sup>, con viento de velocidad de 1 m/s y 20°C de temperatura ambiente.

$I$ : Irradiancia solar media del mes considerado.

%Pérdidas por temperatura =  $T_{célula} * Coef_{pérdidas}$ .

### 6.7.2. PÉRDIDAS POR SOMBRA

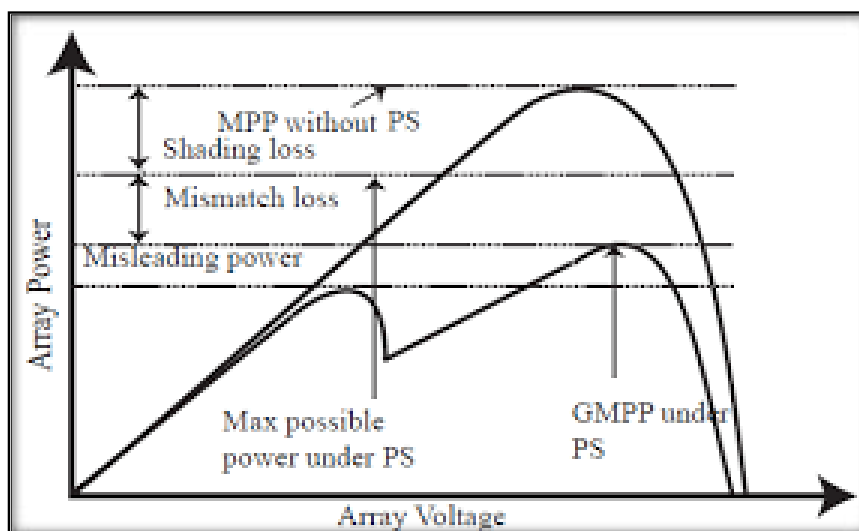
En muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre los generadores fotovoltaicos. Estas sombras conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de pérdidas por conexión a las que puedan dar lugar.

En el caso que nos ocupa, las posiciones de los seguidores, ya se han tenido en cuenta los posibles efectos de sombra- Además, los seguidores incluyen un sistema llamado "backtracking", mediante el cual cuando por la posición del sol las bancadas van a hacerse sombra entre sí, bajan automáticamente y gradualmente su inclinación, para ir evitando dicha sombra, de este modo no se sombrean nada entre sí, hasta que ya es una hora en la que no se necesita usar este sistema, lo cual impide que se reduzca la producción y el Performance ratio de la instalación por sombreados.



### 6.7.3. PÉRDIDAS POR CONEXIONADO “MISMATCH”

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico.



Los diversos puntos de trabajo de los módulos hacen que el punto común no sea el perfecto ni para unos ni para otros.

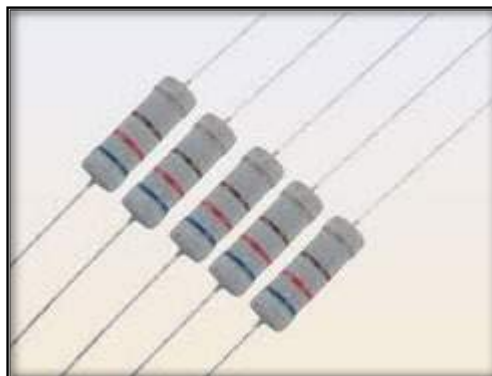
Esto tiene su origen en el hecho de que, si conectamos dos o varios módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie completa, haciendo de cuello de botella de corriente. Como efecto, en esa serie la potencia de cada módulo se limitará a la potencia del módulo de menor potencia.

Estas pérdidas se reducirán mediante una instalación ordenada en potencia (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de bypass, por lo que se consideran valores en torno al 1% - 2,5%.

Los paneles fotovoltaicos serán ordenados por intensidades para minimizar estas pérdidas.



#### 6.7.4. PÉRDIDAS ÓHMICAS EN CABLEADO D.C. Y A.C.

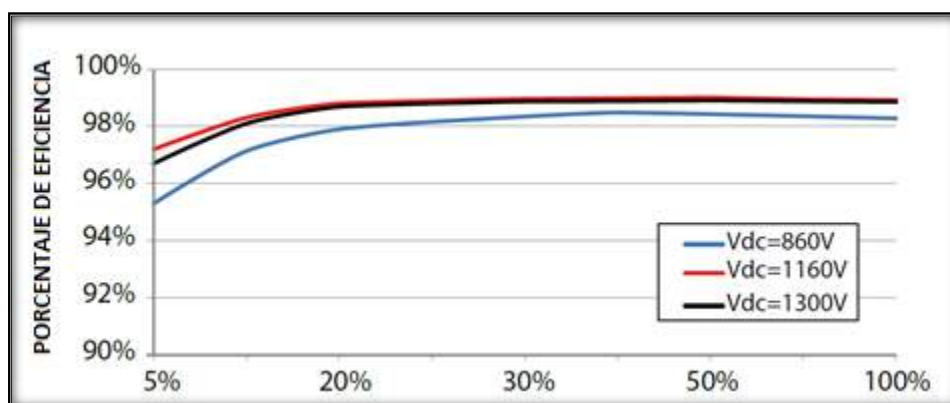


Tanto en la parte DC como en la parte AC de la instalación fotovoltaica se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados (Efecto Joule). Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Los conductores de la parte de CC deberán tener una caída de tensión inferior del 1,5% de media en condiciones STC al igual, los cables de CA deberán tener una caída de tensión inferior al 2%, cumpliendo con las exigencias dadas por el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (PCT-C).

#### 6.7.5. PÉRDIDAS EN INVERSOR

**CURVA DE EFICIENCIA**



Fuente: Sungrow LTD.

Porcentaje de potencia de salida

Los inversores fotovoltaicos se caracterizan por su curva de rendimiento, la cual está en función de la potencia de operación. En la actualidad es

imprescindible seleccionar inversores de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, así como una selección adecuada de su potencia en función de la potencia del sistema generador.

La eficiencia tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema. Además, el inversor hace el seguimiento del punto de máxima potencia por sucesivas aproximaciones, produciendo una ligera pérdida de eficiencia. A su vez, el inversor tiene un transformador que nos asegura la independencia total, tal y como exige el RD 1663/2000, entre la red y los paneles fotovoltaicos, teniendo el inversor una eficiencia europea máxima del 98,5% para los inversores 3700TL C615 de nuestro proyecto.

#### 6.7.6. PÉRDIDAS POR POLVO Y SUCIEDAD



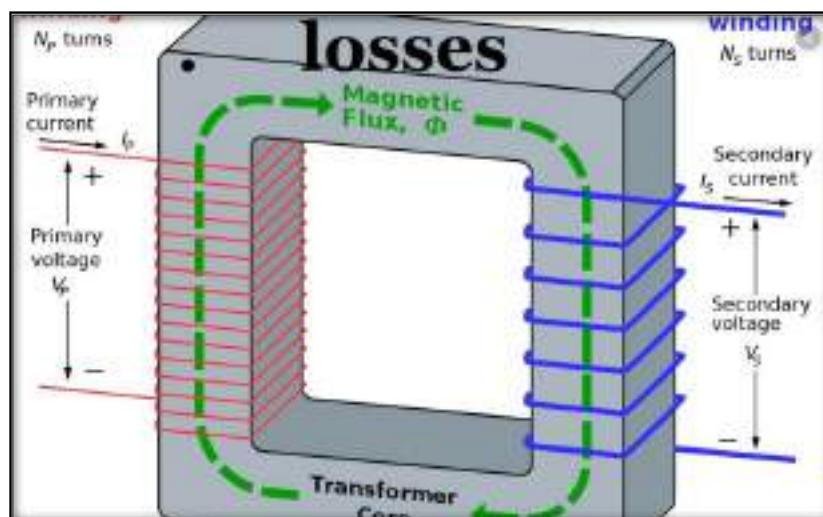
Fuente: Shutterstock.com.

El polvo y/o suciedad tiene el efecto de disminuir la potencia de un generador fotovoltaico por la permanencia de estos elementos en la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Este tipo de pérdida se puede presentar de diferentes maneras como ser la presencia de una capa de polvo uniforme sobre el vidrio templado del módulo, que dará lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico. Por otro lado, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de hojas y/o excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de conexión y a las pérdidas por formación de puntos

calientes. Por normativa se recomienda prever en los dimensionamientos fotovoltaicos pérdidas en el rango de 2% por suciedad y polvo.

#### 6.7.7. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADOR DE BT/MT



Fuente: TES LTD.

Son las pérdidas propias del transformador de media tensión. En los transformadores actuales se estima que no deberán sobrepasar pérdidas equivalentes al 1%.

#### 6.8. CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA.

Aprovechando la herramienta de trabajo PVSyst se ha realizado el cálculo de producción de energía del proyecto, aprovechando el análisis que realiza el programa de las diversas pérdidas descritas, y utilizando parámetros de radiación solar en el emplazamiento establecido para la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén obtenidos de la base de datos de Meteonorm, los resultados se muestran en la siguiente tabla:

MES	EGEN (MWh)	PR (p.u.)
ENE	578	0,932
FEB	807	0,925
MAR	1.178	0,853
ABR	1.455	0,853

MES	EGEN (MWh)	PR (p.u.)
MAY	1.831	0,881
JUN	1.927	0,865
JUL	2.049	0.859
AGO	1.820	0,860
SEP	1.399	0,881
OCT	973	0,904
NOV	615	0,925
DIC	464	0,907
<b>ANUAL</b>	<b>15.097</b>	<b>87,7</b>

En este apartado se analizará, además, el comportamiento del sistema solar fotovoltaico. Al conjunto de pérdidas que se presentan en este tipo de sistemas se le conoce como "Coeficiente de Rendimiento" o "Performance Ratio", el cual expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. Su cálculo se muestra en la siguiente tabla, así como un resumen energético de la misma y de producción:

DATOS DE LA ESTIMACIÓN ENERGÉTICA	
Producción Especifica (kWh/kWp/año)	1.929
Rendimiento de la Instalación (Performance ratio) (%)	87,7
Radiación global Incidente (kWh/m2/año)	2.200,7
Producción Energética Total de la central (MWh/año)	15.097

La central estará formada por 6 bloques de 1,169 MVA, estimando una energía total producida tal y como se refleja en la tabla superior.

Se pueden observar todos los detalles de diseño y generación energética esperada en los estudios realizados en PVSyst, incluidos en el anejo: ANEJO II: ENERGÍA PRODUCIDA.

## 6.9. CRITERIOS DE DIMENSIONADO DE GENERADOR FOTOVOLTAICO.

### 1) Regla de rangos de $V_{mpp}$ de temperatura de trabajo del módulo trabajo.

Para elegir el número de módulos fotovoltaicos en serie debe tomarse en cuenta que la tensión no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor y que el número de ramas que entran al inversor sea elegido de modo que la corriente máxima de entrada no se supere, por ambos márgenes.

Teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto y el coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito, se verifica que se cumplan las siguientes condiciones:

- Los dos valores extremos del voltaje MPP (punto de máxima potencia) se deben de ajustar al rango de tensión MPP del inversor.

El máximo voltaje MPP de los módulos fotovoltaicos se dará cuando estos alcancen la mínima temperatura, que para la ubicación de la instalación observando el histórico de temperaturas mínimas y máximas de la localidad en los últimos años por defecto es de  $-10^{\circ}\text{C}$ , y el máximo de unos  $60^{\circ}\text{C}$  que sirve en la mayoría de las poblaciones de España. Este valor de tensión del String en baja temperatura, debe de estar por debajo del límite superior de tensión MPP del inversor

$$V_{mppt(x^{\circ}\text{C})} = (1 + \Delta T * Coef_{Voc}) * V_{ca(25^{\circ}\text{C})}$$

### 2) Regla de la corriente máxima admitida.

La corriente máxima de cortocircuito que entregan los módulos se dará bajo condiciones de alta temperatura de medida, la cual tomamos como  $+60^{\circ}\text{C}$ . Para este valor de temperatura, la corriente de entrada de las cadenas en paralelo del bloque tipo, considerando la potencia máxima del inversor, corresponderá a un valor de corriente que tiene que ser inferior al máximo de entrada del inversor, establecido por el fabricante, por tanto:

$$I_{entrada(60^{\circ}C)} = \frac{P_{inv(60^{\circ}C)}}{V_{mpp(60^{\circ}C)}}$$

Tomando en cuenta los valores de trabajo del panel e inversor que se muestran en las tablas de los párrafos anteriores de valores de trabajo de inversor y módulos respectivamente, se puede realizar el dimensionado del generador fotovoltaico como se muestra a continuación:

$$N_{s\ Máx} = \frac{V_{Máx. Inv}}{V_{Mód.(-10^{\circ}C)}}$$

Para obtener el número máximo de cadenas que se pueden colocar en paralelo en corriente, hay que tener en cuenta las condiciones de trabajo. Para ello no aplicaremos las corrientes de STC sino las de NOCT de 60°.

Observando la gráfica I-V del módulo en la hoja de datos técnicos del fabricante para una radiación de 800W/m<sup>2</sup> y aplicando el coeficiente de I<sub>sc</sub> del módulo, obtenemos que el valor en estas condiciones

$$N_{string(60^{\circ}C)} = \frac{I_{Máx. Inv}}{I_{STC(800W/m^2)}}$$

### 3) Regla de cantidad máxima absoluta de string para Voc a temperatura fría.-

Esta es la última y más importante regla, que consiste en saber, cuantos módulos se pueden poner, con la cortapisa de la mayor tensión máxima a la que se van a conectar en vacío al inversor.

El inversor, no puede tener, bajo ninguna circunstancia de temperatura o radiación una tensión en los módulos superior a los 1500V. Al no haber protecciones eléctricas para el inversor, se estropearía irreversiblemente. Esta condición se da en una circunstancia extrema que no se suele dar en los 25 años de vida supuesta a la instalación. Aun así, es recomendable no propiciar esta condición de funcionamiento y para ello buscaremos una cantidad de módulos en serie del



string que no lo supere o si lo hace, dentro de los rangos de tolerancia del fabricante.

La peor circunstancia de los módulos que es cuando tienen la máxima tensión debido a máximo frío y máxima radiación en condiciones de Voc (día nublado y muy frío, en el que los módulos por baja radiación no han comenzado a inyectar, y repentinamente se abren las nubes, irradiando el sol a valores cercanos a STC (1000W/m²).

$$V_{oc(-X^{\circ}C)} = (1 + \Delta T * Coef_{V_{oc}}) * V_{ca(25^{\circ}C)}$$

Según los resultados obtenidos en el anejo de cálculos eléctricos en la parte del dimensionado del generador fotovoltaico e inversores tenemos:

DATOS DE DIMENSIONADO	
Nº de paneles por inversor T1	1.904
Vmpp. módulo a 60°C (V)	37,91
Vmpp. módulo a -10°C (V)	45,55
Voc. módulo a 60°C (V)	45,79
Voc módulo a -10°C (V)	53,43
Isc módulo a 60°C (A)	17,24
Mín. Vmpp entrada Inversor (V)	645
Máx. Vmpp entrada Inversor (V)	1300
Máximo Voc entrada Inversor (V)	1500
Máxima lentrada Inversor (A)	1.870
Mínimo Nº módulos en serie a 60°C	28
Máximo Nº módulos en serie a -10°C	28
Nº de ramas máximo	98

Resumen de Dimensionado de la central

Puede observarse el dimensionado en detalle que da como resultado esta tabla en: ANEJO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

La distribución de módulos en serie y paralelo puede verse en los planos 08.0: BLOQUE DE INSTALACIÓN ESTÁNDAR-BLOQUE y 05: UNIFILAR DE BAJA TENSIÓN



## 6.10. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO TOTAL DE INVERSORES

Los sistemas de generación fotovoltaica con interconexión a red eléctrica suelen componerse de dos partes principales:

- Su sistema colector o generación
- Su sistema de transformación

El motivo principal se debe a que los módulos fotovoltaicos, producen su energía en corriente continua (CC), tensión diferente a la Alterna (AC) a la que trabajan los equipos y redes eléctricas en la actualidad. Para ello se necesitan dispositivos electrónicos que transforman la CC en CA, llamados inversores.

La Planta Solar Fotovoltaica de este proyecto, está compuesta por una serie de inversores por centro de transformación e inversión (CTI ó CT), que según fabricante, pueden oscilar, entre 1 y 4 inversores, cuya salida está conectada a un transformador dentro de la misma caseta o SKID del CT, que eleva la tensión desde la baja tensión de salida del inversor, a la media tensión de la evacuación de la energía que va en zanjas enterradas del parque (ver apartado de circuitos de media tensión, para más detalle).

La relación entre la potencia pico de las placas y la potencia nominal de los inversores es siempre mayor que la unidad. Este aparente sobredimensionamiento de potencia de placas, normalmente oscila entre un 5% y un 30%.

Esto se debe a que, mientras que los inversores son capaces de trabajar vertiendo la potencia nominal a la red que pone en sus placas de características, la potencia pico de los módulos, también llamada STC, se mide en unas condiciones muy determinadas y que no responden a las condiciones térmicas y de radiación reales de la operación habitual de las mismas. Concretamente, en laboratorio se mide a 1000 W/m<sup>2</sup> de Irradiancia, o densidad de potencia luminosa solar en área, y espectro atmosférico AM 1.5 y 25°C de temperatura de célula.

En la realidad, cuando trabajan los módulos, incluso en las horas centrales de la mejor orientación de los días de verano, aun cuando reciban esa Irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, tienen una temperatura de célula mucho más elevada de 25° y puede ser de 60° o más según la temperatura ambiente.

Por ello, los fabricantes suelen proporcionar también las llamadas NOTC (Normal-Operation Test Conditions). Condiciones de trabajo estándar, medidas a 800/Wm<sup>2</sup> y 20°C. La temperatura elevada significa una caída de tensión sustancial de la tensión y una ligera elevación de la corriente, que en cómputo general significa una caída de un 30% de potencia NOTC respecto de las potencias nominales STC de los módulos, y por ello, para garantizar que no se desperdicia ninguna energía que se produzca, se intenta aproximar la potencia real de producción en el punto más soleado del año con la potencia nominal en inversores.

A la situación descrita anteriormente hay que contraponer el efecto que los crecientes requisitos de conexión a la red que se imponen a los equipos de una Planta Solar fotovoltaica.

El peso creciente de esta tecnología en la red implica su participación en los requisitos de control de tensión y de potencia reactiva en la red. Para una potencia instalada fija de módulos, y unas condiciones de irradiación determinadas, cumplir con los requisitos de reactiva actuales o esperables en el futuro se puede hacer a través de la gestión de los mismos en los inversores, (salvo que se instalen equipos adicionales tipo FACTS, que al fin y al cabo no dejan de ser capacidad adicional de potencia de inversores, sin campo solar asociado).

Si la potencia de inversores seleccionada está demasiado ajustada (potencia nominal de inversores igual o próxima a la potencia de los módulos en condiciones normales de operación o NOTC), la central sólo podrá verter esa potencia NOTC a factor de potencia unidad. Cualquier requisito de parte de la red eléctrica que implique generar o consumir reactiva supondrá penalizar automáticamente la generación de activa de la central.

Ese modo de actuación se puede evitar si se instala una potencia de inversores superior a la que se requeriría para esas condiciones NOTC a f.p. 1, de esa manera, toda esa potencia adicional de inversores permitirá a la Planta Solar gestionar demandas de reactiva de ambos signos sin penalizar la activa exportada, en tanto en cuanto la suma vectorial de ambas potencias, la potencia aparente, no supere la capacidad del inversor en esas condiciones.

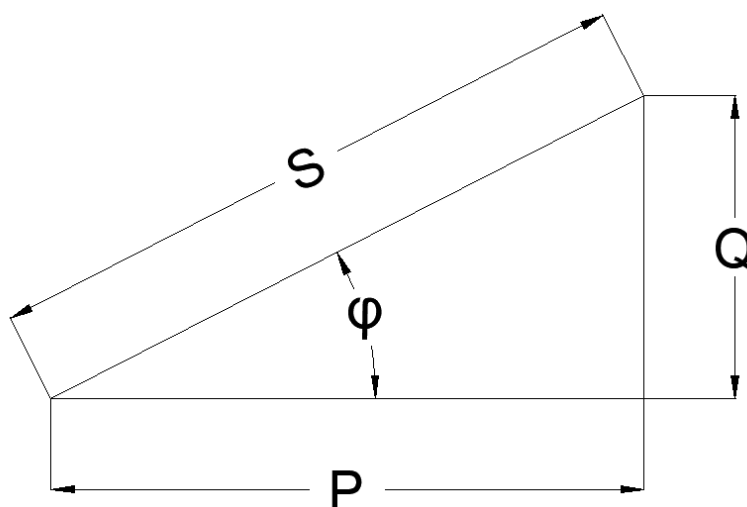
Para controlar este funcionamiento de los inversores, el conjunto de los mismos se coordina de manera centralizada, a través de un controlador (Power Plant Controller o PPC). El PPC controlará la entrega de potencia activa y reactiva de la Planta Solar Fotovoltaica de nuestro proyecto, siguiendo las consignas del Operador del Sistema y sin superar ni la capacidad máxima de potencia aparente ni la capacidad de acceso y conexión de la instalación.

También otro condicionante para el cálculo de los inversores deseado, está condicionado según, por:

1. La potencia reactiva exigida, en el punto de entrega según el reglamento 2016/631 de la UE.
2. Las pérdidas tanto de potencia activa como reactiva que hay que compensar, por las líneas y transformadores que hay desde la salida en baja tensión en alterna de los inversores, hasta el punto de entrega de la energía a REE o E-Distribución en Alta tensión.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9TO05">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9TO05</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

Por estas razones vemos que para garantizar los 7,014 MWn de Potencia Activa ("P" en el diagrama), y garantizar la potencia reactiva ("Q" en el diagrama), que resulta de la suma de la potencia reactiva exigida por normativa, más la pérdida en el transcurso de entrega de la energía en su punto de vertido a red debido a las pérdidas en cableado y transformadores de elevación, se propone instalar una Potencia Aparente ("S" en el diagrama) en inversores de 7,014 MW que dan un total de 6 inversores de una potencia nominal de 1,169 MVA a 30°C.



Triángulo de potencias del proyecto

Para el cálculo del  $\cos \phi$ , debemos considerar el triángulo de potencias de la instalación, tal y como se ve en el diagrama, y calcular  $\phi$  que será de  $0^\circ$  y su  $\cos \phi$  de 1, que es el valor que utilizaremos en los cálculos de la red media tensión de evacuación de energía del parque.

## 6.11. CRITERIO DE DIMENSIONADO DE CIRCUITOS DE CC-BT Y CA.

**La caída de tensión** en el punto más alejado no sobrepasará el porcentaje de tensión en función del tramo del que se trate, y según aconseja el IDAE y se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta U(V) = \frac{2IL}{\gamma S}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{rama}} \cdot 100$$

Dónde:

S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L = Longitud de la línea (m).

$\gamma$  = Conductividad. del cable (m/Ω · mm<sup>2</sup>).  $\Delta U$  = Caída de tensión admisible (V).

V<sub>rama</sub> = (Nº de módulos en serie) x (V<sub>mppmódulo</sub>). I = Intensidad (A).

**La pérdida de potencia** en el punto más alejado no sobrepasará el porcentaje de tensión en función del tramo del que se trate, y según aconseja el IDAE y se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P(W) = \rho * L * I^2$$

$$\Delta P(\%) = \frac{\Delta P(W)}{P_{rama}} \cdot 100$$

Dónde:

S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L = Longitud de la línea (Km).

$\rho$  = resistividad. del cable (Ω/Km).  $\Delta P$  = Caída de tensión admisible (W).

P<sub>rama</sub> = (corriente paralela de ramas) x (V<sub>mppmódulo</sub>). I = Intensidad (A).



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

### **DIMENSIONADO DE CIRCUITO DE CORRIENTE CONTINUA EN BAJA TENSIÓN.**

La corriente continua (CC) es un tipo de corriente eléctrica muy importante en la energía solar donde el sentido de circulación del flujo de cargas eléctricas no varía. El circuito de corriente continua incluye:

- a) Una primera parte de cableado entre los módulos, con el cable de fabricación del módulo de terminales multi-contact. Para la formación de los strings, se conectan los módulos fotovoltaicos con sus propios cables en serie (la terminación negativa de un módulo con la terminación positiva del siguiente módulo y así sucesivamente). Los propios módulos fotovoltaicos protegen los mismos cables al estar por debajo de los módulos al aire, del efecto de los rayos directos del sol.
- b) Una segunda parte que va desde la salida de la posición del último módulo que conforma el string, hasta la caja de agrupamiento de strings, también llamada caja de nivel (CN) o Stringbox. Normalmente los stringboxes incluyen fusibles de cadena en uno o los 2 terminales (+) y (-) del módulo y pueden llevar un interruptor de operación para interrumpir la corriente de todos los strings que se agrupan en dicha stringbox.
- c) Una tercera parte que va de la salida de la Stringbox en cables de aluminio de mayor calibre porque agrupan la corriente que a ellos les llega de los strings, hacia las entradas de los inversores.

Como puede verse, el cableado de CC es básicamente el cableado entre los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. Los inversores en la actualidad solo admiten cierto número de entradas, por ello, para entrar a los inversores es necesario ajustarse a las condiciones de instalación del fabricante. A veces es una conexión directa, ya preparada en un embornado del inversor provisto por el fabricante, y a veces es necesario embornar varios strings externamente en cajas de nivel antes de ir con un cable de más sección a la entrada del inversor en cuestión. En nuestro caso, a cada inversor le llega la energía de 68 cadenas a través de 5 stringboxes por cada inversor que agrupan las mismas, saliendo directamente hacia 5 entradas del inversor central con cables de Aluminio de sección gruesa y fusibles de entrada.

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS</a>	21/4 2023
Habilitación Profesional VALINO COLAS, CARLOS	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)

En total, en esta parte no caerá de media la tensión un porcentaje de 1,5% de la tensión STC de la cadena.

TIPO DE CONDUCTOR	TRAMO
Tramo a) Cable XLPE de 1 x 4 mm <sup>2</sup> , 1500 V, cobre estañado.	Inter-módulos de fábrica y de un extremo al otro del string.
Tramo b) Cable XLPE de 1 x 4 o 10 mm <sup>2</sup> , 1500 V, cobre estañado.	Desde extremos de string a stringbox
Tramo c) Cable XLPE de 1 x 300 o 400 mm <sup>2</sup> , 1500 V, Aluminio.	Desde extremos de stringbox a Inversor

Características de conductores de corriente continua, según tramos

Ver ANEJO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS y el plano 05: UNIFILAR BT.

#### 6.11.1. CRITERIOS DE CÁLCULOS POR SOBRE INTENSIDAD.

Para calcular la intensidad máxima de trabajo se utilizará la peor de las condiciones de temperatura y radiación de trabajo de los módulos. Ver el anexo de cálculos eléctricos para observar las caídas de tensión y potencia de cada parte de la instalación de BT, así como el cálculo de protecciones de línea

Las protecciones que tendrán los cableados de BT son los siguientes:

TIPO DE PROTECCIÓN	TRAMO
Fusible de 25 A 10x85 1500V	De strings a stringbox de fábrica y de un extremo al otro del string.
Fusible de 400A y 100A cuchillas NH 1500V.	Entradas del inversor central

También en la parte del tramo que va desde el stringbox a las entradas de los inversores se puede poner un interruptor de maniobra de 400/100 A bipolar para stringboxes. Ya sea en la misma caja del stringbox o en un espacio reservado a la entrada de los inversores junto al fusible general de la entrada del stringbox, como maniobra para desconectar de manera independiente las entradas de los inversores.

Ver ANEJO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS y el plano 05: UNIFILAR BT



## 6.12. CRITERIOS DE DIMENSIONADO DEL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

La red subterránea de media tensión se encargará de la evacuación de la energía generada por el parque a partir de sus inversores.

La red consistirá en 1 circuito de MT 20 kV subterráneo que llegará hasta evacuar la energía del parque a la SET PE RODÉN.

### 6.12.1. CIRCUITOS DE MT EN LA PLANTA

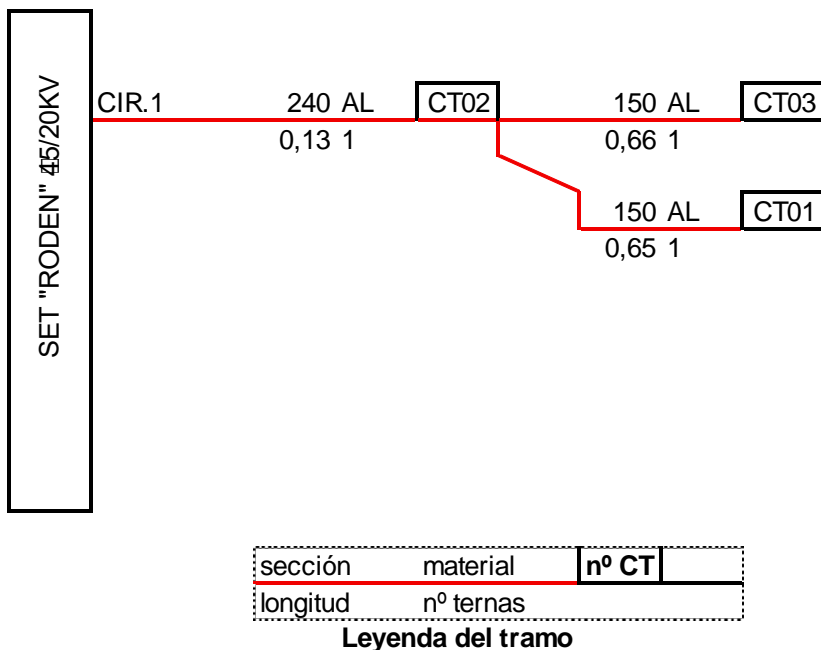
La longitud, sección y número de ternas del conductor del tramo, se muestra en el siguiente cuadro:

CIRCUITOS RSMT					
CIRCUITO N°	CT inicial	CT final	N° ternas. compartiendo zanja	Sección (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)
1	CT03	CT02	3	150	660
	CT01	CT02	3	150	645
	CT02	SET	3	240	130

También se observa en la siguiente tabla, que la Planta Solar Fotovoltaica evacúa su energía mediante las siguientes líneas:

CIRCUITO	TRAMO	POTENCIA A TRANSPORTAR	INTENSIDAD ACUMULADA	N° CIRCUITOS EN ZANJA	FACTOR DE CORRECCIÓN	INTENSIDAD MÁX. ADMISIBLE	% DE OCUPACIÓN	LONGITUD CABLE	SECCIÓN
		MW	A			A	%A	Km	mm <sup>2</sup>
1	CT03-CT02	2,338	67,49	3	0,73	189,80	35,56%	0,660	150
	CT01-CT02	2,338	67,49	3	0,73	189,80	35,56%	0,645	150
	CT02-SET	7,014	202,48	3	0,73	251,85	80,40%	0,130	240

Estructura que se puede ver más claramente en el siguiente esquema de conexión:



La red subterránea objeto de este proyecto, se caracteriza por:

Sistema .....Corriente Alterna Trifásica

Tensión nominal..... 20 KV

Frecuencia.....50 Hz

Nº de circuitos .....3

Nº decables por fase .....1

Nº de cables en zanja ..... 3 ternas

Disposición terna en zanja ..... En capa

Disposición cables entubados.....Una terna por tubo

Profundidad instalación .....1,20 m

### 6.12.2. CRITERIO DE ELECCIÓN DE CABLE SUBTERRÁNEO DE FASE.

Para la elección del cable subterráneo se han tomado en cuenta los siguientes factores:

- ✓ Tensión nominal de la red, tensión más elevada y régimen de explotación.
- ✓ Potencia a transportar en las condiciones de la instalación.
- ✓ Intensidad de cortocircuito entre fases y entre fase y tierra, así como su duración.

Se emplearán cables unipolares de aluminio tipo RHZ1-OL 12/20 kV, Aislamiento Polietileno Reticulado (XLPE), con obturación longitudinal y campo radial según UNE HD 620-9E, de distintas secciones.

Los cables estarán debidamente apantallados y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalan o la producida por corrientes erráticas y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan ser sometidos.

El cable subterráneo de fase a utilizar en la construcción de la línea será un circuito formado por cables unipolares del tipo RHZ1-OL de las características que se reflejan en la siguiente documentación:

- ANEJO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS:
- PLANO 06: RED DE MEDIA TENSIÓN
- PLANO 09.02: ZANJAS DE MEDIA TENSIÓN

#### 6.12.2.1. AISLAMIENTO

El material de aislamiento será Polietileno Reticulado (XLPE), que se caracteriza por presentar unas características muy notables, tanto en pérdidas en el dieléctrico, resistividad térmica y eléctrica como rigidez eléctrica.

#### 6.12.2.2. PANTALLA

El cable que se adopta es de campo radial y consta de una corona de alambres de cobre de sección nominal de 16 mm<sup>2</sup> sobre la capa semiconductora.


<p>COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS</a></p>
<p>21/4 2023</p>
<p>Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS</p>

La pantalla permite el confinamiento del campo eléctrico en el interior del cable y logra una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento además de limitar la mutua influencia entre conductores próximos.

Dicha pantalla ha sido dimensionada para soportar holgadamente, las corrientes de cortocircuitos previstas para la línea.

#### 6.12.2.3. CUBIERTA

Se emplea como cubierta exterior una poliolefina termoplástica, Z1 Vemex (color rojo), especialmente indicada para el tendido mecanizado.

#### 6.12.3. ACCESORIOS CABLE SUBTERRÁNEO

En los puntos de unión de los distintos tramos se utilizarán empalmes adecuados a las características de los conductores a unir. Estos empalmes podrán ser enfilables, retráctiles en frío o con relleno de resina. Los empalmes no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado debiendo cumplir además las siguientes condiciones:

- La conductividad de los cables empalmados no puede ser inferior a la de un solo conductor sin empalmes de la misma longitud.
- El aislamiento de los empalmes debe ser tan efectivo como el aislamiento propio de los conductores.
- El empalme debe estar protegido para evitar el deterioro mecánico y la entrada de humedad.
- El empalme debe resistir los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito, así como el efecto térmico de la corriente, tanto en régimen normal como en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

Las piezas de empalme y terminales serán de compresión. Los terminales serán de tipo enchufables y apantallados de acuerdo con las normas de la compañía distribuidora y la norma UNE 21.115.



Terminal

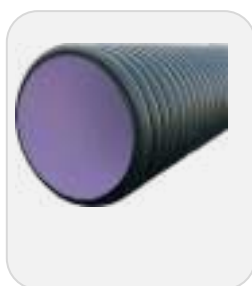
#### 6.12.4. PROTECCIONES

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en la Subestación los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte la Línea Subterránea en proyecto.

#### 6.12.5. TUBO DE POLIETILENO

Para las canalizaciones entubadas será necesario el uso de un tubo de polietileno de alta densidad, con estructura de doble pared, presentando una superficie interior lisa para facilitar el tendido de los cables por el interior de los mismos y otra exterior corrugada uniforme con el fin de resistir las cargas del material de relleno de la zanja. El diámetro exterior del tubo será de 200mm en función del diámetro del conductor y presentará la suficiente resistencia mecánica con el fin de evitar el deterioro de los conductores a instalar.

Las características del tubo son las siguientes:



Diámetro exterior.....	200+3,6mm
Diámetro interior mínimo .....	169,7mm
Diámetro mínimo de curvatura .....	650mm
Resistencia a la compresión (deformación 5%) .....	450N
Temperatura de trabajo .....	-40°C hasta 100°C
Resistencia al impacto a -5°C.....	40J

### 6.12.6. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Los cables subterráneos cumplirán, además de lo indicado en los siguientes apartados, las condiciones que pudieran imponer otros Organismos Competentes como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos.

### 6.12.7. CRUZAMIENTOS.

Se señalarán los servicios que coincidan con el trazado de los cables y se realizarán catas para confirmar ó rectificar el trazado.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Profundidad	Observaciones
Carreteras	Entubada y hormigonada	$\geq 0,6$ m de vial	Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular al eje del vial.
Ferrocarriles	Entubada y hormigonada	$\geq 1,1$ m de la cara inferior de la traviesa	La canalización entubada se rebasará 1,5m por cada extremo. Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular a la vía.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada o entubada	$\geq 25$ cm	Siempre que sea posible, los conductores de AT discurrirán por debajo de los de BT. Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*).
Cables telecomunicación	Enterrada o entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*).
Canalizaciones de agua	Enterrada o entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*).

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Cruzamiento	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (**)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada o entubada	En alta presión > 4 bar	≥40 cm	≥25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥40 cm	≥25 cm
Acometida interior de gas(***)	Enterrada o entubada	En alta presión > 4 bar	≥40 cm	≥25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥20 cm	≥10 cm

(\*\*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos y garantizará una cobertura mínima de 0,45 m a ambos lados del cruce y 0,30 m de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger. En el caso de líneas subterráneas de alta tensión entubadas, se considerará como protección suplementaria el propio tubo.

(\*\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida

## 6.12.8. PROXIMIDADES Y PARALELISMOS

Se procurará evitar que las nuevas instalaciones a colocar queden en el mismo plano vertical que las existentes.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Proximidad o Paralelismo	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada o entubada	$\geq 25$ cm (*)	Los conductores de AT podrán instalarse paralelamente a conductores de BT o AT.
Cables telecomunicación	Enterrada o entubada	$\geq 20$ cm (*)	-
Canalizaciones de agua	Enterrada o entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*).

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Cruzamiento	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (**)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada o entubada	En alta presión > 4 bar	≥40 cm	≥25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥25 cm	≥15 cm
Acometida interior de gas(***)	Enterrada o entubada	En alta presión > 4 bar	≥40 cm	≥25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥20 cm	≥10 cm

(\*\*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos o por tubos de adecuada resistencia.

(\*\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

La distancia mínima entre los empalmes de los conductores de energía eléctrica y las juntas de canalizaciones de gas será de 1m.

## 6.13. CRITERIOS DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

### 6.13.1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La instalación de puesta a tierra de la planta fotovoltaica estará conformada por la conexión a tierra de todos los elementos conductores del parque como las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos, postes de video vigilancia, cercado perimetral, carcassas de los stringboxes y chasis de los diversos elementos como envolventes y por supuesto el inversor central, así como latiguillos de equipotencialidad, y la malla de puesta a tierra de la caseta de los CTs.

La configuración de los transformadores elevadores de cada inversor en los CTs de la planta es del tipo estrella en el lado de baja tensión y triángulo en el lado de media tensión. La conexión del neutro del lado de CA BT de la salida de los inversores, y por tanto de baja tensión del transformador se encuentra aislada de tierra.

### 6.13.2. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación eléctrica donde las personas puedan circular o permanecer, y exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella, estas queden protegidas.

El sistema de puesta a tierra de la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén estará conformado por los diversos elementos de la central, como son la malla de puesta a tierra de la caseta del transformador y las carcassas de inversores y otras envolventes, y principalmente las estructuras de seguidores fotovoltaico, todas ellas interconectadas entre sí por un cable conductor de cobre desnudo de puesta a tierra instalado en la parte inferior de las zanjas eléctricas de la central, para llegar a todas las partes de la central, incluidas las zanjas de seguridad y el vallado perimetral.

Las tierras de protección y servicio cumplirán con lo establecido en la normativa internacional IEEE 80:2000: de instalaciones de puesta a tierra y tensiones

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>	21/4 2023
	Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

aceptables de paso y contacto, siendo necesario realizar las mediciones de tensiones de paso y contacto en los puntos donde puedan presentarse tensiones peligrosas.

En caso de obtener valores superiores a los establecidos en la IEEE 80:2000 se deberían realizar mejoras en dicha instalación mediante colocación de electrodos o picas de cobre, previo estudio de la disposición más idónea para obtención de mejoras en dichos valores.

El software de simulación, basado en la norma IEC 80:2000 utiliza las siguientes fórmulas para sus cálculos de tensiones de paso y de contacto:

### **Cálculo de los valores de paso:**

- 1) La tensión de paso real en un módulo fotovoltaico, está dado por:

$$V_p = K_s K_i \rho \frac{I_d}{L_c + 1,15L_r}$$

En donde:

$V_p$  = Tensión de paso real en voltios.

$K_s$  = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.

$K_i$  = Coeficiente de irregularidad del terreno.

$\rho$  = Resistividad del suelo ( $\Omega$ -m)

$I_d$  = Corriente máxima de falla (Amp)

$L_c$  = Longitud total del conductor en horizontal (m).

$L_r$  = Longitud de picas (rod) en vertical (m).

Para el cálculo de los coeficientes  $K_s$  y  $K_i$  se utilizarán las siguientes fórmulas:

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

$$K_i = 0,656 + 0,172n$$

Para  $K_s$  y  $k_i$ :

$h$ = Profundidad de enterramiento (m).

$D$ = separación entre conductores,

$d$ = Diámetro del conductor(m)

$n$ = número de conductores en paralelo,

### **Cálculo de los valores de paso:**

2) La tensión de contacto real está dada por:

$$\text{Don: } V_c = K_m K_i \rho \frac{I_d}{L_c + 1,15 L_r}$$

$V_c$  = Tensión de contacto en voltios.

$k_m$  = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

Para poder calcular la tensión de contacto, es necesario determinar el valor del coeficiente  $K_m$ , mediante esta fórmula:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

En donde a su vez  $K_h$  es un factor de corrección dado por:

$$K_h = \sqrt{1+h} = \sqrt{1+2,14} = 1,77$$

En donde  $h$ = Profundidad de enterramiento (m).

Y en donde a su vez:  $K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$

### **6.13.3. MÉTODO DE CÁLCULO**

Para el diseño de la malla de tierras, se ha utilizado el software de simulación de mallas de tierra ASPX V2.0 de Sparta Lighting Protection.

Este software de análisis, basado en la normativa internacional IEC 80:2000, nos da como resultado, los valores standard descritos en el cálculo de dicha norma como por ejemplo la resistencia a tierra, las tensiones de paso y contacto, tanto límites como las reales, según las condiciones iniciales de simulación que se hayan introducido, aparte de la geometría.

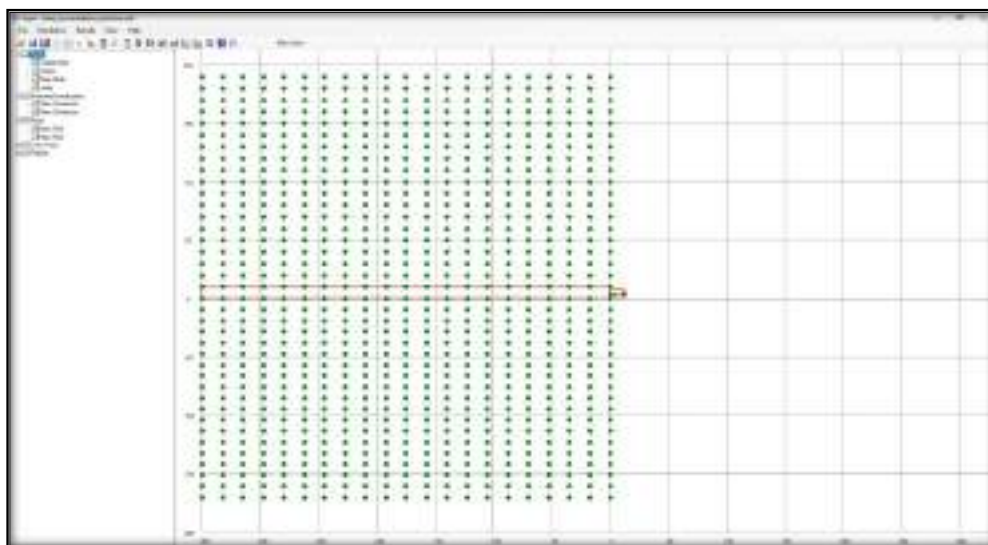
#### 6.13.4. GENERALIDADES

Para asegurar la dispersión de la corriente de descarga atmosférica en la tierra sin provocar sobretensiones peligrosas, es necesario un valor bajo de la resistencia del electrodo de tierra.

Desde el punto de vista de la protección contra el rayo, la mejor solución es una toma de tierra integrada en la estructura y prevista para todos los fines: protección contra el rayo, circuitos de alimentación en baja tensión y circuitos de telecomunicación.

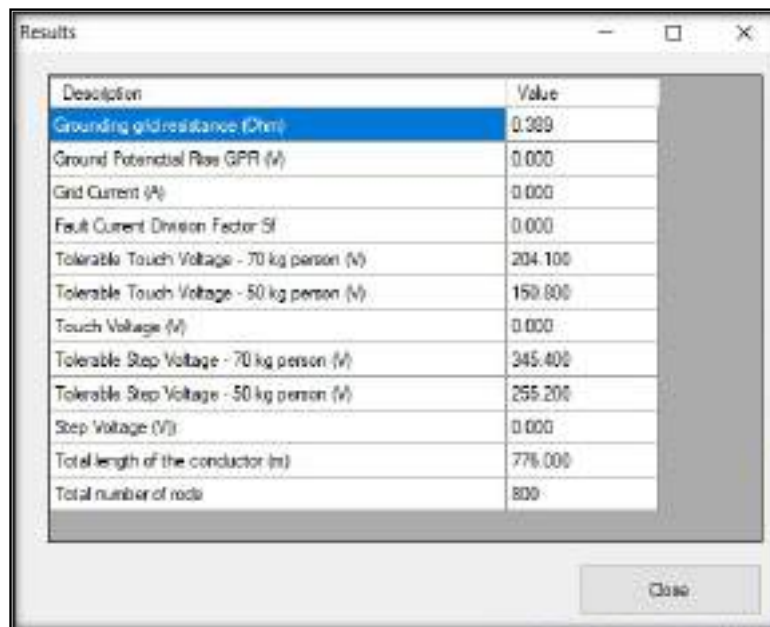
Para el dimensionado del conductor de cobre desnudo se ha tenido en cuenta la intensidad de cortocircuito de la red de media tensión y de la instalación de baja tensión.

Para las longitudes equivalentes mínimas de las instalaciones de puesta a tierra, dependiendo de la resistividad del terreno, se ha tenido en cuenta la norma UNE-EN 62305:2016, obteniendo los siguientes resultados.



Modelado de la planta en el software usado para el cálculo de la red de tierras.





Description	Value
Grounding grid resistance (Ohm)	0.009
Ground Potential Rise GPR (V)	0.000
Grid Current (A)	0.000
Fault Current Division Factor Sf	0.000
Tolerable Touch Voltage - 70 kg person (V)	204.100
Tolerable Touch Voltage - 50 kg person (V)	150.800
Touch Voltage (V)	0.000
Tolerable Step Voltage - 70 kg person (V)	345.400
Tolerable Step Voltage - 50 kg person (V)	255.200
Step Voltage (V)	0.000
Total length of the conductor (m)	776.000
Total number of rods	800

Para un seguimiento detallado del procedimiento de cálculo, observar el documento ANEXO I: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Como podemos ver, al ser la malla de tierras tan grande, debido a usarse la estructura de soporte de módulos hincada, como parte de la toma de tierra, la resistencia de tierra ha quedado en un valor muy bajo, así como las tensiones de paso y contacto reales. Por ello con este sistema de toma de tierras, **se cumple con las condiciones de protección a las personas.**



### 6.15. CRITERIOS DE OBRA CIVIL

Se realizarán las revisiones necesarias al terreno con el fin de establecer todos los trabajos que se deberán realizar en el presente documento.

Por ello, es necesario detallar todos los trabajos, como son: movimiento de tierra, apertura de zanjas, limpieza y todos los demás trabajos de obra civil con el objetivo de adecuar y acondicionar el terreno. Entre las actividades están:

#### 6.15.1. ADECUACIÓN DEL TERRENO.

- Desbroce y limpieza de terreno y caminos por medios mecánicos.
- Apertura y cierre de zanjas y trazado.
- Transporte de tierras procedentes de excavaciones a vertedero.
- Vallado perimetral.
- Portón de acceso.
- Base de capa zahorra firme para viales.

#### 6.15.2. VIALES.

El camino principal en la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén cubrirá todo el perímetro de la planta y unirá todos los centros de transformación y tendrá una anchura mínima de 4 m y un perfilado de cuneta triangular para la escorrentía de aguas lluvias, apto para equipos pesados que puedan circular durante construcción y mantenimiento. Detalles que se pueden observar en el PLANO 03: PLANTA GENERAL Y PLANO 10: SECCIÓN VIAL TIPO.

#### 6.15.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los inversores, transformador BT/MT y celdas de MT ubicados en los Centros de Transformación e Inversión están diseñados para ubicarse fácilmente sobre una losa de hormigón preparada con las diferentes acometidas de cables y con el depósito de recogida de aceite del transformador, caso de que el mismo no se incluya en el suministro del fabricante. Dispondrán además de Sistema de alumbrado y emergencia, Sistema de puesta a tierra y todos los elementos de protección y señalización mínimos como son:

- Sistema aislante.
- Placas de señalización.
- Equipo de protección Personal.
- Acceso local hasta obra totalmente terminada.

## 6.16. INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

La descripción de la infraestructura de evacuación de la presente Planta Solar Fotovoltaica puede comprobarse en el Anejo 14 "DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN" del presente proyecto.

Así mismo, detalles de esta red se pueden observar en los planos:

- 06.01.- TRAZADO DE RED DE MEDIA TENSIÓN
- 06.02.- ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN
- 09.02.- DETALLE DE ZANJAS DE CORRIENTE ALTERNA MT

## 7. SISTEMA DE MEDIDA

El sistema de medida de la planta se basará en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y por sus instrucciones técnicas complementarias, Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre.

### 7.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MEDIDAS

El sistema de medidas eléctricas tiene por objeto garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos de medida para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema.

Para realizar dicha función, se desarrolla el sistema de medidas eléctricas constituido por el concentrador principal de medidas que recibirá y tratará la información de medidas de todo el sistema eléctrico nacional para su posterior envío a los sistemas de liquidación, los concentradores secundarios de medidas que son sistemas de recepción y tratamiento de información para su posterior

envío al concentrador principal y las instalaciones de medida. Adicionalmente y como parte integrante del sistema se consideran los equipos de medida, sistemas y protocolos para la transmisión de toda la información de datos de medidas entre el concentrador principal y los concentradores secundarios.

Los responsables de los puntos de medida para cada frontera definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida serán responsables de instalar y mantener los equipos que miden la energía intercambiada en las fronteras de acuerdo a la definición de fronteras y ubicaciones de los puntos de medida descritas en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Los distintos equipos de medida deberán cumplir los criterios de instalación descritos en estas Instrucciones Técnicas Complementarias y los procedimientos de operación que las desarrollan.

Los encargados de la lectura serán responsables de gestionar los registros de medida de los que son responsables de acuerdo a lo indicado en estas Instrucciones Técnicas Complementarias.

Los distintos encargados de la lectura deberán enviar la información de medidas al operador del sistema.

El operador del sistema calculará los datos necesarios para realizar la liquidación.

## **7.2. UBICACIÓN DE FRONTERAS ENTRE ACTIVIDADES Y DETERMINACIÓN DE PUNTOS DE MEDIDA PRINCIPALES, REDUNDANTES Y COMPROBANTES**

La definición de fronteras es la que se establece en el Reglamento.

La energía intercambiada en cada frontera deberá medirse utilizando una configuración principal y configuraciones redundantes y/o comprobantes en función del tipo de punto de medida.

El punto de medida principal deberá ubicarse en el mismo lugar en que se encuentre la frontera, salvo imposibilidad técnica o excepcional coste de dicha ubicación, según se establece en el apartado 3.9 de estas Instrucciones Técnicas Complementarias. Se considerará el mismo lugar que la frontera, si la distancia



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

entre el punto de medida principal y la frontera está de acuerdo al siguiente criterio:

- Instalaciones de más de 132 kV, menos de 500 metros.
- Instalaciones entre 66 kV y 132 kV, menos de 150 metros.
- Instalaciones entre 1 kV y 66 kV, menos de 50 metros.

Deberá disponerse de configuraciones de medidas redundantes o comprobantes para todas las fronteras de tipo 1 excepto para las fronteras entre zonas de distribución y para las fronteras de cliente, cuyas tensiones, tanto en uno como en otro caso, sean inferiores a 36 kV.

La precisión y características de los equipos de medida redundante o comprobantes serán las mismas que las de los equipos principales.

Una medida redundante o comprobante no debe verse afectada por el fallo de ninguno de los elementos que componen el equipo de medida principal, excepto el caso del párrafo siguiente, en el que no será de aplicación a los transformadores de medida compartidos.

Para puntos frontera con una potencia aparente nominal igual o inferior a 80 MVA, en caso de instalar un equipo redundante, éste podrá compartir el secundario de cualquiera de los transformadores de medida integrantes del equipo principal, siempre que se respete y observe lo establecido a la carga de los transformadores de medida indicado en estas II.TT.CC.

Para un mismo punto frontera pueden existir varias configuraciones comprobantes válidas, según el Apéndice A de las II.TT.CC.

Todos los puntos de medida en una frontera tendrán la misma clasificación en relación a la precisión de sus equipos y requisitos de comunicación. Dicha clasificación será igual a la más exigente de las que corresponderían a los distintos puntos de medida por separado.

La utilización de equipos de medida comprobantes o equipos de medida principales o redundantes situados en ubicaciones distintas a la del punto frontera exige la compensación por pérdidas en los elementos de red interpuestos entre la frontera y el punto o puntos de medida comprobantes utilizados. En los

procedimientos de operación de medidas se establecerán los coeficientes de pérdidas a aplicar en el cálculo de la energía intercambiada en el punto frontera a partir del punto o puntos de medida comprobantes.

La ubicación de los puntos de medida redundantes será idéntica a la descrita para configuraciones principales.

En estas II.TT.CC. se establece la ubicación de las fronteras entre actividades y la localización de los puntos de medida principales, redundante o comprobante para la medida de la energía intercambiada y servicios asociados en los puntos frontera definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida.

Los casos de fronteras de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables con la red de transporte se tratarán como dos fronteras, una entre el transportista y el distribuidor y otra entre el distribuidor y el cliente / productor. Para este tipo de fronteras se podrán utilizar los mismos puntos de medida para ambas fronteras y el responsable de los mismos será el cliente o productor.

### 7.3. REQUISITOS DE EQUIPAMIENTO PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN DE TELEMEDIDAS EN TIEMPO REAL

Aquellas instalaciones que tengan obligación de comunicar información de telemedida al operador del sistema en tiempo real deberán cumplir los requisitos establecidos en la normativa específica de aplicación.

El diseño del sistema de telemedidas antes citado podrá compartir elementos del sistema de medidas recogido en el Reglamento unificado de puntos de medida siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

- La información de telemedida se podrá obtener extrayendo dicha información directamente de los contadores de energía siempre que no se interfiera con la entrega de datos de energía a los concentradores de medidas, o bien mediante otros dispositivos conectados en los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad. En tal caso, la instalación de estos dispositivos debe cumplir las condiciones establecidas en las presentes



Instrucciones Técnicas Complementarias para cargas sobre secundarios y caídas de tensión en los circuitos secundarios de los transformadores de tensión.

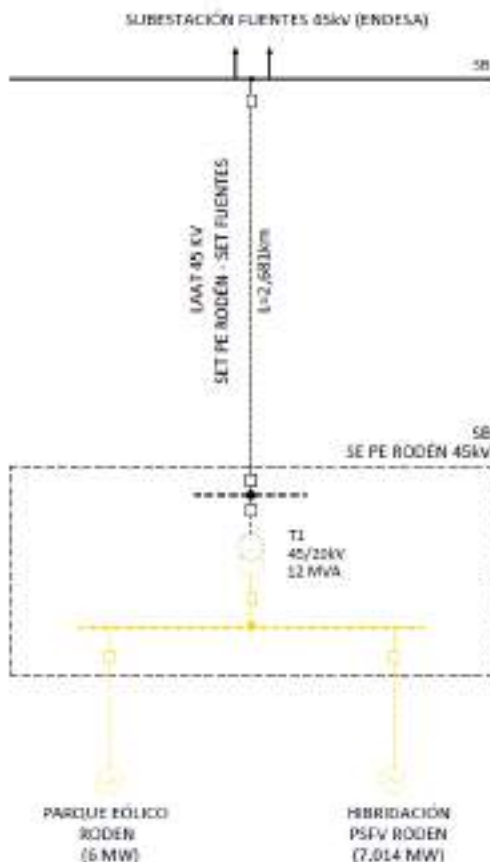
- En caso de que los dispositivos de telemedida estén instalados en los mismos secundarios donde se encuentran los contadores de energía, deberán disponer de bloque de prueba precintables que permitan su separación para sustitución o pruebas sin interrumpir las funciones del circuito.

#### 7.4. IMPLANTACIÓN EN EL PSFV

Se define el punto frontera en la SET FUENTES 45kV, propiedad de E-DISTRIBUCIÓN.

Se plantea la disposición de la medida principal en la SET PE RODÉN 20/45 kV.

En la SET PE RODÉN se plantea la ubicación de la medida comprobante según esquema siguiente:

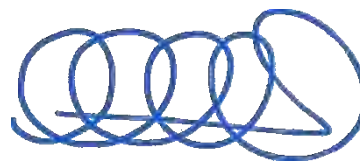


## 8. CONCLUSIONES

Con todo lo anteriormente expuesto y con los planos y documentos que se adjuntan, se considera suficientemente descrita la instalación de la Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén, solicitando las autorizaciones previstas en la legislación vigente e iniciar su tramitación.

Zaragoza, Marzo de 2023

El Ingeniero Técnico Industrial  
al servicio de la empresa  
BBA1 International Engineering



Carlos Valiño Colás  
Colegiado nº 4851 COITIAI

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://coitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://coitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALIÑO COLÁS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

## DOCUMENTO I ANEJOS



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023


Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>



## ÍNDICE DE ANEJOS

ANEJO Nº 1. ....	CÁLCULOS ELÉCTRICOS
ANEJO Nº 2. ....	ENERGÍA PRODUCIDA POR BLOQUE
ANEJO Nº 3. ....	INVERSOR
ANEJO Nº 4. ....	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
ANEJO Nº 5. ....	SEGUIDOR SOLAR
ANEJO Nº 6. ....	MODULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO
ANEJO Nº 7. ....	CAJAS DE NIVEL
ANEJO Nº 8. ....	RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS
ANEJO Nº 9. ....	DESMANTELAMIENTO Y RESTAURACIÓN
ANEJO Nº 10. ....	ESTUDIO HIDROLOGICO E HIDRÁULICO
ANEJO Nº 11. ....	MOVIMIENTO DE TIERRAS
ANEJO Nº 12. ....	COORDENADAS DEL PARQUE FOTOVOLTAICO
ANEJO Nº 13. ....	POTENCIAL AFECCIÓN A OTRAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ANEJO Nº 14. ....	DESCRIPCIÓN DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO I  
ANEJO 1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>

<b>CAPÍTULO I: DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>1</b>
<b>1. DIMENSIONADO DE CONFIGURACION STRINGS/INVERSOR. ....</b>	<b>1</b>
<b>2. DIMENSIONADO DE CABLEADO DE BT .....</b>	<b>6</b>
2.1. PARTE A) CAÍDAS Y PÉRDIDAS EN CC BT INTERNAS A LAS CADENAS O STRINGS .....	9
2.1.1. CÁLCULO TIRADA CORTA .....	10
2.1.2. CÁLCULO TIRADA LARGA Y SUMA DE AMBAS .....	14
2.2. PARTE B) CAÍDAS Y PÉRDIDAS EN CC BT ENTRE STRINGS E INVERSOR DE CADENAS .....	17
2.3. PARTE C) CAÍDAS Y PÉRDIDAS EN EL TRAMOCCDE STRINGBOXES A ENTRADA DE INVERSORES .....	25
2.4. JUSTIFICACIÓN DE LOS CABLES DE CA BT POR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO .....	31
<b>3. CÁLCULO DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO DE BT. ....</b>	<b>32</b>
3.1. PROTECCIONES EN CIRCUITO DE CC .....	32
3.2. PROTECCIONES EN CIRCUITO C) A LA ENTRADA DE LOS INVERSORES .....	34
<b>CAPÍTULO II: RED SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>36</b>
<b>1. DIMENSIONADO DE LOS CABLES DE MT. – .....</b>	<b>36</b>
1.1. FORMULACIÓN .....	37
1.2. ESQUEMA RED SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN .....	39
1.3. CÁLCULO CONDUCTORES .....	40
<b>2. RESUMEN .....</b>	<b>41</b>
<b>3. JUSTIFICACIÓN DE LOS CABLES DE MT POR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO. ....</b>	<b>42</b>
<b>CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>44</b>
<b>1. CALCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO Y RESISTENCIA A TIERRA. ....</b>	<b>44</b>
<b>2. CALCULO DE NIVEL DE PROTECCIÓN CONTRA EL RAYO .....</b>	<b>51</b>

**3. CALCULO DE SECCIÓN DE CABLEADO DE LA MALLA DE TIERRAS. –.....52**

3.1. CORRIENTE MÁXIMA DE PUESTA A TIERRA .....52

3.2. SECCIÓN DEL CONDUCTOR .....52


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## CAPÍTULO I: DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

### 1. DIMENSIONADO DE CONFIGURACION STRINGS/INVERSOR.

En fase de proyecto de la instalación y de selección de los componentes que constituyen el sistema FV, es necesario verificar la compatibilidad entre las características eléctricas del generador FV y las del convertidor CC/CA, es decir, del inversor.

Los parámetros principales de los que disponemos son para el generador fotovoltaico, la potencia, la tensión y la corriente producida por el mismo en las diferentes condiciones de funcionamiento. Para el inversor necesitamos conocer:

- El intervalo MPPT, que es el rango de tensión en el cual el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia.
- La tensión máxima de entrada.
- La corriente máxima en entrada.

La potencia del inversor debe ajustarse a la potencia del generador fotovoltaico. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida CEM, estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica.

La potencia ideal del generador fotovoltaico normalmente es superior a la potencia máxima suministrable por el inversor y generalmente está en un rango de 5 - 30%, de modo que compensa la disminución de la potencia de los módulos FV debida a la suciedad acumulada a lo largo del tiempo, a la temperatura de funcionamiento, a las pérdidas en los cables y en el inversor, además de la degradación de prestaciones cuyo módulo FV está destinado para envejecimiento.

A continuación, mostramos los valores nominales de panel e inversor:


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

VALORES NOMINALES DEL PANEL (Risen RSM132-8-685BHDG 685 Wp)		
Isc =	17,24	A
Vmpp =	41,73	V
Voc =	49,61	V
Impp =	16,42	A
CoefVoc =	-0.22	%/°C
CoefIsc =	+0.047	%/°C
Tmax =	85	°C
Tmin =	-40	°C
Tamb =	25	°C

Valores de Trabajo de Paneles

VALORES NOMINALES DEL INVERSOR (Ingeteam Power Seria B 1170TL B450)		
VMax. de Inv. =	1.500	V
Vmppt. max de Inv. =	1.300	V
Vmppt. min. de Inv. =	645	V
I <sub>max</sub> entrada	1.870	A

Valores de Trabajo de Inversor

La Instalación Solar Fotovoltaica se formará de 6 bloques del mismo modelo de inversor, de potencia nominal 1,169 MVA @30°C.

Cada bloque está formado por 5 stringboxes, que se agruparán, según bloque tipo, de la siguiente manera:

4 stringboxes de 16 string + 1 stringbox de 4 string.

Haciendo un total de 68 strings por bloque.

Para elegir el número de módulos fotovoltaicos en serie, debe tenerse en cuenta que la tensión no supere en ningún caso, el rango de tensión de entrada del inversor.

También, el número de ramas que entran al inversor debe elegirse de modo que la corriente máxima de entrada no se supere, pues de lo contrario el inversor puede colapsarse.

Teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto, el coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito, y los valores de la tabla "Valores nominales del panel" se debe de verificar, que se cumplan las siguientes condiciones:

Los dos valores extremos del voltaje MPP (punto de máxima potencia) se deben de ajustar al rango de tensión MPP del inversor. (para máxima y mínima temperatura)

- El máximo voltaje MPP de los módulos fotovoltaicos se dará cuando éstos alcancen la mínima temperatura, que para la ubicación de la instalación (observando el histórico de temperaturas mínimas de la localidad) se tomará por seguridad a -10°C.

Este valor de tensión del String en baja temperatura, debe de estar por debajo del límite superior de tensión MPP del inversor:  $V_{max\ MPP} = 1.300\ V_{dc}$ .  
Aplicando la fórmula:

$$V_{mppt(x^{\circ}C)} = V_{mppt(25^{\circ}C)} + \Delta T * Voc * Coef_{Voc}$$

$$V_{mppt(-10^{\circ}C)} = 41,73 + ((-10 - 25) * 49,61 * (-0,0025)) = 45,55\ V$$

Eligiendo cadenas de 28 módulos tenemos:

$$V_{cadena} = 28 * 45,55\ V = 1.275,40\ V, \text{ Por tanto:}$$

$$V_{mppt(-10^{\circ}C)} = 1.275,40\ V_{dc} < 1.300\ V_{dc}$$

Luego el valor obtenido de  $V_{mppt}$  para -10 °C de un string de 28 módulos es menor que valor máximo de  $V_{mppt}$  del inversor. **Cumple.**

- El mínimo voltaje MPP se registra a aproximadamente +60 °C, este valor es la temperatura de trabajo máxima que alcanzaran las células de los módulos fotovoltaicos en verano por el efecto de encapsulado de la célula. Este mínimo voltaje MPP de los módulos a +60 °C debe de estar por encima del límite inferior de tensión MPP del inversor:  $V_{min\ MPP} = 645\ V_{dc}$ . Aplicando:

$$V_{mppt(x^{\circ}C)} = V_{mppt(25^{\circ}C)} + \Delta T * Voc * Coef_{Voc}$$

$$V_{mppt(60^{\circ}C)} = 41,73 + ((60 - 25) * 49,61 * (-0,0025)) = 37,91 V$$

Eligiendo string de 28 módulos tenemos:

Vcadena=28 \* 37,91 = 1.061,48 V Por tanto:

$$\underline{V_{mppt(60^{\circ}C)} = 1.061,48 Vdc > 645Vdc}$$

Por ello, la condición de voltaje en límite inferior también **se cumple**.

- La tensión de circuito abierto Voc en condiciones extremas de temperatura (a -10 °C) debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor: Vmax = 1.500 Vdc.

$$V_{oc(x^{\circ}C)} = (1 + \Delta T * Coef_{Voc}) * V_{oc(25^{\circ}C)}$$

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = (1 + ((-10 - 25) * (-0,0025))) * 49,61 = 53,43 V$$

Eligiendo string de 28 módulos tenemos:

Vcadena= 28 \* 53,43 V = 1.496,04 V, Por tanto:

$$\underline{Voc (-10^{\circ}C) = 1.496,04 Vdc < 1.500 Vdc}$$

Entonces, **se cumple** la condición de voltaje en circuito abierto.

- La corriente máxima de cortocircuito que entregan los módulos se dará bajo condiciones de alta temperatura. En estas condiciones la Vmpp para 28 módulos es de 1.061,48 V. La corriente máxima de entrada en el inversor es de 1.870 A por entrada. La potencia del inversor a 30°C (\*), es de 1,169 MVA, Aplicando la fórmula:

$$I_{entrada(60^{\circ}C)} = \frac{P_{inv(30^{\circ}C)}}{V_{mpp(60^{\circ}C)(*)}}$$

$$I_{entrada(60^{\circ}C)} = \frac{1.169}{1.061,48(*)} = 1.101,29 A$$

(\*) Nota: la temperatura de 30°C en el inversor implica 60°C en la célula por el efecto del encapsulado.

$$\underline{I_{mppentrada (60^{\circ}C)} = 1.101,29 A < 1.870 A}$$

**Se cumple** la condición de corriente de entrada de trabajo en rango mpp.

Según los resultados obtenidos en párrafos anteriores, en la parte del dimensionado del generador fotovoltaico e inversores tenemos:

DATOS DE DIMENSIONADO	
Nº de paneles por inversor T1	1.904
Vmpp. módulo a 60°C (V)	37,91
Vmpp. módulo a -10°C (V)	45,55
Voc. módulo a 60°C (V)	45,79
Voc módulo a -10°C (V)	53,43
Isc módulo a 60°C (A)	17,24
Mín. Vmpp entrada Inversor (V)	645
Máx. Vmpp entrada Inversor (V)	1300
Máximo Voc entrada Inversor (V)	1500
Máxima lentrada Inversor (A)	1.870
Mínimo Nº módulos en serie a 60°C	28
Máximo Nº módulos en serie a -10°C	28
Nº de ramas máximo	98

*Resumen de Dimensionado de la central*



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

Una vez analizados los resultados anteriores, la combinación óptima por inversores de módulos en serie y número de ramas en paralelo queda como se describe en la tabla siguiente:

DIMENSIONADO BLOQUE	
Nº de paneles por inversor T1	1.904
Nº de módulos en serie	28
Nº de ramas T1	98
Potencia pico (kWp) / Inversor T1	1.304,24 kWp
Número de Centros de Transformación e Inversión	3
Potencia pico de la Instalación Solar Fotovoltaica "Hibridación Rodén" (kWp)	7.825,44 kWp

*Dimensionado del Bloque estándar.*

## 2. DIMENSIONADO DE CABLEADO DE BT

Los datos generales de la instalación son los siguientes:

DATOS GENERALES		
Temp. Terreno (en STC)	25	°C
Temp. Amb. (en STC)	25	°C
Tensión sistema DC (STC 28 módulos Vmpp)	1.168,44	V

Las condiciones de diseño para la instalación eléctrica, con nuestro material son las siguientes:

DATOS MÓDULO CONDICIONES STC		
Modelo	RSM132-8-685BHDG (685Wp)	-
Impp	16,42	A
Vmpp	41,73	V
Sección cables	4	mm <sup>2</sup>
Long cables/polo	350(+) / 230(-)	mm <sup>2</sup>
Tipo cables	XLPE	-
Corriente Nominal	45	A
Temp. Trab. Máx.Cab.	90	°C
Resistividad cable	4,95	4mm /Cu (20°)
Medida lado cableado	1.134(módulo) + 20(pinza)	mm

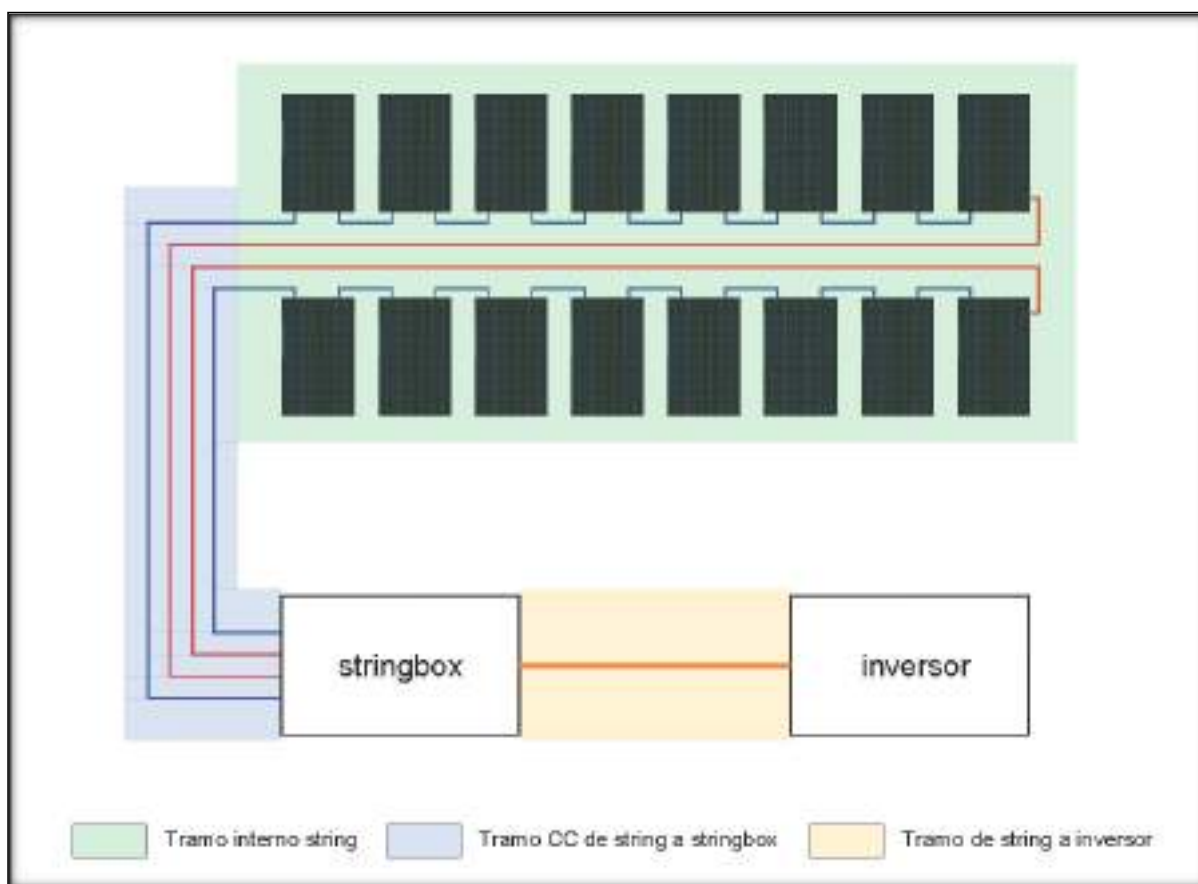
### Contenido del estudio

En este apartado, se detallará el tipo de pérdidas y caídas de tensión de los cables, una vez determinadas las condiciones de trabajo, y sus características eléctricas, térmicas, de resistividad y de condiciones de instalación, dividiendo el apartado en las pérdidas y caídas en tres tramos diferentes:

- Caídas y pérdidas en CC BT internas a las cadenas o strings por el cable de 4mm<sup>2</sup> provisto por el fabricante y conectado por los conectores multi-contact.
- Caídas y pérdidas en CC BT, en el cableado de CC entre el ultimo módulo que forman los strings y la entrada de las cajas de nivel o Stringboxes.
- Caídas y pérdidas en CC BT, entre la salida de los Stringboxes y la conexión al Inversor central del bloque tipo en los centros de transformación e inversión (CTs).

Las caídas en la RSMT entre la salida de los Transformadores de los CTs y la SET son objeto del capítulo II de este ANEJO de cálculos.





Aplicaremos las típicas fórmulas de caída de tensión y pérdida de potencia del tramo. Una vez determinadas sus condiciones de funcionamiento e instalación:

**La caída de tensión** en el punto más alejado no sobrepasará el un porcentaje de tensión en función del tramo del que se trate, y según aconseja el IDEA y se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta U = \frac{2LI}{\gamma S}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{rama}} \cdot 100$$

Dónde:

S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L = Longitud de la línea (m).

$\gamma$  = Conductividad del cable (m/Ω · mm<sup>2</sup>).     $\Delta U$  = Caída de tensión admisible (V).

$V_{rama}$  = (Nº de módulos en serie) x ( $V_{mpp}$  módulo).

I = Intensidad (A).

**La pérdida de potencia** en el punto más alejado no sobrepasará el un porcentaje de tensión en función del tramo del que se trate, y según aconseja el IDEA y se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P(W) = \rho * L * I^2$$

$$\Delta P(\%) = \frac{\Delta P(W)}{Prama} * 100$$

Dónde:

L = Longitud de la línea (Km).

$\rho$  = resistividad. del cable ( $\Omega/\text{Km}$ ).

$\Delta P$  = Caída de tensión admisible (W).

Prama = (corriente paralela de ramas) x ( $V_{\text{mppmódulo}}$ ).

I = Intensidad (A).

## 2.1. PARTE A) CAÍDAS Y PÉRDIDAS EN CC BT INTERNAS A LAS CADENAS O STRINGS



Los cables provistos por el fabricante tendrán las siguientes características:

- 4 mm<sup>2</sup> XLPE
- 290mm en el terminal positivo (+) y de 145mm en el negativo (-) por terminal.

Debido a su corta distancia no se podrán cablear en modo leap frog sino de manera directa, de positivo al negativo del siguiente, tal y como estén directamente colocados en la estructura de soporte.

En esta parte, tendremos 2 caídas diferentes, según el borne que tomemos, positivo o negativo, dado que tendremos una tirada larga (positiva en este ejemplo) y una tirada corta (negativo en este ejemplo)

### 2.1.1. CÁLCULO TIRADA CORTA

La tirada corta se compondrá de las uniones del borne negativo al positivo del siguiente, de modo que su distancia a considerar caídas y pérdidas de potencia es de 0,35m (+) + 0,23m (-) \*28 módulos = 16,24 m o 0,01624 km.

La tirada larga se compondrá de la medida de las mesas físicamente, para llegar a la altura de la posición del borne negativo, más cercano al inversor, como puede verse en la primera imagen del cuadro verde. En nuestro caso el ancho de módulo es de 1,303m, y el largo de la pinza de carril considerado es de 20 mm, así que la distancia, será de 1,303m por módulo o en total a los 28 módulos, de 37,04m o 0,03704 Km a efectos de pérdidas de potencia y caídas de tensión en el tramo. También tener en cuenta que el cable que le llegará será el de baja tensión, hasta las cajas de nivel, y éste, puede ser de 4, 6 o 10 mm<sup>2</sup>, con lo que la caída de tensión en este cable será variable.

#### Corriente máxima admisible.

Primeramente, calcularemos la corriente máxima de funcionamiento del cable. La metodología de cálculo que se va a seguir es la presente en la UNE-EN 60364-5-52.

La máxima corriente que el cable es capaz de soportar depende de diversos factores según se indica a continuación:

$$I_{z \text{ cable}} = I_n \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

En donde:

$I_{z \text{ cable}}$ : Corriente máxima admisible bajo condiciones continuas de operación

$I_n$ : Corriente admisible inicial

$f_1$ : Factor de corrección por temperatura ambiente

$f_2$ : Factor de corrección por agrupación de circuitos en una envolvente

$f_3$ : Factor de corrección por agrupación de tubos enterrados

$f_4$ : Factor de corrección por resistividad térmica del suelo

Teniendo en cuenta el tipo de cable e instalación mencionado los valores de corrientes admisibles iniciales se pueden tomar de la tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla

B.52.3 que nos habla de las corrientes máximas admisibles de partida ( $I_n$ ) considerando el tipo o método de instalación:








Nominal cross-sectional area of conductor mm <sup>2</sup>	Installation methods of Table B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Copper							
1.5	19	18.5	23	22	24	25	27
2.5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	56
10	61	57	75	68	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	196	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	268	328	239	270
120	278	253	354	308	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	488	442	603	532	693	446	502

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.1 de corrientes base según las secciones de cableado y el tipo de instalación elegida.

Teniendo en cuenta que el tipo de instalación es al aire y sujetos a lo largo de los perfiles metálicos de estructura de sujeción de módulos, serán del tipo C de la tabla mostrada anteriormente.

Al tratarse de cable al Aire (tipo C), la corriente nominal será de 45, 58 y 80 A respectivamente, para 4mm<sup>2</sup> de Cu

Analizaremos los factores de corrección.

f1.- factor de corrección por temperatura. El cable estará al aire a 25° en STC. Observando la tabla de corrección por temperatura, tendremos un valor de 1 para XLPE:

Ambient temperature <sup>a</sup> °C	Insulation			
	PVC	XLPE and EPR	Mineral <sup>b</sup>	
			PVC covered or bare and exposed to touch 70 °C	Bare not exposed to touch 105 °C
10	1.22	1.15	1.25	1.14
15	1.17	1.12	1.20	1.11
20	1.12	1.08	1.14	1.07
25	1.06	1.04	1.07	1.04
30	1.00	1.00	1.00	1.00
35	0.94	0.96	0.93	0.96
40	0.87	0.91	0.86	0.92
45	0.79	0.87	0.78	0.88
50	0.71	0.82	0.67	0.84
55	0.64	0.76	0.57	0.80
60	0.58	0.71	0.46	0.75
65	-	0.65	-	0.70
70	-	0.58	-	0.65
75	-	0.50	-	0.60
80	-	0.41	-	0.54
85	-	-	-	0.47
90	-	-	-	0.40
95	-	-	-	0.32

<sup>a</sup> For higher ambient temperatures, consult the manufacturer.

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.3 de factor de corrección por temperatura ambiente

f2.- factor por agrupamiento. - Para los agrupamientos se aplicará la siguiente tabla de la norma.

Item	Arrangement (cables touching)	Number of circuits or multi-core cables												To be used with current-carrying capacities, reference
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Bunched in air, on a surface, embedded or enclosed	1.00	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.45	0.41	0.38	B.52.2 to B.52.13 Methods A to F

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.17 de factor de corrección por agrupamiento de cables bajo la misma envoltura

Al tratarse de un único cable al aire que se conecta con el siguiente módulo, mediante conector multi-contact MC-4, y no va sujeto a la carrilería, se considerará, f2=1.

f3.- factor por tubos enterrados. - no aplica al no estar enterrado.

f4.-factor de resistividad térmica del suelo. - no aplica al no estar enterrado.

De ese modo se obtiene que la corriente máxima que admite el conductor, es de:

$$I_{Z,C(4mm^2)} = 45 \cdot 1 \cdot 1,04 = 46,80 \text{ A.}$$

$$I_{Z,C(6mm^2)} = 58 \cdot 1 \cdot 1,04 = 60,32 \text{ A.}$$

$$I_{Z,C(10mm^2)} = 80 \cdot 1 \cdot 1,04 = 83,20 \text{ A.}$$

### **Cálculo de la temperatura del cable**

Una vez calculada la corriente, deberemos de calcular la temperatura del cable, para a partir de dicha fórmula, la resistividad, la resistencia y por tanto de la caída de tensión en este escenario.

Para ello, pasaremos a calcular la temperatura de funcionamiento del cable a través de la fórmula:

$$T = T_0 + (T_{\max} - T_0) \cdot (I/I_{\max})^2$$

Donde:

T: Temperatura de funcionamiento del cable

T<sub>0</sub>: Temperatura ambiente

T<sub>max</sub>: Temperatura máxima de del cable

I: Corriente nominal que fluye a través del cable

I<sub>max</sub>: Corriente máxima admisible del cable.

En nuestro caso T<sub>0</sub> será 25°C, T son los 90°C máximos del cable, I corresponde con los 13,14 A del módulo elegido (módulo de 590W), e I<sub>max</sub>, la I<sub>Z</sub> de los cables, calculadas en 46,8A, 60,32 y 83,20.

De este modo, obtenemos:

$T = 25 + (90-25) \cdot (13,14/46,8)^2$  obteniendo una temperatura de funcionamiento de 30,12 °C. Análogamente para 6 y 10mm<sup>2</sup>, tenemos respectivamente, 28,08°C y 26,6°C.

### **Cálculo de la resistividad del cable**

Ahora calcularemos la resistividad por kilómetro del cable, a dicha temperatura tal y como viene en la UNE-EN 60288:

$$R_T = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + (\alpha/1000) \cdot (T - 20))$$

Donde:

$R_T$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento ( $\Omega/\text{Km}$ )

$R_{20}$ : Resistencia a  $20^\circ\text{C}$  para conductor de cobre de  $4\text{mm}^2$  (IEC60158)

$T$ : Temperatura del cable ( $^\circ\text{C}$ )

$\alpha$ : Coeficiente de temperatura del cable de cobre (IEC60158)

Aplicando:

$$R(30,12) = 4,95 \cdot (1 + (3,93/1000) \cdot (30,12 - 20)) = \mathbf{5,15\Omega/\text{Km}}$$
. Para  $S = 4\text{mm}^2$ .

Análogamente, para 6 y 10  $\text{mm}^2$  tendremos 5,11 y 5,08  $\Omega/\text{Km}$ .

Estos son los valores de resistencia que aplicaremos al cable de conexión de cadenas de módulos por las condiciones de funcionamiento descritas. En el caso de la tirada corta, como se trata del fabricante del módulo, será el de 4  $\text{mm}^2$  únicamente. Para el caso de la tirada larga, dependerá del cable puesto en el tramo b) y éste puede ser de 4, 6 ó 10  $\text{mm}^2$ .

## 2.1.2. CÁLCULO TIRADA LARGA Y SUMA DE AMBAS

### Caída de tensión:

Para calcular la caída de tensión de cable de conexión de cadenas, aplicaremos la fórmula de la caída de tensión porcentual respecto a la corriente nominal:

$$\Delta U/U = (I_{MPP}/V_{MAX}) \cdot L \cdot R_T$$

Donde:

$I_{MPP}$ : Corriente en el punto de máxima potencia (A)

$V_{max}$ : Tensión nominal del sistema CC (V)

$L$ : Longitud de las líneas cable pral. de CC (polo positivo + polo negativo) (Km)

$R_T$ : Resistencia a la temperatura de funcionamiento del cable ( $\Omega/\text{Km}$ )

Para aplicar esta fórmula, tomamos los metros en cada terminal: 16,24m y 37,04 respectivamente.



La corriente de condiciones de máxima potencia del módulo, 16,42 A, y considerando la tensión del sistema en DC, 1.168,44 V, obteniendo:

Lado entre cadenas:

$\Delta U/U = 100 * (13,14 * 5,15 * (16,24/1000)) / 1168,44 = 0,11\%$  de caída de tensión, por causa del cable de conexión de módulos.

Lado largo:

Para el caso de 4 ó 6 ó 10 mm<sup>2</sup>, tenemos de caída de tensión según resistividad:

- 1) 4mm<sup>2</sup>:  $\Delta U/U = 100 * (13,14 * 5,15 * (37,044/1000)) / 1168,44 = 0,27\%$ .
- 2) 6mm<sup>2</sup>:  $\Delta U/U = 100 * (13,14 * 5,11 * (37,044/1000)) / 1168,445 = 0,267\%$ .
- 3) 10 mm<sup>2</sup>:  $\Delta U/U = 100 * (13,14 * 5,08 * (37,044/1000)) / 1168,44 = 0,265\%$ .

Estos cables son fijos en la instalación e iguales para todos los strings del bloque, de modo que esta caída será fija para todos los string del proyecto.

La caída interna de la cadena o string será la caída máxima considerando ambos polos:

- 1) 4 mm<sup>2</sup> en tirada larga: 0,11% + 0,27% en total: 0,389%
- 2) 6 mm<sup>2</sup> en tirada larga: 0,11% + 0,267% en total: 0,386%
- 3) 10 mm<sup>2</sup> en tirada larga: 0,11% + 0,265% en total: 0,384%

### **Potencia:**

Para calcular la potencia transportada en el string utilizaremos la fórmula de la potencia en continua:

$$P = V * I$$

Que en caso del String de 25 módulos, con una tensión V<sub>mpp</sub> de 44,91V y I<sub>mpp</sub>=1A.

Aplicando:  $P = 28 * 41,73 * 16,42 = 19.185 \text{ W. /string o cadena de módulos.}$

### **Perdidas de potencia. -**

Para las pérdidas de potencia consideraremos la resistencia de los cables de cadenas.

$$P = R * (I^2)$$

$$P = \text{resistividad} \cdot L \cdot (I_{\text{string}})^2,$$

Donde:

P = potencia perdida del String,

Resistividad = resistividad del cable de cadena /Km. calculada anteriormente, de 5,15; 5,11 y 5,08  $\Omega/\text{Km}$ .

$I_{\text{string}}$  = corriente del String. (16,42)

#### Lado entre cadenas:

$P = 5,15 \cdot (16,24/1000) \cdot (16,42^2) = 22,78 \text{ W}$  de pérdida de potencia, por causa del cable de conexión de módulos.

#### Lado largo, según sea de 4, 6 o 10 mm<sup>2</sup> tenemos de pérdida de potencia:

- 1) 4 mm<sup>2</sup>:  $P = 5,15 \cdot (16,24/1000) \cdot (16,42^2) = 51,96 \text{ W}$ .
- 2) 6 mm<sup>2</sup>:  $P = 5,11 \cdot (16,24/1000) \cdot (16,42^2) = 51,34 \text{ W}$ .
- 3) 10 mm<sup>2</sup>:  $P = 5,09 \cdot (16,24/1000) \cdot (16,42^2) = 50,90 \text{ W}$ .

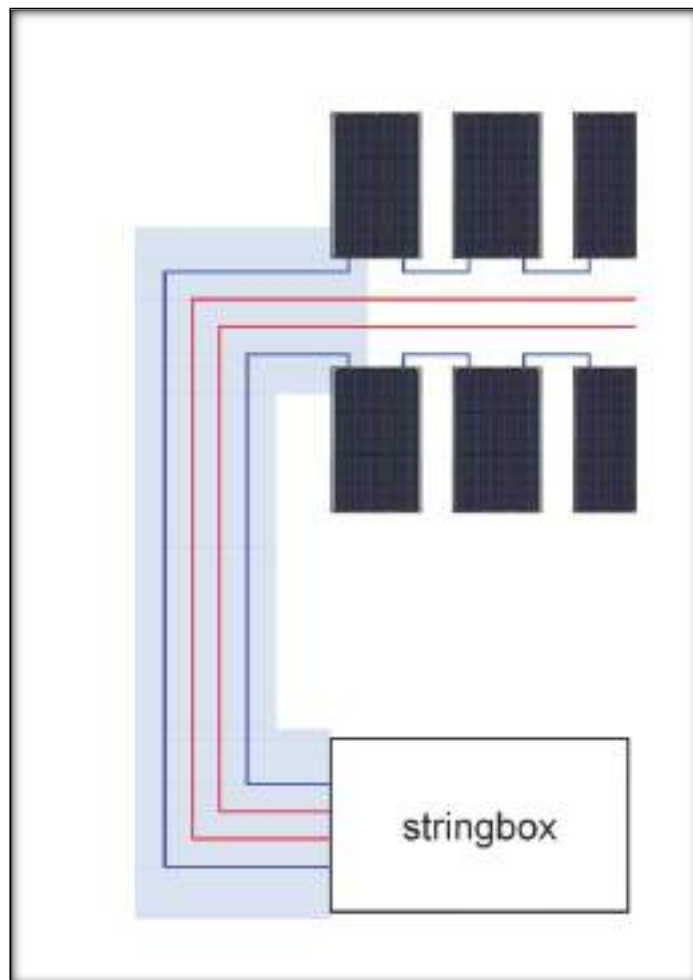
Las pérdidas por el lado de conexión entre los módulos, siendo de 29cm y 14,5cm para (+) y (-) respectivamente, en suma al cabo de las 28 uniones de los 28 módulos (16,24 m en total) es menos distancia (y por tanto menos caída), que la tirada que tiene que hacer el cable del otro polo (lado largo), hasta el extremo opuesto debido a que incluye la distancia de los marcos por el lado corto (que son en cambio 37,044m), cuando se trata de que ambos cables tengan 4 mm<sup>2</sup>. Cuando las secciones del lado largo aumentan, también baja su caída.

El porcentaje de caída de potencia será, según las secciones del tramo largo de:

$$\text{Pérdida } [\%W] = \text{Potencia perdida} / \text{potencia del string } (\%),$$

- 1) 4 mm<sup>2</sup>: Potencia Pérdida =  $22,78 + 51,96 = 0,389\%$ .
- 2) 6 mm<sup>2</sup>: Potencia Pérdida =  $22,78 + 51,34 = 0,386\%$ .
- 3) 10 mm<sup>2</sup>: Potencia Pérdida =  $22,78 + 50,90 = 0,384\%$ .

## 2.2. PARTE B) CAÍDAS Y PÉRDIDAS EN CC BT ENTRE STRINGS E INVERSOR DE CADENAS

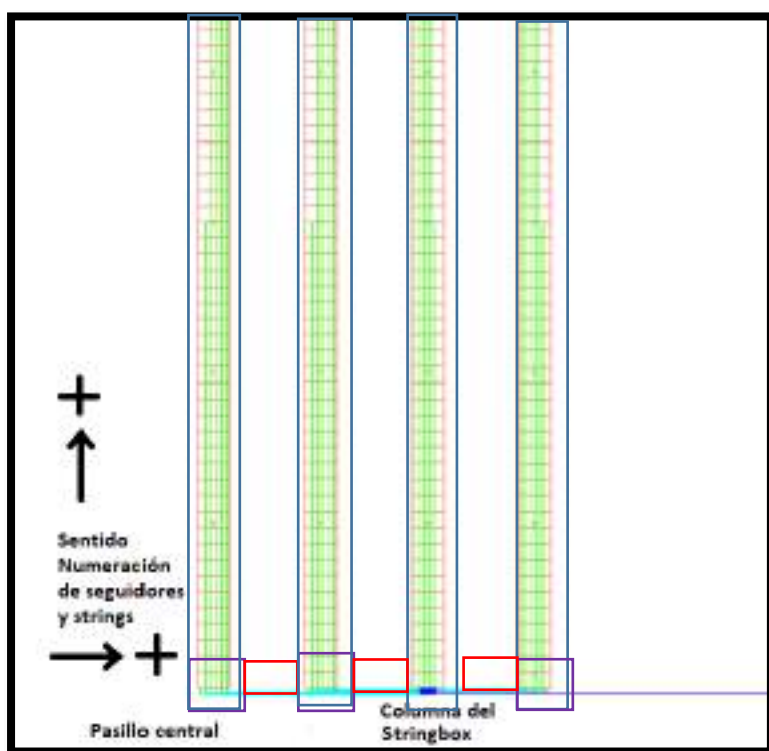


b) Pérdidas del cable solar.

La pérdida de potencia y caída de tensión que se va a considerar en este apartado, es la del cableado de CC en BT que hay entre los bornes (+) y (-) generales de cada string hasta las entradas de las cajas de nivel o stringboxes








Como el cable provisto por el fabricante del módulo lleva en sus extremos un conector Multi-Contact tipo MC-4, será necesario colocar un conector de este tipo en el extremo del cable que conecte con los strings (observar el tipo de entrada que permite el fabricante del stringbox en el otro extremo del cable)

Para observar el tipo de instalación, observaremos cómo van los cables de strings según este extracto del plano: UNIFILAR DE BAJA TENSIÓN:



Vamos a considerar por la distancia de los cableados, y las caídas, una sección de  $6 \text{ mm}^2$

Los tipos o métodos de instalación que tendremos que considerar:

Nominal cross-sectional area of conductor mm <sup>2</sup>	Installation methods of Table B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Copper							
1.5	19	18.5	23	22	24	25	27
2.5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
5	45	42	54	51	58	53	56
10	61	57	75	68	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	308	268	328	239	270
120	278	253	354	308	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	488	442	603	532	693	446	502

- 1) Tipo de instalación C.- Será el de los strings que irán en la misma fila de seguidores, en el extremo de la cual, se instalen los inversores de cadena. (cuadro azul)
- 2) El resto de strings del mismo inversor colocados en seguidores en filas contiguas tendrán cables solares de CC-BT, que deberán saltar de hilera, por ello, todos ellos en alguna parte de la instalación, incluirán una parte entubada al aire (B1) y otra parte enterrada (D1) en la zona de salto de hilera de 6,5 m de pitch.
  - Tipo B1.-En tubo al aire agrupado desde la mesa al suelo de la zanja. Como es tan poca distancia (estimado en 2m en cada transición aire-tierra), respecto de la caída y pérdida general del string, no se ha considerado a efectos de cálculo, por no ser la condición de instalación más restrictiva (cuadros en violeta).
  - Tipo D1) En tubo enterrado, tal y como se ve en la zanja, desde 2 pares hasta un máximo de 12 pares (seis mesas hacia el inversor, coincidiendo en la misma zanja. (cuadro en rojo).

A efectos de cálculo, se ha realizado bajo los entandares de seguridad, de tal forma que un cable que en su recorrido va enterrado y al aire, se calcula de la forma más restrictiva, considerando los factores de la corriente máxima de la instalación de tipo B1 y D1 y se ha aplicado para toda la longitud del cable el condicionante más restrictivo, siendo el más restrictivo el D1.

Por ello en este ANEJO se sacan todos los factores para justificar esta decisión y para este tipo de cable que tiene ambos tipos de instalación **se aplica únicamente el D1 para todo el tramo de cable solar.**

Por ello en el Cálculo de caídas, **solo se han aplicado los tipos C ó D1.**

### **Corriente máxima admisible:**

Teniendo en cuenta nuevamente la tabla anteriormente comentada de los tipos de instalación citados:

$$I_{z6mm(C)} = 58A$$

$$I_{z6mm(B1)} = 54A$$

$$I_{z6mm(D1)} = 53A$$

Analizaremos los factores de corrección, según el tipo de instalación, como se ha explicado anteriormente, se ha obviado el tipo B1, pero se calcularán y se mostrarán igualmente sus coeficientes de reducción.

$$I_{z\text{ cable}} = I_n \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

### **Tipo C (al aire directamente sin agrupar):**

f1 (temperatura): 25 grados en lugar de 30: 1,04

f2 (agrupación circuitos en misma envolvente): 1 por ir sin agrupación.

f3 y f4 no aplican.

### **Tipo B1 (al aire en tubo agrupado):**

f1: 1,04

f2: se agrupan en tubos de 2 pares: 0,8

Item	Arrangement (cables touching)	Number of circuits or multi-core cables												To be used with current-carrying capacities reference
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Bunched in air, on a surface, embedded or enclosed	1.00	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.45	0.41	0.38	B.52.2 to B.52.13 Methods A to F

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.17 de factor de corrección por agrupamiento de cables bajo la misma envolvente

f3 no aplican porque no van en zanja y aunque sean hasta 2 tubos, van al aire.

f4: no aplica

Tipo D1 (enterrado en zanja dentro de tubo):

Ground temperature °C	Insulation	
	PVC	XLPE and EPR
10	1.10	1.07
15	1.05	1.04
20	1.00	1.00
25	0.95	0.96
30	0.89	0.93
35	0.84	0.89
40	0.77	0.85
45	0.71	0.80
50	0.63	0.76
55	0.55	0.71
60	0.46	0.66
65	—	0.60
70	—	0.53
75	—	0.46
80	—	0.38

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.15: factores de corrección para temperaturas ambientes de terreno diferentes de 20°C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

f1: 0,96 por considerarse 25°C.(tabla B.52.15)

Item	Arrangement (cables touching)	Number of circuits or multi-core cables												To be used with current-carrying capacities reference
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Bunched in air, on a surface, embedded or enclosed	1.00	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.45	0.41	0.38	B.52.2 to B.52.13 Methods A to F



Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.17 de factor de corrección por agrupamiento de cables bajo la misma envoltante

f2: se agrupan en tubos de 2 pares: 0,8. (tabla B.52.17)

B) Câbles monoconducteurs dans un conduit non magnétique				
Nombre de circuits de deux ou trois câbles monoconducteurs	Distance entre conduits <sup>b</sup>			
	Nulle (conduits jointifs)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.19: factores de reducción para cables unipolares para más de un circuito dentro de una envoltante enterrada para método de instalación D1.

f3: entre 1 y 4 tubos, a una distancia de 0,20, se ha aplicado 0,25 por proximidad.

Thermal resistivity, K · m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Tabla UNE-EN 60364-5-52 Tabla B.52.16: factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K\*m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el tipo de instalación D.

f4: se ha considerado un factor térmico de 1,5 para este proyecto entonces 1,1 como factor para cables en conductos enterrados.

**Haciendo un resumen de todos los coeficientes, tenemos:**

corrientes según UNE-EN 60365									
tipo instalación									
	aire	tubo al aire (B1)				tubo en zanja enterrado (D1)			
	C	2 pares	4 pares	6 pares	8 pares	2 pares	4 pares	6 pares	8 pares
4 mm <sup>2</sup>	45	42	42	42	42	43	43	43	43
6 mm <sup>2</sup>	58	54	54	54	54	53	53	53	53
10 mm <sup>2</sup>	80	75	75	75	75	71	71	71	71
f1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	0,96	0,96	0,96	0,96
f2	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
f3	1	1	1	1	1	1	0,9	0,8	0,75
f4	1	1	1	1	1	1,1	1,1	1,1	1,1
f1*f2*f3*f4	1,04	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,76	0,68	0,63

Como puede verse en la tabla, los métodos de instalación D1, tienen unos factores más restrictivos que los Métodos B1.

El proceso de la tabla siempre es el mismo:

- 1) Obtención de Iz básica según el tipo de instalación C, B1 ó D1
- 2) Con los factores f1 a f4 se obtienen las corrientes límite de los cables reales Iz
- 3) Con la relación de In (I de uso) e Iz, se obtiene la Tª de trabajo.
- 4) Con la temperatura de trabajo, el valor verdadero de resistividad
- 5) Con el valor verdadero de resistividad se obtiene la caída y la pérdida y sus porcentajes.

Se muestra ahora la tabla de caídas y pérdidas de potencia para un caso de string alejado al máximo de un stringbox caja de nivel (CN) con su cable de 6mm<sup>2</sup> que

tuviese 13 ramas, que es el estándar del bloque tipo. Si este string alejado al máximo cumple, también lo harán el resto de strings a una distancia más cercana.

La estructura es la siguiente:

- 6 strings puestos en sendos seguidores a la izquierda de la hilera del Stringbox, cuyos cableados van debajo de las mesas al aire, y cuando saltan a la hilera donde está instalada la caja agrupadora de strings, (caja de nivel o stringbox) van enterrados compartiendo zanja en 3 tubos separados entre si, de 2 pares cada uno: modo de instalación D1 (6 pares) (ramas 1 a 6)
- 2 strings en seguidores centrales en la misma hilera del CN: modo de instalación al aire C (ramas 7 a 8)
- 4 strings en sendos seguidores colocados en la hilera de seguidores a la derecha de la hilera del Stringbox, igualmente al aire bajo las estructuras y enterrados al saltar de hilera, compartiendo zanja en 4 tubos de 2 pares cada uno: D1 de nuevo (ramas 9 a 13).

Como se puede observar, manteniendo un cable de  $6\text{mm}^2$  en los casos de strings separados unos 153 m del stringbox, se tienen unas caídas algo superiores al 1 % de la VCC y sin embargo en los tramos inferiores a 50m con  $6\text{mm}^2$  tenemos caídas inferiores al 0,5%, de modo que una media de caída entre el string más largo de 153 m y el más corto pegado al stringbox considerado en 3 m, sería de: 0,587 %.

Sin embargo, aunque se acepta una media de 1,5% es decir que puede haber tiradas superiores al 1,5% de caída y tiradas inferiores al 1,5%, pero de media y en cómputo total de caídas, lo que hemos pretendido, es no romper en ningún caso el máximo de 1,5%, incluso en aquellos strings de peores condiciones de distancia hasta el stringbox, en toda la tirada de la parte de CC, aplicaremos el criterio:

- 1) Utilizar cable de  $10\text{mm}^2$  para distancias lineales superiores a 75m.
- 2) Utilizar cable de  $6\text{mm}^2$  para distancias lineales entre 75 y 0 m.

Obteniendo la siguiente tabla:

INVERSOR 1				ANÁLISIS CABLE SOLAR														TOTAL DC		
Codificación	Potencia	I Nom.	Vmpp	Long cable	Secc	tipo inst.	lnz	F1 (temp)	F2 (2. polo)	F3 (A.tubo)	F4 (R.Tp. Sue)	lz	Temp cable	resistiv.	Caída Tens.	Pérd. Pot.	Pérdida Pot.	Caída tens.	Pérdida	Pérdida
Cadena	por cadena	por cadena	por módulo	m	mm2	-	A	-	-	-	-	-	°C	[Ω/km]	U (%)	(W)	W (%)	total DC	pot DC	pot DC
C.S.P.	(W)	A	V	m	mm2	-	A	-	-	-	-	-	°C	[Ω/km]	U (%)	(W)	W (%)	U (%)	(W)	W (%)
INV1-1.1	19185,78	16,42	41,73	99,00	10	D1 (12 pares)	71,0	0,960	0,65	0,70	1,10	34,11	40,06	2,06	0,57	110,00	0,57	0,79	151,25	0,79
INV1-1.2	19185,78	16,42	41,73	66,00	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,69	132,23	0,69	0,90	173,47	0,90
INV1-1.3	19185,78	16,42	41,73	34,00	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,36	68,12	0,36	0,57	109,37	0,57
INV1-1.4	19185,78	16,42	41,73	92,30	10	D1 (12 pares)	71,0	0,960	0,65	0,70	1,10	34,11	40,06	2,06	0,53	102,56	0,53	0,75	143,81	0,75
INV1-1.5	19185,78	16,42	41,73	59,30	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,62	118,80	0,62	0,83	160,05	0,83
INV1-1.6	19185,78	16,42	41,73	27,30	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,29	54,69	0,29	0,50	95,94	0,50
INV1-1.7	19185,78	16,42	41,73	85,60	10	D1 (12 pares)	71,0	0,960	0,65	0,70	1,10	34,11	40,06	2,06	0,50	95,11	0,50	0,71	136,36	0,71
INV1-1.8	19185,78	16,42	41,73	52,60	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,55	105,38	0,55	0,76	146,63	0,76
INV1-1.9	19185,78	16,42	41,73	20,60	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,22	41,27	0,22	0,43	82,52	0,43
INV1-1.10	19185,78	16,42	41,73	78,90	10	D1 (12 pares)	71,0	0,960	0,65	0,70	1,10	34,11	40,06	2,06	0,46	87,67	0,46	0,67	128,92	0,67
INV1-1.11	19185,78	16,42	41,73	45,90	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,48	91,96	0,48	0,69	133,21	0,69
INV1-1.1	19185,78	16,42	41,73	13,90	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,15	27,85	0,15	0,36	69,10	0,36
INV1-1.13	19185,78	16,42	41,73	72,20	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,75	144,65	0,75	0,97	185,90	0,97
INV1-1.14	19185,78	16,42	41,73	39,20	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,41	78,53	0,41	0,62	119,78	0,62
INV1-1.15	19185,78	16,42	41,73	7,20	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,08	14,42	0,08	0,29	55,67	0,29
INV1-1.16	19185,78	16,42	41,73	68,00	6	D1 (12 pares)	53,0	0,960	0,65	0,70	1,10	25,47	52,02	3,72	0,71	136,23	0,71	0,93	177,48	0,93
																		MEDIA	0,674	

Como se puede observar, manteniendo este criterio se tienen una caída media del stringbox de 0,674 %.

### 2.3. PARTE C) CAÍDAS Y PÉRDIDAS EN EL TRAMO CC DE STRINGBOXES A ENTRADA DE INVERSORES

El tramo considerado es el representado en esta imagen:



Se trata de la parte de CC de baja tensión que forma el último tramo de CC.

El cable que se considerará, será en un rango de 300 mm<sup>2</sup> a 400 mm<sup>2</sup> en general, para el 95% de las conexiones del cableado. Es posible que haya alguna excepción de 500 mm<sup>2</sup> si por distancia excepcional que no se pueda salvar de otra manera, su caída de tensión, implique la necesidad de utilizarlo. El rango de secciones mencionado, será el adecuado para el rango de corrientes y caídas de tensión aceptables en el proyecto.

Al igual que en las anteriores partes de la caída de CC, vamos a empezar por la corriente:



#### Corriente máxima admisible

Para calcular la corriente máxima admisible, en este caso tomaremos el Reglamento electrotécnico de baja tensión en su instrucción técnica complementaria 7, que

trata la distribución eléctrica en Baja tensión. Esta ITC se referencia a la norma UNE-EN 20435 de cálculo de corriente de cableado, en su última versión de 2011.

Se preferirá esta norma la IEC 60364 ya que está más orientada expresamente a distribución en baja tensión de CA.

Tomaremos el valor base de corriente nominal, y posteriormente buscaremos los factores de corrección, exactamente igual que con los apartados anteriores.

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

(1) Incluye el conductor neutro, si existe

(2) Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,155

*Intensidad máxima admisible para cables con conductores de AL enterrados (servicio permanente)  
según ITC-BT-07.*

Para el tipo de aislamiento XLPC (polietileno reticulado) la T° máxima en el conductor es de 90°C.

Para nuestro caso de pares de polos en cables unipolares en lugar de ternas (caso (2)), se debe aplicar un coeficiente de 1,155 a estas corrientes, para obtener el valor de  $I_z$  de partida de los cables, antes de aplicar ningún coeficiente de reducción.

Como puede observarse, en la tabla adjunta, las corrientes dadas, en función de los calibres mencionados son de partida:

Calibre	Intensidad
mm <sup>2</sup>	A
300	594
400	673
500	753

- $T^{\circ}C = 25^{\circ}C$  del terreno.
- 1,1m de profundidad de instalación media.
- Una resistividad térmica del terreno, de  $1,5 K^{\circ}m/W$
- Un agrupamiento de cables de hasta 17 pares de polos en la misma zanja separados 0,3m

En las mencionadas condiciones, tendremos los siguientes factores correctores:

### Factores correctores. -

f1: Factor de temperatura. -

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

En nuestro caso, el factor es 1 al considerar la temperatura del terreno de  $25^{\circ}C$ .

f2: Factor por resistividad del terreno. -



Aplicando el reglamento, disponemos de la siguiente información:

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

En nuestro caso, se ha establecido una resistividad de 1,5 K\*m/W. Se ha estudiado la linealidad de la relación de incremento de coeficientes reductores y se ha calculado el valor de factor de reducción en 0,834, como valor intermedio entre 0,81 y 0,87 proporcional al valor de coeficiente térmico.

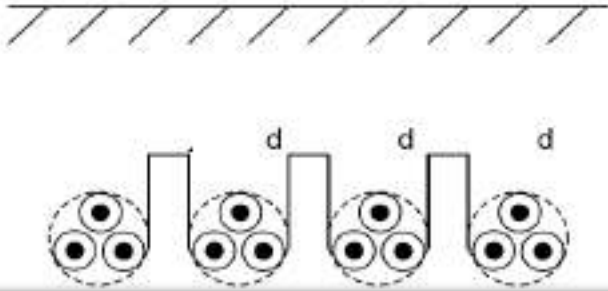
f3: Factor de reducción por Agrupamiento de cables en zanja. -

De acuerdo a los parámetros de corrección indicados en el reglamento de baja tensión vigente en España, para agrupación de cables debemos tomar en cuenta las correcciones de la tabla 8, localizada en la página 54 del ITC-BT-07.

En nuestro caso, el más desfavorable es cuando el inversor está en una esquina del campo de seguidores, y por una zanja de BT, le deben llegar hasta 10 pares de polos, separados 0,3m entre sí:



Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Considerando la tabla, vemos que el caso de 17, no existe para el reglamento y tampoco la separación de 0,3m, dado que se considera que, a partir de 0,3m no hay afección térmica, de modo que la afección para la corriente máxima es de 1.

f4: Factor por profundidad de instalación. –

Usando la tabla del reglamento:

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

En nuestro caso el factor a aplicar es 0,96, al estar las ternas de media 1,1 m de profundidad de instalación, como media entre 1,2 m y 1m

Una vez que tenemos todos los factores de corrección, para los cables aquí representados, tenemos esta tabla resumen de valores:

Calibre	Intensidad	(f1) F. Temp.	(f2) R. Terreno	(f3) Agrup	(f4) Prof	Iz
mm <sup>2</sup>	Amps	25°C	1,5 k.m/W	%	%	Amps.
<b>300</b>	594	1	0,834	1	0,96	476
<b>400</b>	674	1	0,834	1	0,96	539
<b>500</b>	753	1	0,834	1	0,96	603

Para obtener las corrientes, temperaturas y resistividades en cada caso nos referiremos a las tablas de este ANEJO de cálculos.

Pero el proceso de la tabla siempre es el mismo:

- 1) Obtención de Iz básica según el tipo de instalación.
- 2) Con los factores f1 a f4 se obtienen las corrientes límite de los cables reales Iz
- 3) Con la relación de In (I de uso) e Iz, se obtiene la Tª de trabajo.
- 4) Con la temperatura de trabajo, el valor verdadero de resistividad
- 5) Con el valor verdadero de resistividad se obtiene la caída y la pérdida y sus porcentajes.

Aplicando el mismo criterio anterior, si todos los cables de los tramos son de 300, 400 y 500 mm<sup>2</sup>, para un caso extremo de inversor en una esquina tenemos:

	ANÁLISIS SALIDAS AC BT									
	Potencia			Vn Salida	Corriente					
	Terna	Terna	por cadena	AC Inversor	Salida AC					
	MTS	mm2	(W)	V	A	-	%	U (%)	(W)	W (%)
CN1	303	500	306972,56	1168,44	262,72	603,18	43,56%	0,883	2709,045	0,883
CN2	269,5	400	306972,56	1168,44	262,72	539,43	48,70%	1,021	3134,900	1,021
CN3	236	500	306972,56	1168,44	262,72	603,18	43,56%	0,687	2110,015	0,687
CN4	202,5	400	306972,56	1168,44	262,72	539,43	48,70%	0,767	2355,537	0,767
CN5	169	300	76743,14	1168,44	65,68	475,68	13,81%	0,195	149,511	0,195
									MEDIA	0,187

TRAMO	DESCRIPCIÓN	Caída de tensión (%)
PARTE A	ZONA INTERNA SEGUIDORES	0,267
PARTE B	DE FINAL SEGUIDORES A CAJA DE NIVEL	0,674
PARTE C	DE CAJA DE NIVEL A INVERSOR	0,187
<b>TOTAL</b>	<b>CAIDA TOTAL MEDIA</b>	<b>1,128</b>

Valor inferior al 1.5%

## 2.4. JUSTIFICACIÓN DE LOS CABLES DE CA BT POR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se supone como dato de partida la potencia de cortocircuito en la red de media tensión, suministrado por la compañía suministradora eléctrica, siendo éste, un valor comprendido entre 2-2,5 veces la potencia nominal del circuito en los Centros de Transformación e Inversión.

Considerando la potencia de nuestros circuitos de 3,326 MVAn, la tensión de cortocircuito en el lado de baja tensión consideraremos un valor de 1.061,48 V, (caso de tensión más baja con la célula a 60°C), que se corresponde con el supuesto más desfavorable. Para obtener la corriente de cortocircuito en éstas, las peores condiciones, aplicamos:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_{cc}} = \frac{2,5 * 1,169 * 10^6}{\sqrt{3} * 1.061,48} = 1,589 \text{ kA}$$

Donde:

$I_{ccp}$ : Corriente de cortocircuito en primario (kA).

$U$ : Tensión de primario (kV).

$S_{cc}$ : Potencia de cortocircuito de la red (MVA).

Teniendo en cuenta que la Compañía Suministradora nos suele dar como dato un tiempo de desconexión de un segundo de las protecciones en la subestación, la intensidad de cortocircuito máxima admisible por el conductor, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S * K}{\sqrt{t_{cc}}} = \frac{300 * 94}{\sqrt{1}} = 28,20 \text{ kA}$$

Donde:

$I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito (kA) máxima soportada por el cable.

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

K: Densidad de corriente en cortocircuito (A/mm<sup>2</sup>). Según la tabla 26 de la ITC-LAT 06, RD 216/2008, para conductores de aluminio y aislamiento XLPE, es de 94.

$t_{cc}$ : Tiempo de duración del cortocircuito (s). Según las compañías eléctricas, este tiempo, suele ser de  $t_{cc}=1s$ .

La corriente de corto circuito soportada por el cable durante un segundo ( $I_{cc}=28,20kA$ ) es mayor que la máxima esperada en ese punto ( $I_{ccp} = 1,589 \text{ kA}$ ), **por lo que se considera adecuado.**

### 3. CÁLCULO DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO DE BT.

#### 3.1. PROTECCIONES EN CIRCUITO DE CC

En este apartado se calculan las protecciones de los circuitos de CC, tanto la parte b) (dentro de los stringboxes), como en la parte c), en la entrada de los fusibles.

La intensidad máxima que se puede generar en los módulos será la intensidad de cortocircuito cuando la temperatura del módulo es máxima, que consideraremos 60°C,

$$ISC(T_c) = ISC(CEM) \times [1 + \Delta T(\sigma / 100)]$$

Dónde:

$T_c$  = Temperatura célula

$$\Delta T = T_c - 25 = 60 - 25 = 45^\circ\text{C}$$

$ISC(T_c)$  = Intensidad de Cortocircuito a la Temperatura de la célula.

$ISC(CEM)$  = Intensidad de Cortocircuito en condiciones estándar

$\sigma$  = coeficiente de temperatura para ISC

$$ISC(T_m) = ISC(STC) \times [1 + \Delta T(\sigma / 100)] = 17,24 \times [1 + 45(0,046/100)] = 17,52 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta las recomendaciones de la IEC calculamos el valor nominal de corriente de los dispositivos de protección en base a:

$$I_n \geq 1,4 \times I_{sc}(T_c) = 1,4 \times 17,52 = 24,53 \text{ A.}$$

Los fusibles de protección seleccionados que se instalarán en las cajas de protección tendrán un calibre de 25 A, ya que el valor de 24,53 es inferior.

Por tanto, por el resultado del cálculo anterior, colocamos un fusible de 25 A para los strings, lo que nos garantiza el corte del circuito antes de que el conductor supere la intensidad admisible.

Debido al conexionado en paralelo de los distintos circuitos es posible que, en caso de fallo, se presente una retro-alimentación desde los circuitos conectados en paralelo, por ello los cables deberán soportar una intensidad superior a la nominal de los paneles. Siguiendo las recomendaciones de la IEC establecemos ese valor en un 1,25 del calibre de la protección instalada en el cortocircuito. En el caso de los circuitos comprendidos entre módulos y stringbox. tenemos:

$$I = 1,25 \times I_{calibrefusible} = 1,25 \times 25 \text{ A} = 31,25 \text{ A}$$

Observando las agrupaciones de cable de nuestro proyecto:

corrientes según UNE-EN 60365									
tipo instalación									
	aire	tubo al aire (B1)				tubo en zanja enterr. (D1)			
	C	2 pares	4 pares	6 pares	8 pares	2 pares	4 pares	6 pares	8 pares
4 mm <sup>2</sup>	45	42	42	42	42	43	43	43	43
6 mm <sup>2</sup>	58	54	54	54	54	53	53	53	53
10 mm <sup>2</sup>	80	75	75	75	75	71	71	71	71
f1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	0,96	0,96	0,96	0,96
f2	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
f3	1	1	1	1	1	1	0,9	0,8	0,75
f4	1	1	1	1	1	1,1	1,1	1,1	1,1
f1*f2*f3*f4	1,04	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,76	0,68	0,63
Iz (4mm <sup>2</sup> )	46,80	34,86	34,86	34,86	34,86	36,12	32,69	29,06	27,24

Consideramos como  $I_z$  el valor del cable más bajo, que se corresponde con el de  $4\text{mm}^2$ .

Se comprueba, que en los casos en los que los cables del tramo b) de los strings de cuatro mesas saltan de hilera a la principal, donde está el stringbox, se produce la coincidencia de 8 pares de polos en instalación enterrada D1, donde tendremos 27,24 A. De este modo, al ser  $31,25\text{A} < 27,24\text{A}$ , **no se puede considerar el cable 4 mm protegido con fusible de 25A – 1500V, teniendo que usarse un cable de 6 mm .**

### 3.2. PROTECCIONES EN CIRCUITO C) A LA ENTRADA DE LOS INVERSORES

A continuación, se explica la aplicación de las dos condiciones que se deben cumplir en caso de protección las líneas de AL de secciones de 300 a  $500\text{mm}^2$ , mediante el cálculo de los fusibles de la línea que se pretende proteger.

Para esto necesitamos calcular el valor de intensidad en cortocircuito a  $60^\circ\text{C}$  por 1,40, valor establecido en las recomendaciones de la IEC en cada una de las entradas. Lo calcularemos teniendo en cuenta que el número de ramas por caja de conexión o stringbox será de 16 y 3 strings:

Para el stringbox de 16 ramas:

$$I_n \geq 1,4 \times I_{sc}(T_c) \times n^\circ \text{ ramas} = 1,4 \times 17,52 \times 16 = 392,45 \text{ A}$$

Para el stringbox de 4 ramas:

$$I_n \geq 1,4 \times I_{sc}(T_c) \times n^\circ \text{ ramas} = 1,4 \times 17,52 \times 4 = 98,11 \text{ A}$$

Los fusibles de protección seleccionados que se instalarán en la entrada de los inversores tendrán un calibre de 400 A para los stringbox de 16 entradas (392,45 A), y de 100 A para los de 4 entradas (98,11 A), por ser los valores comerciales inmediatamente superiores a las corrientes respectivamente, como resultante del cálculo anterior para las cajas de agrupamiento de cadenas.

El dimensionado del conductor según lo recomendado por la norma IEC para el de agrupamiento de más cadenas (16) será:

$$I = 1,25 \times I_{\text{calibrefusible}} = 1,25 \times 400A = 500 A$$

Valor superior a los 476A soportados por el cable seleccionado, 300 mm<sup>2</sup> AL (teniendo en cuenta el criterio de agrupamiento de conductores).

De este modo habrá que seleccionar cable de sección mínima 400 mm<sup>2</sup> y corriente máxima 539A. Al ser 500 A < 539A **se puede considerar el cable protegido con fusible de 400A – 1500V.**

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## CAPÍTULO II: RED SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN

### 1. DIMENSIONADO DE LOS CABLES DE MT. –

Se trata de exponer las fórmulas y datos que se emplearán para justificar la elección de los cables de la Red Subterránea de Media Tensión.

En el siguiente cuadro, se ven las características de las instalaciones.

#### Datos Eléctricos de la línea:

CIRCUITOS RSMT					
CIRCUITO N°	CT inicial	CT final	Nº ternas. compartiendo zanja	Sección (mm²)	Longitud (m)
1	CT03	CT02	3	150	660
	CT01	CT02	3	150	645
	CT02	SET	3	240	130

#### Características de la línea:

Tensión nominal: .....U = 20 kV

Frecuencia: ..... 50 Hz

Factor de potencia: ..... cos  $\phi$  =0,9

#### Características del cable RHZ1-OL 3x1x150 mm² Al

Tipo de cable: ..... RHZ1-OL

Sección: .....150 mm²

Conductor: .....Aluminio

Tensión: .....12/20 kV

Intensidad máxima: .....I = 260 A

Resistencia eléctrica (90°C) .....0,265  $\Omega$ /Km

Reactancia eléctrica: .....0,126  $\Omega$ /Km

Disposición cables:..... Tres cables unipolares agrupados

Pantalla metálica:..... 16 mm<sup>2</sup> Cu

### Características del cable RHZ1-OL 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al

Tipo de cable: ..... RHZ1-OL

Sección: .....240 mm<sup>2</sup>

Conductor: .....Aluminio

Tensión:.....12/20 kV

Intensidad máxima: .....I = 345 A

Resistencia eléctrica (90°C) .....0,160 Ω/Km

Reactancia eléctrica: .....0,116 Ω/Km

Disposición cables:..... Tres cables unipolares agrupados

Pantalla metálica:..... 16 mm<sup>2</sup> Cu

### 1.1. FORMULACIÓN

El conductor empleado en los tramos de línea en proyecto se justifica basándose en el factor:

- **Intensidad máxima**

La intensidad de la línea, atendiendo a la potencia a transportar, viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \alpha}$$

Para la elección de los conductores se han tendrán en cuenta una serie de coeficientes de corrección atendiendo a las condiciones especiales de la instalación enterrada.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

Debido a que los circuitos se encontrarán directamente enterrados a 20°C, con una separación de 20 cm, y a 1,10 m de profundidad, habrá que aplicar un coeficiente de 0,99 por profundidad de la instalación distinta a 1 m y otro coeficiente de disminución de la intensidad máxima admitida por el cable, que dependerá del número de ternas enterradas.

En nuestro caso, aunque se trata de una única línea de MT, se comparten hasta 3 coincidencias de ternas en zanja, de modo que los coeficientes son los siguientes:

Nº ternas en zanja	Factor de corrección (d=20cm)
3	0,73

- **Capacidad de transporte por límite térmico**

La capacidad de transporte de la línea atendiendo a su intensidad máxima es:

$$P = \frac{\sqrt{3} \ U \ I \ \cos\alpha}{1000} \text{ en MW}$$

Tomando la intensidad máxima admisible especificada por el fabricante según las tablas anteriormente indicadas, la tensión de la red de media tensión del parque (30 kV) y un  $\cos \varphi$  que puede bajar tanto como a  $\cos \varphi = 0,9$ , obtenemos las siguientes capacidades de transporte.

- o Conductor de 150 mm<sup>2</sup>: capacidad de transporte de 6,08 MW
- o Conductor de 240 mm<sup>2</sup>: capacidad de transporte de 8,65 MW

- **Intensidad de Cortocircuito**

La intensidad máxima de cortocircuito atendiendo a la resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación (se calcula en el siguiente capítulo).

- **Factor de potencia**

Para realizar los cálculos con los que justificar la elección de los cables de la Red Subterránea, se empleará un valor de factor de potencia de 0,9 L/C.

- **Caída de Tensión**

La caída de tensión máxima (despreciando la influencia capacitiva) viene dada por la expresión:

$$e\% = \frac{100 (R + Xtg\alpha) P L}{U^2}$$

Como criterio se establece una caída de tensión inferior al 2% en la parte de alterna.

- **Pérdida de potencia**

La pérdida de potencia porcentual máxima viene dada por la expresión:

$$p\% = \frac{100 R P}{U^2 \cos^2 \alpha} L$$

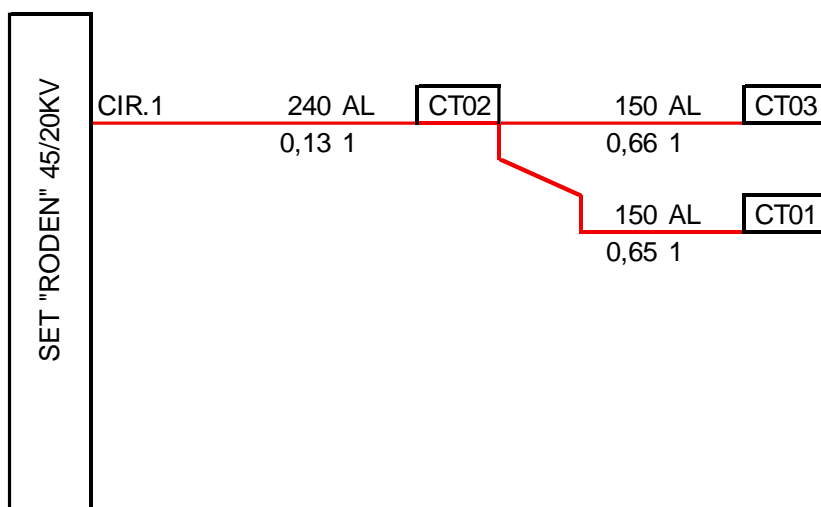
- **Potencia total del parque.**

La potencia unitaria del parque es de 7,014 MWn.

## 1.2. ESQUEMA RED SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN

La red de evacuación de MT del parque solar fotovoltaico: "Hibridación Rodén" consta de 1 línea de evacuación, que transporta la aportación de 6 Inversores centrales de 1,169 MVAn (a 30°C).

En el siguiente esquema se aprecia la disposición de dicha línea hasta la evacuación en la SET.



sección	material	nº CT
longitud	nº ternas	

**Leyenda del tramo**

### 1.3. CÁLCULO CONDUCTORES

Con los datos y fórmulas expuestas en el punto 1 se justifica, en la siguiente tabla, que la elección de los cables subterráneos del tipo RHZ1 Al 12/20 kV de secciones: 150 y 240 mm<sup>2</sup>, superan las necesidades de la red, en lo que se refiere a caídas de tensión y capacidad de transporte.

CIRCUITO	TRAMO	POTENCIA A TRANSPORTAR	INTENSIDAD ACUMULADA	Nº CIRCUITOS EN ZANJA	FACTOR DE CORRECCIÓN	INTENSIDAD MÁX. ADMISIBLE	% DE OCUPACIÓN	LONGITUD CABLE	SECCIÓN
		MW	A			A	%A		
1	CT03-CT02	2,338	67,49	3	0,73	189,80	35,56%	0,660	150
	CT01-CT02	2,338	67,49	3	0,73	189,80	35,56%	0,645	150
	CT02-SET	7,014	202,48	3	0,73	251,85	80,40%	0,130	240

CIRCUITO	TRAMO	POTENCIA A TRANSPORTAR	INTENSIDAD ACUMULADA	LONGITUD CABLE	SECCIÓN	CAIDA DE TENSIÓN	PÉRDIDA DE POTENCIA	PÉRDIDA DE POTENCIA
		MW	A	Km	mm <sup>2</sup>	%	%	KW
1	CT03-CT02	2,338	67,49	0,660	150	0,10	0,10	2,39
	CT01-CT02	2,338	67,49	0,645	150	0,10	0,10	2,33
	CT02-SET	7,014	202,48	0,130	240	0,04	0,04	2,57

## 2. RESUMEN

La longitud total de ternas, por tipo de conductor empleado será:

SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	LONGITUD DE ternas (m)	LONGITUD DE cableado (m)
150 AL	1.305	3.915
240 AL	130	390

La pérdida de potencia y la caída de tensión en cada circuito serán en KW y %:

CIRCUITO	CAIDA DE TENSIÓN	PERDIDA POTENCIA
1	0,14%	7,29

Potencia de pérdida, que porcentualmente, a la potencia nominal de la planta de salida, será una pérdida de:

perdida de potencia total	
kW	% del total
7,29	0,10

la caída total hasta la SET es de: 0,14% **siendo el 3% el máximo permitido. Cumple.**

### 3. JUSTIFICACIÓN DE LOS CABLES DE MT POR POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se supone como dato de partida la potencia de cortocircuito en la red de media tensión, suministrado por la compañía suministradora eléctrica, siendo éste, normalmente de 2-2,5 veces la potencia del circuito de los Centros de Transformación e Inversión.

Considerando la potencia de nuestros circuitos como en la tabla anterior, vemos La intensidad de cortocircuito en el lado de alta tensión en el supuesto más desfavorable será el del cable de 150 mm<sup>2</sup> para la potencia total del circuito en caso de cortocircuito de 2,338 MWn. Para obtener la corriente de cortocircuito en éstas, las peores condiciones, aplicamos:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_{cc}} = \frac{2,5 * 2,338 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 0,16873 \text{ kA}$$

Donde:

I<sub>ccp</sub>: Corriente de cortocircuito en primario (kA).

U: Tensión de primario (kV).

S<sub>cc</sub>: Potencia de cortocircuito de la red (MVA).

Teniendo en cuenta que la Compañía Suministradora nos suele dar como dato un tiempo de desconexión de un segundo de las protecciones en la subestación, la intensidad de cortocircuito máxima admisible por el conductor, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S * K}{\sqrt{t_{cc}}} = \frac{150 * 94}{\sqrt{1}} = 14,1 \text{ kA}$$

Donde:

I<sub>cc</sub>: Corriente de cortocircuito (kA) máxima soportada por el cable.


S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

K: Densidad de corriente en cortocircuito (A/mm<sup>2</sup>). Según la tabla 26 de la ITC-LAT 06, RD 216/2008, para conductores de aluminio y aislamiento XLPE, es de 94.



tcc: Tiempo de duración del cortocircuito (s). Según las compañías eléctricas, este tiempo, suele ser de  $t_{cc}=1s$ .

La corriente de corto circuito soportada por el cable de menor sección ( $150mm^2$ ) durante un segundo ( $I_{cc}=14,1kA$ ) es mayor que la máxima esperada en ese punto ( $I_{ccp}=0,16873 kA$ ), **por lo que se considera adecuado.**


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

### CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

#### 1. CALCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO Y RESISTENCIA A TIERRA.

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación eléctrica donde las personas puedan circular o permanecer, y exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella, estas queden protegidas.

El sistema de puesta a tierra de la PSFV Hibridación Rodén estará conformado por los diversos elementos de la central, como son la malla de puesta a tierra de la caseta del transformador y las carcasas de inversores y principalmente las estructuras de seguidores fotovoltaico, todas ellas interconectadas entre sí por un cable conductor de cobre desnudo de puesta a tierra instalado en la parte inferior de las zanjas eléctricas de la central, para llegar a todas las partes de la central, incluidas las zanjas de seguridad y el vallado perimetral.

El diseño del sistema de puesta a tierra principal estará definido por el cálculo de la puesta a tierra de cada uno de estos elementos modelados por software.

Para el diseño de la malla de tierras de los centros de transformación e inversión, se ha utilizado el programa de simulación de mallas de tierra ASPX V2.0 de SpartaLightingProtection.

Este programa de análisis, nos da como resultado, los valores estándar descritos en el cálculo de dicha norma como por ejemplo la resistencia a tierra, las tensiones de paso y contacto, tanto límites como las reales, según las condiciones iniciales de simulación que se hayan introducido, aparte de la geometría.

El programa emplea la norma internacional IEEE Std 80-2000 en la que se basan otras normas de cálculo como la ITC MIE-RAT 13 para las instalaciones de puesta a tierra.

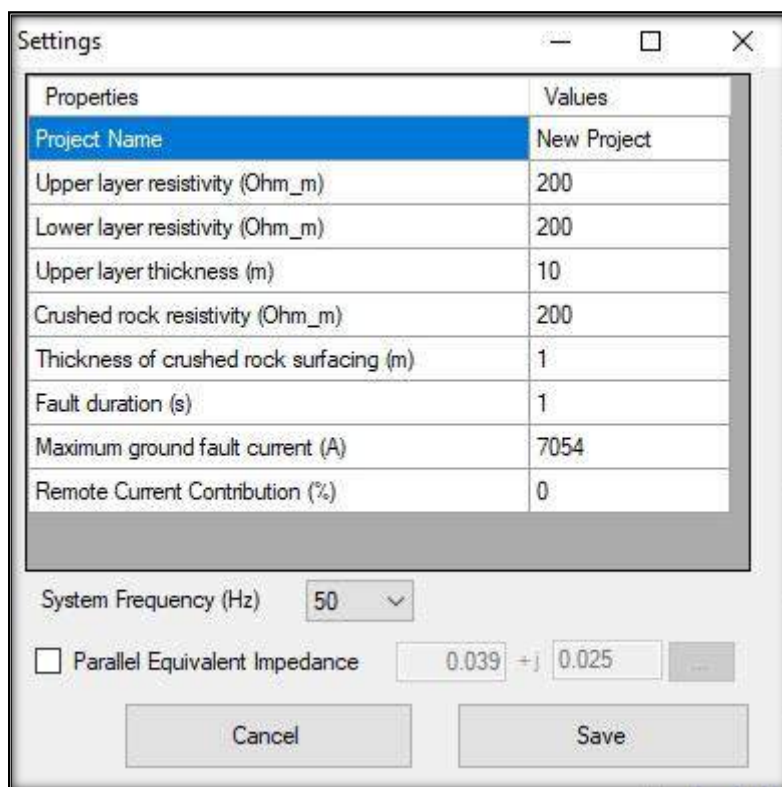
Para las condiciones de la simulación, supondremos los siguientes valores de entrada que son unos valores medios:

Nuestra toma de tierras estará a 0,7 m de profundidad. El programa considera 2 capas de resistividad, que aquí se han considerado en un valor conservador de 200

$\Omega/\text{m}^2$  para ambas, pudiéndose elegir el grosor de la primera, mientras que a la de abajo se le supone un valor indeterminado.

En este sándwich de capas de terreno, también se incluye una capa superficial de alta resistividad, que normalmente suele ser de grava. Al no ser este el caso que nos ocupa dado que se trabaja sobre terreno agrícola normal, se ha mantenido la misma resistividad de  $200\Omega/\text{m}^2$  del resto del parque.

Por ello los datos de entrada son los siguientes:



Properties	Values
Project Name	New Project
Upper layer resistivity (Ohm_m)	200
Lower layer resistivity (Ohm_m)	200
Upper layer thickness (m)	10
Crushed rock resistivity (Ohm_m)	200
Thickness of crushed rock surfacing (m)	1
Fault duration (s)	1
Maximum ground fault current (A)	7054
Remote Current Contribution (%)	0

System Frequency (Hz) 50

☐ Parallel Equivalent Impedance 0.039 + j 0.025

Cancel Save

Tabla de valores de entrada de la simulación

### Como valores de entrada, tenemos:

- Upper layer resistivity, que corresponde a la capa de resistividad superior
- Lower layer resistivity, que corresponde a la capa inferior
- Upper layer thickness, que corresponde al grosor de la capa de resistividad superior, en este caso de 1m.

- Crushed rock resistivity ( $\Omega\text{m}_m$ ), que corresponde a la resistividad igual que el resto de tierra de  $200 \Omega/\text{m}^2$
- Thickness o crushed rock surfacing (m), que se refiere al grosor, de 1m de esta capa, que es como si no existiera al tener la misma resistividad que el resto de capas introducidas de terreno.
- Fault duration, Duración de la falla, puesta como estándar a 1s, actualizado a las tecnologías actuales de disparo.
- Remote current contribution, se refiere a contribuciones externas de corriente de falla, que en este caso no se han considerado
- Maximum ground fault current, corriente de falla, en este caso de los 7054A de la falla de 2,5 veces la potencia del transformador, supuesta en los estudios de cortocircuito

Una vez introducidos los datos de entrada, modelamos la puesta a tierra, considerando 4 partes:

- 1) la malla bajo la caseta del transformador.
- 2) las zanjas de BT, con los cables de tierra.
- 3) y 4) las áreas de picas de tierra formado por los propios postes hincados de la estructura de seguidores.

#### 1) **Malla de tierra de las casetas de los CTs**

Profundidad de la malla (h): 0,7 m

Longitud del lado mayor de la malla (Lx): 12 m

Longitud del lado menor de la malla (Ly): 8 m

Área de la malla:  $96 \text{ m}^2$

Longitud total de los conductores de la malla: 56 m

Nodos de interconexión: 4

Picas de puesta a tierra: 2 (2m)

#### 2) **Malla de tierra de zanjas de cableado**

Profundidad de la malla (h): 0,7 m

Longitud del lado mayor de la malla (Lx): 350 m

Longitud del lado menor de la malla (Ly): 10 m

Longitud total de los conductores de la malla: 720 m

Nodos de interconexión: 4

Picas de puesta a tierra: 0

### 3) **Malla de tierra de zanjas de cableado norte**

Profundidad de la malla (h): pica hasta 1,5 m enterrados del pilote de estructura

Longitud del lado mayor de la malla (Lx): 350 m

Longitud del lado menor de la malla (Ly): 170 m

Longitud total de los conductores de la malla: 600 m

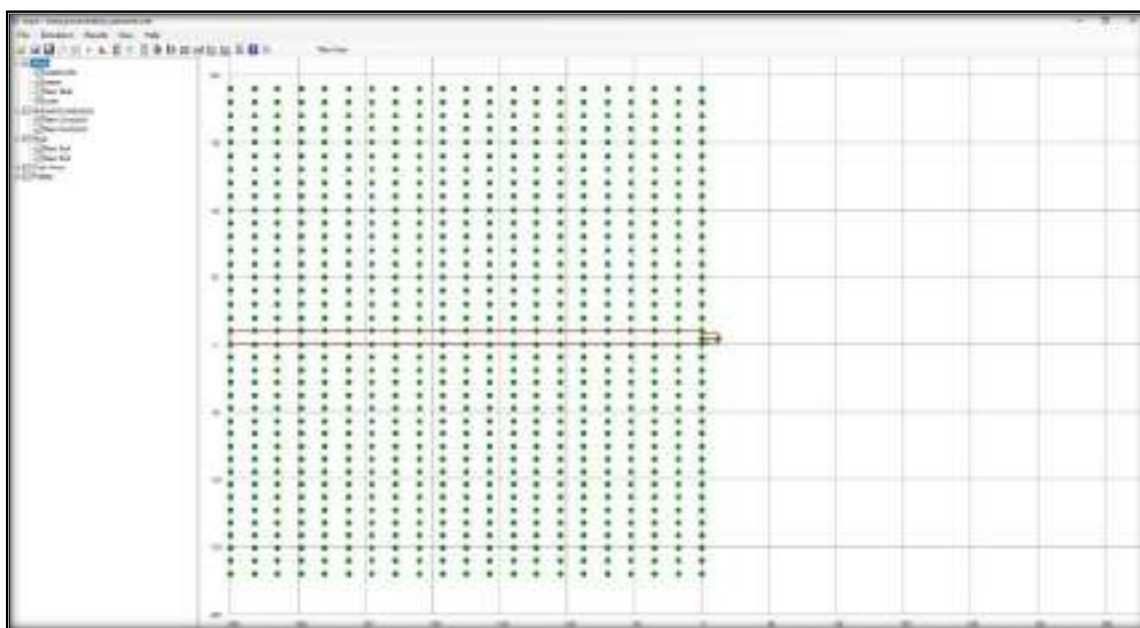
Nodos de interconexión: 600

Picas de puesta a tierra: 400

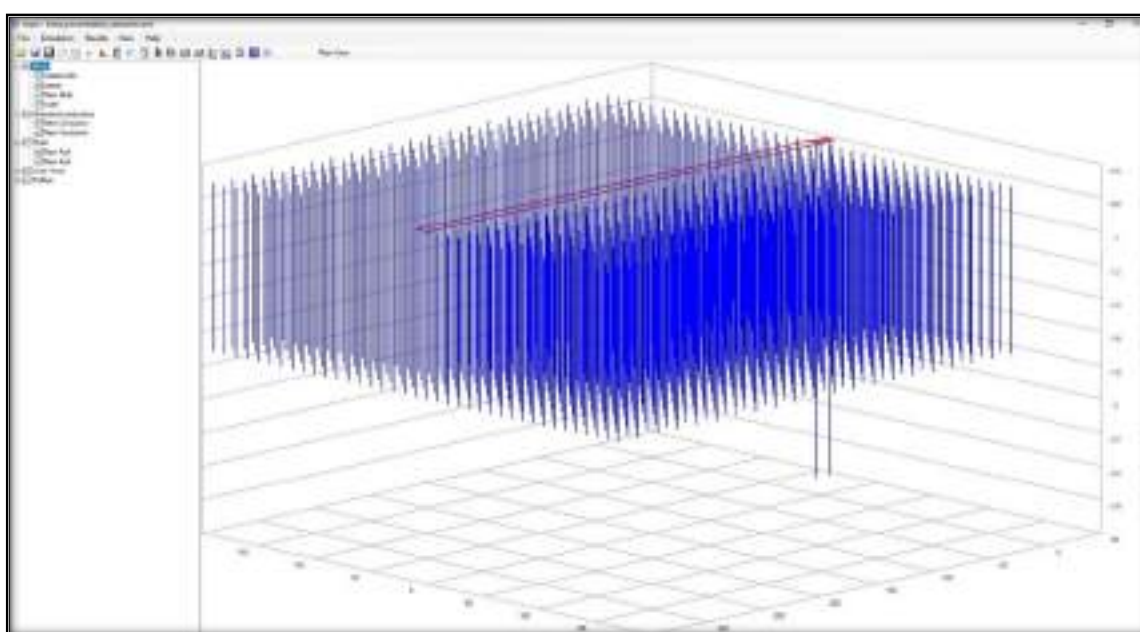
### 4) **Malla de tierra zanjas de cableado sur**

Análoga al punto 3

Comprobamos los modelos en superficie:



Vista del modelo en 3d:



Como puede verse, el CT y las estructuras de seguidores, suponen una ingente red de tomas de tierra, interconectadas en superficie por pinzas de cable desnudo de CU de 35mm<sup>2</sup> lo cual nos va a bajar los valores de tensiones de paso y contacto a valores muy bajos, así como el valor de la resistencia de tierras.

### **Resultados del modelado:**

Una vez introducidos todos los valores de la estructura de la malla, procederemos a realizar la simulación y ver los resultados:

Results	
Description	Value
Grounding grid resistance (Ohm)	0.389
Ground Potential Rise GPR (V)	0.000
Grid Current (A)	0.000
Fault Current Division Factor Sf	0.000
Tolerable Touch Voltage - 70 kg person (V)	204.100
Tolerable Touch Voltage - 50 kg person (V)	150.800
Touch Voltage (V)	0.000
Tolerable Step Voltage - 70 kg person (V)	345.400
Tolerable Step Voltage - 50 kg person (V)	255.200
Step Voltage (V)	0.000
Total length of the conductor (m)	776.000
Total number of rods	800

Comprobamos que:

**Grounding grid resistance.-** se trata del valor de resistencia de puesta a tierra, que debe tener un valor máximo de  $10\Omega$  por normativa.

**Ground Potential Rise GPR (V).-** Aumento del potencial de tierra considerado como el incremento neto de potencial en caso de falla.

**Grid Current (A).-** corriente de falla, desde los 7054 amperios calculados, dispersados en una malla que cubre varias hectáreas, la corriente de falla se reduce a un valor mínimo.

**Fault Current Division Factor Sf.-** corresponde al porcentaje de corriente de contribución de otras redes, como no hay ninguna otra red que contribuya, es de 0.

**Tolerable Touch Voltage - 70 kg person (V).-** tensión de contacto máximo límite para una persona de 70kg, que no debe ser alcanzada.



**Tolerable Touch Voltage - 50 kg person (V).**- tensión de contacto máximo límite para una persona de 50kg, que no debe ser alcanzada.

**Touch Voltage.**- tensión de contacto real que nos da como resultado, como es inferior al valor de la tensión de paso límite incluso de la de 50kg,

como puede verse el valor es casi 0, e inferior a los límites, **Por tanto, cumple la tensión de contacto.**

**Tolerable Step Voltage - 70 kg person (V).**- tensión de paso máximo límite para una persona de 70kg, que no debe ser alcanzada.

**Tolerable Step Voltage - 50 kg person (V).**- tensión de paso máximo límite para una persona de 50kg, que no debe ser alcanzada.

**Step Voltage.**- tensión de paso real que nos da como resultado, que como en el caso anterior, debe ser inferior al valor de la tensión de paso, incluso de la de 50kg, análogamente al caso anterior, **Por tanto, cumple la tensión de paso.**

**Total length of the conductor (m).**- longitud total del conductor.

Claramente, la estructura incada contribuye decisivamente en este valor, en el que se ha tendio en cuenta:

- a) La longitud del cableado de tierra enterrado a lo largo de la longitud de las zanjas de BT
- b) La longitud de las "picas" de tierra que supone la parte de las pilastras de las estructuras enterradas de 1,5m cada una, considerando los 176/191 seguidores alargados a razón de 5 patas por seguidor enteradas
- c) Todos las pinzas de unión metálicas y demás conductores enterrados además de los conductores de vallado enterradas.

Como podemos ver, al ser la malla de tierras tan ingente, debido a la enorme superficie de extensión y enorme cantidad también de estructuras hincadas en tierra, a pesar de la elevada magnitud de corriente de falla considerada, la resistencia a tierra es de apenas 0,39  $\Omega$  y las tensiones de paso y contacto están por debajo del tercer decimal.

Esta es la consecuencia habitual en centrales solares fotovoltaicas al servir las estructuras hincadas de fijación de módulos como parte de la malla de tierra, independientemente de la resistividad de la tierra del área de instalación que arroje el estudio geotécnico, se reduce el riesgo de contacto eléctrico al máximo **cumpliendo ampliamente las condiciones de protección.**

## 2. CALCULO DE NIVEL DE PROTECCIÓN CONTRA EL RAYO.

Para la disposición del electrodo de tipo anular utilizado, la longitud de conductores, considerada si son horizontales al valor de  $l_1$  y si son picas verticales al efecto de la mitad de su longitud a  $l_1/2$ , en suma, no deberá ser inferior al valor  $l_1$ , mínimo recomendado en la norma UNE EN 61605.3:2011, disposición de tipo A.

De modo que según esta norma podemos considerar:

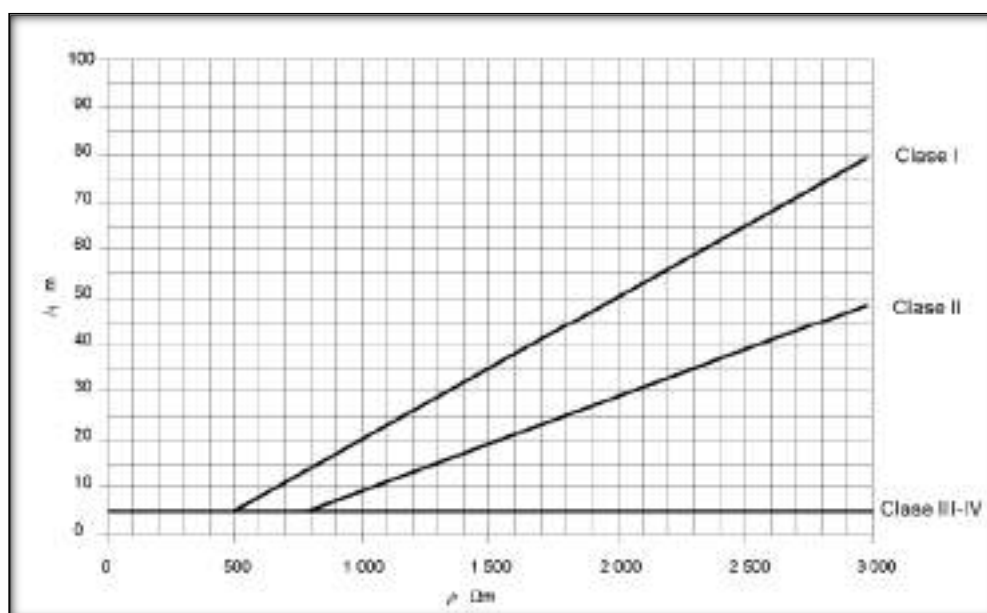
$$\frac{(\text{patas de seguidores de la instalación} \times 1,5\text{m})}{2} + \text{long. horiz. por zanjas BT y otras} > l_1$$

Sin entrar a valorar más cableado tenemos:

$$\frac{254 \text{ seguidores} \times 7 \text{ patas} \times 1,5\text{m/pata}}{2} + 776 = 2.109,5 \text{ m}$$

(254 mesas \* 7 patas \* 1,5m enterrados/pata)

Estando representada  $l_1$  en la siguiente figura, en función de los niveles I y II a IV descritos en la norma básica 61605.1 respectivamente:



Se observa que para una resistividad media de hasta 500  $\Omega/m^2$  (nuestro supuesto medio es de 200  $\Omega/m^2$ ), la cantidad de conductores necesaria de I1 es de solo 5m para conseguir una protección de tipo I a IV, de modo que como tenemos la situación:

$$2.109,5m \gg 5m.$$

Por lo tanto, **se cumple.**

### 3. CALCULO DE SECCIÓN DE CABLEADO DE LA MALLA DE TIERRAS. –

#### 3.1. CORRIENTE MÁXIMA DE PUESTA A TIERRA

Para los cálculos de la sección del conductor de puesta a tierra de la planta de la parte de BT, suponemos un valor de corriente máxima de defecto para la instalación de la potencia de cortocircuito simulada anteriormente de:

$$I_d = 2,569A$$

#### 3.2. SECCIÓN DEL CONDUCTOR

El tiempo mínimo de la duración del defecto a tierra, para dimensionar el conductor, es de 1 segundo y la densidad “K” de corriente máxima para el conductor de cobre será de 160 A/mm<sup>2</sup>.

La sección mínima a emplear será de:

$$S = \frac{\sqrt{I_d^2 * t}}{k}$$

Donde:

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

I<sub>d</sub> Intensidad de defecto máxima en A/ mm<sup>2</sup>

K Es el factor de corriente máxima dependiente del conductor y envolvente del mismo

T Es el tiempo de duración de la falla.

$$S = \frac{\sqrt{2.569^2 * 1}}{160} = 16,056 \text{ mm}^2$$

**Por lo tanto, el cable de tierra adoptado de 35 mm<sup>2</sup> cumple.**



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO 1  
ANEJO 2. ENERGÍA PRODUCIDA POR EL BLOQUE**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 7825 kWp

Rodén - Spain

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>	
21/4	Habilitación
2023	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)
	Profesional VALINO COLAS, CARLOS

**Autor(a)**

BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)





# Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

PVsyst V7.3.2

VC1, Fecha de simulación:  
07/03/23 10:59  
con v7.3.2

BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)

## Parámetros generales

### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

##### Orientación

Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

#### Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

#### Horizonte

Horizonte libre

#### Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D  
rastreadores ilimitados

#### Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 6.00 m  
Ancho de rastreador 2.38 m  
GCR 39.7 %  
Altura del eje sobre el suelo 2.10 m

### Conjunto único de rastreadores, con retroceso

#### Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

#### Conjunto de retroceso

Núm. de rastreadores 60 unidades  
Conjunto único

#### Tamaños

Espaciado de rastreador 6.00 m  
Ancho de colector 2.38 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 39.7 %  
Phi mín/máx. -/+ 60.0 °

#### Estrategia de retroceso

Límites de phi para BT -/+ 66.4 °  
Paso de retroceso 6.00 m  
Ancho de retroceso 2.38 m

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra 0.20  
Factor de bifacialidad 85 %  
Fact. sombreado trasero 5.0 %  
Fact. desajuste trasero 10.0 %  
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

## Características del generador FV

### Módulo FV

Fabricante Risen Energy Co., Ltd  
Modelo RSM132-8-685BHDG

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 685 Wp  
Número de módulos FV 11424 unidades  
Nominal (STC) 7825 kWp  
Módulos 408 Cadenas x 28 En series

#### En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 7376 kWp  
U mpp 1074 V  
I mpp 6870 A

#### Potencia FV total

Nominal (STC) 7825 kWp  
Total 11424 módulos  
Área del módulo 35487 m²  
Área celular 33251 m²

### Inversor

Fabricante Ingeteam  
Modelo Ingecon Sun 1170TL B450 IP54 H1000

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 1169 kWca  
Número de inversores 6 unidades  
Potencia total 7014 kWca  
Voltaje de funcionamiento 645-1300 V  
Potencia máx. (>=30°C) 1169 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.12

#### Potencia total del inversor

Potencia total 7014 kWca  
Número de inversores 6 unidades  
Proporción Pnom 1.12



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCQNOST005

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS  
(al servicio de la empresa)





# Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

## PVsyst V7.3.2

VC1, Fecha de simulación:  
07/03/23 10:59  
con v7.3.2

BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)

### Pérdidas del conjunto

#### Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 1.5 %

#### Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

#### Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 2.5 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

#### LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

#### Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.8 %

#### Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en M

#### Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

#### Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.977	0.945	0.852	0.000

### Pérdidas del sistema.

#### Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 1.0 %

3.7 días,

3 períodos

#### Pérdidas auxiliares

constante (ventiladores) 14.80 kW

1852.0 kW del umbral de potencia

Consumo aux. nocturno 10.00 kW

### Pérdidas de cableado CA

#### Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 450 Vca tri

Frac. de pérdida 0.13 % en STC

#### Inversor: Ingecon Sun 1170TL B450 IP54 H1000

Sección cables (6 Inv.) Alu 6 x 3 x 1500 mm²

Longitud media de los cables 10 m

#### Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 30 kV

Cables Alu 3 x 400 mm²

Longitud 14950 m

Frac. de pérdida 1.00 % en STC

### Pérdidas de CA en transformadores

#### Transfo MV

Voltaje medio 30 kV

#### Parámetros del transformador

Potencia nominal en STC 7.65 MVA

Iron Loss ( Conexión 24/24) 6.28 kVA

Fracción de pérdida de hierro 0.08 % en STC

Pérdida de cobre 75.42 kVA

Fracción de pérdida de cobre 0.99 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.26 mΩ



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO: VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValiderCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNDOST0DS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



**PVsyst V7.3.2**

VC1, Fecha de simulación:  
07/03/23 10:59  
con v7.3.2

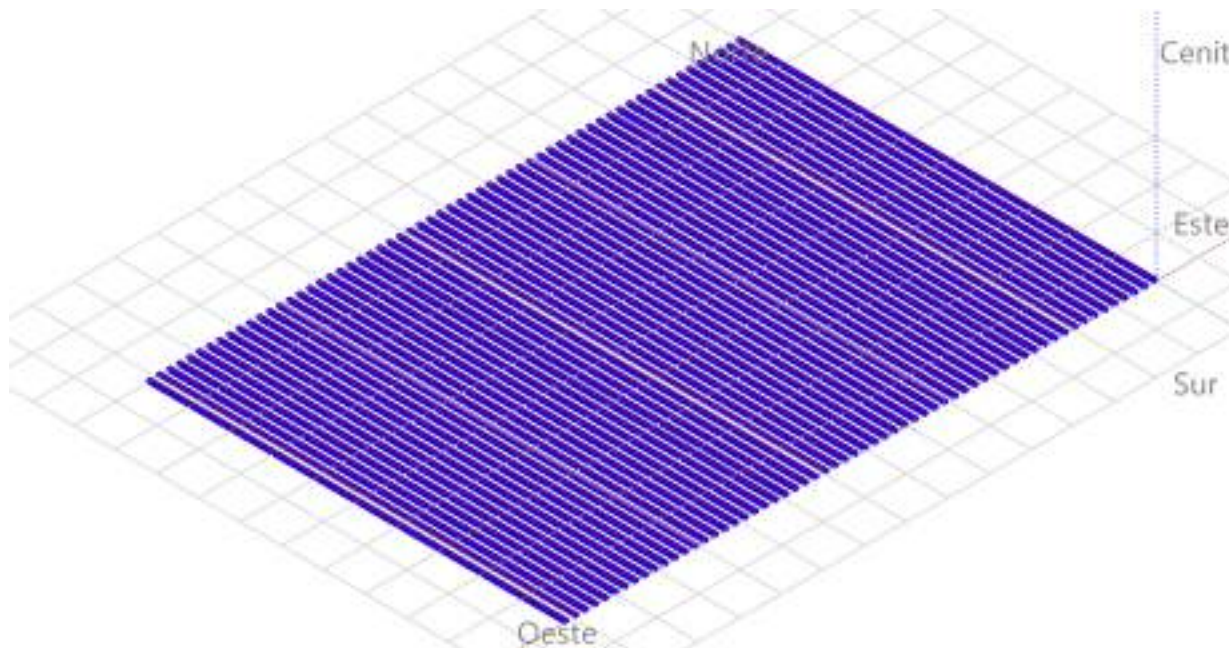
## Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)

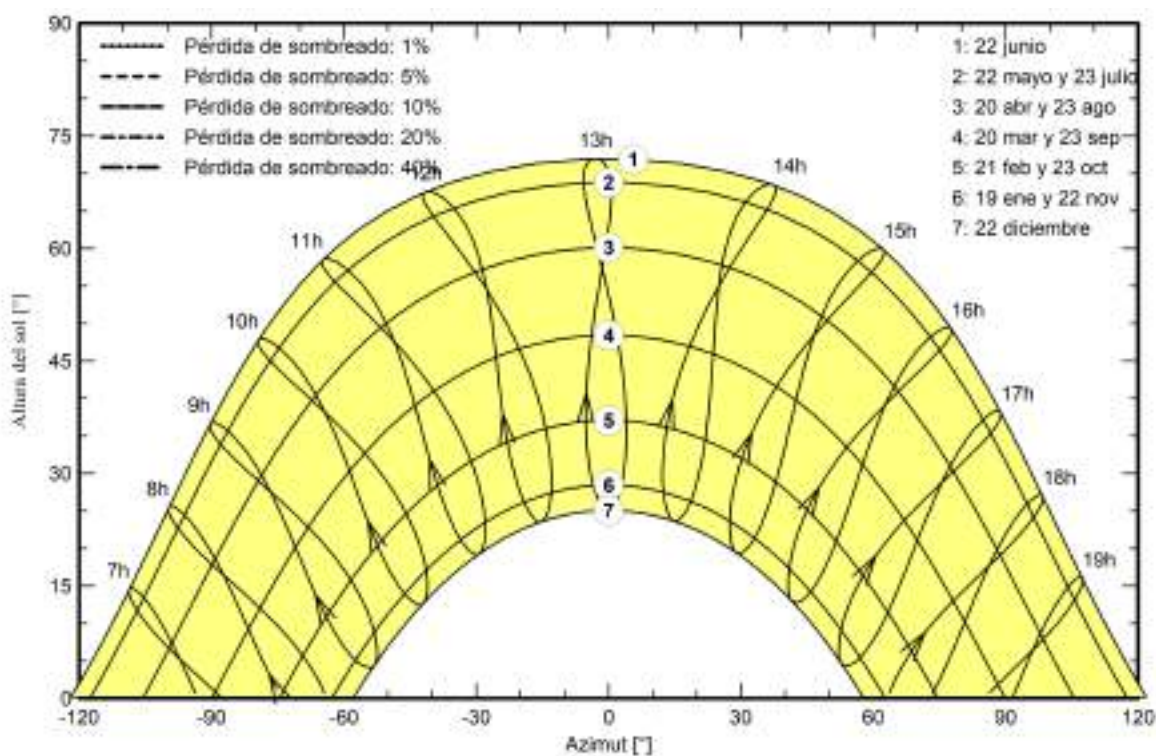
### Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



### Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNOOST05>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

## Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

## Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

**PVsyst V7.3.2**

VC1, Fecha de simulación:  
07/03/23 10:59  
con v7.3.2

BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)

## Resultados principales

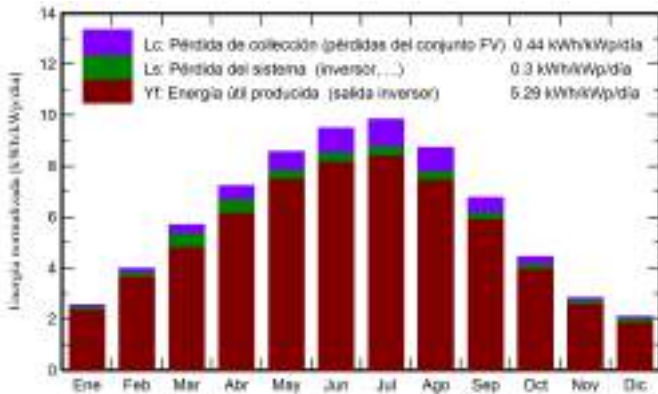
## Producción del sistema

Energía producida	15096.76 MWh/año
-------------------	------------------

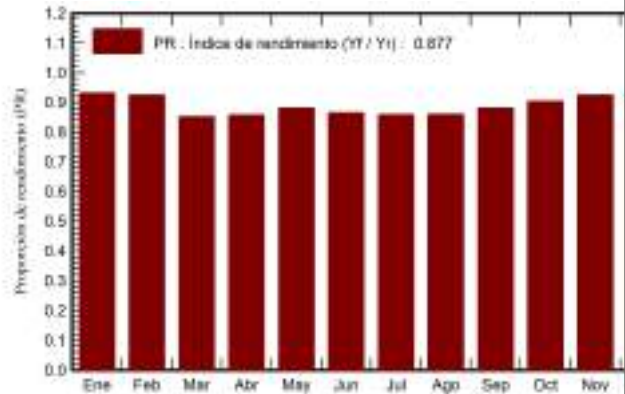
Producción específica	1929 kWh/kWp/año
-----------------------	------------------

Proporción de rendimiento (PR)	87.66 %
--------------------------------	---------

### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



### Proporción de rendimiento (PR)



## Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	proporción	
Enero	58.2	25.38	6.51	79.3	76.4	609	578	0.932	Profesional VALIÑO COLAS, CARLOS
Febrero	82.5	32.31	7.67	111.5	107.7	846	807	0.925	
Marzo	132.2	50.44	11.18	176.6	170.8	1312	1178	0.853	
Abril	164.1	60.40	13.94	216.7	209.7	1583	1455	0.858	
Mayo	201.5	75.61	18.18	265.6	257.3	1914	1831	0.881	
Junio	215.5	74.59	22.79	284.7	276.0	2014	1927	0.865	
Julio	229.0	73.19	25.47	305.0	296.0	2141	2049	0.859	
Agosto	199.9	59.93	25.11	270.4	262.4	1902	1820	0.860	
Septiembre	149.4	49.08	20.65	203.0	196.6	1462	1399	0.881	
Octubre	103.2	41.37	16.45	137.6	132.8	1018	973	0.904	
Noviembre	64.3	30.15	10.21	85.0	81.8	647	615	0.925	
Diciembre	49.5	25.37	6.56	65.4	62.8	505	464	0.907	
Año	1649.2	597.81	15.44	2200.7	2130.3	15953	15097	0.877	

## Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T\_Amb      Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
--------	---

E_Grid	Energía inyectada en la red
--------	-----------------------------

PR Proporción de rendimiento



INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO: VIZA233390

21/4	
2023	

Habilitacion	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)
Profesional	VALIÑO COLAS, CARLOS



# Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

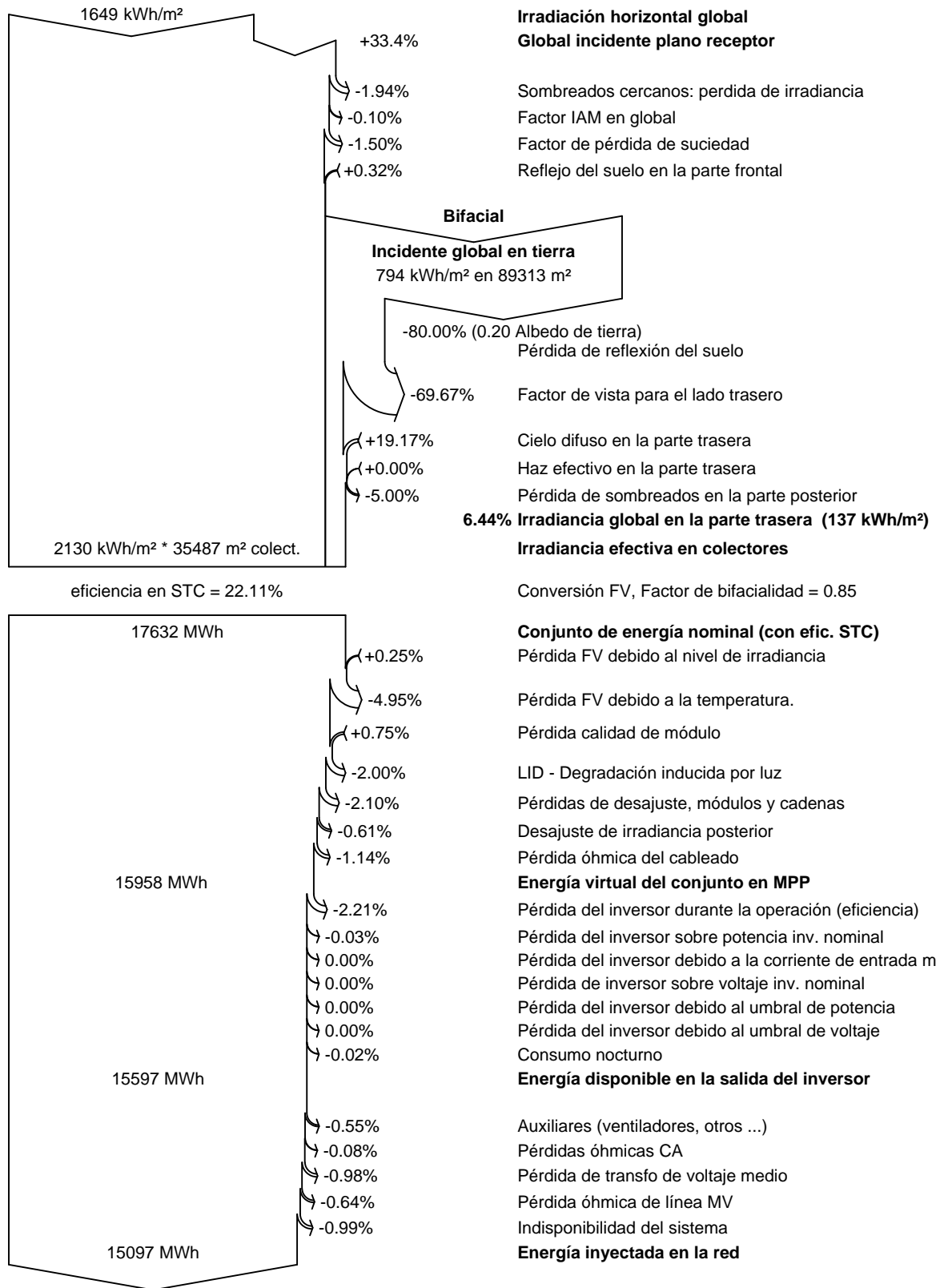
Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

PVsyst V7.3.2

VC1, Fecha de simulación:  
07/03/23 10:59  
con v7.3.2

BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)

## Diagrama de pérdida



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS





# Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

Variante: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

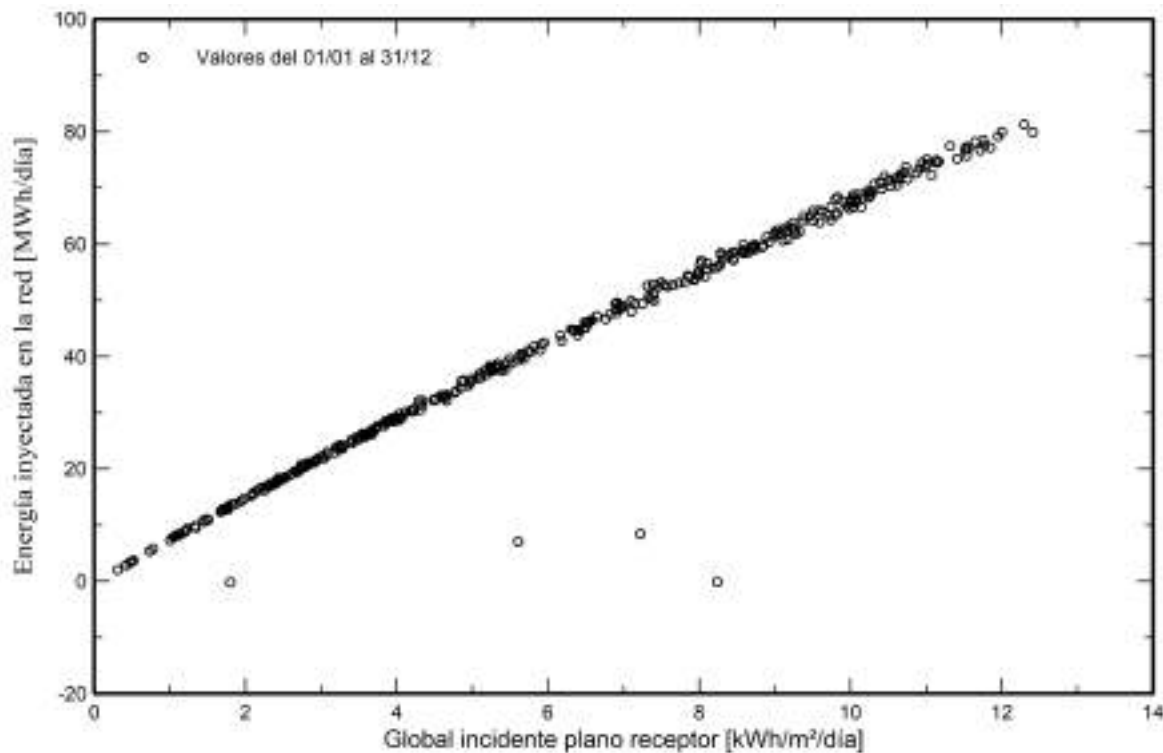
PVsyst V7.3.2

VC1, Fecha de simulación:  
07/03/23 10:59  
con v7.3.2

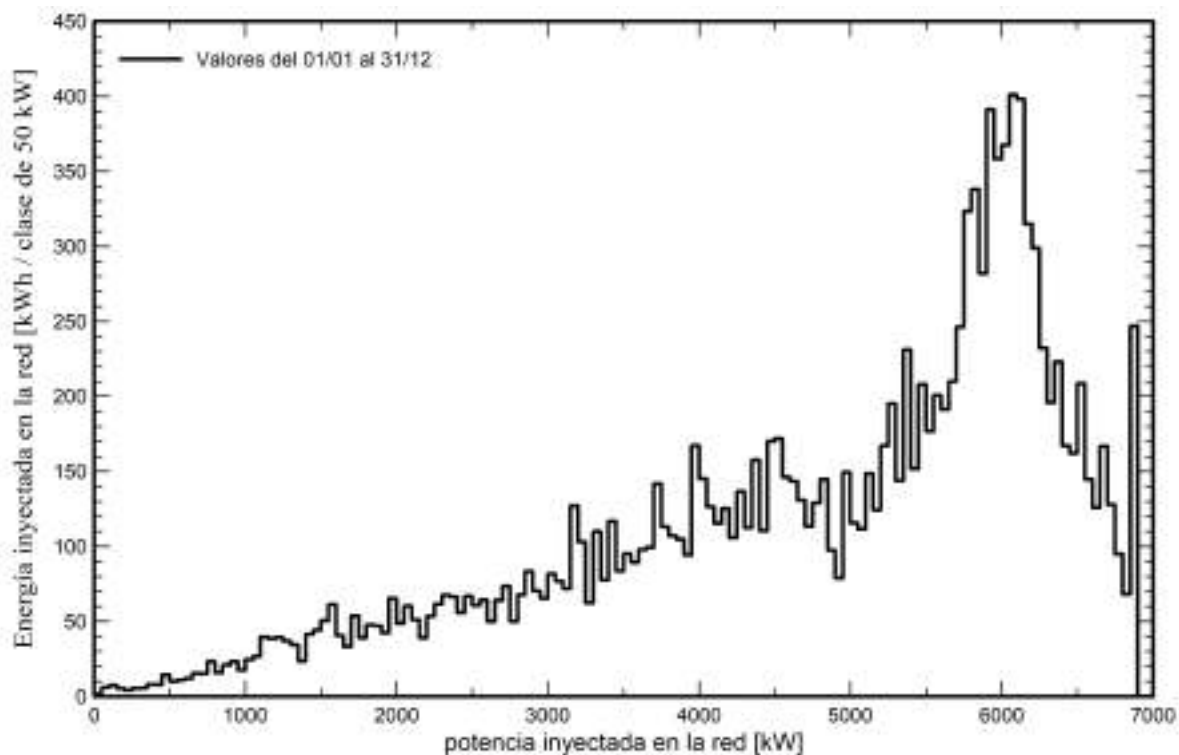
BBA1 INTERNATIONAL ENGINEERING SL (Spain)

## Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

## DOCUMENTO I ANEJO 3. INVERSOR



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>

## INVERSORES CENTRALES SIN TRANSFORMADOR CON UN ÚNICO BLOQUE DE POTENCIA

### Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

#### Máxima densidad de potencia

Estos inversores FV centrales despliegan mayor potencia por metro cúbico y, gracias al uso de componentes de alta calidad, rinden al más alto nivel posible.

#### Electrónica de última generación

Los inversores Serie B integran una innovadora tarjeta de control que funciona más rápido y permite un control del inversor más eficiente y sofisticado, ya que utiliza un procesador de señales digitales de última generación. Además, el hardware de la tarjeta de control permite medidas más precisas y un mayor grado de protección.

Estos inversores soportan huecos de tensión y también presentan un menor consumo de potencia gracias a una tarjeta de suministro de potencia más eficiente.

#### Conexión AC mejorada

La conexión de salida ha sido diseñada para facilitar la conexión directa por pletinas con el transformador de media tensión.

#### Protección máxima

Estos equipos trifásicos disponen de un interruptor DC de apertura en carga motorizado para desacoplar el generador fotovoltaico del inversor. Además, incorporan un seccionador magneto-térmico motorizado. Opcionalmente, pueden incorporar fusibles, kit de puesta a tierra y monitorización de corrientes de entrada.

#### Máximos valores de eficiencia

El uso de novedosas topologías de conversión electrónica permite alcanzar valores de eficiencia de hasta el 98,9%. Gracias a su sofisticado algoritmo de control, este equipo puede garantizar la máxima eficiencia en la conversión de la potencia FV disponible.

#### Prestaciones mejoradas

La nueva gama de inversores INGECON® Power presenta una envolvente renovada y mejorada que, junto a un novedoso sistema de refrigeración por aire, permite aumentar la temperatura de trabajo.





## Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

### Diseño duradero

El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una larga vida útil. Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

### Soporte de red

La familia INGECON® SUN Power Serie B está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva incluso por la noche y controlar la potencia activa inyectada a la red. Además, pueden operar en redes débiles con un bajo SCR (short-circuit ratio).

### Fácil mantenimiento

Todos los elementos pueden ser reemplazados o retirados directamente desde la parte frontal del inversor, gracias a su novedoso diseño.

### Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN Power disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

### Monitorización y comunicación

Comunicación Ethernet integrada de serie. Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smart-phone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.), así como el histórico de datos de producción.

Disponibles dos puertos de comunicación (uno para monitorización y otro para el control de planta), permitiendo un control de planta rápido y simultáneo.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO8TO0AS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

#### PROTECCIONES

- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Seccionador magneto-térmico AC motorizado.
- Soporta huecos de tensión.
- Protección del hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, gracias a un circuito cerrado de ventilación.

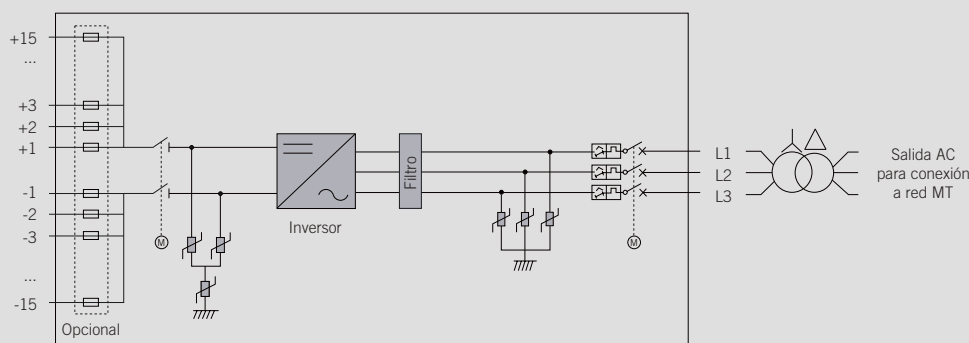
#### ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit para alimentar servicios auxiliares.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC, tipo I+II.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Vatímetro en el lado AC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).
- Inyección de potencia reactiva nocturna.
- Kit atrapa-arenas.
- Caja de agrupamiento DC integrada.

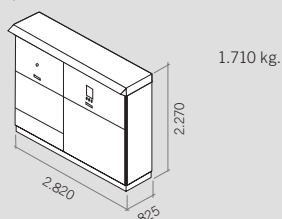
#### VENTAJAS DE LA SERIE B

- Mayor densidad de potencia.
- Electrónica de última generación.
- Protección electrónica más eficiente.
- Alimentación nocturna para comunicar con el inversor por la noche.
- Mayor rendimiento.
- Mantenimiento sencillo gracias al diseño de su nueva envolvente.
- Piezas de recambio más ligeras.
- Permite aterrar el campo fotovoltaico.
- Componentes fácilmente reemplazables.

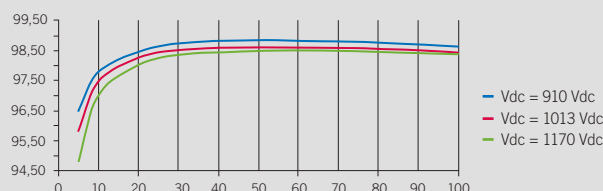
### Power B Series



### Dimensiones y peso (mm)



### Rendimiento INGECON® SUN 1640TL B630



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	1.157 - 1.520 kWp	1.389 - 1.824 kWp	1.487 - 1.952 kWp	1.543 - 2.026 kWp	1.582 - 2.077 kWp
Rango de tensión MPP <sup>(2)</sup>	645 - 1.300 V	769 - 1.300 V	822 - 1.300 V	853 - 1.300 V	873 - 1.300 V
Tensión máxima <sup>(3)</sup>	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.169 kVA / 1.052 kVA	1.403 kVA / 1.263 kVA	1.502 kVA / 1.352 kVA	1.559 kVA / 1.403 kVA	1.598 kVA / 1.438 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1.169 kVA / 1.035 kVA	1.403 kVA / 1.242 kVA	1.502 kVA / 1.330 kVA	1.559 kVA / 1.380 kVA	1.598 kVA / 1.415 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C <sup>(4)</sup>	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal <sup>(5)</sup>	450 V Sistema IT	540 V Sistema IT	578 V Sistema IT	600 V Sistema IT	615 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) <sup>(6)</sup>	<3%				
Protecciones de Salida					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
Prestaciones					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by <sup>(7)</sup>	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
Datos Generales					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h				
Caudal de aire promedio	4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) t 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, UE 2016/631, Arrêté du 9 juin 2020, CEI 0-16, V1:2020-12, Terna A68, G99, VDE-AR-N 4110, P.O.12.2 (NTS), P.O. 12.3, South African Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQXNOST005


21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLLAS, CARLOS

**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC <sup>(2)</sup> Vmpp.min es para condicionales nominales (Vac=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes <sup>(3)</sup> Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas <sup>(4)</sup> Con el kit atrapa-arenas <sup>(5)</sup> Otras tensiones y potencias AC disponibles <sup>(6)</sup> Para P<sub>AC</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 <sup>(7)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	1.620 - 2.128 kWp	1.659 - 2.179 kWp	1.698 - 2.229 kWp	1.723 - 2.280 kWp	1.775 - 2.331 kWp
Rango de tensión MPP <sup>(2)</sup>	894 - 1.300 V	915 - 1.300 V	935 - 1.300 V	957 - 1.300 V	978 - 1.300 V
Tensión máxima <sup>(3)</sup>	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.637 kVA / 1.473 kVA	1.673 kVA / 1.508 kVA	1.715 kVA / 1.543 kVA	1.754 kVA / 1.578 kVA	1.793 kVA / 1.613 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1.637 kVA / 1.449 kVA	1.676 kVA / 1.484 kVA	1.715 kVA / 1.518 kVA	1.754 kVA / 1.552,6 kVA	1.793 kVA / 1.587 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C <sup>(4)</sup>	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal <sup>(5)</sup>	630 V Sistema IT	645 V Sistema IT	660 V Sistema IT	675 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) <sup>(6)</sup>	<3%				
Protecciones de Salida					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
Prestaciones					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by <sup>(7)</sup>	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
Datos Generales					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h				
Caudal de aire promedio	4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) a 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, UE 2016/631, Arrêté du 9 juin 2020, CEI 0-16, V1:2020-12, Terna A68, G99, VDE-AR-N 4110, P.O.12.2 (NTS), P.O. 12.3, South African Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				

COGITAR



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TECNICOS INDUSTRIALES DE ARAGON  
VISADO : VIZA233396  
http://cogitaragon.e-visado.net/validarCSI.aspx?CSI=BXUYDIBCXNORTOS

21/4  
2023

Habilitación  
Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional  
VALIÑO COLAS, CARLOS



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQXNOST005

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALNO COLAS, CARLOS

**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC <sup>(2)</sup> Vmpp.min es para condicionales nominales (Vac=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes <sup>(3)</sup> Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas <sup>(4)</sup> Con el kit atrapa-arenas <sup>(5)</sup> Otras tensiones y potencias AC disponibles <sup>(6)</sup> Para P<sub>AC</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 <sup>(7)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO 1  
ANEJO 4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>

**TRANSFORMADORES  
DE BT / MT EN  
BAÑO DE ACEITE**
**Transformador de Media Tensión /  
Completamente Lleno Herméticamente Sellado**

**Ingeteam** suministra transformadores trifásicos BT/MT en baño de aceite, disponibles hasta una potencia de 7.200 kVA, con rango de tensión (lado de MT) desde 10 hasta 36 kV.

Los transformadores están clasificados según la norma IEC 60076, ofreciendo los siguientes beneficios:

- Pérdidas reducidas.
- Mantenimiento reducido.
- Instalación en interior y en exterior.

El valor de tensión del devanado secundario (lado de BT) es compatible con la tensión de salida del inversor desde 366 V hasta 690 V.

**FUNCIONES ESTÁNDAR**

- Pérdidas reducidas. Otro tipo de pérdidas disponibles según demanda.
- Protección electrostática que reduce las perturbaciones, distorsiones y sobre-tensiones.
- Relé DGPT2 / RIS.
- Aislamiento con aceite mineral.

**FUNCIONES DISPONIBLES SEGÚN DEMANDA**

- Aislamiento dieléctrico con éster natural (punto de inflamación > 300 °C).
- Devanados en cobre.
- Otras funciones disponibles según demanda.


**Transformador MT / Completamente Lleno Herméticamente Sellado**

Información General						
Categoría		Transformador sellado aislado en baño de aceite (aceite vegetal disponible según demanda)				
Frecuencia nominal		50 / 60Hz				21/4
Eficiencia a potencia nominal		99%				2023
Regulación de tensión del primario		± 2 x 2,5 %				
Clase de aislamiento	Devanado primario	12 kV: 12 / 28 / 75 kV	17.5 kV: 17.5 / 38 / 95 kV	24 kV: 24 / 50 / 125 kV	36 kV: 36 / 70 / 170 kV	
	Devanado secundario	3.6 kV				
Material conductor primario / secundario		Aluminio / Aluminio (cobre opcional)				
Grupo de conexión <sup>(1)</sup>		Dy11				
Conexión del primario		Triángulo <sup>(2)</sup>				
Conexión del secundario		Estrella				
Máx. sobre-temperatura para devanados / aceite		+65 / +60 K				
Corriente sin carga		< 1%				
Máx. corriente de arranque		< 15 x In <sup>(2)</sup>				
Instalación		Interior o exterior				
Tipo de refrigeración		ONAN				
Altitud máxima sobre el nivel del mar <sup>(3)</sup>		4.500 m				
Impedancia de cortocircuito a 75 °C		8% <sup>(2)</sup>				
Características generales		Terminal de ajuste para tensión del primario, cáncamos de elevación, terminal de puesta a tierra, protección electrostática y relé DGPT2 / RIS				

**Notas:** <sup>(1)</sup> Doble devanado secundario requerido para aplicaciones con 4 inversores. <sup>(2)</sup> Para configuraciones diferentes, por favor contacten con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam. <sup>(3)</sup> Para instalaciones por encima de 1.000 m, por favor contacten con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
 VISADO : VIZA233396  
<http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYB0C0X00T008>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
 VALINO COLAS, CARLOS

1 Inversor	450 V	540 V	578 V	600 V	615 V
Potencia nominal del transformador	1.170 kVA	1.400 kVA	1.500 kVA	1.560 kVA	1.600 kVA
Pérdidas sin carga	1.170 W	1.400 W	1.500 W	1.560 W	1.600 W
Pérdidas en carga (75 °C)	10.530 W	12.600 W	13.500 W	14.040 W	14.400 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
2 Inversores					
Potencia nominal del transformador	2.340 kVA	2.800 kVA	3.000 kVA	3.120 kVA	3.200 kVA
Pérdidas sin carga	2.340 W	2.800 W	3.000 W	3.120 W	3.200 W
Pérdidas en carga (75 °C)	21.060 W	25.200 W	27.000 W	28.080 W	28.800 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
3 Inversores					
Potencia nominal del transformador	3.510 kVA	4.200 kVA	4.500 kVA	4.680 kVA	4.800 kVA
Pérdidas sin carga	3.510 W	4.200 W	4.500 W	4.680 W	4.800 W
Pérdidas en carga (75 °C)	31.590 W	37.800 W	40.500 W	42.120 W	43.200 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
4 Inversores					
Potencia nominal del transformador	4.680 kVA	5.600 kVA	6.000 kVA	6.240 kVA	6.400 kVA
Pérdidas sin carga	4.680 W	5.600 W	6.000 W	6.240 W	6.400 W
Pérdidas en carga (75 °C)	42.120 W	50.400 W	54.000 W	56.160 W	57.600 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%

1 Inversor	630 V	640 V	650 V	670 V	690 V
Potencia nominal del transformador	1.640 kVA	1.665 kVA	1.690 kVA	1.740 kVA	1.800 kVA
Pérdidas sin carga	1.640 W	1.665 W	1.690 W	1.740 W	1.800 W
Pérdidas en carga (75 °C)	14.760 W	14.985 W	15.210 W	15.660 W	16.200 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
2 Inversores					
Potencia nominal del transformador	3.280 kVA	3.330 kVA	3.380 kVA	3.480 kVA	3.600 kVA
Pérdidas sin carga	3.280 W	3.330 W	3.380 W	3.480 W	3.600 W
Pérdidas en carga (75 °C)	29.520 W	29.970 W	30.420 W	31.320 W	32.400 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
3 Inversores					
Potencia nominal del transformador	4.920 kVA	4.995 kVA	5.070 kVA	5.220 kVA	5.400 kVA
Pérdidas sin carga	4.920 W	4.995 W	5.070 W	5.220 W	5.400 W
Pérdidas en carga (75 °C)	44.280 W	44.955 W	45.630 W	46.980 W	48.600 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
4 Inversores					
Potencia nominal del transformador	6.560 kVA	6.660 kVA	6.760 kVA	6.960 kVA	7.200 kVA
Pérdidas sin carga	6.560 W	6.660 W	6.760 W	6.960 W	7.200 W
Pérdidas en carga (75 °C)	59.040 W	59.940 W	60.840 W	62.640 W	64.800 W
Eficiencia máxima	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroeficiencia	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO8T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALNO COLAS, CARLOS

**POWER STATION DE  
MEDIA TENSIÓN,  
PERSONALIZADA  
HASTA 7,2 MVA,  
CON TODOS LOS  
COMPONENTES  
SUMINISTRADOS  
SOBRE UNA BASE  
FULL SKID**

## Desde 1170 hasta 7200 kVA

Esta nueva solución de media tensión integra todos los elementos necesarios para desarrollar una planta solar multi-megavatio.

### Maximice su inversión con el mínimo esfuerzo

La Power Station de Ingeteam es una solución compacta, flexible y personalizable, que puede ser configurada para adaptarse a cualquier tipo de necesidad técnica. Se suministra con hasta cuatro inversores fotovoltaicos centrales (dos duales). Todos sus elementos están pensados para facilitar su inmediata instalación a la intemperie, gracias a lo cual se puede prescindir de envoltentes del tipo contenedor.

### Mayor adaptabilidad y densidad de potencia

Esta solución tipo power station es más versátil, ya que presenta una plataforma metálica o skid de media tensión que integra todos los componentes de BT y MT, incluidos los inversores FV. Además, presenta una de las mayores densidades de potencia del mercado: 317 kW/m<sup>3</sup>.

### Tecnología Plug & Play

Esta solución en media tensión integra los equipos de conversión de potencia (hasta 7,2 MVA), transformador de aceite herméticamente sellado hasta 36 kV y toda la

aparataje de baja tensión. Una plataforma metálica o skid integra todos los elementos previamente ensamblados para una rápida conexión en campo, con hasta cuatro inversores centrales de la Serie B de Ingeteam.

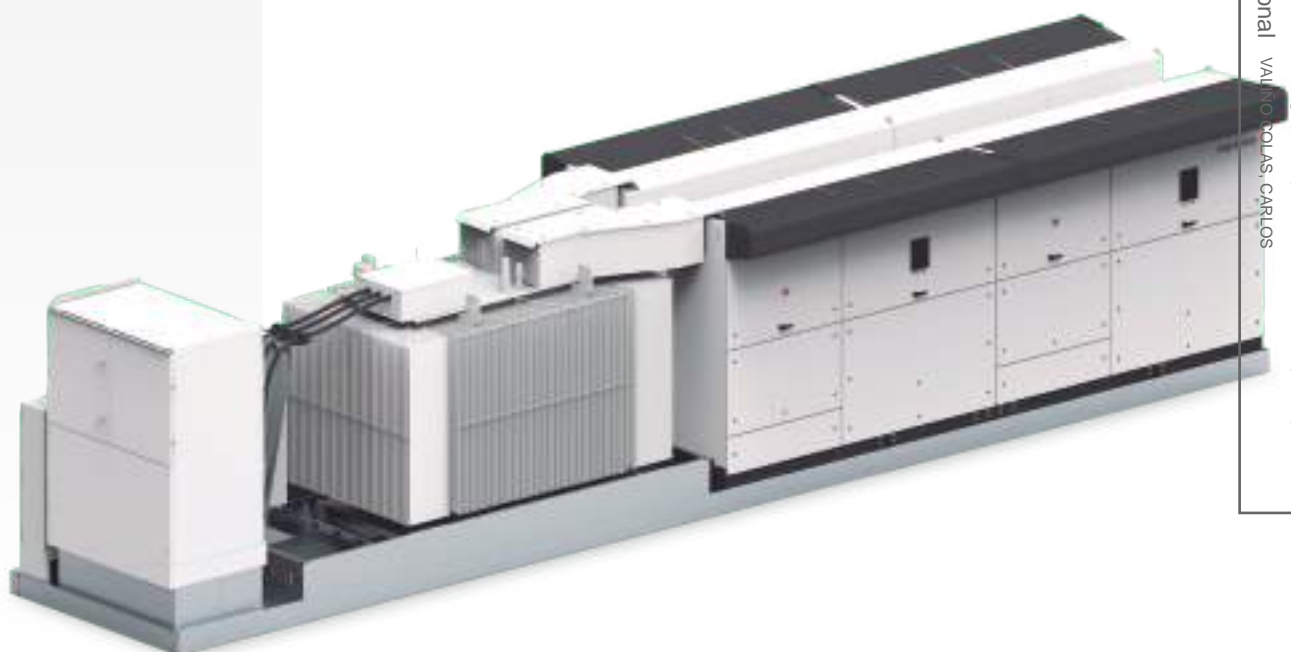
### Accesibilidad total

Gracias al uso de equipos de intemperie, el acceso a los inversores y al transformador se hace de forma directa. Además, el diseño de los inversores Power serie B ha sido pensado para facilitar las tareas de mantenimiento y reparación.

### Protección máxima

Los inversores serie B de Ingeteam integran una electrónica de potencia de última generación y una protección electrónica más eficiente. Aparte de eso, presentan las principales protecciones eléctricas y despiegan funciones de soporte de red, como la inyección de potencia reactiva, soporte de huecos de tensión o el control de la potencia activa inyectada.

Además, la conexión eléctrica entre los inversores y el transformador está totalmente protegida del contacto directo.





CONSTRUCCIÓN

- Plataforma metálica.
- Apta para ser colocada sobre losa o pilares.
- Diseño compacto que minimiza los costes logísticos.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Transformador de servicios auxiliares (hasta 50 kVA, Dyn11).
- UPS para monitorización (1,5 kVA, 30 min).
- Descargadores BT tipo I+II.
- Autoválvulas / descargadores de sobretensión en MT.
- Panel de distribución en baja tensión (IP55).
- Puesta en marcha de la planta.
- Sistema de comunicación de alta velocidad por Ethernet o fibra óptica, para una conexión Plug & Play con el SCADA o el control de planta.
- INGECON® SUN StringBox con 16, 24 o 32 strings de entrada. Cajas de strings inteligentes o pasivas.
- Medición de la energía consumida por los servicios auxiliares y de la energía producida.
- Relé de monitorización del aislamiento para sistemas IT.
- Regulación de la potencia reactiva cuando no hay potencia fotovoltaica.
- Puesta a tierra del campo FV.

ELEMENTOS ESTÁNDAR

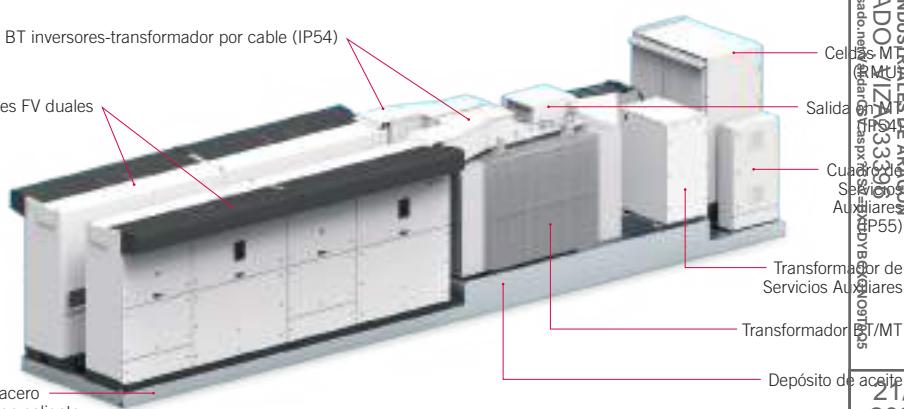
- Hasta cuatro inversores con una potencia de salida de 7,2 MVA.
- Transformador BT/MT de aceite herméticamente sellado hasta 36 kV.
- Celdas MT 1L1A (2L1A opcional).
- Depósito de aceite.
- Perfilería metálica para instalar equipos en BT.
- Mínimos trabajos de instalación en campo.

COMPONENTES

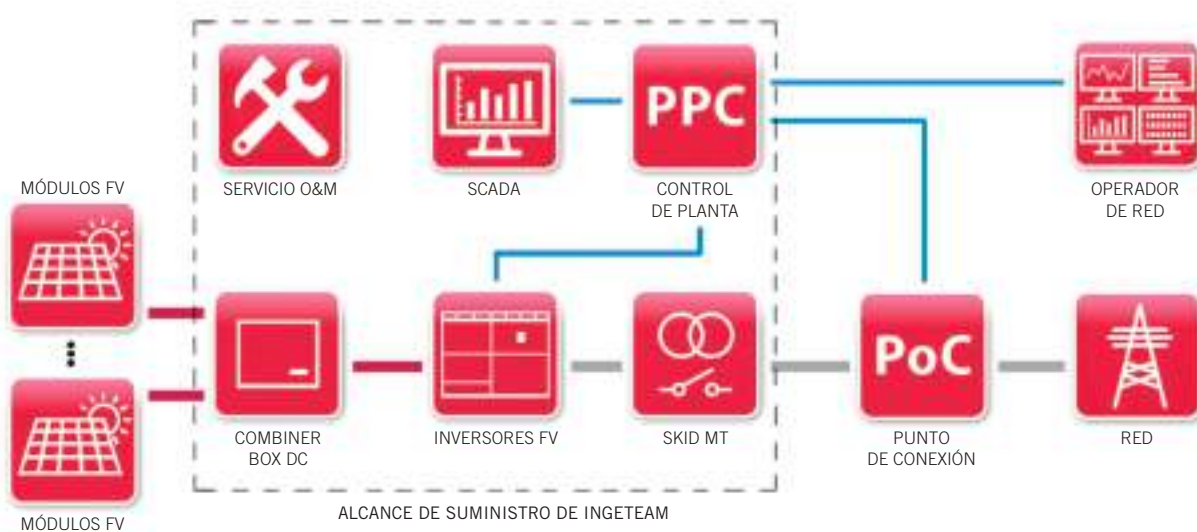
Conexión en BT inversores-transformador por cable (IP54)

Dos inversores FV duales

Full skid de acero galvanizado en caliente



CONFIGURACIÓN DE PLANTA



— Comunicación  
— Potencia DC  
— Potencia AC

	1800 FSK Serie B	3600 FSK Serie B	5400 FSK Serie B	7200 FSK Serie B
Información general				
Número de inversores	1	2	3	4
Potencia máx. @30 °C / 86 °F <sup>(1)</sup>	1.793 kVA	3.586 kVA	5.379 kVA	7.172 kVA
Rango de temperatura	desde -20 °C hasta +50 °C			
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%			
Altitud máxima	3.000 msnm (limitación de potencia a partir de 1.000 msnm)			
Transformador BT / MT				
Media tensión	Desde 20 kV hasta 35 kV, 50-60 Hz			
Sistema de refrigeración	ONAN			
Mínimo PEI (Peak Efficiency Index) <sup>(2)</sup>	99,40%			
Grado de protección	IP54			
Celdas MT				
Media tensión	24 kV / 36 kV / 40,5 kV			
Corriente nominal	630 A			
Sistema de refrigeración	Ventilación natural			
Grado de protección	IP54			
Equipación				
Cuadro de servicios auxiliares	Versión estándar (sistema de monitorización opcional)			
Transformador BT/MT	Transformador inmerso en aceite herméticamente sellado			
Celdas MT	Celdas 1L1A (2L1A opcional)			
Información mecánica				
Tipo de estructura	Skid de acero galvanizado			
Dimensiones Full Skid (largo x ancho x alto)	8.570 x 2.100 x 2.460 mm	11.390 x 2.100 x 2.460 mm	11.390 x 2.100 x 2.460 mm	11.390 x 2.100 x 2.460 mm
Full Skid	13 T	16 T	19 T	25 T
Normativa	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			



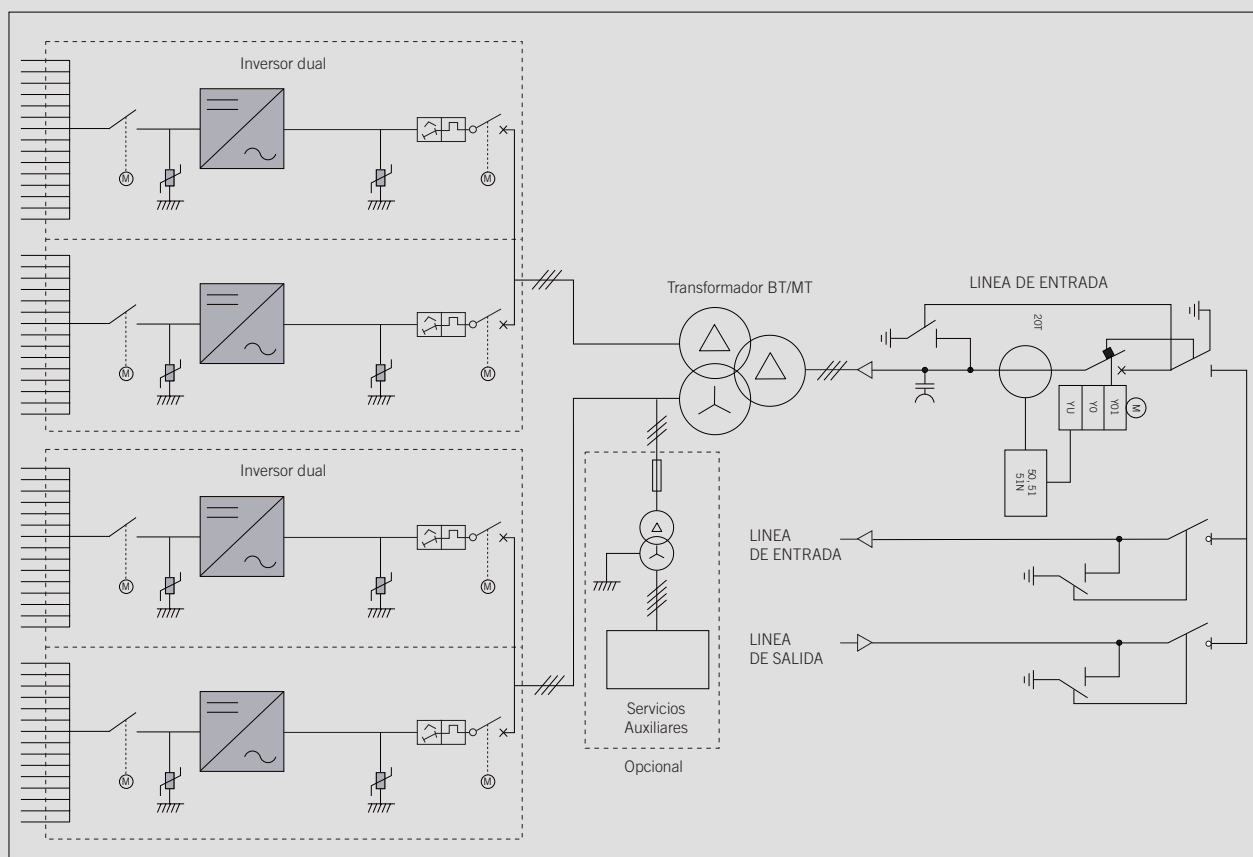
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
http://cogitaragon.e-visado.net/validarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO8TOAS

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

**Notas:** <sup>(1)</sup> Potencia máxima calculada con el modelo de inversor INGECON® SUN 1800TL B690. Para otros modelos de inversor, contacte con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam  
<sup>(2)</sup> Para instalaciones en Europa, diseño ECO según la norma EU 548/2014 y EU 2019/1783.

### Configuración con cuatro inversores FV Serie B



# Ingeteam

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Avda. Ciudad de la Innovación, 13  
31621 Sarriena (Navarra) - España  
Tel.: +34 948 288 000  
Fax: +34 948 288 001  
e-mail: solar.energy@ingetteam.com

**Ingeteam S.r.l.**  
Via Emilia Ponente, 232  
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia  
Tel.: +39 0546 651 490  
Fax: +39 054 665 5391  
e-mail: italia.energy@ingetteam.com

**Ingeteam SAS**  
La Naurouze B - 140 rue Carmin  
31670 Labège - Francia  
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00  
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11  
e-mail: france@ingetteam.com

**Ingeteam INC.**  
3550 W. Canal St.  
Milwaukee, WI 53208 - EEUU  
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190  
Fax: +1 (414) 342 0736  
e-mail: solar.us@ingetteam.com

**Ingeteam, a.s.**  
Technologická 371/1  
70800 Ostrava - Pustkovec  
República Checa  
Tel.: +420 59 747 6800  
Fax: +420 59 732 6899  
e-mail: czech@ingetteam.com

**Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.**  
Shanghai Trade Square, 1105  
188 Si Ping Road  
200086 Shanghai - China  
Tel.: +86 21 65 07 76 36  
Fax: +86 21 65 07 76 38  
e-mail: shanghai@ingetteam.com

**Ingeteam, S.A. de C.V.**  
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures  
11590 - Miguel Hidalgo  
Ciudad de México - México  
Tel.: +52 81 8311 4858  
Fax: +52 81 8311 4859  
e-mail: northamerica@ingetteam.com

**Ingeteam Ltda.**  
Rua Estácio de Sá, 560  
Jd. Santa Genebra  
13080-010 Campinas/SP - Brasil  
Tel.: +55 19 3037 3773  
e-mail: brazil@ingetteam.com

**Ingeteam Pty Ltd.**  
Unit 2 Alphen Square South  
16th Road, Randjiespark  
Midrand 1682 - Sudáfrica  
Tel.: +2711 314 3190  
Fax: +2711 314 2420  
e-mail: southafrica@ingetteam.com

**Ingeteam SpA**  
Los militares 5890, Torre A, oficina 401  
7560742 - Las Condes  
Santiago de Chile - Chile  
Tel.: +56 2 29574531  
e-mail: chile@ingetteam.com

**Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.**  
2nd Floor, 431  
Udyog Vihar, Phase III  
122016 Gurgaon (Haryana) - India  
Tel.: +91 124 420 6491-5  
Fax: +91 124 420 6493  
e-mail: india@ingetteam.com

**Ingeteam Sp. z o.o.**  
Ul. Koszykowa 60/62 m 39  
00-673 Warszawa - Polonia  
Tel.: +48 22 821 9930  
Fax: +48 22 821 9931  
e-mail: polska@ingetteam.com

**Ingeteam Australia Pty Ltd.**  
iAccelerate Centre, Building 239  
Innovation Campus, Squires Way  
North Wollongong, NSW 2500 - Australia  
Tel.: +61 429 111 190  
e-mail: australia@ingetteam.com

**Ingeteam Panama S.A.**  
Av. Manuel Espinosa Batista,  
Ed. Torre Internacional  
Business Center, Apto./Local 407  
Urb. C45 Bella Vista  
Bella Vista - Panamá  
Tel.: +50 761 329 467

**Ingeteam Service S.R.L.**  
Bucuresti, Sector 2,  
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7  
Cladirea Hermes Business  
Campus 1, Birou 236, Etaj 2  
Rumania  
Tel.: +40 728 993 202

**Ingeteam Philippines Inc.**  
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.  
Amorsolo St. corner Rufino St.  
1230 Makati  
Gran Manila - Filipinas  
Tel.: +63 0917 677 6039

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bahrain  
ADIB Building, Street 34  
PO BOX 30010 - Abu Dhabi  
Emiratos Árabes Unidos  
Tel.: +971 50 125 8244

**Ingeteam Vietnam Ltd.**  
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street  
Phan Chu Trinh Ward  
Hoan Kiem District  
Ha Noi City - Vietnam  
Tel.: +84 24 71014057  
e-mail: vietnam@ingetteam.com

**Ingeteam Uruguay, S.A.**  
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12  
11200, Montevideo - Uruguay  
Tel.: +598 934 92064



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO I  
ANEJO 5. SEGUIDOR SOLAR**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>

## Seguidor solar autoalimentado NX Horizon

### Nuestro seguidor solar más sorprendente hasta hoy.

En nuestra misión de lograr que el sol sea la principal fuente de energía, en NEXTracker hemos diseñado la tecnología más inteligente y flexible hasta hoy. Utilizando métodos de diseño sostenibles que redundan en un beneficio para las personas y el planeta, le presentamos: NX Horizon™.

NX Horizon (antes llamado Seguidor solar autoalimentado o SPT), viene con potencia de motor independiente para cada fila, lo cual elimina la necesidad de cableado o soterramiento. Nuestro seguidor solar en eje horizontal está diseñado para operar con 80 % menos de energía que otros seguidores. Además, cuenta con el mayor rango rotativo al costo de O&M más bajo. Ofreciendo sistemas más poderosos a valor superior, NEXTracker favorece el mayor despliegue de energía renovable del mundo.

### Algunas de las principales características y beneficios de NX Horizon:

- Sistema autoalimentado con comunicaciones de desempeño inteligente: Unidades independientes en cada fila que incluyen un panel PV dedicado para brindar energía al controlador. Esto impulsa al motor y alberga la electrónica de control inteligente que ubica en posición a cada seguidor solar. La función de comunicación inteligente incorporada permite acceder a distancia a los sistemas NX Horizon. Así, los clientes tienen una vista en detalle que les permite optimizar el rendimiento del seguidor, su funcionamiento y mantenimiento.

- Filas balanceadas independientes con rango rotativo de 120 grados: Cada fila de NX Horizon tiene su propio motor controlado, con rango rotativo que suministra 2 % más de energía que los seguidores solares con filas enlazadas tradicionales. En menos de 90 segundos estas filas livianas e independientes se disponen de manera de reducir las fuerzas del viento sobre la formación, y proteger los módulos fotovoltaicos

en entornos que cambian con demasiada rapidez. Además, los seguidores solares NX Horizon cuentan con un diseño de filas equilibrado mecánicamente que logra alinear los paneles PV con el eje de rotación del seguidor —esto reduce significativamente la carga de torsión—, y utiliza menos de la energía con que el motor funciona durante el día.

- Sistema de autopuesta a tierra con abrazaderas a prueba de robo: NX Horizon es el primer seguidor solar en eje horizontal del mundo que cuenta con un diseño totalmente de autopuesta a tierra. Esto significa que no necesita otros accesorios para el armado. Usted ahorra en materiales y no incurre en otros costos asociados eliminando arandelas de masa, correas trenzadas, alambre de cobre desnudo, y báculos. Y lo más importante: Hemos diseñado nuestras propias abrazaderas que solo pueden retirarse con herramientas especiales, lo que evita la posibilidad de robo del panel fotovoltaico.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
https://www.cogitar.es/validador/validador.nsf/validador.nsf?CSV=BXUDYBCXQXNOSTOS

21/4  
2023

Habilitación  
Profesional  
Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
VALINO COLAS, CARLOS

# Especificaciones de NX Horizon

<b>Tecnología del seguimiento</b>	Seguidor en un eje horizontal con masa balanceada y filas de accionamiento independiente
<b>Rango de seguimiento</b>	Hasta 120° (± 60°)
<b>Sistema de control</b>	1 controlador autoalimentado (SPC) por seguidor solar; 1 unidad de control de red (NCU) por 100 SPC
<b>Comunicaciones</b>	ZigBee inalámbrica® red en malla/SCADA; no requiere cables de comunicación
<b>Sistema de comandos</b>	Un motorreductor de 24 VDC y controlador autoalimentado con panel solar dedicado por fila
<b>Capacidad de CC</b>	23-35 kWp por fila de seguidores, según el tipo de panel
<b>Voltaje del sistema</b>	Flexible, según diseño del sistema
<b>Consumo de energía</b>	No necesita energía de la red
<b>Ratio de cobertura de terreno</b>	Totalmente configurable por el cliente; rango típico entre 33 %-50 %
<b>Método de instalación</b>	Montaje rápido en campo, no es necesario soldar
<b>Tipos de cimiento</b>	Compatible con la mayoría de los principales tipos de cimiento (columna de fijación, carpeta de concreto, tornillo a tierra)
<b>Diseño de viento estándar</b>	100 mph/161 km/h con ráfagas de 3 segundos conforme a ASCE7-10; configurable para vientos de mayor velocidad
<b>Disposición segura</b>	Disposición automática contra el viento y la nieve, con energía de reserva independiente; no requiere alimentación externa
<b>Limitador de par de torsión</b>	Se incluye en cada cimiento/apoyo para brindar protección extra contra la carga del viento y la nieve.
<b>Materiales principales</b>	Acero galvanizado e inoxidable
<b>Método de puesta a tierra</b>	Estructura de autopuesta a tierra; no se requiere usar otros materiales ni mano de obra
<b>Cumplimiento</b>	Conexión a tierra/unión: UL2703; diseño estructural: ASCE7-10
<b>Otras opciones disponibles</b>	Sensores de nieve y detectores de inundación
<b>Garantía</b>	10 años para componentes estructurales; 5 años para sistemas de accionamiento y control
<b>Dimensiones típicas</b>	Altura 2,1 m/6,8 ft (a 60°); ancho 2,0 m/6,4 ft; longitud 85 m/283 ft

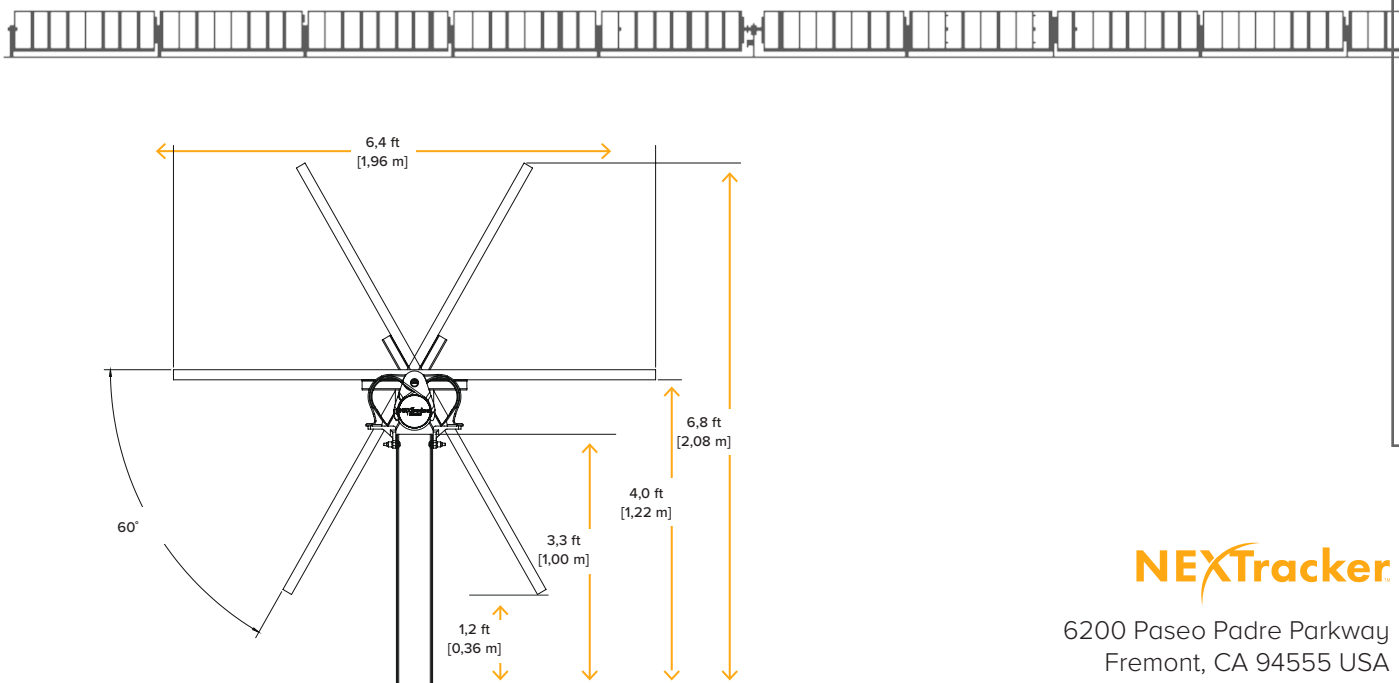


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/validarCSV.aspx?CSV=BUDYBGCXQNO9T0AS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VANCE COLAS, CARLOS

Configuración típica c-Si de 72 células: fila de 85 m con 80 paneles montados en posición vertical:



**NEXTracker**

6200 Paseo Padre Parkway  
Fremont, CA 94555 USA  
+1 510 270 2500  
[nextracker.com](http://nextracker.com)







## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO I**  
**ANEJO 6. MÓDULOS DE SILICIO MONOCRISTALINO**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>





★ As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

#### RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC

Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599

E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



Preliminary  
For Global Market

Draft

032

## RSM132-8-665BHDG-690BHDG

**132 CELL**

HJT Bifacial Module

**665-690Wp**

Power Output Range

**1500VDC**

Maximum System Voltage

**22.2%**

Maximum Efficiency

### KEY SALIENT FEATURES



Global, Tier 1 bankable brand, with independent certified state-of-the-art automated manufacturing



N-type solar cell without LID caused by B-O



No PID



Better Temperature Coefficient



Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side



Positive power tolerance of 0~+3%



Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product



Module Imp binning radically reduces string mismatch losses



Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method

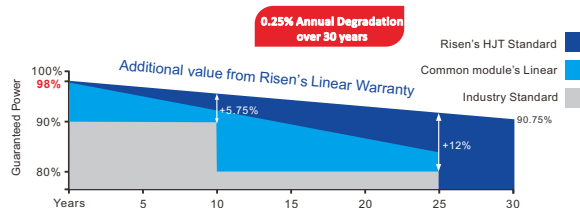


Comprehensive product and system certification

- ♦ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
- ♦ ISO 9001:2015 Quality Management System
- ♦ ISO 14001:2015 Environmental Management System
- ♦ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



★ Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE

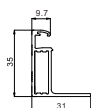
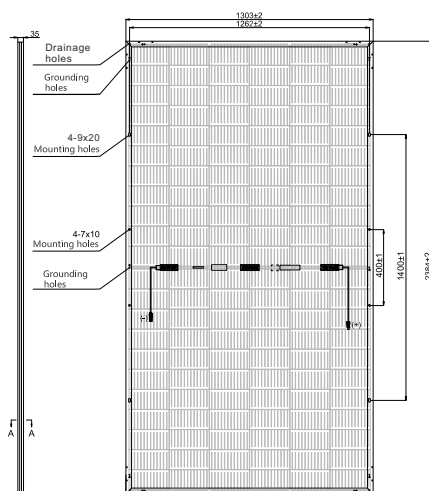


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZ A233396  
http://coti-aragon.e-visado.net/verificasv.aspx?CSV=BXUDYBCKXNOSTROS

21/4  
2023

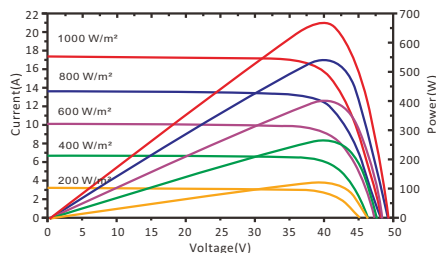
Habilitación Coleg. 4859 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLLA, CARLOS

## Dimensions of PV Module Unit: mm



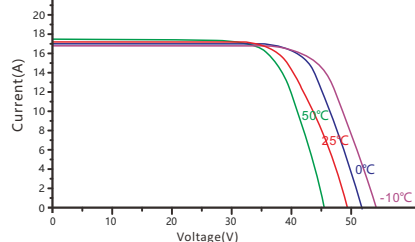
### RSM132-8-680BHDG

#### I-V characteristics at different irradiances



#### I-V characteristics at different temperatures

(AM1.5, 1000W/m²)



## Our Partners:

## ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-665BHDG	RSM132-8-670BHDG	RSM132-8-675BHDG	RSM132-8-680BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	<b>665</b>	<b>670</b>	<b>675</b>	<b>680</b>	<b>685</b>	<b>690</b>
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.25	49.34	49.43	49.52	49.61	49.70
Short Circuit Current-Isc(A)	16.94	17.02	17.10	17.17	17.24	17.31
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.39	41.48	41.56	41.65	41.73	41.81
Maximum Power Current-Impp(A)	16.07	16.16	16.24	16.33	16.42	16.50
Module Efficiency (%) ★	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
Bifacial factor:(%) 85±5 ★ Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

## Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	732	737	743	748	754	760
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.25	49.34	49.43	49.52	49.61	49.70
Short Circuit Current-Isc(A)	18.63	18.72	18.81	18.89	18.96	19.04
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.39	41.48	41.56	41.65	41.73	41.81
Maximum Power Current-Impp(A)	17.68	17.78	17.86	17.96	18.06	18.15

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

## ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-665BHDG	RSM132-8-670BHDG	RSM132-8-675BHDG	RSM132-8-680BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	<b>507.5</b>	<b>511.4</b>	<b>514.9</b>	<b>518.9</b>	<b>522.8</b>	<b>526.5</b>
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.15	46.23	46.32	46.40	46.48	46.57
Short Circuit Current-Isc (A)	13.89	13.96	14.02	14.08	14.14	14.19
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.70	38.78	38.86	38.94	39.02	39.10
Maximum Power Current-Impp (A)	13.11	13.19	13.25	13.33	13.40	13.46

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar cells	HJT cell
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	38.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, TÜV&UL Certified
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

## TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

## PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2515
Box gross weight[kg]	1245

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.  
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

## DOCUMENTO I ANEJO 7. CAJAS DE NIVEL



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>



CATALOG

# String combiners for solar photovoltaic systems



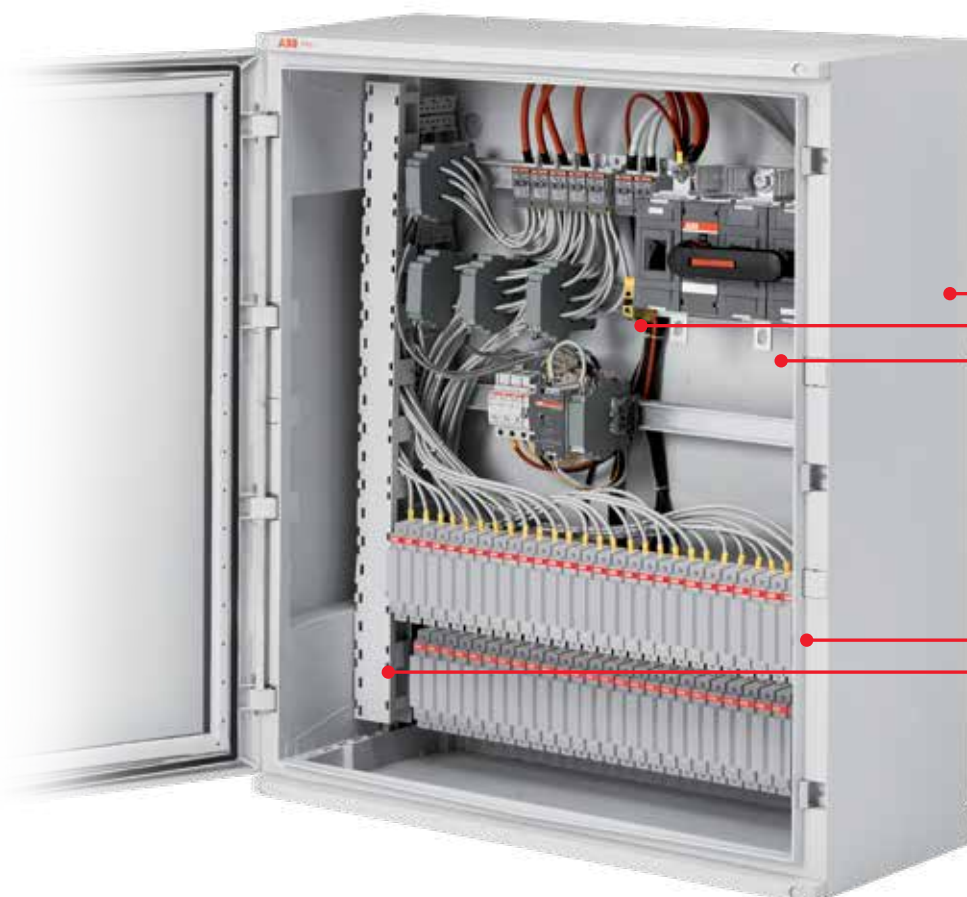
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotiaracon.e-visado.net/validarCSV.aspx?CSV=BXUDVfco.1477474747>

21/4  
2023

Matrícula: 4854 (al servicio de la empresa)  
Profesional: VAINA SOLAR CARLOS

# String combiner

## Features and benefits



Complete range to address the requirements in residential, commercial and utility scale projects in 1000V DC and 1500V DC applications.



To meet the demands of extreme climatic conditions up to 50 °C.



Thermoplastic manufactured with co-injection technique ensuring highest sturdiness but very light in total weight as compared to metal enclosures.




COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA23396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSI.aspx?CSI=BXUDYBCXQXN09T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# String combiner 1500V DC

## Technical features

							
<b>String combiner type</b>	<b>16 st.</b>	<b>18 st.</b>	<b>20 st.</b>	<b>24 st.</b>	<b>28 st.</b>	<b>32 st.</b>	<div>COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cohit.ara.gov.es/visado.net/validarCSV.aspx?cSV=BAUDVBCXQNO9T0AS">http://cohit.ara.gov.es/visado.net/validarCSV.aspx?cSV=BAUDVBCXQNO9T0AS</a></div>
<b>General Data</b>							
Maximum Voltage (VDC)	1500						
No of DC Input	16	18	20	24	28	32	
DC input for + & -	Optional available						
SPD protection	Type 2 Pluggable						
Monitoring	Optional						
Monitoring Parameters	Current, temperature and SPD signal as standard. Optional to include Voltage and Disconnecter signal						
Communication Protocol	Modbus RS485						
<b>Enclosure Type</b>							
Model	Gemini						
Material Type	Thermoplastic						
Door Type/ Opening	Opaque, Hinged Door openable 180 Deg						
Lock Type	Doors supplied with 2 standard double bit locks (3 for sizes 5 and 6)						
Number of incoming strings	From 6 to 32						
Rated Service Voltage	1500V DC						
Degree of resistance to impacts	IK10						
Degree of protection	IP66						
Recyclable	100%						
<b>Environmental data</b>							
Operating Temperature °C	-20°C upto +50°C						
Storage temperature °C	-20°C upto +60°C						
Resistance to Abnormal heat and fire	upto 750°C						
Height above Sea level	Up to 2000m						
Humidity	up to 95%						
<b>DC Input</b>							
Input Cable entry	M16 Cable Gland, 2,5 - 16 mm²						
Input Connection	Directly on the Fuse Holder						
Fuse Type	Cylindrical 10x85 gPV						
Fuse Size (A)	15						
<b>DC Output</b>							
Output Cable gland	M32	M32	M40	M40	M40	M40	
Clamping area	70-120		150-240				
Conductor material	Copper/Alluminium						
Terminal Type	Ring Terminal						
Voltage DC	1500						
Maximum Current Output (A)	160A	180A	200A	240A	280A	320A	

21/4 2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profes. onal VALNO COLAS, DARIOS

COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS

21/4 2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)

Profes. onal VALINO COLAS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

## DOCUMENTO I

**ANEJO 8. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>





## ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	1
2. OBJETO .....	5
3. NORMATIVA APLICABLE.....	5
4. CONSIDERACIONES.....	5
5. AFECCIONES GENERADAS POR EL PARQUE FOTOVOLTAICO .....	8
6. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS.....	10
7. PLANOS PARCELARIO.....	12



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

## **1. ANTECEDENTES**

En la Ley de 16 de diciembre de 1954 de Expropiación Forzosa, Título II, del Procedimiento General se establece:

### *Capítulo I "Requisitos previos a la expropiación forzosa"*

#### **Artículo 9**

*Para proceder a la expropiación forzosa será indispensable la previa declaración de utilidad pública o interés social del fin a que hay de afectarse el objeto expropiado.*

*Capítulo II "Necesidad de ocupación de bienes o de adquisición de derechos"*

#### **Artículo 15**

*Declarada la utilidad pública o el interés social, la Administración resolverá sobre la necesidad concreta de ocupar los bienes o adquirir los derechos que sean estrictamente indispensables para el fin de la expropiación. Mediante acuerdo del Consejo de Ministros podrán incluirse también entre los bienes de necesaria ocupación los que sean indispensables para previsibles ampliaciones de la obra o finalidad de que se trate.*

#### **Artículo 17**

*1. A los efectos del artículo 15, el beneficiario de la expropiación estará obligado a formular una relación concreta e individualizada, en la que se describan, en todos los aspectos, material y jurídico, los bienes o derechos que considere de necesaria expropiación.*

*2. Cuando el proyecto de obras y servicios comprenda la descripción material detallada a que se refiere el párrafo anterior, la necesidad de ocupación se entenderá implícita en la aprobación del proyecto, pero el beneficiario estará igualmente obligado a formular la mencionada relación a los solos efectos de la determinación de los interesados.*



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

Más concretamente, para el tipo de proyectos que nos ocupa, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica, Capítulo V, Sección II "Procedimiento de Expropiación" dice textualmente:

**Artículo 140. Utilidad pública.**

1. De acuerdo con el artículo 52.1 de la Ley del Sector Eléctrico (\*) se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.

2. Dicha declaración de utilidad pública se extiende a los efectos de la expropiación forzosa de instalaciones eléctricas y de sus emplazamientos cuando por razones de eficiencia energética, tecnológicas o medioambientales sea oportuna su sustitución por nuevas instalaciones o la realización de modificaciones sustanciales en las mismas.

3. Para el reconocimiento en concreto de utilidad pública de estas instalaciones, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación.

(\*)Se corresponde con el artículo 54.1 de la vigente Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013)

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS</a>
21/4 2023
Habilitación Profesional Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) VALINO COLAS, CARLOS


**Artículo 143.** *Solicitud de la declaración de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento en concreto, de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo 140 será necesario que el peticionario efectúe la correspondiente solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, ante el área o, en su caso, dependencia de industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación. Igualmente podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992 de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. La solicitud de declaración en concreto de utilidad pública, podrá efectuarse bien de manera simultánea a la solicitud de autorización administrativa y/o de aprobación del proyecto de ejecución, o bien con posterioridad a la obtención de la autorización administrativa.

3. La solicitud se acompañará de un documento técnico y anejo de afecciones del proyecto que contenga la siguiente documentación:

- a. Memoria justificativa y características técnicas de la instalación.
- b. Plano de situación general, a escala mínima 1: 50.000.
- c. Planos de perfil y planta, con identificación de fincas según proyecto y situación de apoyos y vuelo, en su caso.
- d. Relación de las distintas Administraciones públicas afectadas, cuando la instalación pueda afectar a bienes de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidad Autónoma y Corporaciones locales, o a obras y servicios atribuidos a sus respectivas competencias.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0AS</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

e. *Relación concreta e individualizada en la que se describan, en todos sus aspectos, material y jurídico, los bienes o derechos que considere de necesaria expropiación ya sea ésta del pleno dominio de terrenos y/o de servidumbre de paso de energía eléctrica y servicios complementarios en su caso, tales como caminos de acceso u otras instalaciones auxiliares.*

4. *Serán competentes para la tramitación de los expedientes de solicitud de utilidad pública las áreas o, en su caso, dependencias de industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno en cuyas provincias se ubique o discorra la instalación.*

#### **Artículo 149. Efectos.**

1. *La declaración de utilidad pública llevará implícita la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de Expropiación, adquiriendo la empresa solicitante la condición de beneficiario en el expediente expropiatorio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2 de la Ley de Expropiación Forzosa.*

2. *Igualmente, llevará implícita la autorización para el establecimiento o paso de la instalación eléctrica, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público, o patrimoniales del Estado, o de las Comunidades Autónomas, o de uso público propio o comunal de la provincia o municipio, obras y servicios de los mismos y zonas de servidumbre pública.*

3. *Para la imposición de servidumbre de paso sobre los bienes indicados en el apartado anterior y montes de utilidad pública, no será necesario cumplir lo dispuesto sobre imposición de gravámenes en dichos bienes en las correspondientes Leyes de Patrimonio y de Montes, sin perjuicio de las indemnizaciones correspondientes.*

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

## **2. OBJETO**

El objeto del presente anejo es la descripción detallada de la Relación de Bienes y Derechos Afectados que debe incluir el Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica Hibridación Rodén promovido por EOLEXTREM, tal y como marca la legislación vigente.

## **3. NORMATIVA APLICABLE**

El presente anejo se elabora teniendo en cuenta la siguiente normativa:

- Ley de Expropiación Forzosa de 16 de diciembre de 1.954.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

## **4. CONSIDERACIONES**

Para el cálculo de la Relación de Bienes y Derechos Afectados de la Planta Solar Fotovoltaica Rodén se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 143 de la Ley de 16 de diciembre de 1954 de Expropiación Forzosa y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica, Capítulo V, Sección III" Alcances y límite de expropiación" que dice textualmente:

**Artículo 159.** *Servidumbre de paso subterráneo de energía eléctrica.*

La servidumbre de paso subterráneo de energía eléctrica comprenderá:

- a. *La ocupación del subsuelo por los cables conductores a la profundidad y con las demás características que señale la normativa técnica y urbanística aplicable.*


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

A efectos del expediente expropiatorio y sin perjuicio de lo dispuesto en cuanto a medidas y distancias de seguridad en los Reglamentos técnicos en la materia, la servidumbre subterránea comprende la franja de terreno situada entre los dos conductores extremos de la instalación.

- b. El establecimiento de los dispositivos necesarios para el apoyo o fijación de los conductores.
- c. El derecho de paso o acceso para atender al establecimiento, vigilancia, conservación y reparación de la línea eléctrica.
- d. La ocupación temporal de terrenos u otros bienes en su caso necesarios a los fines indicados en el párrafo c anterior.

**Artículo 160.** Condiciones de seguridad.

Las condiciones y limitaciones que deberán imponerse en cada caso por razones de seguridad se aplicarán con arreglo a los Reglamentos y normas técnicas vigentes y, en todo caso, con las limitaciones establecidas en el artículo siguiente.

**Artículo 161.** Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.

1. No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión: sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados anejos a viviendas que ya existan al tiempo de iniciarse el expediente de solicitud de declaración de utilidad pública, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea.

2. Tampoco podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión sobre cualquier género de propiedades particulares siempre que se cumplan conjuntamente las condiciones siguientes:

- a. Que la línea pueda instalarse sobre terrenos de dominio uso o servicio público o patrimoniales del Estado, de la Comunidad Autónoma, de las provincias o de los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>	21/4 2023
	Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



- b. Que la variación del trazado no sea superior en longitud o en altura al 10 % de la parte de línea afectada por la variación que según el proyecto transcurra sobre la propiedad del solicitante de la misma.
- c. Que técnicamente la variación sea posible.

La indicada posibilidad técnica será apreciada por el órgano que tramita el expediente, previo informe de las Administraciones u organismos públicos a quienes pertenezcan o estén adscritos los bienes que resultan afectados por la variante, y, en su caso, con audiencia de los propietarios particulares interesados.

En todo caso, se considerará no admisible la variante cuando el coste de la misma sea superior en un 10 % al presupuesto de la parte de la línea afectada por la vacante.

#### **Artículo 162.** Relaciones civiles.

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él, dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que sea autorizado por la Administración competente, que tomará en especial consideración la normativa vigente en materia de seguridad. Podrá, asimismo, el dueño solicitar el cambio de trazado de la línea, si no existen dificultades técnicas, corriendo a su costa los gastos de la variación, incluyéndose en dichos gastos los perjuicios ocasionados.

2. Se entenderá que la servidumbre ha sido respetada cuando la cerca plantación o edificación construida por el propietario no afecte al contenido de la misma y a la seguridad de la instalación, personas y bienes de acuerdo con el presente Real Decreto.

3. En todo caso, y para las líneas eléctricas aéreas, queda limitada la plantación de árboles y prohibida la construcción de edificios e instalaciones industriales en la franja definida por la proyección sobre el terreno de los conductores extremos en las condiciones más desfavorables, incrementada con las distancias reglamentarias a ambos lados de dicha proyección.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005">http://cotiiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

*Para las líneas subterráneas se prohíbe la plantación y construcciones mencionadas en el párrafo anterior, en la franja definida por la zanja donde van alojados los conductores incrementada en las distancias mínimas de seguridad reglamentarias.*

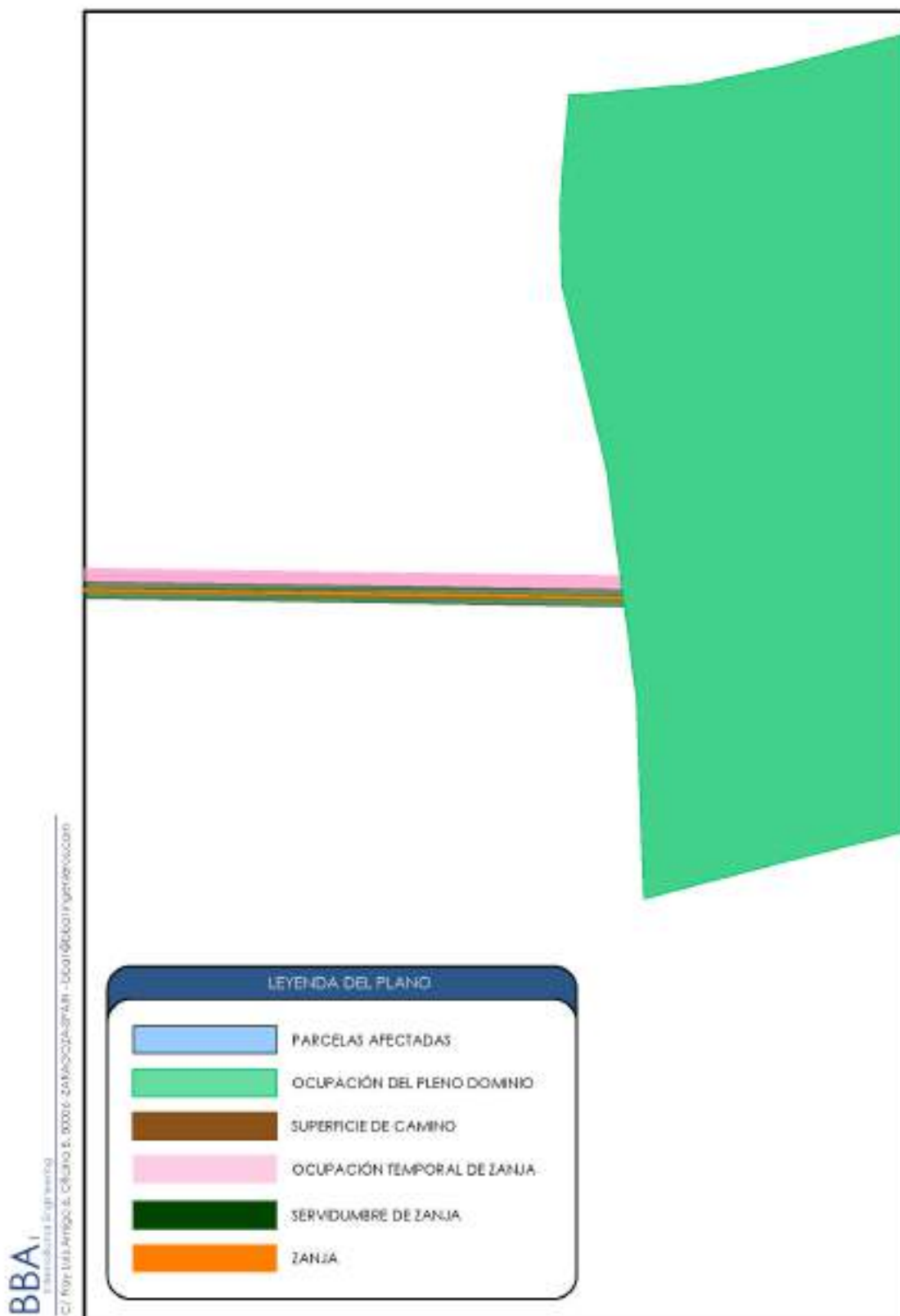
## **5. AFECCIONES GENERADAS POR EL PARQUE FOTOVOLTAICO**

Podemos diferenciar entre las siguientes afecciones generadas por un Parque Fotovoltaico:

- Superficie de Ocupación del pleno dominio.
- Superficie de camino.
- Superficie de zanja.
- Superficie de Servidumbre por el paso de la red subterránea.
- Superficie de Ocupación Temporal para el paso de la red subterránea del Parque fotovoltaico.

Esquemáticamente quedaría representado como sigue:


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Profesional Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) VALINO COLAS, CARLOS





## 6. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS

\*Todas las parcelas están dentro del término municipal de Fuentes de Ebro (Zaragoza)

PSFV Hibridación RODEN													
DATOS PARCELA									AFECCIONES				
Nº PROYECTO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	ÁREA	PROVINCIA	MUNICIPIO	PARAJE	USOS	PSFV	ZANJA			
									OCUPACIÓN DEFINITIVA (m²)	LONGITUD (m)	OCUPACIÓN DEFINITIVA (m²)	SERVIDUMBRE (m²)	OCUPACIÓN TEMPORAL (m²)
1	104	34	50116A10400034	293.649	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Campella y Vaciasaco	Labor secano, Pastos	24941,54	12,80	14,51	126,02	53,43
2	103	9002	50116A10309002	6.883	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino Roden a Pina	Improductivo	227,57	345,61	272,20	959,10	595,32
3	103	42	50116A10300042	180.754	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Labor secano, Pastos	10997,76	65,07	48,41	166,72	610,51
4	103	45	50116A10300045	5.217	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Bajada	Labor secano, Pastos	2483,52	-	-	-	-
5	103	43	50116A10300043	13.869	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Labor secano	5302,04	-	-	-	-
6	103	46	50116A10300046	11.002	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Bajada	Labor secano	10178,47	-	-	-	-
7	103	47	50116A10300047	6.926	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Bajada	Labor secano	5690,82	-	-	-	-
8	104	9011	50116A10409011	968	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino	Improductivo	8,94	-	-	-	-
9	104	30	50116A10400030	182	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Pastos	-	17,04	13,63	52,03	35,97
10	104	28	50116A10400028	10.023	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	7934,72	15,15	12,12	44,54	40,06
11	104	29	50116A10400029	4.256	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	3896,03	-	-	-	-
12	104	27	50116A10400027	7.251	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano, Pastos	6817,07	-	-	-	-
13	104	9002	50116A10409002	1.702	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino	Improductivo	715,95	-	-	-	-
14	104	25	50116A10400025	3.503	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	3033,86	-	-	-	-
15	104	9010	50116A10409010	302	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino	Improductivo	150,17	-	-	-	-
16	104	31	50116A10400031	2.358	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Pastos	47,64	-	-	-	-
17	104	9003	50116A10409003	8.688	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino del Sisallar	Improductivo	36,56	-	-	-	-
18	104	24	50116A10400024	875	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Pastos	856,91	-	-	-	-
19	104	20	50116A10400020	3.210	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Las Eras	Labor secano, Improductivo	1396,64	-	-	-	-
20	104	22	50116A10400022	2.930	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	2907,80	-	-	-	-
21	104	23	50116A10400023	2.141	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	2079,04	-	-	-	-

COGITAR

COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO: VIZA233396

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS




PSFV Hibridación RODEN													
DATOS PARCELA									AFECCIONES				
Nº PROYECTO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	ÁREA	PROVINCIA	MUNICIPIO	PARAJE	USOS	PSFV	ZANJA			
									OCUPACIÓN DEFINITIVA (m²)	LONGITUD (m)	OCUPACIÓN DEFINITIVA (m²)	SERVIDUMBRE (m²)	OCUPACIÓN TEMPORAL (m²)
22	104	9001	50116A10409001	2.235	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino de las Eras	Improductivo	21,30	-	-	-	-
23	103	66	50116A10300066	529	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	486,55	-	-	-	-
24	103	59	50116A10300059	6.368	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	5654,29	-	-	-	-
25	103	63	50116A10300063	1.554	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	1411,48	-	-	-	-
26	103	65	50116A10300065	838	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	838,21	-	-	-	-
27	103	9003	50116A10309003	3.007	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino de Fuentes	Improductivo	1,83	4,97	3,98	14,92	15,01
28	103	61	50116A10300061	4.443	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	3560,67	-	-	-	-
29	103	60	50116A10300060	2.614	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Pastos	2561,85	-	-	-	-
30	103	58	50116A10300058	2.858	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	2518,57	-	-	-	-
31	103	54	50116A10300054	6.242	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Pastos, Improductivo	-	46,08	36,86	141,57	195,16
32	103	57	50116A10300057	1.883	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	1443,92	8,28	6,60	25,17	20,81
33	103	56	50116A10300056	2.042	Zaragoza	Fuentes de Ebro	La Campella	Labor secano	440,64	14,44	11,55	39,67	0,79
34	103	9004	50116A10309004	4.557	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Camino de Pina	Improductivo	13,17	7,24	5,79	21,87	18,77
35	103	35	50116A10300035	1.031	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Labor secano, Pastos	-	11,03	8,82	32,98	40,95
36	103	36	50116A10300036	5.768	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Labor secano, Pastos	4715,67	7,56	6,05	22,69	27,10
37	103	37	50116A10300037	1.210	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Pastos	1175,13	-	-	-	-
38	103	38	50116A10300038	8.016	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Labor secano	6426,48	-	-	-	-
39	103	39	50116A10300039	32.998	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo Redondo	Labor secano, Pastos	9743,36	24,13	19,30	72,38	70,83
40	103	1	50116A10300001	154.351	Zaragoza	Fuentes de Ebro	Cabezo de la Horca	Labor secano, Pastos	23021,62	7,73	6,19	23,20	22,35

COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO: VIZA233396  
21/4 2023  
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional: VALENTÍN COLOS, CARLOS

## 7. PLANOS PARCELARIO

En el documento planos aparece el plano parcelario, con el número 15.

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>	
21/4 2023	
Habilitación Profesional	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) VALINO COLAS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO I  
ANEJO 9. DESMANTELAMIENTO Y RESTAURACIÓN**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>





## ÍNDICE

<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>1</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES .....</b>	<b>1</b>
2.1.- DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	1
2.2.- DESMANTELAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	2
2.3.- DESMANTELAMIENTO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE .....	2
2.4.- DESMANTELAMIENTO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INVERSORES.....	3
2.5.- DESMANTELAMIENTO DE VALLADO PERIMETRAL .....	3
2.6.- RESTAURACIÓN VEGETAL Y PAISAJÍSTICA.....	3



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## 1. ANTECEDENTES

El objeto del presente anejo es establecer las actividades del futuro desmantelamiento de la Planta Solar Fotovoltaica HIBRIDACIÓN RODÉN en el T.M. de Fuentes de Ebro (Zaragoza), así como de la restauración ambiental con objeto de la recuperación edáfica, vegetal y paisajística de los terrenos afectados por la instalación del presente proyecto.

El conjunto de actividades necesarias para realizar las actividades de desmantelamiento y restauración de la Instalación Solar Fotovoltaica son las siguientes:

1. Desmantelamiento de la instalación eléctrica.
2. Desmantelamiento de los módulos fotovoltaicos.
3. Desmantelamiento de la estructura soporte.
4. Desmantelamiento de los centros de transformación e inversores.
5. Desmantelamiento de vallado perimetral.
6. Restauración vegetal y paisajística.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES

### 2.1.- DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

La instalación eléctrica consta de distintos tramos: por una parte, la interconexión entre los módulos fotovoltaicos con cables fijados a la estructura soporte, un segundo tramo consistente en zanjas subterráneas hasta el inversor y por último el tramo de la instalación que va desde el inversor hasta el centro de transformación, circuito de corriente alterna.

Los trabajos de desconexión y desmantelamiento consistirán en:

Desmontado y recuperación de cableado de interconexión de módulos, acopio en camión y traslado a vertedero autorizado para su reciclado o posterior reutilización.





Desmontado y recuperación de cableado instalado en zanjas subterráneas. Acopio en camión y traslado a vertedero autorizado para su reciclado o posterior reutilización. Estos trabajos se realizarán con posterioridad al desmontaje de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos. Así mismo, las arquetas se recuperarán y se trasladarán en camiones a vertederos autorizados. Las zanjas se rellenarán y se restituirá el terreno tal y como se indicará en el apartado de restauración vegetal y paisajística.

## 2.2.- DESMANTELAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La primera fase será el desacoplamiento de los módulos fotovoltaicos de la estructura soporte con ayuda de camión grúa o manitou y carretilla elevadora. Una vez desmontados, se trasladarán mediante camión a vertedero autorizado para su reciclaje o reutilización.

En caso de que se sepa que no van a ser reutilizados los módulos, se podrán utilizar medios mecánicos para su compactación con el fin de minimizar su volumen. Los módulos fotovoltaicos son de material inerte y se pueden considerar material de construcción.

## 2.3.- DESMANTELAMIENTO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

Se desmontará la estructura con ayuda de medios auxiliares de excavación y grúa y carretilla elevadora. Se prohíben las voladuras. El material inerte de la estructura se trasladará mediante camión a vertedero autorizado. El movimiento de tierras producido se restaurará en las condiciones indicadas en el apartado de restauración vegetal y paisajística.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotilaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCQNOJ05>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## 2.4.- DESMANTELAMIENTO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INVERSORES.

Antes de comenzar el desmantelamiento deberá desconectarse ambos extremos de la instalación. Se hará uso de camión grúa, igual que en los trabajos anteriores para el desmantelamiento de los equipos y su traslado a vertedero autorizado. Se separarán previamente los desechos en función de sus características y uso.

## 2.5.- DESMANTELAMIENTO DE VALLADO PERIMETRAL.

Se desmantelará el vallado perimetral, al finalizar los demás trabajos. Se trasladarán a vertedero autorizado. Se retirará el hormigón de los apoyos, rellenando y restaurando el movimiento de tierras producido. Se separará los desechos en función de su naturaleza.

## 2.6.- RESTAURACIÓN VEGETAL Y PAISAJÍSTICA.

Será necesaria la restitución del suelo afectado por la edificación de la instalación solar fotovoltaica. Para ello, una vez desmantelada se restituirá la superficie afectada, identificando las áreas objeto de restauración y revegetación que comprenderán:

- Viales internos y cunetas.
- Zanjas tras retirada del cableado subterráneo.
- Superficie de ocupación de los paneles fotovoltaicos.
- Superficie de ocupación de los centros de transformación.
- Zonas de casetas y almacenamiento durante las tareas de desmantelamiento.





Previamente a las tareas de recuperación vegetal se retirará la zahorra artificial de los caminos de la instalación, que se transportarán mediante camión a vertedero autorizado. Además, se realizará un escarificado con el fin de descompactar el mismo.

La restauración de las superficies se inicia con, si es necesario, un escarificado en aquellas zonas que sea necesario con el objeto de descompactar y el posterior acondicionamiento del terreno mediante aporte de tierras de relleno, con un aporte de capa de tierra vegetal variable según las necesidades del terreno, estimándose un aporte medio de 20 cm de tierra vegetal.

Los terrenos de ocupación de la instalación son terrenos de cultivo. No obstante, si fuese necesario, una revegetación o plantación en algunas zonas parciales se atenderá un calendario de ejecución que respete las fechas más adecuadas para el arraigo de las plantas, preferentemente durante época de letargo de las mismas.

La plantación será de forma manual y/o mecanizada, seleccionándose especies según el cortejo florístico nativo de la zona, disponibilidad de las mismas, evitándose las de reproducción o arraigo difícil o dudoso.


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN
VISADO : VIZA233396
<a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO I**  
**ANEJO 10. ESTUDIO HIDROLÓGICO E HIDRÁULICO**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>

## ÍNDICE

<b>1. CÁLCULO DE CAUDALES MÁXIMO EN CUENCAS PEQUEÑAS .....</b>	<b>1</b>
1.1.- PLANTEAMIENTO GENERAL .....	1
1.2.- MÉTODO RACIONAL .....	2
1.3.- INTENSIDAD MEDIA DE PRECIPITACIÓN .....	5
1.4.- TIEMPO DE CONCENTRACIÓN .....	6
1.5.- ESCORRENTÍA .....	7
1.6.- PERIODO DE RETORNO .....	7
1.7.- PRECIPITACIÓN DIARIA MÁXIMA .....	7
1.8.- RESULTADOS .....	8
<b>2. DRENAJE TRANSVERSAL .....</b>	<b>10</b>
2.1.- INTRODUCCIÓN .....	10
2.2.- CÁLCULO HIDRAÚLICO DE LAS PEQUEÑAS O.F. ....	10
2.3.- CÁLCULO DE O.F. PROYECTADAS .....	13
<b>3. DRENAJE LONGITUDINAL .....</b>	<b>17</b>
<b>4. OBRAS PROYECTADAS .....</b>	<b>20</b>
4.1.- CUNETAS A.1 .....	21
4.2.- CUNETAS A.2 .....	22
4.3.- CUNETAS A.3 .....	23
4.4.- CUNETAS A.4 .....	24
4.5.- CUNETAS A.5 .....	25
4.6.- CUNETAS B .....	26
4.7.- CUNETAS C.1 .....	27
4.8.- CUNETAS C.2 .....	28
<b>5. PLANOS .....</b>	<b>29</b>



## 1. CÁLCULO DE CAUDALES MÁXIMO EN CUENCAS PEQUEÑAS

### 1.1.- PLANTEAMIENTO GENERAL

La adecuada evaluación de los caudales máximos que pueden esperarse con una determinada probabilidad o periodo de retorno, es de suma importancia en el dimensionamiento de un gran número de obras: encauzamientos, obras de drenaje transversal y longitudinal, en vías de comunicación.

En el caso de no disponer de suficientes datos foronómicos se recurre a métodos hidrometeorológicos, donde los caudales se estiman a partir de datos pluviométricos. Dentro de estos últimos destacan por su gran aplicación los que utilizan el hidrograma unitario y aquellos basados en el método racional.

En el caso español es preciso hacer referencia a la Instrucción de Carreteras 5.2.-I.C. "Drenaje Superficial", donde se desarrolla una metodología de cálculo de caudales de avenida que, basada en el método racional, pretende subsanar las deficiencias observadas en sus versiones tradicionales.

El método de estimación de los caudales asociados a distintos periodos de retorno depende del tamaño y naturaleza de la cuenca aportante.

Para cuencas pequeñas son apropiados los métodos hidrometeorológicos contenidos en la Instrucción 5.2.-I.C., basados en la aplicación de una intensidad media de precipitación a la superficie de la cuenca, a través de una estimación de su escorrentía. Ello equivale a admitir que la única componente de la precipitación que interviene en la generación de caudales máximos es la que escurre superficialmente.



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO8TOAS>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

En las cuencas grandes estos métodos pierden precisión, y por tanto, la estimación de caudales es menos correcta. La frontera entre cuencas grandes y pequeñas, a efectos de la citada instrucción 5.2.-I.C., corresponde aproximadamente a un tiempo de concentración de seis (6) horas. En el presente proyecto todas las cuencas tienen un tiempo de concentración inferior a 6 horas.

La naturaleza de la cuenca aportante influye en los métodos hidrometeorológicos, según que el tiempo de recorrido de flujo difuso sobre el terreno sea relativamente apreciable (plataforma de la carretera y márgenes que a ella vierten) o no (cauces definidos).

## 1.2.- MÉTODO RACIONAL

En un aguacero ideal, de duración indefinida, con intensidad de lluvia neta  $E$  constante, el caudal  $Q$  en el punto de desagüe de la cuenca, que al principio sólo acusará la presencia del agua caída en sus proximidades, irá creciendo hasta alcanzarse una situación de equilibrio. En ese momento, las intensidades de salida de agua se igualarán con las de entrada en la cuenca y por tanto:

$$Q = E \times A.$$

Siendo  $A$  la superficie total de dicha cuenca, estabilizándose el caudal a partir de entonces.

La intensidad de lluvia neta  $E$  será igual a la de lluvia total  $I$ , si el terreno es totalmente impermeable. En los casos reales:

$$E/I = C < 1$$

Siendo  $C$  el coeficiente de escorrentía.

El caudal máximo se dará en el equilibrio y valdrá:

$$Q = E \times A = C \times I \times A/K \quad (1)$$

Donde:

C = coeficiente medio de escorrentía de la cuenca o superficie drenada.

A = su área, salvo que tenga aportaciones o pérdidas importantes, tales como resurgencias o sumideros, en cuyo caso el cálculo de caudal Q deberá justificarse convenientemente.

I = la intensidad media de precipitación correspondiente al periodo de retorno considerado y a un intervalo igual al tiempo de concentración.

K = un coeficiente depende de las unidades en las que se midan Q, I y A. En nuestro caso:

$$Q = m^3 / \text{seg.}$$

$$I = \text{mm/h}$$

$$A = \text{km}^2$$

con lo que K = 3,6

Suponiendo un aguacero de duración indefinida, sería suficiente un determinado tiempo Tc (característico de cada cuenca) para alcanzar un máximo igual al caudal de equilibrio. Este tiempo Tc o tiempo de concentración, se define como el transcurrido desde el tiempo de aguacero hasta el final de su hidrograma superficial.

De este modo, el máximo caudal originado por un aguacero estará constituido por agua precipitada exclusivamente dentro de un intervalo de duración Tc. Si la lluvia neta (Cxl) en este lapso tiene lugar con intensidad constante, el caudal punta se podrá calcular por la fórmula racional ya mencionada.

Entre todos los lapsos del aguacero de duración  $T_c$ , el suministrador del caudal punta será aquel que proporcione el máximo valor de  $I$  y por tanto, el cálculo estadístico de caudales punta se reduce al de los valores extremos de la intensidad media ( $I$ ) de precipitación en los intervalos de duración  $T_c$  y al valor de coeficiente de escorrentía ( $C$ ) que cabe esperar en esos mismo intervalos.

Según han podido constatar numerosos autores, los métodos hidrometeorológicos, y entre ellos el racional, suelen presentar un marcado sesgo hacia la sobreelevación de los caudales, que suponen la existencia implícita de un coeficiente de seguridad.

La hipótesis de lluvia neta constante admitida en el método racional no es real y en la práctica, existen variaciones en su reparto temporal que favorecen el desarrollo de los caudales punta. Sin embargo, en cuencas pequeñas ( $T_c < 6$  h), la influencia de la variación temporal de la lluvia neta es secundaria y se puede reflejar mediante un factor corrector ( $K'$ ) con lo que (1) quedaría:

$$Q = K' \times C \times I \times A / K \quad (2)$$

Este factor variará de unos episodios a otros, pero se ha observado que en la práctica se puede admitir un valor constante de 1,2. Todo ello conduce a la formulación definitiva:

$$Q = C \times I \times A / 3 \quad (3)$$

siendo:

$Q$  ( $m^3$  /seg) = caudal punta correspondiente a un periodo de retorno dado.

$C$  = coeficiente medio de escorrentía de la cuenca o superficie drenada.

$I$  (mm/h) = intensidad media de precipitación correspondiente al periodo de retorno considerado y a un intervalo igual al tiempo de concentración.

$A$  (km<sup>2</sup>) = área de la cuenca o superficie drenada.

A continuación, se expondrá el proceso de obtención de los valores de  $I$  y de  $C$  que definirán totalmente la fórmula anterior

### 1.3.- INTENSIDAD MEDIA DE PRECIPITACIÓN

La intensidad a utilizar en la aplicación del método racional, recordando la formulación anterior, es la correspondiente a un periodo de retorno y a un intervalo igual al tiempo de concentración:

Para su cálculo se utiliza una ley intensidad duración en la forma:

$$\frac{I_t}{I_d} = \left( \frac{I_1}{I_d} \right)^{\frac{28^{0.1-T_c^{0.1}}}{28^{0.1}-1}} \quad (4)$$

donde:

$I_t$  (mm/h) = Intensidad media correspondiente al intervalo de duración  $t$ .

$I_d$  (mm/h) = Intensidad media diaria de precipitación correspondiente al periodo de retorno considerado.  $I_d = P_d / 24$ .

$P_d$  (mm/h) = Precipitación total diaria correspondiente a dicho periodo de retorno.

$I_1$  (mm/h) = La intensidad horaria de precipitación correspondiente a dicho periodo de retorno.

El valor del ratio  $I_1/I_d$  se determina a partir de los gráficos de la Instrucción. En la zona por donde discurre la traza este cociente se evalúa como 10.

#### 1.4.- TIEMPO DE CONCENTRACIÓN

En el caso normal de cuencas en las que predomine el tiempo de recorrido de flujo caracterizado por una red de cauces definidos, el tiempo de concentración  $T_c$  (h) relacionado con la intensidad media de la precipitación se podrá deducir de:

$$T_c = 0.3 \left( \frac{L}{J^{1/4}} \right)^{0.76} \quad (5)$$

siendo:

$L$  (km) = la longitud del cauce principal.

$J$  (m/m) = su pendiente media.

Si el tiempo de recorrido en flujo difuso sobre el terreno fuera relativamente apreciable como es el caso de la plataforma de la carretera y márgenes que a ella vierten la fórmula anterior no resulta aplicable.

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>	21/4 2023
	Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

### 1.5.- ESCORRENTÍA

Consultando las tablas de la Instrucción 5.2.-I.C. y teniendo en cuenta que las características de las cuencas son muy similares, se ha decidido tomar un valor del coeficiente de escorrentía igual a 0,39 para todas ellas. En la adopción de este valor se tienen en cuenta características tales como infiltración, potencia de los suelos, textura, drenaje, uso al que se destina, pendiente de la cuenca, etc...

### 1.6.- PERIODO DE RETORNO

Dado que no existe la posibilidad de que pequeñas inundaciones provoquen daños de importancia en la zona se ha decidido limitar el periodo de retorno a 50 años.

### 1.7.- PRECIPITACIÓN DIARIA MÁXIMA

Este dato se calcula a partir de los Mapas para el Cálculo de Máximas Precipitaciones Diarias en la España Peninsular de la Dirección General de Carreteras. El proceso es el siguiente:

Una vez localizado en los planos el punto geográfico deseado, se estiman mediante las isolíneas presentadas el coeficiente de variación  $C_v$  y el valor medio  $P$  de la máxima precipitación diaria anual.

$$C_v = 0,40$$

$$P = 43 \text{ mm/día}$$

De las tablas que recoge dicha publicación, para el periodo de retorno fijado de 50 años, se obtiene el valor de amplificación

$$K_{50} = 2,403$$

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>	21/4 2023
	Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



La precipitación diaria máxima para el periodo de retorno fijado se obtiene de la expresión:

$$P_{d(50)} = K_{50} \times P$$

$$P_{d(50)} = 103.33 \text{ mm/día}$$

## 1.8.- RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de la aplicación del método anteriormente descrito a las cuencas de estudio.

El proceso de cálculo sería:

- La intensidad media correspondiente a dicho periodo de retorno se calcula:

$$I_t = \frac{P_{d(50)}}{24} \cdot \left( \frac{I_1}{I_d} \right)^{\frac{28^{0.1} - T_c^{0.1}}{28^{0.1} - 1}}$$

Con  $I_1 / I_d = 10$  y siendo  $P_{d(50)} / 24$  la intensidad horaria máxima  $I_d$  (mm/h).

- La obtención del caudal de máxima avenida para el periodo de retorno considerado es:

$$Q = C \times I_t \times A / 3$$

Para un periodo de retorno de 50 años se ha calculado:

- La precipitación máxima diaria  $P_d$  (t) (mm).
- La intensidad horaria máxima  $I_{d(t)} = \frac{P_{d(t)}}{24}$  (mm/h).
- El valor de la intensidad media  $I_t$  (mm/h).
- El caudal máximo ( $m^3 / \text{seg}$ ).

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCXQNO9T0A5</a>	21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS	



CUENCA	AREA Km2	Id=Pd*Ka/24	It (mm/h)	Coef Esc. Regional	CAUDAL
A	0,09	4,305	60,597	0,83	1,28
B	0,03	4,305	85,143	0,83	0,59
C	0,02	4,305	80,454	0,83	0,43



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

## 2. DRENAJE TRANSVERSAL

### 2.1.- INTRODUCCIÓN

Se denominará O.F. - obra de drenaje transversal a toda aquella obra que permita la continuidad de la red de drenaje natural del terreno en el sentido transversal del camino.

Teniendo en cuenta la superficie y la homogeneidad de las cuencas, no se ha proyectado obras de drenaje transversal.

### 2.2.- CÁLCULO HIDRÁULICO DE LAS PEQUEÑAS O.F.

En el estudio hidrológico se han calculado los caudales de referencia a desaguar en cada obra de fábrica, según el método hidrometeorológico conocido como método racional expuesto en la Instrucción de Carreteras 5.2.-I.C.

Las tipologías de estas obras de drenaje se corresponden, en general, con las recogidas en la colección 4.2.-I.C. Como materiales para el dimensionado se ha considerado el hormigón armado, estableciéndose un diámetro mínimo, para los tubos que atraviesan la calzada de 0.40 m.


A continuación, se enumeran los criterios de diseño que han servido de guía en el dimensionamiento.

#### a) Continuidad de las cuencas.

Las cuencas hidrológicas interceptadas por los viales no serán modificadas por estos. Los caudales no se desviarán de unas cuencas a otras por efecto de las obras a realizar.

#### b) Velocidad de la corriente.

- No debe causar daños ni por erosión ni por aterramiento.


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN
VISADO : VIZA233396
<a href="http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS">http://cotitiragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9TOAS</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS

- Existen velocidades máximas por debajo de las cuales se puede considerar que se producirán daños de importancia por erosión en la superficie de cauce o conducto. Si el material del elemento de drenaje es hormigón, este límite se fija entre 4,5 a 6 m<sup>3</sup>/seg., aunque no es recomendable llegar a estos límites.
- Las ODT se van a dimensionar para que la velocidad no exceda de 4 - 4,5 m/s.

#### c) Sobreelevación del nivel del agua

En el caso que nos ocupa no adoptamos resguardo desde la cota de la calzada hasta la máxima cota que pueda alcanzar la lámina de agua en el cauce estudiado.

Cada conducto tiene una curva característica, que relaciona el caudal que desagua a través de él con la cota que alcanza la lámina de agua inmediatamente aguas arriba (normalmente medida a partir de la cota de la solera a su entrada). Si dicha cota rebasase la de la calzada o la de alguna de las divisorias con las cuencas vecinas, el caudal de referencia se repartirá entre el conducto y esas derivaciones.

Para definir esa curva característica hay que diferenciar los dos tipos de control, o secciones determinantes, que pueden producirse en el régimen hidráulico del desagüe:

- Control de entrada, si la definición puede hacerse simplemente en función de las características de la entrada del conducto. En las Figuras de la Instrucción 5-9 y 5-10 se contienen, de forma dimensional, las curvas características correspondientes a conductos circulares y rectangulares con diversos tipos de embocadura.

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotilaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCXQNO9T0AS">http://cotilaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBXCXQNO9T0AS</a>	
21/4	Habilitación
2023	Profesional
Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) VALINO COLAS, CARLOS	

- Control de salida, si los niveles del agua en el cauce a la salida del conducto, o las características de éste (longitud, pendiente, rugosidad), influyen en los niveles aguas arriba, necesitándose valores superiores a los deducibles por el control de entrada.

La curva característica correspondiente al control de entrada podrá considerarse definitiva, sin necesidad de comprobarla con el control de salida, si se reunieran las condiciones siguientes, que se presentan con frecuencia en la práctica:

1. El conducto es recto, y su sección y pendiente son constantes.
2. La diferencia del nivel del agua en el cauce a la salida del conducto con la cota de la solera en ésta es inferior, tanto a la altura del conducto como al calado crítico en él. Para determinar este último podrá utilizarse la Figura 5-11 de la Instrucción 5.2.-I.C.
3. La relación entre la longitud  $L$  y la pendiente  $J$  del conducto es inferior a la indicada en las Figuras 5-12 a 5-14. Si la pendiente fuera inferior al 0,2 por 100 se podrán realizar los cálculos con este último valor, si bien el nivel del agua obtenido a la entrada deberá incrementarse en  $(0,002-J) \cdot L$ .
4. El nivel del agua a la entrada del conducto, resultante de los cálculos, no rebasa el señalado en la Figura 5-15 de la Instrucción.

Si no se cumplieran todas las condiciones anteriores, será preciso calcular el valor mínimo del nivel del agua a la entrada del conducto exigido por el posible control de salida, adoptándolo como definitivo si fuera mayor que el correspondiente al control de entrada.

A continuación, enumeramos los requisitos que según la instrucción debemos cumplir para que las ODT proyectadas estén incluidas en los supuestos anteriores.

Por tanto, utilizamos la Instrucción 5.2.-I.C. para obtener todos los datos necesarios, así como la fórmula de Manning-Strickler para calcular secciones y calados en las obras proyectadas.

Entendemos que el régimen óptimo de funcionamiento es cercano al crítico y en la zona de régimen rápido, tal como impone el condicionante número 2 de la Instrucción 5.2.-I.C. recomendando que la altura de agua a la salida del conducto sea inferior al calado crítico.

### 2.3.- CÁLCULO DE O.F. PROYECTADAS

Según la Instrucción 5.2.-I.C. se realizan los cálculos necesarios para justificar la idoneidad de las O.F. proyectadas. Las características particulares de cada O.F. son:

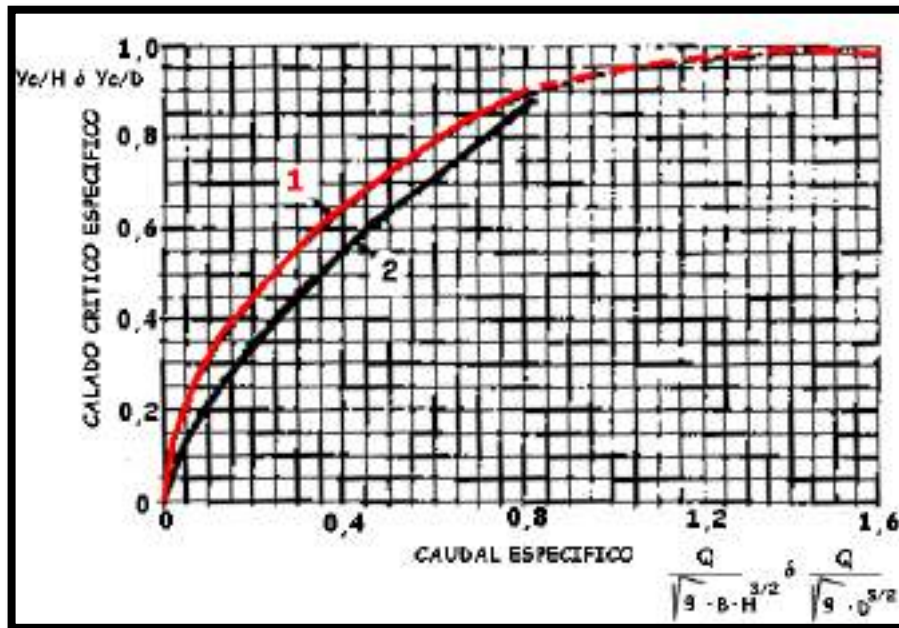
En nuestra implantación no se da este tipo de obras

A continuación, se analizan los requisitos de la Instrucción 5.2.-I.C.

La primera condición la cumplimos en todas la O.F. proyectadas, es decir, todos los conductos son rectos y su sección y pendiente son uniformes.

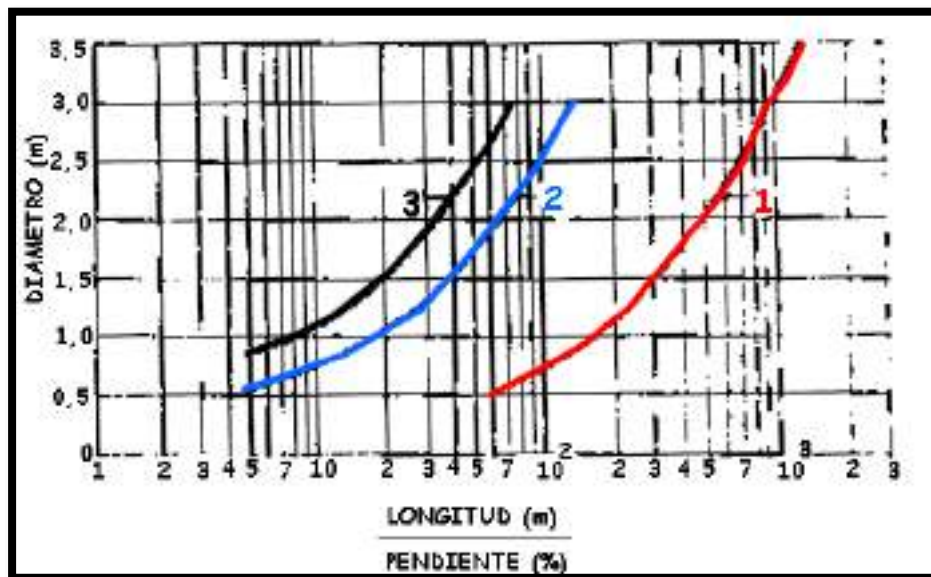
- La diferencia del nivel del agua en el cauce a la salida del conducto con la cota de la solera en ésta es inferior, tanto a la altura del conducto como el calado crítico en él. Para determinar este último se ha utilizado la Figura 5-11 de la Instrucción.


COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN
VISADO : VIZA233396
<a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>
21/4 2023
Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS



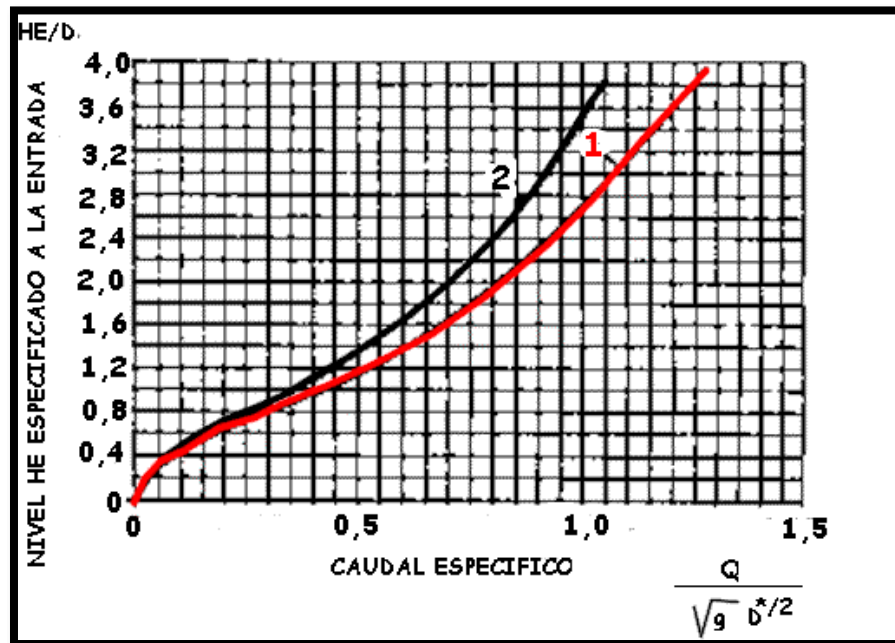
- Curva 1 - tubos
  - Curva 2 - conductos rectangulares
  - NOTACION
  - Q = Caudal
  - $Y_c$  = Calado crítico
  - D = Diámetro del tubo
  - H = Altura del conducto
  - B = Anchura del conducto
  - g = Aceleración de la gravedad
- La relación entre la longitud L y la pendiente J del conducto es inferior a la indicada en las Figuras 5-12 a 5-14. Si la pendiente fuera inferior al 0,2 por 100 se podrá realizar los cálculos con este último valor, si bien el nivel del agua obtenido a la entrada deberá incrementarse en  $(0,002 - J) * L$ .





- o Curva 1 - tubo de hormigón con muro de acompañamiento o aletas
- o Curva 2 - tubo metálico corrugado con embocadura exenta o ataluzada
- o Curva 3 - tubo metálico corrugado con muro de acompañamiento o aletas

De igual manera la comprobación según la tabla 5.9 de control de entrada, resulta en todos los casos satisfactoria.



#### EMBOCADURA:

- Curva 1 - con aletas o muro de acompañamiento
- Curva 2 - exenta o ataluzada

#### NOTACION

- $H_E$  = Altura del agua a la entrada (desde la solera)
- $D$  = Diámetro del tubo
- $Q$  = Caudal desaguado
- $g$  = Aceleración de la gravedad

### 3. DRENAJE LONGITUDINAL

En este apartado se describe y analiza la capacidad de desagüe de los elementos de drenaje longitudinal:

Se proyectan los siguientes tipos de cunetas:

- Triangular en hormigón con taludes 1 (V) : 1 (H) en ambos lados de los viales. El calado mínimo es de 0.10 m.
- Triangular en hormigón con taludes 1 (V) :5(H).

La capacidad de desagüe y la velocidad para pendientes comprendidas entre el 1 y el 10% se encuentran recogidas en la tabla adjunta.

#### DATOS FIJOS

COEF. RUGOSIDAD MANNING (K)	0.014
CALADO	0.10
TALUD 1	1/5
FACTOR DE CONVERSION	1

#### FORMULACIÓN EMPLEADA

$$Q = V \times S = S \times R^{2/3} \times J^{1/2} \times K \times U$$

$$S = h^2 \times \frac{1}{2} \times (T1 + T2)$$

$$P = h (T1 + T2) + h ((1 + T1)^{1/2} + (1 + T2)^{1/2})$$

$$R = S/P$$

PENDIENTES (m/m)	CAUDAL (m <sup>3</sup> /seg)	VELOCIDAD (m/seg)
0.01	0.0965	0.9659
0.02	0.1367	1.3666
0.03	0.1674	1.6737
0.04	0.1933	1.9326
0.05	0.2161	2.1607
0.06	0.2367	2.3668
0.07	0.2557	2.5565
0.08	0.2733	2.7329
0.09	0.2900	2.8990
0.10	0.3056	3.0556
0.11	0.3205	3.2047
0.12	0.3348	3.3473

La evacuación del caudal captado por las cunetas se realizará por las obras de fábrica de drenaje transversal, a través de pozos o bien por vertido a la ladera en las transiciones desmonte-terraplén.

Se instalarán tubos pasacunetas de 60 cm de diámetro cuando la cuneta se vea interceptada por los entronques con viales de acceso a máquinas o por los accesos a las explanadas de acopio y montaje.


En aquellos tramos de vial donde la pendiente de la cuneta sea superior al 7% y la naturaleza del terreno lo aconseje, se revestirá de hormigón la cuneta. Con ello se evitará, por un lado, que se produzcan aterramientos y disminución de la sección útil cuando la pendiente sea reducida.

	
COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>	
21/4 2023	
Habilitación Profesional	Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) VALINO COLAS, CARLOS

#### 4. OBRAS PROYECTADAS

A continuación, se realiza un análisis del terreno para proyectar las obras de drenaje longitudinales.

DRENAJE LONG	CUENCA APORTANTE	TIPO	SOLERA (m)	CALADO (m)	ANCHO CUNETA (m)	CAUDAL (m <sup>3</sup> /s)	LONG (m)	PENDIENTE (%)
CUNETA A.1	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	81	1,0%
CUNETA A.2	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	174	1,0%
CUNETA A.3	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	39	1,0%
CUNETA A.4	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	107	1,0%
CUNETA A.5	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	174	1,0%
CUNETA B	B	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,2600	2,6	0,59	326	1,0%
CUNETA C.1	C	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,2300	2,3	0,43	318	1,0%
CUNETA C.2	C	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,2300	2,3	0,43	56	1,0%



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN

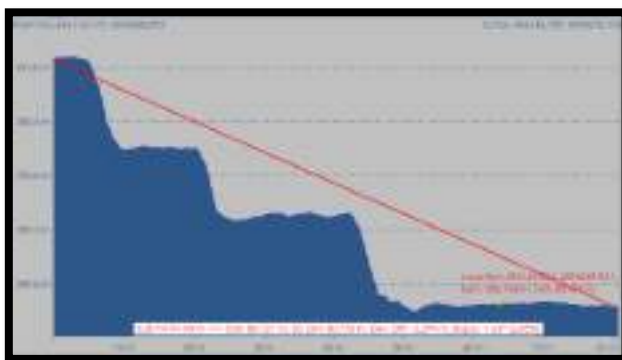
VISADO : VIZA233396



<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?CSV=BXUDYBCXQNO9T005>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

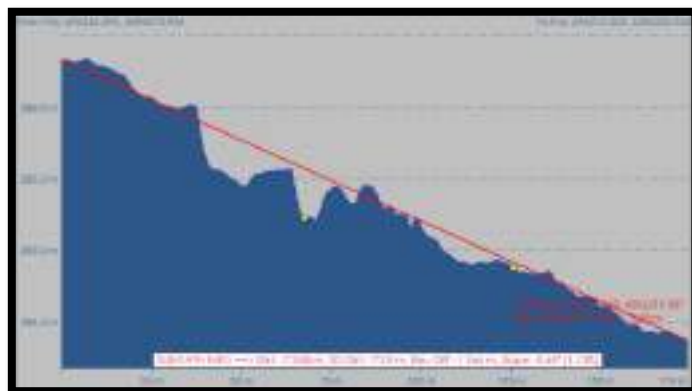
#### 4.1.- CUNETA A.1



Ingeniería Civil UAP		<b>Proyecto:</b> PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN <b>Lugar:</b> <input type="text"/> <b>Tramo:</b> <input type="text"/>			
<b>Datos:</b>					
Caudal (Q):	<input type="text" value="1.28"/>	m <sup>3</sup> /s			
Ancho de Solera (b):	<input type="text" value="0"/>	m			
Talud (Z):	<input type="text" value="5"/>				
Rugosidad (n):	<input type="text" value="0.014"/>				
Pendiente (S):	<input type="text" value="0.01"/>	m/m			
<b>Resultados:</b>					
Tirante Normal (y):	<input type="text" value="0.3430"/>	m	Perímetro (p):	<input type="text" value="3.4978"/>	m
Área Hidráulica (A):	<input type="text" value="0.5882"/>	m <sup>2</sup>	Radio Hidráulico (R):	<input type="text" value="0.1682"/>	m
Espejo de Agua (T):	<input type="text" value="3.4298"/>	m	Velocidad (v):	<input type="text" value="2.1762"/>	m/s
Número de Froude (F):	<input type="text" value="1.6778"/>		Energía Específica (E):	<input type="text" value="0.5844"/>	m·kg/kg
Tipo de Flujo:	<input type="text" value="F.Super crítico"/>				

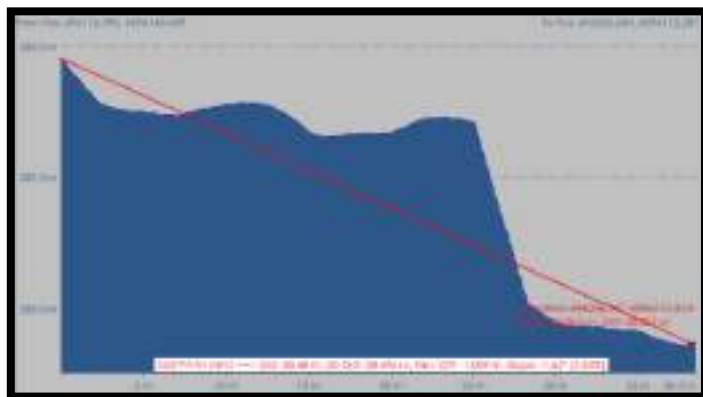
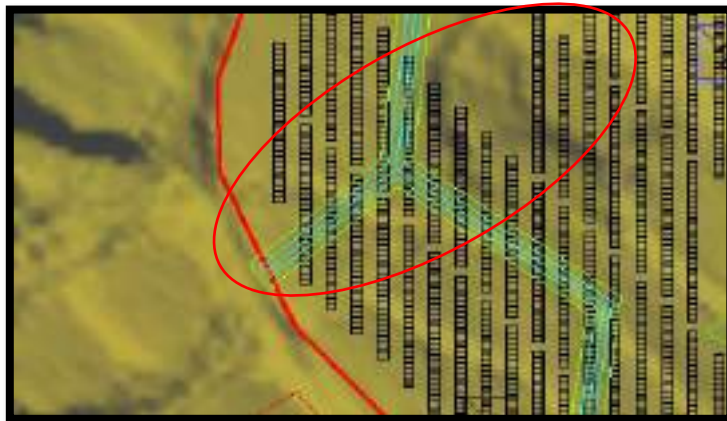


## 4.2.- CUNETA A.2



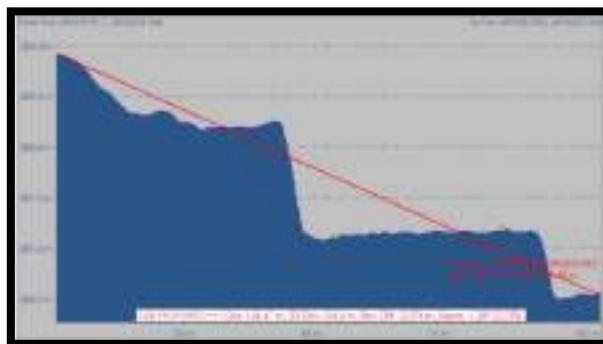
Ingeniería Civil UAP		<b>Proyecto:</b> PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN <b>Lugar:</b> <input type="text"/> <b>Tramo:</b> <input type="text"/>		
<b>Datos:</b> <b>Caudal (Q):</b> <input type="text" value="1.28"/> m <sup>3</sup> /s <b>Ancho de Solera (b):</b> <input type="text" value="0"/> m <b>Talud (Z):</b> <input type="text" value="5"/> <b>Rugosidad (n):</b> <input type="text" value="0.014"/> <b>Pendiente (S):</b> <input type="text" value="0.01"/> m/m				
<b>Resultados:</b> <b>Tirante Normal (y):</b> <input type="text" value="0.3430"/> m <b>Área Hidráulica (A):</b> <input type="text" value="0.5882"/> m <sup>2</sup> <b>Espejo de Agua (Y):</b> <input type="text" value="3.4298"/> m <b>Número de Froude (F):</b> <input type="text" value="1.0778"/> <b>Tipo de Flujo:</b> F. Supercrítico		<b>Perímetro (p):</b> <input type="text" value="3.4978"/> m <b>Radio Hidráulico (R):</b> <input type="text" value="0.1682"/> m <b>Velocidad (v):</b> <input type="text" value="2.1762"/> m/s <b>Energía Específica (E):</b> <input type="text" value="0.5844"/> m·kg/kg		

### 4.3.- CUNETA A.3



<p>ingeniería Civil UAP</p>	<p><b>Proyecto:</b> PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN</p> <p><b>Lugar:</b></p> <p><b>Tramo:</b></p>																					
<p><b>Datos:</b></p> <p>Caudal (Q): 1.28 m<sup>3</sup>/s</p> <p>Ancho de Solera (b): 0 m</p> <p>Talud (Z): 5</p> <p>Rugosidad (n): .014</p> <p>Pendiente (S): .01 m/m</p>																						
<p><b>Resultados:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Tirante Normal (y):</td> <td>0.3430 m</td> <td>Perímetro (p):</td> <td>3.4978 m</td> </tr> <tr> <td>Área Hidráulica (A):</td> <td>0.5382 m<sup>2</sup></td> <td>Radio Hidráulico (R):</td> <td>0.1582 m</td> </tr> <tr> <td>Espejo de Agua (T):</td> <td>3.4298 m</td> <td>Velocidad (v):</td> <td>2.1762 m/s</td> </tr> <tr> <td>Número de Froude (F):</td> <td>1.0778</td> <td>Energía Específica (E):</td> <td>0.5844 m-kg/kg</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Flujo:</td> <td>F. Supercrítico</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Tirante Normal (y):	0.3430 m	Perímetro (p):	3.4978 m	Área Hidráulica (A):	0.5382 m <sup>2</sup>	Radio Hidráulico (R):	0.1582 m	Espejo de Agua (T):	3.4298 m	Velocidad (v):	2.1762 m/s	Número de Froude (F):	1.0778	Energía Específica (E):	0.5844 m-kg/kg	Tipo de Flujo:	F. Supercrítico		
Tirante Normal (y):	0.3430 m	Perímetro (p):	3.4978 m																			
Área Hidráulica (A):	0.5382 m <sup>2</sup>	Radio Hidráulico (R):	0.1582 m																			
Espejo de Agua (T):	3.4298 m	Velocidad (v):	2.1762 m/s																			
Número de Froude (F):	1.0778	Energía Específica (E):	0.5844 m-kg/kg																			
Tipo de Flujo:	F. Supercrítico																					

#### 4.4.- CUNETA A.4



Ingeniería Civil  
UAP

Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
Lugar:   
Tramo:

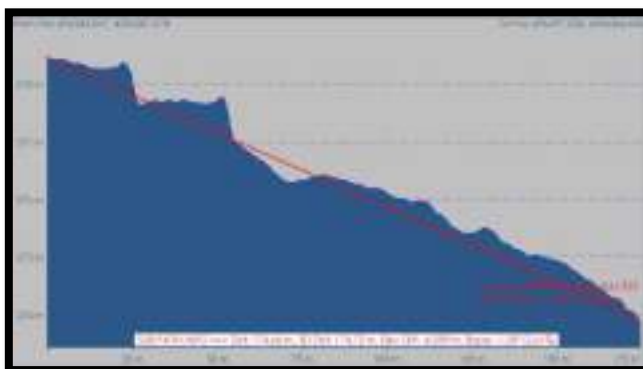
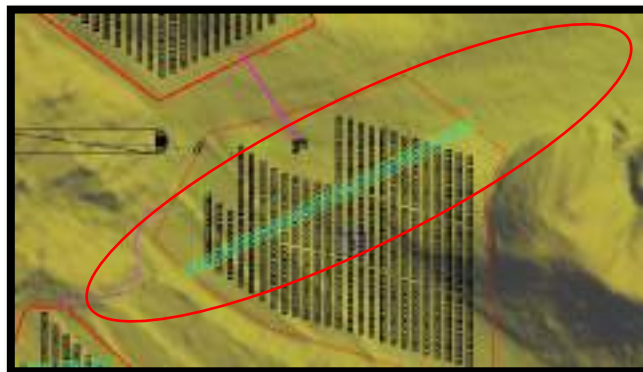
Datos:


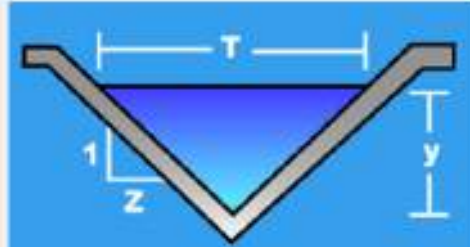
Caudal (Q): 1.28 m<sup>3</sup>/s  
Ancho de Solera (b): 0 m  
Talud (Z): 5  
Rugosidad (n): .014  
Pendiente (S): .01 m/m

Resultados:

Tirante Normal (y):	0.3430 m	Perímetro (p):	3.4978 m
Área Hidráulica (A):	0.5882 m <sup>2</sup>	Radio Hidráulico (R):	0.1682 m
Espesor de Agua (T):	3.4298 m	Velocidad (v):	2.1762 m/s
Número de Froude (F):	1.6778	Energía Específica (E):	0.5844 m·kg/kg
Tipo de Flujo:	F. Supercrítico		

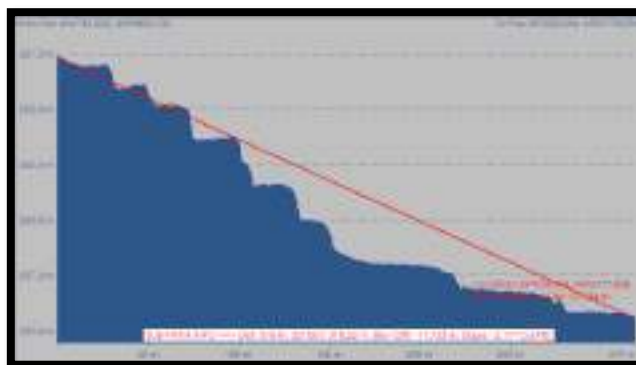
#### 4.5.- CUNETA A.5


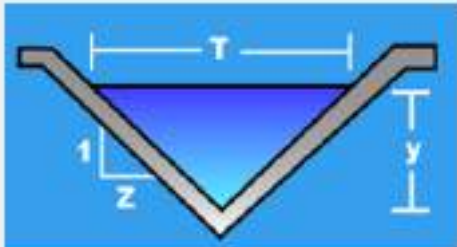


Ingeniería Civil UAD		<b>Proyecto:</b> PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN <b>Lugar:</b> <input type="text"/> <b>Tramo:</b> <input type="text"/>		 Arquitectura y Ingeniería
<b>Datos:</b> Caudal (Q): <input type="text" value="1.28"/> m <sup>3</sup> /s Ancho de Solera (b): <input type="text" value="0"/> m Talud (Z): <input type="text" value="5"/> Rugosidad (n): <input type="text" value="0.014"/> Pendiente (S): <input type="text" value="0.01"/> m/m				
<b>Resultados:</b>				
Tirante Normal (y): <input type="text" value="0.3430"/> m Área Hidráulica (A): <input type="text" value="0.5882"/> m <sup>2</sup> Espesor de Agua (T): <input type="text" value="3.4298"/> m Número de Froude (F): <input type="text" value="1.6778"/> Tipo de Faja: F.Super crítico		Perímetro (p): <input type="text" value="3.4978"/> m Radio Hidráulico (R): <input type="text" value="0.1682"/> m Velocidad (v): <input type="text" value="2.1762"/> m/s Energía Específica (E): <input type="text" value="0.5844"/> m·kg/kg		

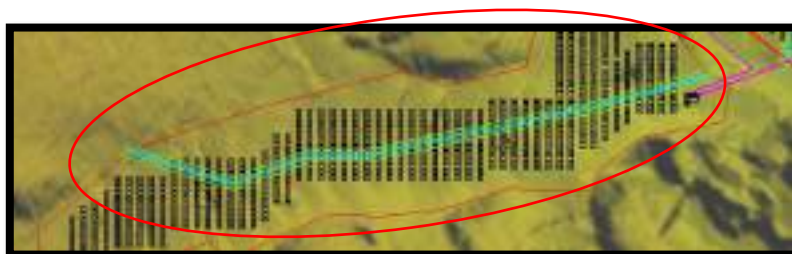


#### 4.6.- CUNETA B



Ingeniería Civil UAP		Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN		
		Lugar:		
		Tramo:		
<b>Datos</b>				
Caudal (Q):	0,59	m <sup>3</sup> /s		
Ancho de Solera (b):	0	m		
Talud (Z):	5			
Rugosidad (n):	0,14			
Pendiente (S):	0,1	m/m		
<b>Resultados</b>				
Tirante Normal (y):	0,2585 m		Perímetro (p):	2,6161 m
Área Hidráulica (A):	0,3298 m <sup>2</sup>		Radio Hidráulico (R):	0,1258 m
Espejo de Agua (T):	2,6661 m		Velocidad (V):	1,7931 m/s
Número de Froude (F):	1,6985		Energía Específica (E):	0,4294 m·kg/kg
Tipo de Flujo:	F. Supercrítico			

#### 4.7.- CUNETA C.1



**Ingeniería Civil (IAP)**

**Proyecto:** PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN

**Lugar:**

**Tramo:**

**Datos:**

Caudal (Q): 0.43 m<sup>3</sup>/s

Ancho de Solera (b): 0 m

Talud (Z): 5

Rugosidad (n): .014

Pendiente (S): .01 m/m

**Resultados:**

Tirante Normal (y): 0.2278 m

Área Hidráulica (A): 0.2596 m<sup>2</sup>

Espejo de Agua (T): 2.2784 m

Número de Froude (F): 1.5672

Tipo de Flujo: F. Supercrítico

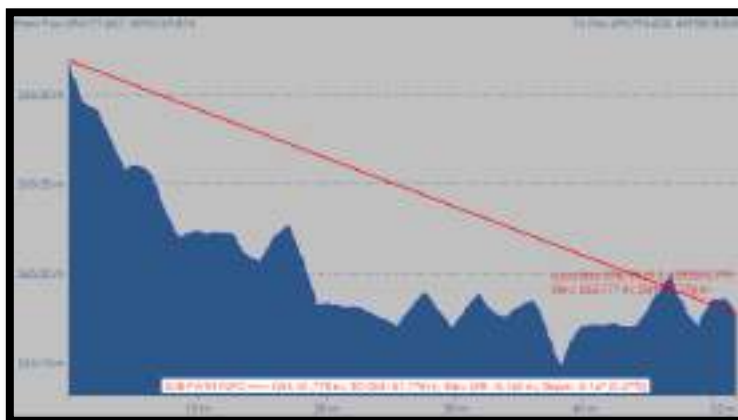
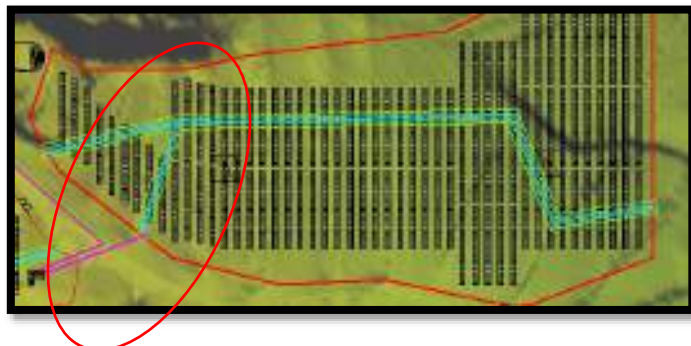
Perímetro (p): 2.1235 m

Radio Hidráulico (R): 0.1117 m

Velocidad (v): 1.6567 m/s

Energía Específica (E): 0.3677 m-kg/kg

#### 4.8.- CUNETA C.2



Ingeniería Civil UAP		Proyecto: PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN		AR República de Aragón Instituto de Ingeniería
		Lugar:		
		Tramo:		

Datos:	
Caudal (Q):	0.43 m <sup>3</sup> /s
Ancho de Solera (b):	0 m
Talud (Z):	5
Rugosidad (n):	.014
Pendiente (S):	.01 m/m


  

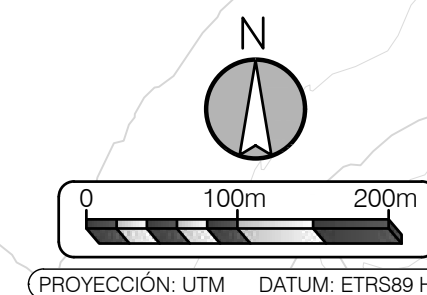
Resultados:			
Tirante Normal (y):	0.2278 m	Perímetro (p):	2.1235 m
Área Hidráulica (A):	0.2596 m <sup>2</sup>	Radio Hidráulico (R):	0.1117 m
Espejo de Agua (T):	2.2784 m	Velocidad (v):	1.6567 m/s
Número de Froude (F):	1.5672	Energía Específica (E):	0.3677 m-kg/kg
Tipo de Flujo:	F.Superocrítico		







## 5. PLANOS

 COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ARAGÓN VISADO : VIZA233396 <a href="http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5">http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5</a>			21/4 2023	Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa) Profesional VALINO COLAS, CARLOS
---	--	--	--------------	--



CUENCA	AREA Km2	Id=Pd*Ka/24	If (mm/h)	Coef Esc. Regional	CAUDAL
A	0,09	4,305	60,597	0,83	1,28
B	0,03	4,305	85,143	0,83	0,59
C	0,02	4,305	80,454	0,83	0,43



PROYECTO:				
<b>PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN</b>				
ESCALA:	FECHA:	FORMATO:	PLANO:	HOJA:
1/5.000	03/2023	A2	01	01 DE 01
PLANO:				
<b>PLANTA DE CUENCAS</b>				
 <b>BBA</b> <sub>1</sub> International Engineering			El Ingeniero Técnico Industrial al servicio de la empresa <b>BBA1 International Engineering</b>	
			 Francisco Javier Galdos Colegiado Nº4851 COITIAIR	



LEYENDA DEL PLANO

Viales dentro del parque

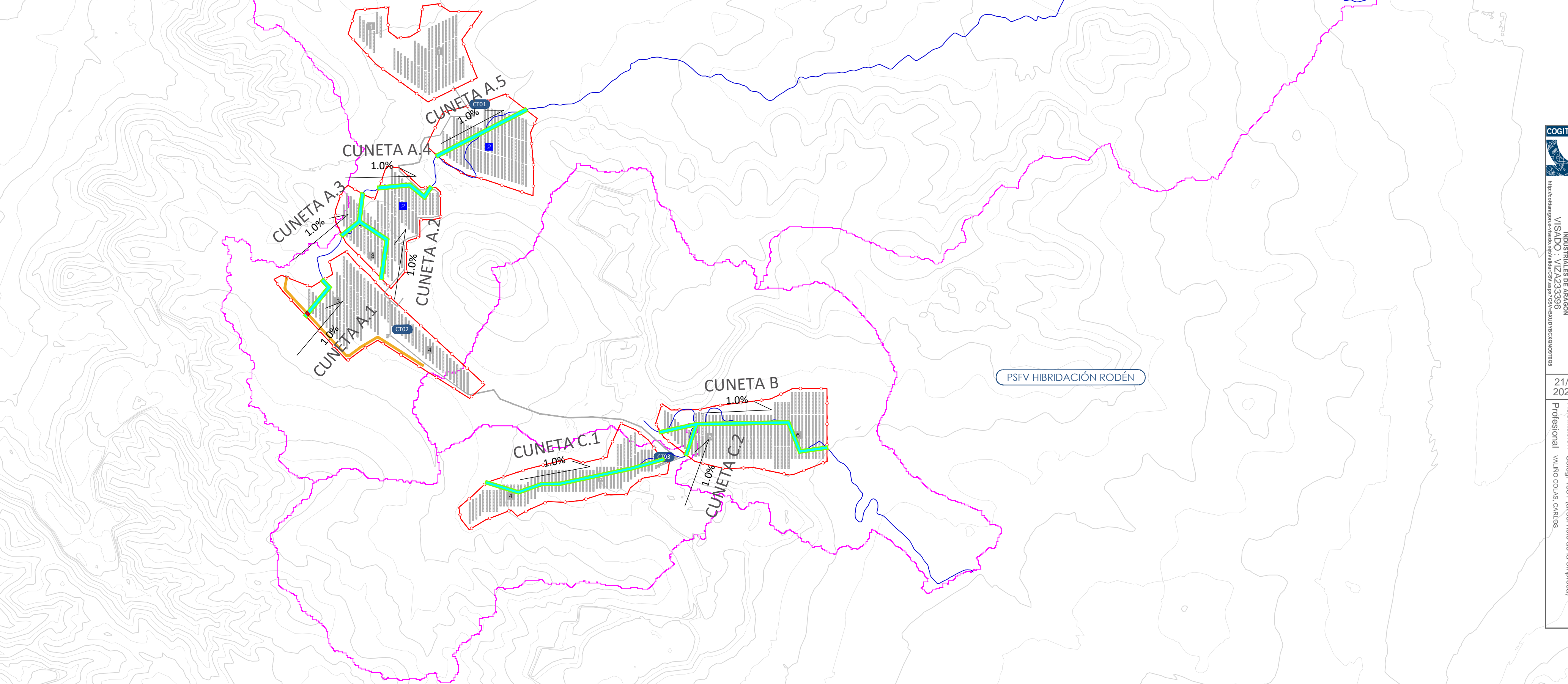
Vallado perimetral

Sentido del drenaje

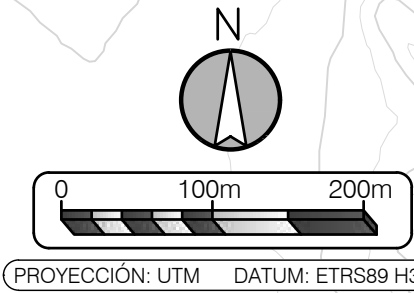
Vado

Obra de drenaje

Cauces naturales



DRENAJE LONG	CUENCA APORTANTE	TIPO	SOLERA (m)	CALADO (m)	ANCHO CUNETA (m)	CAUDAL (m3/s)	LONG (m)	PENDIENTE (%)
CUNETA A.1	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	81	1,0%
CUNETA A.2	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	174	1,0%
CUNETA A.3	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	39	1,0%
CUNETA A.4	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	107	1,0%
CUNETA A.5	A	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,3700	3,7	1,28	174	1,0%
CUNETA B	B	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,2600	2,6	0,59	326	1,0%
CUNETA C.1	C	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,2300	2,3	0,43	318	1,0%
CUNETA C.2	C	CUNETA 1:5 HORMIGONADA	0	0,2300	2,3	0,43	56	1,0%



PROYECCIÓN: UTM DATUM: ETRS89 H30



PROYECTO:  
**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN**

ESCALA:  
1/5.000

FECHA:  
03/2023

FORMATO:  
A2

PLANO:  
02

HOJA:  
01 DE 01

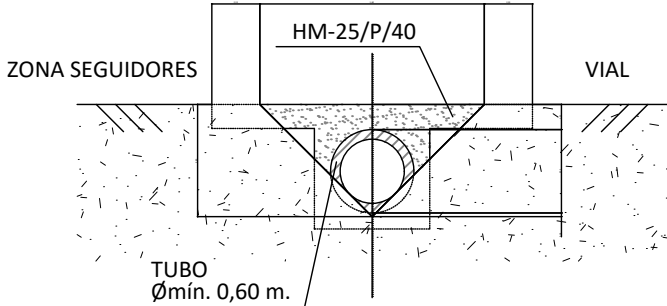
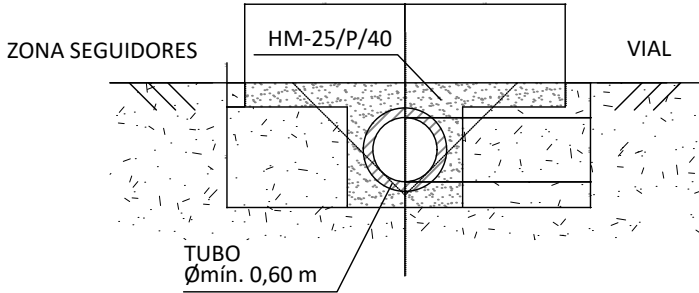
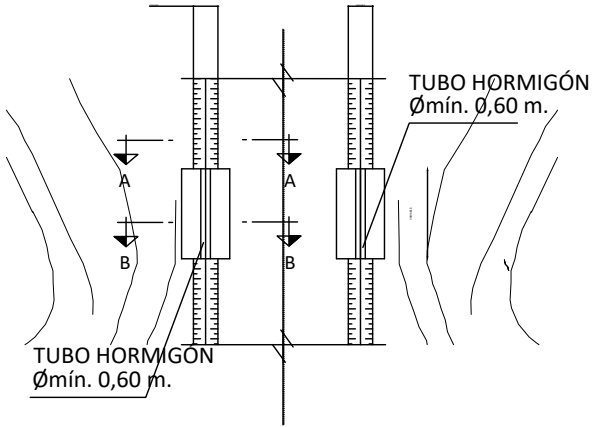
PLANO:  
**PLANTA DE DRENAJES**

BBA<sub>1</sub> International Engineering

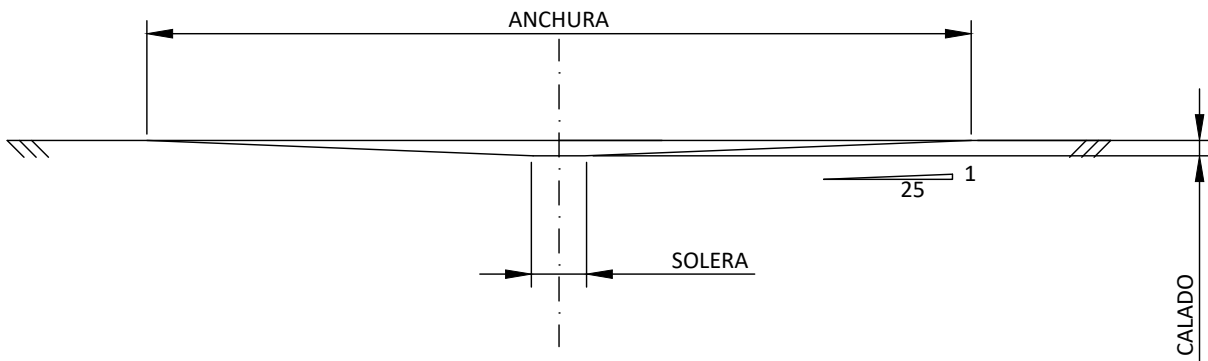
Carlos Colás  
Colegiado Nº4851 COGITAR



OBRA DE DRENAJE TIPO: TUBO SALVACUNETAS



OBRA DE DRENAJE TIPO: CUNETAS



DRENAJE LONG.	CUENCA APORTANTE	TIPO	SOLERA (m)	CALADO (m)	ANCHO CUNETA (m)	CAUDAL (m3/s)	LONG (m)	PENDEENTE (%)
CUNETA A.1	A	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.3700	3.7	1.28	81	1.0%
CUNETA A.2	A	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.3700	3.7	1.28	174	1.0%
CUNETA A.3	A	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.3700	3.7	1.28	39	1.0%
CUNETA A.4	A	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.3700	3.7	1.28	107	1.0%
CUNETA A.5	A	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.3700	3.7	1.28	174	1.0%
CUNETA B	B	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.2600	2.6	0.59	326	1.0%
CUNETA C.1	C	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.2300	2.3	0.43	318	1.0%
CUNETA C.2	C	CUNETA 1.5 HORMIGONADA	0	0.2300	2.3	0.43	56	1.0%



PROYECTO:  
**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN**

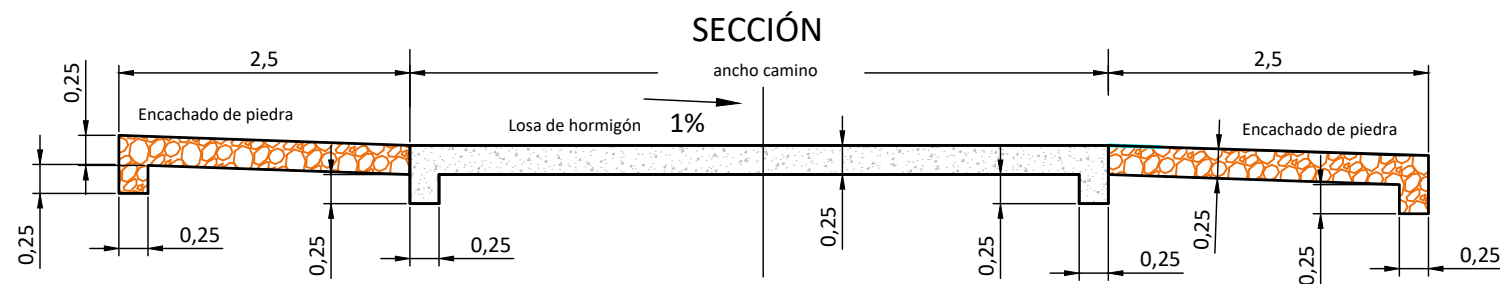
ESCALA: FECHA: 03/2023 FORMATO: A3 PLANO: 03 HOJA: 01 DE 02

PLANO:  
**DETALLE DE DRENAJES**

**BBA<sub>1</sub>** International Engineering

El Ingeniero Técnico Industrial  
al servicio de la empresa  
BBA1 International Engineering  
  
Colegiado N°4851 COITIAAR

## SOLUCION CRUCE CON BADEN



Pavimento de Hormigón HA-25 (25 cm) con armadura de acero B500S

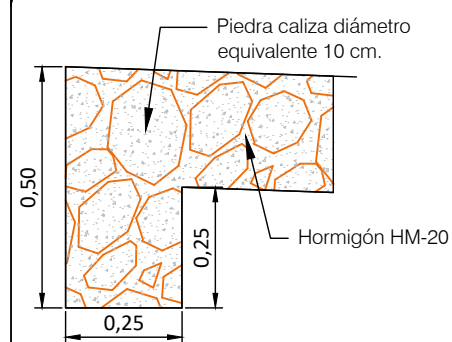


Encachado de piedra de 0.25 cms de espesor, rejuntado con HM 20

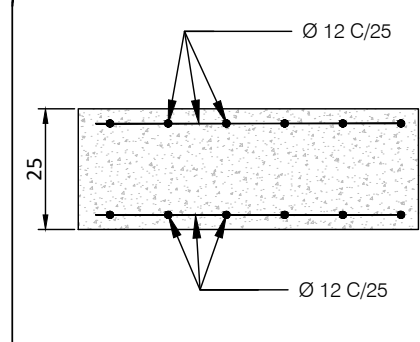
### ESPECIFICACIONES PARA ACERO Y HORMIGÓN EN DRENAJE

- HORMIGÓN BADENES: HA-25/P/12/IIa
- HORMIGÓN CUNETAS REVESTIDAS: HM-20
- HORMIGÓN DE LIMPIEZA: HL-150
- ACERO: B500s

### DETALLE ENCACHADO DE PIEDRA

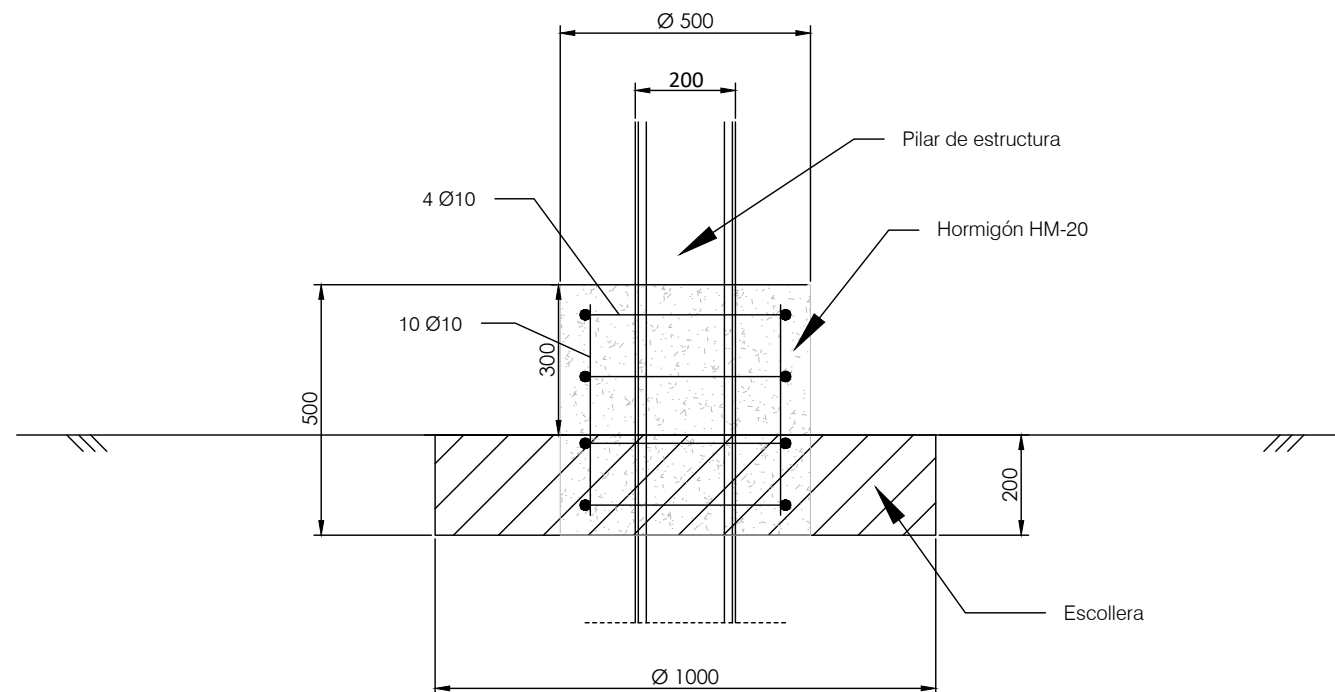


### DETALLE SOLERA DE HORMIGÓN



## PROTECCIÓN PATAS DE ESTRUCTURA

### SECCIÓN



PROYECTO:

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN**

ESCALA:

FECHA:

03/2023

FORMATO:

A3

PLANO:

03

HOJA:

02 DE 02

PLANO:

**DETALLE DE DRENAJES**

**BBA<sub>1</sub>** International Engineering

El Ingeniero Técnico Industrial  
al servicio de la empresa  
BBA1 International Engineering

Carlos Vealino Colás  
Colegiado N°4851 COGITAR



## PROYECTO

**PSFV HIBRIDACIÓN RODÉN  
7,014 MW  
EN EL T.M. DE FUENTES DE EBRO  
(PROVINCIA DE ZARAGOZA)**

**DOCUMENTO I  
ANEJO 11. MOVIMIENTO DE TIERRAS**



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cotitragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS

# BBA<sub>1</sub>



## ÍNDICE

<b>1. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES .....</b>	<b>1</b>
1.1.- Desbroce .....	1
1.2.- Compactación .....	1
1.3.- Analisis del terreno .....	1
<b>2. TABLA RESUMEN.....</b>	<b>8</b>



COLEGIO OFICIAL DE PERITOS E INGENIEROS TÉCNICOS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN  
VISADO : VIZA233396  
<http://cogitaragon.e-visado.net/ValidarCSV.aspx?rCSV=BXUDYBCXQNO9T0A5>

21/4  
2023

Habilitación Coleg. 4851 (al servicio de la empresa)  
Profesional VALINO COLAS, CARLOS



## 1. Descripción de las Actuaciones

Solo se proyectan las actuaciones que se describen a continuación:

### 1.1.- Desbroce

Se realizará un desbroce superficial en el 100 % de la implantación y uno de una profundidad a determinar por el estudio geotécnico, en las zonas donde se implantan los viales y las plataformas de inversores y centros de transformación.

Con ello se conseguirá dotar de mayor capacidad portante en estas superficies. No se considera necesario el realizar esta operación en el resto de las superficies.

### 1.2.- Compactación

Las máximas irregularidades del terreno asumibles por las hincas de un mismo seguidor será 30 cm en Hinka.

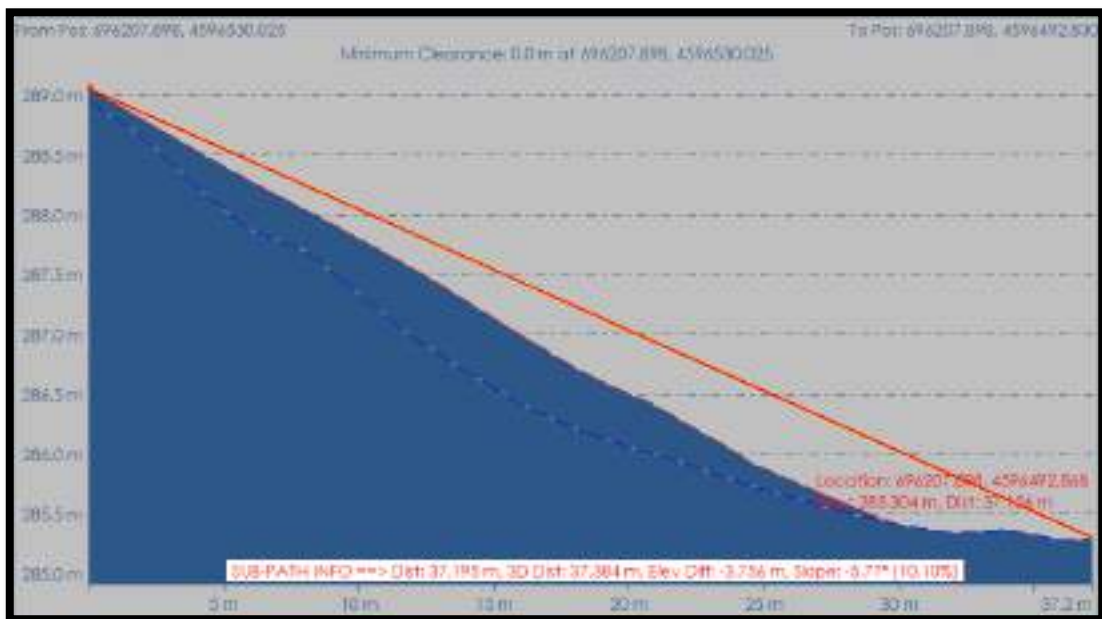
La máquina pilotadora para hincar los postes será de pequeño tamaño, por lo que no requerirá de un suelo altamente portante.

### 1.3.- Analisis del terreno

A continuación, se muestran los resultados del estudio llevado a cabo para analizar la superficie del parque, tomando como premisa, que el terreno, no supere la pendiente del 10%, tanto, en la dirección N-S.

También se analiza que no existan diferencias superiores a 30 cm entre hincas de un mismo seguidor.

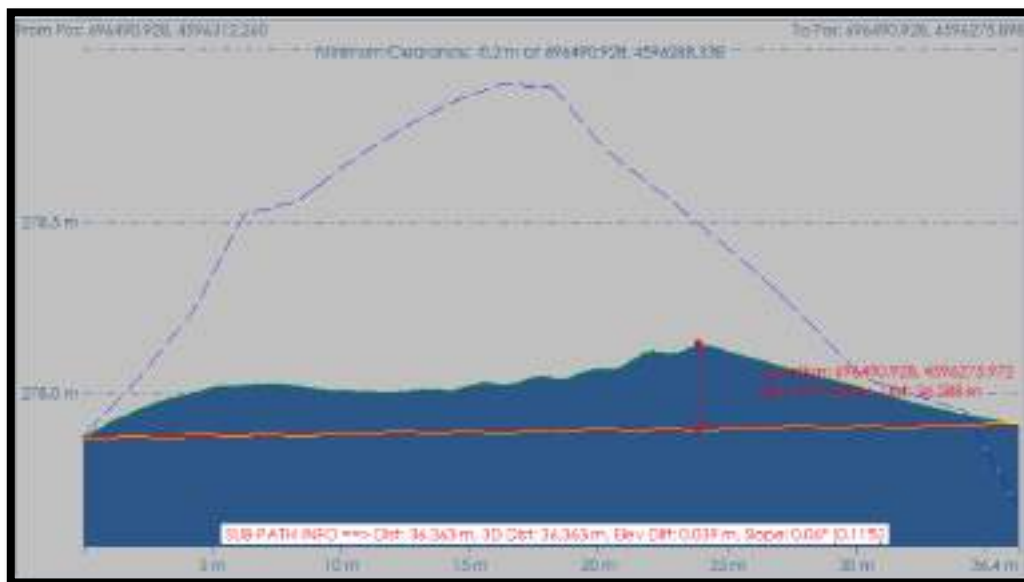
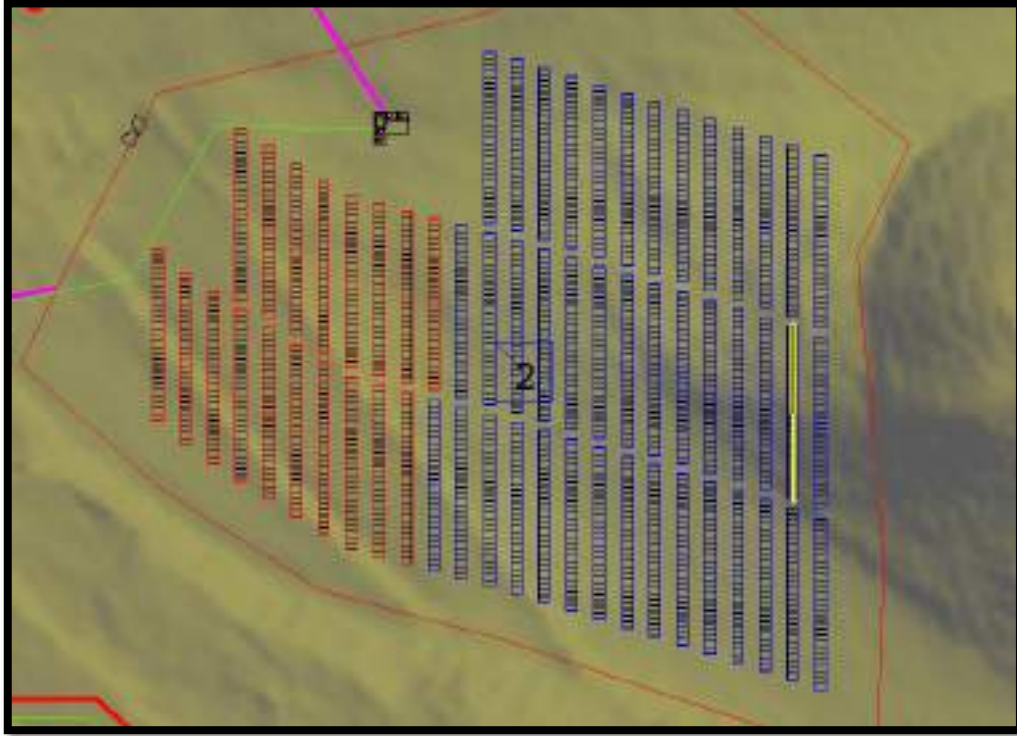
## ZONA 1



Estimación del movimiento de tierra necesario para nivelar el terreno:

Vol. Desmonte: 0,00 m<sup>3</sup> – Vol. Terraplén: 197,76 m<sup>3</sup>

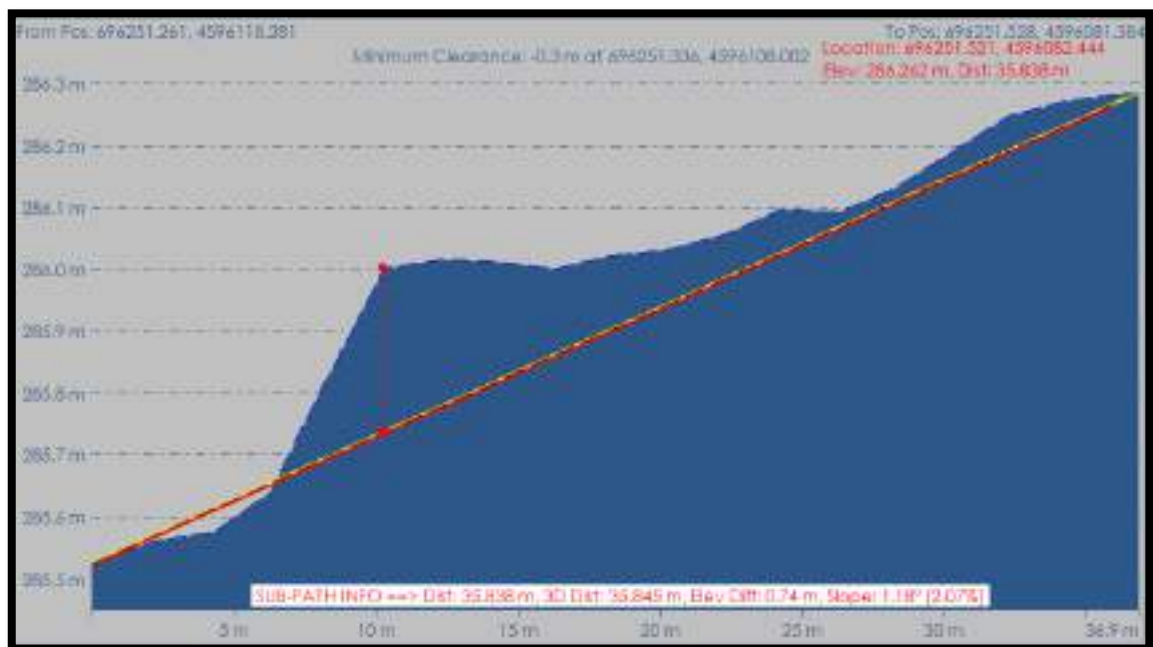
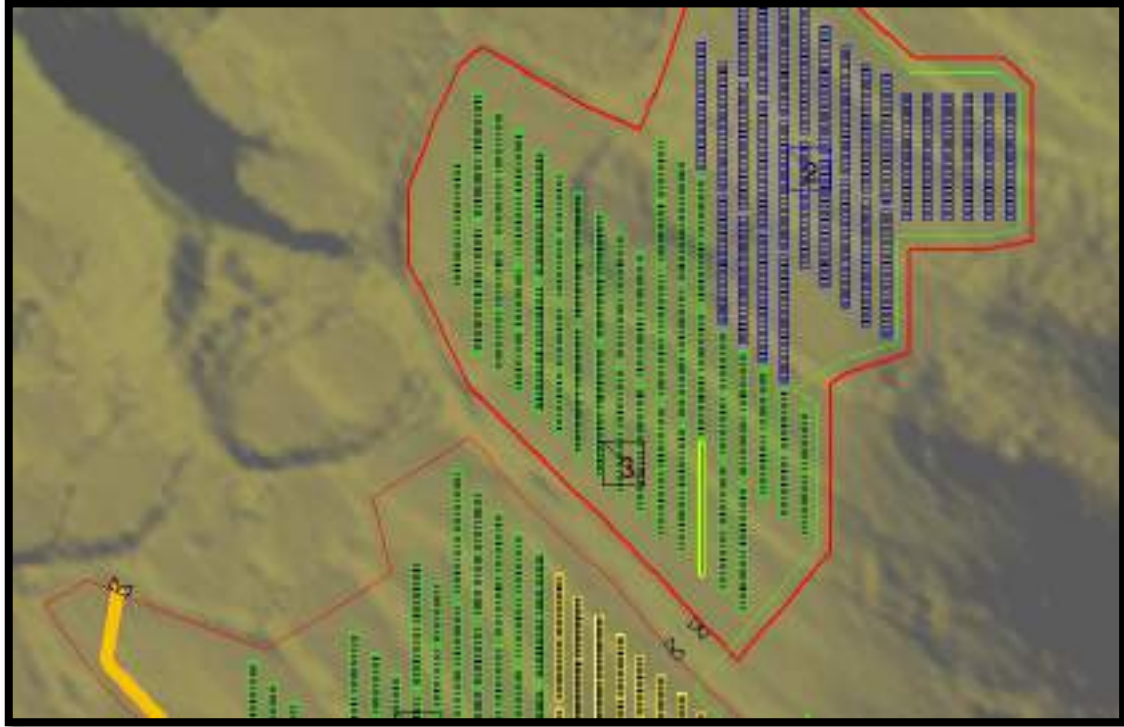
## ZONA 2



Estimación del movimiento de tierra necesario para nivelar el terreno:

Vol. Desmonte: 558,55 m<sup>3</sup> – Vol. Terraplén: 78,02 m<sup>3</sup>

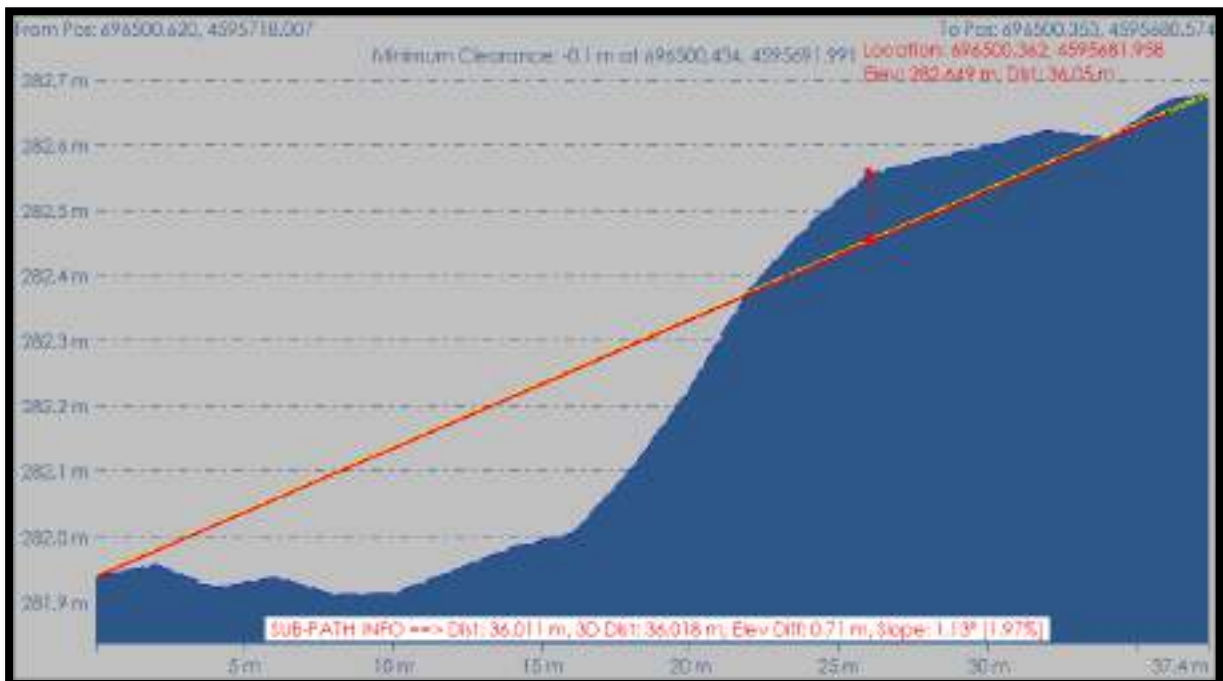
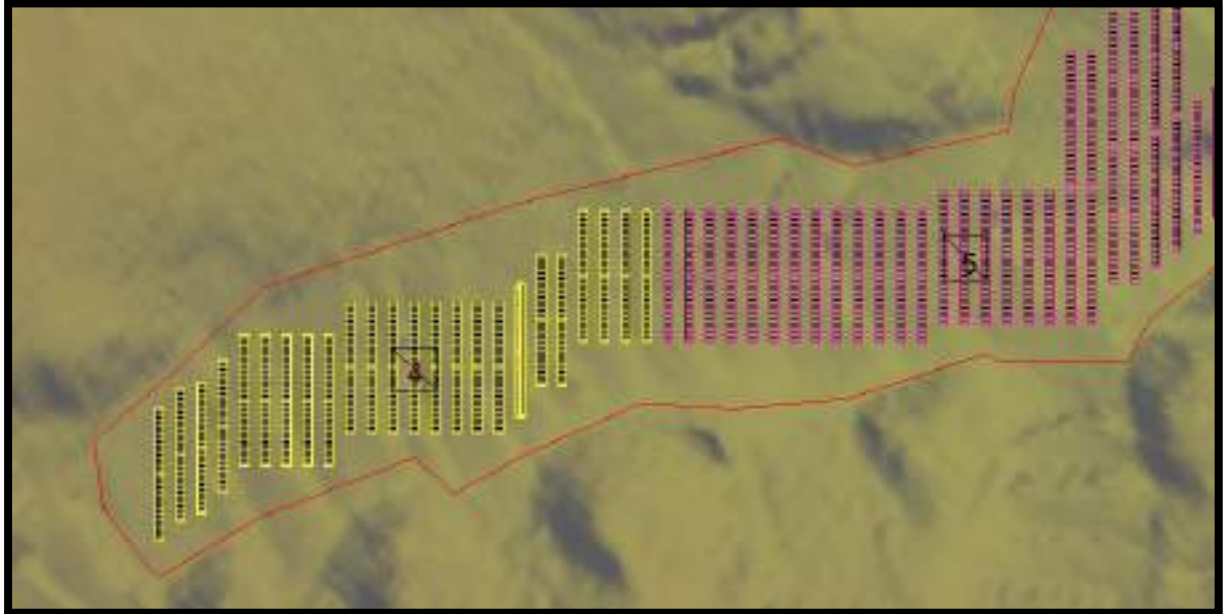
### ZONA 3



Terreno sin grandes irregularidades y pendiente < 10%. No es necesario movimiento de tierras.

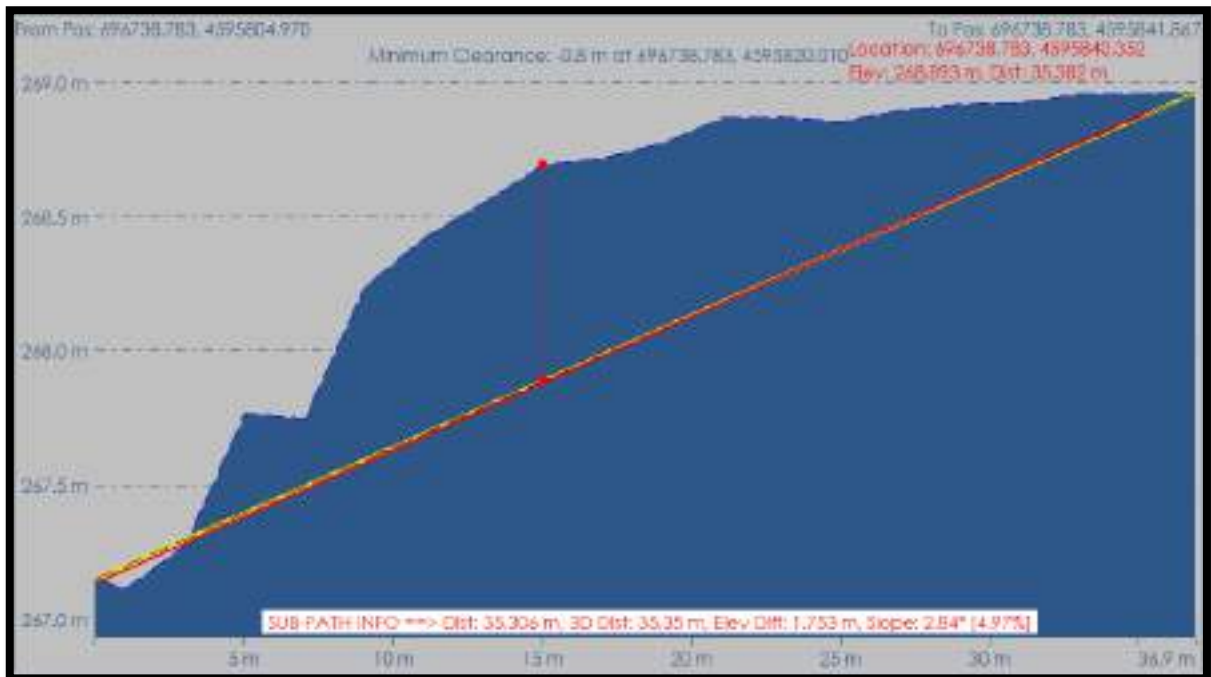


## ZONA 4



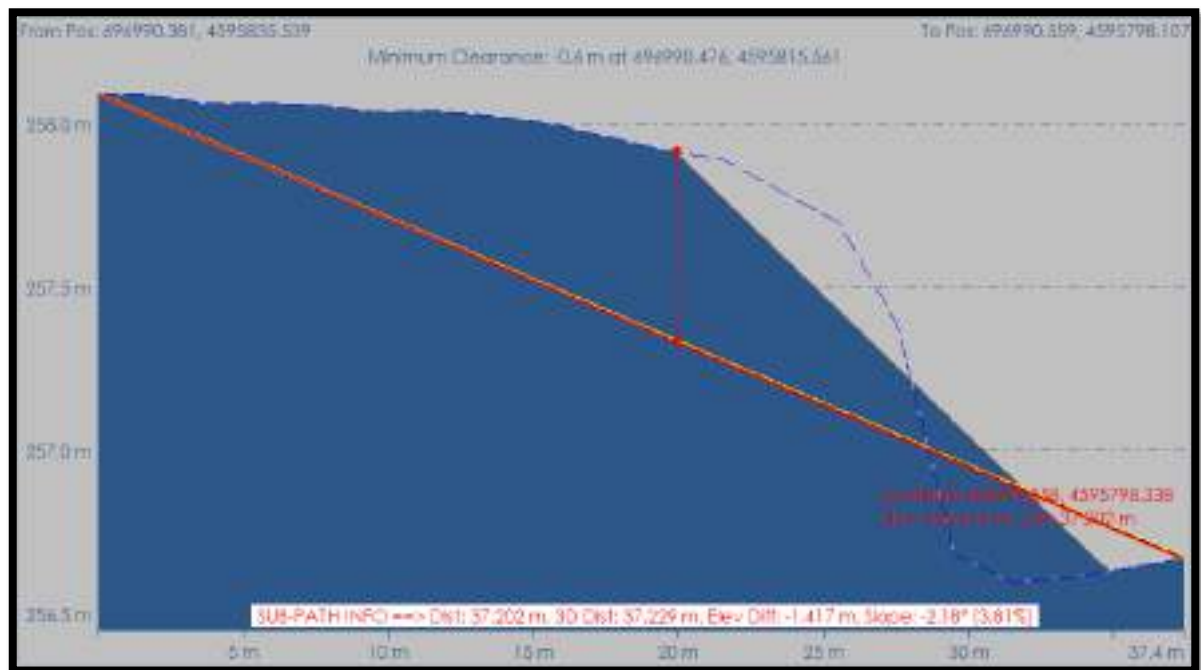
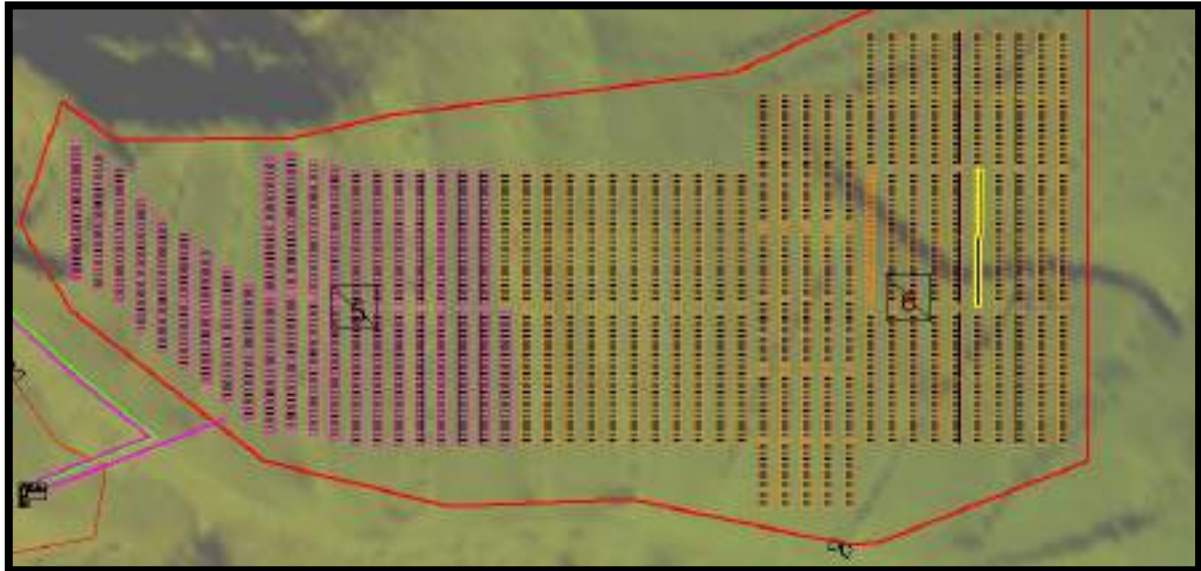
Terreno sin grandes irregularidades y pendiente < 10%. No es necesario movimiento de tierras.

## ZONA 5



Terreno sin grandes irregularidades y pendiente < 10%. No es necesario movimiento de tierras.

## ZONA 6



Estimación del movimiento de tierra necesario para nivelar el terreno:

Vol. Desmorte: 135,67 m<sup>3</sup> – Vol. Terraplén: 74,75 m<sup>3</sup>