

**“PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV
SANGÜESA II DE 29,25 MW_p/20,90 MW_n EN
EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)”**

Promotor: **Metka EGN Solar 30, S.L.**

Ingeniero Técnico Superior: **Manuel Cañas Mayordomo. Colegiado 1.617**

Ingeniero Técnico Industrial: **Antonio Misas Alcalde. Colegiado 1.857**

Revisado por Ingeniero Agrónomo: **Javier Álvarez Puerma. Colegiado 1.861**

Abril 2021

ÍNDICE

DOCUMENTO Nº 1:	3
MEMORIA DESCRIPTIVA	3
1. DATOS GENERALES	4
1.1. INTRODUCCIÓN.....	4
1.2. OBJETO DEL PROYECTO.....	4
1.3. ANTECEDENTES	5
1.4. IDENTIFICACIÓN DEL TITULAR.....	6
1.5. ORDEN DE ENCARGO	6
1.6. DATOS DEL PROYECTISTA	6
1.7. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	6
1.8. NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	7
2. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA	10
2.1. SITUACIÓN.....	10
2.2. ACCESOS A LA PLANTA.....	12
2.3. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA	13
2.2.1.- Clasificación y calificación del suelo	13
2.2.2.- Condiciones de implantación.....	13
2.4. ESTUDIO DE AFECCIONES	14
2.4.1.- Hábitats de interés comunitario	14
2.4.2.- Vías Pecuarias.....	15
2.4.3.- Montes de Utilidad Pública.....	16
2.4.4.- Riesgo Sísmico	16
2.4.5.- Espacios Protegidos (Red Natura 2000)	17
2.4.6.- Linderos y Caminos Públicos.....	18
2.4.7.- Carreteras	18
2.4.8.- Líneas férreas.....	19
2.4.9.- Líneas eléctricas.....	20
2.4.10.- Afección a la red hidrográfica.....	20
3. FUNCIONAMIENTO	22
4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	23
5. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	24
5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	24
5.2. INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	25
5.3. ESTRUCTURA SOPORTE (SEGUIDORES)	28
5.4. ESTACIÓN DE POTENCIA TIPO SKID	30
6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN (BT)	31
7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (MT)	33
8. SISTEMA DE PROTECCIONES	33
8.1. PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA.....	34
8.2. PROTECCIONES CORRIENTE ALTERNA	35

8.3.	RED DE TIERRAS	35
8.4.	PUESTA A TIERRA	37
9.	DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS.....	39
9.1.	TOPOGRAFÍA.....	39
9.2.	OBRA CIVIL	40
9.2.1.	<i>Cimentación seguidor solar.....</i>	<i>40</i>
9.2.2.	<i>Preparación del terreno y movimientos de tierra.....</i>	<i>40</i>
9.2.3.	<i>Canalizaciones.....</i>	<i>41</i>
9.2.4.	<i>Viales internos.....</i>	<i>42</i>
9.2.5.	<i>Vallado perimetral.....</i>	<i>43</i>
9.2.6.	<i>Estudio geotécnico</i>	<i>43</i>
9.2.7.	<i>Sistema de drenaje.....</i>	<i>44</i>
9.3.	SISTEMA DE SEGURIDAD	45
9.4.	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL	45
9.5.	SUMINISTRO DE EQUIPOS.....	46
9.6.	MONTAJE MECÁNICO.....	46
9.6.1.	<i>Montaje de seguidores y módulos.....</i>	<i>46</i>
9.6.2.	<i>Montaje de estaciones de potencia (skid).....</i>	<i>47</i>
9.7.	MONTAJE ELÉCTRICO	47
9.7.1.	<i>Baja tensión (BT).....</i>	<i>47</i>
9.7.2.	<i>Media tensión (MT).....</i>	<i>48</i>
	ANEJO 1: CÁLCULOS ENERGÉTICOS	51
	ANEJO 2: FICHAS TÉCNICAS.....	52
	ANEJO 3: CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN.....	53
	DOCUMENTO Nº 2: PRESUPUESTO	55
	DOCUMENTO Nº 3: PLANOS	57

DOCUMENTO N° 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Datos generales

1.1. Introducción

El consumo energético en la sociedad actual crece de forma notable cada año, por lo que llegará un momento en que los recursos naturales usados actualmente se agotarán o se verán reducidos en gran medida.

Además, los sistemas de generación energética tradicionales, como son las centrales nucleares y las centrales térmicas de carbón, tienen un impacto negativo sobre el medioambiente. Por todo ello, urge la necesidad de desarrollar proyectos de generación de energía mediante fuentes renovables, en los que la generación se realiza mediante fuentes inagotables y respetuosas con el medio ambiente.

En particular, la generación mediante energía solar fotovoltaica como fuente de generación renovable, consiste en la transformación de la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica, siendo una de las fuentes más ecológicas debido al bajo impacto ambiental que presenta. Se caracteriza por reducir la emisión de agentes contaminantes (CO₂, NO_x y SO_x principalmente), no necesitar ningún suministro exterior, presentar un reducido mantenimiento y utilizar para su funcionamiento un recurso que es una fuente inagotable.

De un tiempo a esta parte los costes de generación de energía mediante instalaciones solares fotovoltaicas se han reducido drásticamente, estando hoy en día al nivel de las energías convencionales, lo que permite desarrollar instalaciones de generación fotovoltaica en sustitución de las convencionales más caras.

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a red son los que presentan mayores expectativas de crecimiento debido a sus bajos costes. Un sistema fotovoltaico conectado a red es el que inyecta toda la energía que produce en la red general de distribución.

Mediante el desarrollo de parques solares se fomenta también la generación distribuida, que hace que dicha generación esté más cerca de los lugares de consumo, lo que reduce las pérdidas energéticas en transporte de las líneas de alta tensión.

1.2. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es la definición de las características de la Planta Fotovoltaica FV Sangüesa II de 29,25 MWp de potencia pico y 20,90 MWn de potencia nominal, para la legalización ante los organismos correspondientes. Dicha Planta Fotovoltaica irá conectada a red en suelo no urbanizable en el punto de conexión concedido por Red Eléctrica de España S.A.U.

Su finalidad es la de servir de proyecto para la realización de las gestiones necesarias ante las administraciones y los organismos correspondientes, entre otros trámites administrativos para la solicitud de la Autorización Administrativa Previa.

La instalación fotovoltaica se proyecta en unas parcelas pertenecientes al municipio de Cáseda, Navarra.

La energía generada por la Planta Solar se evacuará a través de una red subterránea de media tensión de 30 kV hasta Subestación Elevadora de la Planta. Dicha Subestación Elevadora será compartida con otra planta de energía solar fotovoltaica que se desarrollará en las inmediaciones y que se denomina “Sangüesa I (29,25 MWp/20,90 MWh)”.

El punto de medida principal de la energía generada por la instalación se encontrará en las celdas de MT (30 kV) de la Subestación Elevadora.

Posteriormente, desde la Subestación Elevadora saldrá una Línea aérea de 66 kV hasta la Subestación Colectora 66/220 kV compartida con otros promotores. Dicha infraestructura de evacuación será compartida con la planta solar mencionada anteriormente, “Sangüesa I (29,25 MWp/20,90 MWh)”. Tanto la Subestación Elevadora de la Planta, como la Línea de evacuación a la Subestación Colectora 66/220 kV son objeto de otro proyecto.

1.3. Antecedentes

Con fecha de 12 de febrero de 2021, la sociedad mercantil Metka EGN Solar, 30, S.L. recibió el acceso coordinado para la instalación FV Sangüesa II de 29,25 MWp/20,90 MWh a la red de transporte de Red Eléctrica de España S.A.U. en la SET Sangüesa 220 kV con número de expediente: DDS.DAR.21_0356.

IGRES	P.INST/P.NOM [MW]	MUNICIPIOS	PROVINCIA	TITULAR	CÓDIGO DE PROCESO(*)
IGRES CON PERMISO DE ACCESO POR LA PRESENTE EN SANGÜESA 220 KV					
FV Sangüesa II (i)	30/20,9	Sangüesa	Navarra	METKA EGN SOLAR 30, S.L.	RCR_2696_21
IGRES CON PERMISO DE ACCESO PREVIO A LA PRESENTE EN SANGÜESA 220 KV					
FV Sangüesa I (ii)	30/20,9	Sangüesa	Navarra	METKA EGN SOLAR 29, S.L.	RCR_2286_20
PE Sierra de Tábar (iii)(a)	38,115	Ibargoiti, Urraúl Bajo, Lumbier	Navarra	GREEN CAPITAL POWER, S.L.	RCR_577_19
PE Sierra de Tábar (Ampl.)(iv)(a)	4,4	Ibargoiti, Urraúl Bajo, Lumbier	Navarra	GREEN CAPITAL POWER, S.L.	RCR_577_19
TOTAL IGRES PREVISTAS CON PERMISOS DE ACCESO	102,52/84,32				
IGRES EN SERVICIO -PES- EN SANGÜESA 220 KV					
PE Sos (v)	48,7	Sos Del Rey Católico	Zaragoza		GEE_543_05
PE Sierra de Selva (v)	33	Petilla de Aragón, Uncastillo	Navarra, Zaragoza	SIERRA DE SELVA, S.L.	GEE_543_05
PE Aibar (v)(b)	33,84	Aibar, Urraúl Bajo, Lumbier	Navarra		GEE_543_05
PE Ibargoiti (v)(c)	22,44	Ibargoiti, Leoz	Navarra		GEE_543_05
PE Izco (v)	33	Izco, Lumbier, Urraúl Bajo	Navarra	ACCIONA ENERGÍA, S.A.	GEE_543_05
PE Salajones (v)	19,14	Lumbier, Aibar, Rocaforte	Navarra		GEE_543_05
PE Ampliación de Aibar (v)(b)	3	Aibar	Navarra		GEE_909_13
PE Ampliación de Ibargoiti (v)(c)	5,64	Ibargoiti, Leoz	Navarra		GEE_909_13
TOTAL IGRES PES	198,76				
TOTAL IGRES	301,28/283,08				
TOTAL PPEE	241,28				
TOTAL FV	60/41,8				

1.4. Identificación del titular

El titular del proyecto es la sociedad mercantil Metka EGN Solar 30, S.L., con CIF B-71397004 y domicilio en Ctra Pamplona – Salinas, 11, Esquiroz (C.P. 31191), Navarra.

1.5. Orden de encargo

La sociedad mercantil Metka EGN Solar 30, S.L., con domicilio en Ctra Pamplona – Salinas, 11, Esquiroz (C.P. 31191), Navarra y CIF: B-71397004 (representada por Heliosolar S.L.) encarga a Don Manuel Cañas Mayordomo en representación de Ingnova Enterprise, S.L. con domicilio a efectos de notificaciones en C/ Tomas de Aquino 14, Local en Córdoba (C.P.: 14004) y CIF: B-56006984, la elaboración del “**Proyecto básico de Instalación Fotovoltaica conectada a red FV Sangüesa II de 29,25 MWp/20,90 MWn en el T.M. de Cáseda (Navarra)**”

1.6. Datos del proyectista

El presente proyecto básico ha sido redactado por:

- Proyectista: Manuel Cañas Mayordomo
- Titulación: Ingeniero Técnico Superior
- Proyectista: Antonio Misas Alcalde
- Titulación: Ingeniero Técnico Industrial
- Empresa: Ingnova Enterprise S.L.
- Dirección: C/ Tomas de Aquino 14, Local en Córdoba (C.P.: 14004)
- CIF: B-56006984

1.7. Justificación del proyecto

Las actuaciones contempladas en el presente proyecto consisten en la construcción de una planta de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables capaz de generar 52.324 MWh/año.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009 establece la estrategia y líneas de acción en materia de energía vigente en la Unión Europea. En dicha directiva se establecen los objetivos mínimos en materia de energías renovables que debe alcanzar la Unión Europea, así como cada uno de sus estados miembros. El objetivo establecido es conseguir en el año 2020 una cuota mínima en el consumo final bruto de energía del 20% de energía renovable.

Actualmente está en proceso de elaboración la estrategia marco para el periodo 2020-30, que fijará nuevas metas en la senda de la descarbonización de la energía. Los objetivos de la propuesta inicial eran de al menos el 27 % de procedencia renovable del consumo final bruto de energía para 2030. En su trámite parlamentario (enero de 2018)

este objetivo para 2030 ha sido elevado hasta el 35%, en línea con las más ambiciosas propuestas de la Agencia Internacional de las Energías Renovables para Europa.

Por lo tanto, las instalaciones fotovoltaicas generan electricidad a partir de fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas por lo que son inagotables si se utilizan de forma sostenible.

Este tipo de proyectos presentan numerosas ventajas respecto a otras instalaciones energéticas, entre las que se encuentran:

- a. Disminución de la dependencia de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético favorable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía.
- b. Utilización de recursos renovables.
- c. No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- d. Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Según lo expuesto anteriormente, se justifica que la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables es de utilidad pública e interés social.

1.8. Normativa de aplicación

El presente proyecto básico se ha elaborado teniendo en cuenta la siguiente normativa:

Normativa Local

- Plan municipal 2001 del Término Municipal de Cáseda.

Instalaciones eléctricas

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus ITC-BT-01 a 52.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por el real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2003.
- Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de eléctricas de alta tensión y sus instrucciones complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Ministerio de Industria y Energía. Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen las normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de Autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Normas y Recomendaciones de la Compañía Suministradora en general.
- Instrucciones y normas particulares de la compañía Suministradora de Energía Eléctrica.

Obra civil

- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes PG-3, con la última revisión de los artículos del pliego vigente en el momento de ejecución de la obra civil del parque.
- ORDEN FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC "Secciones de firme", de la Instrucción de Carreteras.
- Instrucción hormigón estructural, R.D. 1247/2008, de 18 de julio (EHE-08).
- Real Decreto 314/2006, de 17 marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Las disposiciones, normas y reglamentos que figuran en el Pliego de Prescripciones Técnicas, tanto en lo referente a instalaciones eléctricas como en lo referente a obra civil.
- Normativa DB SE-AE Acciones en la edificación.
- Normativa DB SE-A Acero.
- Normativa DB SE Seguridad estructural.
- Orden de 16 de diciembre de 1991 por la que se regulan los accesos a las carreteras del estado, las vías de servicio y la construcción de instalaciones de servicios.
- Recomendaciones para el proyecto de intersecciones, MOP, 1967.
- Norma 3.1-IC de Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 5.2-IC de drenaje Superficial, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 6.1-IC de Secciones de firme, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.1-IC de Señalización vertical, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.2-IC de Marcas Viales, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.3-IC de Señalización de Obras, de la Instrucción de Carreteras.
- Manual de Ejemplos de señalización de obras fijas de la DGC del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales PG-3/75.

Seguridad y salud

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.
- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre dimensiones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.
- O.C. 300/89 P y P, de 20 de marzo, sobre “Señalizaciones de Obras” y consideraciones sobre “Limpieza y Terminación de las Obras”.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.
- Real Decreto 2177/2014, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección para la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

2. Caracterización de la Zona

2.1. Situación

La Instalación Fotovoltaica FV Sangüesa II en el término municipal de Cáseda (Navarra), ubicada a unos 3,00 km al noreste del núcleo urbano y su fin es la generación de energía eléctrica e inyección a la red en el nudo de transporte SET Sangüesa 220 kV.

Los recintos donde se implantará la instalación fotovoltaica pertenecen al término municipal de Cáseda y se accede mediante el Camino de Gallipienzo a Sangüesa. En las inmediaciones se desarrollará otra instalación fotovoltaica denominada “Sangüesa I (29,25 MWp/20,90 MWn)”, compartiendo ambas instalaciones acceso y vallado perimetral.

Las parcelas catastrales en las que se ubicará la instalación fotovoltaica son las siguientes:

Polígono	Parcela	Referencia catastral	Superficie (Ha)
7	120	310000000001121037AL	1,56
7	121	310000000001121038SB	1,1
7	128	310000000001121043FX	1,81
7	129	310000000001121044GM	1,36
7	130	310000000001121045HQ	1,96
7	132	310000000002257021OL	0,37
7	133	310000000001121047KE	1,37
7	134	310000000002257022PB	0,39
7	135	310000000001121049BT	2,32
7	136	310000000001121050KE	1,28
7	137	310000000001121051LR	0,61
7	138	310000000001121052BT	1,35
7	139	310000000001121053ZY	1,26
7	151	310000000001121061EA	0,81
7	152	310000000001121062RS	1,52
7	153	310000000001121063TD	0,77
7	154	310000000001121064YF	3,76
7	155	310000000001121065UG	0,86
7	157	310000000001121067OJ	0,55
7	158	310000000002257023AZ	1,94
7	159	310000000002257024SX	0,36
7	160	310000000001121070OJ	1
7	161	310000000002257025DM	3,1
7	162	310000000001121072AL	1,81
7	165	310000000002257026FQ	0,96
7	166	310000000001121075FX	0,21
7	168	310000000001121077HQ	0,37
7	170	310000000001121079KE	0,29
7	171	310000000001121080HQ	0,63
7	172	310000000001121081JW	1,5

7	173	31000000001121082KE	1,12
7	174	31000000001121083LR	1,8
7	175	31000000001121084BT	0,49
7	176	31000000001121085ZY	0,38
7	177	31000000001121086XU	1,85
7	178	31000000001472110FE	3,31
7	184	31000000001121091QO	0,19
7	185	31000000001121092WP	1,33
7	186	31000000001121093EA	0,81
7	197	31000000001121099OJ	0,25

Tabla 1. Datos catastrales Parcela propuesta

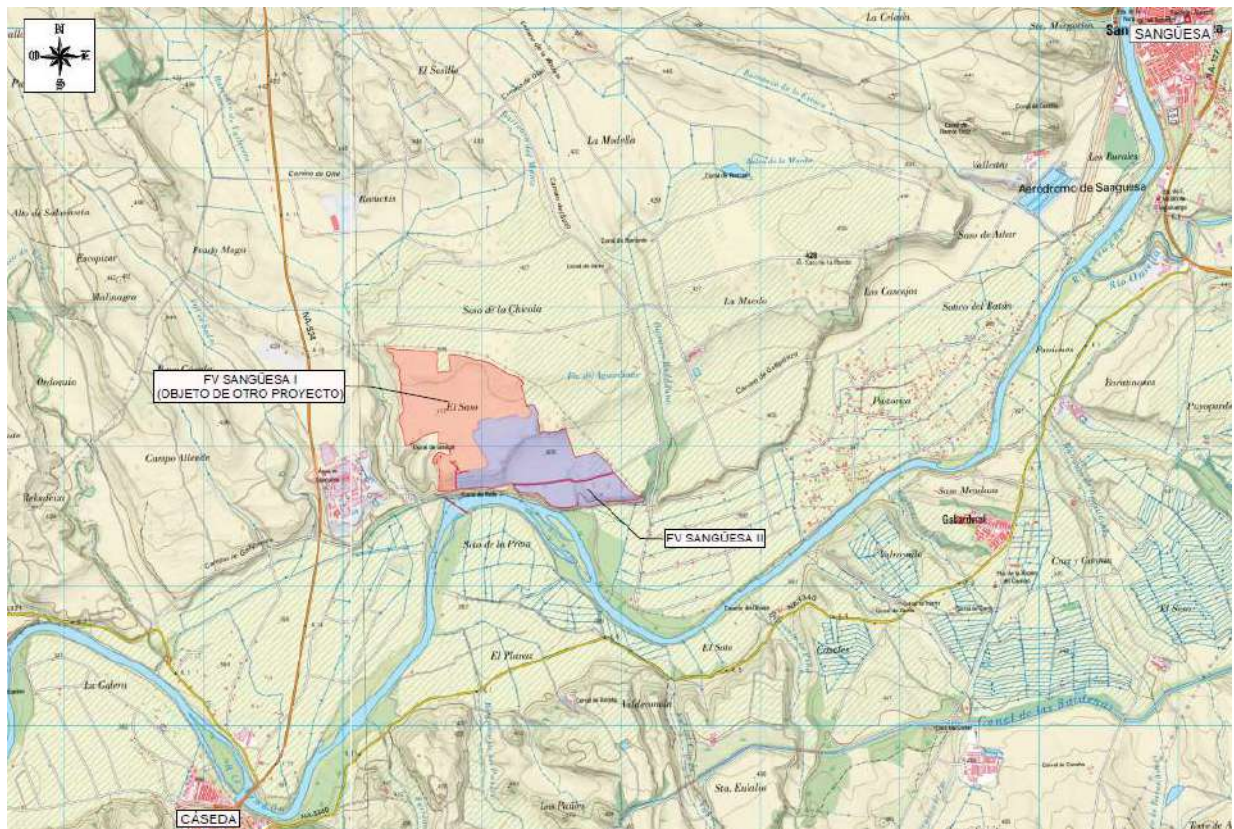


Ilustración 1. Situación FV Sangüesa II

La superficie total de las parcelas es 48,71 Ha, cuya superficie ocupada por la instalación fotovoltaica FV Sangüesa II mediante la instalación de los módulos es de 43,78 Ha.

Desde dicho campo solar partiremos con una línea subterránea de media tensión a 30 kV hasta la Subestación Elevadora de la Planta.

En los Planos Nº 1: Situación y Nº 2: Emplazamiento se podrá observar con más detalle el emplazamiento de la instalación fotovoltaica.

2.2. Accesos a la planta

El acceso a la Planta Solar se proyecta a través de un camino público existente de tierra, Camino de Gallipienzo a Sangüesa, que conecta con la carretera NA-5321.

Dicho acceso será compartido con la instalación fotovoltaica “Sangüesa I (29,25 MWp/20,90 MWh)” que se desarrollará en las inmediaciones.

Las coordenadas UTM (HUSO 30) de referencia de la puerta de acceso de la Planta Solar FV son las siguientes:

- Coordenada X: 635846,7705
- Coordenada Y: 4711821,5541

A continuación, se muestra un plano detalle de la localización del camino de acceso al Parque Solar y de la puerta de acceso:

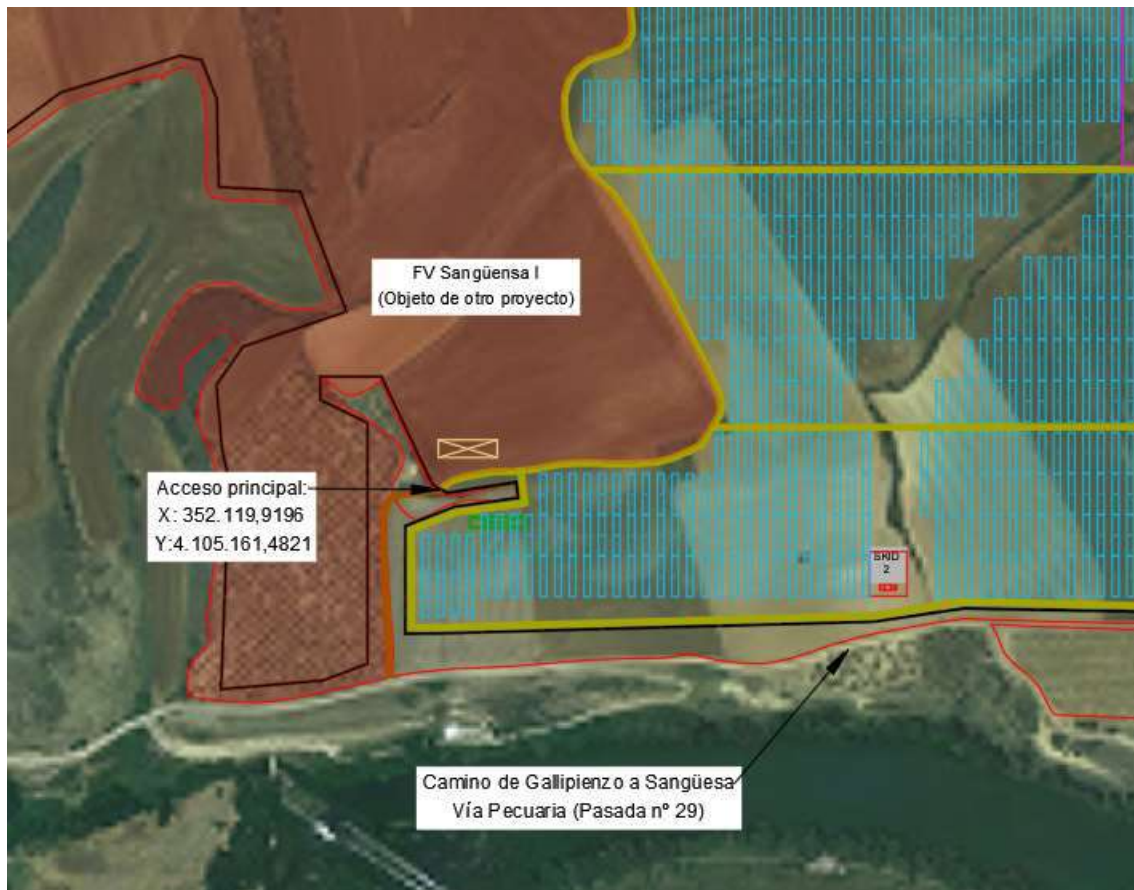


Ilustración 2. Acceso al Parque Solar

2.3. Justificación Urbanística

El Planeamiento urbanístico vigente que es de aplicación es el Plan Municipal del Término Municipal de Cáseda (2001). También es de aplicación el Decreto Foral Legislativo 1/2017, de 26 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Foral de Ordenación del Territorio y Urbanismo.

2.2.1.- Clasificación y calificación del suelo

La parcela afectada tanto por la Planta Fotovoltaica presenta una clasificación de suelo correspondiente a SUELO NO URBANIZABLE con la categoría de **Suelo No Urbanizable de mediana productividad agrícola o ganadera**.

Según el PGOU en su artículo 74 la definición y régimen de protección la define el artículo 33 de la Ley Foral 10/1994 derogada por el Decreto Foral Legislativo 1/2017, de 26 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Foral de Ordenación del Territorio y Urbanismo. La Ley Foral establece en su artículo 112 que en suelo no urbanizable de protección podrán autorizarse aquellas construcciones, instalaciones o usos cuya compatibilidad con los específicos valores que motivan su especial protección quede suficientemente justificada, y no estén prohibidos por la legislación sectorial.

En el *Plano nº 3. Emplazamiento Planeamiento Urbanístico* puede verse con más detalle el emplazamiento de la parcela dentro del planeamiento urbanístico municipal.

2.2.2.- Condiciones de implantación

El Artículo 88. del PGOU establece las características de las construcciones e instalaciones vinculadas a actividades industriales que deban emplazarse en suelo no urbanizable según el capítulo 3 del Decreto Foral 84/1990 de 5 de abril. En la siguiente tabla se resumen las prescripciones urbanísticas aplicables a este tipo de instalaciones:

		PLANEAMIENTO URBANÍSTICO	PROYECTO	
Condiciones de implantación	DISTANCIA MÍNIMA A NÚCLEOS URBANOS	1.000 m	>1.000 m	CUMPLE
	SEPARACIÓN A LINDEROS	≥ 10,00 m	10,00 m	CUMPLE



Ilustración 3. Emplazamiento sobre planeamiento urbanístico

2.4. Estudio de afecciones

Los organismos competentes que pudieran verse afectados por la implantación del Proyecto son los listados a continuación:

- Ayuntamiento de Cáseda
- Confederación Hidrográfica del Ebro
- I-DE Iberdrola distribución
- Departamento de Ordenación del territorio, Vivienda, Paisaje y Proyectos estratégicos del Gobierno de Navarra
- Patrimonio histórico del Gobierno de Navarra
- Ministerio para la Transición ecológica y el reto Demográfico

Para determinar la relación de posibles afecciones al Proyecto, se han analizado los siguientes aspectos

2.4.1.- Hábitats de interés comunitario

Como se puede apreciar a continuación, no se observan Lugares de Interés Comunitario en la parcela de la instalación fotovoltaica. No obstante, la parcela está anexa al Tramo medio del río Aragón.

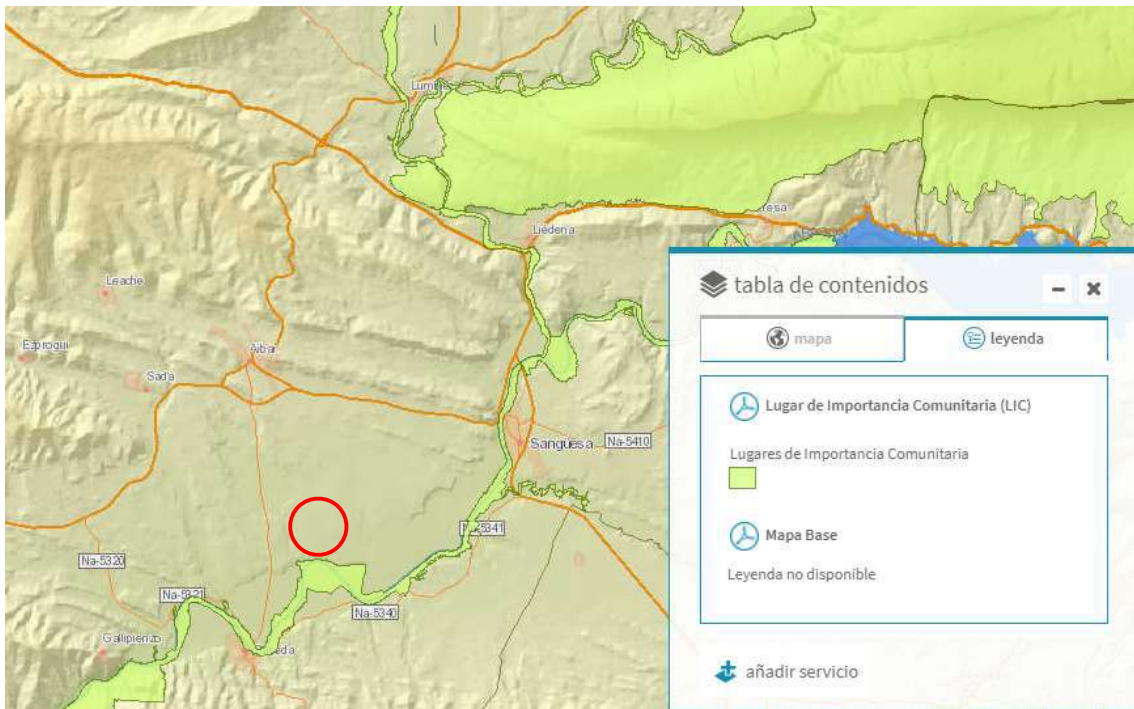


Ilustración 4. Mapa de Interés Comunitario

2.4.2.- Vías Pecuarias

Las parcelas de la instalación solar fotovoltaica lindan con la vía pecuaria Pasada nº 29.



Ilustración 5. Mapa de Vías Pecuarias

2.4.3.- Montes de Utilidad Pública

Como se puede apreciar a continuación, no se observan ningún tipo de Montes de Utilidad Pública en las parcelas de la Planta Solar. El Monte de Utilidad Pública más cercano, se encuentra a 200 m del emplazamiento de la Planta Solar.

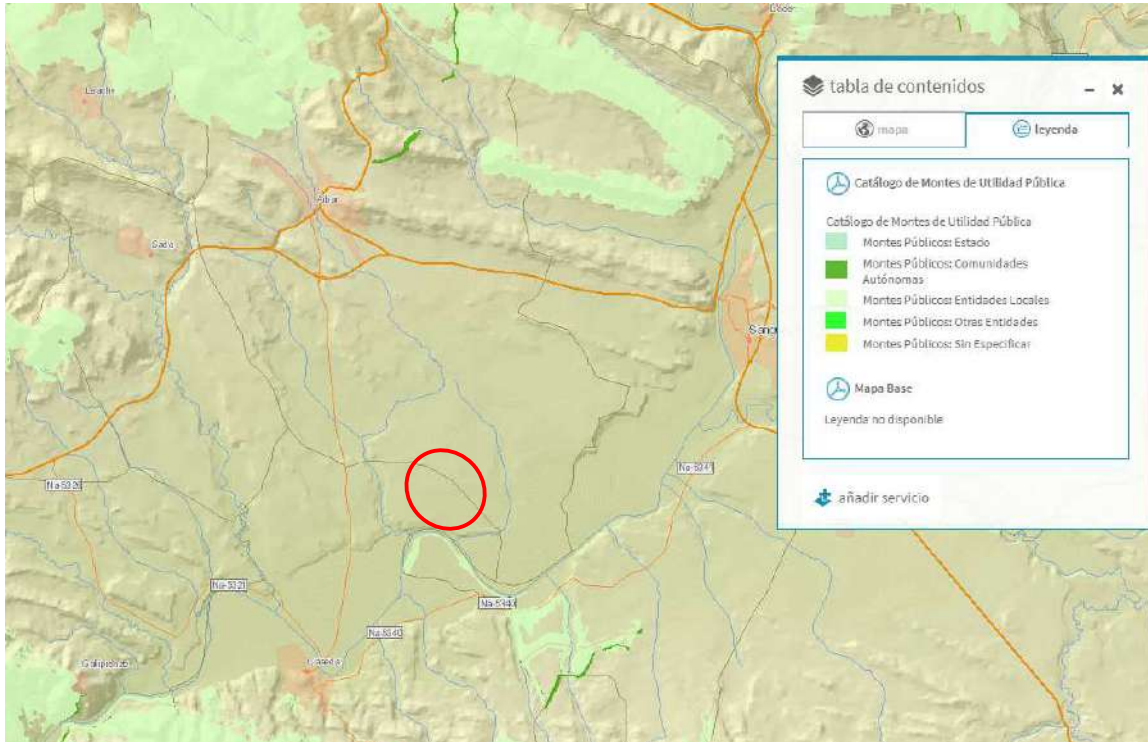


Ilustración 6. Mapa de Montes de Utilidad Pública

2.4.4.- Riesgo Sísmico

La peligrosidad sísmica del territorio nacional se define por medio del mapa de peligrosidad sísmica. Dicho mapa suministra, expresada en relación al valor de la gravedad, g , la aceleración sísmica básica, a_b - un valor característico de la aceleración horizontal de la superficie del terreno- y el coeficiente de contribución K , que tiene en cuenta la influencia de los distintos tipos de terremotos esperados en la peligrosidad sísmica de cada punto.

La figura que se muestra a continuación ilustra la evaluación de los riesgos sísmicos y volcánicos en la zona de actuación del Proyecto, que como se puede observar, están clasificados de riesgo bajo (aceleración entre 0,04g y 0,08g).

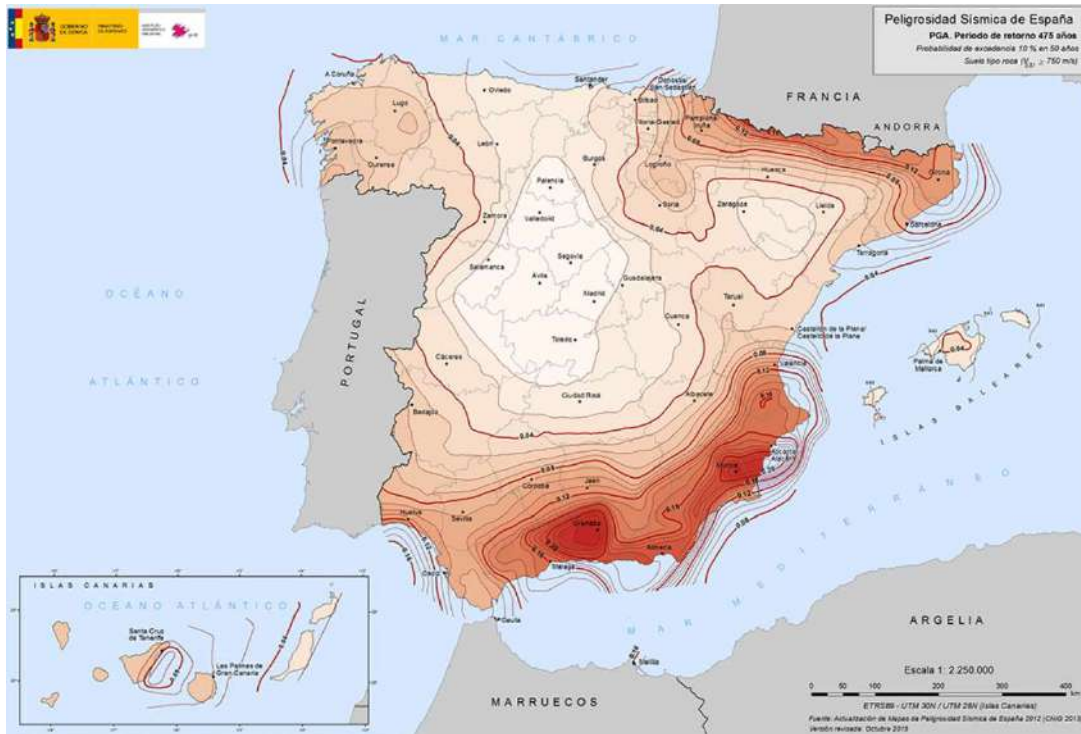


Ilustración 7. Mapa de riesgo sísmico

2.4.5.- Espacios Protegidos (Red Natura 2000)

La implantación del Proyecto no se verá afectada por la presencia de ningún elemento natural perteneciente a la Red Natura 2000. No obstante, las parcelas están anexas al Tramo medio del río Aragón.

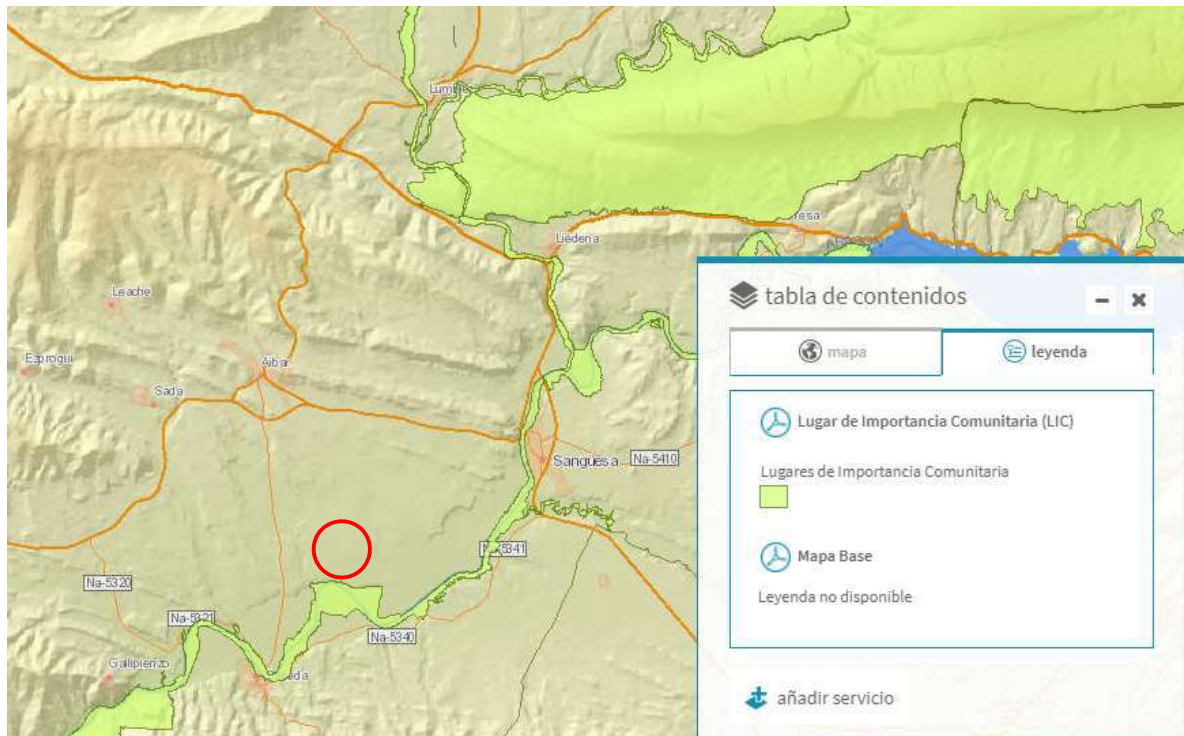


Ilustración 8. Mapa Espacio Protegidos (Red Natura 2000)

2.4.6.- Linderos y Caminos Públicos

Las parcelas sobre la que se proyecta la Planta Fotovoltaica se ven afectadas por el paso de un Camino Público denominado Camino de Gallipienzo a Sangüesa, Polígono 7 – Parcela 92640.

De acuerdo con el artículo 11 del Planeamiento, se prohíbe la realización de edificaciones a menos de 10 metros de los cierres y linderos de la parcela.

A la hora de realizar la implantación de la Planta Fotovoltaica, se ha considerado una distancia mínima de 10,00 m desde la linde de las parcelas hasta el vallado perimetral, independientemente de que el lindero sea una parcela privada o un camino público. Además, la separación a linderos con carácter general se fija en 10 metros.

En la siguiente imagen se pueden ver los caminos catastrales que afectan a la zona de estudio.

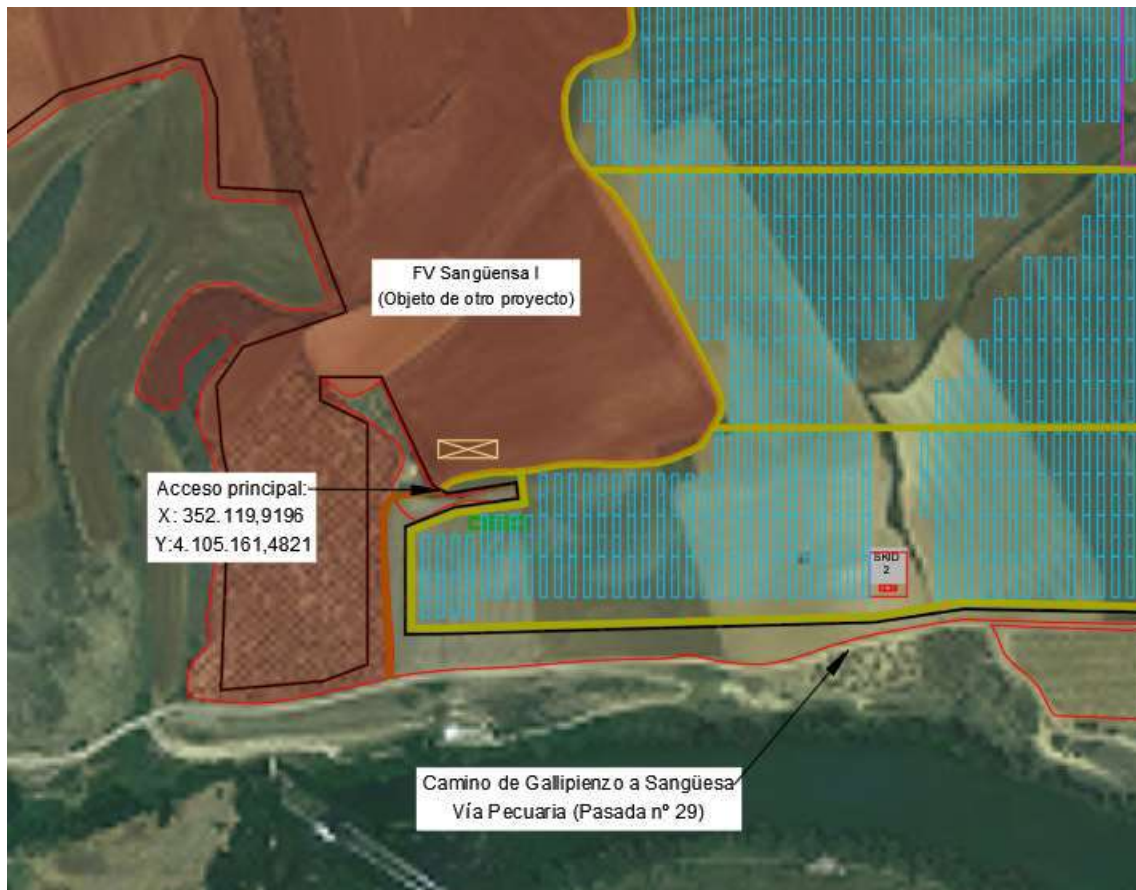


Ilustración 9. Red de Caminos

2.4.7.- Carreteras

En base al Artículo 33. Zona de limitación a la Edificabilidad, de la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras, se establecen las siguientes distancias mínimas para carreteras nacionales:

- *“A ambos lados de las carreteras del Estado se establece la línea límite de edificación, que se sitúa a 50 metros en autopistas y autovías y a 25 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril, medidos horizontal y perpendicularmente a partir de la arista exterior de la calzada más próxima. La arista exterior de la calzada es el borde exterior de la parte de la carretera destinada a la circulación de vehículos en general.*

La franja de terreno comprendida entre las líneas límite de edificación establecidas en las respectivas márgenes de una vía se denomina zona de limitación a la edificabilidad. Queda prohibido en esta zona cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, incluidas las que se desarrollen en el subsuelo, o cambio de uso, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las construcciones o instalaciones ya existentes”.

La carretera más cercana a la zona de estudio se encuentra a más de 500 metros de la planta, por lo que no tendría alguna afección sobre la misma.

2.4.8.- Líneas férreas

De acuerdo a la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario, se establecen las siguientes restricciones:

- Zona de Dominio Público: *Comprenden la zona de dominio público los terrenos ocupados por las líneas ferroviarias que formen parte de la Red Ferroviaria de Interés General y una franja de terreno de ocho metros a cada lado de la plataforma, medida en horizontal y perpendicularmente al eje de la misma, desde la arista exterior de la explanación.*
- Zona de Protección: *La zona de protección de las líneas ferroviarias consiste en una franja de terreno a cada lado de las mismas delimitada, interiormente, por la zona de dominio público definida en el artículo anterior y, exteriormente, por dos líneas paralelas situadas a 70 metros de las aristas exteriores de la explanación.*
- Límite de Edificación: *ambos lados de las líneas ferroviarias que formen parte de la Red Ferroviaria de Interés General se establece la línea límite de edificación, desde la cual hasta la línea ferroviaria queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las edificaciones existentes.*

La línea límite de edificación se sitúa a cincuenta metros de la arista exterior más próxima de la plataforma, medidos horizontalmente a partir de la mencionada arista.

No existe ninguna línea férrea que se encuentre cerca de las instalaciones por lo que no tendría alguna afección sobre la misma.

2.4.9.- Líneas eléctricas

Como se puede apreciar en la siguiente figura, la implantación de la Planta Solar tan solo se ve afectada por el trazado de una LAAT de 66 kV en la parte superior del emplazamiento.

A la hora de realizar la implantación de la Planta Fotovoltaica, se ha dejado una separación de 25 m a ambos lados de la línea eléctrica mencionada anteriormente.



Ilustración 10. Afección línea eléctrica

2.4.10.- Afección a la red hidrográfica

En la zona de actuación del Proyecto se localizan diferentes cauces pertenecientes a la Confederación Hidrográfica del Ebro.



Ilustración 11. Hidrología Confederación Hidrográfica del Ebro

A continuación, se muestra la red de drenaje obtenida en la zona de estudio.

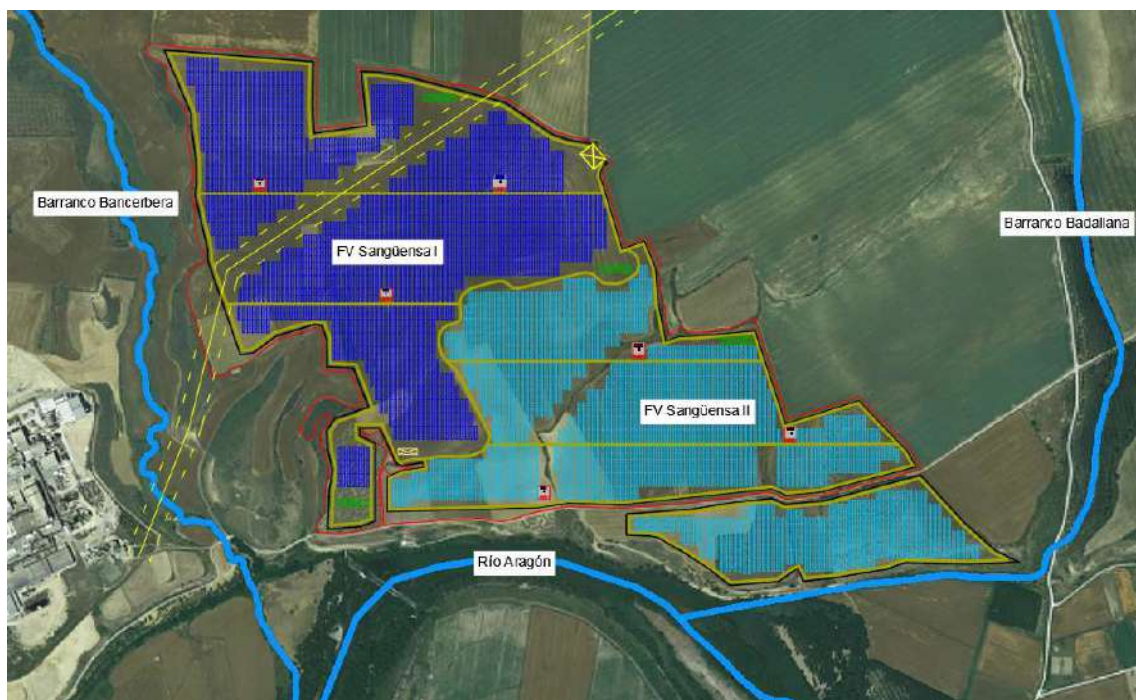


Ilustración 12. Red Hidrográfica de la zona de estudio

En base a lo definido por la “Delimitación del Dominio Público Hidráulico se establecen las siguientes distancias mínimas:

- Zona de Servidumbre: corresponde a la franja de 5 m que linda con el cauce, dentro de la zona de policía, y que se reserva para usos de vigilancia, pesca y salvamento.
- Zona de Policía: es la constituida por una franja lateral de 100 m de anchura a cada lado, contados a partir de la línea que delimita el cauce, en la que se condiciona

el uso del suelo y las actividades que en él se desarrollen. Su tamaño se puede ampliar hasta recoger la zona de flujo preferente, la cual es la zona constituida por la unión de la zona donde se concentra preferentemente el flujo durante las avenidas y de la zona donde, para la avenida de 100 años de periodo de retorno, se puedan producir graves daños sobre las personas y los bienes, quedando delimitado su límite exterior mediante la envolvente de ambas zonas.

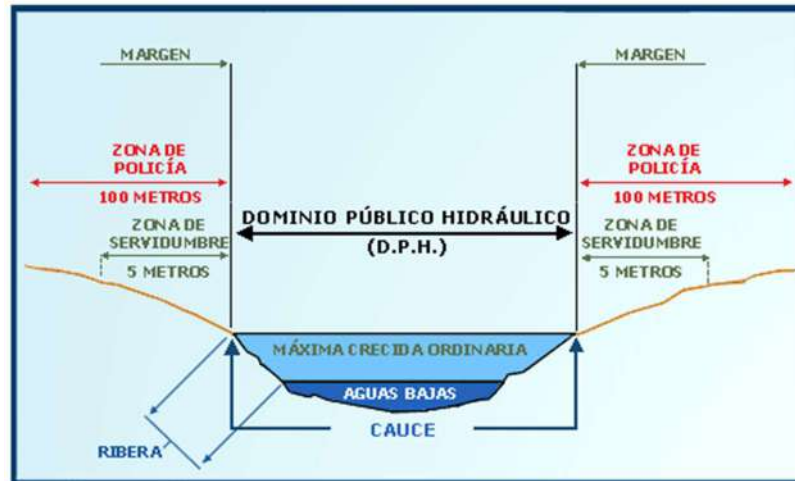


Ilustración 8: Zonificación del espacio fluvial (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)

En el emplazamiento de la Planta Solar no existe afección de DPH de ningún cauce, estando el más cercano a una distancia de unos 20 metros del vallado perimetral.

3. Funcionamiento

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada en sincronía a la red a través de los inversores una vez transformada por éstos en corriente alterna. Esta energía es contabilizada y vendida a la compañía eléctrica de acuerdo con el contrato de compra-venta previamente establecida con ésta.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de “stand-by” con el objetivo de minimizar el consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta genera suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la alimentación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones de interconexión, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma.

Esta forma de generación implica que solo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

4. Descripción de la instalación

Las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red eléctrica se componen de dos partes fundamentales, por un lado, se encuentra el generador fotovoltaico donde se recoge y se transforma la energía de la radiación solar en electricidad, mediante los módulos fotovoltaicos, y otra parte que se encarga de transformar la energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna que se realiza en el inversor y en los transformadores, para su posterior inyección a la red.

La presente planta solar fotovoltaica está compuesta por 59.696 módulos fotovoltaicos bifaciales del modelo *CS3Y-490M B-AG de 490 Wp* de Canadian Solar o similar, que forman un campo solar de una potencia pico de 29,25 MWp. Dichos módulos estarán distribuidos en 2.296 cadenas de 26 módulos en serie cada una, las cuales se agruparán en 1.048 trackers con 2 strings.

Estos módulos fotovoltaicos transforman la radiación solar en energía eléctrica, produciendo corriente continua, por lo que para transformar la corriente continua en corriente alterna se instalan inversores fotovoltaicos. En el presente proyecto se ha previsto el uso de 6 inversores centrales modelo *HEMK 690 V FS3670K* de Power Electronics o similar, los cuales dotan a la instalación de una potencia de inversores a 50 °C de 22,02 MVA, siendo el ratio CC/CA de 1,328.

La potencia del conjunto de los inversores de la Planta estará limitada a 20,90 MW, que es la potencia máxima en el punto de conexión, por lo que el ratio CC/CA considerando la potencia limitada es de 1,40.

La energía generada por las diferentes EP de la Planta Solar será conducida por medio de una red de media tensión (MT) subterránea de 30 kV hasta las Celdas de MT de la Subestación Elevadora 30/66 kV, la cual se proyecta en la zona noreste de la Planta. Posteriormente, la energía generada por la Planta Solar en su conjunto se evacuará a través de una LAAT de 66 kV y 7,50 km de longitud que finalizará en una “Subestación Colectora 66/220 kV” compartida con otros promotores.

La Subestación Elevadora 30/66 kV y la LAAT de evacuación serán compartidas con otra planta de energía solar fotovoltaica denominada “IFV Sangüesa I de 29,25 MWp/20,90 MWn” que se desarrollará en las inmediaciones y serán objeto de otros Proyectos Administrativos independientes.

El punto de medida principal de la energía generada por la Instalación se encontrará a la entrada de la “Subestación Elevadora 30/66 kV”.

A continuación, se presentan las características principales de la planta:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Módulo FV	Fabricante y modelo	-	Canadian Solar CS3Y-490M B-AG
	Tecnología	-	Bifacial
	Potencia	Wp	490
Estructura Soporte	Tipo	-	Seguidor Horizontal de 1 eje N-S
	Fabricante y modelo	-	Nclave SP160
	Configuración	-	2V
	Pendiente N-S tolerada	%	Hasta 7 %
Inversor	Tipo	-	Central
	Fabricante y modelo	-	Power Electronics Freesun HEMK FS3670K
	Potencia AC a 40°C	kVA	3.800
	Potencia AC a 50°C	kVA	3.670
Parámetros de Diseño	Tª de diseño	°C	50
	Nº de módulos / string	Qty.	26
	Pitch	m	10,00
	Potencia AC	MWn	20,90
	Potencia AC (fdp 0,95)	MVA	22,00
	Potencia Pico	MWp	29,25

Tabla 2. Configuración General de la Planta

5. Componentes de la instalación fotovoltaica

5.1. Módulos fotovoltaicos

La instalación fotovoltaica se compone de 59.696 módulos fotovoltaicos bifaciales del modelo *CS3Y-490M B-AG de 490 Wp* de Canadian Solar o similar, que forman un campo solar de una potencia pico de 29,25 MWp. A continuación, se muestran las principales características de los módulos:

Módulos fotovoltaicos (CS3Y-490M B-AG)	STC	NOCT
Potencia máxima (W)	490	367
Voltaje máximo (Vmp)	44,60	41,80
Corriente máximo (Imp)	11,00	8,78
Voltaje circuito abierto (Voc)	53,30	8,78
Corriente cortocircuito (Isc)	11,67	9,41
Eficiencia STC (%)	20,70	
Temperatura operación (°C)	-40 °C / +85°C	
Voltaje máximo del sistema (V)	1500 V	
Capacidad máx. de fusible serie	25 A	
Coef. de temperatura de Pmax (%/°C)	-0,34	
Coef. de temperatura de Voc (%/°C)	-0,26	
Coef. de temperatura de Isc (%/°C)	0,05	

Tabla 3. Características módulo fotovoltaico

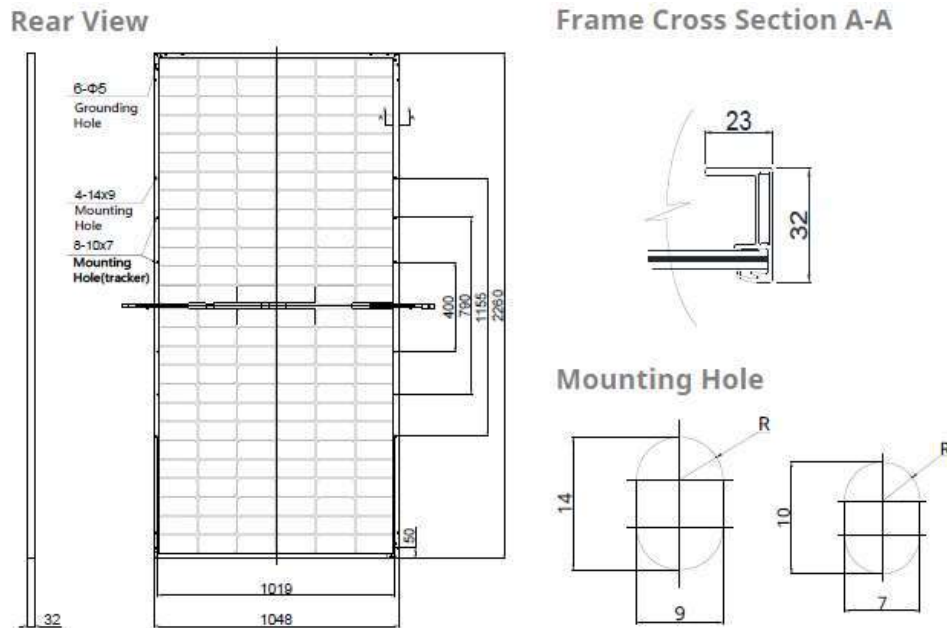


Ilustración 11. Módulo fotovoltaico CS3Y-490M B-AG de 490 Wp

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, acreditándolo mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Además, cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnéticas (2004/108/CE).

En el *Anejo 2: Fichas Técnicas* se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

5.2. Inversor fotovoltaico

La corriente generada en los módulos fotovoltaicos es corriente continua, y tendrá que ser convertida a corriente alterna con las mismas características que la red de distribución de electricidad, para poder ser cedida a ella. Esto se consigue mediante los inversores de corriente.

Los inversores dispuestos en el proyecto son tipo central y estáticos, concretamente el modelo *Freesun HEMK 690 V F3670k* o similar. El número de inversores necesarios, teniendo en cuenta, la potencia de la planta y la potencia unitaria de cada inversor será de 6 unidades a los cuales se conectarán 2.296 strings de 26 módulos en serie cada uno, dotando a la instalación de una potencia nominal a 50 °C de 22,02 MWh, que serán limitados de forma que la potencia nominal total no supere la potencia concedida de conexión.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).



Ilustración 12. Inversor Freesun HEMK FS3670K

De forma general, las características de inversor empleado son las siguientes:

Inversor (Freesun HEMK 690 V F3670K)		
Valores de entrada CC		
Tensión máxima de entrada (V)	1.500	
Rango de tensión por MPP 35 °C (V)	976	1.500
Rango de tensión por MPP 50 °C (V)	976	1.310
Máxima Corriente CC (A)	3.970	
Máxims corriente Cortocircuito CC (A)	6.000	
Número independiente de entradas MPP	Hasta 36	
Número de entradas CC	Hasta 36	
Valores de salida CA		
Potencia máxima 50 °C (kVA/kW) (cosφ)	3.670	
Potencia máxima 40 °C (kVA/kW) (cosφ)	3.800	
Tensión nominal de salida (V)	690	
Intensidad máxima de salida 40 °C(A)	3.175	
Frecuencia nominal de red de CA (Hz)	50/60	
Distorsión armónica total máxima	< 3%	
Eficiencia y servicios auxiliares		
Eficiencia máxima	98,93 %	
Eficiencia europea	98,65 %	
Máxima potencia consumo servicios auxiliares (kVA)	10	

Tabla 4. Características inversor fotovoltaico

El inversor cumple con lo dispuesto en los estándares EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100, así como con el P.O.12.3 de conexión a red.

Con el fin de evitar el efecto (PID), degradación inducida por potencial eléctrico de los módulos fotovoltaicos, el polo negativo CC del inversor se conectará a la red de tierras.

Los inversores de conexión a red disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado y presentan las siguientes características de funcionamiento:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Debido a las especiales características de producción de energía de los módulos fotovoltaicos, estos varían su punto de máxima potencia según la irradiación y la temperatura de funcionamiento de la célula. Por este motivo el inversor debe ser capaz de hacer trabajar al campo solar en el punto de máxima potencia, y contar con un rango de tensiones de entrada bastante amplio.

- Características de la señal generada

La señal generada por el inversor está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectado. Reducción de armónicos de señal de intensidad y tensión.

- Protecciones

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia: Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo (49Hz-51Hz), el inversor interrumpe inmediatamente su funcionamiento pues esto indicaría que la red es inestable, o procede a operar en modo isla hasta que dicha frecuencia se encuentre dentro del rango admisible.
- Protección para la interconexión de máxima o mínima tensión: Si la tensión de red se encuentra fuera de los límites de trabajo, el inversor interrumpe su funcionamiento, hasta que dicha tensión se encuentre dentro del rango admisible, siendo el proceso de conexión-desconexión de rearme automático (artículo 11.4, artículo 11.3 y artículo 11.7 a), RD1699/2011).
- Fallo en la red eléctrica o desconexión por la empresa distribuidora: En el caso de que se interrumpa el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para reiniciar de nuevo su funcionamiento (artículo 8.2 y 11.6, RD1699/2011).
- Tensión del generador fotovoltaico baja: Es la situación en la que se encuentra durante la noche, o si se desconecta el generador solar. Por tanto, el inversor no puede funcionar.

- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente: El inversor detecta la tensión mínima de trabajo de los generadores fotovoltaicos a partir de un valor de radiación solar muy bajo, dando así la orden de funcionamiento o parada para el valor de intensidad mínimo de funcionamiento.
- El inversor incluye interruptor automático en la salida CA.
- Los inversores estarán conectados a tierra tal y como se exige en el reglamento de baja tensión. La toma de tierra es única y común para todos los elementos.

Los inversores serán provistos del software de aplicación para la configuración de los equipos y extracción de datos, otorgando plenos derechos al administrador e incluyendo el acceso a sus parámetros funcionales.

Además, los inversores deben ir acompañados de planos de cableado, manuales de instalación, operación y mantenimiento, incluyendo lista de parámetros, valores, tolerancias de alarma / advertencia y funcionamiento, en español.

En el Anejo 2: Fichas Técnicas se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

5.3. Estructura soporte (seguidores)

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de soporte que permita un buen anclaje al terreno y proporcione la inclinación idónea de los mismos en cada momento, realizando un seguimiento solar este – oeste, con eje norte – sur.

Además de resistir con el peso de los módulos fotovoltaicos, esta estructura de soporte debe resistir las sobrecargas de viento y nieve, tal y como establece el código técnico de la edificación.

El seguidor solar consigue incrementar la productividad de los módulos con respecto a un sistema fijo, en más de un 20 %, lo que permite maximizar la instalación con el mismo número de módulos fotovoltaicos.

Cada seguidor solar cuenta con un autómata PLC independiente de los demás y programable, mediante el cual el seguidor realiza el seguimiento solar astronómico, actúa en función del clima exterior y permite una operación a distancia.

Los seguidores se conectan a una estación meteorológica que con la ayuda de autómata PLC, se orienta ante las diversas situaciones climatológicas. La programación del autómata permite actuar al seguidor ante nieve, tormenta eléctrica, niebla, oscuridad y viento.

Estos seguidores funcionan mediante un accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de 155 W de potencia.

La estructura de soporte empleada permitirá las dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, tal y como establece el fabricante en sus especificaciones.

La estructura de soporte escogida para la presente instalación fotovoltaica es el modelo SP160 de la marca *NClave* o similar, y se trata de un seguidor a un eje este – oeste, con eje norte – sur.

Esta estructura de soporte se compone de dos ejes principales simétricos con respecto a una unidad de giro central, alineados en dirección norte – sur. Encima de las vigas principales se instalan los módulos fotovoltaicos. La estructura esta soportada por una serie de pilares formados por perfiles tipo HEB y C hincados 1,50 metros en el terreno.

Cada seguidor es independiente entre sí desde el punto de vista estructural, y tienen la capacidad de adaptarse a pendientes de hasta 7% hacia el eje norte – sur.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, mediante galvanización en caliente, que garantice la integridad de la estructura durante la vida útil de la instalación fotovoltaica.

El dimensionamiento de los pilares irá precedido de un estudio geotécnico del terreno, que limitará la profundidad necesaria de hincado y su dimensión óptima, de forma que se aprovechen los materiales de forma óptima.

Los datos técnicos del seguidor son los siguientes:

Características del seguidor	
Fabricante	NClave
Seguimiento	Horizontal 1 eje N-S
Ángulo de seguimiento (°)	±50°
Disposición de módulos	2V
Configuración	2Vx26
Filas por seguidor	Monofila
Pendiente admisible N-S (%)	Hasta 7%
Pendiente admisible E-O (%)	Ilimitada
Opciones Cimentación	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote/ Predrilling + compactado + hincado
Algoritmo de Seguimiento	Astronómico
Back-tracking	Sí
Comunicación	Cableado RS485/RS-422/Ethernet/wifi
Garantías estándar	Estructura 10 años Componentes comerciales 2 años

Tabla 5. Datos técnicos seguidor

En el Anejo 2: Fichas Técnicas se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

5.4. Estación de potencia tipo skid

Una vez que los inversores fotovoltaicos han transformado la energía eléctrica a corriente alterna, se dirige al transformador de potencia para elevar la tensión de la energía generada. Los inversores y transformadores se instalan en una estación de potencia tipo Skid modelo *Freesun TWIN Skid con una potencia de 7.340 kVA de Power Electronics* o similar.

El Twin Skid es una plataforma compacta y resistente con todos los equipos de media tensión integrados. Incluye dos transformadores outdoor de media tensión, celdas de protección y desconexión, cubas de aceite y filtros. En cada estación de potencia se instalarán dos inversores. El transformador de potencia elevará la energía procedente del inversor de 690 V a 30 kV.

En el presente proyecto básico se consideran tres estaciones de potencia que integran dos inversores *Freesun HEMK690V FS3670K* de 3.670 kVA y por dos transformadores de potencia 3.670 kVA de 0,69/30 kV de instalación interior.

El centro de transformación está compuesto por tres bloques que comparten cimentación calculada en función de la carga de los equipos. Los bloques extremos agrupan al inversor con su correspondiente caja de entrada en baja tensión y el transformador de potencia asociado al inversor. En el bloque central se encuentran las celdas de media tensión, las cajas de baja tensión de servicios auxiliares y el transformador de servicios auxiliares de 20 kVA.

A continuación, se muestra una imagen de la estación de potencia y su esquema unifilar:



Ilustración 9. Estación de potencia



Ilustración 10. Estación de potencia

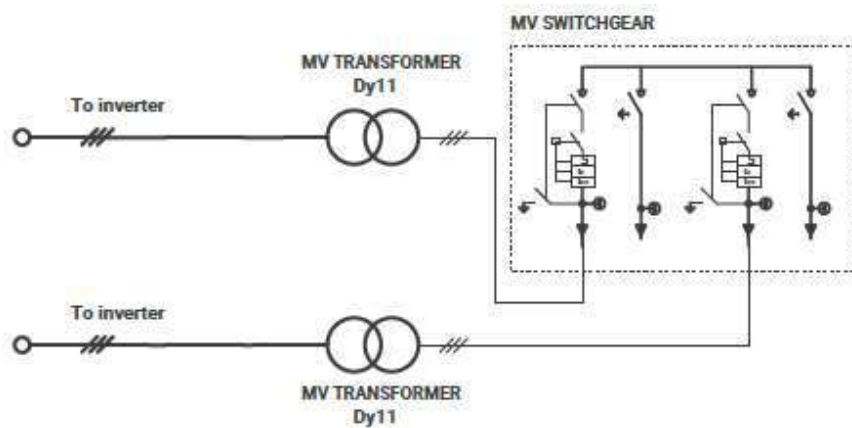


Ilustración 11. Esquema unifilar

En el *Anejo 2: Fichas técnicas componentes* se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

6. Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT)

Se considera la Instalación Eléctrica de Baja tensión a la referente a aguas abajo del transformador de BT/MT situado en la Estación de Potencia de la Planta Solar.

Las instalaciones que comprenden esta parte de la instalación son las que se describen a continuación:

- Conexión entre módulos fotovoltaicos formando strings.
- Conexión entre strings y las cajas de agrupación de strings.
- Conexión entre las cajas de strings y los inversores.
- Conexión de los inversores y la CGP.
- Conexión de la CGP con el transformador.

La instalación está diseñada para que el nivel de tensión sea hasta 1.500 V.

La evacuación de la energía generada en el campo fotovoltaico se conectará al lado de baja tensión del transformador instalado a tal efecto en la Estación de Potencia.

Se utilizarán cables unipolares con aislamiento dieléctrico seco, con las siguientes características:

Características de los cables de CC		
Tipo	PV ZZ-F	XZ1-AL
Tensión DC	1,5 kV	1,5 kV
Conductor	Cobre	Aluminio
Secciones	6-10 mm ²	185 - 300 mm ²

Tabla 6. Características de los cables de CC

Para el cálculo de la sección de los conductores empleados en las diferentes partes de la instalación se ha tenido en cuenta, además de lo establecido por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus ITC complementarias (REBT), los criterios de intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión (1,5%), además de la adecuada protección de los cables contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gPV o interruptores magnetotérmicos.

Posteriormente se ha establecido que la pérdida de potencia máxima en la parte BT de la Instalación Fotovoltaica, es decir, desde los módulos hasta los inversores, no deberá ser superior a 1,50%.

Los cables irán en canalizaciones subterráneas directamente enterrados desde las cajas de agrupación de string hasta los inversores. Los cables de string entre seguidores irán enterrados bajo tubo, mientras que los cables string que discurren por los seguidores irán apropiadamente atados a la estructura o bien en bandejas.

Todos los conductos colocados para protección de los cables que llegan a las cajas de string (y viceversa) deben estar protegidos mecánicamente por una malla metálica colocada a al menos a 5cm del conducto. Esto es para garantizar que no se produzcan daños en el conducto durante las actividades de corte de césped.

Los conductores de la instalación serán fácilmente identificables. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. El conductor neutro se identificará por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. A efectos de identificación los cables serán marcados con su designación correspondiente mediante etiquetas inertes fijadas a los cables con fijadores de plástico. Se dispondrá una etiqueta cada 10 m en cables enterrados y cada 20 m en instalación aérea.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores mediante conexiones y/o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. Siempre deberá realizarse en el interior de cajas de empalme y/o de derivación. Los conductores deberán conectarse por medio de terminales adecuados, de forma que las conexiones no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

El acoplamiento y sellado entre cables y equipos se efectuará por medio de prensaestopas. Estas serán las adecuadas en tipo y diámetro con objeto de asegurar una sujeción mecánica y estanqueidad adecuada.

Los cables serán manejados cuidadosamente para evitar erosiones y deterioro en sus aislamientos. Los radios de curvatura nunca serán menores de los recomendados por el fabricante.

7. Instalación eléctrica de Media Tensión (MT)

La instalación eléctrica de Media tensión (MT) tiene el fin de evacuar la energía generada en la instalación desde la Estación de Potencia hasta la celda de MT situada en la Subestación Elevadora de la Planta.

El nivel de tensión de la red interna de MT será de 30 kV, y consistirá en cuatro (4) líneas subterráneas constituidas por una terna de cables unipolares que unirán todas las estaciones de potencia entre sí y con las celdas de entrada de la Subestación Elevadora formando un anillo.

La configuración de la red interna de media tensión se resume en la siguiente tabla:

Línea	Inicio	Fin
Línea 1	Celda MT SET Elevadora	EP-2
Línea 2	EP-2	EP-1
Línea 3	EP-1	EP-3
Línea 4	EP-3	Celda MT SET Elevadora

Tabla 7. Configuración de Red de MT

La red eléctrica de MT de la Instalación será en corriente alterna (CA) a 30 kV. El cable será AI RHZ1-OL 18/30 kV 1xZZ mm², siendo ZZ 240, 300 ó 400 mm² según el tramo, con aislamiento dieléctrico seco directamente enterrado, depositado en el fondo de zanjas tipo, sobre lecho de arena, a una profundidad mínima de 0,8 m. Las zanjas se repondrán compactando el terreno de manera apropiada.

El dimensionado de la instalación será tal que la pérdida de potencia máxima en la parte de la instalación de MT no supere 0,50%.

8. Sistema de Protecciones

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta.

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto, la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

Estos se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación, por ejemplo, la bobina de disparo de un interruptor.

También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las faltas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falta.

Otro de los objetivos principales de un sistema de protección es evitar pérdidas económicas en la explotación de la instalación ya que de por sí esta representa una gran inversión y dependiendo de la importancia de esta dentro de un sistema eléctrico se pueden tener grandes pérdidas económicas tanto para los consumidores como para la empresa responsable de la explotación de la instalación. Además, también permiten preservar la estabilidad y continuidad de la red.

A continuación, se detallan los diferentes tipos de perturbaciones que se pueden presentar en una instalación eléctrica.

- Sobrecargas
- Cortocircuitos
- Sobretensiones
- Subtensiones
- Desequilibrio
- Retorno de energía

El sistema de protecciones de la planta cumplirá con lo establecido en el artículo 11 del R.D. 1699/2011, de 18 de noviembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. De este modo, se hace una distinción entre protecciones en el lado de corriente continua y protecciones en el lado de corriente alterna.

Los dispositivos a instalar serán fusibles, descargadores de sobretensiones a la salida de los inversores e interruptor de desconexión adecuados a las características de las líneas.

A su vez, se incorporarán protecciones contra sobreintensidades a la salida de los inversores y en el cuadro general de BT, junto a un interruptor diferencial, que antecede a los devanados del transformados.

8.1. Protecciones Corriente Continua

Las líneas procedentes de los strings están protegidas por fusibles de 15 A alojados en los portafusibles situados en el interior de las cajas de conexión. De este modo se consiguen dos objetivos; el primero de ellos es el de impedir que este subgrupo pase a trabajar en ningún momento como carga y soportando corrientes inversas superiores a su propia corriente de cortocircuito. El segundo de ellos es el de permitir la desconexión fácil y rápida de este subgrupo, facilitando las labores del personal de mantenimiento.

Además, dichas cajas contendrán un disyuntor – seccionador general de 160 A, así como descargador de sobretensión para proteger la instalación contra sobretensiones entre el polo positivo y tierra, negativo y tierra y entre el polo positivo y negativo.

8.2. Protecciones Corriente Alterna

El inversor cuenta con protecciones contra sobretensiones de clase II y cortocircuito tal y como puede verse en su ficha técnica, por lo que no será necesaria la instalación de dichos elementos en el lado del inversor. No ocurre así en el lado del transformador en el que será necesario la instalación de una protección magnetotérmica para cada circuito de inversor y una protección magnetotérmica general que proteja todas ellas.

Los inversores elegidos contarán con las protecciones exigidas en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de eléctrica de pequeña potencia:

- Elementos de corte general.
- Interruptor diferencial automático.
- Interruptor automático de conexión.
- Protecciones de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión.

La protección tendrá capacidad de corte en todas las fases, tendrá una intensidad nominal y un poder de corte ajustados a las necesidades de cada línea tal y como se describe en el esquema unifilar.

Para la protección contra contactos indirectos será necesario la instalación de una protección diferencial de intensidad nominal suficiente y sensibilidad de 300 mA.

8.3. Red de tierras

Con objeto de proporcionar una protección de las personas contra contactos directos e indirectos el sistema fotovoltaico se dispondrá en esquema “flotante”, es decir, la red de continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra y existe una tierra de protección a la que se unen las masas metálicas del sistema, así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Así, se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unen todas las partes metálicas de los componentes del sistema fotovoltaico. Esta red de tierra tiene los objetivos siguientes:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.

- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

Se cumplirá el artículo 15 del RD 1.699/2011 y la ITC BT-40 por lo que el electrodo de puesta a tierra de la instalación será independiente del electrodo del neutro de la empresa distribuidora, así como también se dispondrá de una separación galvánica entre la parte de corriente alterna y la de continua de la instalación.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de la instalación. La sección mínima de dichos conductores vendrá dada según la tabla 2 de la ITC BT-18 y cumplirá la norma UNE 20.460-5-54. Así se dispondrá los siguientes conductores de protección.

- 6 mm² para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc... del generador fotovoltaico.
- 35 mm² en el descargador de sobretensiones o varistor de CA del inversor.
- 35 mm² para el enlace de barra de equipotencialidad con pica.

Los conductores de protección serán del mismo tipo y modelo que los empleados en sus respectivos tramos.

El conductor de tierra que unirá la barra de equipotencialidad con la puesta a tierra será de cobre desnudo de 35 mm² de sección nominal, hasta enlazar con una pica de acero cobrizado de 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 metros de longitud total, que se dispondrá hincada en el terreno.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad no será nunca inferior a 0,5m.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación. Dado que la resistencia de un electrodo depende de la resistividad del terreno en el que se establece y esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, previa a la entrega deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador

Autorizado. En caso de que no cumpla con lo establecido se incrementará el número de picas separadas un metro entre sí y unidades por cable de cobre enterrado hasta conseguir la resistencia adecuada.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren. Los electrodos y los conductores de enlace hasta el punto

de puesta a tierra se pondrán al descubierto para su examen al menos una vez cada 5 años.

8.4. Puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo a un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitudes térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:

- barras, tubos
- pletinas, conductores desnudos
- placas
- anillos o mallas metálicas constituidos por los elementos anteriores o sus combinaciones
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Bornes de puesta a tierra

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne de conexión de puesta a tierra para los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica. Como conductores de protección pueden utilizarse:
 - conductores en los cables multiconductores
 - conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección. Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

Red de equipotencialidad

El conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm². Sin embargo, su sección puede ser reducida a 2,5 mm² si es de cobre.

La unión de equipotencialidad suplementaria puede estar asegurada, bien por elementos conductores no desmontables, tales como estructuras metálicas no desmontables, bien por conductores suplementarios, o por combinación de los dos.

Para proteger toda la instalación fotovoltaica contra rayos, se decide colocar una pica de puesta a tierra en cada fila y en ciertas zonas de la superficie, sumando un total de 550 picas.

El Centro de Transformación contará a su vez con un anillo de tierra, de cobre con sección de 95 mm², con un perímetro mínimo de 64 m.

Todas las partes metálicas de la instalación incluido el vallado perimetral se conectará a la red equipotencial de tierras.

9. Descripción de los trabajos

A continuación, se describen las distintas operaciones que serán necesarias para desarrollar el Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica conectada a red. Los trabajos de ejecución se pueden clasificar principalmente en:

- Topografía
- Obra Civil
- Sistema de seguridad
- Sistema de monitorización y control
- Suministro de Equipos
- Montaje mecánico
- Montaje eléctrico

9.1. Topografía

Los trabajos de topografía comprenden el replanteo inicial de la Instalación sobre el terreno para delimitar los límites de la Planta, los viales de acceso, vallado y ubicación de las cimentaciones de la estructura.

El replanteo topográfico del terreno será aprobado por el contratista principal antes del inicio de los trabajos y servirá de base topográfica para la cuantificación de estos; dichas aprobaciones se sucederán en los inicios y finales de las fases de desbroce, excavación y rellenos.

La realización del levantamiento se basará en las coordenadas de al menos dos vértices geodésicos o antenas “Global Navigation Satellite System” (GNSS) para la determinación de sus tres coordenadas del sistema oficial de referencia. Para determinar las alturas ortométricas, se deben conectar a al menos otros dos niveles de puntos, si no se proporciona un modelo gravitacional que asegure una precisión absoluta “H” menor de 10 cm.

Estas bases se presentarán en los planes de levantamiento y se construirá de manera que se asegure su permanencia y que no estén colocadas en terrenos agrícolas o en lugares con riesgo de desaparición o cualquier tipo de movimiento. Se debe asegurar que las bases estén ubicadas en un área protegida de daños mecánicos y perturbaciones electromagnéticas, donde prevalecerá el patrón de sostenibilidad.

9.2. Obra civil

9.2.1. Cimentación seguidor solar

Los postes de la estructura del seguidor solar irán anclados al terreno por medio de hincas directas. Si una vez realizado el ensayo geotécnico de terreno, se encontrase con alguna capa del mismo más dura, se propondrán soluciones alternativas a la cimentación de los postes para estas zonas.

9.2.2. Preparación del terreno y movimientos de tierra

La preparación del terreno consistirá en una limpieza y desbroce del terreno para eliminar la capa vegetal existente.

Consiste en extraer y retirar de las zonas designadas todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material indeseable según el Proyecto o a juicio de la dirección de obra. Estos trabajos serán los mínimos posibles y los suficientes para la correcta construcción del Proyecto.

La ejecución de esta operación incluye las operaciones siguientes:

- Remoción de los materiales objeto de desbroce
- Retirado y extendido de los mismos en su emplazamiento definitivo
- Demolición de edificios o posibles estructuras existentes en el terreno y posterior transporte de los escombros a vertedero.

De esta forma se realizará la extracción y retirada en las zonas designadas, de todas las malezas y cualquier otro material indeseable a juicio de la dirección de obra.

Se estará, en todo caso, a lo dispuesto en la legislación vigente en materia medioambiental, de seguridad y salud, y de almacenamiento y transporte de productos de construcción.

Las operaciones de remoción se efectuarán con las precauciones necesarias para lograr unas condiciones de seguridad y evitar daños en las construcciones próximas existentes. Todos los tocones o raíces mayores de diez centímetros (10 cm) de diámetro serán eliminados hasta una profundidad no inferior a setenta y cinco centímetros (75cm) por debajo de la rasante.

Todas las oquedades causadas por la extracción de tocones y raíces se rellenarán con material procedente de los desmontes de la obra o de los préstamos, según está previsto en el estudio de movimientos de tierras necesarios en la obra.

Todos los pozos y agujeros que queden dentro de la explanación se rellenarán conforme a las instrucciones de la dirección de obra.

Todos los productos o subproductos forestales no susceptibles de aprovechamiento serán eliminados de acuerdo con lo que ordene la dirección de obra sobre el particular

Una vez finalizada la preparación del terreno, a partir del plano topográfico del terreno, y evitando lo máximo posible el desplazamiento de tierras, se hará el movimiento de tierras según corresponda. Distinguir entre los movimientos de tierra necesarios para:

- Plataforma de área de instalaciones provisionales.
- Adecuación de áreas de seguidores solares con pendientes superiores al 15%.
- Adecuación menor de movimiento de tierras en áreas de seguidores solares con irregularidades puntuales en el terreno.

9.2.3. Canalizaciones

9.2.3.1. *Canalizaciones de corriente continua*

El cableado de la parte de corriente continua discurrirá parcialmente enterrado bajo tubo y una parte aérea sobre la propia estructura de los seguidores.

Las uniones serie de los módulos se realizarán mediante conexiones rápidas y especiales de Clase II, realizándose ésta por la parte posterior a los mismos. Los cables irán embridados a las estructuras soportes y pasarán desde la estructura al suelo bajo tubo de protección. Desde este punto partirán hacia los inversores.

Las canalizaciones tendrán una anchura de 35 cm, como mínimo, y una profundidad tal que permita que los tubos queden a una profundidad mínima de 75 cm. Se dispondrá una capa de arena de río lavada de espesor mínimo de 0,05 m sobre la que se colocarán los tubos. Por encima de ellos irá otra capa de arena de 0,10 m de espesor.

Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de ellos tubos, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

9.2.3.2. *Canalizaciones de corriente alterna*

El cableado de la parte de corriente alterna irá directamente enterrado a una profundidad de 0,95 m. cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando que las condiciones que se establezcan así lo exijan.

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 0,05 m y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 0,1 m de espesor que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones, estos deben de tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta de la existencia del cableado. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

Las canalizaciones de baja tensión serán enterradas bajo tubo conforme a las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. No instalándose más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse en función de cruces o derivaciones. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

9.2.4. *Viales internos*

La Instalación contará con una red de viales interiores que dará acceso a la Estación de Potencia que conforma la Planta.

La Estación de Potencia deberá estar en una plataforma ligeramente elevada y conectada a los caminos internos. Esta plataforma debe considerar un área de trabajo segura de 2 m alrededor de la Estación de Potencia, sin pendiente.

Todos los viales de la Planta serán de 4 m de ancho, y estarán compuestos por una subbase de suelo seleccionado compactado al 95% PM con un mínimo de 0,20 m de espesor y una base de zahorra natural de 0,10 m de espesor compactada al 95% PM. El trazado de los viales se diseñará considerando un radio de giro mínimo de 12,00

m, y respetando una distancia mínima entre los seguidores y el borde del camino de 2 m.

La pendiente máxima de los caminos se establece en un 10%, y aquellos tramos en los que presenten pendientes mayores, si los hubiera, se hormigonarán consecuentemente.

Los viales deberán soportar un tráfico ligero durante la fase de operación de la Planta Fotovoltaica, reducido a vehículos todo terreno y vehículos de carga para labores de mantenimiento y reparación. De forma puntual el acceso de vehículos pesados podrá ser necesario para el transporte de equipos como los transformadores.

En aquellos puntos de cruces de cables y zanjas enterradas con los caminos, se instalarán tubos corrugados embebidos en hormigón para posterior instalación de los cables a través de dichos tubos.

Respecto a los caminos de acceso a la Planta Solar, se adecuarán en aquellos tramos en los que sea necesario para garantizar el paso de vehículos de carga durante la fase de obras. Se les proporcionará un ancho mínimo de 4 metros y se construirán sobreechamientos en curvas para asegurar el paso de camiones y/o maquinaria.

9.2.5. Vallado perimetral

Se instalará un vallado perimetral compuesto por tubos galvanizados, colocados cada 2,50 metros en excavaciones rellenas de hormigón en masa H-25, de 48 mm de diámetro, 12 mm de espesor y 2,10 m de altura, acodados en sus extremos para colocar dos hileras de alambre de espino. En todos los cambios de dirección, o en su defecto, cada 48 m, se dispondrán postes de refuerzo con dos tornapuntas. La malla será de tipo cinegética 200-17-30 y tendrá 2,00 m de altura. Se colocarán 4 tirantas de alambre de 16 mm² con sus tensores y tornillos correspondientes.

Se realizarán accesos a la planta mediante cancela de 6 m de anchura y 2,10 m de altura en dos hojas, realizadas con tubo galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,2 mm de espesor más malla electrosoldada de las mismas características que la anterior.

Con objeto de preservar el medio, el vallado dispondrá de pequeños accesos de 0,30 x 0,30 m instalados cada 150 m para permitir el paso de animales pequeños existentes en la zona.

9.2.6. Estudio geotécnico

En el momento de desarrollar la actuación, se realizará un estudio geotécnico, de forma que se determinen las características del terreno y así, conseguir la forma óptima de los trabajos de anclaje o cimentación de los elementos de la instalación fotovoltaica.

9.2.7. Sistema de drenaje

El diseño del sistema de drenaje se abordará estrechamente ligado con el movimiento de tierras y explanaciones, en caso de tener que llevarlas a cabo.

Se tratará de aprovechar al máximo las líneas de flujo principal existentes, modificándolas o reordenándolas, diseñando y dimensionando cada uno de los elementos de drenaje que garanticen una correcta y óptima evacuación de aguas.

No se realizarán movimientos de tierra que produzcan alteraciones topográficas que puedan afectar a los cauces existentes.

La Planta podrá contar con un sistema de drenaje que permita evacuar, controlar, conducir y filtrar todas las aguas pluviales hacia los drenajes naturales del área ocupada por la Instalación.

Se deberá asegurar que el sistema de drenaje da continuidad al drenaje natural del terreno.

Se diferencian tres tipologías diferentes que se detallan a continuación:

- Drenaje longitudinal de tipo 1 (cuneta) como medida de protección perimetral de la Planta y de los viales internos. Captarán el agua de escorrentía y la conducirán hacia los puntos de menor cota.
- Drenaje longitudinal de tipo 2 (paso salvacunetas) para permitir el cruce entre caminos (interior o de acceso a la Planta) y las obras de drenaje de tipo 1, con el fin de garantizar el regular flujo entre el agua pluvial recolectada en la cuneta frente a un evento con un tiempo de retorno de 25 años;
- Obra de Drenaje Transversal (ODT) para permitir el cruce caminos y las ramblas/cauces existentes, con el fin de garantizar el regular flujo de escorrentías frente a un evento con un tiempo de retorno de 100 años. Se colocarán tubos salva cunetas que crucen bajo los caminos, con rejas a la entrada para evitar el aterramiento de los tubos. Se evitarán los diámetros pequeños, empleando como mínimo el diámetro Ø400 mm, y empleando tubos con capacidad mecánica suficiente para soportar el paso de los vehículos. En caso de que los cauces sean muy poco pronunciados o el desnivel del terreno sea insuficiente para permitir la instalación de tubos como ODT, se recurrirá a la ejecución de vados hormigonados, protegiendo el camino de la socavación y restituyendo el flujo natural del agua.

También se realizarán las acciones necesarias para evitar afecciones por las posibles aguas de escorrentía provenientes de las parcelas colindantes al Proyecto.

En función del estudio de la pluviometría de la zona, se calculan la escorrentía superficial y las precipitaciones máximas sobre la parcela. Las dimensiones de las canalizaciones de evacuación de aguas a construir se dimensionarán en función de los datos pluviales y la normativa nacional relacionada.

9.3. Sistema de seguridad

Se instalará un sistema de seguridad compuesto de un sistema detector de intrusión, compuesto por barreras de microondas y un sistema de circuito cerrado de televisión y vídeo (CCTV), compuesto por cámaras de vigilancia fijas, con visión nocturna y distribuida a lo largo del perímetro abarcado por las plantas.

Para la instalación del sistema de seguridad, se instalarán durante la fase de ejecución del proyecto unos tubos enterrados a una profundidad mínima de 40 cm, con un diámetro mínimo de 80 cm, por los que se tenderán los cables de señal y alimentación tanto de las cámaras como de las barreras de microondas. Dicha canalización también seguirá el recorrido del perímetro de la planta.

9.4. Sistema de Monitorización y Control

El sistema de monitorización y control de la Planta estará basado en productos abiertos del mercado e incluirá el SCADA y el sistema de control de la Planta, así como todos los equipos necesarios para comunicar con el resto de los sistemas de la Instalación.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, es decir, Supervisión, Control y Adquisición de Datos) no es una tecnología concreta sino un tipo de aplicación. Cualquier aplicación que obtenga datos operativos acerca de un “sistema” con el fin de controlar y optimizar ese sistema es una aplicación SCADA.

El sistema integra la información procedente de los componentes suministrados por diferentes contratistas, permitiendo la operación y monitorización global del funcionamiento de la Planta, la detección de fallos y modificaciones del funcionamiento de los distintos componentes.

El sistema de Control y Monitorización permitirá supervisar en tiempo real la producción de la Planta, permitiendo atender de forma inmediata cualquier incidencia que afecte o pueda afectar a la producción y permitiendo la optimización de la capacidad productiva al operador. Para ello se basa en los datos que obtiene de los distintos componentes, entre otros:

- Inversores: Envían al sistema de control las variables de entrada y salida del inversor, las cuales permiten evaluar el funcionamiento del equipo.
- Estaciones Meteorológicas.
- Remotas de Adquisición de E/S de cada Estación de Potencia.
- Remotas de Adquisición de E/S en la Subestación.
- Medidores de Facturación.
- Sistema de accionamiento de los trackers

- Sistema de seguridad

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario. En principio se encontrará integrado en los inversores, si bien se dispondrá de un sistema adicional centralizado de monitorización de toda la Planta Fotovoltaica ubicado en el centro de control.

El SCADA debe estar preparado para comunicar por Ethernet con terceras partes mediante el Protocolo IEC-60870-5-104 (perfil de interoperabilidad). Debe existir más de una tarjeta de red para facilitar el acceso de datos a distintos equipos / subredes.

Para el listado de señales a trabajar, los estados deben tratarse como señales dobles; asimismo debe tenerse en cuenta que la comunicación con el otro extremo es con equipos redundantes, dos IPs con las cuales comunicar.

El SCADA debe permitir realizar control remoto sobre el mismo desde cualquier lugar con conexión con el Parque a través de los programas convencionales (p. ej., VNC). Además, debe permitir mostrar los esquemas unifilares y posibilitar la realización de mandos, y permitir la visualización del registro histórico, de la lista de alarmas activas y de la pantalla de mantenimiento. También deberá poder realizar la comunicación directa con los equipos y relés a nivel de “protección” para análisis de eventos, informes de faltas, ajuste de señales/oscilaciones y pruebas de disparos.

9.5. Suministro de equipos

Previo al montaje electromecánico de la Planta se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura solar, así como los módulos FV, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma. El suministro de equipos incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción.

9.6. Montaje mecánico

9.6.1. Montaje de seguidores y módulos

El seguidor solar horizontal está formado por un conjunto de perfiles metálicos unidos entre sí. La estructura principal es un perfil tubular apoyado sobre postes. Éstos se instalarán por medio de hincado directo al terreno siempre que sea posible, a una profundidad de hincado mínima según se determine en el Pull-Out Test que deberá realizarse previo a la construcción de acuerdo al estudio geotécnico. En aquellos casos en los que el hincado directo no sea posible, se utilizará el método de pre-drilling para la instalación de las hincas de los seguidores, y si tampoco fuera posible, se utilizarán micropilotes o zapatas de hormigón aisladas.

El perfil tubular se acopla mediante un brazo pivotante a una biela accionada por un actuador electromecánico, el cual hace girar la estructura de forma automatizada.

El montaje de la estructura concluye con la fijación de los módulos fotovoltaicos y las cajas de seccionamiento a los perfiles metálicos mediante grapas uniones atornilladas.

9.6.2. Montaje de estaciones de potencia (skid)

Las Estaciones de Potencia necesitarán la adecuación del terreno donde se instalarán, así como la colocación de una cimentación formada por una losa de hormigón cuyas dimensiones serán definidas conforme a la tensión admisible del terreno que se obtendrá del Estudio Geotécnico que se deberá realizar previo a la construcción.

9.7. Montaje eléctrico

9.7.1. Baja tensión (BT)

La instalación eléctrica de baja tensión se puede dividir a su vez en:

- Instalación de corriente continua en baja tensión (CCBT)
- Instalación de corriente alterna en baja tensión (CABT).

La instalación CCBT comprende la disposición de todo el cableado de string CC en el campo fotovoltaico.

En primer lugar, se procederá a la formación de las strings de módulos FV interconectando entre sí los módulos FV contiguos de un seguidor hasta completar el número necesario para cada serie. Esta operación se repetirá sucesivamente para todos las strings de la Planta.

La instalación CCBT se completa mediante la conexión eléctrica entre los strings y las cajas combinadoras de string, que son armarios eléctricos de intemperie destinados a conectar en paralelo varios strings y permitir la desconexión de una parte del generador FV en caso de fallo o para realizar labores de mantenimiento; y por otro lado entre éstas y los inversores, los cuales estarán ubicados en los lugares destinados para el efecto. Dicha conexión se realiza mediante el tendido de cable aislado por canalizaciones subterráneas previamente ejecutadas.

La instalación CABT comprende la alimentación de los seguidores y resto de equipos auxiliares: se deberán interconectar los armarios de control de los seguidores y los armarios de cada equipo auxiliar con el cuadro de baja tensión, instalado en las Estaciones de Potencia y conectados a los transformadores de auxiliares.

9.7.2. Media tensión (MT)

Los trabajos y elementos necesarios para la ejecución de las líneas subterráneas de Media Tensión son los descritos en los siguientes apartados:

9.7.2.1. Disposición del Montaje

Los cables se agruparán en tresbolillo, siguiendo el esquema de colocación de fases siguiente:

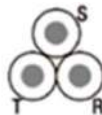


Ilustración 13. Colocación de cables en tresbolillo

Los conductores se instalarán directamente enterrados, exceptuando en aquellas zonas donde se produzcan cruzamientos con diferentes afecciones (carreteras, caminos públicos, cauces...), donde se instalarán enterrados bajo tubo.

9.7.2.2. Accesorios

Los accesorios serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Las terminaciones deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.)

La ejecución y montaje de los accesorios de conexión se realizarán siguiendo el Manual Técnico correspondiente cuando exista, o en su defecto, las instrucciones del fabricante.

Terminaciones

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado en cada caso. Existen dos tipos de terminaciones para las líneas de Media Tensión:

Terminaciones convencionales contráctiles en frío, tanto de exterior como de interior: se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442.

Conectores separables: se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF6. Serán acordes a las normas UNE-HD 629-1 y UNE-EN 61442.

Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio. En general se utilizarán siempre empalmes

contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

9.7.2.3. Sistema de Puesta a Tierra

Puesta a Tierra de las Pantallas Metálicas

Se conectarán a tierra las pantallas de todas las fases en cada uno de los extremos y en los empalmes intermedios. Esto garantiza que no existan grandes tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.



Ilustración 14. Puesta a tierra de cubiertas metálicas

No será necesario realizar trasposición de fases dado que las ternas se montarán en formación tresbolillo.

9.7.2.4. Derivaciones

Las derivaciones de este tipo de líneas se realizarán desde las celdas de línea situadas en centros de transformación o reparto desde líneas subterráneas haciendo entrada y salida.

9.7.2.5. Ensayos Eléctricos después de la Instalación

Una vez que la instalación ha sido concluida, es necesario comprobar que el tendido del cable y el montaje de los accesorios (empalmes, terminales, etc.), se ha realizado correctamente.

9.7.2.6. Canalización

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico

de M.T. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

Y, por último, se terminará de rellenar la zanja con tierra procedente de la excavación, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos.

9.7.2.7. Arquetas

En la entrada de las arquetas las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

La colocación de arquetas se realizará únicamente a ambos lados de los cruces de caminos.

9.7.2.8. Medidas de Señalización y Seguridad

Las zanjas se realizarán cumpliendo todas las medidas de seguridad personal y vial indicadas en las Ordenanzas Municipales, Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Código de la Circulación, etc.

Todas las obras deberán estar perfectamente señalizadas y balizadas, tanto frontal como longitudinalmente (chapas, tableros, valla, luces, etc.). La obligación de señalizar alcanzará, no sólo a la propia obra, sino aquellos lugares en que resulte necesaria cualquier indicación como consecuencia directa o indirecta de los trabajos que se realicen.

Cáseda, Abril de 2021

El Ingeniero Técnico Superior



Fdo. Manuel Cañas Mayordomo
Colegiado 1.617

El Ingeniero Técnico Industrial



Fdo. Antonio Misas Alcalde
Colegiado 1.857

Revisado por: El Ingeniero Agrónomo



Fdo. Javier Alvarez Puerma
Colegiado 1.861

ANEJO 1: Cálculos energéticos

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Sanguesa_Heliosolar

Variante: Nueva variante de simulación

Rastreadores ilimitados con retroceso

Potencia del sistema: 29.25 MWp

Cáteda - Spain



Proyecto: Sanguesa_Heliosolar

Variante: Nueva variante de simulación

Ingnova (Spain)

PVsyst V7.1.6

VCO, Fecha de simulación:
08/04/21 21:45
con v7.1.6

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Cáteda	Latitud 42.55 °N	Albedo 0.20
España	Longitud -1.35 °W	
	Altitud 416 m	
	Zona horaria UTC+1	
Datos meteo		
Cáteda		
Meteonorm 7.3 (1995-2010), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Rastreadores ilimitados con retroceso	Sombreados cercanos
Orientación campo FV	Algoritmo de rastreo	Sin sombreados
Orientación	Cálculo astronómico	
Rastreo eje horizontal	Retroceso activado	
Información del sistema		
Conjunto FV	Inversores	
Núm. de módulos 59696 unidades	Núm. de unidades 6 unidades	
Pnom total 29.25 MWp	Pnom total 22.02 MWca	
	Límite de potencia de red 20.90 MWca	
	Proporción de red lim. Pnom 1.400	
Necesidades del usuario		
Carga ilimitada (red)		

Resumen de resultados

Energía producida 52324 MWh/año	Producción específica 1789 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 85.76 %
Energía aparente 55078 MVAh		

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7



PVsyst V7.1.6

VCO, Fecha de simulación:
08/04/21 21:45
con v7.1.6

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Rastreadores ilimitados con retroceso	
Orientación campo FV		Algoritmo de rastreo	Estrategia de retroceso
Orientación		Cálculo astronómico	Núm. de rastreadores 60 unidades
Rastreo eje horizontal		Retroceso activado	Rastreadores ilimitados
			Tamaños
			Espaciado de rastreador 10.00 m
			Ancho de colector 4.53 m
			Proporc. cob. suelo (GCR) 45.3 %
			Banda inactiva izquierda 0.02 m
			Banda inactiva derecha 0.02 m
			Phi min / max +/- 90.0 °
			Ángulo límite del retroceso
			Límites de phi +/- 62.7 °
Modelos usados			
Transposición	Perez		
Difuso	Perez, Meteonorm		
Circunsolar	separado		
Horizonte		Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre		Sin sombreados	Carga ilimitada (red)
Sistema bifacial			
Modelo	Cálculo 2D		
	rastreadores ilimitados		
Geometría del modelo bifacial		Definiciones del modelo bifacial	
Espaciado de rastreador	10.00 m	Albedo de tierra	0.30
Ancho de rastreador	4.57 m	Factor de bifacialidad	70 %
Ángulo límite de rastreo	50 °	Fact. sombreado trasero	5.0 %
GCR	45.7 %	Fact. desajuste trasero	10.0 %
Altura del eje sobre el suelo	2.10 m	Transparencia del módulo	0.0 %
Punto de inyección de red			
Limitación de potencia de red		Factor de potencia	
Potencia activa	20.90 MWca	Cos(phi) (principal)	0.950
Proporción Pnom	1.400		

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Canadian Solar Inc.	Fabricante	Power Electronics
Modelo	CS3Y-490MB-AG 1500V	Modelo	FreeSun FS3670 HEMK 690V
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	490 Wp	Unidad Nom. Potencia	3670 kVA
Número de módulos FV	59696 unidades	Número de inversores	6 unidades
Nominal (STC)	29.25 MWp	Potencia total	22020 kVA
Módulos	2296 Cadenas x 26 En series	Voltaje de funcionamiento	976-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.33
Pmpp	26.73 MWp		
U mpp	1045 V		
I mpp	25572 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	29251 kWp	Potencia total	22020 kVA
Total	59696 módulos	Núm. de inversores	6 unidades
Área del módulo	141389 m²	Proporción Pnom	1.33



PVsyst V7.1.6

VCO, Fecha de simulación:
08/04/21 21:45
con v7.1.6

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 0.67 mΩ
Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida -0.6 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000



PVsyst V7.1.6

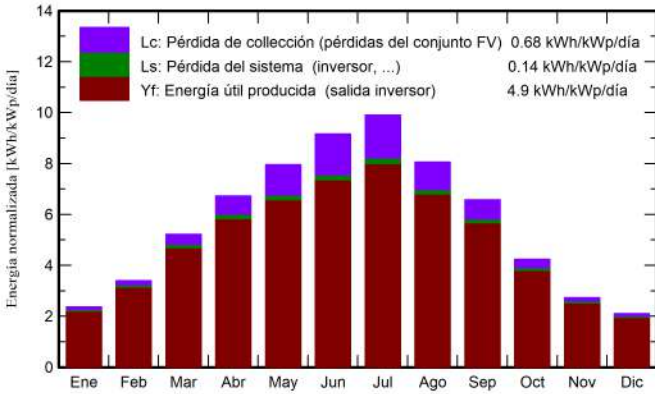
VCO, Fecha de simulación:
08/04/21 21:45
con v7.1.6

Resultados principales

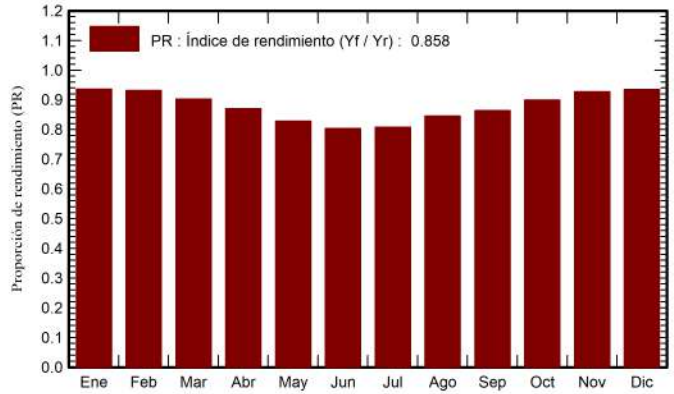
Producción del sistema

Energía producida	52324 MWh/año	Producción específica	1789 kWh/kWp/año
Energía aparente	55078 MVAh	Proporción de rendimiento (PR)	85.76 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	55.5	23.05	5.68	73.3	69.6	2064	2007	0.936
Febrero	72.3	30.54	6.78	95.0	91.3	2663	2589	0.932
Marzo	123.9	47.13	10.12	161.6	156.5	4385	4266	0.902
Abril	156.5	65.69	11.64	201.8	196.0	5279	5136	0.870
Mayo	192.1	78.24	15.74	246.7	239.9	6143	5978	0.828
Junio	212.7	71.55	20.17	274.9	268.4	6640	6462	0.804
Julio	231.7	68.71	21.49	307.1	300.4	7460	7262	0.808
Agosto	190.2	72.36	21.53	249.6	243.4	6343	6173	0.845
Septiembre	147.3	46.03	18.32	197.4	192.0	5124	4987	0.864
Octubre	99.4	36.27	14.86	131.5	127.0	3556	3460	0.899
Noviembre	62.2	26.84	9.03	81.9	78.2	2286	2222	0.927
Diciembre	49.2	23.15	6.00	65.2	61.5	1833	1783	0.935
Año	1593.0	589.57	13.49	2085.9	2024.2	53776	52324	0.858

Leyendas

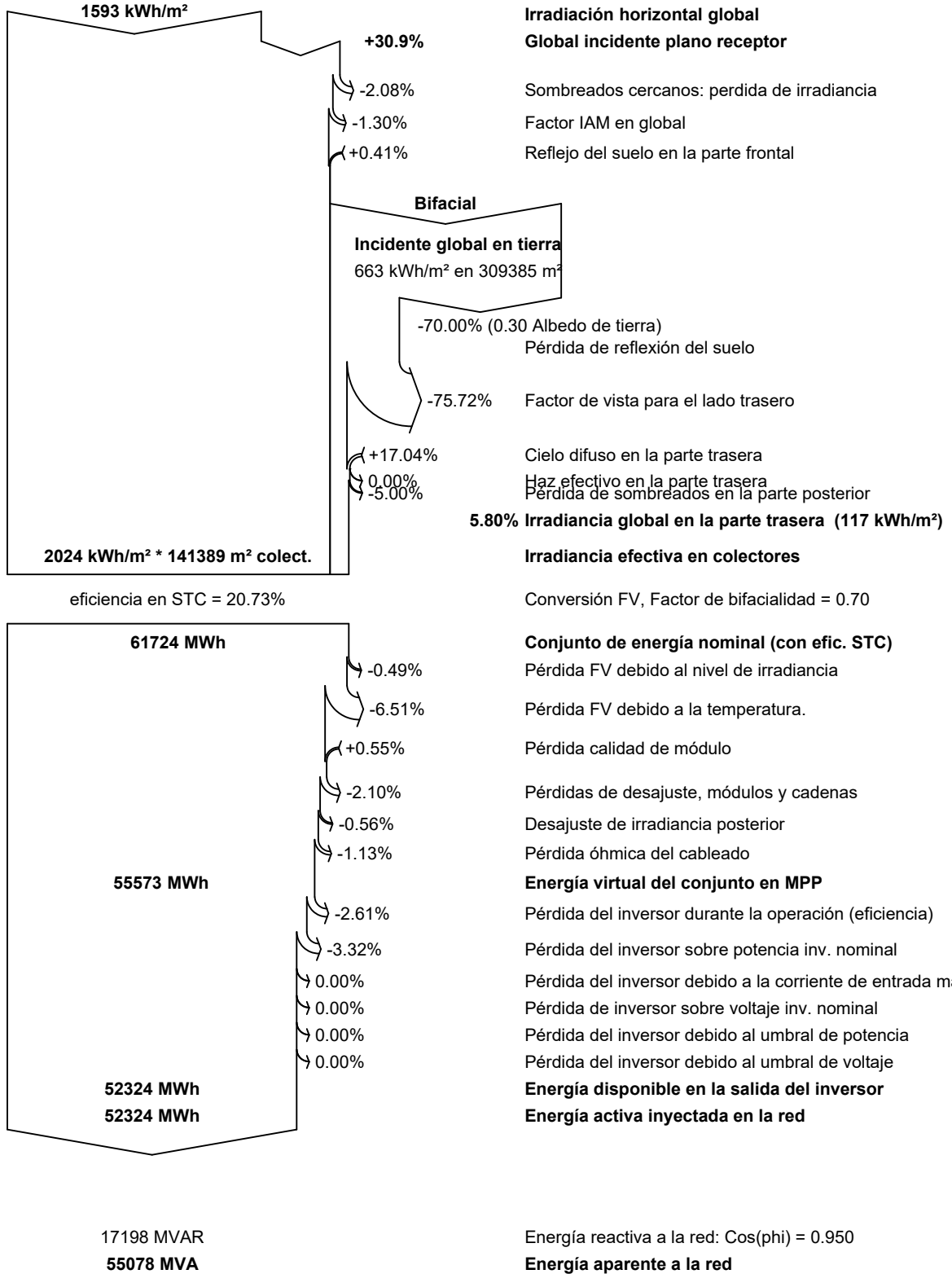
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.1.6

VC0, Fecha de simulación:
08/04/21 21:45
con v7.1.6

Diagrama de pérdida



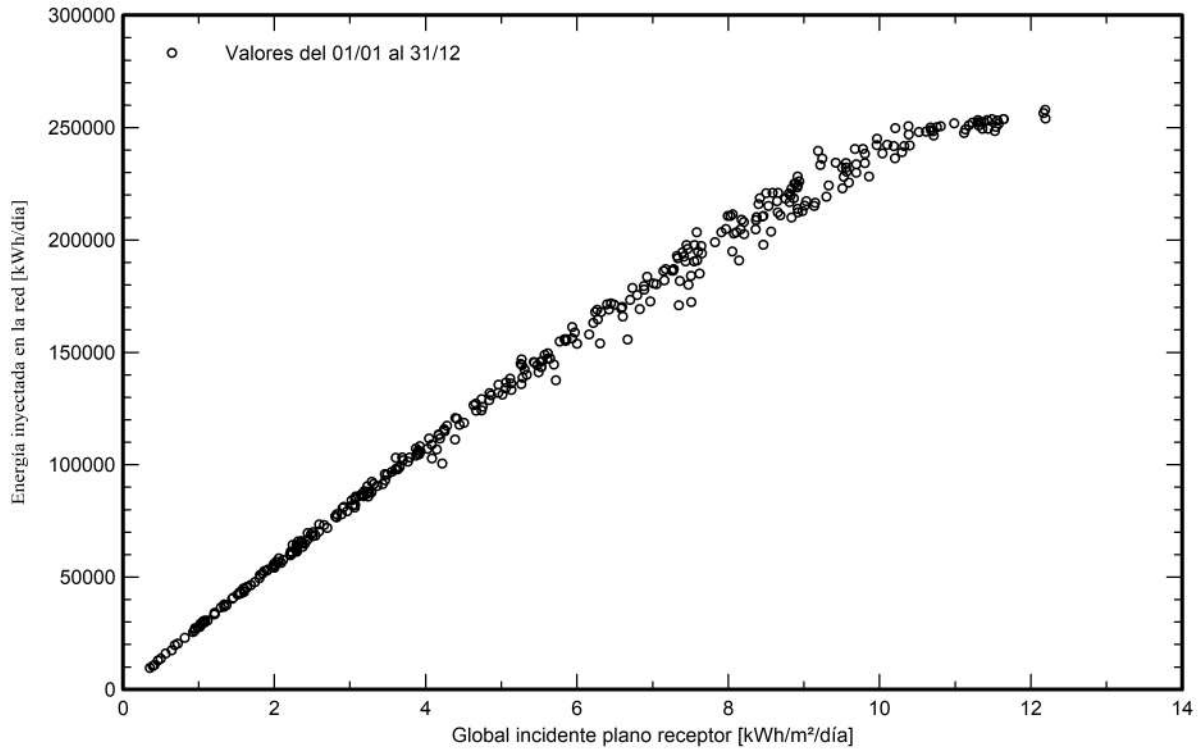


PVsyst V7.1.6

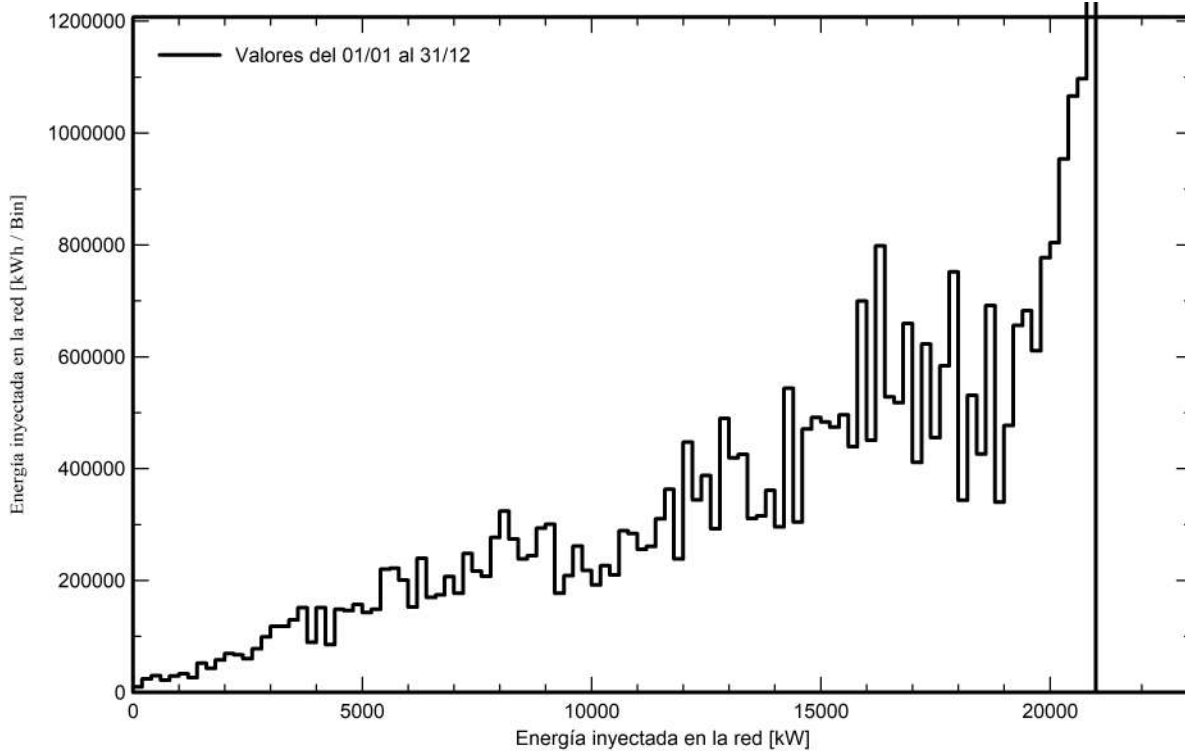
VC0, Fecha de simulación:
08/04/21 21:45
con v7.1.6

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



ANEJO 2: Fichas técnicas








BiHiKu5

465 W ~ 490 W



BIFACIAL MONO PERC

CS3Y-465 | 470 | 475 | 480 | 485 | 490MB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 490 W
Module efficiency up to 20.7 %
-  Up to 11.5 % lower LCOE
Up to 3.2 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

 **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***

 **Linear Power Performance Warranty***

**1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way



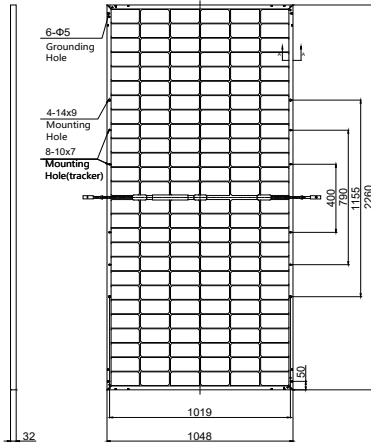
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

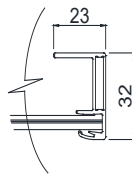
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

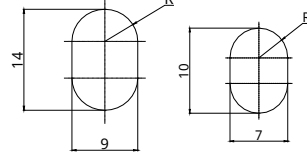
Rear View



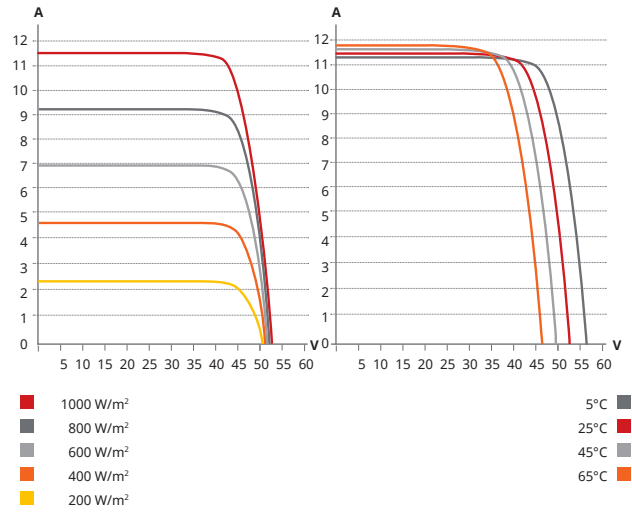
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3Y-480MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS3Y-465MB-AG		465 W	43.6 V	10.67 A	52.3 V	11.42 A	19.6%	
	Bifacial Gain**	5%	488 W	43.6 V	11.20 A	52.3 V	11.99 A	20.6%
		10%	512 W	43.6 V	11.75 A	52.3 V	12.56 A	21.6%
		20%	558 W	43.6 V	12.80 A	52.3 V	13.70 A	23.6%
CS3Y-470MB-AG		470 W	43.8 V	10.74 A	52.5 V	11.47 A	19.8%	
	Bifacial Gain**	5%	494 W	43.8 V	11.29 A	52.5 V	12.04 A	20.9%
		10%	517 W	43.8 V	11.81 A	52.5 V	12.62 A	21.8%
		20%	564 W	43.8 V	12.89 A	52.5 V	13.76 A	23.8%
CS3Y-475MB-AG		475 W	44.0 V	10.81 A	52.7 V	11.52 A	20.1%	
	Bifacial Gain**	5%	499 W	44.0 V	11.35 A	52.7 V	12.10 A	21.1%
		10%	523 W	44.0 V	11.89 A	52.7 V	12.67 A	22.1%
		20%	570 W	44.0 V	12.97 A	52.7 V	13.82 A	24.1%
CS3Y-480MB-AG		480 W	44.2 V	10.87 A	52.9 V	11.57 A	20.3%	
	Bifacial Gain**	5%	504 W	44.2 V	11.41 A	52.9 V	12.15 A	21.3%
		10%	528 W	44.2 V	11.96 A	52.9 V	12.73 A	22.3%
		20%	576 W	44.2 V	13.04 A	52.9 V	13.88 A	24.3%
CS3Y-485MB-AG		485 W	44.4 V	10.94 A	53.1 V	11.62 A	20.5%	
	Bifacial Gain**	5%	509 W	44.4 V	11.49 A	53.1 V	12.20 A	21.5%
		10%	534 W	44.4 V	12.03 A	53.1 V	12.78 A	22.5%
		20%	582 W	44.4 V	13.13 A	53.1 V	13.94 A	24.6%
CS3Y-490MB-AG		490 W	44.6 V	11.00 A	53.3 V	11.67 A	20.7%	
	Bifacial Gain**	5%	515 W	44.6 V	11.55 A	53.3 V	12.25 A	21.7%
		10%	539 W	44.6 V	12.10 A	53.3 V	12.84 A	22.8%
		20%	588 W	44.6 V	13.20 A	53.3 V	14.00 A	24.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back 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

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS3Y-465MB-AG	348 W	40.9 V	8.51 A	49.4 V	9.21 A
CS3Y-470MB-AG	352 W	41.1 V	8.57 A	49.6 V	9.25 A
CS3Y-475MB-AG	356 W	41.2 V	8.65 A	49.8 V	9.29 A
CS3Y-480MB-AG	359 W	41.4 V	8.68 A	50.0 V	9.33 A
CS3Y-485MB-AG	363 W	41.6 V	8.73 A	50.2 V	9.37 A
CS3Y-490MB-AG	367 W	41.8 V	8.78 A	50.4 V	9.41 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	156 [2X (13 X 6)]
Dimensions	2260 × 1048 × 32 mm (89.0 × 41.3 × 1.26 in)
Weight	29.9 kg (65.9 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces or 528 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



SEGUIDOR A UN EJE MONOFILA SP160

+ 2,5 GW instalados

NUESTRA SOLUCIÓN



ADAPTABILIDAD AL TERRENO



SIN LUBRICACIÓN



TEST DE VIENTO



PATENTADO



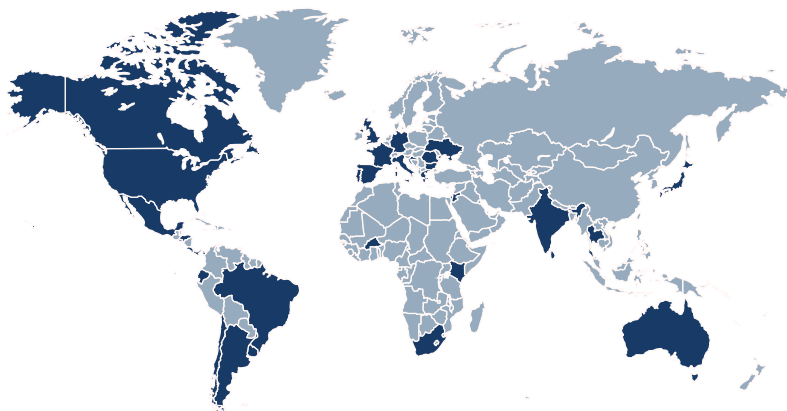
PRODUCIMOS E INSTALAMOS DESDE 2009



CENTRO DE PRODUCCIÓN PROPIO



NOS ADAPTAMOS A LAS NECESIDADES DE LOS CLIENTES



Nclave calcula, diseña y fabrica seguidores solares acordes a las especificaciones del cliente y a la normativa local de cada país.

Nclave utiliza los programas de cálculo y diseño más avanzados aprobados por la industria aeroespacial y automovilística proporcionando un diseño optimizado para maximizar el rendimiento y la rentabilidad de cada proyecto. Uno de los valores añadidos de Nclave es la fabricación propia, la cual destaca por:

- Servicio de fabricación en España con personal altamente cualificado.
- Partners de fabricación homologados por Nclave en países estratégicos.
- Maquinaria de alta precisión controlada mediante CNC.
- Sistema integrado de gestión de calidad UNE-EN ISO 9001.
- Sistema de gestión ambiental UNE-EN ISO 14001.

El prestigio de Nclave es consecuencia de una atención personalizada hacia sus clientes, destacando por las soluciones hechas a medida para cumplir con los requisitos de los proyectos más complicados.

Principales características de los seguidores solares modelo SP160 de Nclave:

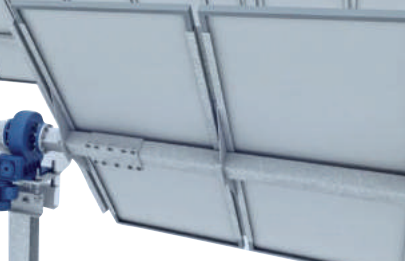
- 1 Seguidor horizontal monofila accionado mediante módulo de giro individual o actuador lineal.
- 2 Seguidor fácil de instalar en terrenos complicados gracias a la versatilidad y adaptación del rodamiento.
- 3 Componentes principales dotados de regulación para compensar la posible desalineación producida en el hincado y el montaje.
- 4 El módulo de giro, el actuador lineal y el rodamiento de Nclave han demostrado su alta fiabilidad siendo probados bajo condiciones atmosféricas adversas.
- 5 Extensión de la vida útil de los componentes electromecánicos gracias a la activación del movimiento mediante motor trifásico alimentado por un variador de frecuencia: velocidad reducida para el seguimiento y rápida para la posición de defensa.
- 6 El circuito electrónico y el microprocesador integran un avanzado software de control de viento que gestiona las posiciones de pre-abanderamiento para garantizar la integridad del seguidor.



Rodamiento esférico patentado:

- Adaptación a terrenos complicados.
- Resistente a la degradación solar testado bajo ciclos de vida acelerados.
- No necesita lubricación ni mantenimiento.

Módulo de giro



Actuador lineal



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Seguidor solar	Monofila a un eje horizontal
Alcance del seguidor	100° (±50°)
Superficie de módulos por seguidor	Hasta 180m ²
Opciones de cimentación	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote/ Predrilling + compactado + hincado
Adaptación al terreno	Hasta 7% inclinación** N/S
Ratio de ocupación (GCR)	Configurable: alcance estándar (28-50%)*
Perfiles: calidad y tratamiento	Acero de alta resistencia S275JR y S355JR, acero ZM310. ISO 1461
Tornillería / Tratamiento	Grado 8.8 / ZnNi + sellante*
Accionamiento	Módulo de giro / actuador lineal
Carga de nieve y viento	A medida según requerimientos
Configuración de los módulos	Versión 1500 V Versión 1000 V
Normativa y regulación	Cálculo, diseño y fabricación de la estructura de acuerdo a las normas Eurocódigo y EEUU estándares
Tipos de módulos compatibles	Con marco, sin marco o dual glass
Disponibilidad	>99'5%

ESPECIFICACIONES DEL CONTROLADOR ELECTRÓNICO

Control	Tarjeta electrónica con microprocesador (1 cuadro por cada 3 seguidores o 1 cuadro por seguidor)
Marcado IP	IP65
Algoritmo del seguidor	Cálculos astronómicos (error < 0.0015°) con backtracking
Control de viento avanzado	Alto, medio y bajo viento
Posición nocturna	Configurable
Opciones de comunicación	Opción de cable- RS-485/RS-422/ Ethernet Opción de wifi- Zigbee
Condiciones atmosféricas	Altitud < 1000 m*: -5° C a 50° C
Sensores	Inclinómetro analógico
Tipo de motor	Motor DC 0.15 kW / 0.10 kW
Alimentación	Monofásico 230 Vac-50/60 Hz* o autoalimentado

MANTENIMIENTO

Rodamiento	No requiere mantenimiento
Módulo de giro	Lubricación cada 2 años (Opcional cada 10)

GARANTÍA

Estructura	10 años
Protección anticorrosión	20 años según ISO 14713 C3
Componentes comerciales	2 años

*Otras posibilidades también disponibles

**Según condiciones

ESPAÑA

Avda. de Burgos 114, 2º
28050, MADRID
Tel: 912-771-126
info@nclavegroup.com

Pol. Ind. La Peña
Ctra. NA 134-KM 93
31230-VIANA (NAVARRA)
Tel: 948-645-121
comercial@nclavegroup.com

EEUU (CA)

Tel: +1 602-516-5452
mmcintyre@nclavegroup.com

EEUU (FL)

Tel: +1 305-748-0300
cclavijo@nclavegroup.com

CHILE

T. +56 973-371-732
sfernandez@nclavegroup.com

FRANCIA

T. +33 666-163-618
jplendroit@nclavegroup.com

JAPÓN

Tel: +81 355-448-866
infojapan@nclavegroup.com

BRASIL

Tel: +55 149-983-84646
tsampedro@nclavegroup.com

AUSTRALIA

Tel: +61 403-994-655
infoAUSTRALIA@nclavegroup.com

ARGENTINA

Tel: +54 9-11-2716-0910
nkeegan@nclavegroup.com



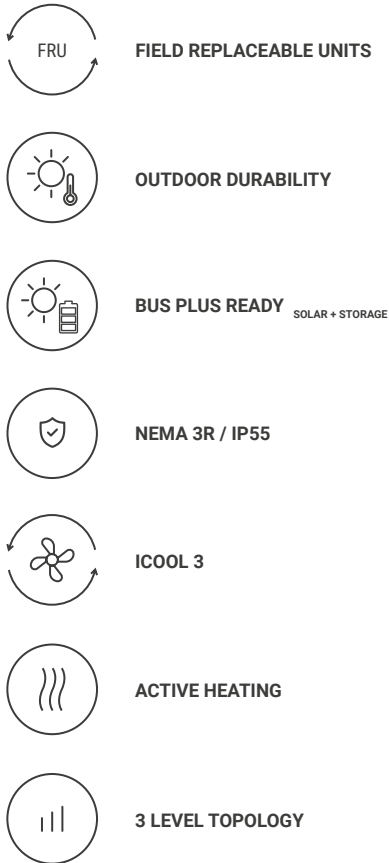
+ 2,5 GW
instalados
en todo el
mundo





HEMK

UTILITY SCALE CENTRAL STRING INVERTER



COMBINING THE BENEFITS OF CENTRAL AND STRING INVERTERS

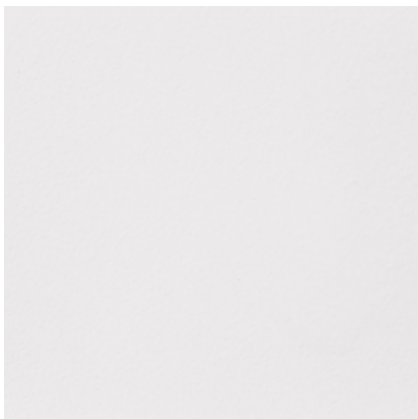
The HEMK is the second generation 1500V inverter, based on the more than proven HEC V1500. This modular solar inverter offers the advantages of both central and string inverters. Reaching a very high power density, and an output power of 3.8 MW at 40°C, it is available in 6 different AC voltages, providing the flexibility to choose the best solution for each PV plant. The power stage architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production.

The Bus Plus ready feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits.

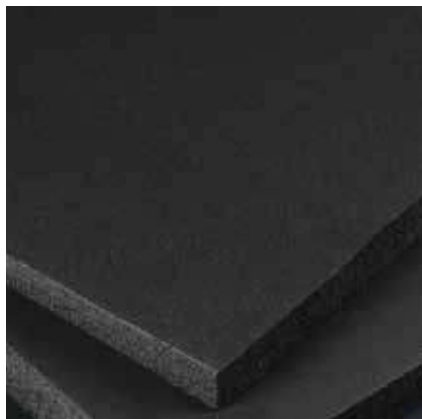
The innovative iCOOL3 cooling system allows the HEMK to be installed in the harshest environments, thanks to a degree of protection of up to IP55. This advanced air-cooling system, reduces the OPEX cost compared to other cooling solutions, that need the use of complex liquid-cooling systems.

The HEMK has been designed to be the lowest LCOE solution in the market in solar applications.

ROBUST DESIGN



Polymeric Painting



Closed-Cell Insulation



Galvanized Steel | Stainless Steel (Optional)

HEMK inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEMK units are tested and ready to withstand conditions from the frozen Siberian tundra to the Californian Death Valley, featuring:

Totally sealed electronics cabinet protects electronics against dust and moisture.

Conformal coating on electronic boards shields PCBs from harsh atmospheres.

Temperature and humidity controlled active heating prevents internal water condensation.

C4 degree of protection according to ISO 12944. Up to C5-M optional.

Closed-Cell insulation panel isolates the cabinet from solar heat gains.

Roof cover designed to dissipate solar radiation, reduce heat build-up and avoid water leakages.

The solid HEMK structure avoids the need of additional external structures.

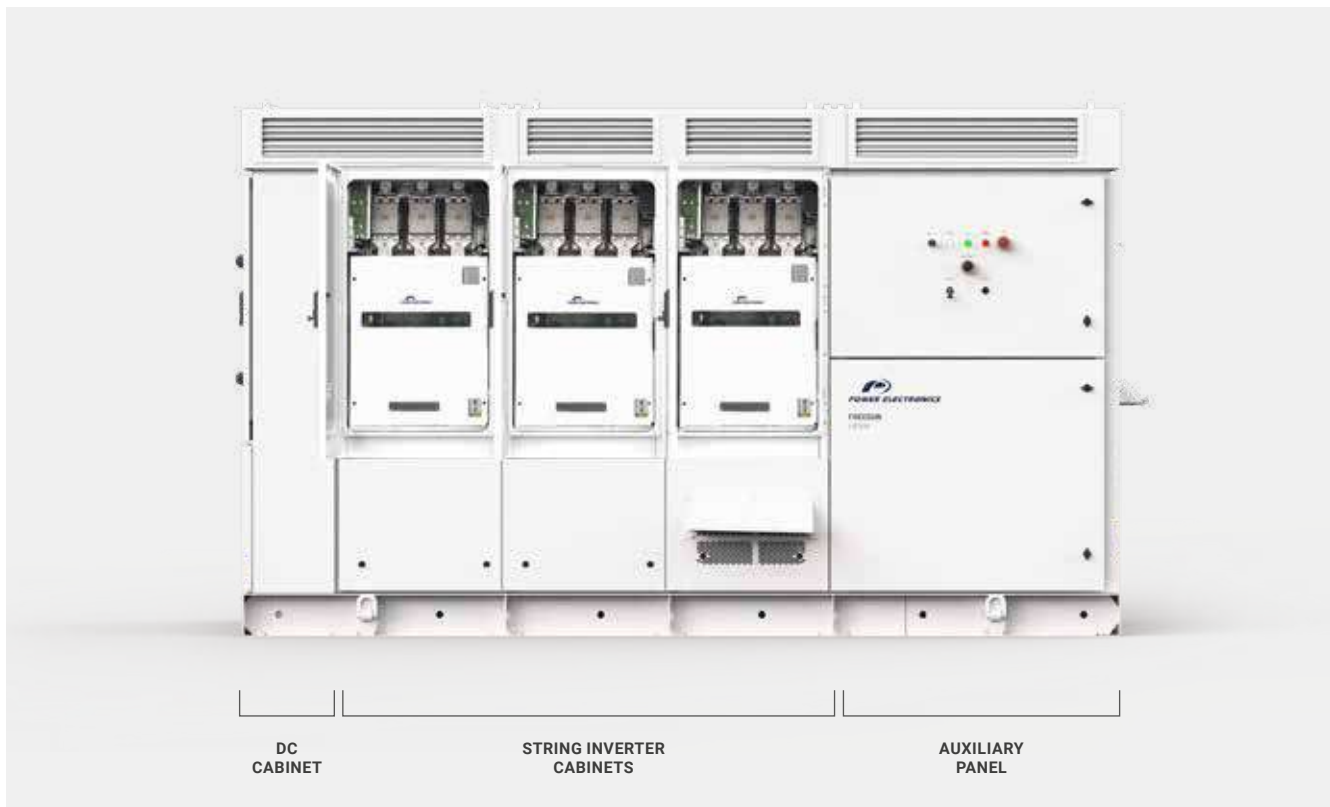
Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

NEMA 3R / IP55.

COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8 MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time, and therefore will minimize the LCOE.



STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEMK is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 system allows to get IP55 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP55 degree of protec-

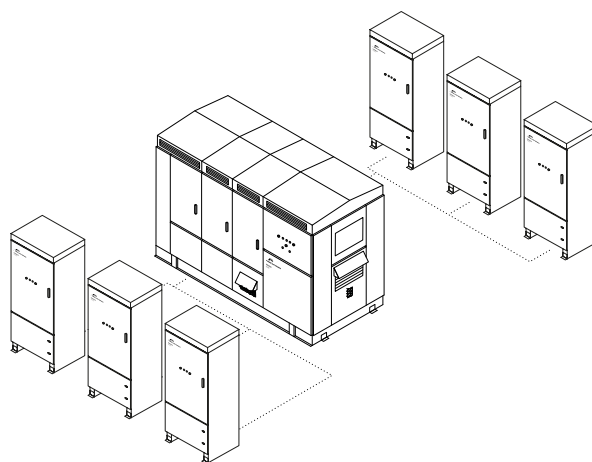
tion, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

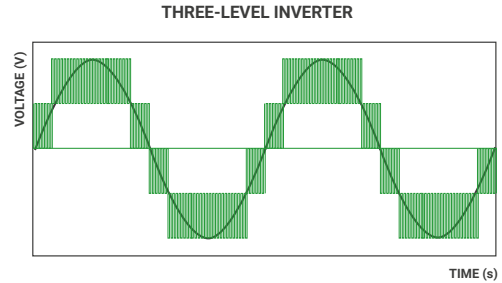
The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings in CAPEX.

Power Electronics Freemaq DC/DC is a modular outdoor solution available from 500 kW to 3000 kW, fully compatible with different battery technologies and manufacturers. Freemaq DC/DC converter allows clipping energy recovery that will boost customer revenues and avoids the installation of additional station with a dedicated MV transformer.



MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEMK design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion. High efficiency to deliver the lowest LCOE.



VAR AT NIGHT

At night, in case of solar applications, the HEMK inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVAR).

ACTIVE HEATING

At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors.

This autonomous heating system is the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing maintenance. **PATENTED**

EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates

and information without the need to open cabinet doors.

The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).

AVAILABLE INFORMATION

Grid and PV field data, inverter and power module data (voltages, currents, power, temperatures, I/O status...), weather conditions, alarms and warnings events, energy registers. Others.

FEATURES

Easy Wireless connection.
Comprehensive interface.
Real time data.
Save and copy settings.

LANGUAGE

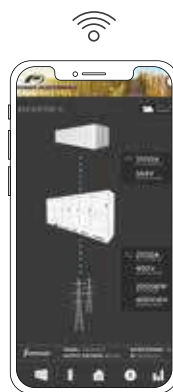
English, Spanish.

SYSTEM REQUIREMENTS

iOS or Android devices.

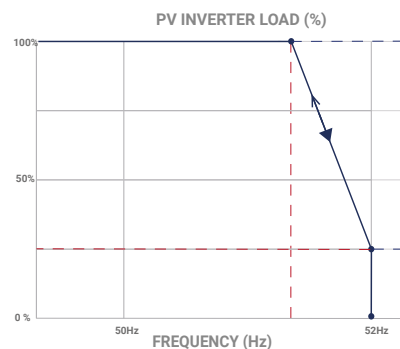
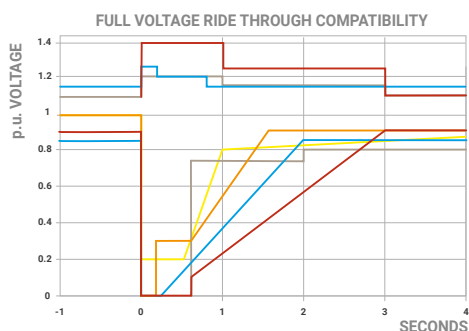
SETTINGS CONTROL

Yes.



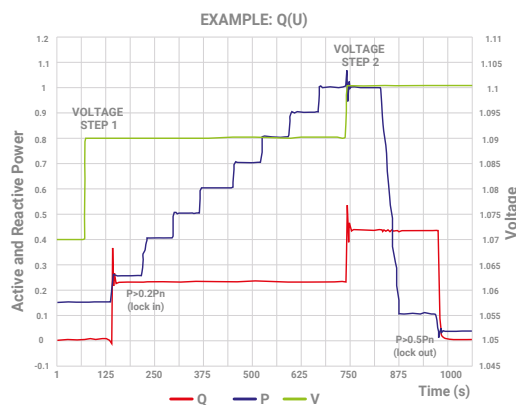
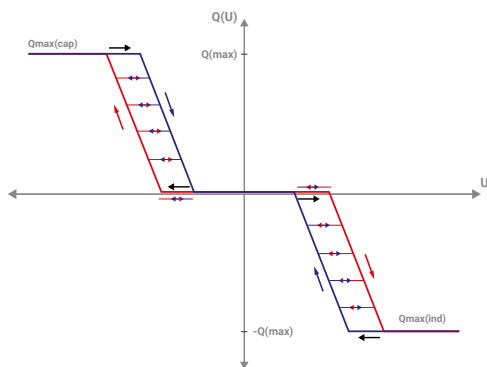
DYNAMIC GRID SUPPORT

HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.

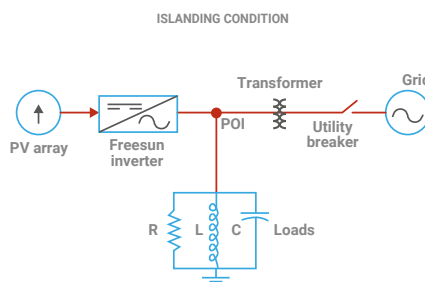
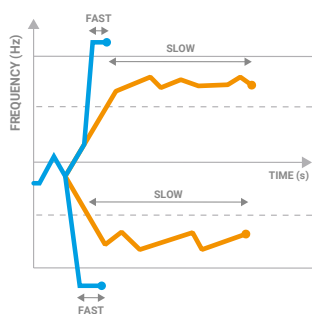


Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT). Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.

Frequency Regulation System (FRS). Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



Q(V) curve. It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



Frequency Ride Through (FRT). Freesun solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.

Anti-islanding. This protection combines passive and active detection methods that eliminate nuisance tripping and allow to comply with the IEC 62116 and IEEE 1547 standards.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 690V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2445K	FS3670K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2445	3670
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2530	3800
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	976V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	976V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.87%	98.93%
	Euroeta (η)	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{S(kVA)^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 660V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2340K	FS3510K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2340	3510
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	934V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	934V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.84%	98.90%
	Euroeta (η)	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overtoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 645V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2285K	FS3430K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2285	3430
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2365	3550
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	645V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	913V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	913V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.81%	98.87%
	Euroeta (η)	98.43%	98.60%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{S(kVA)^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 630V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2235K	FS3350K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2235	3350
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2310	3465
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	630V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	891V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	891V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.79%	98.85%
	Euroeta (η)	98.42%	98.59%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 615V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2180K	FS3270K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2180	3270
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2255	3380
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	615V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	870V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	870V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.79%	98.84
	Euroeta (η)	98.41%	98.57%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{S(kVA)^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 600V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2125K	FS3190K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2125	3190
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2200	3300
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	600V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	849V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	849V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.78%	98.84%
	Euroeta (η)	98.39%	98.56%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.



TWIN SKID

UTILITY SCALE SOLAR STATION



TURN-KEY SOLUTION



HIGH RELIABILITY



EASY TO INSTALL



OUTDOOR DURABILITY

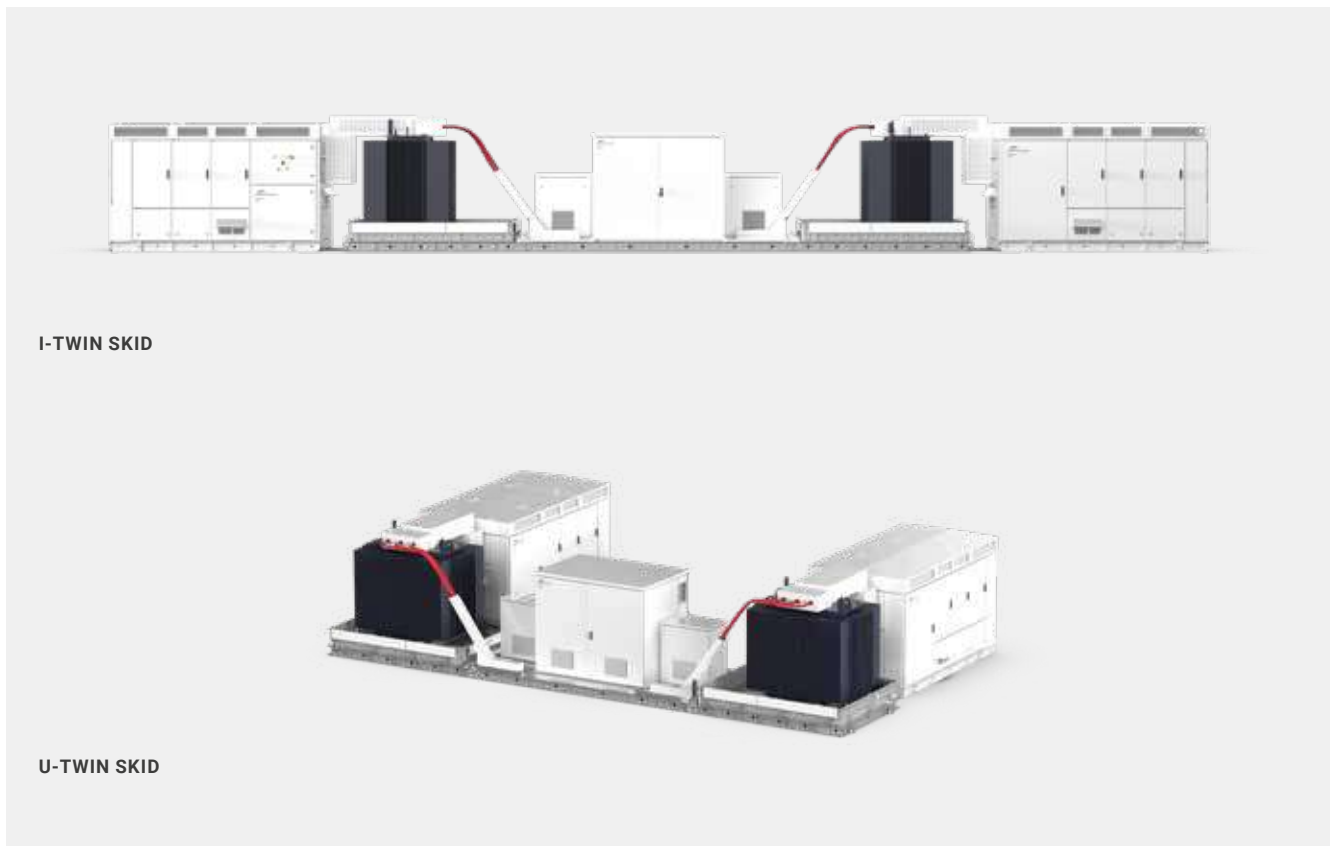
THE MOST POWER DENSE TURN-KEY STATION FOR LARGE SCALE PV PLANTS

The Twin Skid has been designed to meet the requirements of large scale PV power plants. The station is a compact outdoor skid made of high resistance galvanized steel with all the medium voltage equipment integrated and accompanied by an inverter: protection cell, outdoor power transformer, oil tank and filter. This turnkey solution achieves power outputs between 4250 kVA and 7600 kVA.

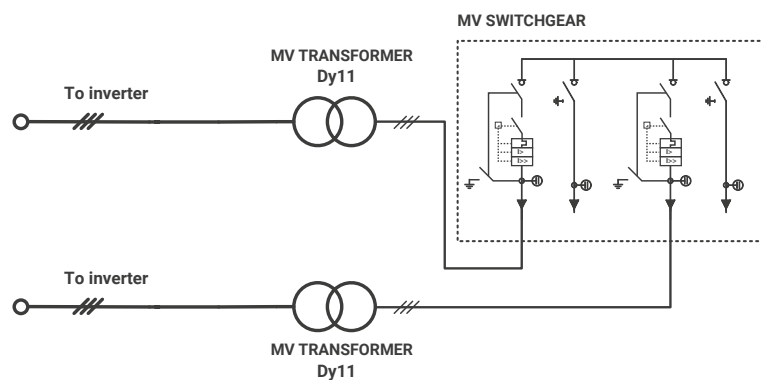
The Twin Skid simplifies the project design of the PV plant, reducing the cost of installation and the amount of resources needed thanks to its extra high power density.

CUSTOMIZED SOLUTIONS

High value power plant projects often require customer specific solutions. Our team of highly experienced engineers are available to modify our standard solution to suit your specific demands to ensure you get the product you need.



OPERATIONAL DIAGRAM



TECHNICAL CHARACTERISTICS

TWIN SKID

MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	Rated power range @50°C ^[1]	4250 kVA - 7340 kVA	
	Rated power range @40°C	4400 kVA - 7600 kVA	
	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV	
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V	
	Type of tank	Hermetically oil-sealed	
	Cooling	ONAN	
	Vector group	Dy11	
	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing. Monitoring of dielectric level decrease. PT100 optional.	
	Oil retention tank	Integrated with hydrocarbon filter	
	Transformer index of protection	IP54	
	Switchgear configuration	Double feeder (2L)	
	Switchgear protection ^[1]	Automatic circuit breaker (2V)	
	CONNECTIONS	Inverter AC connection	Close coupled solution (Plug & Play)
		LV protection	Circuit breaker included in the inverter
HV AC wiring		MV bridge between transformer and protection switchgear prewired	
ENVIRONMENT	Ambient temperature ^[2]	-10°C...+50°C (T>50°C power derating)	
	Maximum altitude (above sea level)	Customizable	
	Relative humidity	4% to 95% non condensing	
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Skid dimensions (WxHxD) mm ^[3]	11220 x 2340 x 2240	
	Skid weight with MV equipment ^[1]	< 21 Tn	
	Oil retention tank material	Galvanized steel	
	Skid material	Galvanized steel	
	Cabinet type	Outdoor	
	Anti-rodent protection	✓	
AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Auxiliary supply ^[1]	400 V (3-phase), 50/60 Hz	
	User power supply available	5 kVA / 20 kVA / 40 kVA	
	Cooling	Air	
	Protection	Circuit breaker	
	Cabinet type	Outdoor	
	Communication ^[4]	Ethernet (fiber optic or RJ45)	
	UPS system ^[5]	1 kW (30 minutes) - 20 kW (20 minutes)	
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Interlocking system	
	Safety perimeter	Transformer access protection fence	
	Backfeed tracker supply	Optional	
	Emergency lighting	1h autonomy	
	Fire extinguishing system (transformer accessory)	Optional	
	LV revenue grade meter	For inverter output / for customer auxiliary supply	
	I/O interface	Digital I/O, analog I/O	
STANDARDS	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

[1] Depending on customer configuration.

[2] For lower temperatures, consult Power Electronics.

[3] 2515 mm high with the cover for the LV terminals.

[4] By demand.

[5] Optional. For additional information of available configurations, consult Power Electronics.

ANEJO 3: Cronograma de ejecución

#	MES	Junio 2022				Julio 2022				Agosto 2022				Septiembre 2022				Octubre 2022				Noviembre 2022				Diciembre 2022							
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
1	Trabajos Previos																																
1.1	Ingeniería de detalle																																
1.2	Desbroce																																
1.3	Vallado perimetral																																
2	Obra Civil																																
2.1	Acceso principal																																
2.2	Viales internos																																
2.3	Sistema de drenaje																																
2.4	Zanjas MT y BT																																
3	Instalación Mecánica y Eléctrica																																
3.1	Montaje de seguidores																																
3.2	Montaje de módulos FV																																
3.3	Instalación eléctrica de BT																																
3.4	Centros de transformación e inversores																																
3.5	Instalación eléctrica de MT																																
3.6	Edificio de control y O&M																																
3.7	Sistema de monitorización y control																																
3.8	Sistema de seguridad y videovigilancia																																
4	Puesta en Marcha																																
4.1	Pruebas en frío																																
4.2	Puesta en marcha																																
4.3	Pruebas en caliente																																

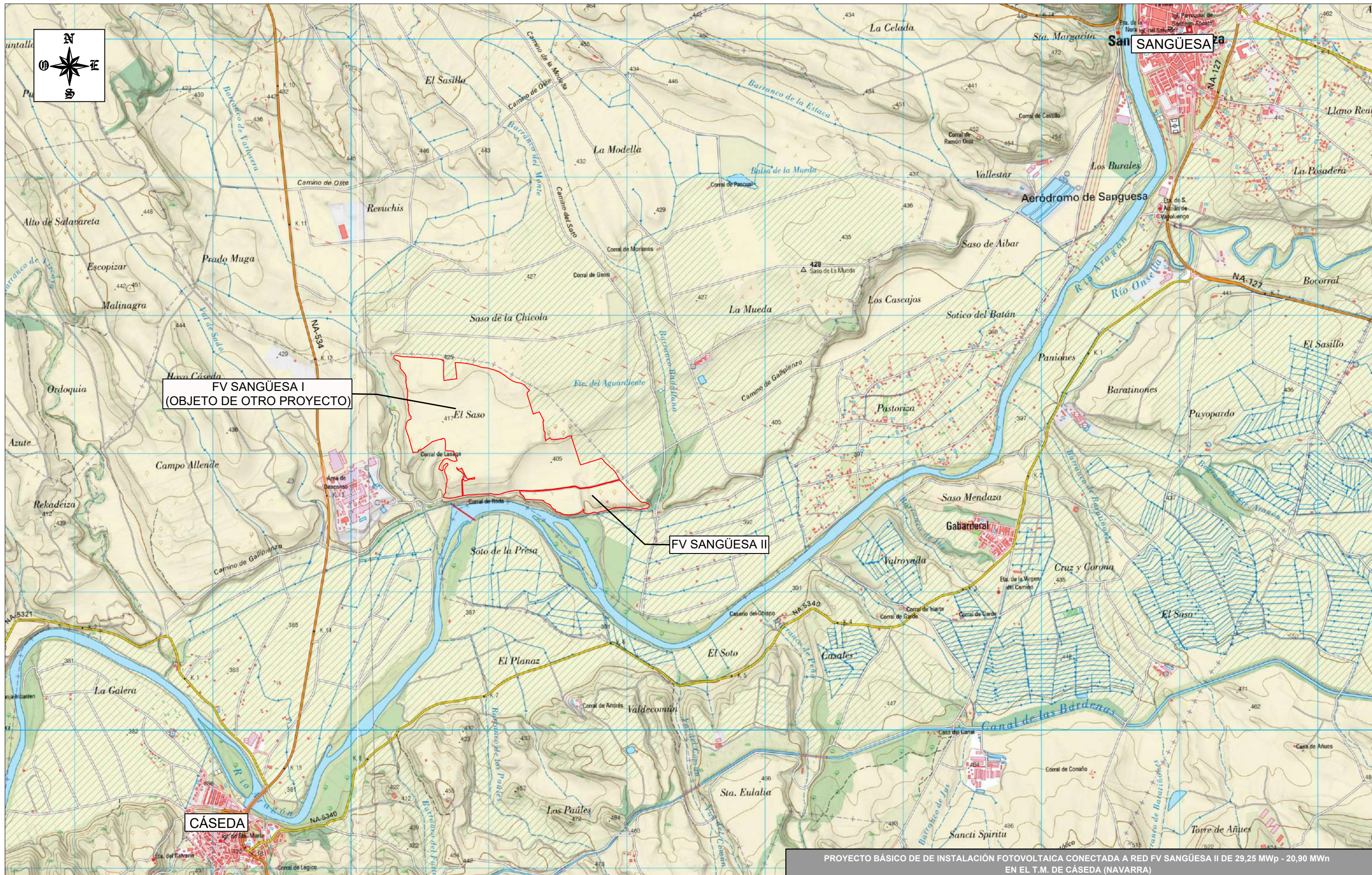
DOCUMENTO N° 2: PRESUPUESTO

Código	Capítulo	Importe
1	Estudios e Ingenierías	119.073,00 €
2	Suministro de Equipos Principales	9.360.000,00 €
2.1	Módulos	5.850.000,00 €
2.2	Inversores	1.170.000,00 €
2.3	Seguidores	2.340.000,00 €
3	Obra Civil	1.883.156,72 €
3.1	Acondicionamiento del terreno y/o movimientos de tierra	1.141.954,05 €
3.2	Viales	274.367,84 €
3.3	Zanjas	229.907,38 €
3.4	Cimentaciones CTs	121.564,26 €
3.5	Sistema de Drenaje	115.363,19 €
4	Suministro y Montaje Mecánico	1.265.355,00 €
4.1	Hincas seguidores	202.000,50 €
4.2	Montaje seguidores	613.665,00 €
4.3	Montaje módulos	330.525,00 €
4.4	Montaje inversores	66.514,50 €
4.5	Vallado y puertas de acceso	52.650,00 €
5	Suministro y Montaje Eléctrico	1.128.114,00 €
5.1	Cableado BT	827.775,00 €
5.2	Cableado MT	220.252,50 €
5.3	Sistema Puesta a Tierra	80.086,50 €
6	Control y Comunicaciones	237.656,25 €
7	Sistema de Seguridad	184.977,00 €
8	Varios	368.169,75 €
	Total Presupuesto de Ejecución Material Planta FV	14.546.501,72 €
	Gastos generales (8%)	1.163.720,14 €
	Beneficio Industrial (6%)	872.790,10 €
	IVA (21%)	3.482.432,51 €
	TOTAL Presupuesto Ejecución Planta FV	20.065.444,47 €

DOCUMENTO Nº 3: PLANOS

LISTADO DE PLANOS

- Plano 1. Situación
- Plano 2. Emplazamiento
- Plano 3. Parcelas catastrales
- Plano 4. Emplazamiento PGOU
- Plano 5. Afecciones
- Plano 6. Implantación
- Plano 7. Detalle de vallado
- Plano 8. Unifilar Baja Tensión
- Plano 9. Detalle de caja de agrupación
- Plano 10. Unifilar Media Tensión



PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

PROMOTOR	CIF	PLANTA	POTENCIA
Metka EGN Solar 30, S.L.	B-71397004	FV Sangüesa II	29,25 MWp

PLANO: 1	PLANO DE: Situación	ESCALA: 1:25.000	
		PROMOTOR: Metka EGN Solar 30, S.L.	ESCALA: Abril 2021
		INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.:1.817) ANTONIO MISAS ALCADE



FV SANGÜESA I
(OBJETO DE OTRO PROYECTO)

FV SANGÜESA II

PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

PROMOTOR	CIF	PLANTA	POTENCIA
Metka EGN Solar 30, S.L.	B-71397004	FV Sangüesa II	29,25 MWp

2	PLANO DE:	Emplazamiento	ESCALA:	1:15.000
	ingnova PROYECTOS		heliosolar	PROMOTOR: Metka EGN Solar 30, S.L.

INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg. 1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg. 1.817) ANTONIO MISAS ALCADE
--	--





FV SANGÜESA I
(OBJETO DE OTRO PROYECTO)

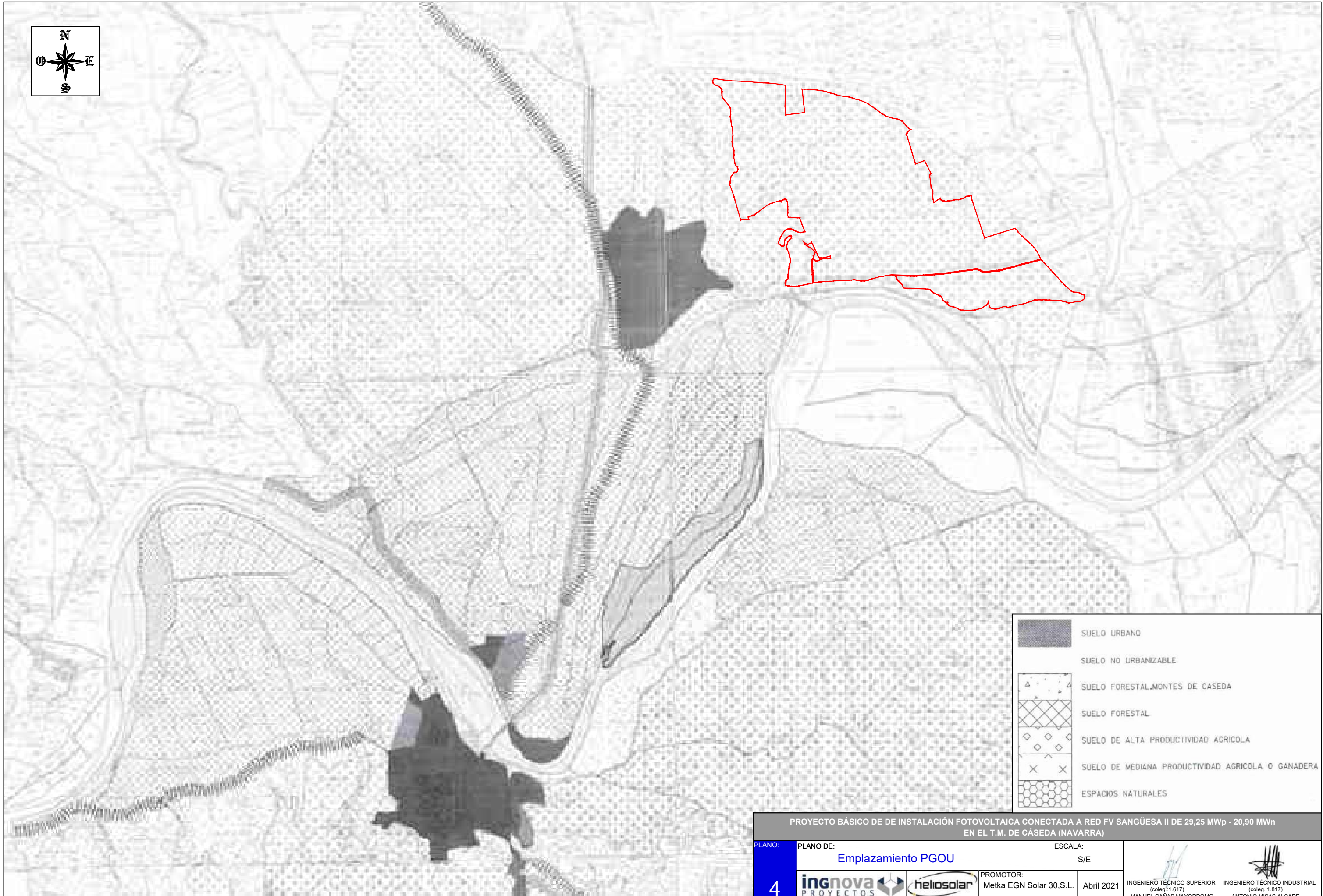


*Todas las parcelas pertenecen al polígono 7

PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

PROMOTOR	CIF	PLANTA	POTENCIA
Metka EGN Solar 30, S.L.	B-71397004	FV Sangüesa II	29,25 MWp

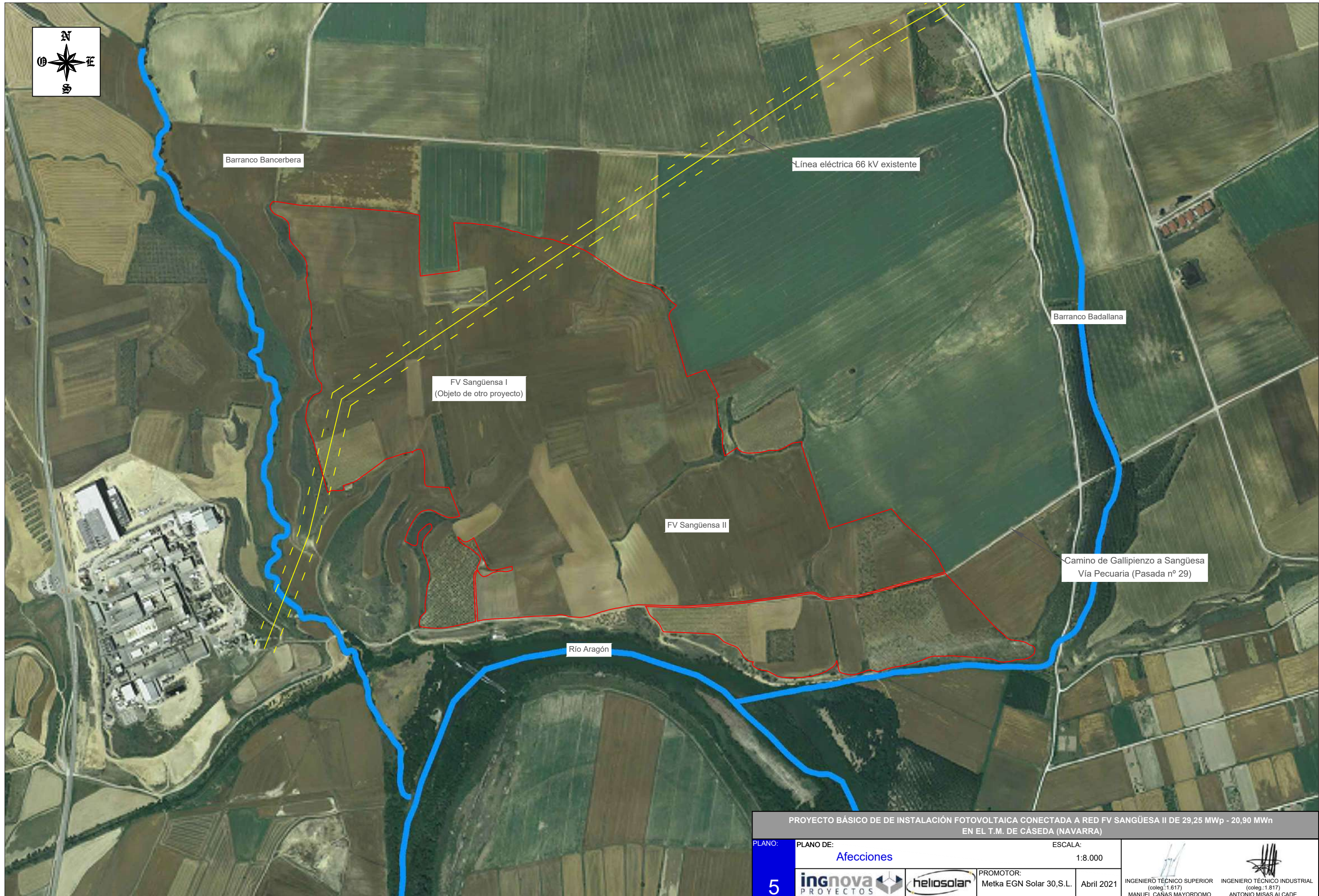
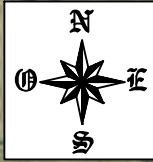
3	PLANO DE:	Parcelas catastrales	ESCALA:	1:6.000
	 	PROMOTOR:	Metka EGN Solar 30, S.L.	Abril 2021
		INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617)	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.:1.817)	
		MANUEL CAÑAS MAYORDOMO	ANTONIO MISAS ALCADE	







	SUELO URBANO
	SUELO NO URBANIZABLE
	SUELO FORESTAL.MONTES DE CASEDA
	SUELO FORESTAL
	SUELO DE ALTA PRODUCTIVIDAD AGRICOLA
	SUELO DE MEDIANA PRODUCTIVIDAD AGRICOLA O GANADERA
	ESPACIOS NATURALES

PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

PLANO: 4	PLANO DE: Emplazamiento PGOU	ESCALA: S/E
		PROMOTOR: Metka EGN Solar 30,S.L. Abril 2021
		 INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO
		 INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.1.817) ANTONIO MISAS ALCADE



PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

5	PLANO DE:	ESCALA:			PROMOTOR: Metka EGN Solar 30,S.L.	Abril 2021	 INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO	 INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.:1.617) ANTONIO MISAS ALCADE
	PLANO DE:	1:8.000						



Línea eléctrica 66 kV existente

SET Elevadora 30/66 kV
(Objeto de otro proyecto)

FV Sangüesa I
(Objeto de otro proyecto)

Estaciones de potencia

Módulos fotovoltaicos

Acceso principal:
X: 352.119,9196
Y: 4.105.161,4821

Camino de Gallipienzo a Sangüesa
Vía Pecuaria (Pasada nº 29)

Vallado perimetral
(compartido con instalación adyacente)





LEYENDA

- Parcelas planta fotovoltaica
- Camino interno
- Camino de acceso
- Vallado perimetral
- ▭ Zona de acopio temporal
- ▭ Edificio de operación y mantenimiento
- ▭ SET Elevadora 30/66 kV
- Seguidor monohilera 1 eje
- ▭ Estación de potencia tipo skid
- LSMT 30 kV

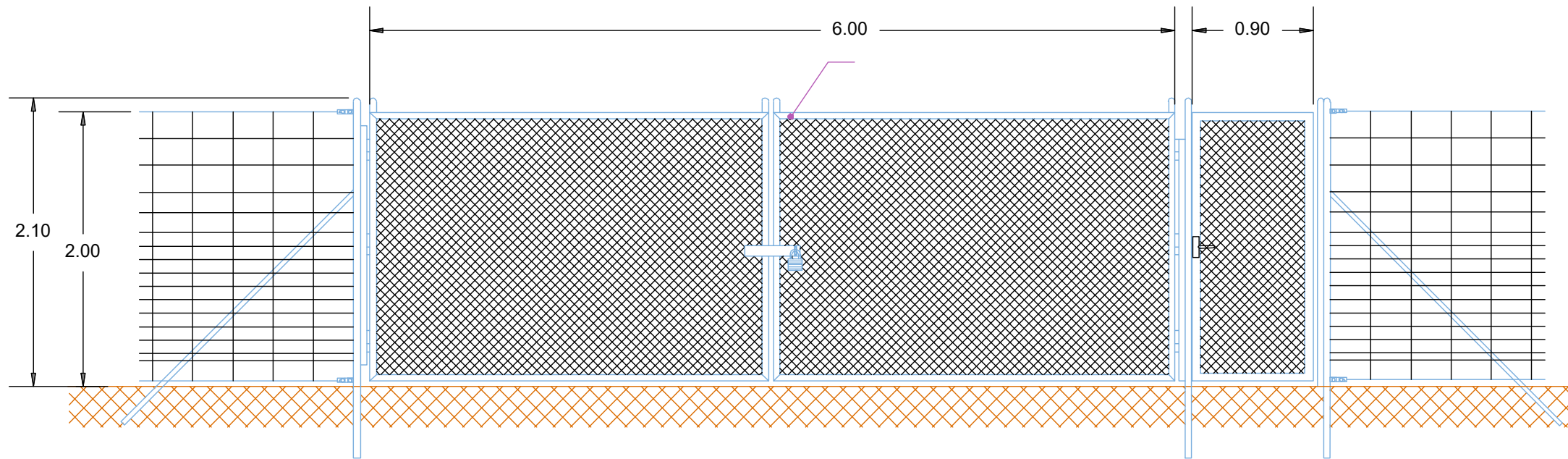
DATOS TÉCNICOS

Potencia pico	29,25 MWp
Potencia nominal	20,90 MWn
Estructura	Seguidor solar a un eje
Módulo	CS3Y-490M B-AG
Número módulos	59.696
Configuración	2V
Inversor	HEMK FS3670K
Número inversores	6
Strings	2.296
Pitch	10,00 m

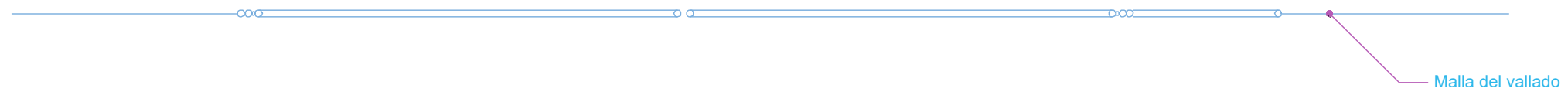
PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

6	PLANO DE:	PLANO DE:	ESCALA:	 
		Implantación	1:5.000	
	PROMOTOR:			 
	Metka EGN Solar 30,S.L.	Abril 2021		INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.1.817) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO
				INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.1.817) ANTONIO MISAS ALCADE

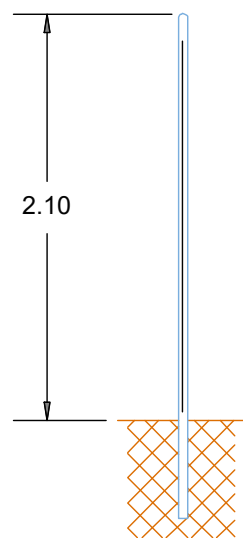
1. Detalle Puerta de Entrada



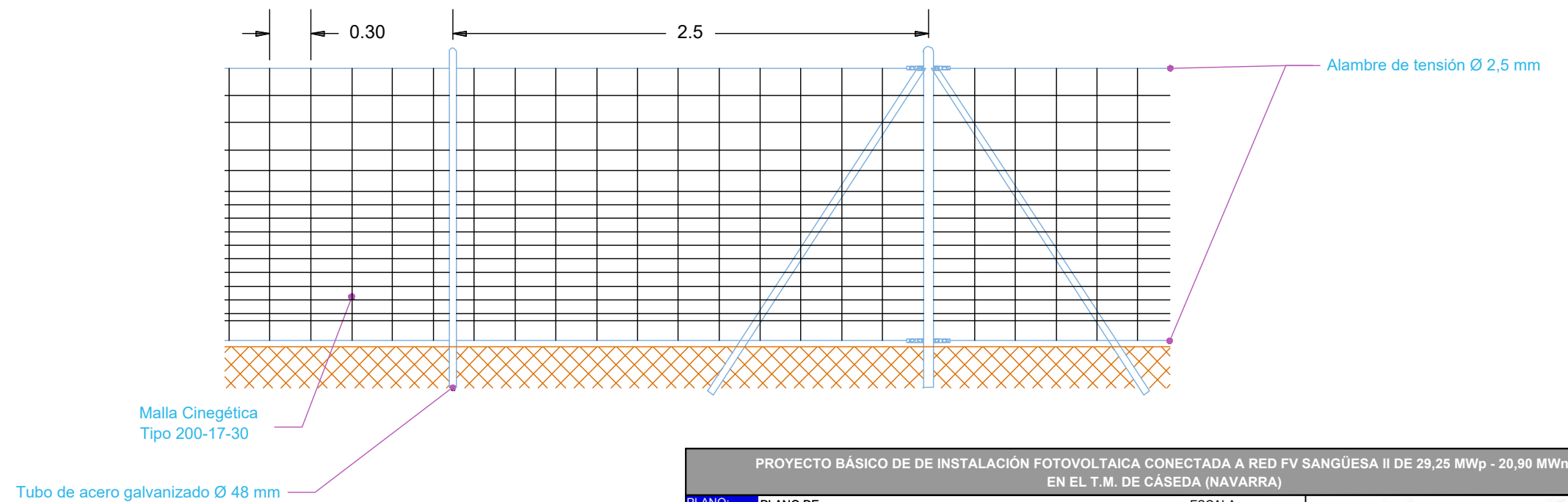
2. Detalle de Acceso



3. Detalle Sección Transversal





4. Detalle de Vallado



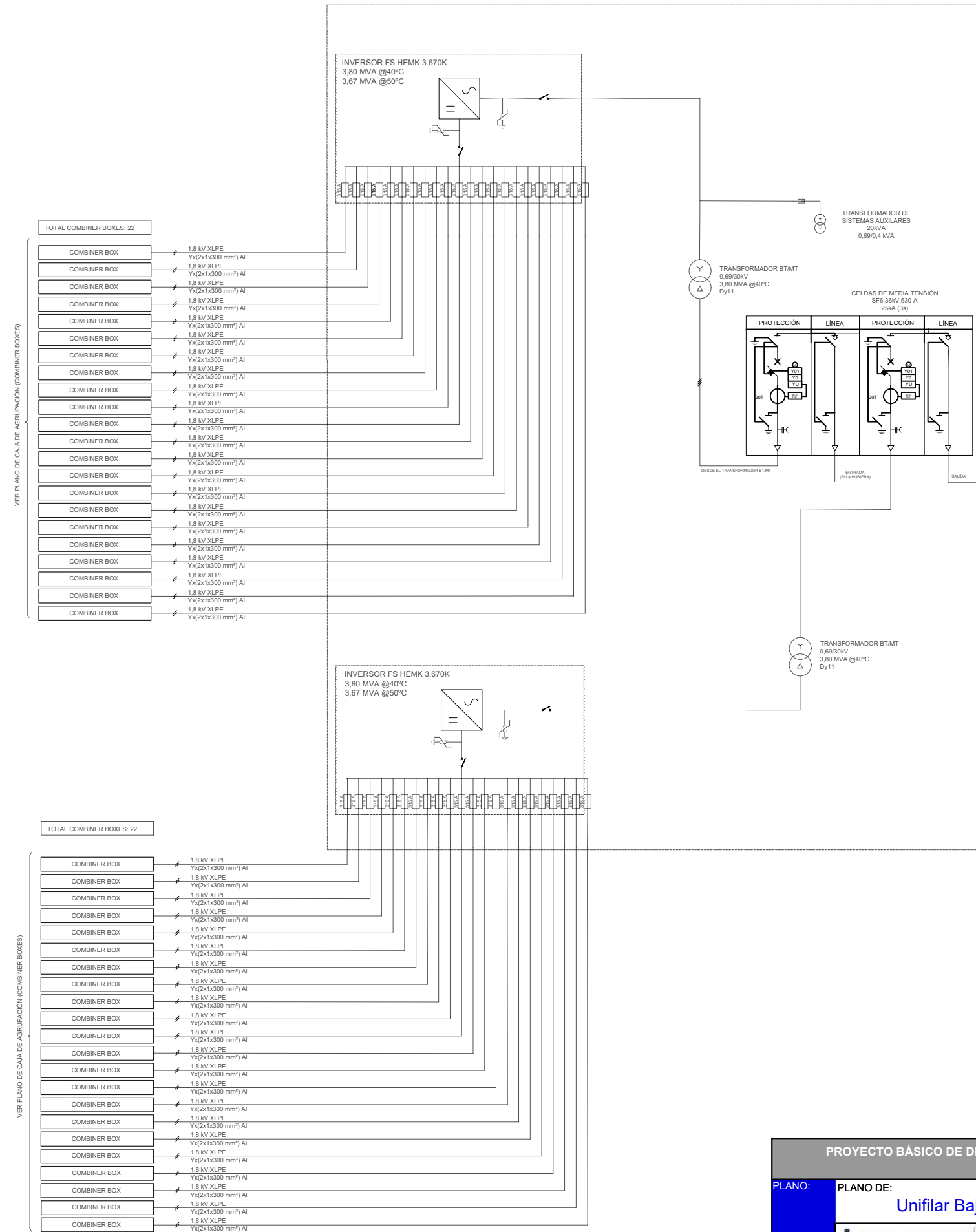
PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

7	PLANO DE:	Detalle de vallado	ESCALA:	S/E
	PROMOTOR:	Metka EGN Solar 30,S.L.	ABRIL 2021	

INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO
 INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.:1.817) ANTONIO MISAS ALCADE

TWIN SKID - 7,34 MVA

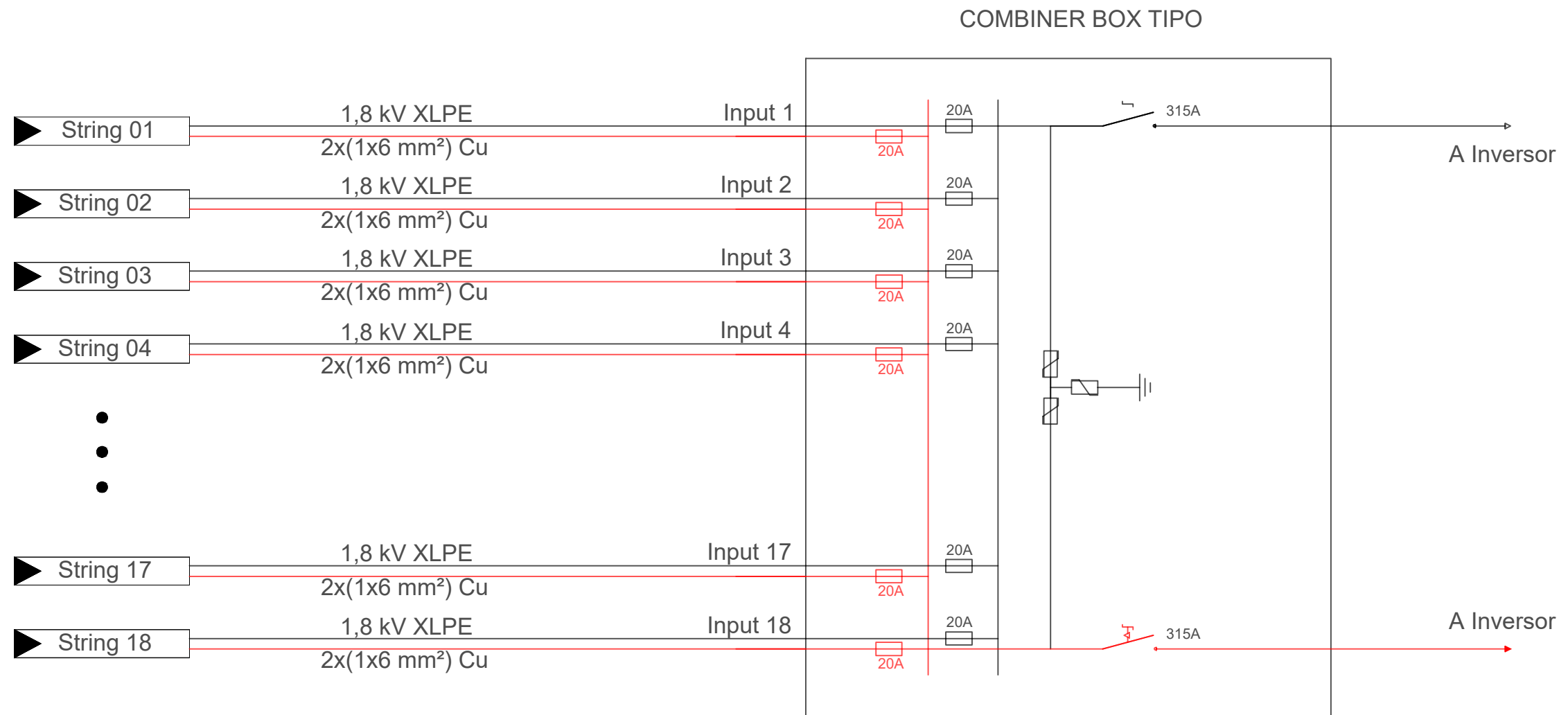


Leyenda

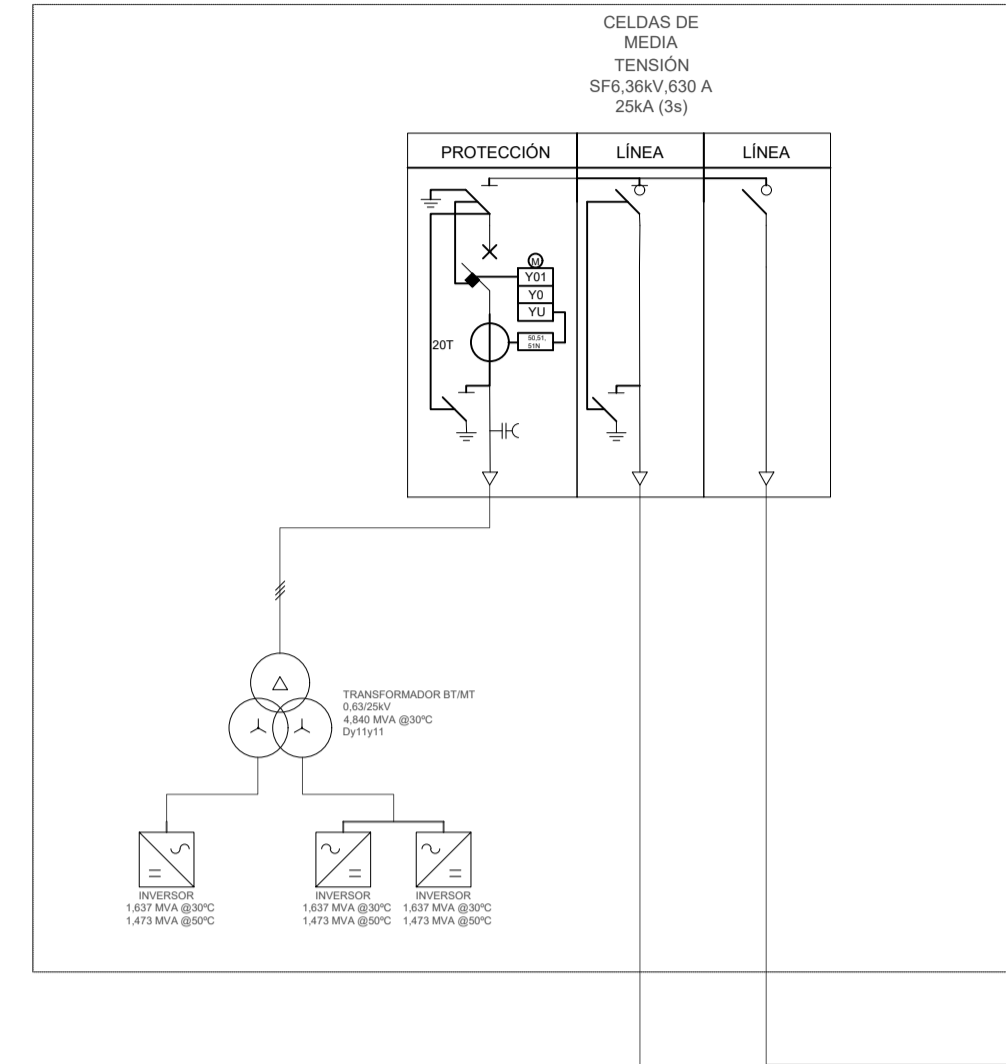
- Puesta a Tierra
- Fusible
- Interruptor - Seccionador
- Seccionador
- Protección sobretensiones
- Interruptor automático con relé de protección de sobrecorriente 50, 51, 51N
- Indicador de tensión capacitivo

PROYECTO BÁSICO DE DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED FV SANGÜESA II DE 29,25 MWp - 20,90 MWn
EN EL T.M. DE CÁSEDA (NAVARRA)

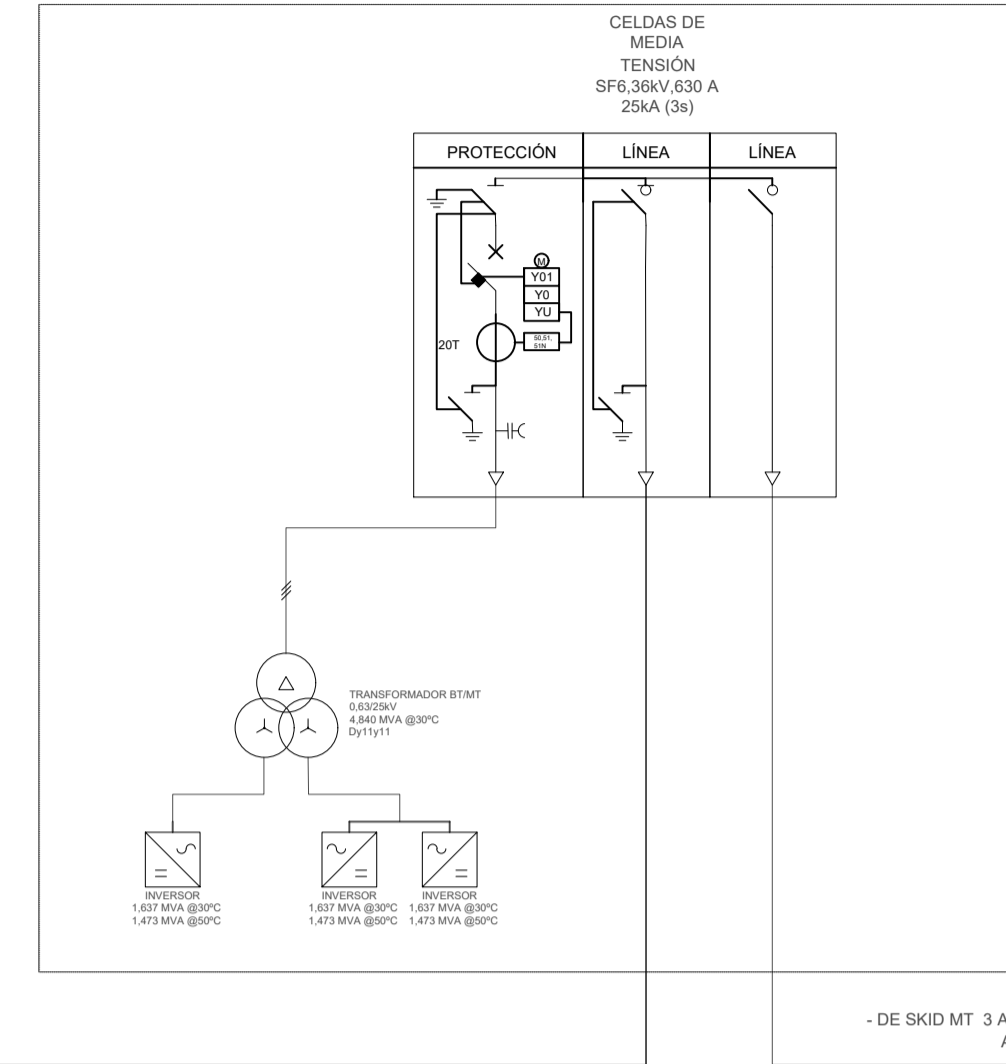
PLANO: 8	PLANO DE: Unifilar Baja Tensión	ESCALA: S/E
		PROMOTOR: Metka EGN Solar 30,S.L. Abril 2021
INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO		INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL (coleg.:1.817) ANTONIO MISAS ALCADE



SKID MT 1



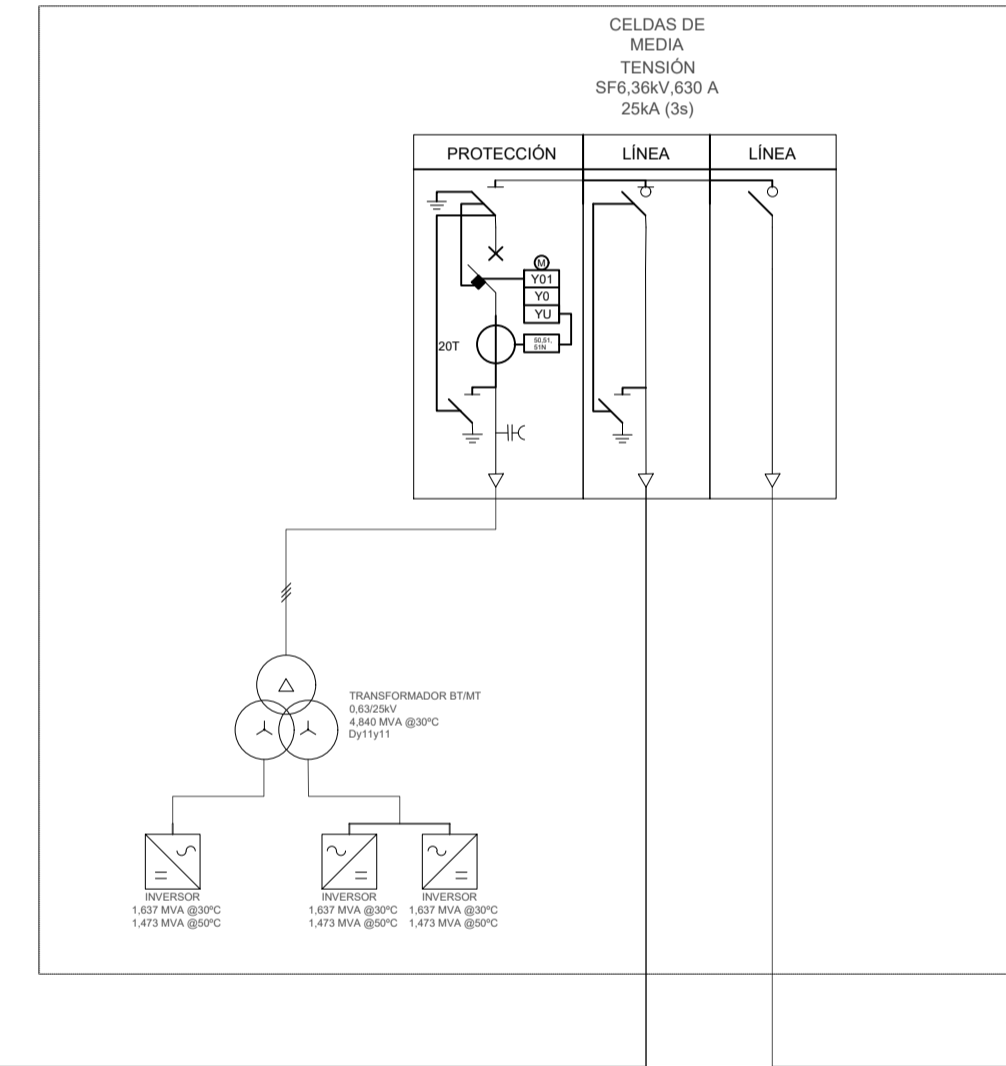
SKID MT 3



LÍNEA 3
- DE SKID MT 1 - SKID MT 3 -
- AI XLPE 18/30 KV 3x(1x400mm²)

LÍNEA 4
- DE SKID MT 3 A CELDAS MT DE SUBESTACIÓN ELEVADORA -
- AI XLPE 18/30 KV 3x(1x400mm²)

SKID MT 2



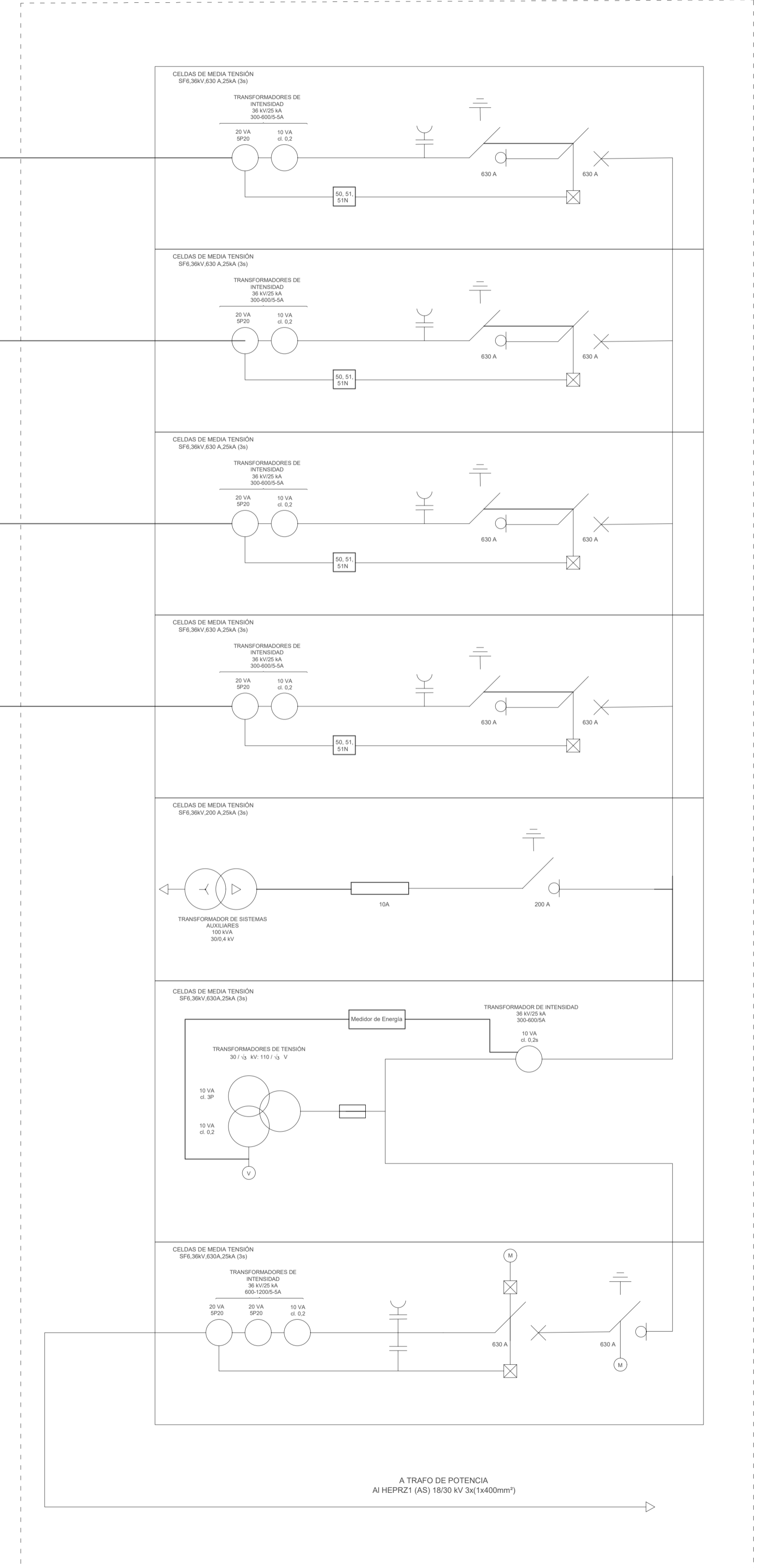
LÍNEA 2
- DE SKID MT 2 A SKID MT 1 -
- AI XLPE 18/30 KV 3x(1x400mm²)

LÍNEA 1
- DE SKID MT 2 A CELDAS MT DE SUBESTACIÓN ELEVADORA -
- AI XLPE 18/30 KV 3x(1x400mm²)

SUBESTACIÓN ELEVADORA
(OBJETO DE OTRO PROYECTO)

Entrada de FV Sangüesa I
(OBJETO DE OTRO PROYECTO)

Entrada de FV Sangüesa I
(OBJETO DE OTRO PROYECTO)



Leyenda	
	Puesta a Tierra
	Interruptor
	Interruptor - Seccionador
	Seccionador
	Interruptor autom. con relé de protección de sobrecorriente 50,51,51N
	Indicador de tensión capacitivo
	Fusible