


VISADO
COITI



TOLEDO
200011-A13

FV8VPUHWKSIOJMVO

BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Titulo doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

**ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA
EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE
02/01/2020**

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIOJMVO. Comprobación: <https://coititoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIOJMVO>

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS
TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO




VISADO **200011-A13**
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA



Puede consultar la validez de este documento
escaneando el código QR o en la página
<https://coititoledo.e-gestion.es/>, mediante el CVT:
FV8VPUHWKSIOJMVO

VISADO Nº 200011-A13 FECHA: 22/01/2026
0000498, JOSE ANGEL ROMAN GARCIA



Este visado administrativo se ha realizado siguiendo las directrices de la Ley 2/1974, el RD 1000/2010 y en su caso, el Reglamento Regulator del Ejercicio Libre de la Profesión del Ingeniero Técnico Industrial, comprobándose los siguientes puntos:
1.- El Ingeniero tiene la titulación declarada.
2.- No consta que el/los Ingeniero/s Técnico/s Industrial/es firmante/s del trabajo hayan sido inhabilitados profesional ni judicialmente.
3.- El Ingeniero tiene un seguro de responsabilidad civil vigente a la fecha de este visado.
4.- El trabajo tiene los contenidos y documentos mínimos exigidos por la legislación técnica afectada para la realización de dicho visado.
5.- En el trabajo se incluyen las exigencias de la legislación de prevención de riesgos laborales.

Validación: FV8VPUHWKSIOJMVO
<https://coititoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIOJMVO>

VISADO
COITI



TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIQJMVO

BOYSER SOLAR,
S.L.

Título doc.

ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE
POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE
VISADO 200011 DE 02/01/2020



Versión

Rev01

Fecha:

21-01-2026

C O N T R O L D E R E V I S I O N E S

<u>REV.</u>	<u>FECHA</u>	<u>MOTIVO</u>	<u>HOJAS REVISADAS</u>
00	17-12-2025	Emisión inicial	NA
01	21-01-2026	Actualización	TODAS

	BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
	Título doc.		Versión	Rev01
			Fecha:	21-01-2026

INDICE

1. OBJETO	4
2. PETICIONARIO	6
3. REDACTOR DEL ANEXO	7
4. DATOS DEL PROYECTO ACTUALIZADOS	8
5. VALLADO	9
6. CÁLCULOS BT CC	11
7. CÁLCULOS BT AC	12
8. CÁLCULOS SSAA	13
9. CÁLCULOS MT	14
10. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN	15
11. PLANOS	16
12. CONCLUSIÓN	17
13. ANEXOS. FICHAS TÉCNICAS	18

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIOJMVO. Comprobación: <https://coititoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIOJMVO>

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

VISADO **200011-A13**
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coititoledo.e-gestion.es/>, mediante el CVT:

FV8VPUHWKSIOJMVO



BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Título doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

1. Objeto

Se redacta este anexo al proyecto de una planta solar de 5 MW de potencia denominada como "AR Huelves Solar 1" visado con el número 200011 y fecha de visado 02/01/2020 para informar de las últimas actualizaciones en cuanto a configuración eléctrica de la planta respecto de la que figura en la Autorización Administrativa Previa y de Construcción emitida por la Delegación General de Transición Energética con fecha 23/09/2021. La modificación realizada se considera como NO SUSTANCIAL.

En la siguiente tabla se muestran los cambios más significativos en los equipos principales de la planta:

	ANEXO 13 (ACTUAL)	ANEXO 12 Nº visado 200011-A12
Potencia AC POI Wac)	5	5
Modelo módulo	RSM132-8-715BHDG	RSM132-8-705BHDG
Potencia unitaria módulos Tipo 1 (Wp)	715	705
Nº total módulos instalados (uds)	7.980	8.092
Módulos por string	28	28
Nº de stings	285	289
Potencia instalada DC (MWp)	5,705	5,705
Modelo inversor	SUNGROW SG350HX	SUNGROW SG350HX
Potencia unitaria inversor (kW)	320 @40°C	320 @40°C
Nº inversores instalados	18	17
Potencia nominal planta (MWac)	5,76	5,44

VISADO
COITI



TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIQJMVO

BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Titulo doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

Tensión nominal de la instalación	800 V / 50 Hz / Trifásica	800 V / 50 Hz / Trifásica
Ratio (DC/AC) planta FV	0,99	1,02
Modelo Tracker tipo 1 (uds)	Monofila 1V56 (12 uds)	-
Modelo Tracker tipo 2 (uds)	Bifila 2x1V56 (59 uds)	-
Tracker tipo 3 (uds)	Monofila 1V28 (5 uds)	Monofila 1V28 (11 uds)
Tracker tipo 4 (uds)	Bifila 2x1V28 (10 uds)	Bifila 1V28 (139 uds)
Nº de Centros de Transformación (uds)	2	2
Potencia max. Trafo (kVA)	3250 x 2 (uds) @30°C	3250 x 2 (uds) @30°C
Superficie vallado (m2)	72.372,61	72.383,12
Longitud vallado (m)	1.775,21	1.764,83
Pitch (m)	5	5
Coordenadas UTM ETRS89 30T CT1*:	X: 504612,8415 Y: 4433074,3594	X: 504604,0264 Y: 4433078,0469
Coordenadas UTM ETRS89 30T CT2*:	X: 504821,7841 Y: 4433346,3376	X: 504826,0268 Y: 4433424,7108
Coordenadas UTM ETRS89 30T Centro de Seccionamiento**:	X: 504987,1487 Y: 4433456,4672	X: 504986,3897 Y: 4433444,7662

* Las coordenadas correspondientes al CT1 y CT2 corresponden al punto medio de la caseta de inversores.

** La nueva ubicación del Centro de Seccionamiento, viene dada para cumplir con los requisitos establecidos por la compañía, de tener acceso directo fuera del vallado perimetral de la planta fotovoltaica y cerca del apoyo 1 de la línea aérea de evacuación de la planta fotovoltaica hasta la SET.

VISADO
COITI



TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIQJMVO

BOYSER SOLAR,
S.L.

Título doc.

ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE
POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE
VISADO 200011 DE 02/01/2020



Versión

Rev01


Fecha:

21-01-2026

2. Peticionario

- Nombre: BOYSER SOLAR, S.L.
- C.I.F: B-85191294
- Dirección: C/ Serrano, 81, 6º D
- 28006 Madrid



BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Titulo doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

3. Redactor del anexo

- Nombre: SALIX INGENIEROS S. L.
- C.I.F: B-45644374
- Responsable: José Ángel Román García, Ingeniero Técnico Industrial Eléctrico colegiado nº 498.
- Dirección: C/ Pedro Torres, 15. 47500 Consuegra (Toledo)
- Colegiado en: Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Toledo – Nº 498

VISADO
COITI



TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIQJMVO

BOYSER SOLAR,
S.L.

Título doc.

ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE
POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE
VISADO 200011 DE 02/01/2020



Versión


Rev01

Fecha:

21-01-2026

4. Datos del proyecto actualizados

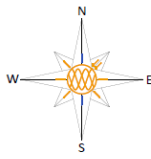
- Tipo: Instalación fotovoltaica conectada a red de 5 MWac
- Nº total de módulos fotovoltaicos de 715 Wp: 7.980 uds
- Potencia unitaria máxima del inversor (40°C): 320 kVA
- Potencia unitaria nominal de los módulos: 715 Wp
- Potencia unitaria nominal DC instalada de módulos: 5,70 MWp
- Potencia máxima AC (40°C): 5,76 MWAC
- Número total de inversores: 18
- Número de tracker 1V56 monofila: 12
- Número de tracker 2x1V56 bifila: 59
- Número de tracker 1V28 monofila: 5
- Número de tracker 2x1V28 bifila: 10
- Tensión nominal de la instalación: 800 V, 50 Hz, trifásica
- Factor de potencia: -0,95; 1; 0,95

BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Título doc.		Fecha:	21-01-2026

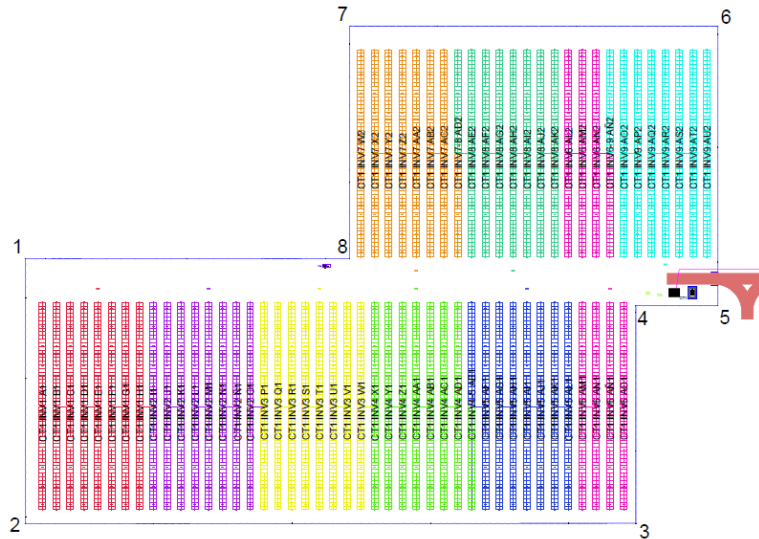
5. Vallado

El vallado perimetral no ha sufrido modificación en todo su trazado con respecto al anexo 12 del proyecto de referencia en todo su recorrido salvo en la zona del Centro de Seccionamiento. En esta zona se ha realizado bordeado el Centro de Seccionamiento para dejarlo por fuera de éste y dar acceso a la compañía eléctrica.

Las coordenadas de los vértices del vallado se muestran en la siguiente tabla:



Vértice	X	Y
1	504378,5593	4433086,5442
2	504378,6157	4432990,9201
3	504598,9988	4432990,9201
4	504598,9988	4433069,5963
5	504628,6407	4433069,5963
6	504628,6407	4433170,5969
7	504495,5883	4433170,6588
8	504495,5493	4433086,6744



VISADO
COITI



TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIOJMVO

BOYSER SOLAR,
S.L.

Título doc.

ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE
POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE
VISADO 200011 DE 02/01/2020



Versión

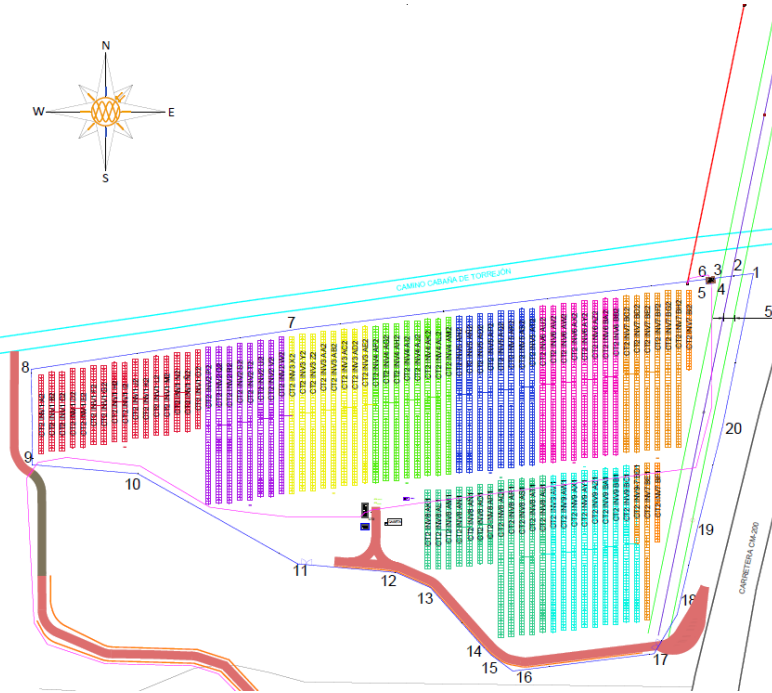
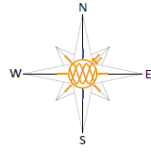
Rev01

Fecha:

21-01-2026

COORDENADAS VALLADO (UTM)

Vértice	X	Y
1	505007,6059	4433459,6459
2	504998,3284	4433458,5134
3	504989,2310	4433457,4028
4	504989,5146	4433455,0800
5	504985,0536	4433454,5364
6	504984,7701	4433456,8583
7	504790,0213	4433433,0844
8	504662,0616	4433413,7981
9	504662,7830	4433368,1244
10	504713,0461	4433363,8237
11	504789,5976	4433320,6911
12	504836,6468	4433316,5744
13	504853,0054	4433309,3872
14	504877,7909	4433281,5532
15	504882,0104	4433277,2004
16	504892,4982	4433269,4159
17	504960,1128	4433277,7116
18	504971,1931	4433296,5099
19	504981,4800	4433340,5341
20	504992,7763	4433385,9278





BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Titulo doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

6. Cálculos BT CC

Como consecuencia del cambio en la potencia del módulo y nº de inversores de la planta, se actualizan los cálculos de baja tensión del proyecto.

A continuación se muestran los cálculos eléctricos actualizados, del dimensionamiento de cable y caída de tensión en CC.



Cálculos Eléctricos: Dimensionamiento de cable y caída de tensión en CC

FV HUELVES I 5.79 MWp

Huelves, Cuenca



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CRITERIO TÉRMICO	1
2.1	Factor de corrección de la temperatura del terreno.....	1
2.2	Factor de corrección por resistividad térmica.....	2
2.3	Factor de corrección de profundidad	3
2.4	Factor de corrección por agrupación.....	3
3	RESULTADOS CRITERIO TÉRMICO	3
4	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CRITERIO DE CORTOCIRCUITO.....	5
5	RESULTADOS CÁLCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	6
6	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA PÉRDIDAS	7
7	RESULTADOS	8



INTRODUCCIÓN

En este documento únicamente se comprobarán las caídas de tensión del cableado de la parte de corriente continua, entendido este cableado como el que va desde los strings a los inversores.

Para el cálculo de sección según se determina en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado por el Real Decreto 842/2002, en la ITC-BT-07, institución que determina los requisitos generales de diseño y ejecución de las instalaciones eléctricas, se establece “La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm² para conductores de cobre”. La sección de cable de 6mm² se puede seleccionar para los circuitos de corriente continua, ya que para las longitudes que suelen tener en las plantas solares fotovoltaicas, esta sección suele ser más que suficiente.

En primer lugar, se justificará el procedimiento de cálculo realizado y posteriormente se mostrarán los resultados para cada tramo.

2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CRITERIO TÉRMICO

Este criterio fija la máxima corriente que puede pasar a través del conductor considerando las condiciones en régimen permanente en las que se encuentra el conductor (temperatura del terreno, resistividad térmica del terreno, profundidad a la que se encuentra el conductor...). Para calcular dicha corriente, se hará uso de la siguiente expresión:

$$I_Z = I_A * K_{TT} * K_{RT} * K_N * K_P$$

Donde:

I_Z es la intensidad máxima admisible por el cable corregida.

I_A es la intensidad máxima admisible por el cable.

K_{TT} es el factor de corrección por temperatura del terreno.

K_N es el factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos

K_{RT} es el factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

K_P es el factor de corrección por profundidad de soterramiento

Seguidamente se mostrarán las tablas de los distintos factores correctores utilizados en este proyecto, que corresponden con la norma IEC 60364-5-52. Hay que añadir que en esta norma no se considera el factor de profundidad.

2.1 Factor de corrección de la temperatura del terreno

Dicho factor permite aproximar en mejor medida la intensidad máxima en relación con la temperatura del terreno. Hay que tener en cuenta que, a menor temperatura del terreno, mejor transmisión de calor entre el cable y el terreno y por tanto mejor refrigeración del cable. Este hecho nos permitirá hacer pasar más o menos corriente.

En la siguiente tabla se presentan los valores de K_{TT} para distintas temperaturas del terreno:

Temperatura servicio °C	Temperatura del terreno °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105°C / PVC	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,89	0,84	0,77	0,71
90°C / XLPE	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,93	0,89	0,85	0,8

2.2 Factor de corrección por resistividad térmica

Cuánta mayor resistividad tenga el terreno, más dificultades tendrá este para transmitir el calor y por tanto peor será la refrigeración del cable.

En la siguiente tabla se muestran los factores de la norma correspondiente:

Sección (mm ²)	Resistividad térmica del terreno (K·m/W)						
	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
1,5	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
2,5	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
4	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
6	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
10	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
16	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
25	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
35	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
50	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
70	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
95	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
120	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
150	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
185	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
240	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
300	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
400	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
500	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9



2.3 Factor de corrección de profundidad

Deriva de estudios de la temperatura del terreno frente a la profundidad. Por supuesto, solo es aplicable a instalaciones subterráneas enterradas.

En la siguiente tabla se presentan los valores de K_P para distintas profundidades.

Profundidad (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,00	1,20
	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

2.4 Factor de corrección por agrupación

Este factor tiene en cuenta la influencia desde el punto de vista térmico que un conductor puede ejercer sobre otros a su alrededor. A su vez los conductores de su alrededor influirán sobre éste. Cuantos más conductores se agrupen peor será la disipación del calor al medio y más se calentarán los conductores.

En la siguiente tabla se presentan los factores por agrupación (K_N) de la norma correspondiente:

Distancia entre circuitos	Número de circuitos									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
d= 0cm	1	0,75	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,43	0,41	0,36
d = diámetro de un cable	1	0,80	0,75	0,60	0,55	0,55	0,51	0,48	0,46	0,42
d= 0.125m	1	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60	0,59	0,57	0,55	0,51
d= 0.25m	1	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	0,67	0,65	0,63	0,59
d= 0.5m	1	0,90	0,85	0,80	0,80	0,80	0,76	0,75	0,74	0,71

Partiendo de los datos proporcionados por el fabricante, las intensidades máximas admisibles de los cables de cobre enterrados directamente a 25°C son las siguientes:

Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
I_A (A)	24	33	44	57	79	107	142	176	221

Una vez explicado el procedimiento a seguir para el cálculo, a continuación, se mostrarán los resultados para cada uno de los circuitos de la planta fotovoltaica.

3 RESULTADOS CRITERIO TÉRMICO

Para calcular la sección necesaria del tramo que va desde la salida del string hasta el inversor, se consideran las condiciones específicas de la instalación. La principal variable diferenciadora es el número de circuitos en contacto, es decir, la cantidad de circuitos que convergen con una longitud significativa.

En la planta, estos circuitos se encuentran agrupados por tubos corrugados, cada string tiene dos cables de salida, uno positivo y otro negativo. Para evitar que haya problemas en el entubado de



Los cables, se ha diseñado que el tubo corrugado debe ir medio vacío. Para ello, es necesario que como máximo en cada tubo haya 8 cables de string, es decir, que se agrupen 4 strings por tubo como máximo, debido a que cada string contiene dos cables como se ha dicho con anterioridad. Este es el caso más desfavorable en la instalación y por tanto el que se va a estudiar.

La corriente nominal del string depende del tipo de módulo, para ello extraemos del datasheet del módulo la información necesaria:

	Datos del módulo		Condiciones de operación		
	STC	NO C	800	900	1000
Radiaciones (W/m ²)			800	900	1000
Temperatura (°C)			45	50	66
Mod P _{mpp} (W)	715	550,06	550,06	610,37	650,410
Mod I _{mpp} (A)	17,05	13,77	13,77	15,53	17,38
Mod V _{mpp} (V)	42,00	39,95	39,95	39,31	37,43
Mod I _{sc} (A)	18,10	18,27	14,62	16,48	18,45
Mod V _{oc} (V)	50,09	47,89	47,48	47,15	45,57

Datos del módulo		Condiciones de operación	
TC P _{max} (%)	-0.24	Radiación (W/m ²)	1000
TC V _{oc} (%)	-0.22	Temp. Ambiente (°C)	25
TC I _{sc} (%)	0.047	Temp. Celda (°C)	60

La corriente nominal del string, según la norma UNE 60364-7-712 es igual a:

$$I_N = 1.25 * I_{sc} = 22,63 A$$

Además, según el Anexo 29: "Minimum Technical Requirements" se establece que la corriente de cortocircuito para los cálculos se maximizará en un 5% para tener en cuenta el margen de la bifacialidad del módulo. Por tanto, la corriente nominal del string será:

$$I_N = 22,63 * 1.05 = 23,76 A$$

Para obtener las condiciones en que se encuentra la planta, se ha extraído del estudio geotécnico la resistividad térmica. En este documento, se estudia la resistividad en distintos puntos de la planta, y a distintas profundidades. Como la profundidad que a la que se encuentran los cables de string es de 0,7m y en el estudio geotécnico se hacen estudios para 0,5m 1m y 2m; tomaremos el promedio de los estudios de 0,5 y 1m para obtener la resistividad térmica.

Punto	Rho (°C*cm/W) (0.5m)	Rho (°C*cm/W) (1m)
TRT-1	79.8	204.1
TRT-4	95	101.4
TRT-6	341.3	81.8
TRT-7	123.9	114.0
TRT-9	151.1	104.3

Como estimación, se tomará el valor promedio de todos los puntos siendo este 139.7 °C*cm/W, haciendo la conversión a las unidades del sistema internacional: 1.40 K*m/W. Como este valor se encuentra entre 1 K*m/W y 1,5 K*m/W en las tablas, en lugar de interpolar, se tomará el valor más desfavorable de 1,5 K*m/W.

En cuanto a la temperatura del terreno, tomamos el mismo procedimiento



Punto	T (°C) (0.5m)	T (°C) (1m)
TRT-1	20.19	21.73
TRT-4	29.11	30.20
TRT-6	25.48	21.70
TRT-7	22.95	26.46
TRT-9	22.96	27.00

En el estudio geotécnico se tienen datos de temperatura a profundidades de 0.5 metros, 1 metro y 1.30 metros. Como la profundidad de la zanja es 0.7 metros y a mayor profundidad, la temperatura del terreno aumenta, se tomará el promedio de los distintos puntos a 1 metro de profundidad. La temperatura promedio de los datos es de 25°C aproximadamente. El resto de los datos que figuran en la tabla, son dependientes del diseño realizado para la planta fotovoltaica. Las condiciones de la instalación se muestran a continuación:

Temperatura del terreno (°C)	25
Resistividad térmica del terreno (mK/W)	1,5
Profundidad zanja (m)	0.7
Distancia entre circuitos en ancho (m)	0
Material del conductor	Cu
Número de circuitos en ancho	8
Número de circuitos en profundidad	1

Factores de corrección y corriente admisible corregida para cada sección:

Sección (mm ²)	I _Z (A)	I _A (A)	K _{TT}	K _{RT}	K _N	K _P
50	116.77	221	0.96	1.28	0.43	1.00
35	93.00	176	0.96	1.28	0.43	1.00
25	75.03	142	0.96	1.28	0.43	1.00
16	56.54	107	0.96	1.28	0.43	1.00
10	41.74	79	0.96	1.28	0.43	1.00
6	30.12	57	0.96	1.28	0.43	1.00
4	23.25	44	0.96	1.28	0.43	1.00
2.5	17.44	33	0.96	1.28	0.43	1.00
1.5	12.68	24	0.96	1.28	0.43	1.00

Como vemos en la tabla anterior, la sección mínima admisible que permite el criterio térmico sería de 6 mm², ya que es el valor de I_Z inmediatamente superior a la corriente nominal del string (I_N).

4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CRITERIO DE CORTOCIRCUITO

La corriente de cortocircuito es tan elevada que suele calentar el conductor debido al efecto Joule llegando a temperaturas muy elevadas. Por esta razón, es necesario comprobar que la sección del cable es suficiente para que la temperatura que se alcanza no excede el máximo admisible por el aislamiento del cable en el tiempo de operación.

En orden de dimensionar el cable contra cortocircuitos, es necesario asegurarse de que en toda la

longitud del circuito, este se encuentra protegido contra estas sobreintensidades. Para ello, el cortocircuito se calcula al inicio de la línea ya que este es el punto más desfavorable para calcular la corriente de cortocircuito.

Para dimensionar el tiempo de cortocircuito de cualquier corriente que se pueda producir en la planta, esta se hará para que su valor no exceda el tiempo que se toma para los conductores para alcanzar la máxima temperatura permitida. Para ello se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$t_{corte} < t_{adm} = \frac{K^2 * S^2}{I_{CC}^2}$$

Donde:

I_{CC} es la corriente de cortocircuito (A).

K es la constante que depende de la naturaleza del conductor (Al o Cu) y el tipo de aislamiento (XLPE o PVC). Sus valores se encuentran en la tabla a continuación:

Material	Aislamiento	K
Cu	XLPE/HEPR	143
Al	HEPR	94

S es la sección del conductor (mm²).

t es el tiempo de cortocircuito (seg.).

La corriente de circuito se calculará con la siguiente fórmula:

$$I_{CC} = (n - 1) * I_{CC_mod}$$

Donde:

n es el número de strings que agrupa un inversor

I_{CC_mod} es la corriente de cortocircuito en condiciones STC (A)

Para calcular la corriente máxima de cortocircuito por los conductores, se seguirán las metodologías que constan en la norma ITC-BT-07 donde el Reglamento electrotécnico para baja tensión se establece el reglamento para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

5 RESULTADOS CÁLCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Cuando se produce una falta en el conductor que conecta los strings al inversor, el string donde se produce el cortocircuito, producirá una corriente en una dirección hacia en el punto de la falta. Mientras que el resto de strings producen una corriente en dirección contrario hacia la falta también, la corriente será mayor cuanto mayor número de strings haya. Es por ello, que el fallo se debe estudiar para el caso del inversor que agrupe más strings, ya que en caso de producirse un fallo, en este la corriente de cortocircuito sería mayor. Para el caso de nuestra planta, los inversores con mayor número de strings son del centro de transformación 2 los inversores del 3 al 9 con 17 strings. Por tanto, la corriente de cortocircuito es:

$$I_{CC} = (17 - 1) * 17.91 = 289.6 A$$

El tiempo máximo admisible de cortocircuito será por tanto:



$$t_{adm} = \frac{143^2 * 6^2}{289.6^2} = 8.77 \text{ seg.}$$

Para el tiempo de cortocircuito se ha adoptado un valor de 1 segundo siguiendo los criterios conservadores definidos en la norma IEC 60909-0, donde se establece este tiempo en instalaciones de baja tensión. Por tanto se cumple que:

$$t_{corte} = 1\text{seg} < t_{adm} = 8.77\text{seg}$$

6 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA PÉRDIDAS

En primer lugar, una vez determinadas las longitudes de los diferentes tramos, se calculará la resistencia eléctrica, ya que ésta interviene en el cálculo de la caída de tensión. La siguiente ecuación se utilizará para este propósito:

$$R = \rho * \frac{l}{S}$$

Donde:

- ρ es la resistividad del material ($\Omega \cdot m$)
- l es la longitud del conductor (m)
- S es la sección del conductor (m^2)
- R es la resistencia eléctrica (Ω)

Para el cálculo de la resistencia se considerará que el cable se encuentra a una temperatura de 90°C. Por tanto, será necesario calcular la resistividad del cobre o aluminio para esta temperatura mediante la siguiente ecuación:

$$\rho = \rho_0 * (1 + \alpha * \Delta T)$$

Donde:

- ρ es la resistividad de un material para una temperatura dada ($\Omega \cdot m$)
- ρ_0 es la resistividad del material a 20°C ($\Omega \cdot m$)
- α es el coeficiente de expansión del material ($1/^\circ C$)
- ΔT es la variación de temperatura ($^\circ C$)

Los cables de baja tensión y corriente continua que se van a utilizar en la planta serán de cobre. Para este material su resistividad a 20°C es de $1.68 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$. Considerando la temperatura de diseño de 90°C, la resistividad es:

$$\rho_{Cu} = 1.68 * 10^{-8} * (1 + 0.0039 * (90 - 20)) = 2.14 * 10^{-8} \Omega * m$$

Para la determinación de las resistencias se partirá de la longitud de los diferentes tramos y la sección a establecer será la obtenida en el criterio térmico. Los resultados se muestran en el apartado 3.

Una vez calculadas las resistencias, se calcula la caída de tensión en valor absoluto, Para ello, primero se calculan las pérdidas totales de energía de cada inversor y luego se calcula la caída de tensión equivalente a dichas pérdidas.

La ecuación para el cálculo de las pérdidas de energía para el cable de string es la ecuación del efecto Joule y es la que muestra la siguiente ecuación:



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

Donde:

- P es la potencia disipada por cable de string (W)
- R es la resistencia eléctrica (Ω)
- I es la corriente eléctrica del string (A)

La corriente eléctrica que se toma es la del string, esta se calcula como la corriente del punto de máxima potencia del módulo multiplicado por un factor de temperatura del módulo dependiente de la temperatura de este. Suponiendo la temperatura de la célula de 60°C, la corriente del string es entonces:

$$I_{mpp} = 17.05 * \left(1 + \frac{0.047}{100} * (60 - 25) \right) = 17.33 A$$

La corriente de máxima potencia, según el Anexo 29, deberá incluir la máxima ganancia bifacial. En este caso se considera una ganancia máxima bifacial en condiciones STC será del 10%. Por tanto la corriente eléctrica en el punto de máxima potencia de cálculo será de:

$$I_{mpp} = 17.33 * 1.10 = 19.06 A$$

Se calcula la caída de tensión de cada conductor y el promedio de caída de tensión de todos los cables de string que vayan a un mismo inversor. La caída de tensión porcentual se calcula la relación entre la caída de tensión y la tensión nominal del string. Esta última se calcula como:

$$V_{opstring} = N_{mod} * (V_{mpp} + \Delta T * (V_{oc} * TC V_{oc} - R_{smod} * I_{mpp} * TC I_{sc}))$$

Donde:

- $V_{opstring}$ es la tensión nominal del string (V)
- N_{mod} es el número de módulos en un string
- V_{mpp} es la tensión en el punto de máxima potencia (V)
- V_{oc} es la tensión de circuito abierto (V)
- $TC V_{oc}$ y $TC I_{sc}$ son los coeficientes de temperatura del módulo
- ΔT es la diferencia entre la temperatura de la célula y el ambiente (K)
- R_{smod} es la resistencia en serie interna del módulo (Ω)

El valor de la resistencia en serie interna del módulo se ha tomado a partir del programa PVSyst con un valor de 0.139 Ω . El resto de los valores se han tomado a partir del datasheet del módulo. En consecuencia, la corriente nominal del string es de:

$$V_{opstring} = 28 * (42 + (60 - 25) * \left(50.09 * \left(-\frac{0.22}{100} \right) - 0.139 * 19.06 * \left(\frac{0.047}{100} \right) \right)) = 1066.8 V$$

7 RESULTADOS

A continuación, se muestran los resultados numéricos correspondientes a las corrientes, longitudes, resistencias y pérdidas de energía de todos los tramos de la planta fotovoltaica. Cabe destacar, que el cable que conecta a los strings al inversor tiene una sección de 6 mm² se pueden ver sus características técnicas en el Anexo de este documento.



CT1-INV1	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	80.691438	0.287617	209.0	10.966	1.03%
	2	19.06	1	6	34.305903	0.122280	88.9	4.662	0.44%
	3	19.06	1	6	75.272366	0.268301	195.0	10.230	0.96%
	4	19.06	1	6	28.908461	0.103041	74.9	3.929	0.37%
	5	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	6	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	7	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	8	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	9	19.06	1	6	59.199005	0.211009	153.4	8.045	0.75%
	10	19.06	1	6	12.835100	0.045749	33.3	1.744	0.16%
	11	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	12	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	13	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	14	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	15	19.06	1	6	75.272366	0.268301	195.0	10.230	0.96%
	16	19.06	1	6	28.908461	0.103041	74.9	3.929	0.37%
PROMEDIO								6.353	0.60%

CT1-INV2	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	80.702253	0.287655	209.1	10.967	1.03%
	2	19.06	1	6	34.316718	0.122319	88.9	4.664	0.44%
	3	19.06	1	6	75.283181	0.268339	195.0	10.231	0.96%
	4	19.06	1	6	28.919276	0.103080	74.9	3.930	0.37%
	5	19.06	1	6	69.974098	0.249416	181.3	9.509	0.89%
	6	19.06	1	6	23.610193	0.084156	61.2	3.209	0.30%
	7	19.06	1	6	64.566598	0.230141	167.3	8.775	0.82%
	8	19.06	1	6	18.202693	0.064882	47.2	2.474	0.23%
	9	19.06	1	6	59.209820	0.211047	153.4	8.047	0.75%
	10	19.06	1	6	12.845915	0.045788	33.3	1.746	0.16%
	11	19.06	1	6	64.566598	0.230141	167.3	8.775	0.82%
	12	19.06	1	6	18.202693	0.064882	47.2	2.474	0.23%
	13	19.06	1	6	69.974098	0.249416	181.3	9.509	0.89%
	14	19.06	1	6	23.610193	0.084156	61.2	3.209	0.30%
	15	19.06	1	6	75.282533	0.268337	195.0	10.231	0.96%
	16	19.06	1	6	28.918628	0.103078	74.9	3.930	0.37%
PROMEDIO								6.355	0.60%

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPJHFKSIOJMVO. Comprobación: <https://cotitoleado.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPJHFKSIOJMVO>



CT1-INV3	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	80.691438	0.287617	209.0	10.966	1.03%
	2	19.06	1	6	34.327533	0.122357	88.9	4.665	0.44%
	3	19.06	1	6	75.272366	0.268301	195.0	10.230	0.96%
	4	19.06	1	6	28.908461	0.103041	74.9	3.929	0.37%
	5	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	6	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	7	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	8	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	9	19.06	1	6	59.199005	0.211009	153.4	8.045	0.75%
	10	19.06	1	6	12.835100	0.045749	33.3	1.744	0.16%
	11	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	12	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	13	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	14	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	15	19.06	1	6	75.271609	0.268298	195.0	10.229	0.96%
	16	19.06	1	6	28.907704	0.103039	74.9	3.929	0.37%
PROMEDIO								6.354	0.60%

CT1-INV4	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	75.272366	0.268301	195.0	10.230	0.96%
	2	19.06	1	6	28.908461	0.103041	74.9	3.929	0.37%
	3	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	4	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	5	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	6	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	7	19.06	1	6	59.199005	0.211009	153.4	8.045	0.75%
	8	19.06	1	6	12.835100	0.045749	33.3	1.744	0.16%
	9	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	10	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	11	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	12	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	13	19.06	1	6	75.272366	0.268301	195.0	10.230	0.96%
	14	19.06	1	6	28.908461	0.103041	74.9	3.929	0.37%
	15	19.06	1	6	80.679866	0.287575	209.0	10.964	1.03%
PROMEDIO								6.466	0.61%

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSOJMVO. Comprobación: <https://cotitoleado.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSOJMVO>



CT1-INV5	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	34.315853	0.122315	88.9	4.664	0.44%
	2	19.06	1	6	75.272366	0.268301	195.0	10.230	0.96%
	3	19.06	1	6	28.908461	0.103041	74.9	3.929	0.37%
	4	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	5	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	6	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	7	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	8	19.06	1	6	59.199005	0.211009	153.4	8.045	0.75%
	9	19.06	1	6	12.835100	0.045749	33.3	1.744	0.16%
	10	19.06	1	6	64.555783	0.230103	167.2	8.773	0.82%
	11	19.06	1	6	18.191878	0.064843	47.1	2.472	0.23%
	12	19.06	1	6	69.963283	0.249377	181.3	9.508	0.89%
	13	19.06	1	6	23.599378	0.084118	61.1	3.207	0.30%
	14	19.06	1	6	75.271826	0.268299	195.0	10.229	0.96%
	15	19.06	1	6	28.907921	0.103039	74.9	3.929	0.37%
PROMEDIO								6.046	0.57%

CT1-INV6	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	69.858053	0.249002	181.0	9.494	0.89%
	2	19.06	1	6	23.493391	0.083740	60.9	3.193	0.30%
	3	19.06	1	6	64.450553	0.229728	167.0	8.759	0.82%
	4	19.06	1	6	18.086648	0.064468	46.9	2.458	0.23%
	5	19.06	1	6	59.202466	0.211021	153.4	8.046	0.75%
	6	19.06	1	6	12.827746	0.045723	33.2	1.743	0.16%
	7	19.06	1	6	64.492623	0.229878	167.1	8.765	0.82%
	8	19.06	1	6	18.107088	0.064541	46.9	2.461	0.23%
	9	19.06	1	6	35.537732	0.126671	92.1	4.830	0.45%
	10	19.06	1	6	81.901637	0.291930	212.2	11.130	1.04%
	11	19.06	1	6	30.120174	0.107360	78.0	4.093	0.38%
	12	19.06	1	6	76.494894	0.272658	198.2	10.396	0.97%
	13	19.06	1	6	24.866463	0.088634	64.4	3.379	0.32%
	14	19.06	1	6	71.230368	0.253894	184.5	9.680	0.91%
	15	19.06	1	6	19.458963	0.069360	50.4	2.644	0.25%
PROMEDIO								6.071	0.57%

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPUFWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUFWKSIQJMVO>



CT1-INV7	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	33.990538	0.121156	88.1	4.619	0.43%
	2	19.06	1	6	80.354443	0.286415	208.2	10.920	1.02%
	3	19.06	1	6	28.668152	0.102185	74.3	3.896	0.37%
	4	19.06	1	6	75.032057	0.267444	194.4	10.197	0.96%
	5	19.06	1	6	23.260652	0.082910	60.3	3.161	0.30%
	6	19.06	1	6	69.624557	0.248170	180.4	9.462	0.89%
	7	19.06	1	6	17.905929	0.063824	46.4	2.433	0.23%
	8	19.06	1	6	64.269834	0.229083	166.5	8.734	0.82%
	9	19.06	1	6	12.520816	0.044629	32.4	1.702	0.16%
	10	19.06	1	6	58.884721	0.209889	152.6	8.002	0.75%
	11	19.06	1	6	17.847420	0.063615	46.2	2.425	0.23%
	12	19.06	1	6	64.211325	0.228875	166.4	8.726	0.82%
	13	19.06	1	6	23.177485	0.082614	60.0	3.150	0.30%
	14	19.06	1	6	69.542579	0.247878	180.2	9.451	0.89%
	15	19.06	1	6	28.584985	0.101888	74.1	3.885	0.36%
PROMEDIO								6.051	0.57%

CT1-INV8	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	80.386455	0.286529	208.3	10.925	1.02%
	2	19.06	1	6	28.604993	0.101960	74.1	3.887	0.36%
	3	19.06	1	6	74.968898	0.267219	194.2	10.188	0.96%
	4	19.06	1	6	23.295909	0.083036	60.4	3.166	0.30%
	5	19.06	1	6	69.659814	0.248295	180.5	9.467	0.89%
	6	19.06	1	6	17.888409	0.063761	46.3	2.431	0.23%
	7	19.06	1	6	64.252314	0.229021	166.5	8.732	0.82%
	8	19.06	1	6	12.531631	0.044668	32.5	1.703	0.16%
	9	19.06	1	6	58.895536	0.209927	152.6	8.004	0.75%
	10	19.06	1	6	17.888409	0.063761	46.3	2.431	0.23%
	11	19.06	1	6	64.252314	0.229021	166.5	8.732	0.82%
	12	19.06	1	6	23.295909	0.083036	60.4	3.166	0.30%
	13	19.06	1	6	69.659814	0.248295	180.5	9.467	0.89%
	14	19.06	1	6	28.604993	0.101960	74.1	3.887	0.36%
	15	19.06	1	6	74.968898	0.267219	194.2	10.188	0.96%
PROMEDIO								6.425	0.60%

Código de validación telemática FV8VPUFWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUFWKSIQJMVO>. Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13



CT1-INV9	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	77.848716	0.277484	201.7	10.580	0.99%
	2	19.06	1	6	26.067253	0.092914	67.5	3.543	0.33%
	3	19.06	1	6	72.431158	0.258174	187.6	9.843	0.92%
	4	19.06	1	6	20.758169	0.073990	53.8	2.821	0.26%
	5	19.06	1	6	67.122074	0.239250	173.9	9.122	0.86%
	6	19.06	1	6	15.350669	0.054716	39.8	2.086	0.20%
	7	19.06	1	6	61.714574	0.219975	159.9	8.387	0.79%
	8	19.06	1	6	10.004815	0.035661	25.9	1.360	0.13%
	9	19.06	1	6	56.357905	0.200882	146.0	7.659	0.72%
	10	19.06	1	6	15.350669	0.054716	39.8	2.086	0.20%
	11	19.06	1	6	61.714574	0.219975	159.9	8.387	0.79%
	12	19.06	1	6	20.758169	0.073990	53.8	2.821	0.26%
	13	19.06	1	6	67.122074	0.239250	173.9	9.122	0.86%
	14	19.06	1	6	26.067253	0.092914	67.5	3.543	0.33%
	15	19.06	1	6	72.431158	0.258174	187.6	9.843	0.92%
PROMEDIO								6.080	0.57%

CT2-INV1	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	53.383996	0.190282	138.3	7.255	0.68%
	2	19.06	1	6	48.745983	0.173750	126.3	6.625	0.62%
	3	19.06	1	6	42.495021	0.151469	110.1	5.775	0.54%
	4	19.06	1	6	37.927847	0.135190	98.3	5.154	0.48%
	5	19.06	1	6	31.644873	0.112795	82.0	4.301	0.40%
	6	19.06	1	6	27.022542	0.096319	70.0	3.672	0.34%
	7	19.06	1	6	20.889031	0.074457	54.1	2.839	0.27%
	8	19.06	1	6	16.219114	0.057811	42.0	2.204	0.21%
	9	19.06	1	6	9.945981	0.035451	25.8	1.352	0.13%
	10	19.06	1	6	16.171960	0.057643	41.9	2.198	0.21%
	11	19.06	1	6	20.793967	0.074118	53.9	2.826	0.26%
	12	19.06	1	6	27.068505	0.096483	70.1	3.679	0.34%
	13	19.06	1	6	31.671369	0.112889	82.1	4.304	0.40%
	14	19.06	1	6	37.916383	0.135149	98.2	5.153	0.48%
	15	19.06	1	6	42.562940	0.151711	110.3	5.784	0.54%
16	19.06	1	6	48.839533	0.174084	126.5	6.637	0.62%	
PROMEDIO								4.360	0.41%

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPJHFKSIOJMVO. Comprobación: https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPJHFKSIOJMVO



CT2-INV2	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	32.257975	0.114980	83.6	4.384	0.41%
	2	19.06	1	6	78.643510	0.280317	203.7	10.688	1.00%
	3	19.06	1	6	27.317791	0.097372	70.8	3.712	0.35%
	4	19.06	1	6	73.681696	0.262631	190.9	10.013	0.94%
	5	19.06	1	6	21.073427	0.075114	54.6	2.864	0.27%
	6	19.06	1	6	67.437332	0.240374	174.7	9.165	0.86%
	7	19.06	1	6	16.374850	0.058367	42.4	2.225	0.21%
	8	19.06	1	6	62.738755	0.223626	162.5	8.526	0.80%
	9	19.06	1	6	10.023092	0.035726	26.0	1.362	0.13%
	10	19.06	1	6	56.386997	0.200986	146.1	7.663	0.72%
	11	19.06	1	6	16.168716	0.057632	41.9	2.197	0.21%
	12	19.06	1	6	62.532621	0.222891	162.0	8.498	0.80%
	13	19.06	1	6	20.649479	0.073603	53.5	2.806	0.26%
	14	19.06	1	6	67.017601	0.238878	173.6	9.108	0.85%
	15	19.06	1	6	26.863669	0.095753	69.6	3.651	0.34%
	16	19.06	1	6	73.227574	0.261012	189.7	9.952	0.93%
PROMEDIO								6.051	0.57%

CT2-INV3	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	31.528503	0.112380	81.7	4.285	0.40%
	2	19.06	1	6	77.892408	0.277640	201.8	10.586	0.99%
	3	19.06	1	6	27.020595	0.096312	70.0	3.672	0.34%
	4	19.06	1	6	73.384500	0.261572	190.1	9.973	0.93%
	5	19.06	1	6	20.900711	0.074498	54.1	2.840	0.27%
	6	19.06	1	6	67.264616	0.239758	174.3	9.141	0.86%
	7	19.06	1	6	16.024444	0.057118	41.5	2.178	0.20%
	8	19.06	1	6	62.388349	0.222377	161.6	8.479	0.79%
	9	19.06	1	6	9.827881	0.035031	25.5	1.336	0.13%
	10	19.06	1	6	56.191786	0.200290	145.6	7.636	0.72%
	11	19.06	1	6	15.824583	0.056405	41.0	2.151	0.20%
	12	19.06	1	6	62.188488	0.221665	161.1	8.451	0.79%
	13	19.06	1	6	20.623631	0.073511	53.4	2.803	0.26%
	14	19.06	1	6	66.987536	0.238770	173.5	9.104	0.85%
	15	19.06	1	6	26.670946	0.095066	69.1	3.625	0.34%
	16	19.06	1	6	73.034851	0.260325	189.2	9.925	0.93%
PROMEDIO								6.011	0.56%

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPJHFKSIOJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPJHFKSIOJMVO>



CT2-INV4	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	24.932976	0.088871	64.6	3.388	0.32%
	2	19.06	1	6	71.296881	0.254131	184.7	9.689	0.91%
	3	19.06	1	6	20.261436	0.072220	52.5	2.754	0.26%
	4	19.06	1	6	66.625341	0.237479	172.6	9.054	0.85%
	5	19.06	1	6	14.241699	0.050763	36.9	1.935	0.18%
	6	19.06	1	6	60.605604	0.216023	157.0	8.236	0.77%
	7	19.06	1	6	9.844320	0.035089	25.5	1.338	0.13%
	8	19.06	1	6	56.208225	0.200349	145.6	7.639	0.72%
	9	19.06	1	6	14.334276	0.051093	37.1	1.948	0.18%
	10	19.06	1	6	60.698181	0.216353	157.3	8.249	0.77%
	11	19.06	1	6	20.354878	0.072553	52.7	2.766	0.26%
	12	19.06	1	6	66.718783	0.237812	172.9	9.067	0.85%
	13	19.06	1	6	25.158468	0.089675	65.2	3.419	0.32%
	14	19.06	1	6	71.522373	0.254934	185.3	9.720	0.91%
	15	19.06	1	6	30.505080	0.108732	79.0	4.146	0.39%
	16	19.06	1	6	77.539947	0.276383	200.9	10.538	0.99%
PROMEDIO								5.868	0.55%

CT2-INV5	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	24.970179	0.089004	64.7	3.393	0.32%
	2	19.06	1	6	71.334084	0.254263	184.8	9.694	0.91%
	3	19.06	1	6	18.861975	0.067232	48.9	2.563	0.24%
	4	19.06	1	6	65.225880	0.232491	169.0	8.864	0.83%
	5	19.06	1	6	14.218663	0.050681	36.8	1.932	0.18%
	6	19.06	1	6	60.582568	0.215941	157.0	8.233	0.77%
	7	19.06	1	6	8.523917	0.030383	22.1	1.158	0.11%
	8	19.06	1	6	54.887822	0.195642	142.2	7.459	0.70%
	9	19.06	1	6	14.340873	0.051117	37.2	1.949	0.18%
	10	19.06	1	6	60.704778	0.216376	157.3	8.250	0.77%
	11	19.06	1	6	19.098391	0.068074	49.5	2.595	0.24%
	12	19.06	1	6	65.462296	0.233334	169.6	8.896	0.83%
	13	19.06	1	6	25.125483	0.089557	65.1	3.415	0.32%
	14	19.06	1	6	71.489388	0.254817	185.2	9.715	0.91%
	15	19.06	1	6	29.872402	0.106477	77.4	4.060	0.38%
	16	19.06	1	6	76.236307	0.271737	197.5	10.361	0.97%
PROMEDIO								5.784	0.54%

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPJFWKSIQJMV0. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPJFWKSIQJMV0>



CT2-INV6	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	24.968124	0.088996	64.7	3.393	0.32%
	2	19.06	1	6	71.332029	0.254256	184.8	9.694	0.91%
	3	19.06	1	6	18.861975	0.067232	48.9	2.563	0.24%
	4	19.06	1	6	65.225880	0.232491	169.0	8.864	0.83%
	5	19.06	1	6	14.218663	0.050681	36.8	1.932	0.18%
	6	19.06	1	6	60.582568	0.215941	157.0	8.233	0.77%
	7	19.06	1	6	8.523917	0.030383	22.1	1.158	0.11%
	8	19.06	1	6	54.887822	0.195642	142.2	7.459	0.70%
	9	19.06	1	6	14.332004	0.051085	37.1	1.948	0.18%
	10	19.06	1	6	60.695909	0.216344	157.2	8.249	0.77%
	11	19.06	1	6	19.093957	0.068059	49.5	2.595	0.24%
	12	19.06	1	6	65.457862	0.233318	169.6	8.896	0.83%
	13	19.06	1	6	25.143544	0.089622	65.1	3.417	0.32%
	14	19.06	1	6	71.507449	0.254881	185.3	9.718	0.91%
	15	19.06	1	6	29.889598	0.106538	77.4	4.062	0.38%
	16	19.06	1	6	76.253503	0.271798	197.6	10.363	0.97%
PROMEDIO								5.784	0.54%

CT2-INV7	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	1	6	20.723129	0.073866	53.7	2.816	0.26%
	2	19.06	1	6	61.078869	0.217710	158.2	8.301	0.78%
	3	19.06	1	6	14.693334	0.052373	38.1	1.997	0.19%
	4	19.06	1	6	9.502891	0.033872	24.6	1.291	0.12%
	5	19.06	1	6	28.538697	0.101723	73.9	3.878	0.36%
	6	19.06	1	6	74.902602	0.266983	194.1	10.179	0.95%
	7	19.06	1	6	23.705689	0.084497	61.4	3.222	0.30%
	8	19.06	1	6	70.069594	0.249756	181.5	9.522	0.89%
	9	19.06	1	6	17.552387	0.062564	45.5	2.385	0.22%
	10	19.06	1	6	63.916292	0.227823	165.6	8.686	0.81%
	11	19.06	1	6	12.824393	0.045711	33.2	1.743	0.16%
	12	19.06	1	6	59.188298	0.210971	153.3	8.044	0.75%
	13	19.06	1	6	17.493770	0.062355	45.3	2.377	0.22%
	14	19.06	1	6	63.857675	0.227614	165.4	8.678	0.81%
	15	19.06	1	6	24.120553	0.085975	62.5	3.278	0.31%
	16	19.06	1	6	70.486513	0.251242	182.6	9.579	0.90%
17	19.06	1	6	68.125923	0.242828	176.5	9.258	0.87%	
PROMEDIO								5.602	0.53%



CT2-INV8	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	6	46.289032	0.164993	99.1	119.9	6.291	0.59%
	2	19.06	6	41.555955	0.148122	89.0	107.7	5.647	0.53%
	3	19.06	6	36.898583	0.131521	79.0	95.6	5.015	0.47%
	4	19.06	6	30.743767	0.109583	65.8	79.6	4.178	0.39%
	5	19.06	6	25.976731	0.092591	55.6	67.3	3.530	0.33%
	6	19.06	6	19.891888	0.070903	42.6	51.5	2.703	0.25%
	7	19.06	6	15.218402	0.054244	32.6	39.4	2.068	0.19%
	8	19.06	6	55.607236	0.198206	119.1	144.1	7.557	0.71%
	9	19.06	6	9.221701	0.032870	19.7	23.9	1.253	0.12%
	10	19.06	6	60.767288	0.216599	130.1	157.4	8.258	0.77%
	11	19.06	6	14.381753	0.051262	30.8	37.3	1.954	0.18%
	12	19.06	6	66.089999	0.235571	141.5	171.2	8.982	0.84%
	13	19.06	6	19.704464	0.070235	42.2	51.0	2.678	0.25%
	14	19.06	6	72.053390	0.256827	154.3	186.7	9.792	0.92%
	15	19.06	6	25.667855	0.091491	55.0	66.5	3.488	0.33%
	16	19.06	6	76.789603	0.273709	164.4	198.9	10.436	0.98%
	17	19.06	6	30.404068	0.108372	65.1	78.8	4.132	0.39%
PROMEDIO								5.174	0.49%

CT2-INV9	STRINGS	I (A)	STRINGS	S (mm ²)	L (m)	R (Ω)	R·I ² (W)	ΔV (V)	ΔV (%)
	1	19.06	6	72.454410	0.258256	155.1	187.7	9.847	0.92%
	2	19.06	6	26.090505	0.092997	55.9	67.6	3.546	0.33%
	3	19.06	6	66.417801	0.236740	142.2	172.1	9.026	0.85%
	4	19.06	6	20.053896	0.071480	42.9	52.0	2.725	0.26%
	5	19.06	6	61.657579	0.219772	132.0	159.7	8.379	0.79%
	6	19.06	6	15.293674	0.054513	32.7	39.6	2.078	0.19%
	7	19.06	6	60.097732	0.214212	128.7	155.7	8.167	0.77%
	8	19.06	6	9.491967	0.033833	20.3	24.6	1.290	0.12%
	9	19.06	6	61.600368	0.219568	131.9	159.6	8.371	0.78%
	10	19.06	6	15.236463	0.054309	32.6	39.5	2.071	0.19%
	11	19.06	6	66.338095	0.236456	142.0	171.9	9.015	0.85%
	12	19.06	6	19.974190	0.071196	42.8	51.7	2.714	0.25%
	13	19.06	6	72.341177	0.257853	154.9	187.4	9.831	0.92%
	14	19.06	6	25.977272	0.092593	55.6	67.3	3.530	0.33%
	15	19.06	6	77.037158	0.274591	164.9	199.6	10.469	0.98%
	16	19.06	6	30.673253	0.109332	65.7	79.5	4.168	0.39%
	17	19.06	6	83.087718	0.296158	177.9	215.3	11.292	1.06%
PROMEDIO								6.266	0.59%

Se establecen las máximas pérdidas que se pueden obtener en los circuitos de baja tensión y corriente continua en la planta en la siguiente tabla.

Circuito	Caída de tensión (%)
Corriente continua: Máxima pérdida promedio	0.75
Corriente continua: Máxima pérdida por circuito	1.5

VISADO
COITI



TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIQJMVO

ov Ingen

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

*Huelves 1 5.786 MWp
Huelves, Cuenca, España*

Como vemos en el apartado, se han obtenido que las máximas pérdidas en corriente continua se dan en varios strings de algunos inversores estas pérdidas son de 1.06%, inferior al límite marcado de 1.5%. En cuanto al promedio, el límite se establece en 0.558% inferior al 0.75% objetivo.

	BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
	Título doc.		Versión	Rev01
TOLEDO 200011-A13			Fecha:	21-01-2026

7. Cálculos BT AC

Como consecuencia del cambio en la potencia del módulo y nº de inversores de la planta, se actualizan los cálculos de baja tensión del proyecto.

A continuación se muestran los cálculos eléctricos actualizados, del dimensionamiento de cable y caída de tensión en BT CA.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIOJMVO. Comprobación: <https://coititoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIOJMVO>

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

VISADO **200011-A13**
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coititoledo.e-gestion.es/>, mediante el CVT:

FV8VPUHWKSIOJMVO



pv ingen

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

*Huelves I 5.786 MWp
Huelves, Cuenca, España*

Cálculos Eléctricos: Dimensionamiento de cable y caída de tensión en BT y CA

FV HUELVES I 5.79 MWp

Huelves, Cuenca

pv ingen
A LA VANGUARDIA DEL CONOCIMIENTO

03/11/2025

REV. N°04



Índice

1	INTRODUCCIÓN	1
2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO TÉRMICO	1
2.1	Factor de corrección de la temperatura del terreno.....	2
2.2	Factor de corrección por resistividad térmica.....	2
2.3	Factor de corrección de profundidad	2
2.4	Factor de corrección por agrupación.....	3
3	RESULTADOS CRITERIO TÉRMICO.....	4
4	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN...	6
5	RESULTADOS CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN	7
6	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CORTOCIRCUITO.....	9
7	RESULTADOS CRITERIO DE CORTOCIRCUITO	10
8	ANEXO 1	11



INTRODUCCIÓN

La sección de los cables de la parte de corriente alterna que van desde los inversores hasta el centro de transformación y de los cables que conectan el panel de baja tensión con el transformador se han determinado utilizando el criterio térmico, por ser el más restrictivo para este caso debido a que las condiciones de la instalación superan el criterio de caída de tensión, que viene determinado principalmente por la longitud del cableado, siendo en este caso esta longitud lo suficientemente pequeña como para que no sea un factor determinante en el cálculo de la sección.

El criterio que se ha seguido para seleccionar el tramo más desfavorable ha sido aquel tramo en el que concurren mayor número de circuitos por zanja y en el que las condiciones de la instalación sean las más exigentes. En este caso, el tramo más desfavorable en la planta se da en la zanja a la entrada de los centros de transformación, donde concurren nueve circuitos.

En primer lugar, se justificará el procedimiento de cálculo realizado y posteriormente se mostrarán los resultados para cada tramo.

Por último, cabe destacar que los cálculos se han realizado según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-06, y también según la norma internacional IEC-60364-5-52. Los resultados que se mostrarán en el documento serán los correspondientes a la IEC-60364 ya que proporciona unos resultados más restrictivos en lo que a sección del conductor se refiere. Además, se seguirán los requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales, en este de caso de planta fotovoltaicas, que se determinan en la norma IEC-60364-7-712.

2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO TÉRMICO

Este criterio fija la máxima corriente que puede pasar a través del conductor considerando las condiciones en régimen permanente en las que se encuentra el conductor (temperatura del terreno, resistividad térmica del terreno, profundidad a la que se encuentra el conductor...). Para calcular dicha corriente, se hará uso de la siguiente expresión:

$$I_Z = I_A * K_{TT} * K_{RT} * K_N * K_P$$

Donde:

- I_Z es la intensidad máxima admisible por el cable corregida.
- I_A es la intensidad máxima admisible por el cable.
- K_{TT} es el factor de corrección por temperatura del terreno.
- K_N es el factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos.
- K_{RT} es el factor de corrección por resistividad térmica del terreno.
- K_P es el factor de corrección por profundidad de soterramiento

Seguidamente se mostrarán las tablas de los distintos factores correctores utilizados en este proyecto, que corresponden con la norma IEC 60364-5-52. Hay que añadir que en esta norma no se considera el factor de profundidad.

2.1 Factor de corrección de la temperatura del terreno

Dicho factor permite aproximar en mejor medida la intensidad máxima en relación con la temperatura del terreno. Hay que tener en cuenta que, a menor temperatura del terreno, mejor transmisión de calor entre el cable y el terreno y por tanto mejor refrigeración del cable. Este hecho nos permitirá hacer pasar más o menos corriente.

En la siguiente tabla se presentan los valores de K_{TT} para distintas temperaturas del terreno:

Temperatura servicio °C	Temperatura del terreno °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105°C / PVC	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,89	0,84	0,77	0,71
90°C / XLPE	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,93	0,89	0,85	0,8

2.2 Factor de corrección por resistividad térmica.

Cuánta mayor resistividad tenga el terreno, más dificultades tendrá este para transmitir el calor y por tanto peor será la refrigeración del cable.

En la siguiente tabla se muestran los factores K_{RT} de la norma correspondiente:

Sección (mm ²)	Resistividad térmica del terreno (K·m/W)						
	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
1,5	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
2,5	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
4	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
6	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
10	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
16	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
25	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
35	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
50	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
70	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
95	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
120	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
150	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
185	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
240	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
300	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
400	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9
500	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9

2.3 Factor de corrección de profundidad

Deriva de estudios de la temperatura del terreno frente a la profundidad. Por supuesto, solo es aplicable a instalaciones subterráneas enterradas.

En la siguiente tabla se presentan los valores de K_p para distintas profundidades.

Profundidad (m)	Factor de corrección
0,4	1,03
0,5	1,02
0,6	1,01
0,7	1
0,8	0,99
0,9	0,98
1	0,97
1,20	0,95

2.4 Factor de corrección por agrupación.

Este factor tiene en cuenta la influencia desde el punto de vista térmico que un conductor puede ejercer sobre otros a su alrededor. A su vez los conductores de su alrededor influirán sobre éste. Cuantos más conductores se agrupen peor será la disipación del calor al medio y más se calentarán los conductores.

En la siguiente tabla se presentan los factores de la norma correspondiente:

Distancia entre circuitos	Número de circuitos									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
d= 0cm	1	0,75	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,43	0,41	0,36
d = diámetro de un cable	1	0,80	0,75	0,60	0,55	0,55	0,51	0,48	0,46	0,42
d= 0.125m	1	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60	0,59	0,57	0,55	0,51
d= 0.25m	1	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	0,67	0,65	0,63	0,59
d= 0.5m	1	0,90	0,85	0,80	0,80	0,80	0,76	0,75	0,74	0,71

Partiendo de los datos proporcionados por el fabricante, las intensidades máximas admisibles de los cables de inversor hasta centro de transformación enterrados directamente a 25°C son las siguientes y se pueden observar en el siguiente documento “HUE1-PV-DS-ELE-5003 AC LV Cable Datasheet”:

Sección (mm ²)	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500
I_A (A)	139	170	204	233	261	296	343	386	444	510

Por otro lado, los cables que van desde el cuadro de baja tensión hasta el transformador, se utilizarán cables de aluminio de otro fabricante, cuyo datasheet se adjunta anexo a este documento. Los datos de tensión admisible son los siguientes:

Sección (mm ²)	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500
I_A (A)	117	144	172	197	220	250	290	326	370	420

Una vez explicado el procedimiento a seguir para el cálculo, a continuación, se mostrarán los resultados para cada uno de los circuitos de la planta fotovoltaica.

3 RESULTADOS CRITERIO TÉRMICO

Para calcular la sección necesaria del tramo que va desde el inversor hasta el centro de transformación, se consideran las condiciones específicas de la instalación. La principal variable diferenciadora es el número de circuitos en contacto, es decir, la cantidad de circuitos que convergen con una longitud significativa.

En la planta, existe un tramo de longitud considerable donde coexisten seis circuitos que van desde los inversores hasta el centro de transformación. Esta es la situación es la más desfavorable de la planta, ya que cuenta con el mayor número de circuitos por zanja y por tanto se considera este el tramo a dimensionar.

La corriente nominal de los circuitos de baja tensión y corriente alterna es:

$$I_N = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot n^{\circ} \text{ de circuitos}} = \frac{320.000}{\sqrt{3} * 800 * 1} = 230,94 \text{ A}$$

Tramo	P (kW)	U (V)	I _N (A)
Inversor-CT	350	800	252,59

Para el cálculo de la sección necesaria del tramo que conecta el panel de baja tensión con el transformador se puede calcular para cualquiera de los dos centros de transformación ya que las condiciones son las mismas. Tendremos en cuenta que llegan 9 inversores de 350kW de potencia y la conexión se hará a través de 8 circuitos, con 4 circuitos en cada zanja.

La corriente nominal de los circuitos de baja tensión y corriente alterna es:

$$I_N = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot n^{\circ} \text{ de circuitos}} = \frac{2.880.000}{\sqrt{3} * 800 * 8} = 259,81 \text{ A}$$

Tramo	P (kW)	U (V)	I _N (A)
Panel BT-Trafo	320x9= 2.880	800	2.273,32

Para el tramo Inversor-CT como es menor que la corriente máxima de salida del inversor, según el ANEXO 1 de este documento, por tanto, se realizarán los cálculos con la siguiente intensidad (254 A).

Para obtener las condiciones en que se encuentra la planta, se ha extraído del estudio geotécnico la resistividad térmica. En este documento, se estudia la resistividad en distintos puntos de la planta, y a distintas profundidades. Los resultados obtenidos para la profundidad de los cables de inversor hasta el centro de transformación (1m.) son los que se muestran a continuación:

Punto	Rho (°C·cm/W)
TRT-1	204,1
TRT-4	101,4
TRT-6	81,8
TRT-7	114,0

TRT-9	104,3
-------	-------

Como estimación, se tomará el valor promedio de todos los puntos siendo este 121,1 °C·cm/W, haciendo la conversión a las unidades del sistema internacional: 1,21 K·m/W. Como este valor se encuentra entre 1 K·m/W y 1,5 K·m/W en las tablas, en lugar de interpolar, se tomará el valor más desfavorable de 1,5 K·m/W.

En cuanto a la temperatura del terreno, tomamos el mismo procedimiento

Punto	T (°C)
TRT-1	21,73
TRT-4	30,20
TRT-6	21,70
TRT-7	26,46
TRT-9	27,00

El promedio de los datos es de 25°C aproximadamente. El resto de los datos que figuran en la tabla, son dependientes del diseño realizado para la planta fotovoltaica. Las condiciones de la instalación para el tramo Inversor-CT serán:

Temperatura del terreno (°C)	25
Resistividad térmica del terreno (mK/W)	1,5
Profundidad zanja (m)	1.1
Distancia entre circuitos en ancho (m)	0,20
Material del conductor	Al
Número de circuitos en ancho	3
Número de circuitos en profundidad	2

Factores de corrección y corriente admisible corregida para cada sección:

Sección (mm ²)	I _Z (A)	I _A (A)	K _{TT}	K _{RT}	K _N	K _P
500	397.07	510	0.96	1.28	0.66	0.96
400	345.68	444	0.96	1.28	0.66	0.96
300	300.53	386	0.96	1.28	0.66	0.96
240	267.05	343	0.96	1.28	0.66	0.96
185	230.46	296	0.96	1.28	0.66	0.96
150	203.21	261	0.96	1.28	0.66	0.96
120	181.41	233	0.96	1.28	0.66	0.96
95	158.83	204	0.96	1.28	0.66	0.96
70	132.36	170	0.96	1.28	0.66	0.96
50	112.89	145	0.96	1.28	0.66	0.96

En la tabla anterior, se puede observar que se podría seleccionar una sección de 240 mm², en cambio se ha seleccionado finalmente un cable de 400mm². Como vemos, la sección que se ha seleccionado es el valor inmediatamente superior a la corriente nominal (I_N) de la planta. Por tanto, la sección de cable que se va a instalar en los circuitos que van desde los inversores hasta el centro de transformación debería de tener una sección mínima de 240mm².

Para el tramo Panel BT-Trafo las condiciones de instalación serán:

Temperatura del terreno (°C)	25
Resistividad térmica del terreno (mK/W)	1,5



Profundidad zanja (m)	0,6
Distancia entre circuitos en ancho (m)	0
Material del conductor	Al
Número de circuitos en ancho	2
Número de circuitos en profundidad	1

Y los factores de corrección y corriente admisible corregida para cada sección:

Sección (mm ²)	I _Z (A)	I _A (A)	K _{TT}	K _{RT}	K _N	K _P
500	390.94	420	0.96	1.28	0.75	1.01
400	372.33	370	0.96	1.28	0.75	1.01
300	303.45	326	0.96	1.28	0.75	1.01
240	269.94	290	0.96	1.28	0.75	1.01
185	232.70	250	0.96	1.28	0.75	1.01
150	204.78	220	0.96	1.28	0.75	1.01
120	183.37	197	0.96	1.28	0.75	1.01
95	160.10	172	0.96	1.28	0.75	1.01
70	134.04	144	0.96	1.28	0.75	1.01
50	108.91	117	0.96	1.28	0.75	1.01

En la tabla observamos que la primera sección de cable que cumple con los requisitos sería 240 mm² que tiene el valor inmediatamente superior al de la corriente nominal del circuito.

4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Tras realizar el dimensionado para el criterio térmico, que como se ha dicho en la introducción de este documento, suele ser el criterio más restrictivo para tiradas de cable corto como es el caso de nuestras tiradas de cable de inversor a centro de transformación.

Para el criterio de caída de tensión se establece que la sección de cable sea tal que la caída de tensión en él sea menor que la establecida en la norma.

La caída de tensión a lo largo de un conductor en corriente continua se calcula mediante la siguiente formula:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S}$$

Donde:

ρ es la resistividad del material a la temperatura de diseño ($\Omega \cdot m$)

L es la longitud del conductor (m)

I es la intensidad máxima del inversor (A)

S es la sección del inversor resultado del criterio térmico (m²)

Para el cálculo de la resistividad, se considerará que el cable se encuentra a una temperatura de



90°C, Por tanto, será necesario calcular la resistividad del cobre o aluminio para esta temperatura mediante la siguiente ecuación:

$$\rho = \rho_0 * (1 + \alpha * \Delta T)$$

Donde:

- ρ es la resistividad de un material para una temperatura dada ($\Omega * m$)
- ρ_0 es la resistividad del material a 20°C ($\Omega * m$)
- α es el coeficiente de expansión del material (1/°C)
- ΔT es la variación de temperatura (°C)

Los cables que se van a utilizar en la planta serán principalmente aluminio y cobre. Para estos materiales tenemos las siguientes resistividades a 20°C:

Resistividad @ 20°C ($\Omega * m$)	
Cobre	$1.68 * 10^{-8}$
Aluminio	$2.82 * 10^{-8}$

Considerando la temperatura de diseño de 90°C, las resistividades son:

$$\rho_{Cu} = 1.68 * 10^{-8} * (1 + 0.0039 * (90 - 20)) = 2.14 * 10^{-8} \Omega * m$$

$$\rho_{Al} = 2.82 * 10^{-8} * (1 + 0.0043 * (90 - 20)) = 3.67 * 10^{-8} \Omega * m$$

Posteriormente, se calcula la caída de tensión porcentual que se calcula como:

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{U_{nominal\ inversor}} * 100$$

Para calcular la caída de tensión en porcentaje, basta con obtener la relación entre la caída de tensión calculada anteriormente y la tensión nominal del inversor, en este caso para el inversor SUNGROW 350-HX tenemos una tensión nominal de 800V.

5 RESULTADOS CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN

A continuación, se puede observar la tabla con los resultados obtenidos para los circuitos entre inversores y CT del proyecto de Huelves I con una sección de 400 mm²:

CT	Inversor	S (mm²)	Material	$\rho_{90^\circ C}$ ($\Omega * m$)	L _{real} (m)	I (A)	$U_{nominal\ inversor}$ (V)	ΔV (V)	ΔV (%)
1	1	400	Al	3,67E-08	230,00	254	800	9,28	1,16
1	2	400	Al	3,67E-08	189,00	254	800	7,63	0,95
1	3	400	Al	3,67E-08	148,00	254	800	5,97	0,75
1	4	400	Al	3,67E-08	112,00	254	800	4,52	0,57
1	5	400	Al	3,67E-08	71,00	254	800	2,87	0,36
1	6	400	Al	3,67E-08	40,00	254	800	1,61	0,20
1	7	400	Al	3,67E-08	119,00	254	800	4,80	0,60

1	8	400	Al	3,67E-08	91,00	254	800	3,67	0,46
1	9	400	Al	3,67E-08	24,00	254	800	0,97	0,12
2	1	400	Al	3,67E-08	156,00	254	800	6,30	0,79
2	2	400	Al	3,67E-08	82,00	254	800	3,31	0,41
2	3	400	Al	3,67E-08	40,00	254	800	1,61	0,20
2	4	400	Al	3,67E-08	44,00	254	800	1,78	0,22
2	5	400	Al	3,67E-08	86,00	254	800	3,47	0,43
2	6	400	Al	3,67E-08	128,00	254	800	5,17	0,65
2	7	400	Al	3,67E-08	175,00	254	800	7,06	0,88
2	8	400	Al	3,67E-08	96,00	254	800	3,87	0,48
2	9	400	Al	3,67E-08	139,00	254	800	5,61	0,70

Si analizamos los circuitos de 240 mm² entre el Panel de BT y los transformadores obtenemos los siguientes resultados:

Inicio	Fin	S (mm ²)	Material	$\rho_{90^{\circ}C}$ ($\Omega \cdot m$)	L _{real} (m)	I _{total} (A)	U _{nominal} inversor (V)	ΔV (V)	ΔV (%)
Panel BT	Trafo	240	Al	3.67E-08	10	284	800	0.58	0.07

Sumando la caída de tensión entre el panel de BT y el trafo a los circuitos que van desde el inversor hasta el centro de transformación obtenemos las siguientes pérdidas:

CT	Inversor	S (mm ²)	Material	$\rho_{90^{\circ}C}$ ($\Omega \cdot m$)	L _{real} (m)	I (A)	U _{nominal} inversor (V)	ΔV (V)	ΔV (%)
1	1	400	Al	3.67E-08	211.26	254	800	10,04	1,25
1	2	400	Al	3.67E-08	171.26	254	800	8,38	1,05
1	3	400	Al	3.67E-08	131.26	254	800	6,73	0,84
1	4	400	Al	3.67E-08	96.26	254	800	5,27	0,66
1	5	400	Al	3.67E-08	56.26	254	800	3,62	0,45
1	6	400	Al	3.67E-08	26.34	254	800	2,37	0,30
1	7	400	Al	3.67E-08	105.34	254	800	5,56	0,69
1	8	400	Al	3.67E-08	70.32	254	800	4,43	0,55
1	9	400	Al	3.67E-08	11.02	254	800	1,72	0,22
2	1	400	Al	3.67E-08	133.91	254	800	7,05	0,88
2	2	400	Al	3.67E-08	64.29	254	800	4,06	0,51
2	3	400	Al	3.67E-08	23.61	254	800	2,37	0,30
2	4	400	Al	3.67E-08	27.87	254	800	2,53	0,32
2	5	400	Al	3.67E-08	69.42	254	800	4,22	0,53
2	6	400	Al	3.67E-08	110.19	254	800	5,92	0,74
2	7	400	Al	3.67E-08	153.50	254	800	7,82	0,98
2	8	400	Al	3.67E-08	71.57	254	800	4,63	0,58
2	9	400	Al	3.67E-08	118.33	254	800	6,36	0,80

La caída de tensión promedio de la planta por centros de transformación son: 0.67% para el CT1 y 0.62% para el CT2. Y el promedio total es: 0.65%.

Como podemos comprobar en los resultados para cada inversor, la máxima pérdida porcentual se da en el inversor 1 del centro de transformación 1 como es de esperar por ser este el más alejado de los centros de transformación de la planta. Las pérdidas de este inversor son de 1.25% pero seguimos cumpliendo con los requerimientos del Anexo 29, en este documento se indica que para cables AC BT, la caída de tensión promedio por cada CT debe ser menor a 1%. También, la caída de tensión máxima por circuito será de 1,5%.

6 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CORTOCIRCUITO

La capacidad de corriente en condiciones de cortocircuito para los conductores seleccionados deberá ser superior al nivel de cortocircuito máximo acontecido en la planta.

Las líneas subterráneas tendrán una tensión de funcionamiento de 800 V, así que tanto el aislamiento del cable y accesorios como las restantes características eléctricas corresponderán a esta tensión para la red de distribución interna de la planta fotovoltaica en media tensión.

Con la sección predimensionada según el criterio térmico, se determinará la máxima intensidad de cortocircuito mediante las fórmulas pertenecientes a la norma IEC 60947-9-1 Aparata de baja tensión, sistemas activos de mitigación de defectos por arco.

$$I = I_{CC} * \varepsilon$$

Donde:

I es la corriente de cortocircuito máxima admisible (A)

ε es el factor que contempla las pérdidas de calor en los componentes adyacentes, que se calcula como:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + X * \sqrt{\frac{t}{S}} + Y * \left(\frac{t}{S}\right)}$$

Donde:

X e Y son factores dependientes de los materiales adyacentes, en el caso del aluminio $X=0.44 \text{ (mm}^2/\text{s)}^{0.5}$ e $Y=0.1 \text{ mm}^2/\text{s}$ y en el caso del cobre $X=0.36 \text{ (mm}^2/\text{s)}^{0.5}$ e $Y=0.03 \text{ mm}^2/\text{s}$.

t es el tiempo de duración del cortocircuito (s)

S es la sección del conductor (mm²)

I_{CC} es la corriente de cortocircuito adiabática (A) se determina según la expresión:

$$I_{CC} = \sqrt{\frac{1}{t} * [S^2 * K^2 * \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)]}$$

Donde:

S es la sección del conductor (mm²)

t es el tiempo de duración del cortocircuito = 0.5 s(s)

K es la constante dependiente del material del conductor, para el caso de este conductor

de aluminio y aislamiento XLPE, tenemos $K=94 \text{ A}\cdot\text{s}^{0.5}\cdot\text{mm}^2$ y $K=143 \text{ A}\cdot\text{s}^{0.5}\cdot\text{mm}^2$ para conductor de cobre.

θ_f es la temperatura límite de cortocircuito (K)

θ_i es la temperatura límite de servicio continuo (K)

β es el inverso del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura del conductor, para el caso del aluminio este es de 228 K y para el cobre 234.5 K.

Se ha adoptado un tiempo de cortocircuito de 0,5 segundos siguiendo los criterios conservadores definidos en la norma IEC 60909-0, donde se establece que, en instalaciones de baja tensión con protección mediante interruptores automáticos, el tiempo máximo de eliminación del cortocircuito debe ser inferior a 1 segundo. Al seleccionar un valor de 0,5 s, se considera un margen de seguridad razonable para tener en cuenta tanto el tiempo de detección como el de apertura del dispositivo de protección.

Para los valores de θ_f y θ_i se tomarán los correspondientes para los cables con aislamiento XLPE como es el caso de nuestros conductores (se puede comprobar más características del aislamiento del conductor en el Anexo I). Estos valores se toman según la UNE 20460 y la IEC 60364, y serán de $\theta_i=363 \text{ K}$ y $\theta_f=523 \text{ K}$.

Luego, se calculará la sección mínima requerida, y se comprobará que es igual o menor que la seleccionada en el predimensionamiento del criterio térmico. Para ello, el cálculo de la sección se seguirá la siguiente formula:

$$S_{\text{min cc}} = \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k} < S$$

7 RESULTADOS CRITERIO DE CORTOCIRCUITO

El factor de pérdidas de calor en los componentes adyacentes (ϵ) se obtiene:

Para el conductor de aluminio $S = 400\text{mm}^2$:

$$\epsilon = \sqrt{1 + 0.44 \cdot \sqrt{\frac{0.5}{400}} + 0.1 \cdot \left(\frac{0.5}{400}\right)} = 1.0081$$

Para el conductor de aluminio $S = 240\text{mm}^2$:

$$\epsilon = \sqrt{1 + 0.44 \cdot \sqrt{\frac{0.5}{240}} + 0.1 \cdot \left(\frac{0.5}{240}\right)} = 1.0101$$

Y la corriente de cortocircuito adiabática (I_{cc}) que se obtiene es:



Para el conductor de aluminio $S = 400\text{mm}^2$:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{1}{0.5} * [400^2 * 94^2 * \ln(\frac{523 + 228}{363 + 228})]} = 26027.76 \text{ A}$$

Para el conductor de aluminio $S = 240\text{mm}^2$:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{1}{0.5} * [240^2 * 94^2 * \ln(\frac{523 + 228}{363 + 228})]} = 15616.66 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito máxima admisible (I) es entonces:

$$\text{Para el conductor Inversor-CT: } I = 26027.76 * 1.0081 = 26238.59 \text{ A}$$

$$\text{Para el conductor Panel BT-Trasformador: } I = 15616.66 * 1.0101 = 15774.39 \text{ A}$$

Y la sección calculada según el criterio de cortocircuito ($S_{\min cc}$) es entonces:

Para el conductor Inversor-CT:

$$S_{\min cc} = \frac{26027.76 * \sqrt{0.5}}{94} = 197.38 \text{ mm}^2 < S = 400\text{mm}^2$$



Para el conductor Panel BT-Trasformador:

$$S_{\min cc} = \frac{15774.39 * \sqrt{0.5}}{94} = 118.66 \text{ mm}^2 < S = 240\text{mm}^2$$

Con la comprobación de que la sección obtenida por criterio de cortocircuito es inferior a la establecida en el criterio térmico, se considera entonces que las secciones de 400mm^2 y 240mm^2 cumplen con el criterio de cortocircuito.

8 ANEXO 1

En este apartado se adjunta el datasheet del inversor y del cable de baja tensión que va desde el panel de BT hasta el transformador con el que se ha realizado el diseño.

 VISADO COITI TOLEDO 200011-A13	BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
	Título doc.		Versión	Rev01
			Fecha:	21-01-2026

8. Cálculos SSAA

Como consecuencia de la actualización del diseño de la planta y de la definición final de los sistemas auxiliares, se procede a la verificación y actualización de los cálculos eléctricos correspondientes a los Servicios Auxiliares (SSAA).

En este apartado se comprueban los criterios de dimensionamiento de los conductores y las caídas de tensión del cableado destinado a la alimentación de los sistemas auxiliares de la planta fotovoltaica, tales como el sistema de monitorización de seguidores (TSM), el sistema de videovigilancia (CCTV) y otros equipos auxiliares.

Los cálculos se han realizado conforme a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), verificando que las secciones adoptadas cumplen tanto con los criterios térmicos como con los límites de caída de tensión admisibles.

A continuación, se presenta la memoria de cálculos eléctricos correspondiente, mostrando el dimensionamiento de los conductores y la comprobación de la caída de tensión de los circuitos de servicios auxiliares más desfavorables de la planta.

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS
TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO



VISADO **200011-A13**

Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA



Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coititoledo.e-gestion.es/>, mediante el CVT:

FV8VPUHWKSIOJMVO



Cálculos Eléctricos:

Dimensionamiento de cable SSAA y caída de tensión en CC

FV HUELVES I 5.79 MWp

Huelves, Cuenca



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CRITERIO TÉRMICO Y CAIDA DE TENSIÓN.....	1
3	RESULTADOS	3
4	CONCLUSIÓN	4



INTRODUCCIÓN

En el presente documento se realiza la verificación de las caídas de tensión del cableado de servicios auxiliares, entendiéndose como tal el cableado destinado a la alimentación de los sistemas auxiliares de la planta fotovoltaica, tales como el rack de CCTV, las cámaras de vigilancia, TSM (Tracker System Monitor), etc.

Para el cálculo de la sección de los conductores se ha tenido en cuenta lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado por el Real Decreto 842/2002, y en particular lo indicado en la ITC-BT-07, que define los requisitos generales de diseño y ejecución de las instalaciones eléctricas. Dicha instrucción establece que *“la sección de los conductores será la adecuada a las intensidades previstas y a las caídas de tensión admisibles y, en cualquier caso, no será inferior a 6 mm² para conductores de cobre”*.

En base a lo anterior, y considerando las longitudes habituales de los circuitos de servicios auxiliares en plantas fotovoltaicas, se adopta una sección mínima de 6 mm² para aquellos circuitos enterrados bajo tubo, la cual resulta suficiente para cumplir tanto los criterios térmicos como los límites de caída de tensión exigidos por la normativa vigente. Para la conexión de circuitos de alimentación dentro del centro de control y que no irán sobre zanja se resolverá con una sección mínima de 2.5 mm².

A continuación, se describe el procedimiento de cálculo empleado y se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los tramos analizados.

2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CRITERIO TÉRMICO Y CAIDA DE TENSIÓN

En este documento se va a comprobar la caída de tensión de los cables de servicios auxiliares de los siguientes circuitos, que son los más desfavorables:

- **Circuito 1:** Es el circuito monofásico que va desde el TSM hasta el cuadro BT de servicios auxiliares en el CT1. Es cable de alimentación auxiliar con una sección transversal de 6 mm². Son 140 m de cable enterrado bajo tubo. El cuadro del TSM tiene una potencia máxima de 115W.
- **Circuito 2:** Es el circuito monofásico que va desde el rack de CCTV al cuadro BT de servicios auxiliares en el CT2. Esta conexión se realiza dentro del edificio de control. La sección transversal de este cable de alimentación auxiliar es de 2,5 mm². El objetivo principal de esta conexión es suministrar energía a las cámaras de CCTV. Es un circuito con cable de alimentación auxiliar de 2,5 mm². La distancia son aproximadamente 3 metros dentro del CT. El rack de CCTV albergará la suma de los consumos de las diferentes cámaras y elementos del sistema y que tiene una potencia máxima de 96W.

Estos circuitos son los más desfavorables de la planta por su distancia y el consumo que debe alimentar, justificando de esta manera la sección de los cables.

Una vez aclarado esto, se explicará el método de cálculo de la caída de tensión y, a continuación, se mostrarán los resultados.

Para calcular la caída de tensión trifásica de un cable eléctrico en porcentaje, se utilizará la siguiente fórmula:

$$AU(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_L \cdot R \cdot \cos(\phi) \cdot 100}{U}$$



Donde:

- L (km): Longitud del cable.
- IL (A): Corriente nominal.
- R (Ω /km): Resistencia del cable
- U (V): Voltaje nominal

Para calcular la corriente nominal monofásica, se utilizará la siguiente ecuación:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$

Donde:

- IL (A): Corriente nominal.
- S (VA): Potencia aparente nominal.
- U (V): Voltaje nominal.

Por otro lado, se considera que $\cos(\phi)$ es 0,95.

Para calcular la caída de tensión monofásica de un cable eléctrico en porcentaje, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I \cdot \rho \cdot L}{S}$$

Donde:

- L (m): Longitud de la línea.
- I (A): Corriente nominal.
- Resistividad del Cu a 75°: $\rho = 0.021 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S (mm^2): Sección del cable

Para calcular la corriente nominal monofásica, se utilizará la siguiente ecuación:

$$I = \frac{S}{U}$$

Donde:

- I (A): Corriente nominal
- S (VA): Potencia aparente nominal
- U (V): Voltaje nominal

El fabricante proporcionará la resistencia a 20 °C de los cables de cobre. Dado que se ha considerado que la temperatura de funcionamiento estable de los conductores es de 75 °C, la resistencia se corregirá utilizando la siguiente ecuación:

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)]$$

Donde:

- Ro: Resistencia a 20°C
- Coeficiente de temperature a 20°C del cobre: $\alpha_{20} = 0.00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- Temperatura de funcionamiento estable: $\theta = 75 \text{ } ^\circ\text{C}$



La siguiente tabla muestra la resistencia del cobre a diferentes temperaturas para diferentes secciones transversales de cable:

Cable Cross-Section mm ²	Resist. Cu 20°C Ω/km	Resist. Cu 75°C Ω/km
1.5	11.494	13.979
2.5	6.897	8.387
4	4.310	5.242
6	2.874	3.495
10	1.724	2.097
16	1.078	1.311
25	0.690	0.839
35	0.493	0.599

Los cables auxiliares de alimentación con secciones transversales de 2,5 y 6 mm² son los dos tipos utilizados en este proyecto.

3 RESULTADOS

CIRCUITO 1:

Desde el TSM hasta el cuadro BT de servicios auxiliares. Corriente alterna monofásica de 230.94 V.

Corriente nominal:

Route	S (kVA)	U (V)	I _L (A)
TSM – CT1	0.115	230.94	0.29

Conductor:

Cross-Section mm ²	Resist. Cu 75°C Ω/km
6	3.4947

Caída de tensión:

Length (m)	ΔU (V)	ΔU (%)
140	0.23	0.100%

CIRCUITO 2:

Desde el rack de CCTV hasta el cuadro BT de servicios auxiliares del CT2. Corriente alterna monofásica de 230.94 V.

Corriente nominal:



Route	S (kVA)	U (V)	I _L (A)
CCTV – CT2	0.096	230.94	0.24

Conductor:

Cross-Section mm ²	Resist. Cu 75°C Ω/km
2.5	8.387


Caída de tensión:

Length (m)	ΔU (V)	ΔU (%)
3	0.01	0.05%

4 CONCLUSIÓN

A partir de los resultados de ΔU (%), se puede verificar que la caída de tensión de los cables de alimentación de los servicios auxiliares más desfavorables es inferior al 5 %, que indica la norma. Por lo tanto, se puede concluir que el diseño es válido y óptimo.



BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Título doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

9. Cálculos MT

Como consecuencia del cambio de ubicación de los Centros de Transformación, se actualizan los cálculos de media tensión del proyecto desde los CTs hasta el Centro de Seccionamiento.

A continuación se muestran los cálculos eléctricos actualizados, del dimensionamiento de cable y caída de tensión en MT.



Cálculos Eléctricos: Dimensionamiento de cable y caída de tensión en MT

FV HUELVES I 5.79 MWp

Huelves, Cuenca



Índice

1. INTRODUCCIÓN	1
2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO TÉRMICO	1
2.1 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL TERRENO.....	2
2.2 FACTOR DE CORRECCIÓN DE PROFUNDIDAD.....	2
2.3 FACTOR DE CORRECCIÓN POR RESISTIVIDAD TÉRMICA.....	3
2.4 FACTOR DE CORRECCIÓN POR AGRUPACIÓN.....	3
3. RESULTADOS CRITERIO TÉRMICO.....	4
3.1 TRAMO QUE TRASCURRE DESDE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 AL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2	4
3.2 TRAMO QUE TRASCURRE DESDE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2 AL CENTRO DE SECCIONAMIENTO	6
3.3 TRAMO QUE TRASCURRE DESDE EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO AL APOYO 1	7
4. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	8
5. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CORTOCIRCUITO.....	9
5.1 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR	9
5.1.1 CONSTANTE K	9
5.1.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	10



1. INTRODUCCIÓN

En el presente documento se justificarán los cálculos de las secciones del cableado subterráneo de la parte de corriente alterna de 20kV por medio del criterio térmico, al ser este criterio más restrictivo que el de caída de tensión. Dichos cálculos se han realizado según el reglamento de líneas de alta tensión, ITC-LAT-06 Apartado 6, y también según la norma internacional IEC 60502-2. Los resultados que se mostrarán en el documento serán los correspondientes a la IEC-60502-2 ya que proporciona unos resultados más restrictivos en lo que a sección del conductor se refiere.

En cuanto a los cables de media tensión, contamos con tres tramos: el primero sale del centro de transformación 1 y llega hasta el centro de transformación 2 con un circuito simple, el segundo tramo sale del centro de transformación 2 y llega hasta el centro de seccionamiento con un circuito simple, y luego el segundo tramo que va desde el centro de seccionamiento hasta el punto de entronque con un circuito simple.

La sección de los cables de la parte de media tensión se han determinado utilizando el criterio térmico, por ser el más restrictivo para este caso debido a que las condiciones de la instalación superan el criterio de caída de tensión, que viene determinado principalmente por la longitud del cableado, siendo en este caso esta longitud lo suficientemente pequeña como para que no sea un factor determinante en el cálculo de la sección. No obstante, para comprobar que la sección seleccionada es correcta, se llevará a cabo el cálculo considerando tanto el criterio de caída de tensión como el de cortocircuito.

En planta, existen tres tramos en la parte de alta tensión mencionados anteriormente. El criterio que se ha seguido para seleccionar el tramo más desfavorable ha sido aquel tramo en el que concurren mayor número de circuitos por zanja y en el que las condiciones de la instalación sean las más exigentes. En este caso, el tramo más desfavorable en la planta se da en el tramo entre el centro de seccionamiento y el punto de entronque, donde coinciden dos circuitos en la misma zanja. No obstante, se realizarán los cálculos para ambos tramos.

En primer lugar, se justificará el procedimiento de cálculo realizado y posteriormente se mostrarán los resultados para cada tramo.

Dichos cálculos se han realizado según el reglamento de líneas de alta tensión, ITC-LAT-06 Apartado 6, y también según la norma internacional IEC 60502-2. Los resultados que se mostrarán en el documento serán los correspondientes a la IEC-60502-2 ya que proporciona unos resultados más restrictivos en lo que a sección del conductor se refiere.

2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO TÉRMICO

Este criterio fija la máxima corriente que puede pasar a través del conductor considerando las condiciones en régimen permanente en las que se encuentra el conductor (temperatura del terreno, resistividad térmica del terreno, profundidad a la que se encuentra el conductor...). Para calcular dicha corriente, se hará uso de la siguiente expresión:

$$I_Z = I_A * K_{TT} * K_{RT} * K_N * K_P$$



Donde:

- I_Z es la intensidad máxima admisible por el cable corregida.
- I_A es la intensidad máxima admisible por el cable.
- K_{TT} es el factor de corrección por temperatura del terreno.
- K_N es el factor de corrección por agrupamiento de de varios circuitos
- K_{RT} es el factor de corrección por resistividad térmica del terreno.
- K_P es el factor de corrección por profundidad de soterramiento

Una vez realizado el cálculo de I_Z para una determinada sección, habrá que comprobar que I_Z es mayor que la corriente nominal que circulará por el circuito.

Seguidamente se explicarán cada uno de estos factores y se mostrarán las tablas correspondientes utilizadas en este proyecto, que corresponden con la norma IEC-60502-2.

2.1 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL TERRENO.

Dicho factor permite aproximar en mejor medida la intensidad máxima en relación con la temperatura del terreno. Hay que tener en cuenta que, a menor temperatura del terreno, mejor transmisión de calor entre el cable y el terreno y por tanto mejor refrigeración del cable. Este hecho nos permitirá hacer pasar más o menos corriente.

En la siguiente tabla se presentan los valores de K_{TT} para distintas temperaturas del terreno.

Temperatura servicio °C	Temperatura del terreno °C					
	10	15	20	25	30	35
105°C / PVC	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,89
90°C / XLPE	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89

Temperatura servicio °C	Temperatura del terreno °C		
	40	45	50
105°C / PVC	0,84	0,77	0,71
90°C / XLPE	0,85	0,8	0,76

2.2 FACTOR DE CORRECCIÓN DE PROFUNDIDAD.

Deriva de estudios de la temperatura del terreno frente a la profundidad. Por supuesto, solo es aplicable a instalaciones subterráneas enterradas.

En la siguiente tabla se presentan los valores de K_P para distintas profundidades.



Profundidad (m)	Enterrado		Entubado	
	$\leq 185\text{mm}^2$	$> 185\text{mm}^2$	$\leq 185\text{mm}^2$	$> 185\text{mm}^2$
0,5	1,04	1,06	1,06	1,08
0,6	1,02	1,04	1,04	1,06
0,8	1	1	1,02	1,03
1	0,98	0,97	1	1
1,25	0,96	0,95	0,98	0,98
1,5	0,95	0,93	0,97	0,96
1,75	0,94	0,91	0,96	0,95
2	0,93	0,9	0,95	0,94
2,5	0,91	0,88	0,93	0,92
3	0,9	0,86	0,92	0,91

2.3 FACTOR DE CORRECCIÓN POR RESISTIVIDAD TÉRMICA.

Cuánta mayor resistividad tenga el terreno, más dificultades tendrá este para transmitir el calor y por tanto peor será la refrigeración del cable.

Los valores que suele tomar K_{RT} son los siguientes:

Sección (mm ²)	Resistividad térmica del terreno (K·m/W)					
	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5
25	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
35	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
50	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
70	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
95	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
120	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
150	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
185	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
240	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
300	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
400	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00
500	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1,00

2.4 FACTOR DE CORRECCIÓN POR AGRUPACIÓN.

Este factor tiene en cuenta la influencia desde el punto de vista térmico que un conductor puede ejercer sobre otros a su alrededor. A su vez los conductores de su alrededor influirán sobre éste. Cuantos más conductores se agrupen peor será la disipación del calor al medio y más se calentarán los conductores.



En la siguiente tabla se presentan los factores de la norma correspondiente:

Distancia entre circuitos	Número de circuitos						
	1	2	3	4	5	6	7
d= 0cm	1	0,75	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
d= diámetro de un cable	1	0,80	0,75	0,60	0,55	0,55	0,51
d= 0.125m	1	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60	0,59
d= 0.25m	1	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	0,67
d= 0.5m	1	0,90	0,85	0,80	0,80	0,80	0,76

Distancia entre circuitos	Número de circuitos		
	8	9	12
d= 0cm	0,43	0,41	0,36
d= diámetro de un cable	0,48	0,46	0,42
d= 0.4m	0,57	0,55	0,51
d= 0.6m	0,65	0,63	0,59
d= 0.8m	0,75	0,74	0,71

Partiendo de los datos proporcionados por el fabricante, las intensidades máximas admisibles de los cables de aluminio enterrados directamente a 25°C son las siguientes:

Sección (mm ²)	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500
I _A (A)	145	180	215	245	275	315	365	410	470	540

Una vez explicado el procedimiento a seguir para el cálculo, a continuación, se mostrarán los resultados para cada uno de los circuitos de la planta fotovoltaica.

3. RESULTADOS CRITERIO TÉRMICO

Para calcular la sección necesaria para el tramo de media tensión, se consideran las condiciones específicas de la instalación. La principal variable diferenciadora es el número de circuitos en contacto, es decir, la cantidad de circuitos que convergen con una longitud significativa.

3.1 TRAMO QUE TRASCURRE DESDE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 AL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2

En la planta, existe un tramo de longitud considerable donde coexiste un circuito que va desde el centro de transformación 1 hasta el centro de transformación 2. Esta no es la situación más desfavorable de la planta, se calculará para comprobar que también cumple el criterio térmico.



La corriente nominal de los circuitos de media tensión y corriente alterna en este tramo es:

$$I_L = \frac{3.250}{\sqrt{3} * 20.000} * 1000 = 93,82 \text{ A}$$

Tramo	S (kVA)	U (V)	I _L (A)
CT1 – CT2	3.250	20.000	93,82

Para obtener las condiciones en que se encuentra la planta, se ha extraído del estudio geotécnico la resistividad térmica. En este documento, se estudia la resistividad en distintos puntos de la planta, y a distintas profundidades. Los resultados obtenidos para la profundidad de los cables de inversor hasta el centro de transformación (1m.) son los que se muestran a continuación:

Punto	Rho (°C*cm/W)
TRT-1	204.1
TRT-4	101.4
TRT-6	81.8
TRT-7	114.0
TRT-9	104.3

Como estimación, se tomará el valor promedio de todos los puntos siendo este 121.1 °C*cm/W, haciendo la conversión a las unidades del sistema internacional: 1.21 K*m/W. Como este valor se encuentra entre 1 K*m/W y 1,5 K*m/W en las tablas, en lugar de interpolar, se tomará el valor más desfavorable de 1,5 K*m/W.

En cuanto a la temperatura del terreno, tomamos el mismo procedimiento

Punto	T (°C)
TRT-1	21.73
TRT-4	30.20
TRT-6	21.70
TRT-7	26.46
TRT-9	27.00

El promedio de los datos es de 25°C aproximadamente. El resto de los datos que figuran en la tabla, son dependientes del diseño realizado para la planta fotovoltaica. Las condiciones de la instalación se muestran a continuación:

Temperatura del terreno (°C)	25
Temperatura de cálculo (°C)	90
Resistividad térmica del terreno (mK/W)	1,5
Profundidad zanja (m)	1
Distancia entre circuitos en ancho (m)	0,20
Material del conductor	Al
Número de circuitos en ancho	1
Número de circuitos en profundidad	1

La resistividad del terreno y su temperatura se ha obtenido con el Anexo III Estudio Geotécnico. Por otra parte, todas las siguientes condiciones se han basado en nuestra propuesta de zanja para este proyecto, siendo: la profundidad de zanja, material de conductor, distancia entre circuitos en ancho, número de circuitos en ancho y número de circuitos en profundidad. Finalmente, la temperatura de cálculo en función de la norma IEC-60502-2.



Factores de corrección y corriente admisible corregida para cada sección:

Sección (mm ²)	I _z (A)	I _A (A)	K _{TT}	K _{RT}	K _N	K _P
500	636,94	540	0.95	1,28	1	0.97
400	554,37	470	0.95	1,28	1	0.97
300	483,60	410	0.95	1,28	1	0.97
240	430,52	365	0.95	1,28	1	0.97
185	371,55	315	0.95	1,28	1	0.97
150	324,37	275	0.95	1,28	1	0.97
120	288,98	245	0.95	1,28	1	0.97
95	253,60	215	0.95	1,28	1	0.97
70	212,31	180	0.95	1,28	1	0.97
50	171,03	145	0.95	1,28	1	0.97

Como vemos, la sección mínima admisible que permite el criterio térmico sería de 50mm², ya que I_z para dicha sección es mayor que la corriente de línea (I_L) calculada en nuestro circuito. Debido a los estándares de interconexión que tiene la compañía distribuidora en la zona (Iberdrola) que se establecen en la norma interna NI 56.37.01, se ha seleccionado una sección de cable de 240mm² para todo el entramado de media tensión. Con esta sección de cable se cumple con creces el criterio térmico.

3.2 TRAMO QUE TRASCURRE DESDE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2 AL CENTRO DE SECCIONAMIENTO

En la planta, existe un tramo de longitud considerable donde coexiste un circuito que va desde el centro de transformación 2 hasta el centro de seccionamiento. Esta es la situación es la más desfavorable de la planta, ya que cuenta con el tramo con mayor potencia, por tanto, será el tramo que determine la sección.

La corriente nominal de los circuitos de media tensión y corriente alterna en este tramo es:

$$I_L = \frac{3.250 * 2}{\sqrt{3} * 20.000} * 1000 = 187,64 A$$

Tramo	S (kVA)	U (V)	I _L (A)
CT2 - CS	6.500	20.000	187,64

Condiciones en las que se encuentra la instalación:

Temperatura del terreno (°C)	25
Temperatura de cálculo (°C)	90
Resistividad térmica del terreno (mK/W)	1,5
Profundidad zanja (m)	1
Distancia entre circuitos en ancho (m)	0,20
Material del conductor	Al
Número de circuitos en ancho	1
Número de circuitos en profundidad	1



La resistividad del terreno y su temperatura se ha obtenido con el Anexo III Estudio Geotécnico. Por otra parte, todas las siguientes condiciones se han basado en nuestra propuesta de zanja para este proyecto, siendo: la profundidad de zanja, material de conductor, distancia entre circuitos en ancho, número de circuitos en ancho y número de circuitos en profundidad. Finalmente, la temperatura de cálculo en función de la norma IEC-60502-2.

Factores de corrección y corriente admisible corregida para cada sección:

Sección (mm ²)	I _Z (A)	I _A (A)	K _{TT}	K _{RT}	K _N	K _P
500	643,65	540	0,96	1,28	1	0,97
400	560,21	470	0,96	1,28	1	0,97
300	488,69	410	0,96	1,28	1	0,97
240	435,06	365	0,96	1,28	1	0,97
185	375,46	315	0,96	1,28	1	0,97
150	327,78	275	0,96	1,28	1	0,97
120	292,02	245	0,96	1,28	1	0,97
95	256,27	215	0,96	1,28	1	0,97
70	214,55	180	0,96	1,28	1	0,97
50	172,83	145	0,96	1,28	1	0,97

Como vemos, la sección mínima admisible que permite el criterio térmico sería de 70mm², ya que I_Z para dicha sección es mayor que la corriente de línea (I_L) calculada en nuestro circuito. Debido a los estándares de interconexión que tiene la compañía distribuidora en la zona (Iberdrola) que se establecen en la norma interna NI 56.37.01, se ha seleccionado una sección de cable de 240mm² para todo el entramado de media tensión. Con esta sección de cable se cumple con creces el criterio térmico.

3.3 TRAMO QUE TRASCURRE DESDE EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO AL APOYO 1

En la planta, existe un tramo de longitud pequeña donde coexiste un circuito que va desde el centro de seccionamiento hasta el apoyo 1. Esta es la situación es la más desfavorable de la planta, ya que es idéntico al anterior.

La corriente nominal de los circuitos de media tensión y corriente alterna es:

$$I_L = \frac{3.250 * 2}{\sqrt{3} * 20.000} * 1000 = 187,64 A$$

Tramo	S (kVA)	U (V)	I _L (A)
CS – APOYO1	6.500	20.000	187,64



Condiciones en las que se encuentra la instalación:

Temperatura del terreno (°C)	25
Temperatura de cálculo (°C)	90
Resistividad térmica del terreno (mK/W)	1,5
Profundidad zanja (m)	1
Distancia entre circuitos en ancho (m)	0,20
Material del conductor	Al
Número de circuitos en ancho	1
Número de circuitos en profundidad	1

La resistividad del terreno y su temperatura se ha obtenido con el Anexo III Estudio Geotécnico. Por otra parte, todas las siguientes condiciones se han basado en nuestra propuesta de zanja para este proyecto, siendo: la profundidad de zanja, material de conductor, distancia entre circuitos en ancho, número de circuitos en ancho y número de circuitos en profundidad. Finalmente, la temperatura de cálculo en función de la norma IEC-60502-2.

Factores de corrección y corriente admisible corregida para cada sección:

Sección (mm ²)	I _z (A)	I _A (A)	K _{TT}	K _{RT}	K _N	K _P
500	643,65	540	0,96	1,28	1	0,97
400	560,21	470	0,96	1,28	1	0,97
300	488,69	410	0,96	1,28	1	0,97
240	435,06	365	0,96	1,28	1	0,97
185	375,46	315	0,96	1,28	1	0,97
150	327,78	275	0,96	1,28	1	0,97
120	292,02	245	0,96	1,28	1	0,97
95	256,27	215	0,96	1,28	1	0,97
70	214,55	180	0,96	1,28	1	0,97
50	172,83	145	0,96	1,28	1	0,97

Como vemos, la sección mínima admisible que permite el criterio térmico sería de 70mm², ya que I_z para dicha sección es mayor que la corriente de línea (I_L) calculada en nuestro circuito. Debido a los estándares de interconexión que tiene la compañía distribuidora en la zona (Iberdrola) que se establecen en la norma interna NI 56.37.01, se ha seleccionado una sección de cable de 240mm² para todo el entramado de media tensión. Con esta sección de cable se cumple con creces el criterio térmico.

4. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto del funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser determinante cuando las líneas son de larga longitud, siendo en este caso lo suficientemente pequeña para que no sea un factor de elección de sección determinante.



La conexión de la instalación se conecta a la red de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U. en una de las celdas de la subestación Huelves. El centro de transformación tiene una relación de tensiones de 0.8/20 kV. Como los cables de media tensión tienen una tensión de 20kV, esta será la tensión de referencia para el cálculo de caída de tensión porcentual.

En primer lugar, se calcula la intensidad:

$$I_L = \frac{3.250}{\sqrt{3} * 20.000} * 1000 = 93,82 \text{ A}$$

A continuación, se calcula la caída de tensión reglamentaria siendo:

$$E = \frac{0.5}{100} * 20.000 = 100 \text{ V}$$

Por otro lado, la resistividad del aluminio (Al) a 90 °C es de $3,67 * 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$. Con este valor, es posible calcular la resistencia de cada tramo de cable utilizando la siguiente fórmula, que consiste en multiplicar la resistividad por la longitud del cable y dividir el resultado por la sección transversal del conductor.

$$R = \frac{\rho * L}{S} (\Omega)$$

Equal Stations Blocks String inverter	2 9								
		I BUS	V nom.	#Inverters	Section cable	Long. Cable	Circ. Resist	R·I ² Losses	Voltage drop
CT1-CT2		93.82	20000	9	240	709	0.11	2806.53	0.102%
CT2-CS		187.64	20000	18	240	267	0.04	4277.65	0.077%
CS-Conex.		187.64	20000	18	240	33	0.01	506.69	0.009%

Finalmente, se verifica que con una sección de 240 mm², la caída de tensión no supera el 0,5%, cumpliendo así con el criterio de caída de tensión.

5. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL CRITERIO DE CORTOCIRCUITO

En el siguiente apartado se comprobarán, por criterio de cortocircuito, las secciones de la parte de corriente alternan de la instalación fotovoltaica, concretamente las correspondientes a los cables de 20kV de todos los tramos.

5.1 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE POR EL CONDUCTOR

Al igual que en el caso anterior, para calcular el tiempo durante el cual un conductor es capaz de soportar una determinada corriente de cortocircuito se hará uso de la siguiente expresión:

$$I_{cc}^2 \times t_{admissible} = K^2 S^2$$

Donde:

K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento

S es la sección del conductor en mm²

I_{cc} es la corriente de cortocircuito en Amperios

t es la duración en segundos

5.1.1 CONSTANTE K

El valor de la constante K para el material utilizado, que en este caso es aluminio, es 87.



5.1.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuitos en sistemas trifásicos de corriente alterna se hará uso del informe de acceso y conexión de IBERDROLA 23082018.

Se afirma que las instalaciones de conexión a la red de IBD deben diseñarse de acuerdo con las intensidades máximas de cortocircuito indicadas.

Máxima de diseño, Trifásica: 12500 (A)

Mínima habitual trifásica: 5295 (A)

Máxima de diseño monofásica: 1000 (A)

Mínima habitual monofásica: 982 (A)

La intensidad de cortocircuito que circulará por estos tramos será 12500(A).

A partir de la intensidad de cortocircuito se calcula la s_{cc} con la fórmula:

$$I_{cc} = s_{cc}$$

Y tiene los siguientes valores.

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se utiliza la fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S * K}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito (kA)

S : Sección del conductor (mm²)

K : Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y al final del cortocircuito. Este valor se obtiene de la tabla 25 del LAT ITC 06.

t : Tiempo de duración del cortocircuito (s).


Sabiendo que la compañía exige que las protecciones salten en un tiempo de 1 segundo.

Sustituyendo en la ecuación tenemos:

$$S = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{K} = \frac{12,500 * \sqrt{1}}{87} = 143.68 \text{ mm}^2$$

La cual es inferior a la que solicita Iberdrola, para ello, se confirma que la sección de 240 mm² seleccionada según el criterio de caída de tensión es adecuada, ya que también cumple con el criterio de cortocircuito y el criterio de caída de tensión.



BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Titulo doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

10. Estudio de producción

Se actualiza el estudio de producción de la planta con la nueva potencia del módulo de 715 Wp y con el actual número de inversores.



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: ES 101 - Huelves I _ 5.71MWp_Rev4

Variant: Contrato TKR 5,71MWp RISEN 715 Bifacial P5m Año0

Tracking system with backtracking

System power: 5706 kWp

Casa de la Vega - Spain

Author

PV Ingen Solutions SL (Spain)





PV INGEN

Project summary

Geographical Site Casa de la Vega Spain	Situation Latitude 40.05 °N Longitude -2.95 °W Altitude 768 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.18
Weather data Casa de la Vega PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking	
Orientation #1 Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 ° Phi min / max. +/- 55 ° Diffuse shading all trackers	Near Shadings According to strings : Slow (simul.) Electrical effect 50 %	User's needs Unlimited load (grid)
Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated		
System information		
PV Array Nb. of modules 7980 units Pnom total 5706 kWp	Inverters Nb. of units 18 units Pnom total 5760 kWac Grid power limit 5000 kWac Grid lim. Pnom ratio 1.141	

Results summary

Produced Energy 11892474 kWh/year	Specific production 2084 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 91.07 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: https://cotitoleido.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO



PV INGEN

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking		Models used	
Orientation #1		Field properties		Transposition Perez	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Nb. of trackers 155 units		Diffuse Imported	
Axis azimuth	0 °	Tracking plane, horizontal N-S axis		Circumsolar separate	
Phi min / max.	-/+ 55 °	Sizes			
Diffuse shading	all trackers	Tracker Spacing 5.00 m			
Tracking algorithm		Collector width 2.38 m			
Astronomic calculation		Average GCR 47.7 %			
Backtracking activated		Backtracking limit angle			
		Phi limits +/- 61.5 °			
		Backtracking parameters			
		Backtracking pitch 5.00 m			
		Backtracking width 2.38 m			
		Left inactive band 0.00 m			
		Right inactive band 0.00 m			
		Backtracking GCR 47.7 %			
		Parameters choice:Automatic			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	3.4 °	According to strings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect 50 %			
Bifacial system definition				Grid power limitation	
Orientation #1				Active power 5000 kWac	
Bifacial system				Pnom ratio 1.141	
Model	Unlimited Trackers 2D model				
Bifacial model geometry					
Tracker Spacing	5.00 m				
Tracker width	2.38 m				
GCR	47.7 %				
Axis height above ground	1.50 m				
Nb. of sheds	155 units				
Bifacial model definitions					
Ground albedo	0.18				
Bifaciality factor	85 %				
Rear shading factor	7.5 %				
Rear mismatch loss	3.5 %				
Shed transparent fraction	4.5 %				

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CYT=FV8VPUHWKSIQJMVO

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Risen Energy Co., Ltd	Manufacturer	Sungrow
Model	RSM132-8-715BHDG	Model	SG350HX-20A
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	715 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	7980 units	Number of inverters	18 units
Nominal (STC)	5706 kWp	Total power	5760 kWac



PV INGEN

PV Array Characteristics

Array #1 - 9 x 350kVA			
Number of PV modules	3864 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	2763 kWp	Total power	2880 kWac
Modules	138 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2604 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1087 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	2396 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
		Power sharing within this inverter	
Array #2 - 9 x 350 kVA			
Number of PV modules	4116 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	2943 kWp	Total power	2880 kWac
Modules	147 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2774 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1087 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	2552 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
		Power sharing within this inverter	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5706 kWp	Total power	5760 kWac
Total	7980 modules	Max. power	6336 kWac
Module area	24789 m ²	Number of inverters	18 units
		Pnom ratio	0.99

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		Module Quality Loss				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.8 %			
		Uc (const)	25.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	1.2 W/m ² K/m/s					
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	0.5 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.988	0.988	0.976	0.968	0.938	0.868	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	1.2 mΩ		
Loss Fraction	0.5 % at STC		
Array #1 - 9 x 350kVA		Array #2 - 9 x 350 kVA	
Global array res.	2.4 mΩ	Global array res.	2.3 mΩ
Loss Fraction	0.5 % at STC	Loss Fraction	0.5 % at STC

System losses

Auxiliaries loss	
constant (fans)	9.60 kW
0.0 kW from Power thresh.	
Proportional to Power	1.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	
Night aux. cons.	5.80 kW



PV INGEN

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
 Loss Fraction 1.54 % at STC

Inverter: SG350HX-20A

Wire section (18 Inv.) Alu 18 x 3 x 400 mm²
 Average wires length 400 m

MV line up to Injection

MV Voltage 20 kV
 Average each inverter
 Wires Alu 3 x 240 mm²
 Length 7680 m
 Loss Fraction 0.71 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 2.81 MVA
 Iron Loss (24/24 Connexion) 3.08 kVA
 Iron loss fraction 0.11 % at STC
 Copper loss 21.35 kVA
 Copper loss fraction 0.76 % at STC
 Coils equivalent resistance 3 x 1.73 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 2
 Nominal power at STC 5.62 MVA
 Iron loss (24/24 Connexion) 6.16 kVA
 Copper loss 42.70 kVA

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CYT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



PV INGEN

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°2'50", Long=-2°56'50", Alt=768m

Average Height 3.4 ° Albedo Factor 0.82
 Diffuse Factor 0.95 Albedo Fraction 100 %

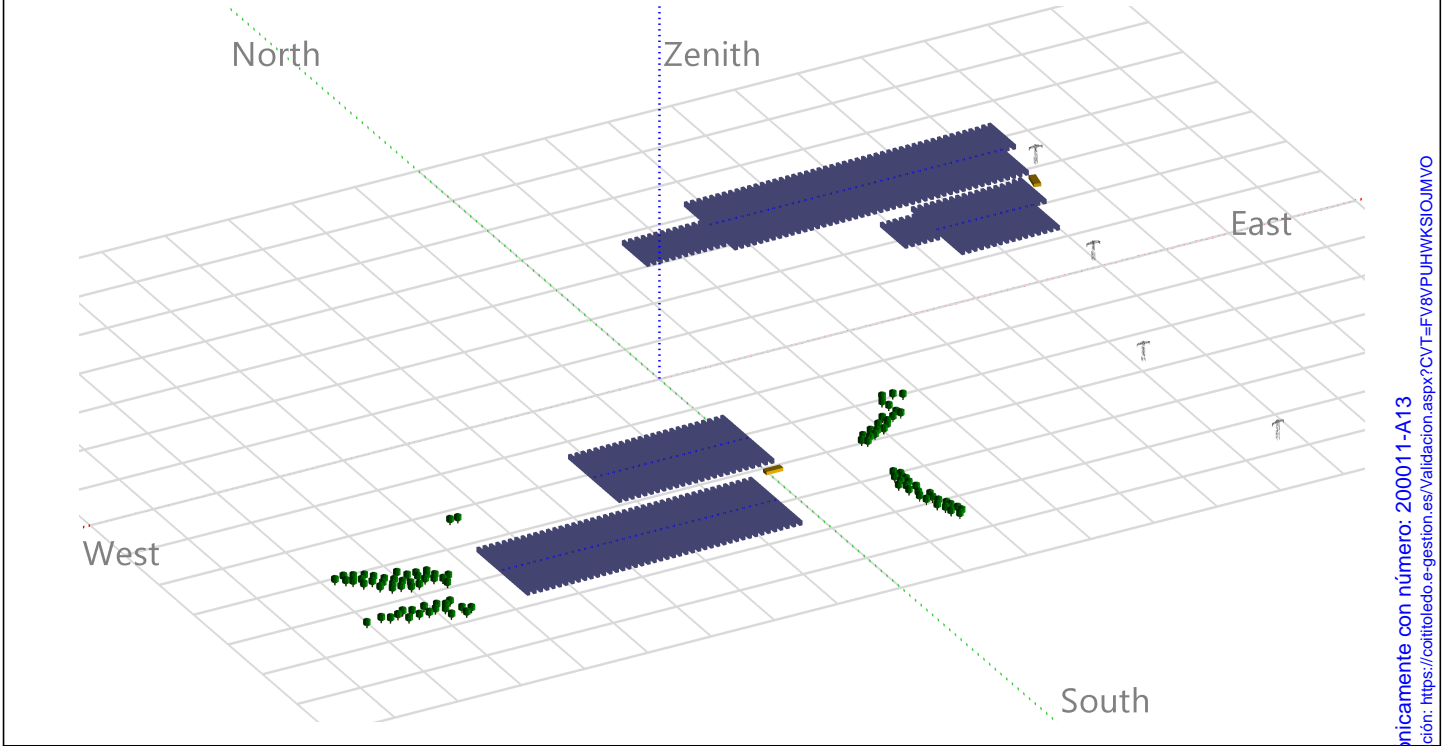
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-98	-90	-68	-60
Height [°]	1.9	1.9	1.5	1.5	0.8	1.1	1.5	1.5	1.9	1.9	1.5	1.5	3.1
Azimuth [°]	-38	-30	30	38	60	68	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	3.1	6.9	6.9	5.7	5.7	3.1	3.1	1.9	1.5	1.9	1.5	1.9	1.9

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

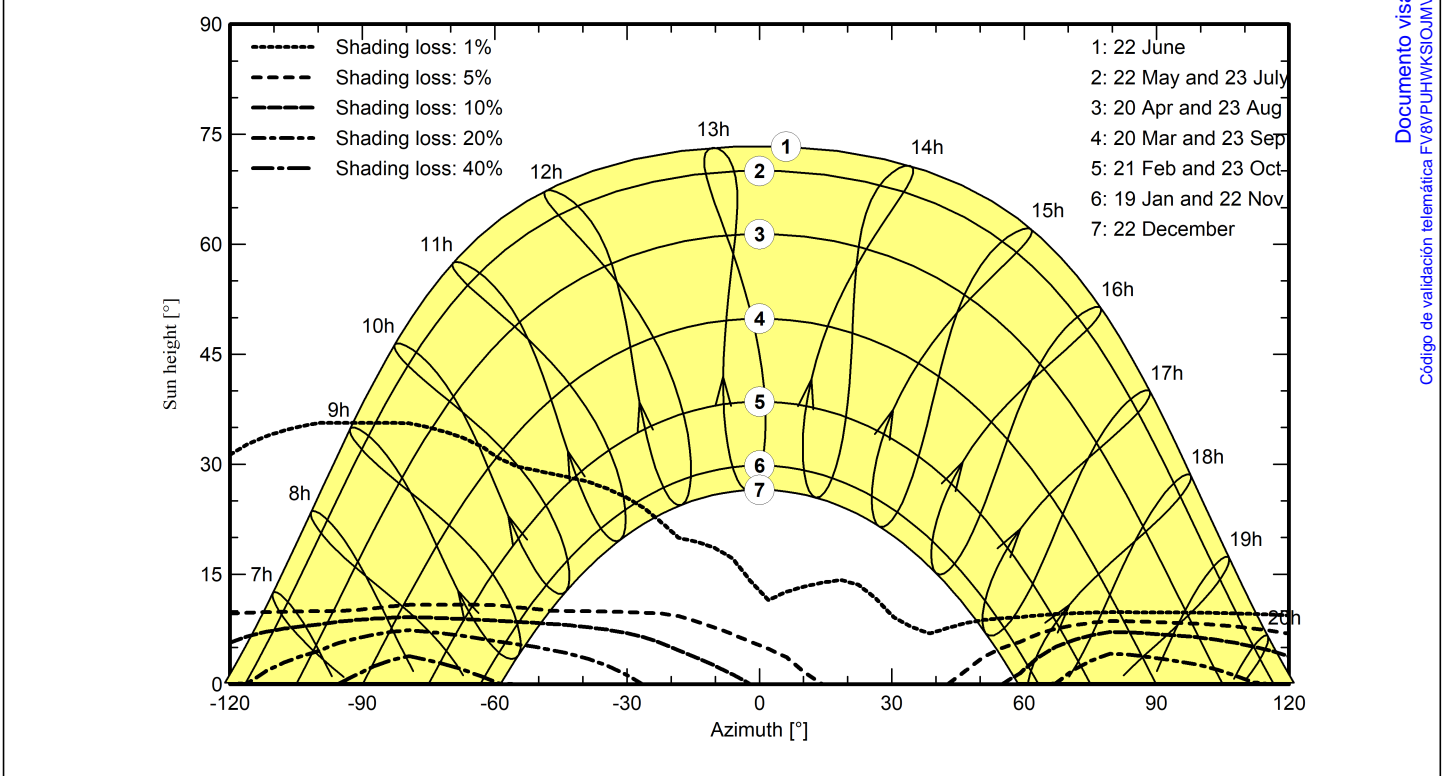
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





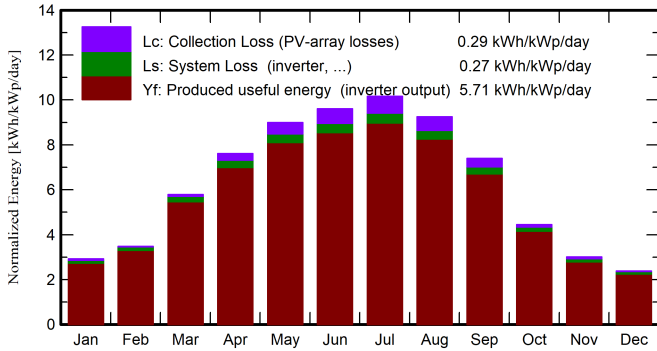
PV INGEN

Main results

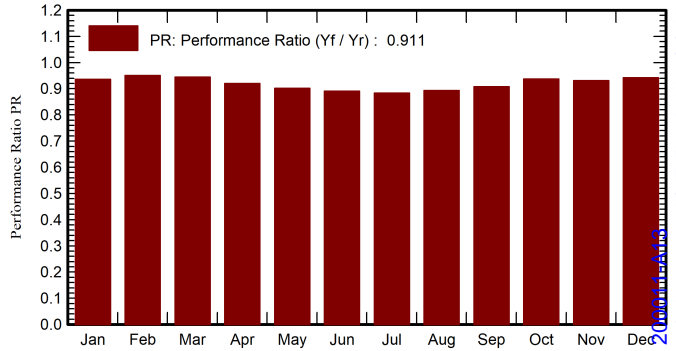
System Production

Produced Energy 11892474 kWh/year Specific production 2084 kWh/kWp/year
 Perf. Ratio PR 91.07 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.0	28.86	5.13	90.7	83.7	507420	484362	0.936
February	77.6	38.09	7.07	97.6	91.6	553916	529232	0.951
March	140.3	52.55	9.06	179.6	170.8	1011303	967543	0.944
April	177.8	63.76	12.96	228.3	217.8	1254495	1198095	0.920
May	219.3	73.42	17.88	278.7	267.0	1502362	1433708	0.902
June	227.8	69.61	22.83	288.1	276.6	1536018	1464834	0.891
July	242.4	55.63	27.00	314.9	303.2	1665956	1588055	0.884
August	218.2	59.63	26.60	287.0	275.2	1529900	1462122	0.893
September	167.7	54.11	22.60	222.1	212.2	1201990	1150396	0.908
October	110.2	47.97	14.59	137.8	130.3	769975	736967	0.937
November	70.3	32.46	10.39	90.1	83.6	501846	478862	0.931
December	58.0	27.79	4.90	74.1	68.6	418887	398296	0.943
Year	1778.6	603.89	15.13	2288.8	2180.8	12454070	11892474	0.911

Legends

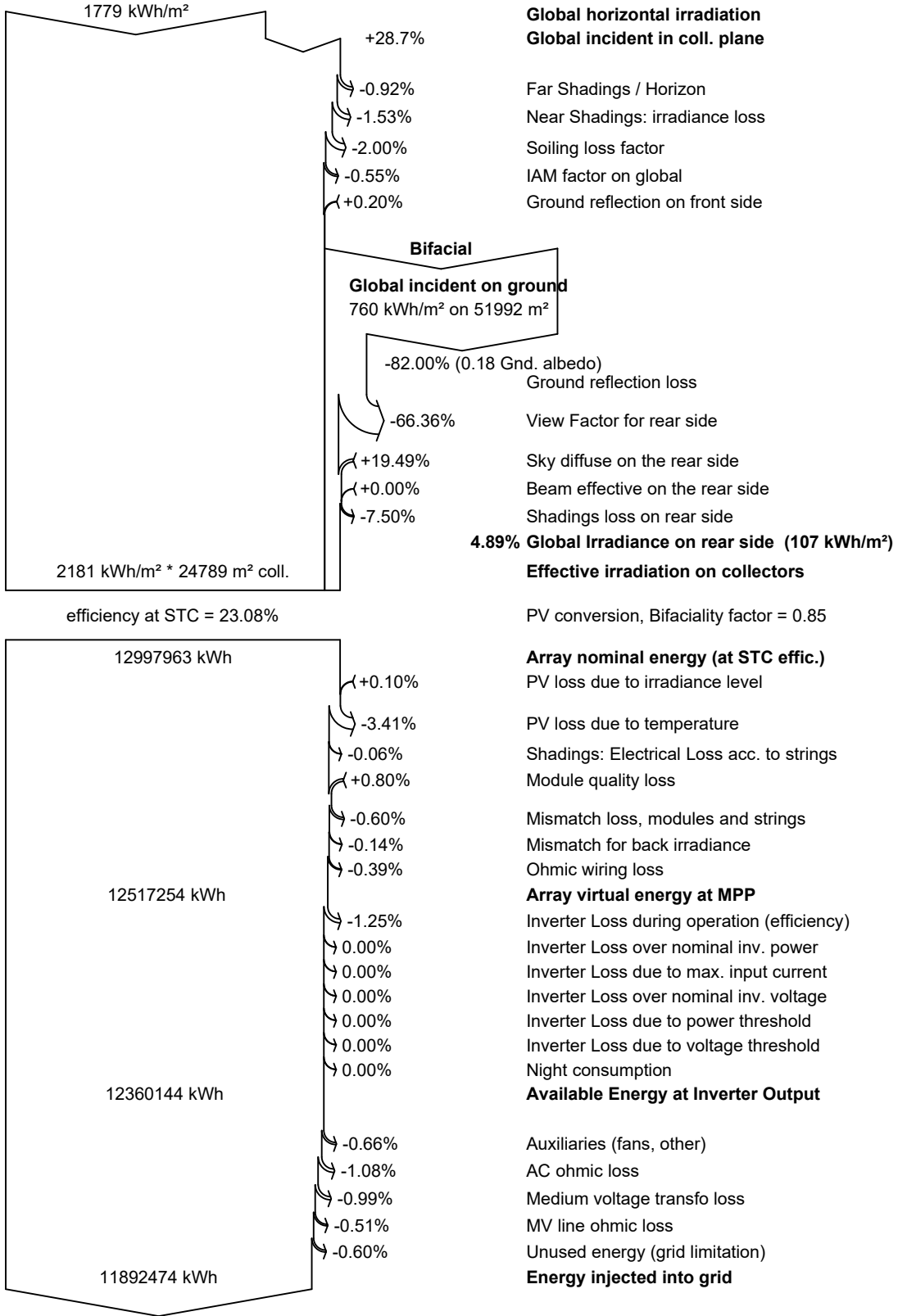
GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13. Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: https://cotitoleado.e-gestion.es/Validacion.aspx?CYT=FV8VPUHWKSIQJMVO



PV INGEN

Loss diagram



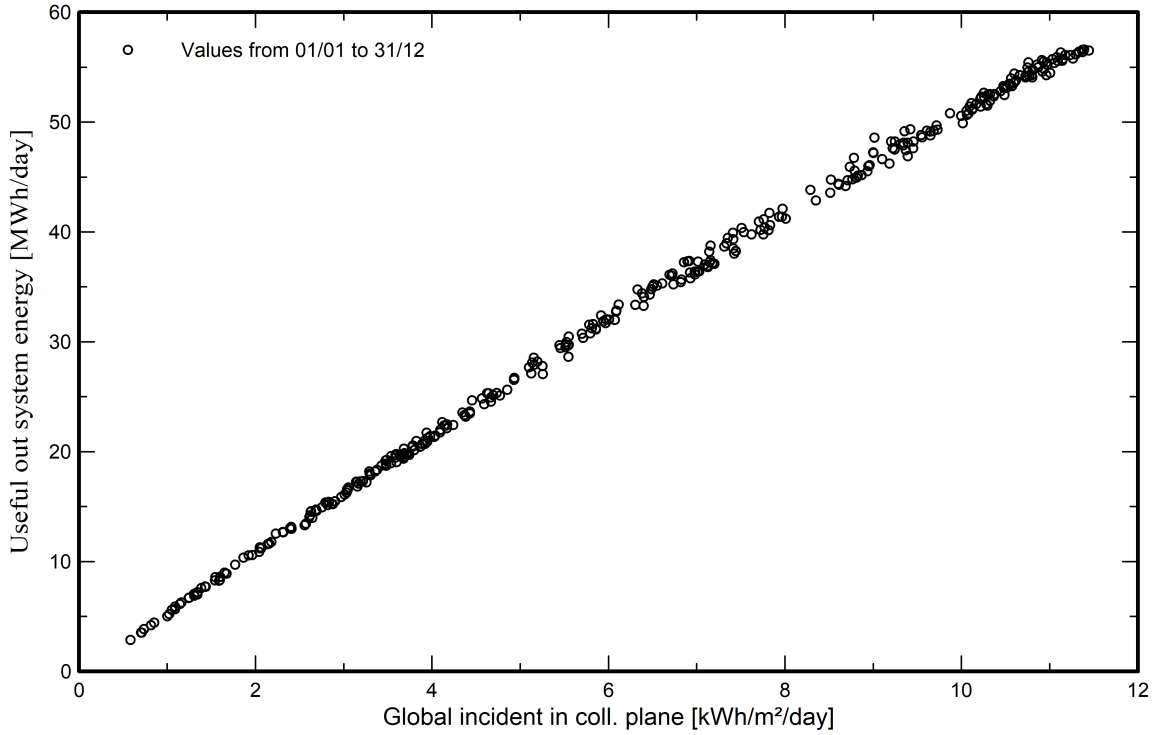
Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
 Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://colitoleido.e-gestion.es/validacion.aspx?CYT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



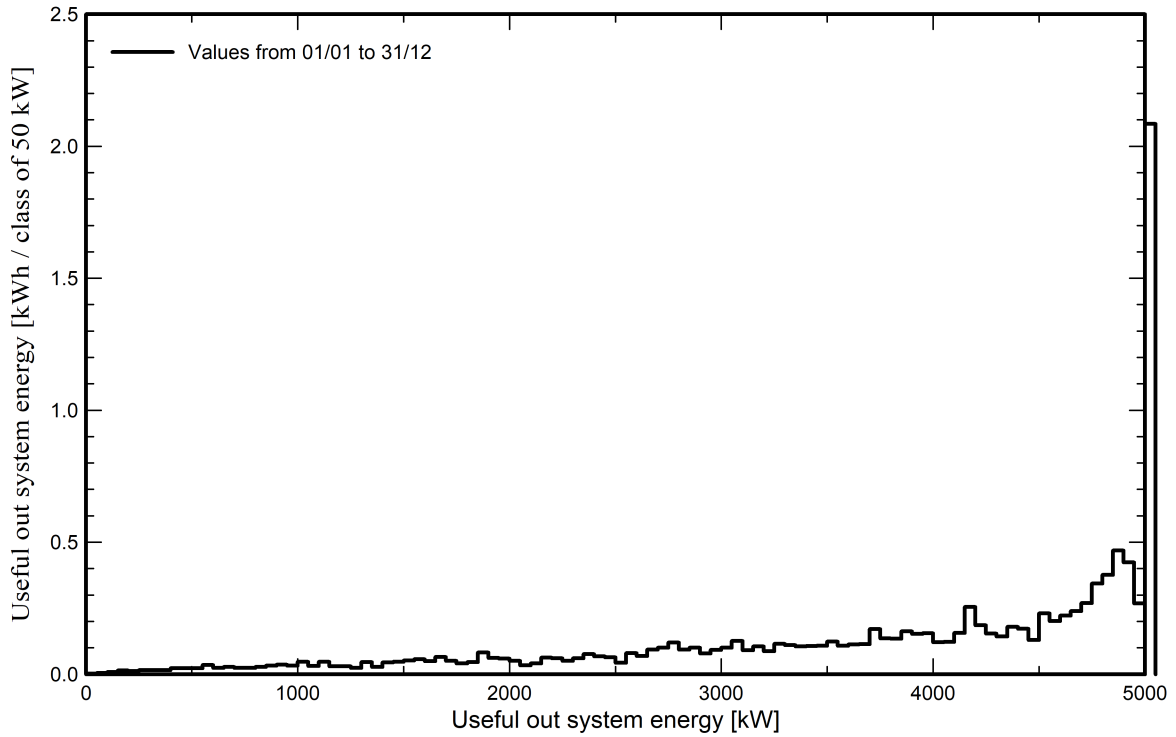
PV INGEN

Predef. graphs



Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CYT=FV8VPUHWKSIQJMVO>

VISADO COITI  TOLEDO 200011-A13	BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
	Título doc.		Versión	Rev01
			Fecha:	21-01-2026

11. Planos

Los siguientes planos del proyecto, se ven modificados:

- Layout General
- Layout de Tierras
- Layout Cableado BT
- Diagrama unifilar general de la planta
- Diagrama unifilar de servicios auxiliares

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS
TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO



VISADO **200011-A13**

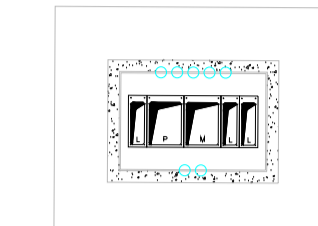
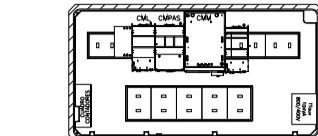
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA



Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coititoledo.e-gestion.es/>, mediante el CVT:

FV8VPUHWKSIOJMVO



Centro de seccionamiento

Tracker 1V56

Tracker 2X1V56

Tracker 2X1V28

Tracker 1V28

Inversor SG350-HX

Puerta de acceso

Vallado

Camino de acceso (4m)

Vado

Línea de media tensión

Línea media tensión aérea

Apoyo

Numeración de trackers

Carretera CM-200

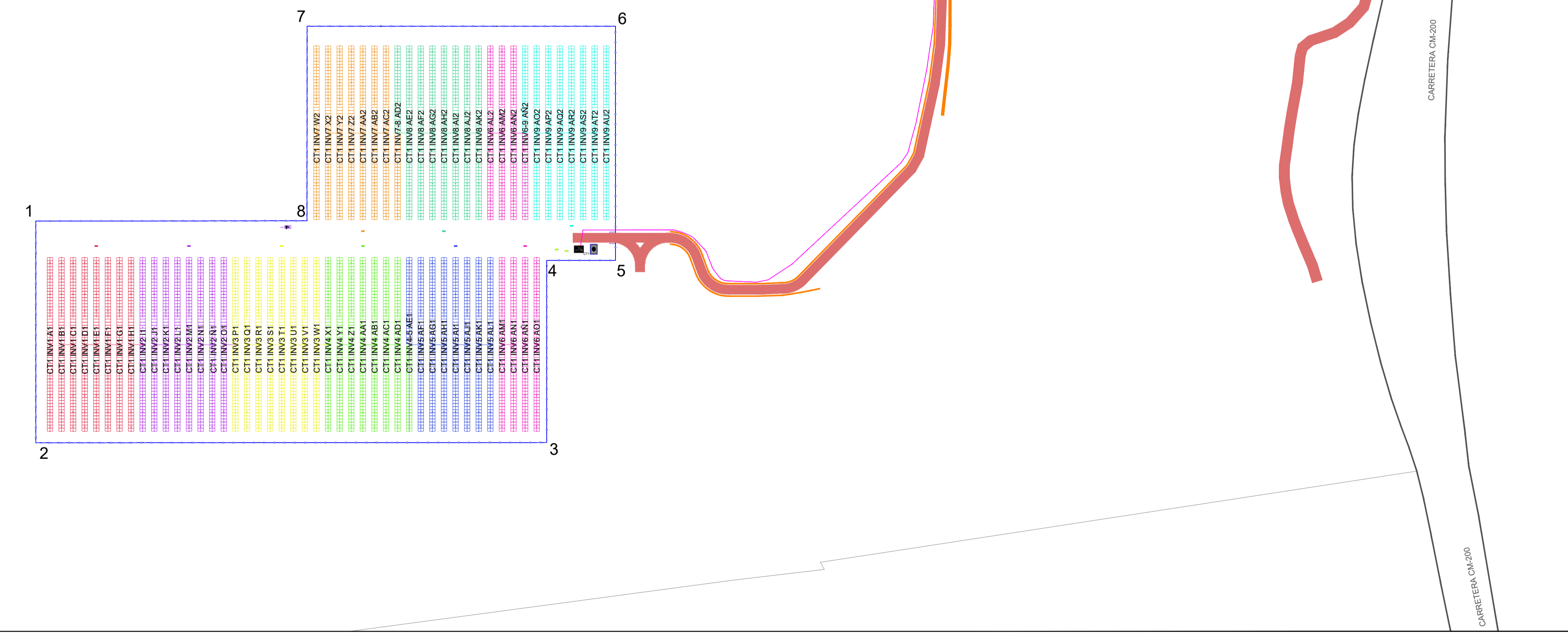
Camino Cabaña de Torrejón

Límite de parcela

Línea aérea existente

Cuneta

#TRACKERS 1V56	12
#TRACKERS 2X1V56	59
#TRACKERS 1V28	5
#TRACKERS 2X1V28	10
MODULOS/STRING	28
PITCH (m)	5
GCR (%)	47
ÁNGULO LÍMITE TRACKERS	±55°
#STRINGS	285
POTENCIA/MÓDULO	715
#MÓDULOS BIFACIALES	7980
POTENCIA CC EST.INVERSOR (kWp)	5705.70
POT.MAX.APTE.INVERSOR SG350HX @40°C (kVA)	320
#INVERSORES SG350HX	18
POT. MAX.APTE ESTACIÓN (kVA)	5760
POT. MAX. TRAF0 @30°C (kVA)	3250 X 2 uds.



NOTAS Y OBSERVACIONES:

Rev.	Fecha	Emisión inicial	Motivo. Estado de la revisión	DNA	DDM	ICG
01	19/12/25					

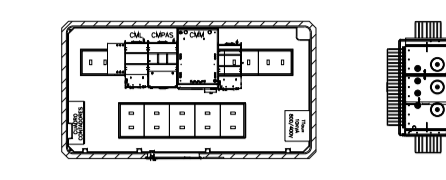
PLANO:	Layout General	PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp
--------	----------------	-----------	----------------------------------

CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3103	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	
---------------	---------------------	----------------------------	--

Coordenadas UTM(MUSO25):	X: 504843.44 Y: 4433358.11	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:	Nº DE PLANO:
Localidad:	Huelves	BOYER SOLAR, S.L.		1
Provincia:	Cuenca			
País:	España			

TAMAÑO DE PAPEL:	A1	FECHA:	19/12/2025	FIRMA:	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COGITI Toledo
------------------	----	--------	------------	--------	---

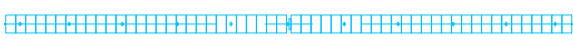








REVISIÓN:	01	ESCALA:	1/1000	PAG.:01	SGT.:--
-----------	----	---------	--------	---------	---------



Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coitoledo.es/gestion-aj/>, mediante el CDT:

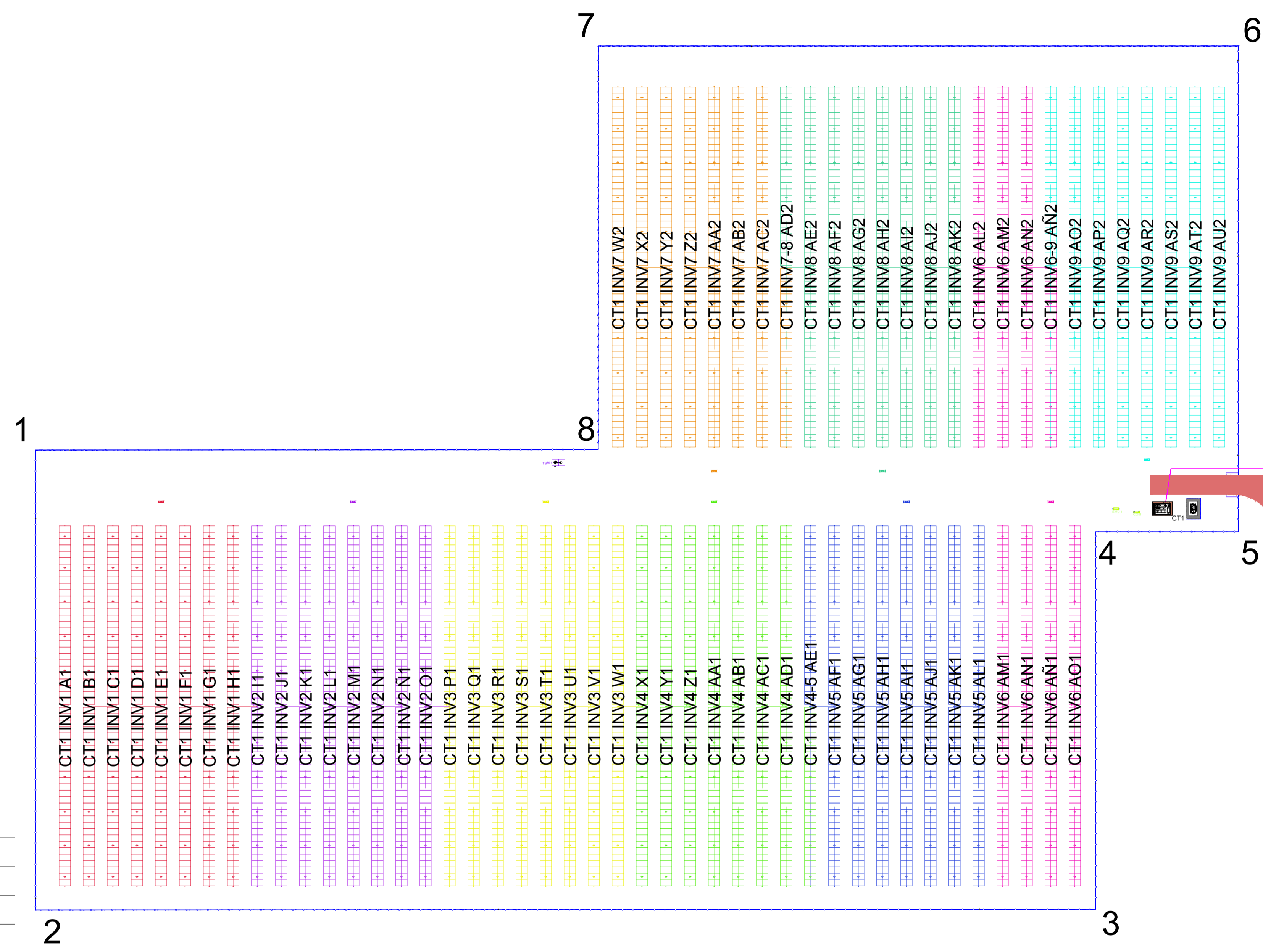
FV3VPUHWKSQJMVO

 Centro de transformación

-  Tracker 1V56
-  Tracker 2X1V56
-  Inversor SG350-HX
-  Puerta de acceso
-  Vallado
-  Camino de acceso (4m)
-  Línea de media tensión
-  Numeración de trackers
-  Límite de parcela

COORDENADAS VALLADO (UTM)

Vértice	X	Y
1	504378,5593	4433086,5442
2	504378,6157	4432990,9201
3	504598,9988	4432990,9201
4	504598,9988	4433069,5963
5	504628,6407	4433069,5963
6	504628,6407	4433170,5969
7	504495,5883	4433170,6588
8	504495,5493	4433086,6744



#TRACKERS 1V56	5
#TRACKERS 2X1V56	32
MODULOS/STRING	28
PITCH (m)	5
GCR (%)	47
ÁNGULO LÍMITE TRACKERS	±55°
#STRINGS	138
POTENCIA/MÓDULO	715
#MÓDULOS BIFACIALES	3864
POTENCIA CC EST. INVERSOR (kWp)	2762.76
POT. MAX. APTE. INVERSOR SG350HX @40°C (kVA)	320
#INVERSORES SG350HX	9
POT. MAX. APTE ESTACIÓN (kVA)	2880
POT. MAX. TRAF0 @30°C (kVA)	3250

NOTAS Y OBSERVACIONES:

Rev.	Fecha	Motivo	Estado de la revisión	DNA	DDM	JCS
01	19/12/25	Emisión inicial				

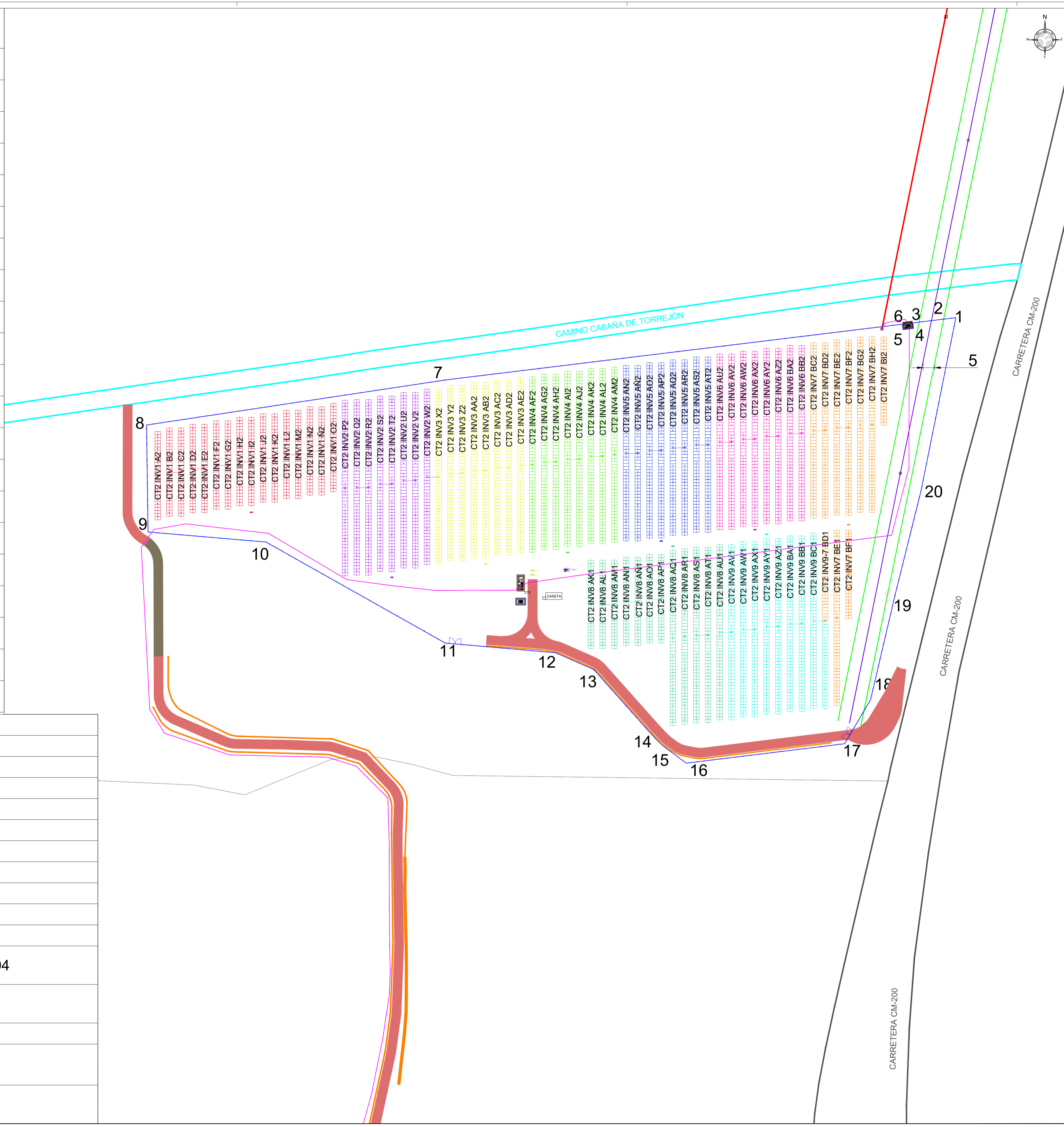
PLANO:	Layout General	PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3103	DIR. FACULTATIVA:	 BOYSER SOLAR, S.L.
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843,44 Y: 4433358,11	PROMOTOR:	BOYSER SOLAR, S.L.
Localidad:	Huelves	Nº DE PLANO:	2
Provincia:	Cuenca	FIRMA:	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COGIT1 Toledo
País:	España	ESCALA:	1/600
TAMAÑO DE PAPEL:	A1	REVISIÓN:	01

COORDENADAS VALLADO (UTM)

Vértice	X	Y
1	505007,6059	4433459,6459
2	504998,3284	4433458,5134
3	504989,2310	4433457,4028
4	504989,5146	4433455,0800
5	504985,0536	4433454,5354
6	504984,7701	4433456,8583
7	504790,0213	4433433,0844
8	504662,0616	4433413,7981
9	504662,7830	4433368,1244
10	504713,0461	4433363,8237
11	504789,5976	4433320,6911
12	504836,6468	4433316,5744
13	504853,0054	4433309,3872
14	504877,7909	4433281,5532
15	504882,0104	4433277,2004
16	504892,4982	4433269,4159
17	504960,1128	4433277,7116
18	504971,1931	4433296,5099
19	504981,4800	4433340,5341
20	504992,7763	4433385,9278

#TRACKERS 1V56	7
#TRACKERS 2X1V56	27
#TRACKERS 1V28	5
#TRACKERS 2X1V28	10
MODULOS/STRING	28
PITCH (m)	5
GCR (%)	47
ÁNGULO LÍMITE TRACKERS	±55°
#STRINGS	147
POTENCIA/MÓDULO	715
#MÓDULOS BIFACIALES	4116
POTENCIA CC EST.INVERSOR (kWp)	2942.94
POT.MAX.APTE.INVERSOR SG350HX @40°C (kVA)	320
#INVERSORES SG350HX	9
POT. MAX.APTE ESTACIÓN (kVA)	2880
POT. MAX. TRAFO @30°C (kVA)	3250

NOTAS Y OBSERVACIONES:



LEYER S.A.
 COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO
 200011-A13
 Fecha visado: 22/01/2026
 Autores:
 Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Se puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coltoledo.es/gestion-usu/>, mediante el CRT: **FV3VPUHWK5QJMVVO**

Centro de transformación

Centro de seccionamiento

Tracker 1V56

Tracker 2X1V56

Tracker 2X1V28

Tracker 1V28

Inversor SG350-HX

Puerta de acceso

Vallado

Camino de acceso (4m)

Vado

Línea de media tensión

Línea media tensión aérea

Apoyo

STX INVX XXX

Numeración de trackers

Carretera CM-200

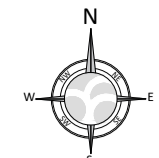
Camino Cabaña de Torrejón

Límite de parcela

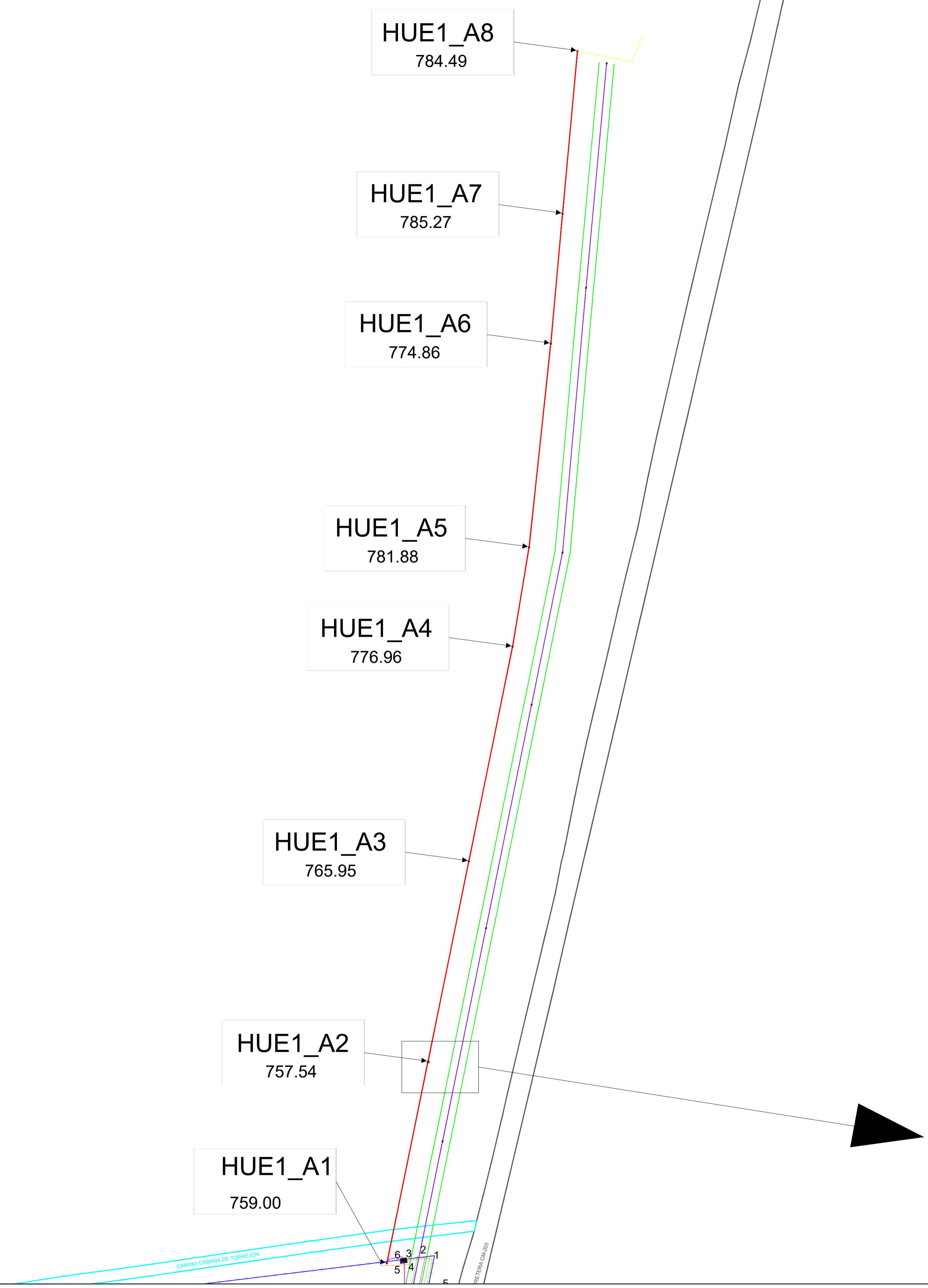
Línea aérea existente

Rev.	Fecha	Motivo	Estado de la revisión	DNA	DDMI	JCS
01	19/12/25	Emisión inicial				

PLANO:	Layout General	PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3103	DIR.FACULTATIVA:	
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenadas UTM(HU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11	PROMOTOR:	BOYSER SOLAR, S.L.
Localidad:	Huelves	Nº DE PLANO:	3
Provincia:	Cuenca	TAMAÑO DE PAPEL:	A1
País:	España	FECHA:	19/12/2025
TAMAÑO DE PAPEL:	A1	FECHA:	19/12/2025
REVISIÓN:	01	ESCALA:	1/900
FIRMA:	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo	PAG.:PAG	SGT.:SGT



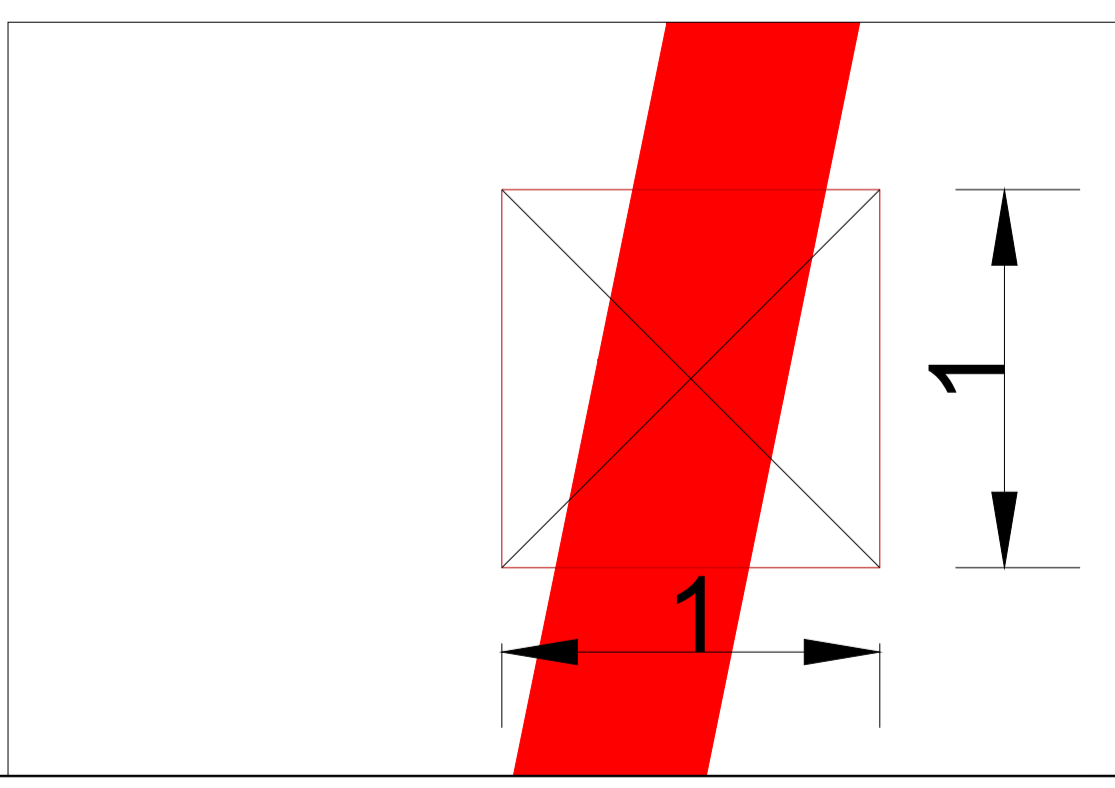
- Línea media tensión aérea
- Apoyo
- Carretera CM-200
- Camino Cabaña de Torrejón
- Límite de parcela
- Línea media tensión subterránea



Apoyo	Denominación Torre	Coordenadas X	Coordenadas Y
1	C-4500-10	504976,0001	4433454,756
2	C-1000-14	505003,2258	4433588,249
3	C-1000-12	505030,3140	4433721,153
4	C-3000-10	505059,2863	4433863,398
5	C-2000-10	505070,2333	4433929,270
6	C-2000-14	505084,6250	4434064,313
7	C-1000-10	505092,4302	4434150,492
8	C-4500-10	505102,3367	4434258,289

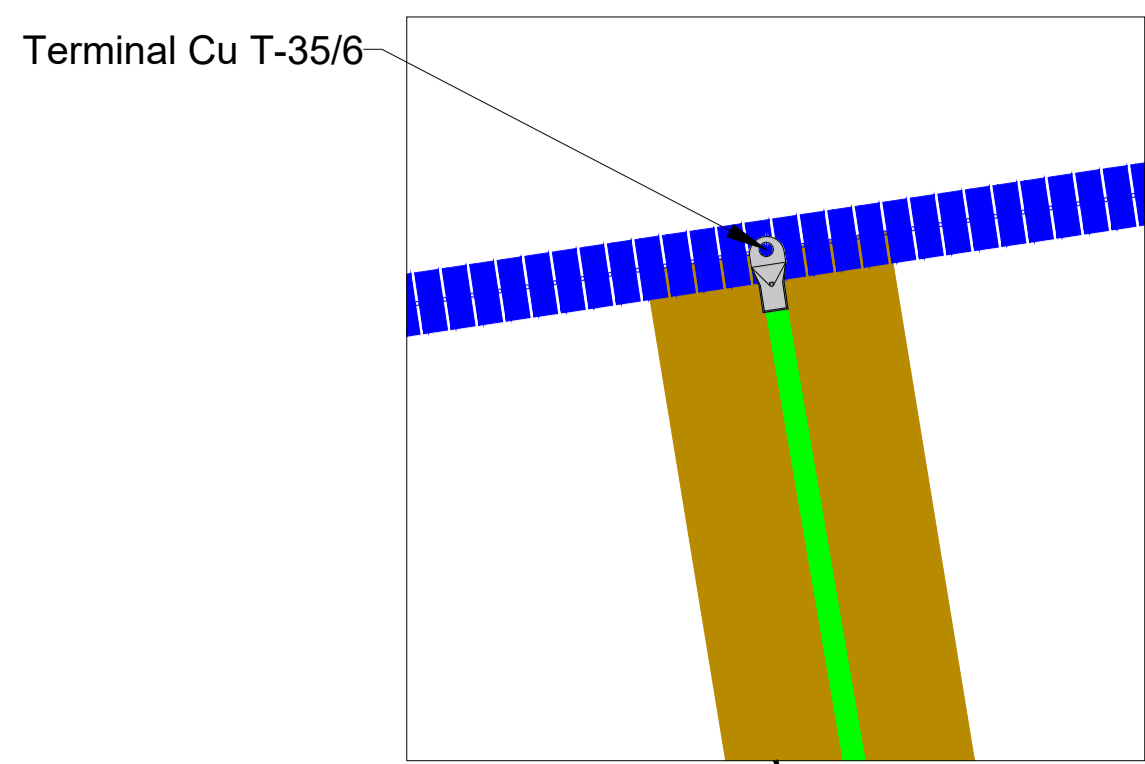
Vista del apoyo 2

E: 1/20



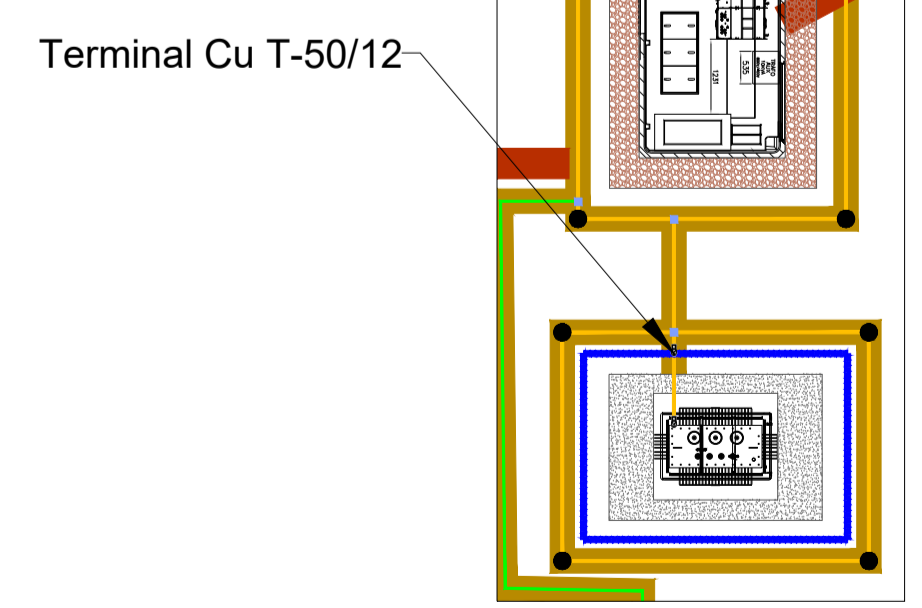
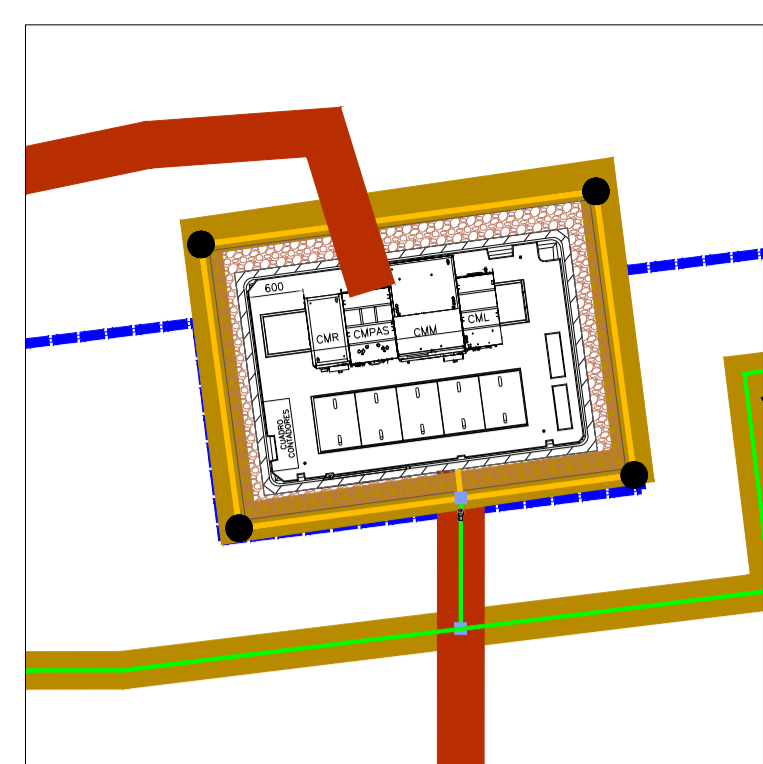
NOTAS Y OBSERVACIONES:

Rev.	Fecha	Emisión inicial	Motivo. Estado de la revisión	DNA	DDM	JCS
01	19/12/25			DP	RP	AP
PLANO:		Layout General		PROYECTO:		
CÓDIGO PLANO:		HUE1-PV-DW-GEN-3103		Huelves I Potencia: 5,705 MWp		
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:		Coordenadas UTM(HU3029): X: 504843,44 Y: 443358,11		PSFV HUELVES I		
Localidad:		Huelves				
Provincia:		Cuenca				
País:		España		DIR. FACULTATIVA:		PROMOTOR:
TAMAÑO DE PAPEL:		FECHA:		BOYSE SOLAR, S.L.		Nº DE PLANO:
A1		19/12/2025		FIRMA:		4
REVISIÓN:		ESCALA:		José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 438 COGITI Toledo		
01		1/1700		PAG.: PAG		SGT.: SGT

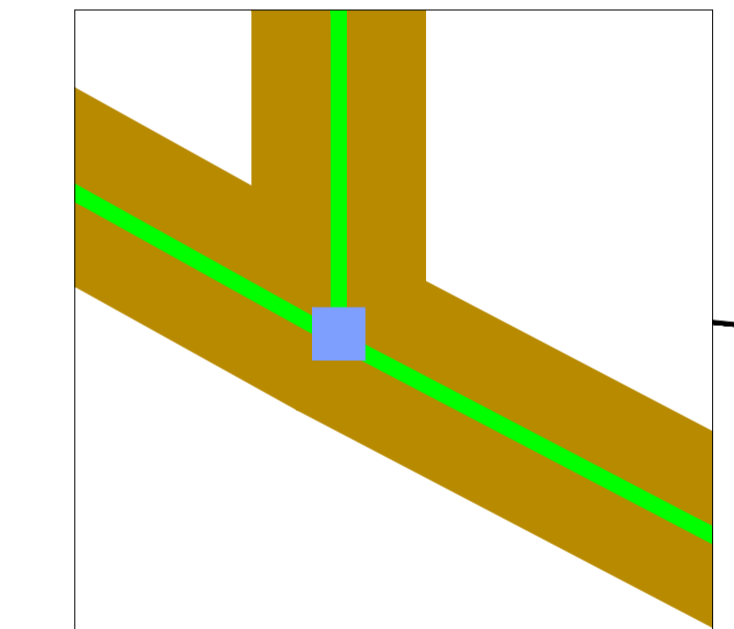


Conexión de cable tierra al vallado con un terminal de ojo cada 50 metros aproximadamente

La toma de tierra se debe atornillar con un tornillo autoroscante al poste central Ø48x1.2 (en caso de necesitarlo, esta se recubrirá con pintura rica en Zinc)



Nota:
Anillo de tierras a 1 m del CT y CS con cable desnudo de 50 mm² y una pica en cada esquina.



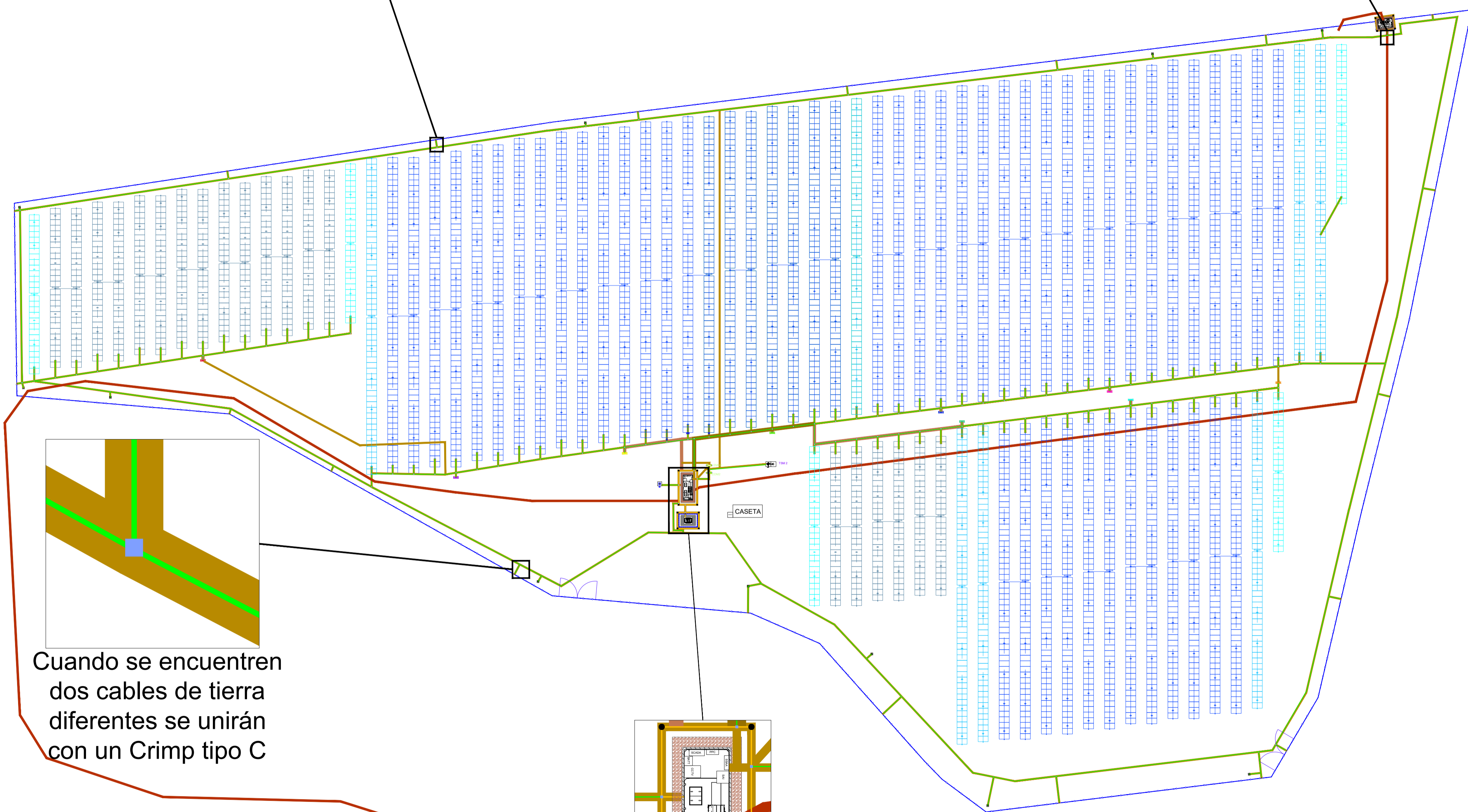
Quando se encuentren dos cables de tierra diferentes se unirán con un Crimp tipo C

Nota: Picas de acero cobreado de 14,2x2000 mm con espesor de 100micras

Composición Química Picas (%)

C	Mn	Si	P	S
0,1300	0,5000	0,2500	0,0400	0,0400

NOTAS Y OBSERVACIONES:



Centro de transformación

Centro de seccionamiento

Puerta acceso

Vallado

Zanjas

Tracker 2X1V56

Tracker 1V56

Tracker 1V28

Inversor SG350HX

Báculos CCTV

Picas

Unión Cable de Tierra

Cable Tierra 35mm²

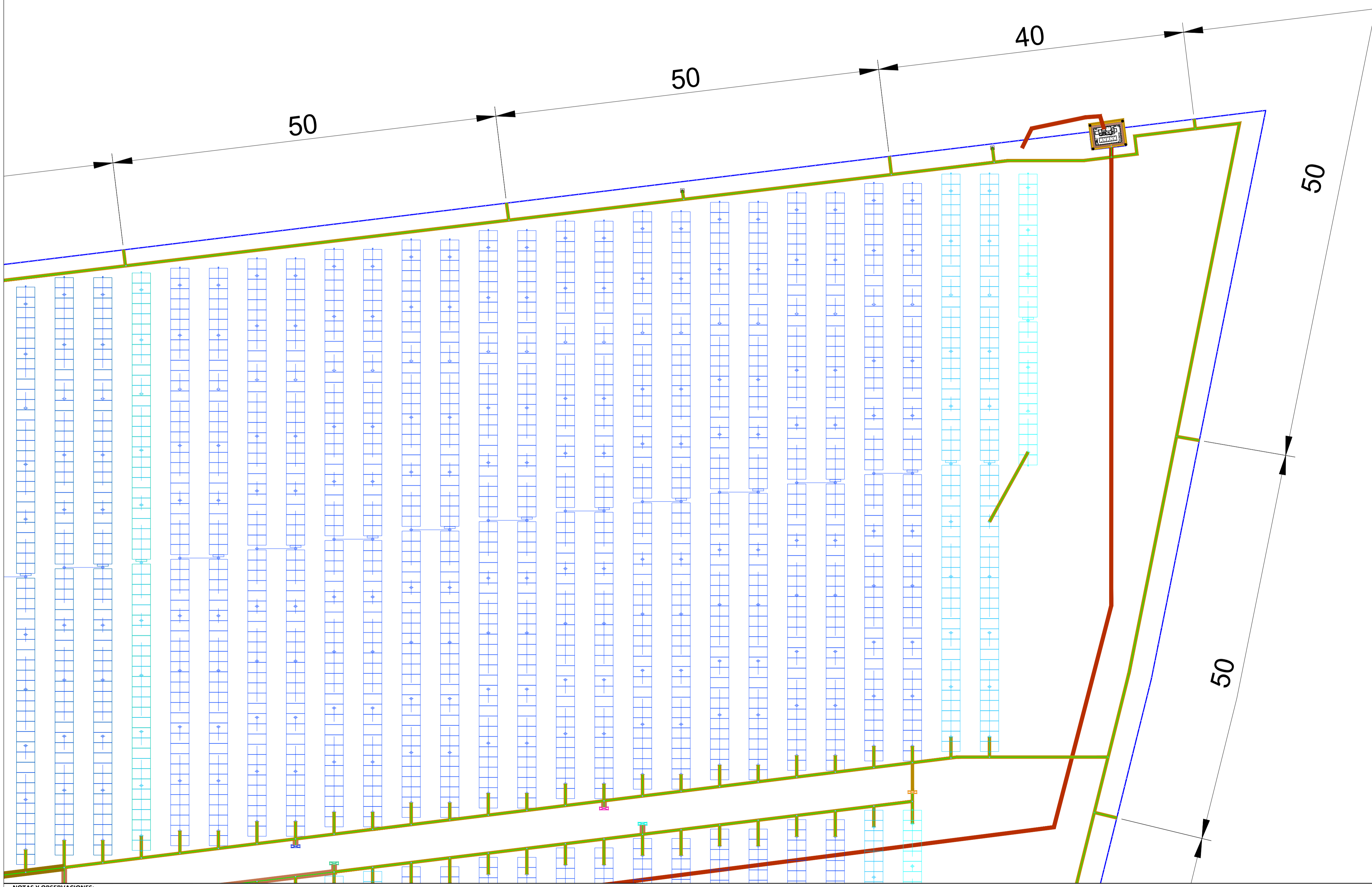
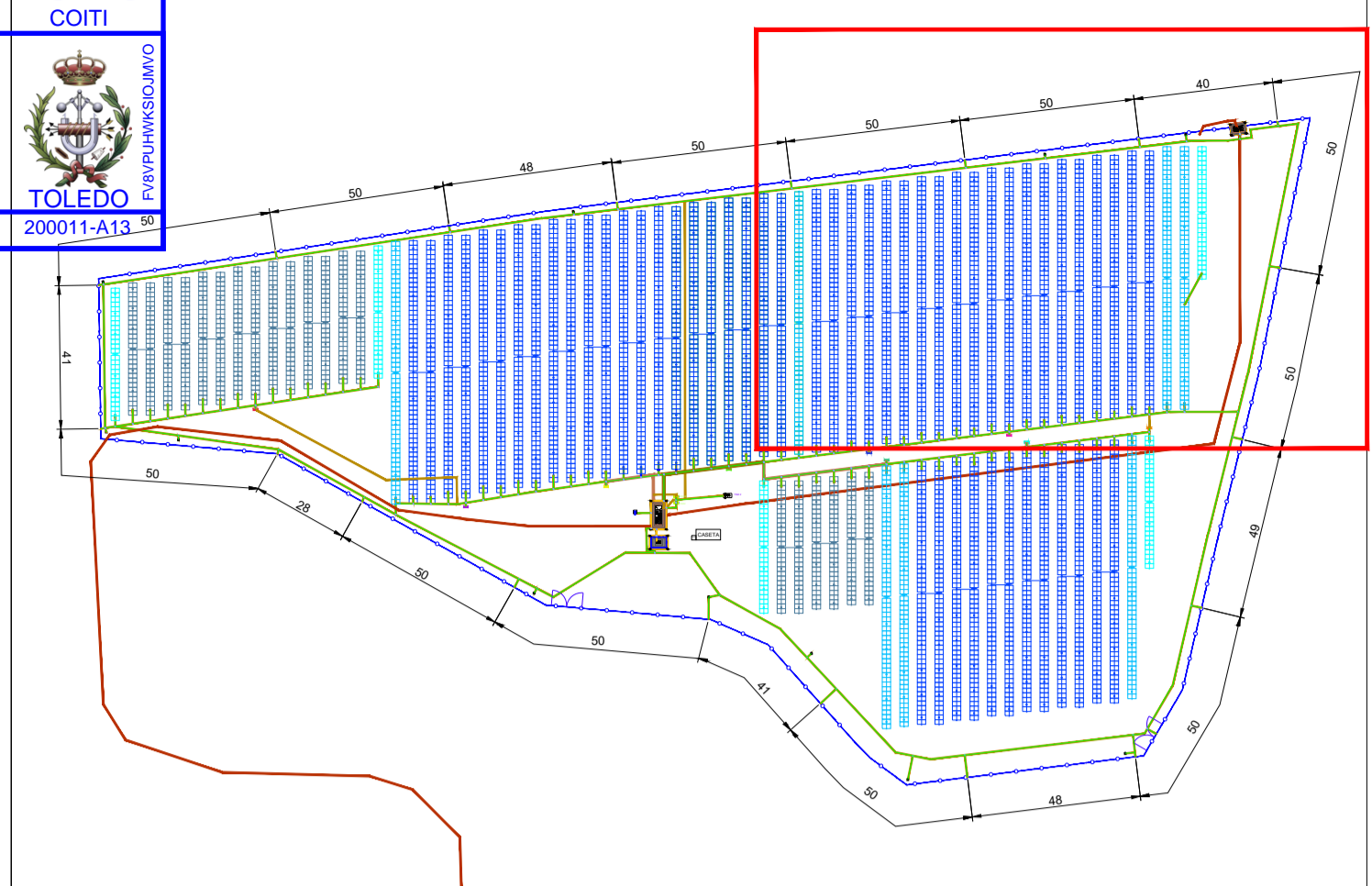
Cable Tierra 50mm²

Conexión terminal de ojo para el vallado

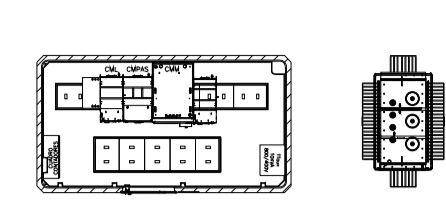
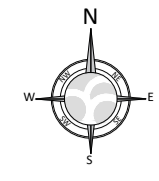
TSM

Estación meteo

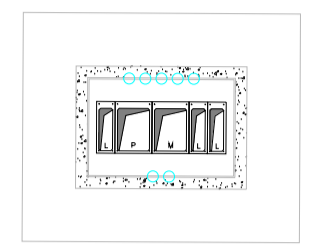
01	19/12/25	Emisión inicial		DNA	DDM	JCS
Rev:	Fecha	Motivo	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO: Layout de Tierras Parcela Norte			PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp			
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3431			PSFV HUELVES I			
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843.44 Y: 443358.11			DIR.FACULTATIVA: Huelves I			
Localidad: Huelves			PROMOTOR: BOYSER SOLAR, S.L.			
Provincia: Cuenca			Nº DE PLANO: 1			
País: España			FIRMA: José Ángel Román García			
TAMAÑO DE PAPEL: A1			ESCALA: 1/600			
FECHA: 19/12/2025			PAG.:PAG SGT.:SGT			
REVISIÓN: 01						



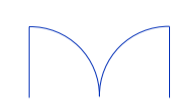
NOTAS Y OBSERVACIONES:



Centro de transformación



Centro de seccionamiento



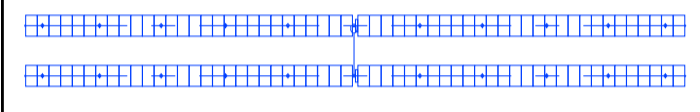
Puerta acceso



Vallado



Zanjas



Tracker 2X1V56



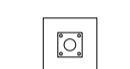
Tracker 1V56



Tracker 1V28



Inversor SG350HX



Báculos CCTV



Picas



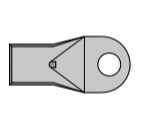
Unión Cable de Tierra



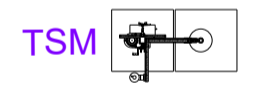
Cable Tierra 35mm²



Cable Tierra 50mm²



Conexión terminal de ojo para el vallado

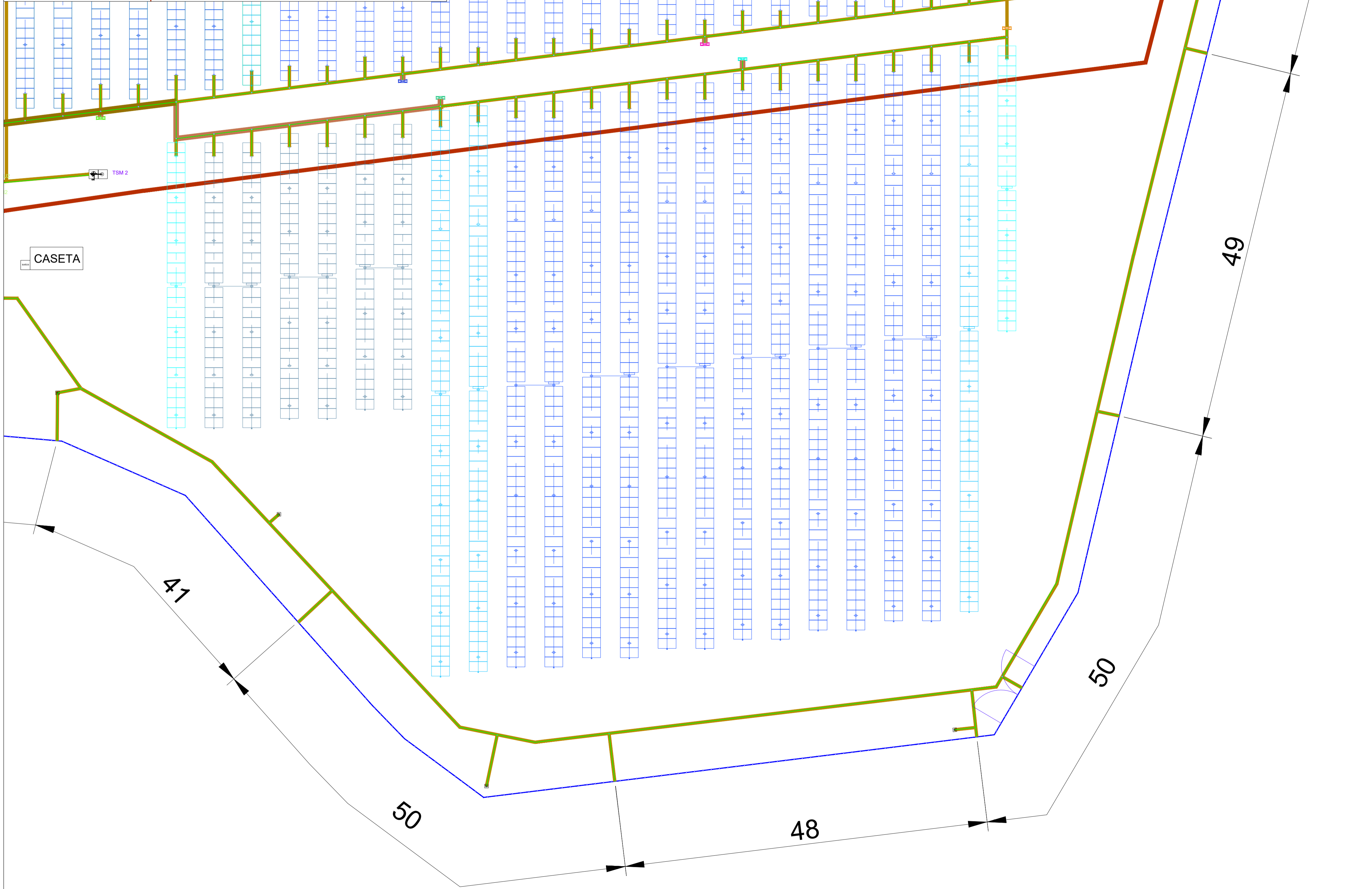
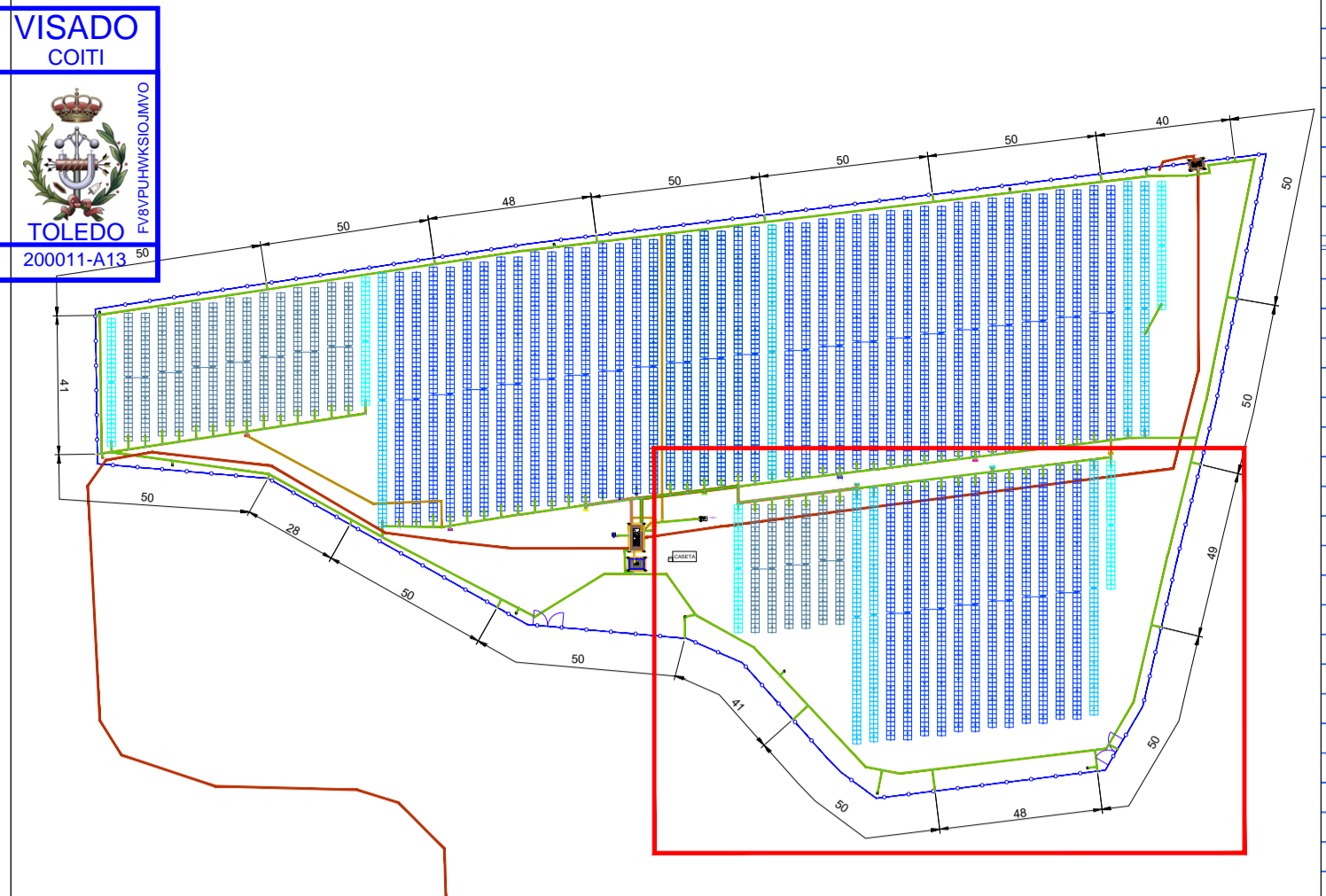


TSM



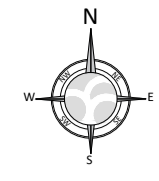
Estación meteo

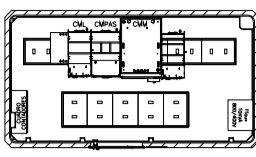
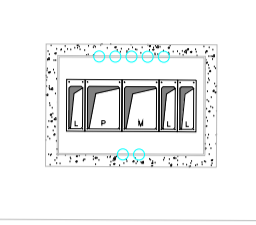

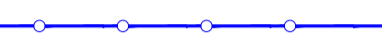

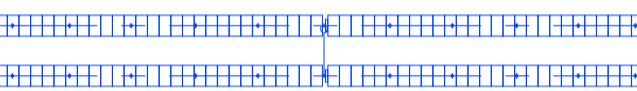
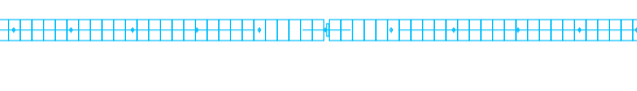







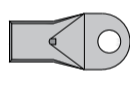
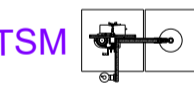

01	19/12/25	Emisión inicial		DNA	DDM	JCS
Rev:	Fecha	Motivo	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO: Layout de Tierras Parcela Norte			PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp			
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3431			PSFV HUELVES I			
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843.44 Y: 4433358.11						
Localidad:	Huelves	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:	Nº DE PLANO:		
Provincia:	Cuenca	BOYSE SOLAR, S.L.		3		
País:	España					
TAMAÑO DE PAPEL:	FECHA:	FIRMA:				
A1	19/12/2025	José Ángel Román García				
REVISIÓN:	ESCALA:	Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COGITI Toledo				
01	1/300	PAG.:PAG SGT.:SGT				



CASETA

NOTAS Y OBSERVACIONES:



-  Centro de transformación
-  Centro de seccionamiento
-  Puerta acceso
-  Vallado
-  Zanjas
-  Tracker 2X1V56
-  Tracker 1V56
-  Tracker 1V28
-  Inversor SG350HX
-  Báculos CCTV
-  Picas
-  Unión Cable de Tierra
-  Cable Tierra 35mm²
-  Cable Tierra 50mm²
-  Conexión terminal de ojo para el vallado
-  TSM
-  Estación meteo

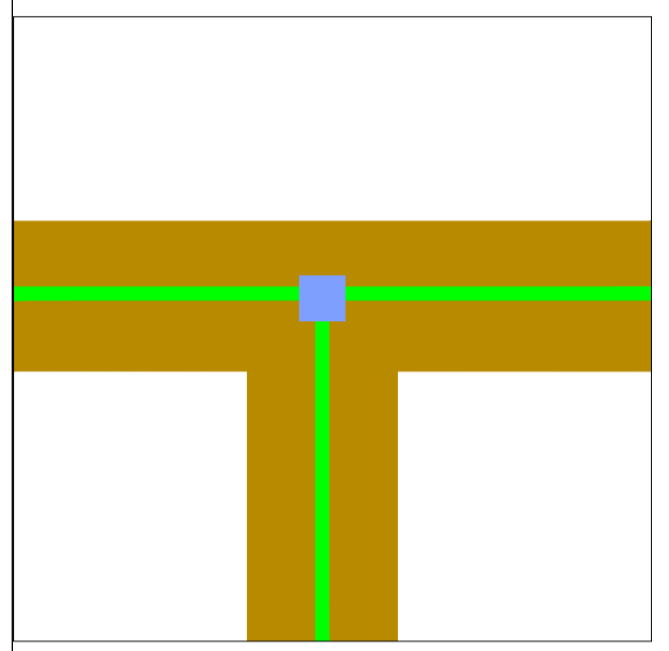
01	19/12/25	Emisión inicial		DNA	DDM	JCS
Rev:	Fecha	Motivo	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO: Layout de Tierras Parcela Norte			PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp			
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3431			PSFV HUELVES I			
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(HU5029): X: 504843.44 Y: 443358.11			DIR.FACULTATIVA: PROMOTOR: Nº DE PLANO:			
Localidad: Huelves			BOYSER SOLAR, S.L.			
Provincia: Cuenca			FIRMA: José Ángel Román García			
País: España			Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COGITI Toledo			
TAMAÑO DE PAPEL: A1	FECHA: 19/12/2025					
REVISIÓN: 01	ESCALA: 1/300					
NOTAS Y OBSERVACIONES:		PAG.: PAG		SGT.: SGT		

Colegiado en el Colegiado de Graduados e Ingenieros Técnicos Industriales de Toledo con número: 200011-A13
 Colegiado en el Colegiado de Graduados e Ingenieros Técnicos Industriales de Toledo con número: 200011-A13
 Colegiado en el Colegiado de Graduados e Ingenieros Técnicos Industriales de Toledo con número: 200011-A13

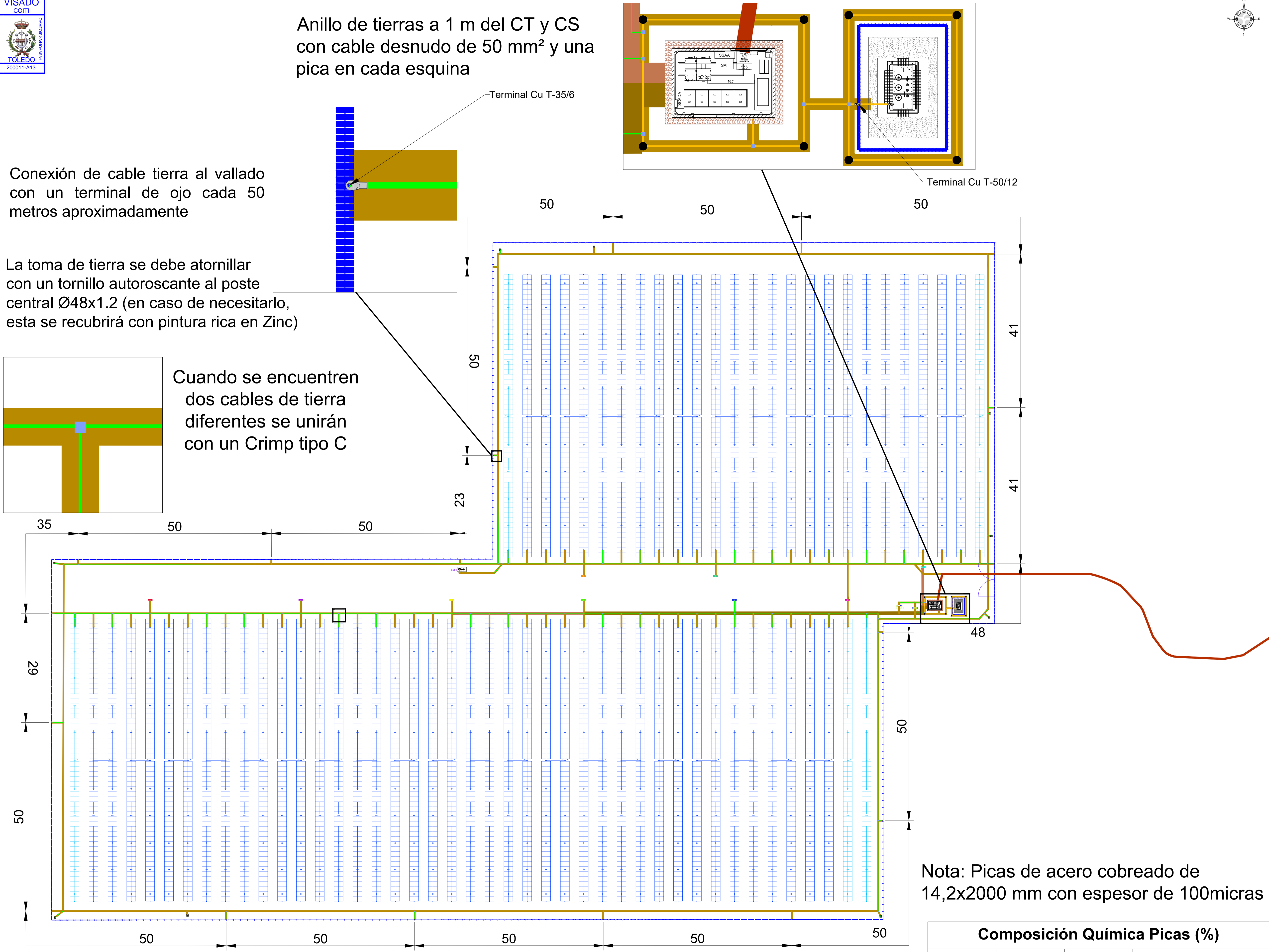
Anillo de tierras a 1 m del CT y CS
con cable desnudo de 50 mm² y una
pica en cada esquina

Conexión de cable tierra al vallado
con un terminal de ojo cada 50
metros aproximadamente

La toma de tierra se debe atornillar
con un tornillo autoroscante al poste
central Ø48x1.2 (en caso de necesitarlo,
esta se recubrirá con pintura rica en Zinc)



Cuando se encuentren
dos cables de tierra
diferentes se unirán
con un Crimp tipo C



Nota: Picas de acero cobreado de
14,2x2000 mm con espesor de 100micras

Composición Química Picas (%)				
C	Mn	Si	P	S
0,1300	0,5000	0,2500	0,0400	0,0400

NOTAS Y OBSERVACIONES:

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS
TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

LEYES 13/2001 **ASADO** **200011-A13**
Fecha visado: 22/01/2026

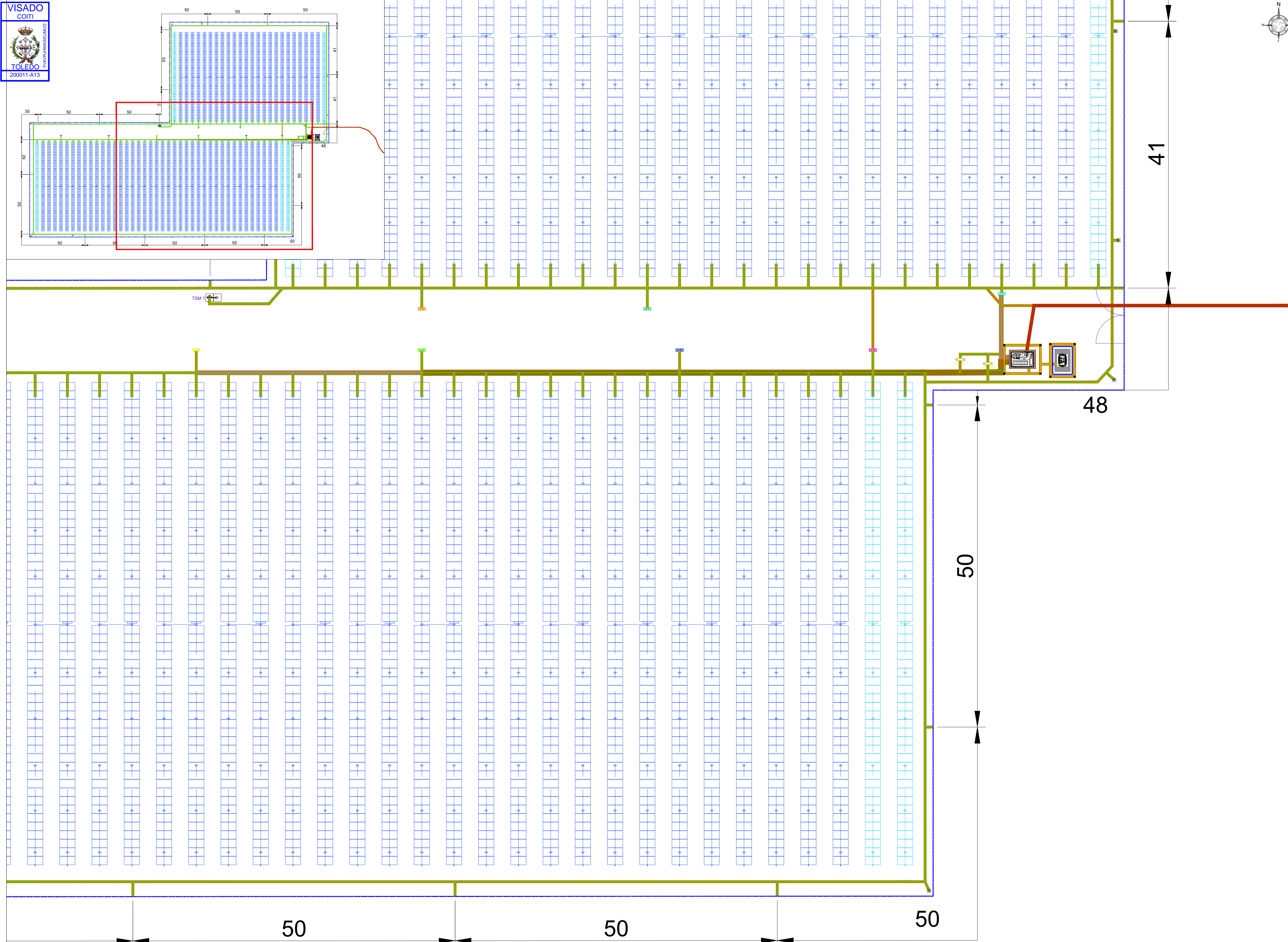
Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Podrá consultar la validez de este documento
escaneando el código QR o en la página
<https://coitoledo.es/gestion-usu/>, mediante el CRT:

FV8VPUHWKSIOJMVO

- Centro de transformación
- Centro de seccionamiento
- Puerta acceso
- Vallado
- Zanjas
- Tracker 2X1V56
- Tracker 1V56
- Tracker 1V28
- Inversor SG350HX
- Báculos CCTV
- Picas
- Unión Cable de Tierra
- Cable Tierra 35mm²
- Cable Tierra 50mm²
- Conexión terminal de ojo para el vallado
- TSM

01	19/12/25	Emisión inicial		DNA	DDM	JCS
Rev:	Fecha	Motivo	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO:		Layout de Tierras Parcela Sur		PROYECTO:		
CÓDIGO PLANO:		HUE1-PV-DW-GEN-3431		Huelves I Potencia: 5,705 MWp		
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:				PSFV HUELVES I DIR.FACULTATIVA: PROMOTOR: BOYSER SOLAR, S.L. Nº DE PLANO: 5		
Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843.44 Y: 443358.11						
Localidad: Huelves						
Provincia: Cuenca País: España						
TAMAÑO DE PAPEL:		FECHA:		FIRMA:		
A1		19/12/2025		José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo		
REVISIÓN:		ESCALA:		PAG.: PAG		
01		1/500		SGT.: SGT		



COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

LEYES 13/2002 **ASADO** **200011-A13**
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coitoledo.es/gestion-ajr/>, mediante el CVT:
FV8VPUHWKSIOJMVO

Centro de transformación

Centro de seccionamiento

Puerta acceso

Vallado

Zanjas

Tracker 2X1V56

Tracker 1V56

Tracker 1V28

Inversor SG350HX

Báculos CCTV

Picas

Unión Cable de Tierra

Cable Tierra 35mm²

Cable Tierra 50mm²

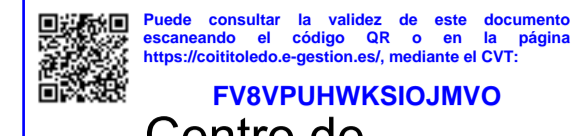
Conexión terminal de ojo para el vallado

TSM

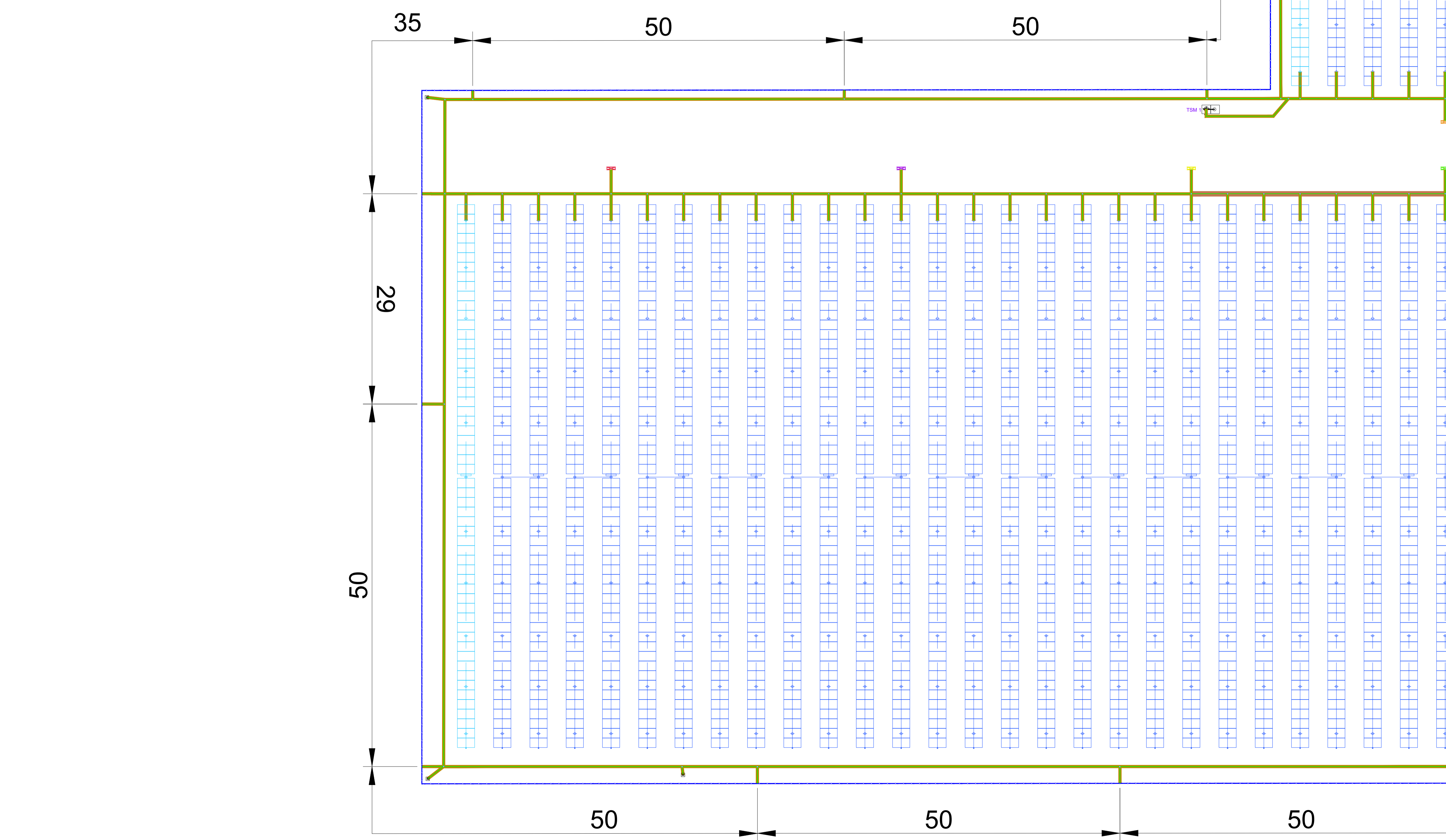
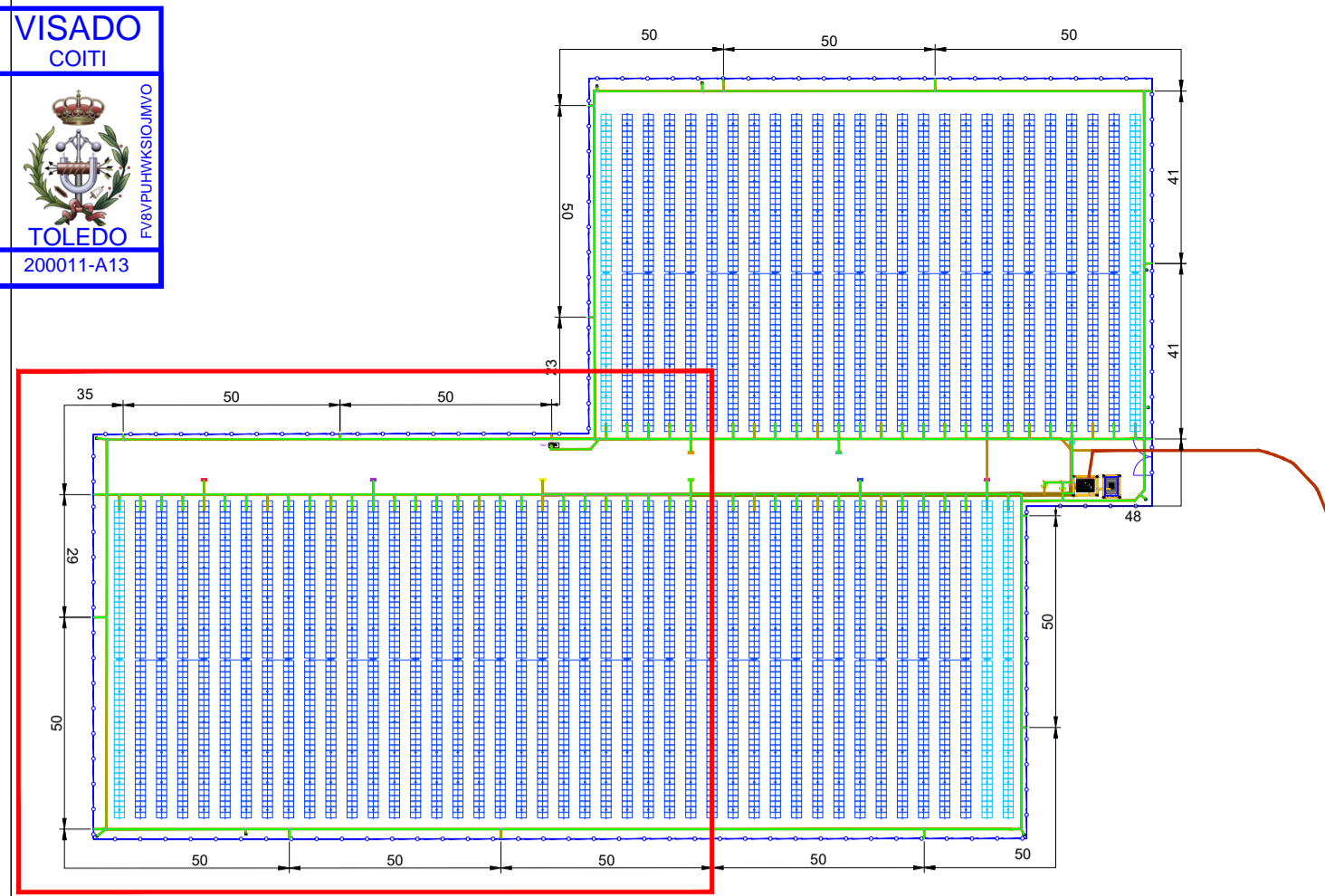
01	19/12/25	Emisión inicial		DNA	DDM	JCS
Rev.	Fecha	Motivo.	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO: Layout de Tierras Parcela Sur			PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp			
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3431						
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843.44 Y: 443358.11			PSFV HUELVES I			
Localidad:	Huelves	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:	Nº DE PLANO:		
Provincia:	Cuenca		BOYSER SOLAR, S.L.	7		
País:	España	FIRMA: José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo				
TAMAÑO DE PAPEL: A1	FECHA: 19/12/2025	ESCALA: 1/300				
REVISIÓN: 01						
			PAG.: PAG	SGT.: SGT		

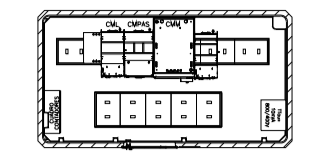
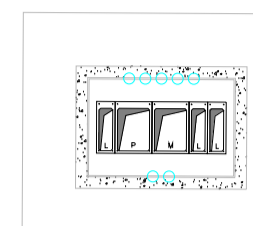
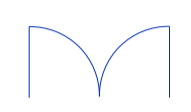











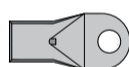
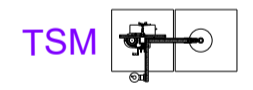
NOTAS Y OBSERVACIONES:

Código de validación terminal: FV8VPUHWKSIOJMVO. Comprobado el emparejamiento con número: 200011-A13.



Puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coti.toledo.es/gestion-ajr/>, mediante el CVT: **FV8VPUHWKSIOJMVO**

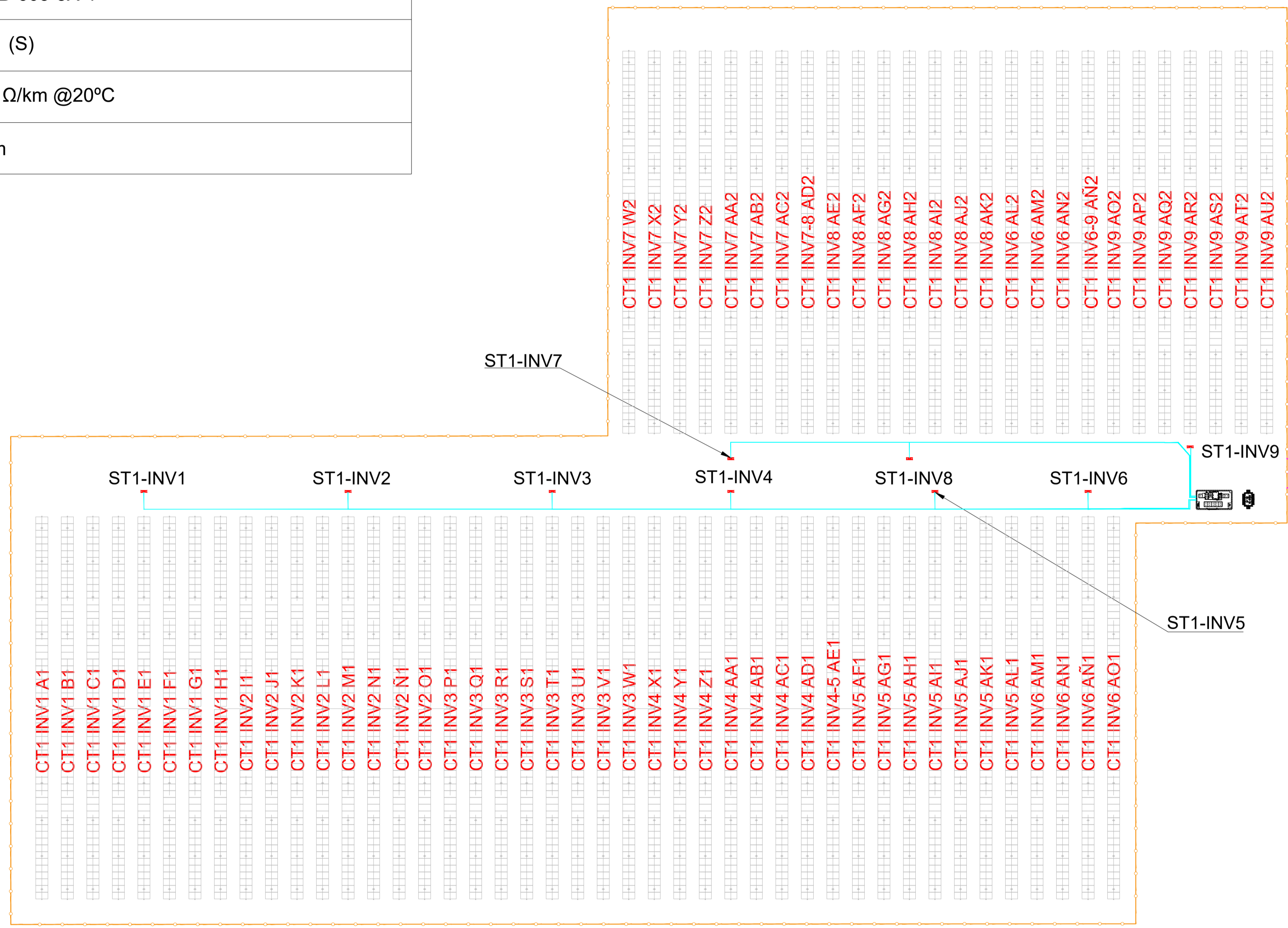


-  Centro de transformación
-  Centro de seccionamiento
-  Puerta acceso
-  Vallado
-  Zanjas
-  Tracker 2X1V56
-  Tracker 1V56
-  Tracker 1V28
-  Inversor SG350HX
-  Báculos CCTV
-  Picas
-  Unión Cable de Tierra
-  Cable Tierra 35mm²
-  Cable Tierra 50mm²
-  Conexión terminal de ojo para el vallado
-  TSM

NOTAS Y OBSERVACIONES:

01	19/12/25	Emisión inicial				DNA	DDM	JCS
Rev:	Fecha		Motivo:	Estado de la revisión		DP	RP	AP
PLANO: Layout de Tierras Parcela Sur			PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp					
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3431			PSFV HUELVES I					
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(HU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11			DIR.FACULTATIVA: Huelves I			PROMOTOR: BOYSER SOLAR, S.L.		
Localidad: Huelves			BOIX			Nº DE PLANO: 8		
Provincia: Cuenca			FIRMA: José Ángel Román García			PAG.:PAG SGT.:SGT		
País: España			Ingeniero Técnico Industrial					
TAMAÑO DE PAPEL: A1			FECHA: 19/12/2025					
REVISIÓN: 01			ESCALA: escala					

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR	
Conductor	3x400 mm ²
Aislamiento	Aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228
Cubierta exterior	Mezcla XLPE tipo DIX 3 según HD 603-1
Norma de referencia	UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica	AL XZ1 (S)
Resistencia del conductor	0.0770 Ω/km @20°C
Radio curvatura	150 mm



Nota:

- Dejar 2.5 metros en cada cable a la llegada al inversor.
- Dejar 9 metros en cada cable a la llegada al CT.

Cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)			
Cable	Inicio	Fin	Longitud (m.)
ST1-INV1	Inversor 1	CT	211,2645
ST1-INV2	Inversor 2	CT	171,2621
ST1-INV3	Inversor 3	CT	131,2638
ST1-INV4	Inversor 4	CT	96,2638
ST1-INV5	Inversor 5	CT	56,2614
ST1-INV6	Inversor 6	CT	26,3388
ST1-INV7	Inversor 7	CT	105,3386
ST1-INV8	Inversor 8	CT	70,3215
ST1-INV9	Inversor 9	CT	11,0222

NOTAS Y OBSERVACIONES:			
------------------------	--	--	--

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

LEYES **ASADO** 200011-A13

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Fecha visado: 22/01/2026

Tracker 2X1156

Tracker 1V56

Vallado

Inversor SG-350HX

Cable BT Inversores

Centro de transformación

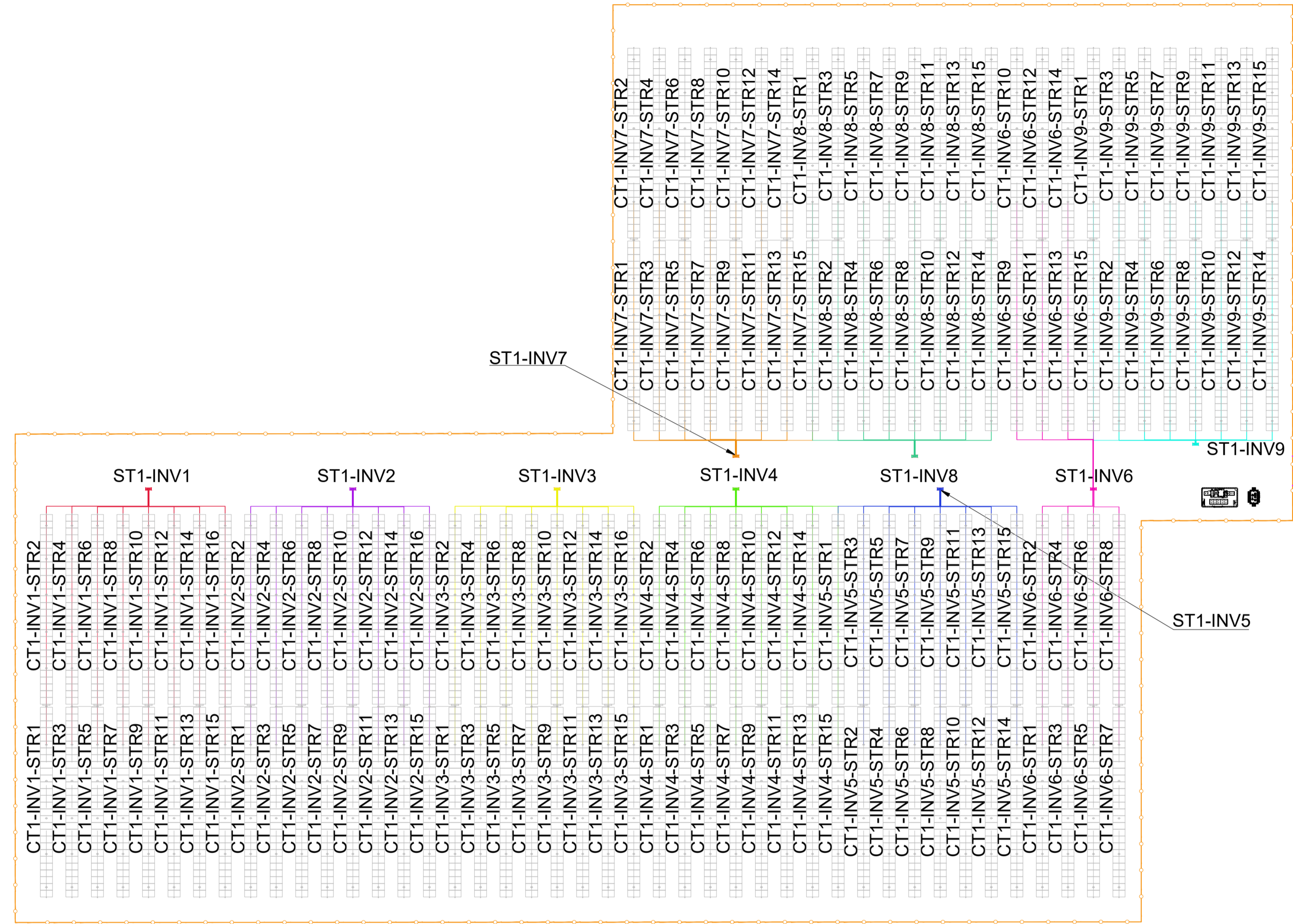
Puerta de acceso

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Codigo de validación: F19V7UW50JAWO. Comprobador: https://colindia.es/validacion.aspx?CVI=F19V7UW50JAWO

Rev:	01	Fecha:	19/12/25	Emisión inicial	Motivo:	Estado de la revisión:	DNA	DDM	JCS
PLANO:	Layout Cableado BT Parcela Sur			PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWP				
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3411			LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	PSFV HUELVES I				
Coordenadas UTM(HU5029):	X: 504843.44 Y: 4433358.11			Localidad:	Huelves	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:	Nº DE PLANO:	
Provincia:	Cuenca			País:	España			BOYSER SOLAR, S.L.	
TAMAÑO DE PAPEL:	A1			FECHA:	19/12/2025			FIRMA:	
REVISIÓN:	01			ESCALA:	1/600			José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo	
PAG.: PAG								SGT.: SGT	

Cable solar H1Z222-K			
Inicio	Fin	Longitud (m.)	
CT1-INV1-STR1	CT1 INV1 A1	Inversor 1	69.7563
CT1-INV1-STR2	CT1 INV1 A1	Inversor 1	26.8663
CT1-INV1-STR3	CT1 INV1 B1	Inversor 1	64.7456
CT1-INV1-STR4	CT1 INV1 B1	Inversor 1	21.8756
CT1-INV1-STR5	CT1 INV1 C1	Inversor 1	59.8366
CT1-INV1-STR6	CT1 INV1 C1	Inversor 1	16.9666
CT1-INV1-STR7	CT1 INV1 D1	Inversor 1	54.8366
CT1-INV1-STR8	CT1 INV1 D1	Inversor 1	11.9666
CT1-INV1-STR9	CT1 INV1 E1	Inversor 1	49.8835
CT1-INV1-STR10	CT1 INV1 E1	Inversor 1	7.0135
CT1-INV1-STR11	CT1 INV1 F1	Inversor 1	54.8366
CT1-INV1-STR12	CT1 INV1 F1	Inversor 1	11.9666
CT1-INV1-STR13	CT1 INV1 G1	Inversor 1	59.8366
CT1-INV1-STR14	CT1 INV1 G1	Inversor 1	16.9666
CT1-INV1-STR15	CT1 INV1 H1	Inversor 1	64.7456
CT1-INV1-STR16	CT1 INV1 H1	Inversor 1	21.8756
CT1-INV2-STR1	CT1 INV2 I1	Inversor 2	80.7023
CT1-INV2-STR2	CT1 INV2 I1	Inversor 2	34.3167
CT1-INV2-STR3	CT1 INV2 J1	Inversor 2	75.2832
CT1-INV2-STR4	CT1 INV2 J1	Inversor 2	28.9193
CT1-INV2-STR5	CT1 INV2 K1	Inversor 2	69.9741
CT1-INV2-STR6	CT1 INV2 K1	Inversor 2	23.6102
CT1-INV2-STR7	CT1 INV2 L1	Inversor 2	64.5666
CT1-INV2-STR8	CT1 INV2 L1	Inversor 2	18.2027
CT1-INV2-STR9	CT1 INV2 M1	Inversor 2	59.2098
CT1-INV2-STR10	CT1 INV2 M1	Inversor 2	12.8459
CT1-INV2-STR11	CT1 INV2 N1	Inversor 2	64.5666
CT1-INV2-STR12	CT1 INV2 N1	Inversor 2	18.2027
CT1-INV2-STR13	CT1 INV2 Ñ1	Inversor 2	69.9741
CT1-INV2-STR14	CT1 INV2 Ñ1	Inversor 2	23.6102
CT1-INV2-STR15	CT1 INV2 O1	Inversor 2	75.2825
CT1-INV2-STR16	CT1 INV2 O1	Inversor 2	28.9186
CT1-INV3-STR1	CT1 INV3 P1	Inversor 3	69.7957
CT1-INV3-STR2	CT1 INV3 P1	Inversor 3	26.908
CT1-INV3-STR3	CT1 INV3 Q1	Inversor 3	64.7874
CT1-INV3-STR4	CT1 INV3 Q1	Inversor 3	21.915
CT1-INV3-STR5	CT1 INV3 R1	Inversor 3	59.8987
CT1-INV3-STR6	CT1 INV3 R1	Inversor 3	17.0287
CT1-INV3-STR7	CT1 INV3 S1	Inversor 3	54.8987
CT1-INV3-STR8	CT1 INV3 S1	Inversor 3	12.0287
CT1-INV3-STR9	CT1 INV3 T1	Inversor 3	49.9384
CT1-INV3-STR10	CT1 INV3 T1	Inversor 3	7.0684
CT1-INV3-STR11	CT1 INV3 U1	Inversor 3	54.8987
CT1-INV3-STR12	CT1 INV3 U1	Inversor 3	12.0287
CT1-INV3-STR13	CT1 INV3 V1	Inversor 3	59.8987
CT1-INV3-STR14	CT1 INV3 V1	Inversor 3	17.0287
CT1-INV3-STR15	CT1 INV3 W1	Inversor 3	64.7874
CT1-INV3-STR16	CT1 INV3 W1	Inversor 3	21.915
CT1-INV4-STR1	CT1 INV4 X1	Inversor 4	64.7456
CT1-INV4-STR2	CT1 INV4 X1	Inversor 4	21.8756
CT1-INV4-STR3	CT1 INV4 Y1	Inversor 4	59.8366
CT1-INV4-STR4	CT1 INV4 Y1	Inversor 4	16.9666
CT1-INV4-STR5	CT1 INV4 Z1	Inversor 4	54.8366
CT1-INV4-STR6	CT1 INV4 Z1	Inversor 4	11.9666
CT1-INV4-STR7	CT1 INV4 AA1	Inversor 4	49.8835
CT1-INV4-STR8	CT1 INV4 AA1	Inversor 4	7.0135
CT1-INV4-STR9	CT1 INV4 AB1	Inversor 4	54.8366
CT1-INV4-STR10	CT1 INV4 AB1	Inversor 4	11.9666
CT1-INV4-STR11	CT1 INV2 AC1	Inversor 4	59.8366
CT1-INV4-STR12	CT1 INV4 AC1	Inversor 4	16.9666
CT1-INV4-STR13	CT1 INV4 AD1	Inversor 4	64.7456
CT1-INV4-STR14	CT1 INV4 AD1	Inversor 4	21.8756
CT1-INV4-STR15	CT1 INV4-5 AE1	Inversor 4	69.7456
CT1-INV5-STR1	CT1 INV4-5 AE1	Inversor 5	26.8755
CT1-INV5-STR2	CT1 INV4 AF1	Inversor 5	64.7456
CT1-INV5-STR3	CT1 INV4 AF1	Inversor 5	21.8756
CT1-INV5-STR4	CT1 INV4 AG1	Inversor 5	59.8366
CT1-INV5-STR5	CT1 INV5 AG1	Inversor 5	16.9666

NOTAS Y OBSERVACIONES:



CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR	
Sección	1x6 mm ²
Conductor	Cobre clase 5 estañado s/ UNE EN 60228
Aislamiento	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Cubierta exterior	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Norma de referencia	EN 50618
Resistencia del conductor	9.49 Ω/km @120°C

LEYES

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

200011-A13
Fecha visado: 22/01/2026

200011-A13

Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Tracker 2X1V56

Tracker 1V56

Vallado

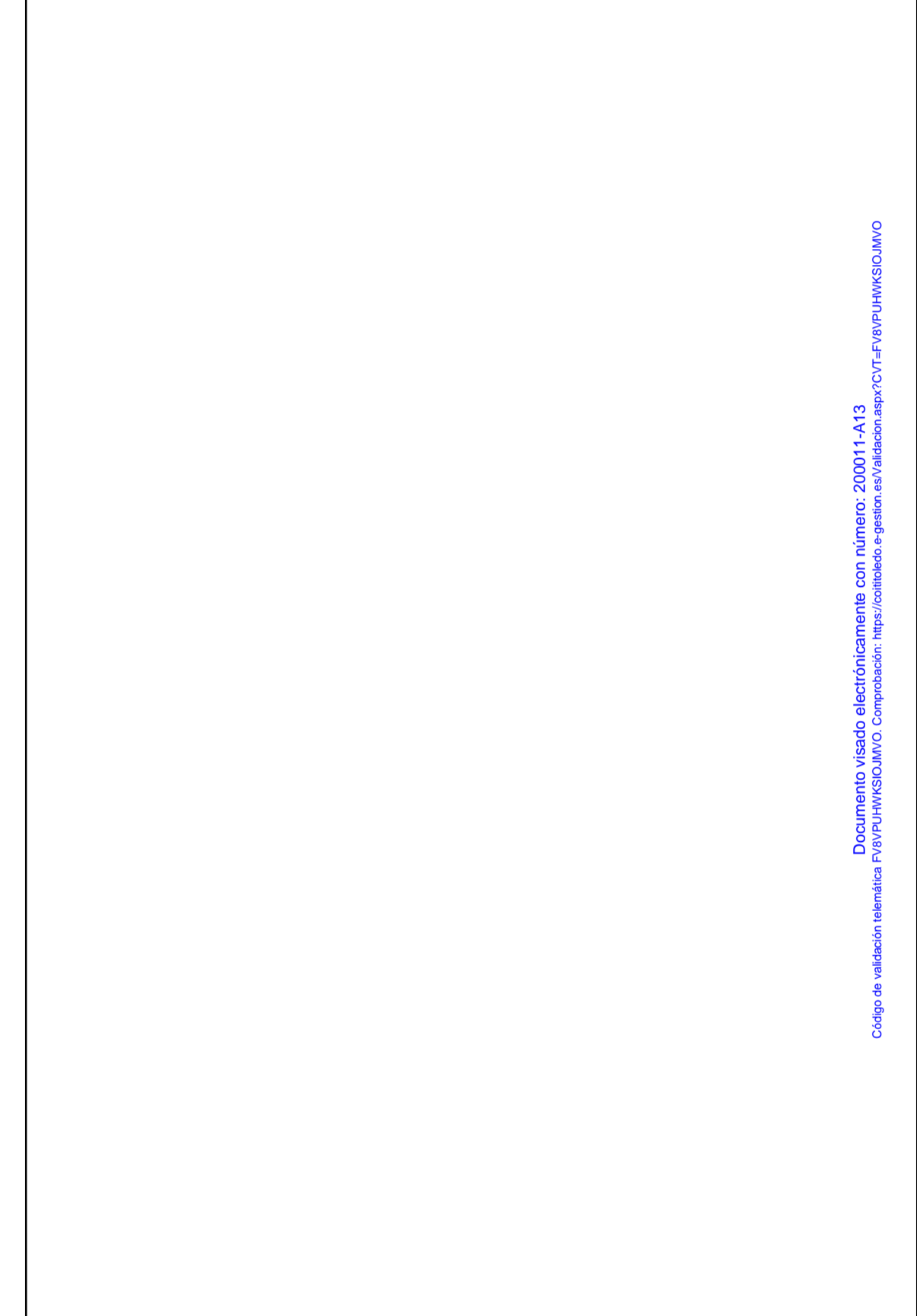
Inversor SG-350HX

Cable BT

Inversores

Centro de transformación

Puerta de acceso



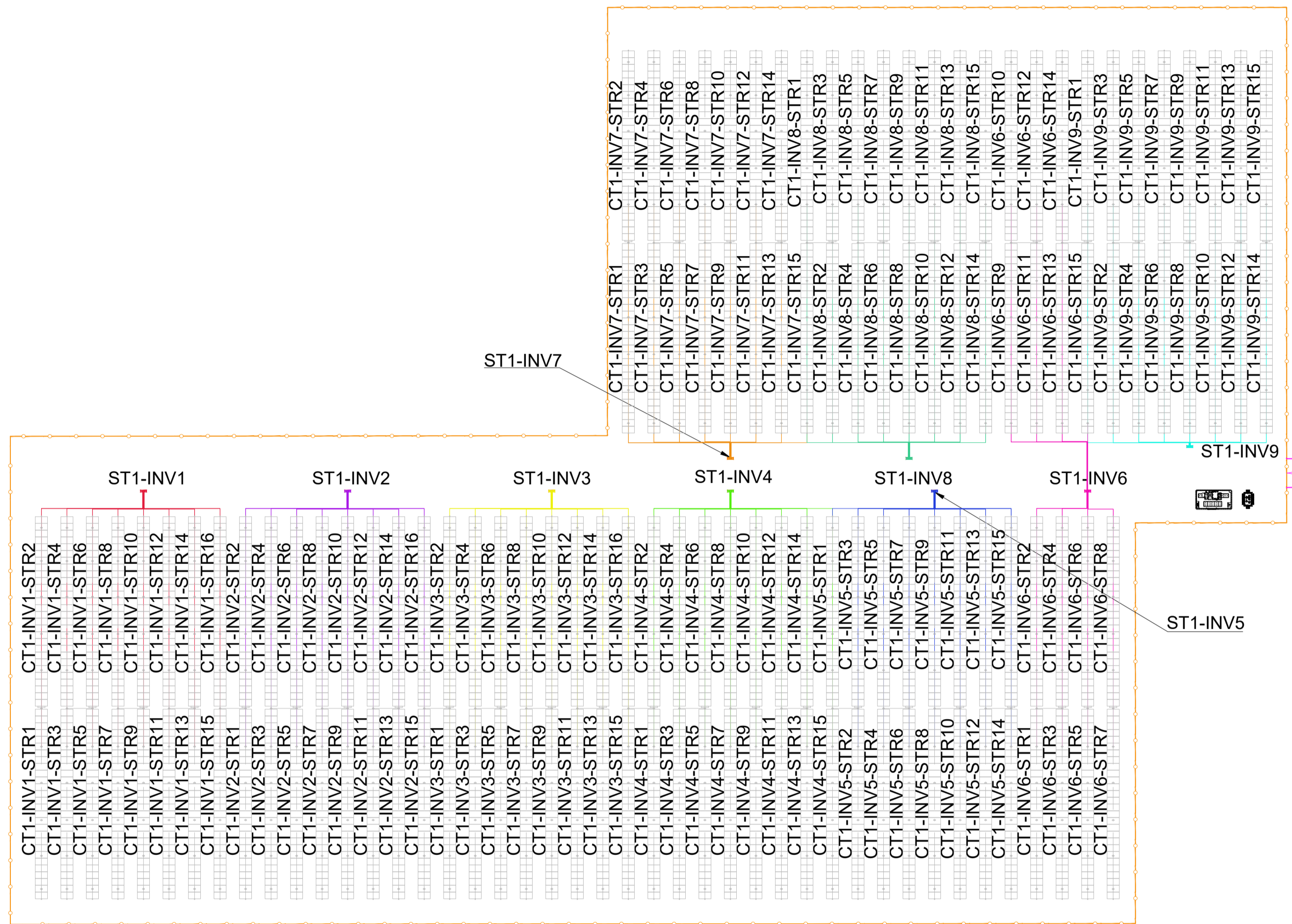
Rev.	Fecha	Emisión inicial	Motivo. Estado de la revisión	DNA	DDMI	JCS
01	19/12/25	Emisión inicial		DP	RP	AP

PLANO:	Layout Cableado BT Parcela Sur	PROYECTO:	HUE1-PV-DW-GEN-3411 Huelves 1 Potencia: 5,705 MWp
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3411	PSFV HUELVES I	
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenadas UTM(MU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:
Localidad:	Huelves		BOYSER SOLAR, S.L.
Provincia:	Cuenca	Nº DE PLANO:	2
País:	España	TAMANO DE PAPEL:	A1
TAMANO DE PAPEL:	A1	FECHA:	19/12/2025
REVISIÓN:	01	ESCALA:	1/700
FIRMA:		José Angéll Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo	
NOTAS Y OBSERVACIONES:			
PAG.:PAG		SGT.:SGT	

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Colegio de valoración telemática P199PUNESDIAJICO. Comprobación: https://colombos-e-gestor.es/validacion.aspx?CVI=P199PUNESDIAJICO

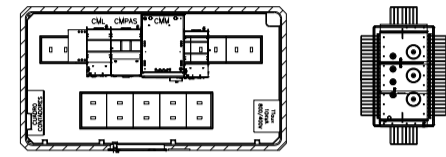
Cable solar H1Z222-K			
Inicio	Fin	Longitud (m.)	
CT1-INV5-STR6	CT1 INV5 AH1	Inversor 5	54.8366
CT1-INV5-STR7	CT1 INV5 AH1	Inversor 5	11.9666
CT1-INV5-STR8	CT1 INV5 AI1	Inversor 5	49.8835
CT1-INV5-STR9	CT1 INV5 AI1	Inversor 5	7.0135
CT1-INV5-STR10	CT1 INV5 AJ1	Inversor 5	54.8366
CT1-INV5-STR11	CT1 INV5 AJ1	Inversor 5	11.9666
CT1-INV5-STR12	CT1 INV5 AK1	Inversor 5	59.8366
CT1-INV5-STR13	CT1 INV5 AK1	Inversor 5	16.9666
CT1-INV5-STR14	CT1 INV5 AL1	Inversor 5	64.7451
CT1-INV5-STR15	CT1 INV5 AL1	Inversor 5	21.8751
CT1-INV6-STR1	CT1 INV6 AM1	Inversor 6	59.7393
CT1-INV6-STR2	CT1 INV6 AM1	Inversor 6	16.8686
CT1-INV6-STR3	CT1 INV6 AN1	Inversor 6	54.7393
CT1-INV6-STR4	CT1 INV6 AN1	Inversor 6	11.8693
CT1-INV6-STR5	CT1 INV6 AÑ1	Inversor 6	49.8867
CT1-INV6-STR6	CT1 INV6 AÑ1	Inversor 6	7.0067
CT1-INV6-STR7	CT1 INV6 AO1	Inversor 6	54.7782
CT1-INV6-STR8	CT1 INV6 AO1	Inversor 6	11.8882
CT1-INV6-STR9	CT1 INV6 AL2	Inversor 6	28.0053
CT1-INV6-STR10	CT1 INV6 AL2	Inversor 6	70.8753
CT1-INV6-STR11	CT1 INV6 AM2	Inversor 6	22.996
CT1-INV6-STR12	CT1 INV6 AM2	Inversor 6	65.876
CT1-INV6-STR13	CT1 INV6 AN2	Inversor 6	18.1382
CT1-INV6-STR14	CT1 INV6 AN2	Inversor 6	61.0082
CT1-INV6-STR15	CT1 INV6-9 AÑ2	Inversor 6	13.1382
CT1-INV7-STR1	CT1 INV7 W2	Inversor 7	26.5747
CT1-INV7-STR2	CT1 INV7 W2	Inversor 7	69.4447
CT1-INV7-STR3	CT1 INV7 X2	Inversor 7	21.6534
CT1-INV7-STR4	CT1 INV7 X2	Inversor 7	64.5234
CT1-INV7-STR5	CT1 INV7 Y2	Inversor 7	16.6534
CT1-INV7-STR6	CT1 INV7 Y2	Inversor 7	59.5234
CT1-INV7-STR7	CT1 INV7 Z2	Inversor 7	11.7022
CT1-INV7-STR8	CT1 INV7 Z2	Inversor 7	54.5722
CT1-INV7-STR9	CT1 INV6 AA2	Inversor 7	6.7229
CT1-INV7-STR10	CT1 INV6 AA2	Inversor 7	49.5929
CT1-INV7-STR11	CT1 INV7 AB2	Inversor 7	11.6481
CT1-INV7-STR12	CT1 INV7 AB2	Inversor 7	54.5181
CT1-INV7-STR13	CT1 INV7 AC2	Inversor 7	16.5765
CT1-INV7-STR14	CT1 INV7 AC2	Inversor 7	59.4476
CT1-INV7-STR15	CT1 INV7-8 AD2	Inversor 7	21.5765
CT1-INV8-STR1	CT1 INV7-8 AD2	Inversor 8	69.4743
CT1-INV8-STR2	CT1 INV8 AE2	Inversor 8	21.595
CT1-INV8-STR3	CT1 INV8 AE2	Inversor 8	64.465
CT1-INV8-STR4	CT1 INV8 AF2	Inversor 8	16.686
CT1-INV8-STR5	CT1 INV8 AF2	Inversor 8	59.556
CT1-INV8-STR6	CT1 INV8 AG2	Inversor 8	11.686
CT1-INV8-STR7	CT1 INV8 AG2	Inversor 8	54.556
CT1-INV8-STR8	CT1 INV8 AH2	Inversor 8	6.7329
CT1-INV8-STR9	CT1 INV8 AH2	Inversor 8	49.6029
CT1-INV8-STR10	CT1 INV8 AI2	Inversor 8	11.686
CT1-INV8-STR11	CT1 INV8 AI2	Inversor 8	54.556
CT1-INV8-STR12	CT1 INV8 AJ2	Inversor 8	16.686
CT1-INV8-STR13	CT1 INV8 AJ2	Inversor 8	59.556
CT1-INV8-STR14	CT1 INV8 AK2	Inversor 8	21.595
CT1-INV8-STR15	CT1 INV8 AK2	Inversor 8	64.465
CT1-INV9-STR1	CT1 INV6-9 AN2	Inversor 9	67.1278
CT1-INV9-STR2	CT1 INV9 AO2	Inversor 9	19.2485
CT1-INV9-STR3	CT1 INV9 AO2	Inversor 9	62.1185
CT1-INV9-STR4	CT1 INV9 AP2	Inversor 9	14.3395
CT1-INV9-STR5	CT1 INV9 AP2	Inversor 9	57.2095
CT1-INV9-STR6	CT1 INV9 AQ2	Inversor 9	9.3395
CT1-INV9-STR7	CT1 INV9 AQ2	Inversor 9	52.2095
CT1-INV9-STR8	CT1 INV9 AR2	Inversor 9	4.3965
CT1-INV9-STR9	CT1 INV9 AR2	Inversor 9	47.2565
CT1-INV9-STR10	CT1 INV9 AS2	Inversor 9	9.3395
CT1-INV9-STR11	CT1 INV9 AS2	Inversor 9	52.2095
CT1-INV9-STR12	CT1 INV9 AT2	Inversor 9	14.3395
CT1-INV9-STR13	CT1 INV9 AT2	Inversor 9	57.2095
CT1-INV9-STR14	CT1 INV9 AU2	Inversor 9	19.2485
CT1-INV9-STR15	CT1 INV9 AU2	Inversor 9	62.1185

NOTAS Y OBSERVACIONES:



CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR	
Sección	1x6 mm ²
Conductor	Cobre clase 5 estañado s/ UNE EN 60228
Aislamiento	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Cubierta exterior	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Norma de referencia	EN 50618
Resistencia del conductor	9.49 Ω/km @120°C

- Tracker 2X1V56
- Tracker 1V56
- Vallado
- Inversor SG-350HX
- Cable BT
- Inversores
- Centro de transformación
- Puerta de acceso



COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

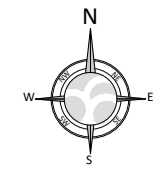
LEYES **ASADO** 200011-A13
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

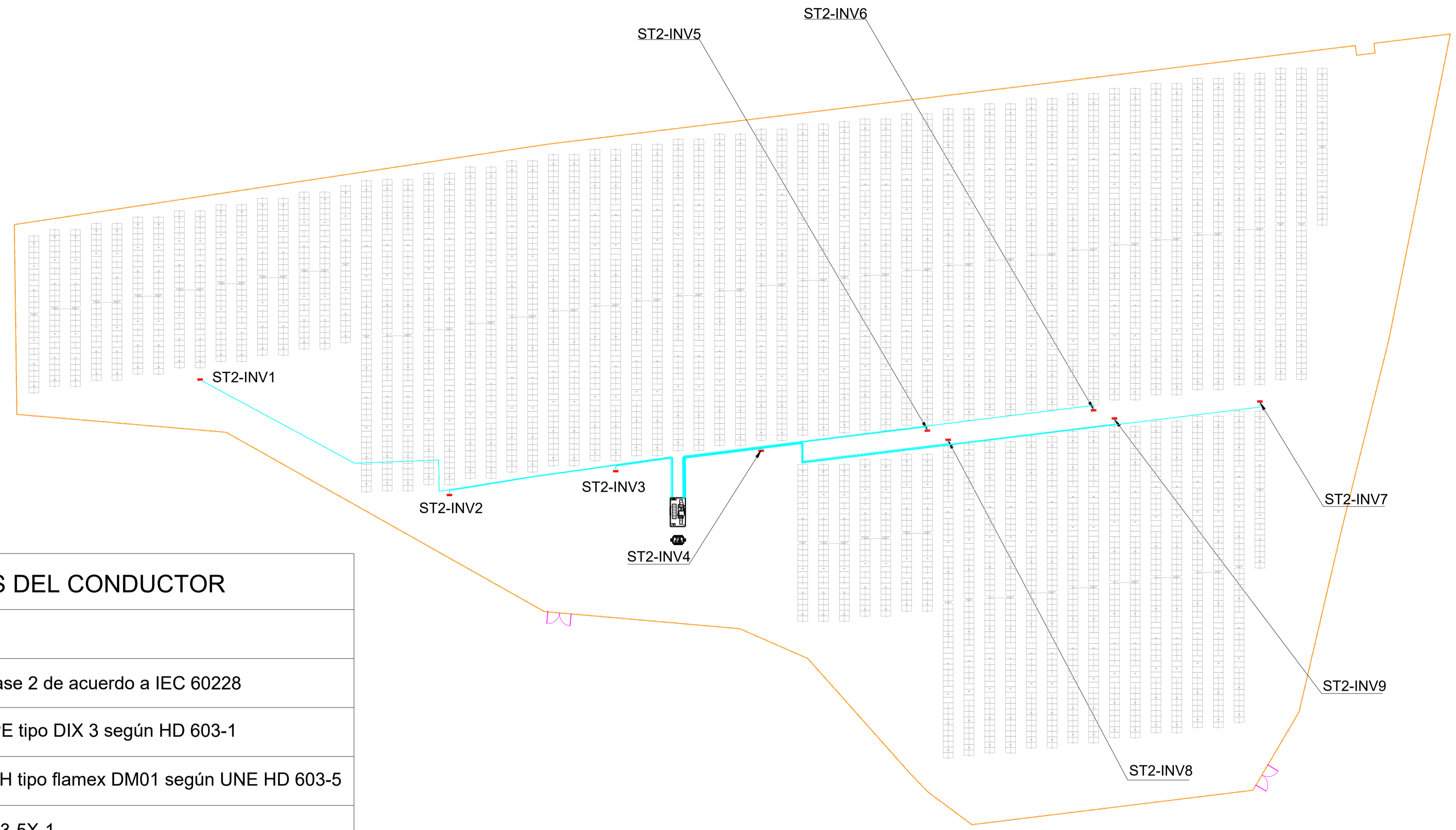
Se puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://coi.toledo.es/gestion-usu/> mediante el CIF: **Tracker 2X1V56**

01	19/12/25	Emisión inicial		DNA	DDM	JCS
Rev:	Fecha:	Motivo:	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO: Layout Cableado BT Parcela Sur			PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp			
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3411						
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(MU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11						
Localidad: Huelves	Provincia: Cuenca	País: España	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR: BOYSER SOLAR, S.L.	Nº DE PLANO: 3	
TAMAÑO DE PAPEL: A1	FECHA: 19/12/2025	FIRMA: José Angéll Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo				
REVISIÓN: 01	ESCALA: 1/700	PAG.:PAG 5GT.:5GT				

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Colegio de Ingenieros Técnicos Industriales de Toledo. Compromiso: https://coi.toledo.es/gestion-usu/



Tracker 2X11/56



- Vallado
- Inversor SG-350HX
- Cable BT Inversores
- Centro de transformación
- Puerta de acceso

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Sección	3x400 mm ²
Conductor	Aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228
Aislamiento	Mezcla XLPE tipo DIX 3 según HD 603-1
Cubierta exterior	Mezcla LSOH tipo flamex DM01 según UNE HD 603-5
Norma de referencia	UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica	AL XZ1 (S)
Resistencia del conductor	0.0770 Ω/km @20°C
Radio curvatura	150 mm

Nota:

- Dejar 2.5 metros en cada cable a la llegada al inversor.
- Dejar 9 metros en cada cable a la llegada al CT.

Cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)			
Cable	Inicio	Fin	Longitud (m.)
ST2-INV1	Inversor 1	CT	133,9056
ST2-INV2	Inversor 2	CT	64,2850
ST2-INV3	Inversor 3	CT	23,6059
ST2-INV4	Inversor 4	CT	27,8679
ST2-INV5	Inversor 5	CT	69,4235
ST2-INV6	Inversor 6	CT	110,1865
ST2-INV7	Inversor 7	CT	153,4982
ST2-INV8	Inversor 8	CT	71,5710
ST2-INV9	Inversor 9	CT	118,3311

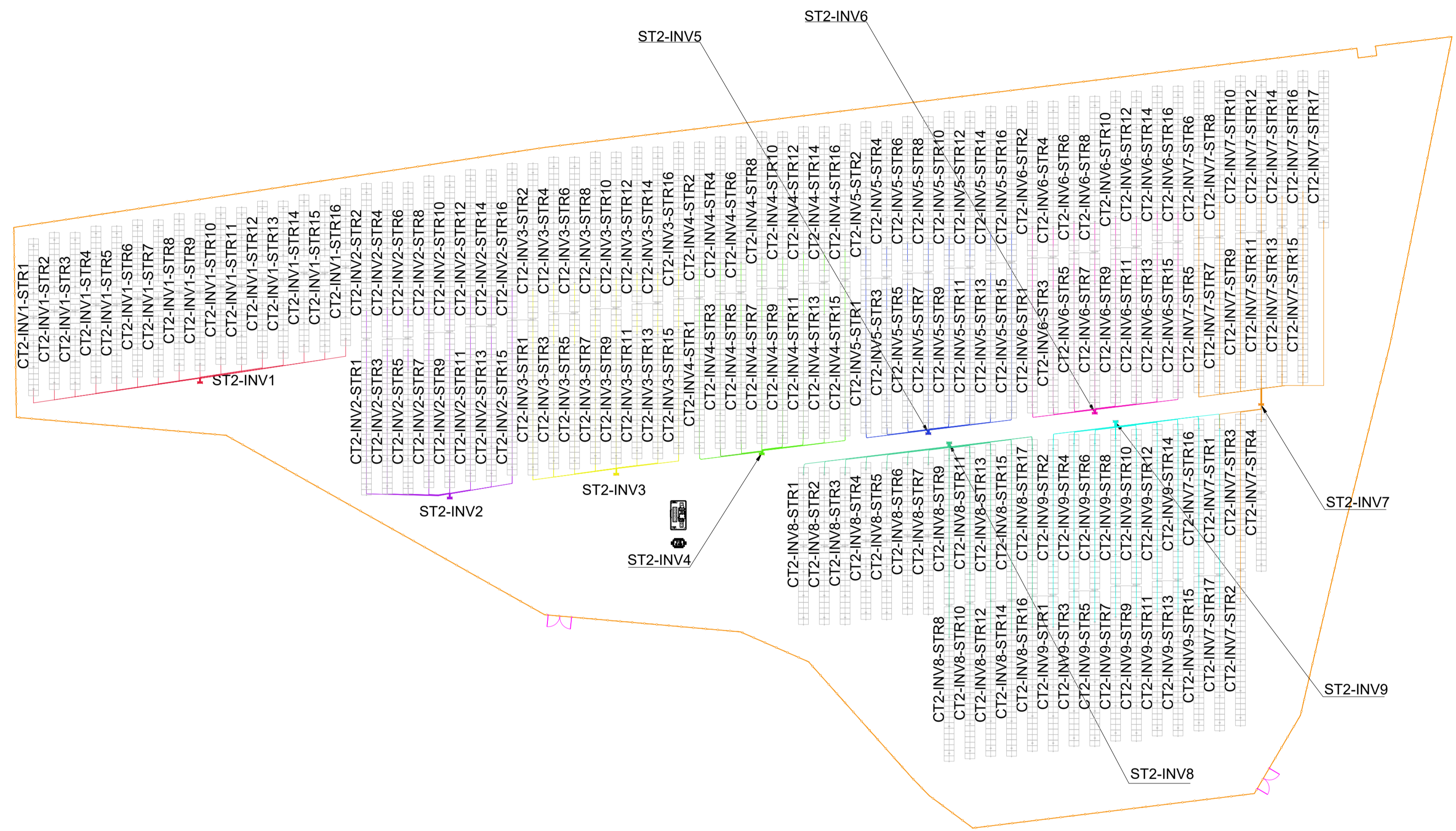
NOTAS Y OBSERVACIONES:

Rev:	01	Fecha:	19/12/25	Emisión inicial	Motivo:	Estado de la revisión:	DNA	DDM	JCS
Rev:		Fecha:					DP	RP	AP
PLANO:	Layout Cableado BT Parcela Norte			PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp				
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3411			PSFV HUELVES I					
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenadas UTM(HU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11								
Localidad:	Huelves			DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:	Nº DE PLANO:			
Provincia:	Cuenca				BOYSER SOLAR, S.L.	4			
País:	España			TAMAÑO DE PAPEL:	FECHA:	FIRMA:			
				A1	19/12/2025	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 4398 COGITI Toledo			
REVISIÓN:	01			ESCALA:	1/700				
				PAG.:PAG	SGT.:SGT				

Cable solar H1Z222-K

Inicio	Fin	Longitud (m.)
CT2 INV1 A2	Inversor 1	44.5067
CT2 INV1 B2	Inversor 1	40.2182
CT2 INV1 C2	Inversor 1	34.4383
CT2 INV1 D2	Inversor 1	30.2153
CT2 INV1 E2	Inversor 1	24.4058
CT2 INV1 F2	Inversor 1	20.1318
CT2 INV1 G2	Inversor 1	14.4605
CT2 INV1 H2	Inversor 1	10.1425
CT2 INV1 I2	Inversor 1	4.3421
CT2 INV1 J2	Inversor 1	10.0989
CT2 INV1 K2	Inversor 1	14.3726
CT2 INV1 L2	Inversor 1	20.1743
CT2 INV1 M2	Inversor 1	24.4303
CT2 INV1 N2	Inversor 1	30.2047
CT2 INV1 Ñ2	Inversor 1	34.5011
CT2 INV1 O2	Inversor 1	40.3047
CT2 INV2 P2	Inversor 2	24.9727
CT2 INV2 Q2	Inversor 2	67.8627
CT2 INV2 Q2	Inversor 2	20.4048
CT2 INV2 Q2	Inversor 2	63.2748
CT2 INV2 R2	Inversor 2	14.631
CT2 INV2 R2	Inversor 2	57.501
CT2 INV2 S2	Inversor 2	10.2865
CT2 INV2 S2	Inversor 2	53.1565
CT2 INV2 T2	Inversor 2	4.4134
CT2 INV2 T2	Inversor 2	47.2834
CT2 INV2 U2	Inversor 2	10.2865
CT2 INV2 U2	Inversor 2	52.9659
CT2 INV2 V2	Inversor 2	14.239
CT2 INV2 V2	Inversor 2	57.1129
CT2 INV2 W2	Inversor 2	19.9849
CT2 INV2 W2	Inversor 2	62.8549
CT2 INV3 X2	Inversor 3	24.2982
CT2 INV3 X2	Inversor 3	67.1682
CT2 INV3 Y2	Inversor 3	20.13
CT2 INV3 Y2	Inversor 3	63
CT2 INV3 Z2	Inversor 3	14.4713
CT2 INV3 Z2	Inversor 3	57.3413
CT2 INV3 AA2	Inversor 3	9.9625
CT2 INV3 AA2	Inversor 3	52.8325
CT2 INV3 AB2	Inversor 3	4.2329
CT2 INV3 AB2	Inversor 3	47.1029
CT2 INV3 AC2	Inversor 3	9.7777
CT2 INV3 AC2	Inversor 3	52.6477
CT2 INV3 AD2	Inversor 3	14.2151
CT2 INV3 AD2	Inversor 3	57.0851
CT2 INV3 AE2	Inversor 3	19.8067
CT2 INV3 AE2	Inversor 3	62.6767
CT2 INV4 AF2	Inversor 4	18.1997
CT2 INV4 AF2	Inversor 4	61.0697
CT2 INV4 AG2	Inversor 4	13.8802
CT2 INV4 AG2	Inversor 4	56.7502
CT2 INV4 AH2	Inversor 4	8.3141
CT2 INV4 AH2	Inversor 4	51.2697
CT2 INV4 AI2	Inversor 4	4.2481
CT2 INV4 AI2	Inversor 4	47.1181
CT2 INV4 AJ2	Inversor 4	8.3997
CT2 INV4 AJ2	Inversor 4	51.2697
CT2 INV4 AK2	Inversor 4	13.9666
CT2 INV4 AK2	Inversor 4	56.8366
CT2 INV4 AL2	Inversor 4	18.4082
CT2 INV4 AL2	Inversor 4	61.2782
CT2 INV4 AM2	Inversor 4	23.3519
CT2 INV4 AM2	Inversor 4	66.8423
CT2 INV5 AN2	Inversor 5	18.2341
CT2 INV5 AN2	Inversor 5	61.1041
CT2 INV5 AÑ2	Inversor 5	12.5862
CT2 INV5 AÑ2	Inversor 5	55.4562
CT2 INV5 AO2	Inversor 5	8.2928
CT2 INV5 AO2	Inversor 5	51.1628
CT2 INV5 AP2	Inversor 5	3.0272
CT2 INV5 AP2	Inversor 5	45.8972
CT2 INV5 AQ2	Inversor 5	8.4058

NOTAS Y OBSERVACIONES:



CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Sección	1x6 mm ²
Conductor	Cobre clase 5 estañado s/ UNE EN 60228
Aislamiento	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Cubierta exterior	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Norma de referencia	EN 50618
Resistencia del conductor	9.49 Ω/km @120°C

VISADO
Cable

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

LEYES 200011-A13
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Tracker 2X1V56

Tracker 1V56

Vallado

Inversor SG-350HX

Cable BT

Inversores

Centro de transformación

Puerta de acceso

Se puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://sistemas.dg-gestion.es/>, mediante el CIF:

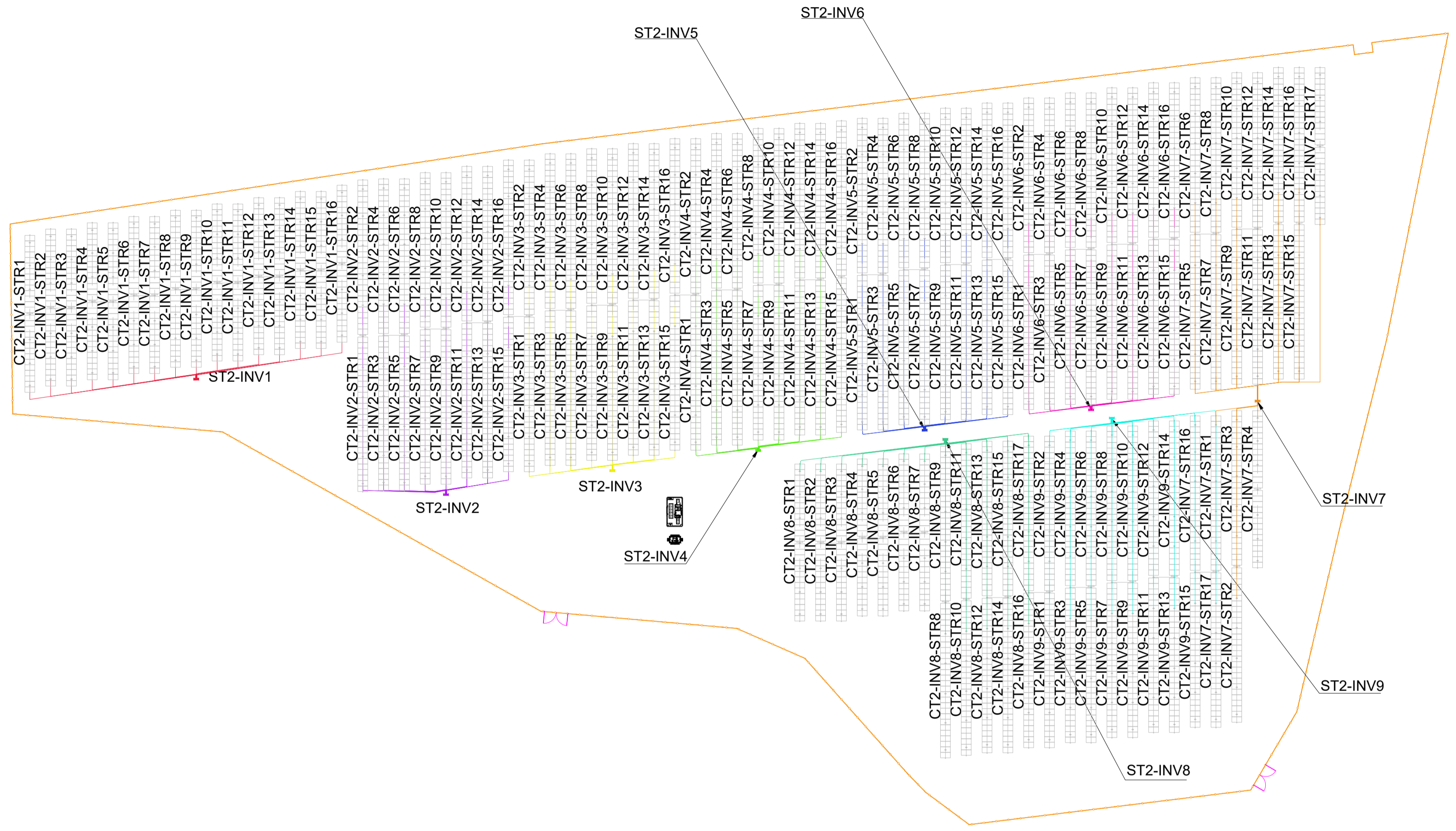
Rev.	Fecha	Motivo. Estado de la revisión	DNA	DDM	JCS
01	19/12/25	Emisión inicial			

PLANO: Layout Cableado BT Parcela Norte		PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp	
CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3411			
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:			
Coordenadas UTM(WGS29): X: 504843.44 Y: 4433358.11			
Localidad:	Huelves	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:
Provincia:	Cuenca		BOYSER SOLAR, S.L.
País:	España	Nº DE PLANO:	5
TAMAÑO DE PAPEL: A1	FECHA: 19/12/2025	FIRMA:	
REVISIÓN: 01	ESCALA: 1/800	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo	

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación: HUE1-PV-DW-GEN-3411

Cable solar H1Z22Z-K			
Inicio	Fin	Longitud (m.)	
CT2-INV5-STR10	CT2 INV5 AQ2	Inversor 5	51.2758
CT2-INV5-STR11	CT2 INV5 AR2	Inversor 5	12.8048
CT2-INV5-STR12	CT2 INV5 AS2	Inversor 5	55.6748
CT2-INV5-STR13	CT2 INV5 AS2	Inversor 5	18.3777
CT2-INV5-STR14	CT2 INV5 AS2	Inversor 5	61.2477
CT2-INV5-STR15	CT2 INV5 AT2	Inversor 5	22.7669
CT2-INV5-STR16	CT2 INV5 AT2	Inversor 5	65.6369
CT2-INV6-STR1	CT2 INV6 AU2	Inversor 6	18.2322
CT2-INV6-STR2	CT2 INV6 AU2	Inversor 6	61.1022
CT2-INV6-STR3	CT2 INV6 AV2	Inversor 6	12.5862
CT2-INV6-STR4	CT2 INV6 AV2	Inversor 6	55.4562
CT2-INV6-STR5	CT2 INV6 AW2	Inversor 6	8.2928
CT2-INV6-STR6	CT2 INV6 AW2	Inversor 6	51.1628
CT2-INV6-STR7	CT2 INV6 AX2	Inversor 6	3.0272
CT2-INV6-STR8	CT2 INV6 AX2	Inversor 6	45.8972
CT2-INV6-STR9	CT2 INV6 AY2	Inversor 6	8.3976
CT2-INV6-STR10	CT2 INV6 AY2	Inversor 6	51.2676
CT2-INV6-STR11	CT2 INV6 AZ2	Inversor 6	12.8007
CT2-INV6-STR12	CT2 INV6 AZ2	Inversor 6	55.6707
CT2-INV6-STR13	CT2 INV6 BA2	Inversor 6	18.3944
CT2-INV6-STR14	CT2 INV6 BA2	Inversor 6	61.2644
CT2-INV6-STR15	CT2 INV6 BB2	Inversor 6	22.7828
CT2-INV6-STR16	CT2 INV6 BB2	Inversor 6	65.6528
CT2-INV7-STR1	CT2 INV7 7 BD1	Inversor 7	14.3071
CT2-INV7-STR2	CT2 INV7 BE1	Inversor 7	51.6217
CT2-INV7-STR3	CT2 INV7 BE1	Inversor 7	8.7317
CT2-INV7-STR4	CT2 INV7 BC2	Inversor 7	3.9324
CT2-INV7-STR5	CT2 INV7 BC2	Inversor 7	21.5337
CT2-INV7-STR6	CT2 INV7 BD2	Inversor 7	64.4037
CT2-INV7-STR7	CT2 INV7 BD2	Inversor 7	17.0649
CT2-INV7-STR8	CT2 INV7 BE2	Inversor 7	59.9349
CT2-INV7-STR9	CT2 INV7 BE2	Inversor 7	11.3753
CT2-INV7-STR10	CT2 INV7 BF2	Inversor 7	54.2453
CT2-INV7-STR11	CT2 INV7 BF2	Inversor 7	7.0036
CT2-INV7-STR12	CT2 INV7 BG2	Inversor 7	49.8736
CT2-INV7-STR13	CT2 INV7 BG2	Inversor 7	11.3211
CT2-INV7-STR14	CT2 INV7 BH2	Inversor 7	54.1911
CT2-INV7-STR15	CT2 INV7 BH2	Inversor 7	17.4485
CT2-INV7-STR16	CT2 INV7 BI2	Inversor 7	60.3204
CT2-INV7-STR17	CT2 INV7 BI2	Inversor 7	58.1377
CT2-INV8-STR1	CT2 INV8 AK1	Inversor 8	37.9464
CT2-INV8-STR2	CT2 INV8 AL1	Inversor 8	33.5700
CT2-INV8-STR3	CT2 INV8 AM1	Inversor 8	29.2636
CT2-INV8-STR4	CT2 INV8 AN1	Inversor 8	23.5726
CT2-INV8-STR5	CT2 INV8 AN1	Inversor 8	19.1648
CT2-INV8-STR6	CT2 INV8 AO1	Inversor 8	13.5385
CT2-INV8-STR7	CT2 INV8 AP1	Inversor 8	9.2172
CT2-INV8-STR8	CT2 INV8 AQ1	Inversor 8	46.5624
CT2-INV8-STR9	CT2 INV8 AQ1	Inversor 8	3.6724
CT2-INV8-STR10	CT2 INV8 AR1	Inversor 8	51.3336
CT2-INV8-STR11	CT2 INV8 AR1	Inversor 8	8.4436
CT2-INV8-STR12	CT2 INV8 AS1	Inversor 8	56.2552
CT2-INV8-STR13	CT2 INV8 AS1	Inversor 8	13.3652
CT2-INV8-STR14	CT2 INV8 AT1	Inversor 8	61.7692
CT2-INV8-STR15	CT2 INV8 AT1	Inversor 8	18.8792
CT2-INV8-STR16	CT2 INV8 AU1	Inversor 8	66.1485
CT2-INV8-STR17	CT2 INV8 AU1	Inversor 8	23.2585
CT2-INV9-STR1	CT2 INV9 AV1	Inversor 9	62.1400
CT2-INV9-STR2	CT1 INV9 AV1	Inversor 9	19.2700
CT2-INV9-STR3	CT1 INV9 AW1	Inversor 9	56.5583
CT2-INV9-STR4	CT1 INV9 AX1	Inversor 9	13.6883
CT2-INV9-STR5	CT1 INV9 AX1	Inversor 9	52.1568
CT2-INV9-STR6	CT1 INV9 AX1	Inversor 9	9.2868
CT2-INV9-STR7	CT1 INV9 AY1	Inversor 9	50.7145
CT2-INV9-STR8	CT1 INV9 AY1	Inversor 9	3.9223
CT2-INV9-STR9	CT1 INV9 AZ1	Inversor 9	52.1039
CT2-INV9-STR10	CT1 INV9 AZ1	Inversor 9	9.2339
CT2-INV9-STR11	CT1 INV9 BA1	Inversor 9	56.4846
CT2-INV9-STR12	CT1 INV9 BA1	Inversor 9	13.6146
CT2-INV9-STR13	CT1 INV9 BB1	Inversor 9	62.0353
CT2-INV9-STR14	CT1 INV9 BB1	Inversor 9	19.1653
CT2-INV9-STR15	CT1 INV9 BC1	Inversor 9	66.3774
CT2-INV9-STR16	CT1 INV9 BC1	Inversor 9	23.5074
CT2-INV9-STR17	CT1 INV9-7 BD1	Inversor 9	71.9720

NOTAS Y OBSERVACIONES:



CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR	
Sección	1x6 mm ²
Conductor	Cobre clase 5 estañado s/ UNE EN 60228
Aislamiento	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Cubierta exterior	Compuesto termoestable libre de halógenos s/EN 50618
Norma de referencia	EN 50618
Resistencia del conductor	9.49 Ω/km @120°C

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

LEYES **ASADO** 200011-A13
Fecha visado: 22/01/2026

Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Se puede consultar la validez de este documento escaneando el código QR o en la página <https://sistemas.dg-gestion.es/>, mediante el CIF: **Tracker 2V56**

Tracker 1V56

Vallado

Inversor SG-350HX

Cable BT Inversores

Centro de transformación

Puerta de acceso

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13

Código de validación: HUE1-PV-DW-GEN-3411

Rev: 01 19/12/25 Emisión inicial

Fecha: Motivo: Estado de la revisión

PLANO: Layout Cableado BT Parcela Norte

PROYECTO: Huelves 1 Potencia: 5,705 MWp

CÓDIGO PLANO: HUE1-PV-DW-GEN-3411

LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO: Coordenadas UTM(HU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11

Localidad: Huelves

Provincia: Cuenca

País: España

DIR.FACULTATIVA: **PSFV HUELVES I**

PROMOTOR: BOYSER SOLAR, S.L.

Nº DE PLANO: **6**

TAMAÑO DE PAPEL: A1

FECHA: 19/12/2025

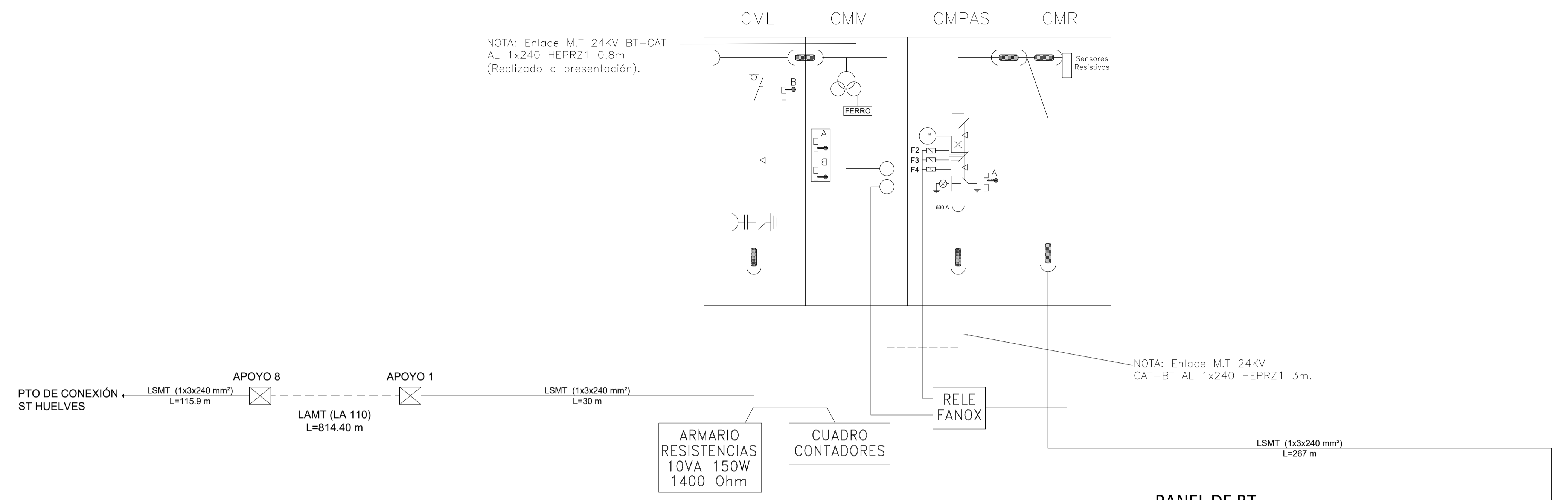
REVISIÓN: 01

ESCALA: 1/800

FIRMA: José Angéll Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 436 COGITI Toledo

PAG.:PAG 5GT.:5GT

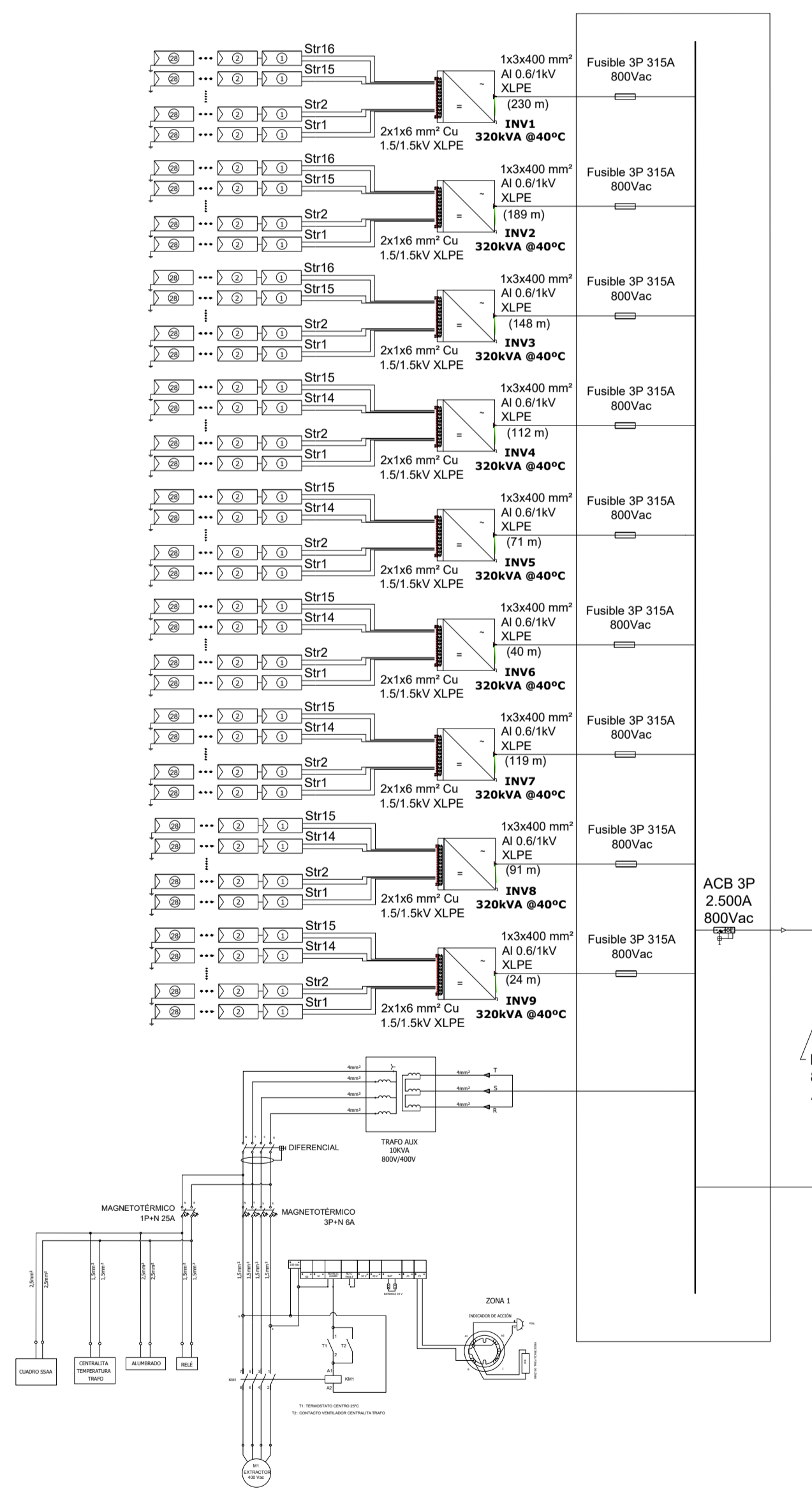
CENTRO DE SECCIONAMIENTO



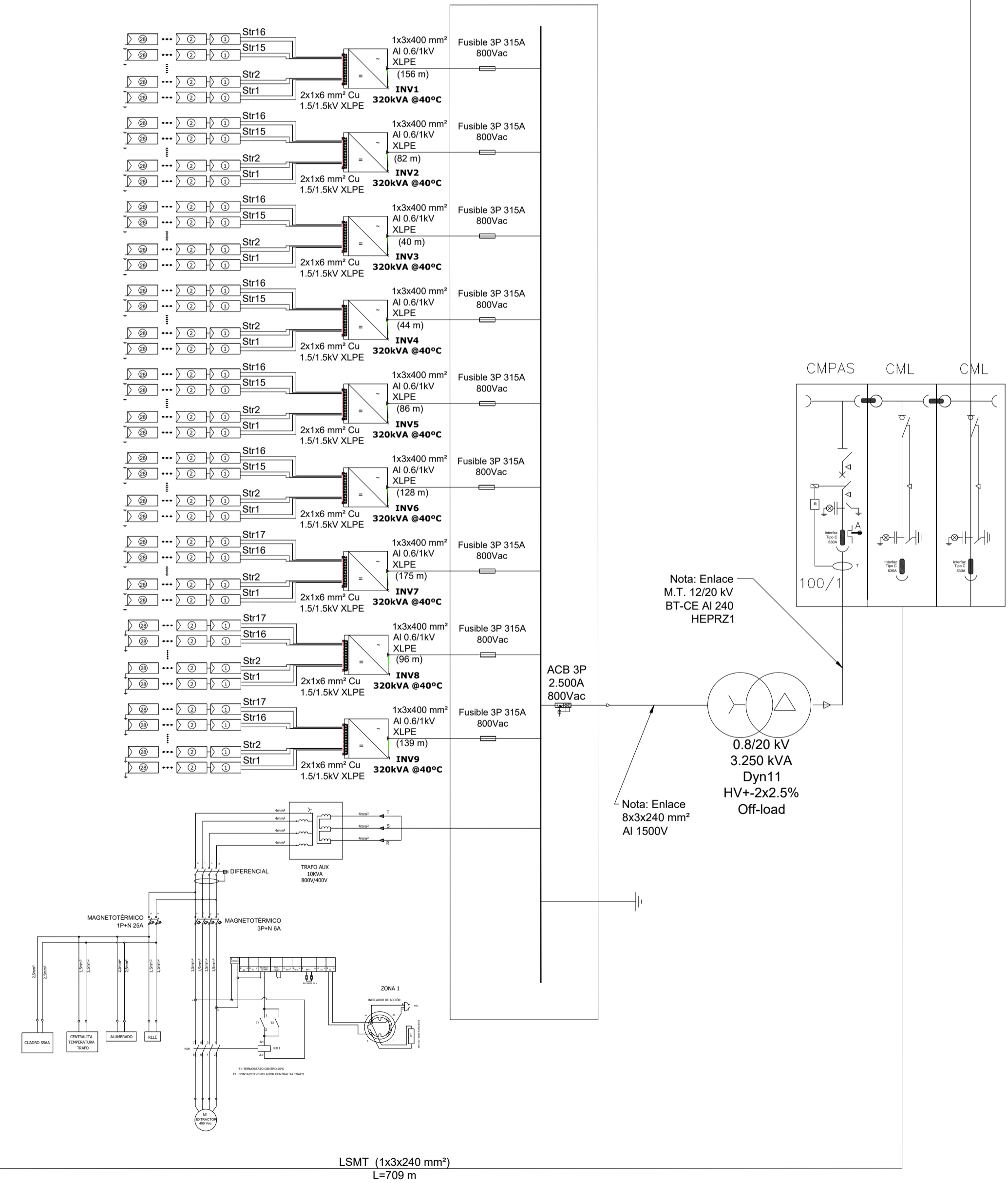
NOTA: Enlace M.T 24KV BT-CAT AL 1x240 HEPRZ1 0,8m (Realizado a presentación).

NOTA: Enlace M.T 24KV CAT-BT AL 1x240 HEPRZ1 3m.

PANEL DE BT



PANEL DE BT



CMM
Trafos de tensión
22000:R3/110:R3-1 I.V.3
Pot. I 10VA cl.0,2 (Medida)
Pot. II 50VA cl.3P (Ferro)
Ferroresonancia: 25 Ω 800 W.

Trafos de intensidad 24KV
50-100/5-5 A
Pot. I 10VA cl.0,2s (Medida)
Pot. II 15VA cl.5P20 (Protección)

F1: bobina apertura (Trafo)
F2: Bobina disparo baja energía (Relé)
F3: Bobina de cierre
F4: Bobina de mínima tensión

Funciones Relé Fanox:
50/50N, 51/51N, 59/59N, 81m/81M, 27
Relé de sobrecorriente en CT (T) asociado al TC (100/1):
50/51

CML: Celda de línea Cabelin L 24 / 36 kV
CMM: Celda de medida 24 kV
CMPAS: Celda disyuntor Cabelin 24 kV
CMR: Celda de línea con resistencias

Enclavamiento por cerradura
CML-CMM-TRAFO:
● Llave extraíble
Con seccionador de puesta a tierra cerrado o puerta cerrada.
○ Llave prisionera
Con seccionador de puesta a tierra abierto

1x3x400 mm² Al 0.6/1kV XLPE
- Resistencia eléctrica a 90°C: 0.0778 Ω/km
- Reactancia inductiva: 0.0751 Ω/km
- Capacitancia c.a.: 0.307 µF/Km

1x3x240 mm² Al 12/20kV XLPE
- Resistencia eléctrica a 20°C: 0.125 Ω/km
- Reactancia inductiva a 50Hz: 0.103 Ω/km
- Capacitancia c.a.: 0.402 µF/Km

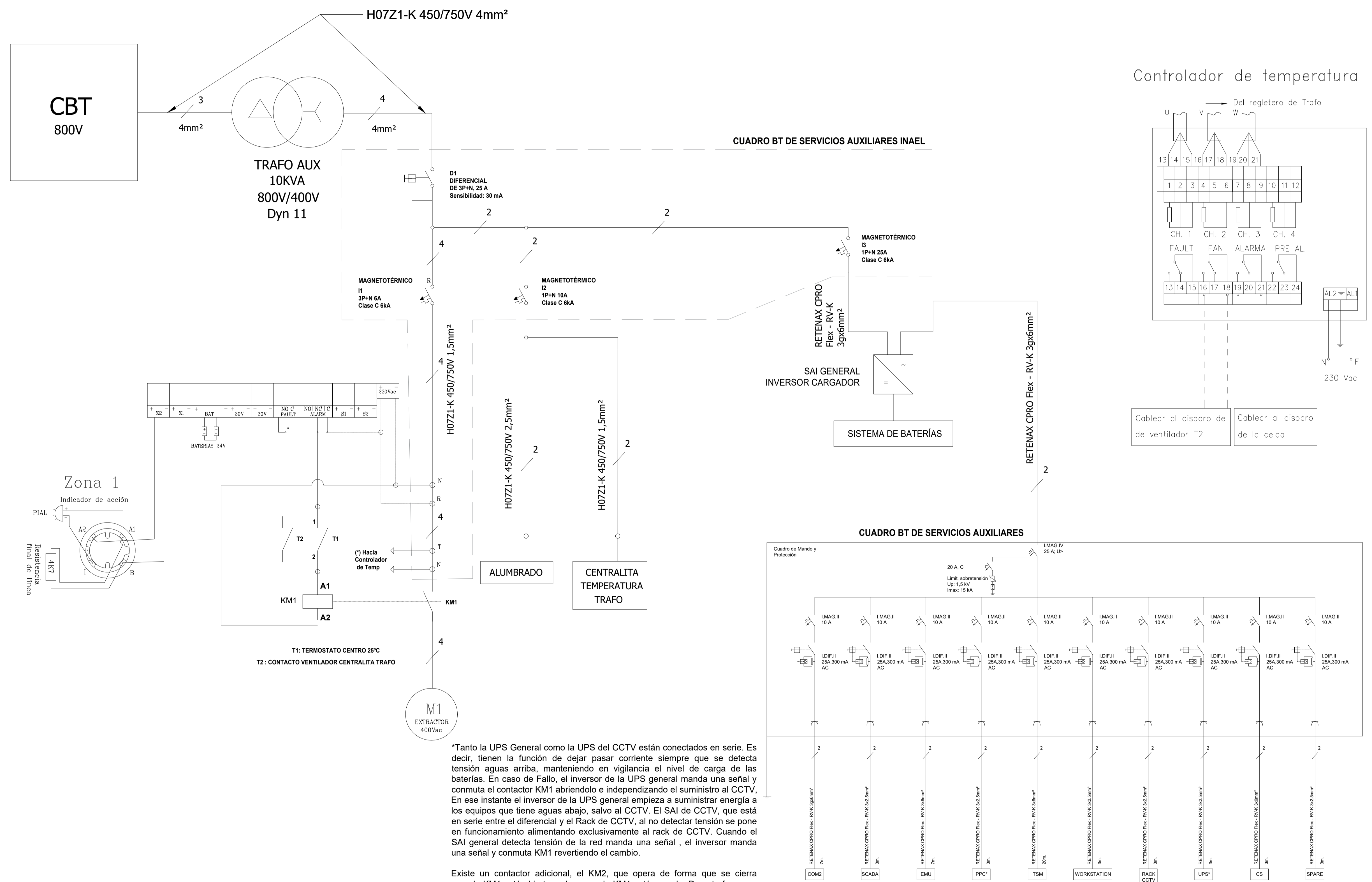
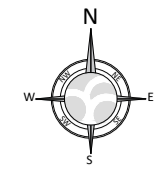
* Celdas CML+CMR+CMRAS, suministradas e instaladas por Inael.
* PVINGEN se encargará del montaje de los sensores resistivos de tensión en dichos conectores.
* Equipo de seguridad, suministrado e instalado por Inael.
* Transformador 3250kVA 20kV/800V B.Porcelana aceite USO EXTERIOR, suministrado por Inael.
* Depósito recogida de aceite EXTERIOR, suministrado por Inael.
* Trafo auxiliar 10kVA 800V/400V suministrado e instalado por Inael.

Enclavamiento por cerradura.
● Llave extraíble
A - Con seccionador de puesta a tierra cerrado del CMPAS.
B - Con interruptor abierto de la CML.
○ Llave prisionera
A - Con seccionador de puesta a tierra abierto CMPAS.
B - Con interruptor cerrado de la CML.

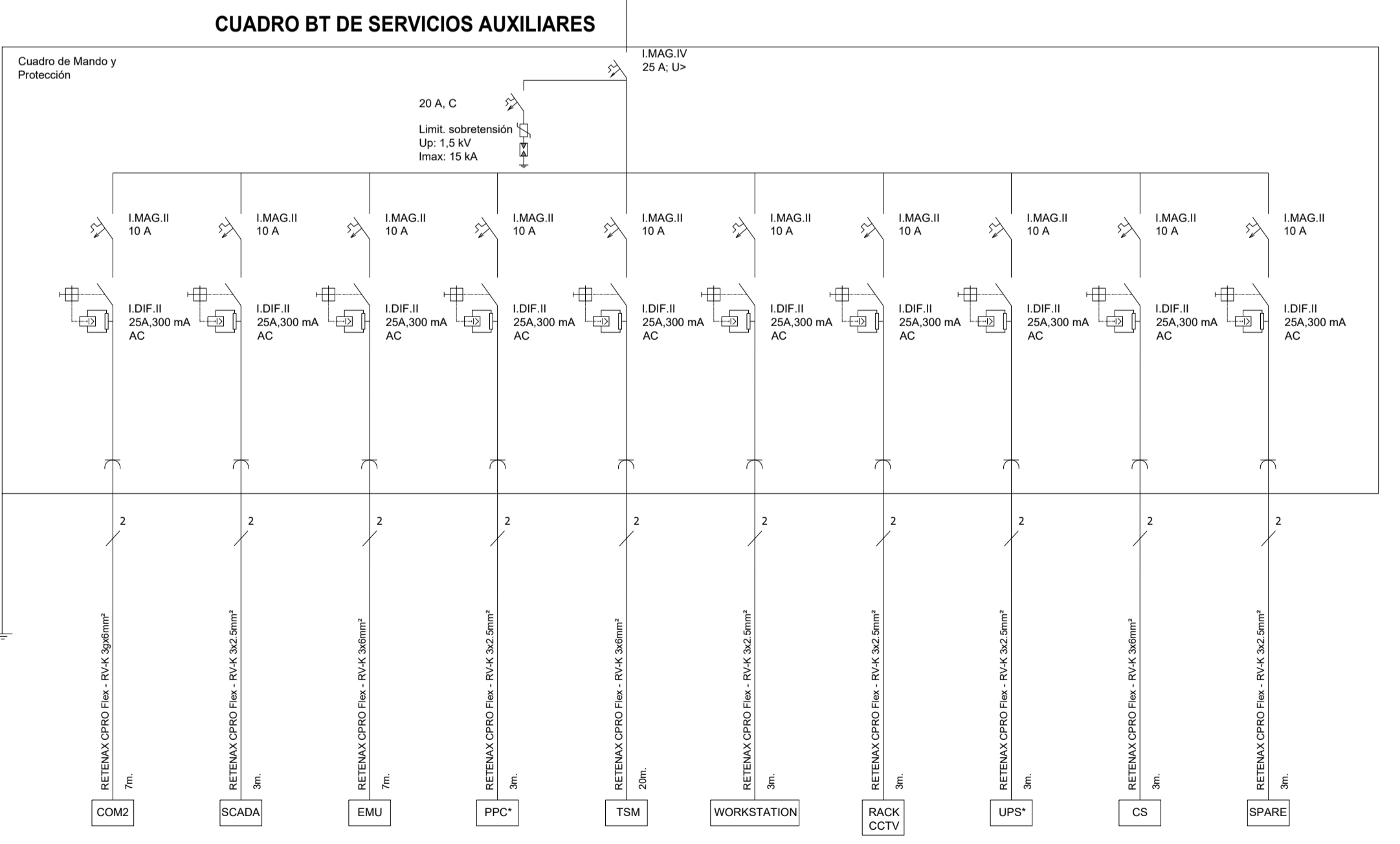
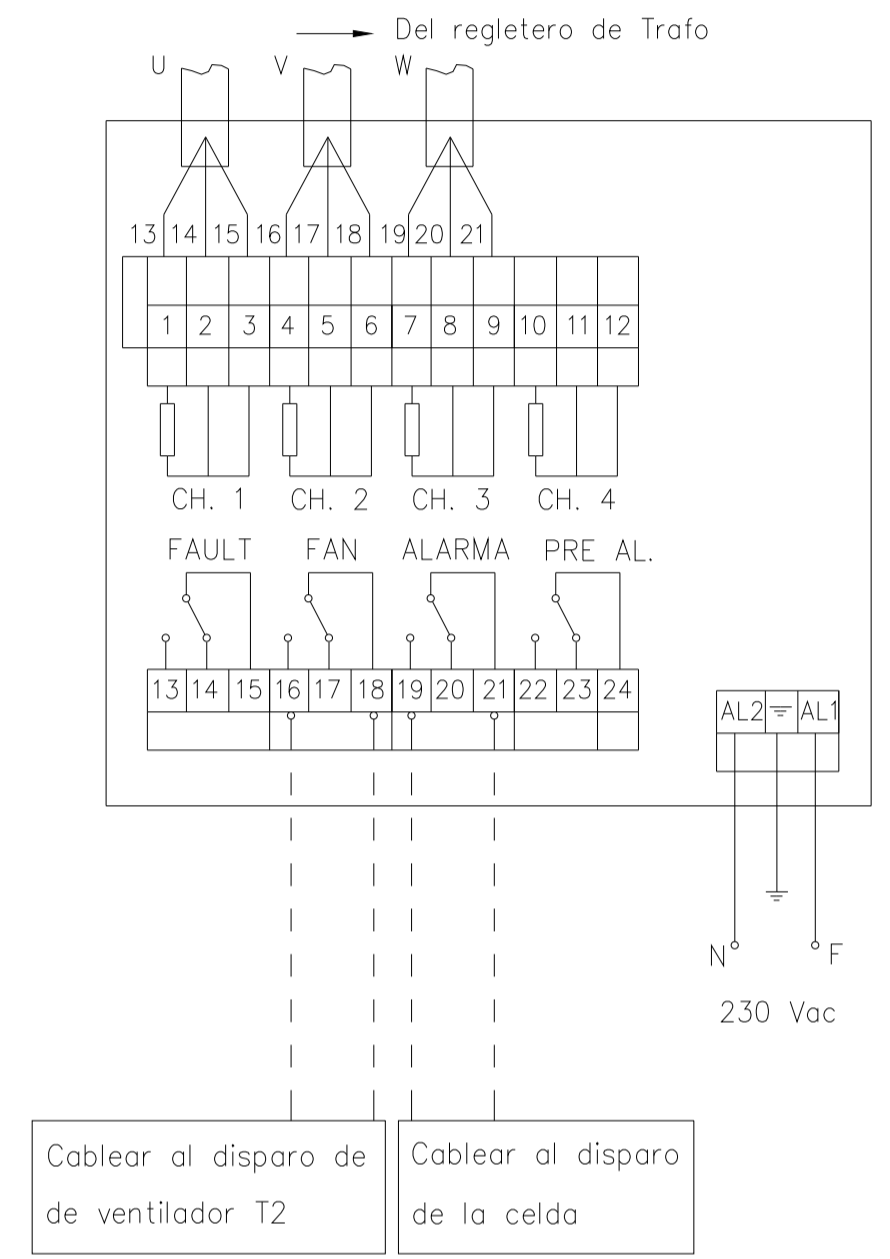
NOTA: Suministramos e instalamos equipo de seguridad de 24kV.

NOTAS Y OBSERVACIONES:			
PLANO:	SLD General	PROYECTO:	HUE1-PV-DW-GEN-3421
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3421	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenada UTM(MU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11	DIR.FACULTATIVA:	PROMOTOR:
Localidad:	Huelves	BOYSE SOLAR, S.L.	Nº DE PLANO:
Provincia:	Cuenca		1
País:	España	FIRMA:	
TAMAÑO DE PAPEL:	A1	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COITI Toledo	
FECHA:	19/12/2025	ESCALA:	1/600
REVISIÓN:	01		

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Colegio de Ingenieros Técnicos Industriales de Toledo



Controlador de temperatura



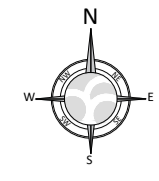
*Tanto la UPS General como la UPS del CCTV están conectados en serie. Es decir, tienen la función de dejar pasar corriente siempre que se detecta tensión aguas arriba, manteniendo en vigilancia el nivel de carga de las baterías. En caso de Fallo, el inversor de la UPS general manda una señal y conmuta el contactor KM1 abriéndolo e independizando el suministro al CCTV. En ese instante el inversor de la UPS general empieza a suministrar energía a los equipos que tiene aguas abajo, salvo al CCTV. El SAI de CCTV, que está en serie entre el diferencial y el Rack de CCTV, al no detectar tensión se pone en funcionamiento alimentando exclusivamente al rack de CCTV. Cuando el SAI general detecta tensión de la red manda una señal, el inversor manda una señal y conmuta KM1 revertiendo el cambio.

Existe un contactor adicional, el KM2, que opera de forma que se cierra cuando KM1 está abierto y abre cuando KM1 está cerrado. De esta forma se habilita una entrada adicional que permite alimentar de manera independiente el SAI de CCTV en caso de fallo, dando la posibilidad de aumentar la autonomía del sistema CCTV en caso de fallo.

Sigue en pág. 2

NOTAS Y OBSERVACIONES:

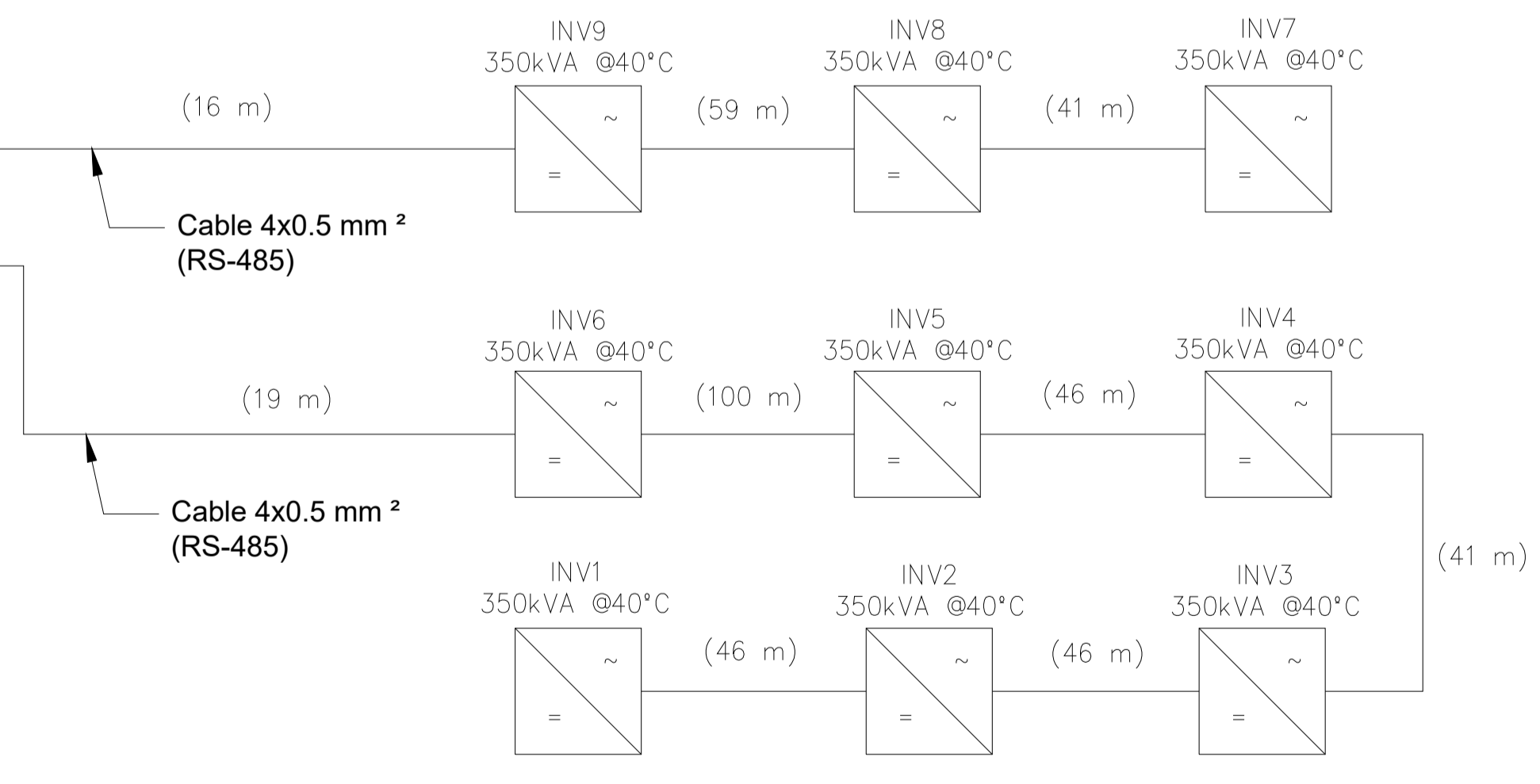
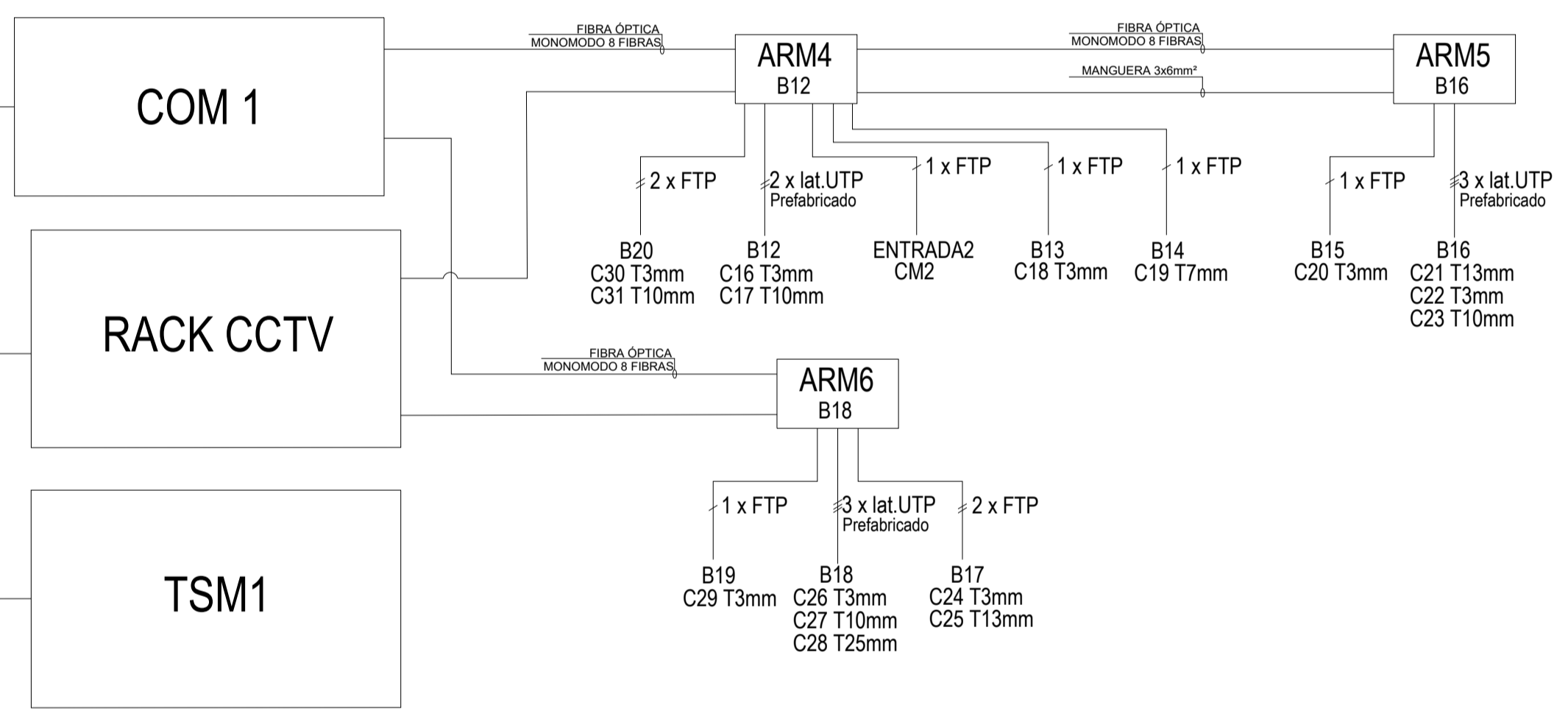
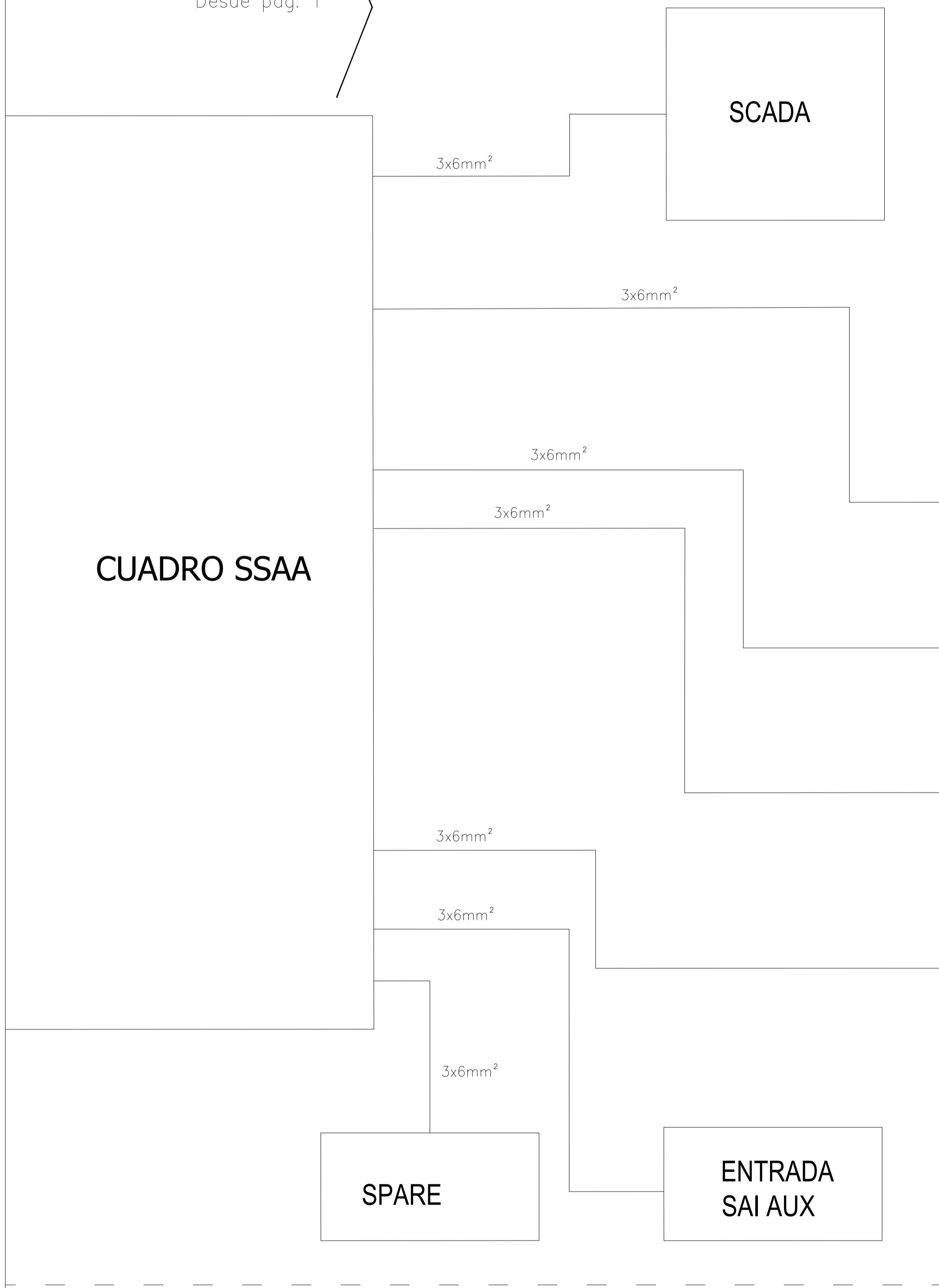
02	21/01/26	Correcciones	VMR	DDM	JCG	
01	19/12/25	Emisión inicial	DNA	DDM	JCG	
Rev.	Fecha	Motivo.	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO:	SLD S5AA Parcela Norte	PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp			
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3424	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:				
Coordenadas UTM(HU5029):	X: 504843.44 Y: 4433358.11					
Localidad:	Huelves	DIR. FACULTATIVA:	PROMOTOR:	Nº DE PLANO:		
Provincia:	Cuenca		BOYSER SOLAR, S.L.	1		
País:	España	FIRMA:				
TAMAÑO DE PAPEL:	FECHA:	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo				
A1	21/01/2026					
REVISIÓN:	ESCALA:					
02	N/A					



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

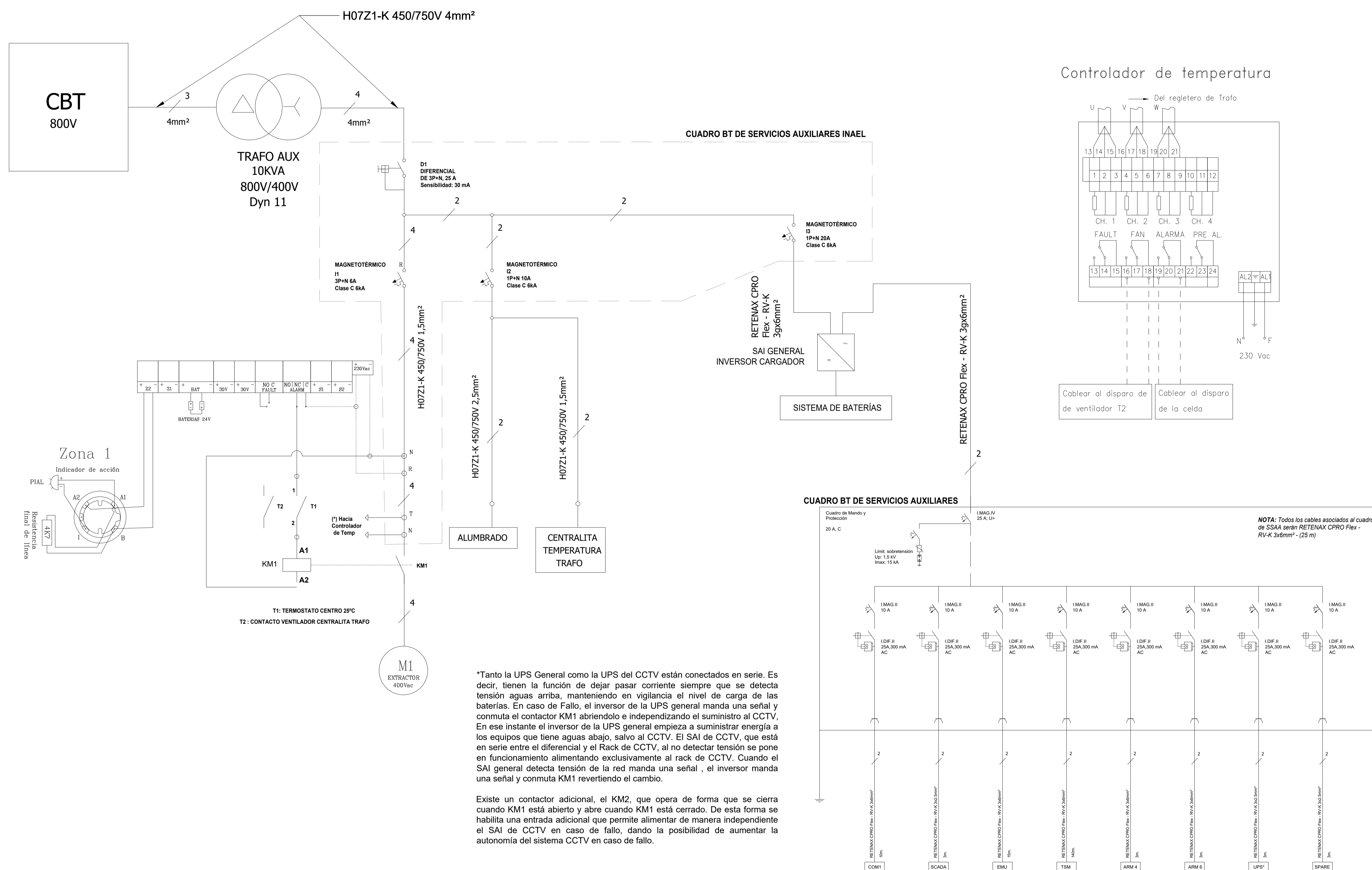
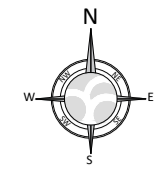
NOTA: Todos los cables asociados al cuadro de SSAA serán
RETENAX CPRO Flex - RV-K 3x6mm²

Desde pág. 1



NOTAS Y OBSERVACIONES:

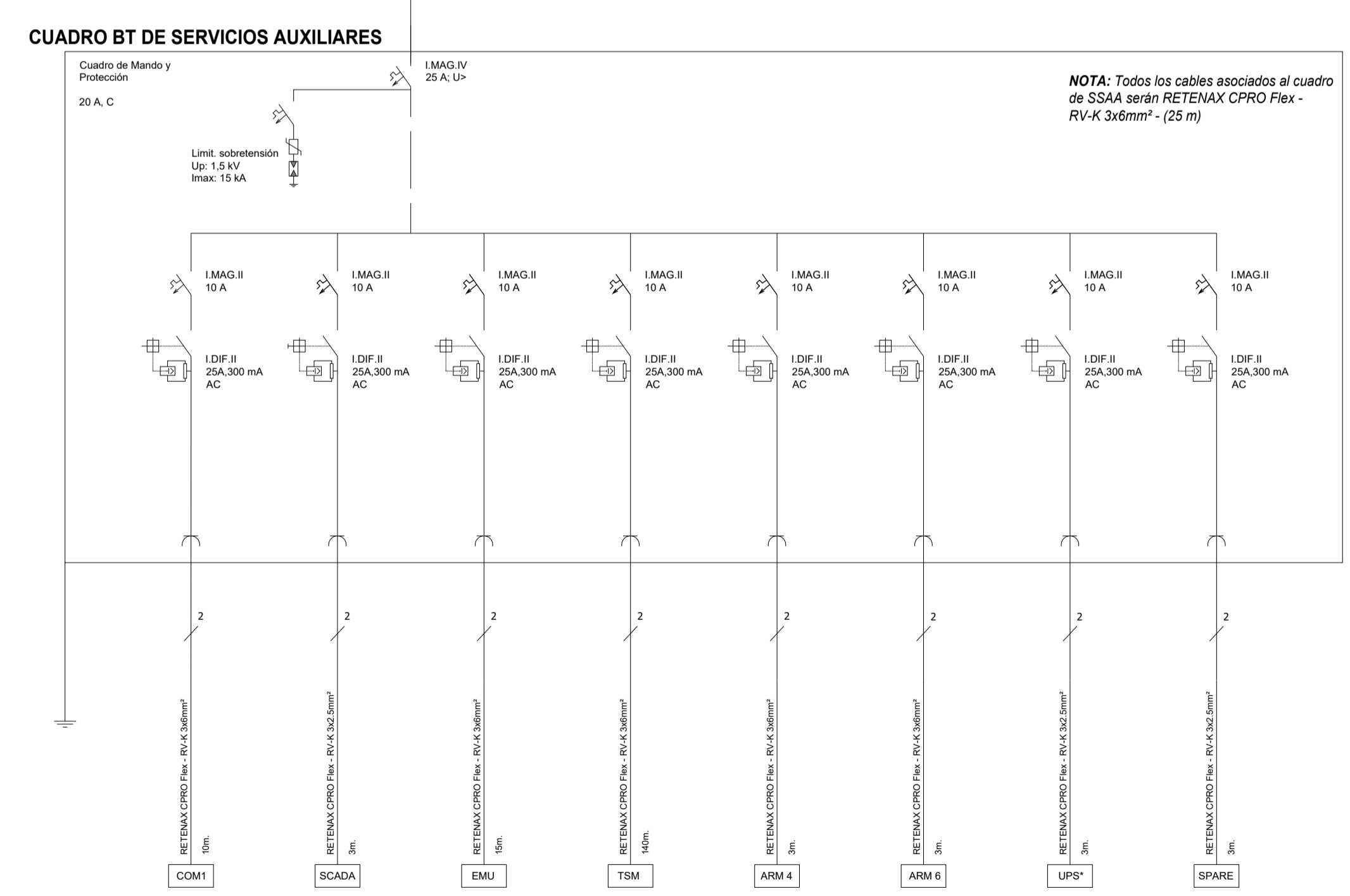
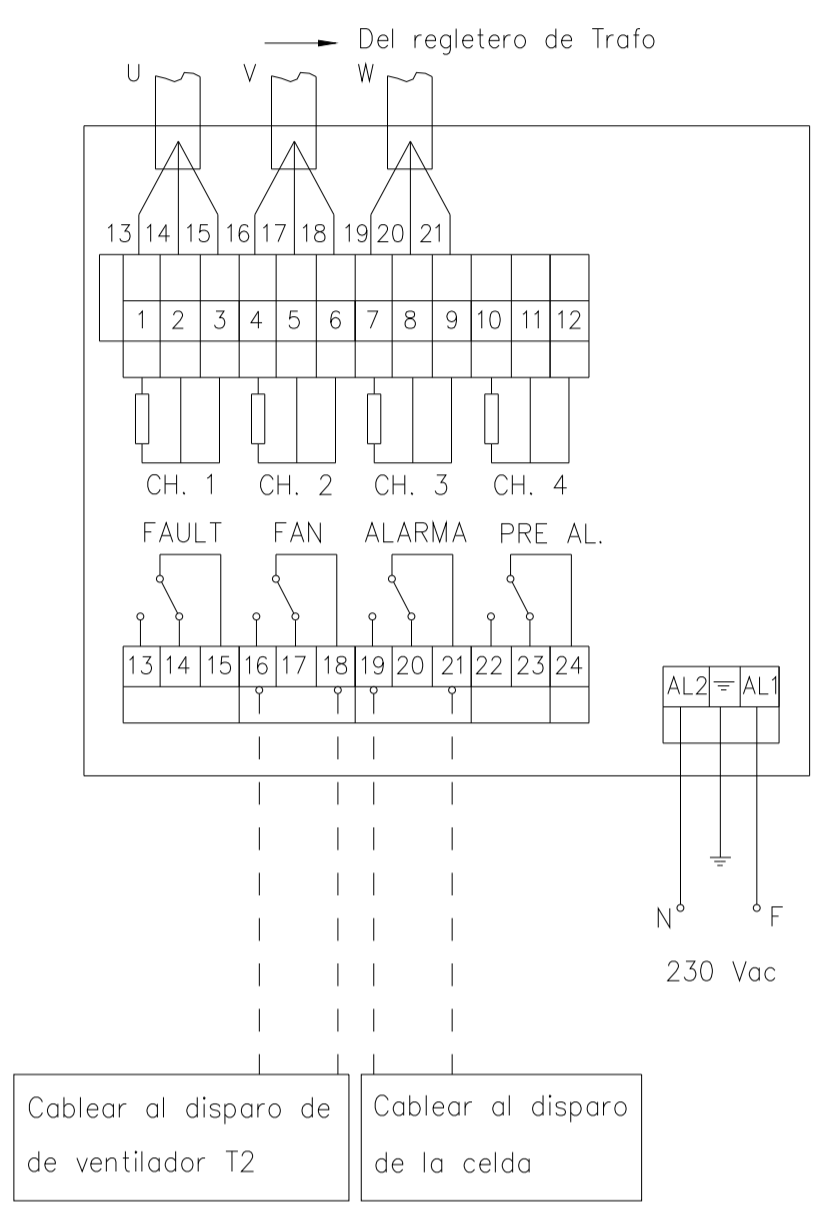
02	21/01/26	Correcciones	VMR	DDM	JCG	
01	19/12/25	Emisión inicial	DNA	DDM	JCG	
Rev.	Fecha	Motivo.	Estado de la revisión	DP	RP	AP
PLANO:		SLD SSAA Parcela Norte		PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp		
CÓDIGO PLANO:		HUE1-PV-DW-GEN-3424				
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:						
Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843,44 Y: 443358,11						
Localidad:		Huelves		DIR.FACULTATIVA:		
Provincia:		Cuenca		PROMOTOR:		
País:		España		BOYSER SOLAR, S.L.		
TAMAÑO DE PAPEL:		FECHA:		Nº DE PLANO:		
A1		21/01/2026		2		
REVISIÓN:		ESCALA:		FIRMA:		
02		N/A		José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COGIT Toledo		
				PAG.: 02 SGT.: 03		



*Tanto la UPS General como la UPS del CCTV están conectados en serie. Es decir, tienen la función de dejar pasar corriente siempre que se detecta tensión aguas arriba, manteniendo en vigilancia el nivel de carga de las baterías. En caso de Fallo, el inversor de la UPS general manda una señal y conmuta el contactor KM1 abriéndolo e independizando el suministro al CCTV. En ese instante el inversor de la UPS general empieza a suministrar energía a los equipos que tiene aguas abajo, salvo al CCTV. El SAI de CCTV, que está en serie entre el diferencial y el Rack de CCTV, al no detectar tensión se pone en funcionamiento alimentando exclusivamente al rack de CCTV. Cuando el SAI general detecta tensión de la red manda una señal, el inversor manda una señal y conmuta KM1 revertiendo el cambio.

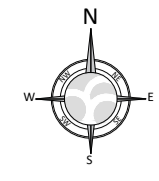
Existe un contactor adicional, el KM2, que opera de forma que se cierra cuando KM1 está abierto y abre cuando KM1 está cerrado. De esta forma se habilita una entrada adicional que permite alimentar de manera independiente el SAI de CCTV en caso de fallo, dando la posibilidad de aumentar la autonomía del sistema CCTV en caso de fallo.

Controlador de temperatura



Sigue en pág. 4

NOTAS Y OBSERVACIONES:			
02	21/01/26	Correcciones	VMR DDM JCG
01	19/12/25	Emisión inicial	DNA DDM JCG
Rev:	Fecha	Motivo. Estado de la revisión	DP RP AP
PLANO:	SLD SSAA Parcela Sur	PROYECTO: Huelves I Potencia: 5,705 MWp	
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3424		
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenadas UTM(HU5029): X: 504843.44 Y: 4433358.11	PSFV HUELVES I	
Localidad:	Huelves	DIR. FACULTATIVA:	PROMOTOR:
Provincia:	Cuenca		BOYSER SOLAR, S.L.
País:	España		
TAMAÑO DE PAPEL:	FECHA:	FIRMA:	
A1	21/01/2026	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 458 COGITI Toledo	
REVISIÓN:	ESCALA:		
02	N/A		

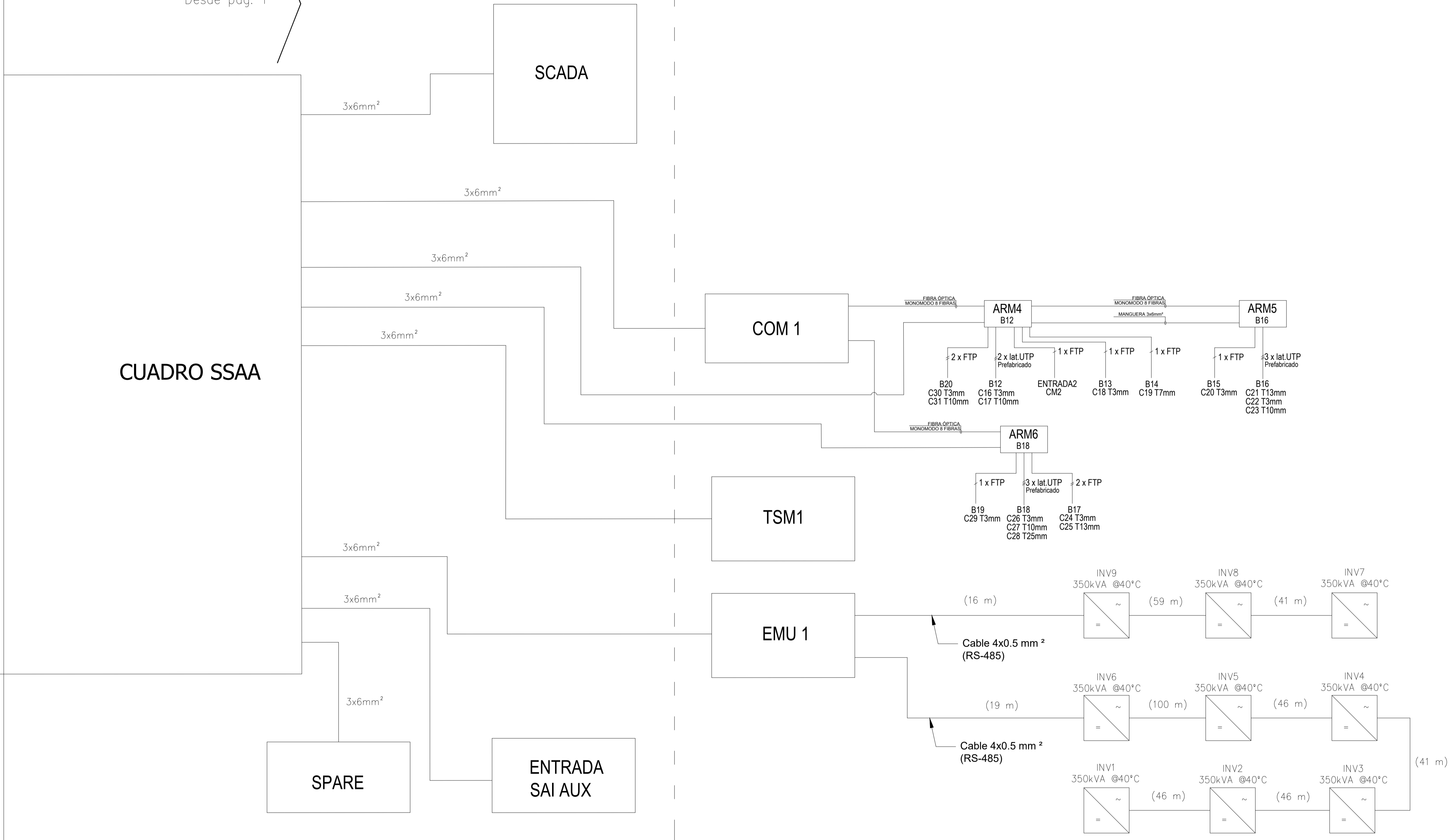


Desde pág. 1

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

NOTA: Todos los cables asociados al cuadro de SSAA serán
 RETENAX CPPO Flex - RV-K 3x6mm²



CUADRO SSAA



NOTAS Y OBSERVACIONES:

02	21/01/26	Correcciones	VMR	DDM	JCG	
01	19/12/25	Emisión inicial	DNA	DDM	JCG	
Rev.	Fecha	Motivo.	Estado de la revisión	DP	RP	AP

PLANO:	SLD SSAA Parcela Sur	PROYECTO:	Huelves I Potencia: 5,705 MWp
CÓDIGO PLANO:	HUE1-PV-DW-GEN-3424	PSFV HUELVES I	
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:	Coordenadas UTM(HUJ029): X: 504843.44 Y: 4433358.11	DIR. FACULTATIVA:	PROMOTOR:
Localidad:	Huelves		BOYSER SOLAR, S.L.
Provincia:	Cuenca	Nº DE PLANO:	4
País:	España	FIRMA:	José Ángel Román García Ingeniero Técnico Industrial Colegiado nº 498 COGITI Toledo
TAMAÑO DE PAPEL:	A1	FECHA:	21/01/2026
REVISIÓN:	02	ESCALA:	N/A

VISADO COITI  TOLEDO 200011-A13	BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
	Título doc.		Versión	Rev01
			Fecha:	21-01-2026

12. Conclusión

Como se puede ver en la tabla comparativa el principal cambio que se ha realizado es el cambio de potencia del módulo de 705 Wp a 715 Wp. Esta actualización NO SUPONE UN CAMBIO SUSTANCIAL porque no se cambia la potencia en el punto de entrega. Ésta seguirá limitada a lo indicado en la documentación de dicho punto de conexión que es de 5 MW.

Los cambios realizado en esta actualización no suponen ningún cambio en el presupuesto total de la instalación.



José Ángel Román García

Ingeniero Técnico Industrial

Col. 498 COGITI TOLEDO

COLEGIO OFICIAL DE GRADUADOS E INGENIEROS
TÉCNICOS INDUSTRIALES DE TOLEDO

VISADO **200011-A13**
Fecha visado: 22/01/2026


Autores:
Col. nº 0000498 JOSE ANGEL ROMAN GARCIA

Puede consultar la validez de este documento
escaneando el código QR o en la página
<https://coititoledo.e-gestion.es/>, mediante el CVT:

FV8VPUHWKSIOJMVO





BOYSER SOLAR, S.L.	ANEXO XIII DEL PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5 MW DE POTENCIA EN HUELVES (CUENCA) CON NUMERO DE VISADO 200011 DE 02/01/2020		
Titulo doc.		Versión	Rev01
		Fecha:	21-01-2026

13. Anexos. Fichas técnicas



risen

Hyper-ion™

Heterojunction Hyper-ion Series Bifacial Module

RSM132-8-700-725BHDG

Hyper-link Interconnection

Patented Technology

700-725 Wp

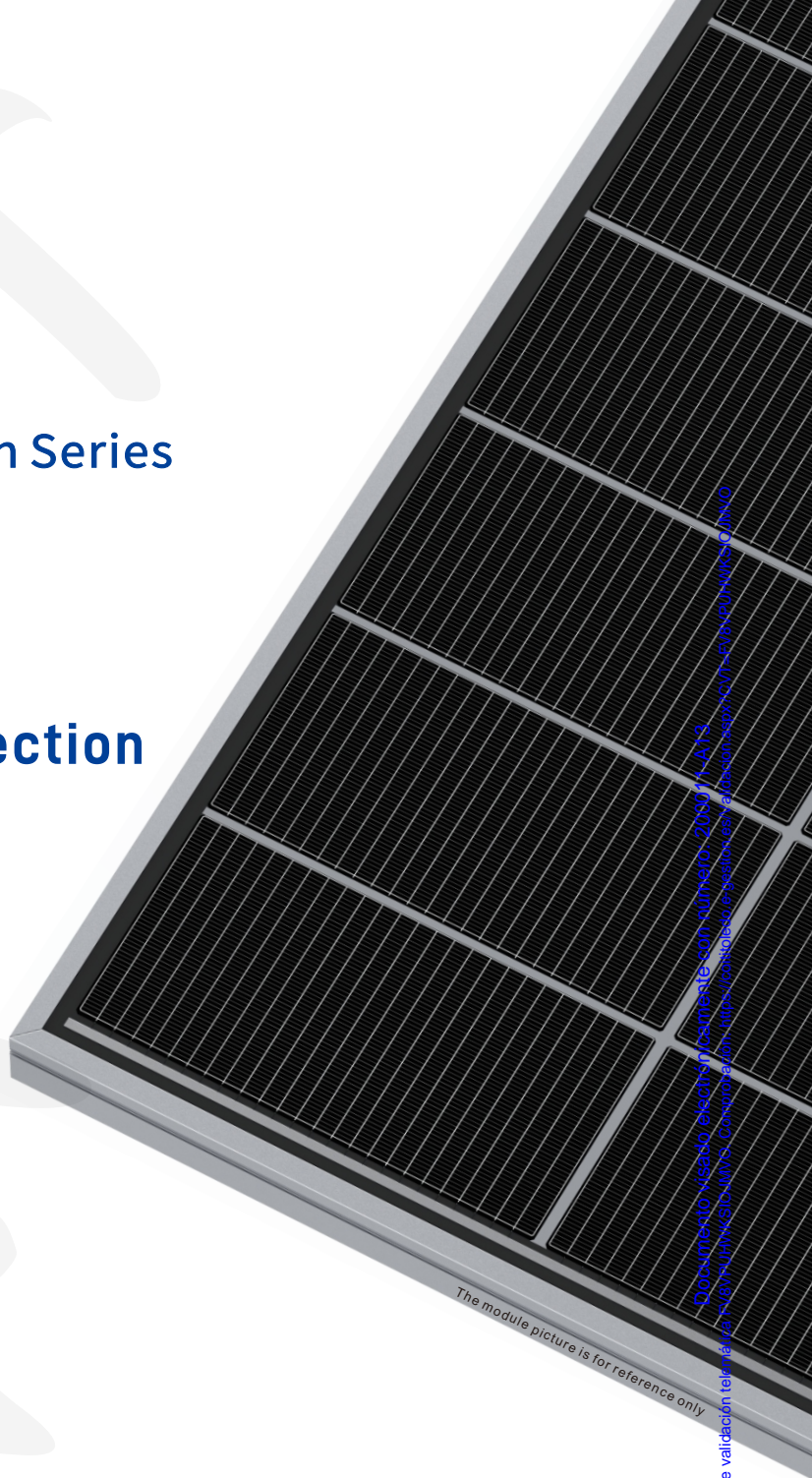
Power Output Range

23.3%

Higher Efficiency







0~+3%

Positive Power Tolerance



The module picture is for reference only

Documento visado electrónicamente con número: 2020/11-A13
 Código de validación telemática: FV8YPURH30JMV0

-  No B-O caused LID
-  Ultra-high bifacial factor
-  Ultra-high power generation, ultra-low carbon emission
-  Most stable power temperature coefficient
-  Lead technology of metallization process
-  Excellent anti-LID & anti-PID performance

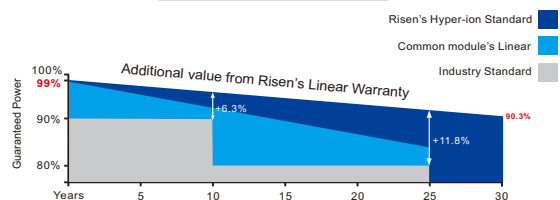


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

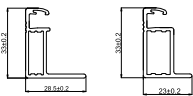
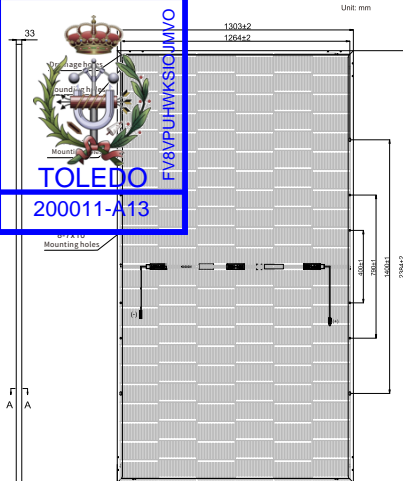
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

15 years product warranty / 30 years linear power warranty

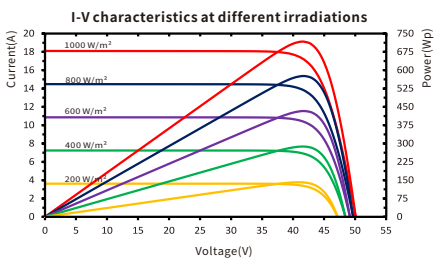
0.3% Annual Degradation over 30 years



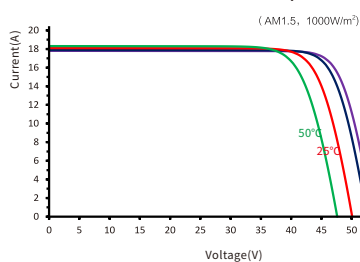
*Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd



RSM132-8-715BHDG



I-V characteristics at different temperatures



PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	594
Number of modules per pallet	33
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320 × 1125 × 2520
Box gross weight [kg]	1289

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Type	RSM132-8-700-725BHDG					
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	700	705	710	715	720	725
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.83	49.92	50.01	50.09	50.18	50.26
Short Circuit Current-Isc(A)	17.82	17.91	18.00	18.10	18.19	18.29
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.78	41.86	41.93	42.00	42.08	42.14
Maximum Power Current-Imp(A)	16.77	16.86	16.95	17.05	17.13	17.23
Module Efficiency (%) *	22.5	22.7	22.9	23.0	23.2	23.3

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 85±10% * Module Efficiency (%): Rounding to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Model Type	RSM132-8-700-725BHDG					
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	770	776	781	787	792	798
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.83	49.92	50.01	50.09	50.18	50.26
Short Circuit Current-Isc(A)	19.60	19.70	19.80	19.91	20.01	20.12
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.78	41.86	41.93	42.00	42.08	42.14
Maximum Power Current-Imp(A)	18.44	18.55	18.65	18.76	18.85	18.95

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 Type	RSM132-8-700-725BHDG					
Maximum Power-Pmax (Wp)	534.5	538.5	542.3	546.2	550.1	553.9
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.69	46.78	46.86	46.93	47.02	47.09
Short Circuit Current-Isc (A)	14.61	14.68	14.76	14.84	14.92	15.00
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	39.07	39.14	39.21	39.27	39.34	39.40
Maximum Power Current-Imp (A)	13.68	13.76	13.83	13.91	13.98	14.05

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	n-type HJT
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×33mm
Weight	37.5kg
Superstrate	High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² , Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included), or customized length
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



RISEN ENERGY CO., LTD.

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

THE POWER OF RISING VALUE

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 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.

Version: REM132-BHDG-0BB-EN-H1-1-2024

Documento visado electrónicamente con número de validación 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPJHWKSIQJMV0. Comprobación: https://coitiledo.e-gestion.es/validacion.aspx?CVT=FV8VPJHWKSIQJMV0



SG350HX-20

MULTI-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



Documento visado electrónicamente con número: 200011-A113
Código de validación telemática: FV8VPUHWKSIOJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CYT=FV8VPUHWKSIOJMVO>

HIGH YIELD

- Up to 6 MPPTs with max. efficiency 99%
- 75A per MPPT, adapt to different PV module
- Max 30 inputs, adapt to different DC/AC ratios

LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis, active O&M
- Integrated tracking power and communication interface, saving cable and construction costs

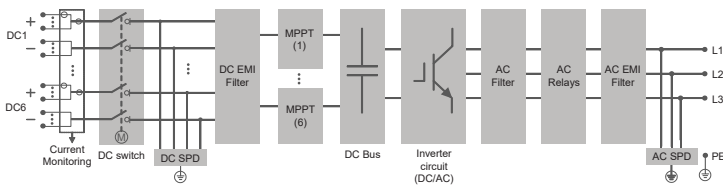
GRID-FRIENDLY

- $SCR \geq 1.1$ stable operation in extremely weak grid
- Fastest Reactive power response time 20ms
- Compliant with global grid code

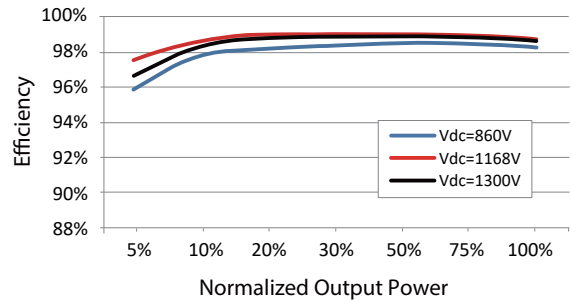
PROVEN SAFETY

- Intelligent DC switch, automatically cut off the fault
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring
- IP66 protection, C5 design, adapt to all kinds of harsh environment
- Smart-cooled and dedusted fan with IP68 protection, low temperature rise, long lifecycle

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE





Designation	SG350HX-20
PV input voltage	1500 V
MPPT input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	6
Max. number of input connector per MPPT	5
Max. PV input current	6 * 75 A
Max. DC short-circuit current per MPPT	6 * 125 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 V – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz
THD **	< 1 % (Rated Condition)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General data	
Dimensions (W*H*D)	1148 mm * 779 mm * 371 mm
Weight *	≤ 106 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	- 30 °C to 60 °C
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Evo2
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 217002, NTS, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

* Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

** Rated Condition □ PV input voltage 1080V, AC voltage 800V, AC output power 320kW.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática: FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://coititoledo.e-gestion.es/validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



VISADO

COITI

Top Cable



TOLEDO

200011-A13

TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

NORMAS DE REFERENCIA: EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



100% Green Energy
Cable Production

Cca

TOP CABLE TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K Cca -s1b,d2,a1

APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección)



Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: C_{ca}-s1b,d2,a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:
Transmitancia luminosa > 60%.



Características mecánicas

Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.
Presencia de agua: AD7+ Inmersión.
AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE



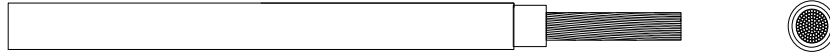
CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

C_{ca}-s1b,d2,a1





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K



Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A·km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228
1 x 300 *	29,3	2.935	879	834	715	0,182
1 x 500 **	38,0	4.935	-	-	-	0,108

* Cable fuera de norma EN 50618.

** Cable fuera de norma EN 50618 e IEC 62930.

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:
 Cables con diámetro exterior $d \leq 7$ mm. → -0,1 +0,2 mm
 Cables con diámetro exterior $7 < d < 10$ mm. → -0,1 +0,3 mm
 Cables con diámetro exterior $d \geq 10$ mm. → -0,2 +0,4 mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).

En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.

La caída de tensión se calcula con una temperatura de conductor de 120 °C.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla B.52-17.



Zertifikat Nr.
200011-A13

FV8VPJUHWSIQJMVO

Certificate



Certificate No. **R 60165131** Blatt Sheet **0001**

Ihr Zeichen Client Reference	Unser Zeichen Our Reference	Ausstellungsdatum Date of Issue
	0010-L.M.-21243325 007	11.08.2022 (day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber License Holder

TOP CABLE S.A.
P.A.E. Can Sant Joan
Leonardo da Vinci 1
08191 Rubi - Barcelona
Spain

Fertigungsstätte Manufacturing Plant

Akson Cables S.L.
Pl Plans de la Sala
Carrer Independencia 9-11
08650 Sallent
Spain

Prüfzeichen Test Mark



Geprüft nach Tested acc. to
EN 50618:2014

**Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)**

**Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit**

PV Components for BOS - electrical , PV - Cable [®]

Identification:	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	16
Code designation:	H1Z2Z2-K	
Rated diameter:	2,5 mm ² ; 4,0 mm ² ; 6,0 mm ² ; 10,0 mm ² ; 16,0 mm ² ; 25,0 mm ²	
Rated voltage:	AC U0/U 1,0/1,0 kV	
Rated voltage:	DC 1500 V (conductor-conductor and conductor-earth)	
Max. permitted voltage:	DC 1,8 kV	
Light transmission:	82,1 %	
Ambient temperature:	-40 °C to +90 °C	
max. Core temperature:	+120 °C @ 20.000 h	
Material of Insulation:	Halogene Free thermosetting rubber	
Material of Sheath:	Halogene Free thermosetting rubber	
Colour of Sheath:	black (red on customer demand)	

Replaces certificate R60113828

16

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.



A. Dolya

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
http://www.tuv.com/safety E-mail: markcheck@tuv.com
Fax: +49 221 806-3935

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPJUHWSIQJMVO. Comprobación: https://coititoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CYT=FV8VPJUHWSIQJMVO

AENOR

Certificado de Conformidad Certificate of Conformity

A28/000041

AENOR certifica que, a petición de | AENOR certifies that, on request of

TOP CABLE, S.A.

Domicilio social / Registered office **PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN,
CL LEONARDO DA VINCI, 1 08191 RUBÍ (Barcelona - Spain)**

se ha ensayado el producto **Cable flexible unipolar con aislamiento y cubierta reticulados, para uso en
Sistemas Fotovoltaicos (1,5 kV CC)**

the product **Single-core flexible cable, with crosslinked insulation and sheath. For use
in Photovoltaic Systems (1,5 kV DC)**

y ha resultado conforme con **IEC 62930:2017**
has been tested and found to comply with

Designation **H1Z2Z2-K**
Trade Mark **TOP CABLE 5 TOPSOLAR PV**
Restriction **From 1x1,5 mm² to 1x240 mm².**

Centro de producción / Production site **POLIGONO INDUSTRIAL PLANS DE LA SALA,
CALLE INDEPENDENCIA, 9 08650 SALLENT (Barcelona - Spain)**

Esquema de evaluación **Este certificado de conformidad es el resultado de ensayar muestras del
producto de acuerdo con las normas indicadas.**

Assessment scheme **This Certificate of Conformity is the result of testing samples of the product
submitted, in accordance with the provisions of the above mentioned
standards.**

Fecha de emisión / First issued on **2021-07-15**



Rafael GARCÍA MEIRO
Director General / CEO

Original Electronic Certificate

AENOR INTERNACIONAL S.A.U.
Génova, 6. 28004 Madrid. España
Tel. 91 432 60 00.- www.aenor.com



AENOR

Certificado de Conformidad Certificate of Conformity

A28/000039

AENOR certifica que, a petición de | AENOR certifies that, on request of

TOP CABLE, S.A.

Domicilio social / Registered office PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN,
CL LEONARDO DA VINCI, 1 08191 RUBÍ (Barcelona - Spain)

se ha ensayado la / has been tested Resistencia al Agua de los Cables Eléctricos Flexibles
Water Resistance of Flexible Electrical Cables

de acuerdo con / according to Ensayo Eléctrico:
Anexo D, UNE-EN 50525-2-21:2012
(Annex D, EN 50525-2-21:2011)

Propiedades Mecánicas de la cubierta tras inmersión en agua:
Anexo E, UNE-EN 50525-2-21:2012
(Annex E, EN 50525-2-21:2011)

Designation H1Z2Z2-K
Trade Mark TOPSOLAR PV
Restriction 1x6 mm²

Centro de producción / Production site PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN,
CL LEONARDO DA VINCI, 1 08191 RUBÍ (Barcelona - Spain)

Esquema de evaluación / Assessment scheme Este certificado de conformidad es el resultado de ensayar muestras del
producto indicado de acuerdo con las normas de ensayo mencionadas
más arriba. El resultado ha sido conforme.

This certificate of conformity is the result of testing samples of the product
submitted, in accordance with the provisions of the above mentioned
testing standards. The results meet the requirements.

Fecha de emisión / First issued on 2021-03-18



Rafael GARCÍA MEIRO
Director General / CEO

Original Electronic Certificate

AENOR INTERNACIONAL S.A.U.
Génova, 6. 28004 Madrid. España
Tel. 91 432 60 00.- www.aenor.com



Certificado de constancia de las prestaciones

0099/CPR/B85/0734

En cumplimiento del Reglamento de Productos de Construcción (UE) 305/2011, de 9 de marzo de 2011, el organismo notificado AENOR (nº 0099) ha emitido este certificado a favor de

TOP CABLE, S.A.

con domicilio social en **PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN, CL LEONARDO DA VINCI, 1 08191 RUBÍ (Barcelona - España)**

Prestación certificada **Reacción al Fuego de cables eléctricos de energía para aplicaciones generales en construcciones.**

Norma armonizada **EN 50575:2014
EN 50575:2014/A1:2016**

Designación **H1Z2Z2-K**
Marca Comercial **TOP CABLE F TOPSOLAR PV; 725**
Clase de Reacción al Fuego **Cca-s1b,d2,a1**
Rango de Secciones **1x4 mm²; 1x6 mm²; 1x10 mm²; 1x16 mm²; 1x25 mm²; 1x35 mm²; 1x50 mm²; 1x70 mm²; 1x95 mm²; 1x120 mm²; 1x150 mm²; 1x185 mm²; 1x240 mm².**

Tensión Asignada **1,5/1,5 kV DC**
Familia Genérica de Cables de Energía **Unipolar con Cubierta (No Armado)**

Centro de producción **PI PLANS DE LA SALA. C. INDEPENDENCIA, 9
08650 SALLENT (Barcelona - España)**

Esquema de certificación **Se han aplicado todas las disposiciones del sistema 1+ para la evaluación y verificación de la prestación de reacción al fuego declarada y de su constancia, según lo descrito en el Anexo ZZ de la norma armonizada. Este certificado permanecerá en vigor hasta su fecha de expiración, siempre y cuando no hayan cambiado los métodos de ensayo y los requisitos del control de producción en fábrica incluidos en la norma armonizada para evaluar las prestaciones de las características declaradas, y el producto y las condiciones de fabricación no se hayan modificado significativamente.**

Este certificado anula y sustituye al B85/000734, de fecha 2021-06-04

Primera emisión 2021-06-04
Expiración 2026-01-12

Modificación 2023-01-12

Rafael GARCÍA MEIRO
CEO



VISADO

COITI

Top Cable



TOLEDO

200011-A13

TOPSOLAR® PV AI 1500 V

Cable de aluminio para instalaciones fotovoltaicas.

NORMAS DE REFERENCIA: IEC 60502-1

TOP CABLE TOPSOLAR PV AL 1500V

Eca

APLICACIÓN

El cable de alimentación de Aluminio Topsolar® PV AL 1500 V es adecuado para todo tipo de instalaciones solares. Este cable se recomienda para conexiones entre string box e inversor central y también entre string inverter y centro de transformación.

- Instalaciones fotovoltaicas.
- También disponible las versiones armadas y resistentes a los impactos.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado, tipo XLPE según IEC 60502-1.

La identificación normalizada de los conductores aislados según HD 308 es la siguiente:

- 1 x Natural
- 2 x Azul + Marrón
- 3 x Marrón + Negro + Gris
- 3 x + 1 x Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
- 4 x Marrón + Negro + Gris + Azul

Cubierta

PVC especial resistente a los rayos UV, tipo ST2 según IEC 60502-1. Color negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV CC según EN 50618.
1,8/3 (3,6) kV AC según IEC 60502-1.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40°C (estático con protección).
Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C (en superficie del cable).



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.
Reacción al fuego CPR: Eca según EN 50575.
Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.



Características mecánicas

Radio de curvatura durante la instalación: 5x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG3 Alto.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Buena.
Resistencia a los ataques químicos: Buena.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 y HD 60501.
Presencia de agua: AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoleido.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia
IEC 60502-1



Certificaciones
RETIE / RoHS / CE



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)
Eca

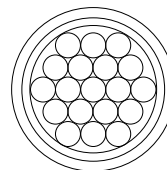
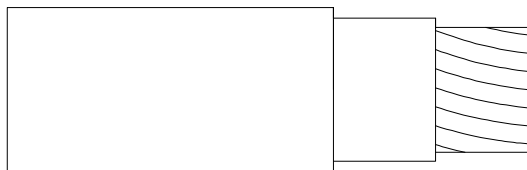




TOPSOLAR® PV

AI 1500 V

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	R máx. 20°C (Ω/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²	Caída tensión (V/A · km) ³
1 x 50	14,5	255	0,641	184	139	1,643
1 x 70	16,6	340	0,443	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	0,320	289	204	0,820
1 x 120	19,3	520	0,253	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	0,206	389	261	0,528
1 x 185	22,5	740	0,164	447	296	0,420
1 x 240	24,9	930	0,125	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	0,100	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	0,0778	740	444	0,199
1 x 500	34,3	1.755	0,0605	856	510	0,155
1 x 630	38,4	2.225	0,0469	996	588	0,120
2 x 240 *	50,2	3.510	0,125	470	343	0,320
3 x 95 + 1 x 50 *	39,9	2.090	0,320	257	204	0,820
3 x 150 + 1 x 95 *	46,6	3.040	0,206	346	261	0,528
3 x 240 *	52,9	3.990	0,125	470	343	0,320
3 x 240 + 1 x 120 *	56,7	4.430	0,125	470	343	0,320
3 x 300 *	57,2	4.695	0,100	543	386	0,256
3 x 300 + 1 x 150 *	61,7	5.260	0,100	543	386	0,256
3 x 1 x 70	35,2	1.035	0,443	208	127	1,135
3 x 1 x 95	38,3	1.295	0,320	254	153	0,820
3 x 1 x 95 + 1 x 50	40,4	1.555	0,320	254	153	0,820
3 x 1 x 120	41,5	1.585	0,253	296	174	0,648
3 x 1 x 150	44,5	1.855	0,206	342	195	0,528
3 x 1 x 150 + 1 x 70	47,0	2.200	0,206	342	195	0,528
3 x 1 x 185	48,4	2.245	0,164	393	222	0,420
3 x 1 x 185 + 1 x 95	51,1	2.675	0,164	393	222	0,420
3 x 1 x 240	53,5	2.810	0,125	466	257	0,320
3 x 1 x 240 + 1 x 120	56,5	3.345	0,125	466	257	0,320
3 x 1 x 300	58,1	3.330	0,100	539	289	0,256
3 x 1 x 300 + 1 x 150	61,3	3.940	0,100	539	289	0,256
3 x 1 x 400	64,7	4.240	0,0778	651	333	0,199
3 x 1 x 400 + 1 x 240	68,3	5.185	0,0778	651	333	0,199
4 x 95 *	42,0	2.300	0,320	257	204	0,820
4 x 120 *	46,1	2.800	0,253	300	233	0,648
4 x 150 *	49,3	3.320	0,206	346	261	0,528

VISADO

COITI

Top Cable

TOLEDO

200011-A13

FV8VPUHWKSIQJMVO

TOPSOLAR® PV

AI 1500 V

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	R máx. 20°C (Ω/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²	Caída tensión (V/A · km) ³
4 x 1 x 120	46,5	2.100	0,253	296	195	0,648
4 x 1 x 150	49,9	2.465	0,206	342	196	0,528
4 x 1 x 240	60,0	3.745	0,125	466	257	0,320
4 x 1 x 300	65,1	4.435	0,100	539	289	0,256
4 x 1 x 400	72,3	5.670	0,0778	651	333	0,199

* Cable basado en IEC 60502-1

¹ Método de referencia F para cables unipolares y método E para cables multiconductores según IEC 60364-5-52 al aire libre a 30 °C de temperatura ambiente.

² Método de referencia D2 según IEC 60364-5-52. Directamente enterrados a 0,7 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 2,5 K-m/W y 20°C de temperatura del suelo.

³ A temperatura máxima de conductor y $\cos\phi=1$.

Para todos los cables se supone un circuito monofásico.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>

VISADO

COITI

Top Cable



INFORMACIONES EN CORTO CIRCUITO

200011-A13

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	299	211	173	134	94	77	67	60	55

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL TERRENO

T. Terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA RESISTIVIDADES TÉRMICAS DEL TERRENO

Cables directamente enterrados							
	0,5 K·m/W	0,7 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Otros factores de corrección (para agrupamiento de cables, para corrientes armónicas), que no están en la especificación, pueden ser aplicados. Puede encontrar más Información en IEC 60364-5-52.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



Ref. Certif. No.
ES2354-AENOR

**TOLEDO IEC SYSTEM FOR MUTUAL RECOGNITION OF TEST CERTIFICATES FOR ELECTRICAL EQUIPMENT
200011-1 (IECEE) CB SCHEME**

CB TEST CERTIFICATE

Product

POWER CABLE WITH CLASS 2 ALUMINIUM CONDUCTOR, XLPE INSULATED AND PVC (ST2) SHEATHED, FOR RATED VOLTAGE 1,8/3 (3,6) KV

Name and address of the applicant

TOP CABLE, S.A.
PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN,
CL LEONARDO DA VINCI, 1
08191 RUBÍ (Barcelona - Spain)

Name and address of the manufacturer

AKAN CABLES, S.L.
PI PLANS DE LA SALA, PARCELA 11
08650 SALLENT (Barcelona - Spain)

Name and address of the factory

SAME AS ABOVE

Note: When more than one factory, please report on page 2

Additional Information on page 2

Ratings and principal characteristics

1x185 mm²

Trademark (if any)

TOPSOLAR PV AL 1500 V DC //
POWERHARD AL RV 1,8/3 KV

Customer's Testing Facility (CTF) Stage used

Model / Type Ref.

PV AL 1500 V DC K AL // RV 1,8/3 KV K AL

Additional information (if necessary may also be reported on page 2)

Additional Information on page 2

A sample of the product was tested and found to be in conformity with

IEC 60502-1:2004
IEC 60502-1:2004/AMD1:2009

As shown in the Test Report Ref. No. which forms part of this Certificate

CEL-0673/20-1

This CB Test Certificate is issued by the National Certification Body

AENOR INTERNACIONAL S.A.U.
Cl Génova, 6
ES-28004 MADRID (SPAIN)

Date: 2020-11-24

Signature: Rafael GARCÍA MEIRO
Chief Executive Officer

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoleado.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



ANNEX I

UV and weather resistance (UNE-EN 50618:2015)

Radiation [W/m ²]	43 ± 15% spectrum 300-400 nm		
Black panel temperature [°C]	60 ± 3		
RH in dry Atmosphere [%]	50 ± 5 %		
Number of cycles	360		
Cycle duration [min]	120		
Variation of over sheath			
TS	%	30 max.	P
EB	%	30 max.	P



AENOR

Certificado de Conformidad Certificate of Conformity

A28/000040

AENOR certifica que, a petición de | AENOR certifies that, on request of

TOP CABLE, S.A.

Domicilio social / Registered office **PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN,
CL LEONARDO DA VINCI, 1 08191 RUBÍ (Barcelona - Spain)**

se ha ensayado la / has been tested **Resistencia al Agua de los Cables Eléctricos Flexibles
Water Resistance of Flexible Electrical Cables**

de acuerdo con / has been tested according to **Ensayo Eléctrico:
Anexo D, UNE-EN 50525-2-21:2012
(Annex D, EN 50525-2-21:2011)**

**Propiedades Mecánicas de la cubierta tras inmersión en agua:
Anexo E, UNE-EN 50525-2-21:2012
(Annex E, EN 50525-2-21:2011)**

Designation **TOPSOLAR PV AL - RV - 1,8/3 kV**
Trade Mark **TOP CABLE 4 TOPSOLAR PV 1500 VDC AL POWERHARD**
Restriction **1x400 mm²**

Centro de producción / Production site **PI PLANS DE LA SALA, PARCELA 11 08650 SALLENT (Barcelona - Spain)**

Esquema de evaluación / Assessment scheme **Este certificado de conformidad es el resultado de ensayar muestras del
producto indicado de acuerdo con las normas de ensayo mencionadas
más arriba. El resultado ha sido conforme.**

**This certificate of conformity is the result of testing samples of the product
submitted, in accordance with the provisions of the above mentioned
testing standards. The results meet the requirements.**

Fecha de emisión / First issued on **2021-04-06**

Rafael GARCÍA MEIRO
Director General / CEO

Original Electronic Certificate

AENOR INTERNACIONAL S.A.U.
Génova, 6. 28004 Madrid. España
Tel. 91 432 60 00.- www.aenor.com

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoleado.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>

VISADO

COITI

Top Cable



TOLEDO

200011-A13

X-VOLT® AL (-OL) HEPRZ1

Cable de Media Tensión de aluminio con aislamiento de HEPR.

NORMA DE REFERENCIA: UNE-HD 620-9E (tipo 9E-1) / NI 56.43.01



100% Green Energy
Cable Production



F_{ca}

APLICACIÓN

X-VOLT® HEPRZ1 AL es un cable de aluminio de Media Tensión para la transmisión y distribución de electricidad.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Pantalla semiconductor interna

Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable.

Aislamiento

Goma de etileno propileno de alto módulo (HEPR) tipo DIH-2 según HD 620-1, reticulado en catenaria en atmósfera seca, mediante un proceso de triple extrusión.

Pantalla semiconductor externa

Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable.

Pantalla metálica

Corona de alambres de cobre y contraespira de cobre, con una sección mínima de 16 mm².

Separador

Cinta de poliéster que cubre completamente la pantalla para facilitar el pelado de la cubierta exterior.

Opcionalmente, sustituida por cinta higroscópica (cables con obturación longitudinal, tipo -OL).

Cubierta

Poliiolefina, tipo DMZ1 según HD 620-1.

Color rojo.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Media Tensión: 12/20 (24) kV
18/30 (36) kV



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 105°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -15°C.



Características frente al fuego

Reacción al fuego CPR: F_{ca} según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 15x diámetro exterior.
Resistencia a abrasión.
Resistencia al desgarro.



Características medioambientales

Resistencia a los rayos ultravioleta según UNE 211605.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoleido.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

UNE-HD 620-9E (tipo 9E-1) / NI 56.43.01



Certificaciones

AENOR



CPR (Reglamento de Productos de La Construcción)

F_{ca}



VISADO

COITI

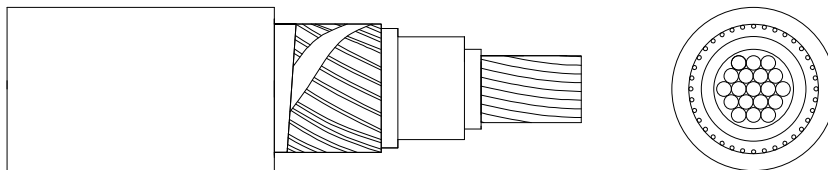
Top Cable



DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES

200011-A13

X-VOLT® AL (-OL) HEPRZ1



X-VOLT® HEPRZ1 12/20 (24) kV

Sección (mm ²)	Pantalla (mm ²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R _{20°C} (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²
1 x 50	H16	7,8	17,4	23,9	675	0,641	0,129	0,216	180	145
1 x 70 *	H16	11,1	20,3	26,7	860	0,443	0,126	0,258	225	180
1 x 95	H25	11,1	20,3	27,4	960	0,320	0,12	0,284	275	215
1 x 120 *	H16	12,7	21,9	29,1	1.005	0,253	0,117	0,307	320	245
1 x 150	H16	13,9	23,1	30,3	1.110	0,206	0,113	0,331	360	275
1 x 185 *	H16	15,5	25,1	32,3	1.270	0,164	0,109	0,366	415	315
1 x 240	H16	18,0	27,6	34,4	1.495	0,125	0,105	0,401	495	365
1 x 300 *	H16	20,1	29,7	37,0	1.695	0,100	0,098	0,428	565	410
1 x 300 *	H25	20,1	29,7	37,2	1.780	0,100	0,098	0,428	565	410
1 x 400	H16	22,8	32,6	40,3	2.035	0,0778	0,097	0,494	660	470
1 x 500 *	H16	26,3	36,4	43,6	2.390	0,0605	0,093	0,556	775	540
1 x 630	H16	29,8	39,6	46,8	2.855	0,0469	0,089	0,642	905	615
1 x 800 *	H16	34,0	44,3	52,5	3.620	0,0367	0,087	0,676	1.065	710
1 x 1000 *	H16	39,0	49,0	58,1	4.335	0,0291	0,084	0,762	1.230	805

* Cable basado en UNE-HD 620-9E

¹ Tres cables unipolares al aire libre a 40°C de temperatura ambiente según UNE 211435.² Tres cables unipolares enterrados directamente a 1 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 1,5 K-m/W y 25°C de temperatura del suelo según UNE 21143.

La reactancia (X) se calcula a 50 Hz y para tres cables unipolares (en formación de triángulo o trébol).

Los valores de capacitancia (C) se calculan en base a los datos dimensionales de los cables que figuran en esta especificación.

En todos los casos se supone circuito trifásico.

VISADO

COITI

Top Cable

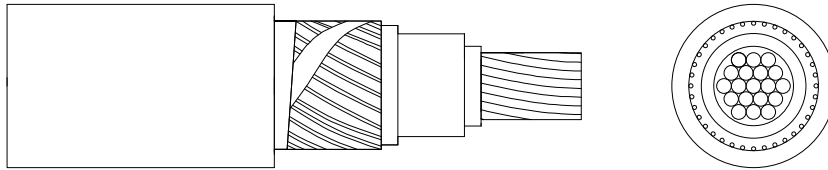


TOLEDO

200011-A13

X-VOLT® AL (-OL) HEPRZ1

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



X-VOLT® HEPRZ1 18/30 (36) kV

Sección (mm ²)	Pantalla (mm ²)	Diámetro Conductor (mm)	Diámetro Aislamiento (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (Kg/Km)	R _{20°C} (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²
1 x 50	H16	7,8	24,0	30,9	985	0,641	0,146	0,147	180	145
1 x 50	H25	7,8	24,0	31,2	1.070	0,641	0,146	0,147	180	145
1 x 95	H16	11,1	25,3	32,5	1.140	0,320	0,131	0,204	275	215
1 x 150	H16	13,9	27,1	34,9	1.355	0,206	0,122	0,235	360	275
1 x 150	H25	13,9	27,1	35,2	1.440	0,206	0,122	0,235	360	275
1 x 240	H16	18,0	31,0	38,2	1.705	0,125	0,107	0,300	495	365
1 x 240	H25	18,0	31,0	38,5	1.785	0,125	0,107	0,300	495	365
1 x 300 *	H16	20,1	33,5	40,8	1.940	0,100	0,104	0,318	565	410
1 x 300 *	H25	20,1	33,5	41,1	2.025	0,100	0,104	0,318	565	410
1 x 400	H16	22,8	36,4	43,7	2.305	0,0778	0,103	0,340	660	470
1 x 400	H25	22,8	36,4	44,0	2.390	0,0778	0,103	0,340	660	470
1 x 500 *	H16	26,3	40,2	47,5	2.690	0,0605	0,096	0,398	775	540
1 x 500 *	H25	26,3	40,2	47,8	2.775	0,0605	0,096	0,398	775	540
1 x 630	H16	29,8	43,4	50,7	3.200	0,0469	0,094	0,436	905	615
1 x 630	H25	29,8	43,4	51,0	3.265	0,0469	0,094	0,436	905	615
1 x 800 *	H25	34,0	48,5	55,8	3.855	0,0367	0,090	0,471	1.065	710
1 x 1000 *	H25	39,0	53,7	61,3	4.800	0,0291	0,087	0,521	1.230	805
3 x 1 x 300 *	H16	20,1	33,5	87,7	5.875	0,100	0,104	0,318	565	410

* Cable basado en UNE-HD 620-9E

¹ Tres cables unipolares al aire libre a 40°C de temperatura ambiente según UNE 211435.² Tres cables unipolares enterrados directamente a 1 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 1,5 K-m/W y 25°C de temperatura del suelo según UNE 211435.

La reactancia (X) se calcula a 50 Hz y para tres cables unipolares (en formación de triángulo o trébol).

Los valores de capacitancia (C) se calculan en base a los elementos dimensionales de los cables que figuran en esta especificación.

En todos los casos se supone circuito trifásico.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://coitoleido.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>

VISADO
COITI

Top Cable



INTENSIDADES EN CORTOCIRCUITO

200011-A13

X-VOLT® AL (-OL) HEPRZ1

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	281	199	162	126	89	73	63	56	51

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL TERRENO

T. Terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA RESISTIVIDADES TÉRMICAS DEL TERRENO

(calculado para 240 mm² de cable)

Grado de humedad del terreno	Muy húmedo	Ligeramente húmedo	Ligeramente seco	Seco	Muy seco	Muy seco
Resist. térmica (K·m/W)	0,8	1	1,5	2	2,5	3
Factor	1,29	1,18	1	0,88	0,80	0,73

Otros factores de corrección (para agrupamiento de cables, para corrientes armónicas), que no están en la especificación, pueden ser aplicados. Puede encontrar más Información en UNE 211435.

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoledo.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



AENOR

Confía



Certificado AENOR de Producto



075/000080

AENOR certifica que la organización

TOP CABLE, S.A.

con domicilio social en **PARC ACTIVITATS ECONÒMIQUES CAN SANT JOAN, CL LEONARDO DA VINCI, 1 08191 RUBÍ (Barcelona - España)**

suministra **Cable eléctrico de distribución en media tensión con aislamiento de HEPR y cubierta de poliolefina. Sin propiedades especiales ante la reacción al fuego.**

conforme con **UNE-HD 620-9E:2012/1M:2022**

Designación **HEPRZ1 Al**
Marca Comercial **TOP CABLE - XVOLT**
Tensión de Servicio Uo/U (Um) **12/20 (24) kV; 18/30 (36) kV**
Limitación **Conductor de Aluminio (K Al): 1x50 mm²; 1x95 mm²; 1x150 mm²; 1x240 mm²; 1x400 mm²; 1x630 mm².**

Tipo **9E-1**
Obtención longitudinal **Sin obtención**

Centro de producción **PI PLANS DE LA SALA. C. INDEPENDENCIA, 3 08650 SALLENT (Barcelona - España)**

Esquema de certificación **Para conceder este Certificado, AENOR ha ensayado el producto y ha comprobado el sistema de la calidad aplicado para su elaboración. AENOR realiza estas actividades periódicamente mientras el Certificado no haya sido anulado, según se establece en el Reglamento Particular RP 75.02.**

Este certificado anula al 075/000080, de fecha 2022-07-11

Primera emisión **2009-01-21**
Modificación **2023-02-09**
Expiración **2027-07-11**

Rafael GARCÍA MEIRO
CEO



AENOR INTERNACIONAL S.A.U.
Génova, 6. 28004 Madrid. España
Tel. 91 432 60 00.- www.aenor.com

Documento visado electrónicamente con número: 200011-A13
Código de validación telemática FV8VPUHWKSIQJMVO. Comprobación: <https://cotitoleado.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=FV8VPUHWKSIQJMVO>



TOLEDO
200011-A13

Tensión asignada: 0,6/1 kV
UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica: AL XZ1 (S)



N° DoP 1003852



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
NFC 20454. It=1
DEF-STAN 02-713



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia al ozono

- Temperatura de servicio: -40 °C (fijo protegido), +90 °C (cable termoestable).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: E_{ca}
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575.2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: [UNE-EN 60332-1-2](#)

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
IEC 60332-1-2
- Opacidad humos:
IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos:
IEC 60754-1
- Emisión gases corrosivos:
IEC 60754-2



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma de diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



	Normalizado por las principales compañías eléctricas
	Características técnicas
Norma de referencia	UNE-HD 603-5X-2
Temperatura de servicio (Instalación fija)	-40 °C (fijo portegido) + 90 °C
Temperatura máxima en régimen de cc	250 °C
Radio mínimo de curvatura	5D (D = diámetro exterior)
Máximo esfuerzo de tracción	30 N/mm ²
Tensión asignada c.a.	0,6/1 kV
Tensión asignada en c.c.	U ₀ /U = 1,5/1,5 kVdc
Tensión máxima en c.a.- c.c.	1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; UNE-EN 50618, IEC 60502-1
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Ensayo de tensión durante 5 min. (EN 50618)	6,5 kVac y 15 kVdc
Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X)	3,5 kV
Possibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua	AD7
Resistencia UV	UNE HD 605 S2
Resistencia al ozono	UNE-EN 50618
Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.	
Resistencia a la abrasión	Masa aplicada: 18 kg Nº de desplazamientos: 8
Carga mínima de rotura (cubierta)	12,5 N/mm ²
Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta)	300 %
Resistencia al desgarro (cubierta)	9 N/mm (UNE HD 605-1)
Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor	1012 Ω·cm
Constante de resistencia aislamiento Ki	3,67 MΩ·cm
Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.	

Construcción

1. Conductor

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

2. Aislamiento

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX según HD 603-1.

Color: natural.

3. Cubierta exterior

Material: mezcla LSOH tipo flamex DM01, según UNE HD 603-5.

Color: negro.

Aplicaciones

Cable de baja tensión libre de halógenos para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire.

Adecuado para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Acometidas (ITC-BT 11).

Redes subterráneas de distribución (ITC-BT 07).

Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20) salvo aplicación de Afumex Class (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).



TOLEDO
200011-A13

Tensión asignada: 0,6/1 kV
UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica: AL XZ1 (S)



Datos técnicos

Sección (mm)	Diámetro conductor (mm)	Espesor de aislam. (mm)	Diámetro nom. aislam. (mm)	Diámetro ext. (mm)	Radio de curv. (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad de corriente al aire** (2)		Intensidad de corriente directamente enterrado** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado** (3)		Resist. del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión cc más (90° C) (V/(A.Km))
							2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,91	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del sue-

lo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y table B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.