

Kevin Robles Garcia

**Diseño del suministro de energía eléctrica para un
camping aislado de la red**

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

dirigido por Francisco González Molina

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

0. Hoja de identificación

Proyecto: Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red

Destinatario del proyecto: Dirigido al propietario del camping La Mola.

Solicitante: Camping la Mola

Dirección: Carretera de Espot LV 5004

Código Postal: 25597, Espot

Provincia: Lleida

País: España

Teléfono: +34 651 03 45 27

Identificación del proyecto: 1234.56.78.910

Situación geográfica: 42.56909, 1.11125

Emplazamiento: Carretera de Espot LV 5004 (Espot)

Autor del proyecto:

Kevin Robles Garcia

Estudiante de 4to curso del doble grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática e Ingeniería Eléctrica (URV)

D.N.I: XXXXXXXX-X

Dirección: C/ Barcelona, 94, Salou

Telefono: +34 658 322 060

Correo electrónico: kevin.robles@estudiants.urv.cat

Firma de los proyectistas y el solicitante:

Salou, 2 de Septiembre de 2021

ABSTRACT

Castellano

Este proyecto de final de grado tiene como finalidad aislar un camping de la red de distribución eléctrica mediante la utilización energías renovables, solar y eólica, dotándolo de autosuficiencia.

Para llevar a cabo este proyecto, se ha realizado un estudio de viabilidad presentando varias hipótesis de distintas combinaciones de generadores de energía eléctrica.

Se realiza el dimensionamiento de los generadores de energía eléctrica mediante energías renovables, los inversores, los acumuladores, los equipos auxiliares de emergencia, el cableado, las canalizaciones y los equipos de protección.

Una vez estudiadas las hipótesis, se ha escogido la más completa y adecuada para proceder con el aislamiento de la red del camping.

Català

Aquest projecte de final de grau té com a finalitat aïllar un càmping de la xarxa de distribució elèctrica mitjançant la utilització energies renovables, solar i eòlica, dotant-lo d'autosuficiència.

Per a dur a terme aquest projecte, s'ha realitzat un estudi de viabilitat presentant diverses hipòtesis de diferents combinacions de generadors d'energia elèctrica.

Es realitza el dimensionament dels generadors d'energia elèctrica mitjançant energies renovables, els inversors, els acumuladors, els equips auxiliars d'emergència, el cablejat, les canalitzacions i els equips de protecció.

Una vegada estudiades les hipòtesis, s'ha triat la més completa i adequada per a procedir amb l'aïllament de la xarxa del càmping.

English

The purpose of this final degree project is to isolate a campsite from the electrical distribution network by using renewable, solar and wind energy, providing it with self-sufficiency.

To carry out this project, a feasibility study has been carried out presenting various hypotheses for different combinations of electric power generators.

The sizing of electric power generators using renewable energies, inverters, accumulators, auxiliary emergency equipment, wiring, conduits and protection equipment is carried out.

Once the hypotheses have been studied, the most complete and appropriate one has been chosen to proceed with the isolation of the camping network.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por el apoyo durante toda mi etapa como estudiante y en el final de mi carrera universitaria.

A mi pareja, por acompañarme durante todo el transcurso de este trabajo y ser mi apoyo moral y mi motivación diaria.

A mi abuelo Valentín, que en paz descanses y nos cuides a toda la familia desde arriba, que finalmente tu nieto finalizará la carrera universitaria para ser un ingeniero destacable como tu creías aunque tu no estés aquí para verlo.

A Francisco González Molina, mi tutor del Trabajo de Fin de Grado, por darme la oportunidad de realizar mi trabajo de final de grado y dedicar su tiempo completo en mi para asesorarme.

Al camping La Mola, por ofrecerme toda su ayuda para poder realizar este trabajo, os estaré eternamente agradecido.

Índice general

1. Memoria	11
1.1. Introducción	11
1.2. Objeto del proyecto	11
1.3. Abasto del proyecto	11
1.4. Antecedentes del proyecto	11
1.4.1. Actividad	11
1.4.2. Edificaciones e Instalaciones	12
1.4.3. Climatología	12
1.4.4. Características del emplazamiento	12
1.5. Normas y referencias	12
1.5.1. Disposiciones legales y normas aplicadas	12
1.5.2. Programas de calculo.....	14
1.5.3. Plan de gestión de calidad aplicado durante la redacción del proyecto.....	14
1.5.4. Bibliografía.....	14
1.6. Abreviaturas y definiciones	15
1.7. Premisas del diseño.....	16
1.7.1. Peticionario.....	16
1.7.2. Alumno y redactor	17
1.7.3. Justificación de la instalación	17
1.7.4. Destinación	17
1.7.5. Situación y emplazamiento.....	17
1.7.6. Descripción de la instalación.....	18
1.8. Análisis de soluciones.....	19
1.9. Orden de prioridad entre los documentos	19
1.10. Elementos de la instalación	20
1.10.1. Estudio y descripción de una instalación solar fotovoltaica	21
1.10.2. Estudio y descripción de una instalación eólica	30
1.10.3. Sistema modular	43
1.10.4. Baterías de la instalación	54
1.10.5. Grupo electrógeno.....	56
1.10.6. Canalización de la línea eléctrica.....	58
1.11. Análisis de las hipótesis	59
1.11.1. Hipótesis 1	59
1.11.2. Hipótesis 2	60

1.11.1.	Hipótesis 3	61
1.11.2.	Conclusiones	61
1.12.	Resultados finales.....	62
1.13.	Planificación.....	65
2.	Anexos.....	72
2.1.	Anexo 1: Previsión de cargas del camping	72
2.1.1.	Instalaciones del camping.....	72
2.1.2.	Período de actividad del camping.....	72
2.1.3.	Previsión de cargas	72
2.2.	Anexo 2: Hipótesis 1: Instalación fotovoltaica.....	76
2.2.1.	Superficie disponible	76
2.2.2.	Orientación e inclinación.....	79
2.2.3.	Selección del módulo fotovoltaico	80
2.2.4.	Número de paneles solares	81
2.2.5.	Distancia y distribución de los módulos.....	81
2.2.6.	Selección del inversor.....	83
2.2.7.	Montura de los módulos	86
2.2.8.	Cableado	86
2.2.9.	Protecciones.....	94
2.2.10.	Puesta a tierra.....	99
2.2.11.	Cálculo de pérdidas.....	101
2.2.12.	Cálculo de la producción total estimada	106
2.2.13.	Amortización de la instalación.....	109
2.3.	Anexo 3: Hipótesis 2: Instalación eólica + Instalación fotovoltaica	112
2.3.1.	Instalación eólica	112
2.3.2.	Instalación fotovoltaica	147
2.3.3.	Selección del inversor.....	153
2.3.4.	Producción híbrida.....	153
2.3.5.	Amortización de la instalación	155
2.4.	Anexo 4: Hipótesis 3: Instalación eólica	158
2.4.1.	Emplazamiento	158
2.4.2.	Estudio eólico del emplazamiento.....	158
2.4.3.	Selección del aerogenerador.....	158
2.4.4.	Producción eólica	158
2.4.5.	Ubicación y orientación del aerogenerador.....	160

2.4.1.	Selección del inversor.....	160
2.4.2.	Cableado	160
2.4.3.	Canalizaciones	162
2.4.4.	Protecciones	163
2.4.5.	Amortización de la instalación	166
2.5.	Anexo 5: Acumuladores de energía eléctrica	168
2.5.1.	Calculo y dimensionado de las baterías.....	168
2.5.2.	Cableado	175
2.6.	Anexo 6: Grupo electrógeno	178
2.6.1.	Selección del grupo electrógeno.....	178
2.6.2.	Cableado	179
2.6.3.	Protecciones necesarias	181
2.6.4.	Consumo anual hipótesis 1	181
2.6.5.	Hipótesis 1 del consumo anual de la hipótesis 2	183
2.6.6.	Hipótesis 2 del consumo anual de la hipótesis 2	185
2.6.7.	Consumo anual de la hipótesis 3	187
2.7.	Anexo 7: Estudio básico de seguridad y salud.....	188
2.7.1.	Cumplimiento del RD 1627/97 de 24 de octubre sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción	188
2.7.2.	Medidas mínimas generales en los puestos de trabajo	190
2.7.3.	Medidas mínimas relativas a los puestos de trabajo en el interior de la obra 194	
2.7.4.	Medidas mínimas relativas a los puestos de trabajo en el exterior de la obra 196	
2.7.5.	Identificación de los riesgos	198
2.7.6.	Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales (Anexo II del R.D.1627 / 1997)	203
3.	Planos	207
3.1.	Plano 1: Situación	207
3.2.	Plano 2: Emplazamiento	208
3.3.	Plano 3: Zona útil de la parcela de los módulos fotovoltaicos	209
3.4.	Plano 4: Disposición de los paneles y conexionado de la hipótesis 1	210
3.5.	Plano 5: Conductores de los módulos de la hipótesis 1	211
3.6.	Plano 6: Conductores del inversor y grupo electrógeno de la hipótesis 1 y 2	212
3.7.	Plano 7: Canalizaciones de la hipótesis 1	213
3.8.	Plano 8: Separación de los módulos y los soportes	214

3.9.	Plano 9: Local de baterías, grupo electrógeno y sistema modular de la hipótesis 1	215
3.10.	Plano 10: Esquema unifilar de los paneles solares de la hipótesis 1	216
3.11.	Plano 11: Esquema unifilar de la hipótesis 1	217
3.12.	Plano 12: Situación de los aerogeneradores de la hipótesis 2	218
3.13.	Plano 13: Cableado de los aerogeneradores de la hipótesis 2	219
3.14.	Plano 14: Canalización de los aerogeneradores de la hipótesis 2	220
3.15.	Plano 15: Disposición de los paneles y conexionado de la hipótesis 2	221
3.16.	Plano 16: Conductores de la hipótesis 2	222
3.17.	Plano 17: Canalizaciones de la hipótesis 2	223
3.18.	Plano 18: Aerogenerador	224
3.19.	Plano 19: Local de baterías, grupo electrógeno y sistema modular de la hipótesis 2	225
3.20.	Plano 20: Esquema unifilar de los aerogeneradores de la hipótesis 2	226
3.21.	Plano 21: Esquema unifilar de los paneles solares de la hipótesis 2	227
3.22.	Plano 22: Esquema unifilar de la hipótesis 2	228
3.23.	Plano 23: Canalización y puesta a tierra	229
3.24.	Plano 24: Situación de los aerogeneradores de la hipótesis 3	230
3.25.	Plano 25: Cableado de los aerogeneradores de la hipótesis 3	231
3.26.	Plano 26: Canalización de los aerogeneradores de la hipótesis 3	232
3.27.	Plano 27: Local de baterías, grupo electrógeno y sistema modular de la hipótesis 3	233
3.28.	Plano 28: Esquema unifilar de los aerogeneradores de la hipótesis 3	234
3.29.	Plano 29: Esquema unifilar de la hipótesis 3	235
4.	Pliego de condiciones	238
4.1.	Condiciones Administrativas	238
4.1.1.	Condiciones generales	238
4.1.2.	Reglamentos y Normas	238
4.1.3.	Materiales	238
4.1.4.	Ejecución de las obras	239
4.1.5.	Interpretación y desarrollo del Proyecto	239
4.1.6.	Obras complementarias	240
4.1.7.	Modificaciones	240
4.1.8.	Obra defectuosa	240
4.1.9.	Medios auxiliares	240
4.1.10.	Conservación de las obras	240

4.1.11.	Recepción de las obras.....	240
4.1.12.	Contratación de la empresa.....	241
4.1.13.	Fianza.....	241
4.2.	Condiciones Económicas.....	241
4.2.1.	Abono de la obra.....	241
4.2.2.	Precios.....	242
4.2.3.	Revisión de precios.....	242
4.2.4.	Penalizaciones.....	242
4.2.5.	Contrato.....	242
4.2.6.	Responsabilidades.....	242
4.2.7.	Rescisión del contrato.....	243
4.2.8.	Liquidación en caso de rescisión del contrato.....	243
4.3.	Condiciones Facultativas.....	243
4.3.1.	Normas a seguir.....	243
4.3.2.	Personal.....	243
4.3.3.	Reconocimiento y Ensayos previos.....	244
4.3.4.	Ensayos.....	244
4.3.5.	Aparamenta.....	244
4.3.6.	Generadores.....	245
4.3.7.	Varios.....	245
4.4.	Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas.....	245
4.4.1.	Objeto.....	245
4.4.2.	Generalidades.....	246
4.4.3.	Definición.....	246
4.4.4.	Componentes y materiales.....	247
4.5.	Condiciones técnicas para el movimiento de tierras.....	251
4.5.1.	Excavaciones en zanjas.....	251
4.5.2.	Carga.....	254
4.5.3.	Transporte.....	255
4.5.4.	Rellenos y compactaciones. Relleno y extendido.....	257
5.	Mediciones.....	261
5.1.	Hipótesis 1.....	261
5.1.1.	Obra civil.....	261
5.1.2.	Instalación eléctrica.....	261
5.1.3.	Instalación solar fotovoltaica.....	263

5.1.4.	Acumuladores.....	263
5.1.5.	Grupo electrógeno	263
5.1.6.	Seguridad y salud	263
5.2.	Hipótesis 2	264
5.2.1.	Obra civil.....	264
5.2.2.	Instalación eléctrica	264
5.2.3.	Instalación solar fotovoltaica.....	266
5.2.4.	Instalación eólica	266
5.2.5.	Acumuladores.....	266
5.2.6.	Grupo electrógeno	266
5.2.7.	Seguridad y salud	267
5.3.	Hipótesis 3	268
5.3.1.	Obra civil.....	268
5.3.2.	Instalación eléctrica	268
5.3.3.	Instalación eólica	270
5.3.4.	Acumuladores.....	270
5.3.5.	Grupo electrógeno	270
5.3.6.	Seguridad y salud	270
6.	Presupuesto	273
6.1.	Presupuesto unitario.....	273
6.1.1.	Obra civil.....	273
6.1.2.	Instalación eléctrica	273
6.1.3.	Instalación solar fotovoltaica.....	276
6.1.4.	Instalación eólica	276
6.1.5.	Acumuladores.....	276
6.1.6.	Grupo electrógeno	277
6.1.7.	Seguridad y salud	277
6.2.	Presupuesto descompuesto	278
6.2.1.	Obra civil.....	278
6.2.2.	Instalación eléctrica	283
6.2.3.	Instalación solar fotovoltaica.....	301
6.2.4.	Instalación eólica	303
6.2.5.	Acumuladores.....	305
6.2.6.	Grupo electrógeno	306
6.2.7.	Seguridad y salud	307

6.3.	Presupuesto compuesto.....	311
6.3.1.	Hipótesis 1	311
6.3.2.	Hipótesis 2	315
6.3.3.	Hipótesis 3	321
6.4.	Resumen del presupuesto.....	326
6.4.1.	Hipótesis 1	326
6.4.2.	Hipótesis 2	327
6.4.3.	Hipótesis 3	328
6.5.	Resumen del presupuesto con ayudas.....	329
6.5.1.	Hipótesis 1	329
6.5.2.	Hipótesis 2	330
6.5.3.	Hipótesis 3	331
7.	Facturas, catálogos e información técnica	332

**Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de
la red**

MEMORIA

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

Índice de la memoria

1. Memoria	11
1.1. Introducción	11
1.2. Objeto del proyecto	11
1.3. Abasto del proyecto	11
1.4. Antecedentes del proyecto	11
1.4.1. Actividad	11
1.4.2. Edificaciones e Instalaciones	12
1.4.3. Climatología	12
1.4.4. Características del emplazamiento	12
1.5. Normas y referencias	12
1.5.1. Disposiciones legales y normas aplicadas	12
1.5.2. Programas de calculo	14
1.5.3. Plan de gestión de calidad aplicado durante la redacción del proyecto.....	14
1.5.4. Bibliografía	14
1.6. Abreviaturas y definiciones	15
1.7. Premisas del diseño.....	16
1.7.1. Peticionario.....	16
1.7.2. Alumno y redactor	17
1.7.3. Justificación de la instalación	17
1.7.4. Destinación	17
1.7.5. Situación y emplazamiento.....	17
1.7.6. Descripción de la instalación	18
1.7.6.1. Punto de conexión	18
1.7.6.2. Distribución del camping	18
1.7.6.3. Descripción del sistema.....	18
1.7.6.3.1. Energía renovable	19
1.7.6.3.2. Grupo electrógeno	19
1.7.6.3.3. Instalación eléctrica del camping	19
1.8. Análisis de soluciones.....	19
1.9. Orden de prioridad entre los documentos	19
1.10. Elementos de la instalación	20
1.10.1. Estudio y descripción de una instalación solar fotovoltaica	21
1.10.1.1. La energía solar fotovoltaica.....	21
1.10.1.1.1. Descripción general.....	21

1.10.1.1.2.	Principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica	22
1.10.1.2.	Selección de la instalación solar fotovoltaica	22
1.10.1.2.1.	Paneles solares fotovoltaicos	22
1.10.1.2.2.	Montura de los paneles solares fotovoltaicos	25
1.10.1.2.3.	Canalización de la línea eléctrica	29
1.10.1.2.4.	Línea eléctrica	29
1.10.1.2.5.	Protecciones	29
1.10.1.2.6.	Puesta a tierra	30
1.10.2.	Estudio y descripción de una instalación eólica	30
1.10.2.1.	La energía eólica	30
1.10.2.1.1.	Descripción general	30
1.10.2.1.2.	Principio de funcionamiento de un aerogenerador	31
1.10.2.1.3.	Variación del viento con el tiempo	31
1.10.2.2.	Selección de la instalación eólica	34
1.10.2.2.1.	Aerogeneradores	34
1.10.2.2.2.	Torres para aerogeneradores	38
1.10.2.2.3.	Canalización de la línea eléctrica	41
1.10.2.2.4.	Línea eléctrica	41
1.10.2.2.5.	Protecciones	42
1.10.2.2.6.	Puesta a tierra	42
1.10.2.2.7.	Características básicas de la cimentación	43
1.10.3.	Sistema modular	43
1.10.3.1.	Módulo energy manager	47
1.10.3.2.	Módulo inversor	47
1.10.3.3.	Módulo fotovoltaico	48
1.10.3.4.	Módulo eólico	49
1.10.3.4.1.	Sistema de volcado de carga	50
1.10.3.5.	Conexión del grupo electrógeno	50
1.10.3.6.	Conexión a tierra	52
1.10.3.7.	Canalización de la línea eléctrica	53
1.10.3.8.	Línea eléctrica	53
1.10.3.9.	Local del sistema modular	54
1.10.4.	Baterías de la instalación	54
1.10.4.1.	Tipos de baterías	54
1.10.4.2.	Selección de la batería	55

1.10.4.3.	Canalización de la línea eléctrica.....	55
1.10.4.4.	Línea eléctrica.....	55
1.10.4.5.	Local de las baterías.....	55
1.10.5.	Grupo electrógeno.....	56
1.10.5.1.	Partes de un grupo electrógeno	56
1.10.5.2.	Selección del grupo electrógeno	57
1.10.6.	Canalización de la línea eléctrica.....	58
1.10.6.1.	Línea eléctrica.....	58
1.10.6.2.	Local del grupo electrógeno.....	58
1.11.	Análisis de las hipótesis	59
1.11.1.	Hipótesis 1	59
1.11.2.	Hipótesis 2	60
1.11.1.	Hipótesis 3	61
1.11.2.	Conclusiones	61
1.12.	Resultados finales.....	62
1.13.	Planificación.....	65

1. Memoria

1.1. Introducción

Con el presente proyecto, se quiere realizar un estudio del sistema de generación de energía eléctrica de un camping aislado de la red eléctrica. Estará alimentado por energías renovables, así como energía solar y energía eólica.

Por tanto, se pretende diseñar el método de generación eléctrica de un camping situado en el Parque Nacional de Aigüestortes y Estanque de Sant Maurici, en el pueblo de Espot.

1.2. Objeto del proyecto

El objeto de este proyecto que ocupa es estudiar, diseñar, calcular y valorar los diferentes sistemas de generación de energía eléctrica mediante energías renovables para alimentar el camping y poder desconectarlo de la red de distribución eléctrica. Se realizarán varias hipótesis de instalaciones aisladas de la red para cubrir la demanda de energía eléctrica, poder garantizar las condiciones de seguridad de la instalación, tanto en la fase de montaje como en el futuro mantenimiento y explotación.

La solución adoptada, viene dada ya que se pretende aislar el camping de la red para hacerlo autosostenible. Aun así, se dispondrá de un respaldo de generación eléctrica para cuando la producción mediante energías renovables sea baja.

Se realiza un estudio energético del consumo del camping para así poder dimensionar las instalaciones generadoras de energía. Al tratarse de una instalación aislada de la red, se han dimensionado las baterías para garantizar autonomía en la instalación.

Se tendrán en cuenta puntos clave para la selección de la instalación, así como la amortización y el coste total.

1.3. Abasto del proyecto

Las tareas realizadas en este proyecto han sido:

- Previsión de cargas del camping, mediante las facturas energéticas proporcionadas por el director del camping.
- Cálculo de la energía eléctrica producida por el generador solar seleccionado en función de la ubicación escogida y las características de los módulos.
- Cálculo de la energía eléctrica producida por el generador eólico seleccionado en función de la ubicación escogida, la velocidad del viento, la altura de la torre y el aerogenerador.
- Estimación del número de baterías necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando no exista suficiente producción de las energías renovables.
- Estimación del grupo electrógeno para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando no exista suficiente producción de las energías renovables ni quede carga en las baterías.
- Selección y dimensionamiento del inversor que permita la interconexión de diferentes sistemas de producción de energía eléctrica.
- Estudio de la amortización de las distintas instalaciones estudiadas.

1.4. Antecedentes del proyecto

1.4.1. Actividad

El recinto que nos ocupa desempeña funciones de carácter de turístico.

1.4.2. Edificaciones e Instalaciones

El camping se compone de distintas formas de alojamiento, así como bungalows, apartamentos y parcelas para las caravanas. Dispone de zonas comunes como edificios sanitarios y piscina. También incorpora una vivienda propia.

Las instalaciones, en la actualidad tienen un contrato de suministro en baja tensión con la compañía eléctrica FECSA-ENDESA; conectadas a la red eléctrica a través de la acometida mediante el sistema trifásico más neutro, siendo los valores correspondientes de tensión, 380 V entre fases y 220 V entre fase y neutro.

El contrato actual de suministro eléctrico estipula una potencia contratada de 49 kW.

Se dispone de un camping completamente funcional. Se pretende desconectar el camping de la red eléctrica para que sea autosostenible principalmente con energías renovables. Actualmente, no dispone de ningún tipo de fuente de energía renovable.

1.4.3. Climatología

El clima de la localización del camping es mediterráneo prepirenaico.

En invierno se registran las menores temperaturas, por debajo de los -5°C , las mayores velocidades del viento y nevadas,

En primavera se registran las precipitaciones máximas.

En verano se registran las mayores temperaturas, por encima de los 25°C y las menores velocidades de viento.

1.4.4. Características del emplazamiento

Al estar localizado en medio de campos de cultivo y pequeñas montañas, se dispone de grandes superficies y sitios elevados para la instalación de los generadores de energía eléctrica sin apenas terrenos accidentados que perjudiquen la dirección del viento. La instalación de los paneles solares se realizará en la parte norte del camping, al otro lado de la carretera. La instalación de los aerogeneradores también se realizará en ese lado, pero a una altura superior.

De esta manera, se realizarán los cálculos de la energía producida durante todo el año y la amortización de las instalaciones.

1.5. Normas y referencias

1.5.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

Para la redacción de este proyecto se han tenido en cuenta las siguientes Reglamentaciones y normativas vigentes de obligado cumplimiento:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instalaciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto de 2002).
- Ley 12/1986, del 1 de abril, sobre la regulación de las atribuciones profesionales de los arquitectos y los ingenieros técnicos.
- UNE 571001, norma de calidad sobre los criterios general para la elaboración de proyectos.
- Real Decreto 1627/1997 del 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las obras.

- Real Decreto 614/2001, del 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la Protección de la Salud y Seguridad de los Trabajadores frente el riesgo eléctrico.
- Real Decreto 485/1997 del 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 del 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 del 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por parte de los trabajadores de equipos de protección individual.
- Ley 31/1995, del 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales.
- Orden del 09/03/71 “Ordenanza general de seguridad e higiene en el trabajo” (OGSHT).
- Ley 2/2011, del 4 de marzo, de economía sostenible.
- Ley 15/2012, del 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Ley 6/2001, del 8 de mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, del 28 de junio, de Evaluación del Impacto Ambiental (BOE núm. 111, 2001.05.09)
- Real Decreto 900/2015, del 9 de octubre, por el cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.
- Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectadas a la red del IDAE.
- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre, por el cual se regula la distribución, comercialización y procedimiento de autorización de las instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 147/2009, del 22 de septiembre, por el cual se regulan los procedimientos administrativos aplicables para la implantación de parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas en Cataluña.
- Real Decreto Legislativo 1/2008, del 11 de enero, por el cual se aprueba el texto rehecho de la Ley de Evaluación del Impacto Ambiental de Proyectos.
- Decreto 174/2002, del 11 de junio, regulador de la implantación de la energía eólica en Cataluña.
- Real Decreto 1614/2010, del 7 de diciembre, por el cual se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto 2224/98 que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación del instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos.
- Real Decreto 2818/1998 sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones suministradas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración.
- Recomendaciones UNESA.
- Normas tecnológicas de la Edificación NTE IER
- Normalización Nacional. Normas UNE.
- Ley 10/1996, de 18 de marzo, sobre expropiación forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas y Reglamento para su aplicación, aprobado por Decreto 2619/1966 del 20 de octubre.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales

1.5.2. Programas de calculo

Durante todo el proyecto se han utilizado diversos programas:

- **AutoCAD:** Programa de dibujo técnico desarrollado por Autodesk para el uso de ingenieros, arquitectos o profesionales relacionados con el diseño. Se ha utilizado para realizar los planos de la instalación.
- **PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System):** Mediante este programa se pueden aproximar datos de la radiación solar, inclinación óptima de los paneles, potencia que se puede llegar a producir.
- **Meteoblue:** Mediante este software se pueden obtener datos climáticos históricos en una ubicación concreta: temperaturas anuales, lluvias, vientos.
- **ENAIR:** Mediante este software se han podido obtener los datos de las velocidades del viento en una ubicación concreta.
- **Microsoft Excel:** Programa de cálculo, desarrollado por Microsoft, que permite crear cálculos numéricos, tablas, gráficos. Se ha utilizado para la realización de todos los cálculos y gráficas de este proyecto.
- **Microsoft Word:** Programa de escritura, desarrollado por Microsoft. Se ha utilizado para la redacción del proyecto.
- **GoogleMaps:** Software de Google que ofrece imágenes satélites del mapa para ubicar correctamente la instalación.
- **Sede Electrónica del Catastro:** Software del Gobierno de España que permite identificar la superficie exacta de las parcelas. Utilizado para seleccionar las parcelas exactas donde se disponen las instalaciones.

1.5.3. Plan de gestión de calidad aplicado durante la redacción del proyecto

Para la elaboración del proyecto y garantizar que los resultados finales sean de alta calidad, se exige que la redacción de este proyecto tenga una base de alto nivel de calidad. El proyecto ha estado realizado teniendo en cuenta que los documentos que lo componen estén normalizados según la normativa UNE 157001.

Para ello se ha tenido en cuenta la normativa anteriormente especificada. Se destaca el Real Decreto 900/2015, del 9 de octubre, por el cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades, el Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectadas a la red del IDAE, el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instalaciones Técnicas Complementarias, ya que han sido clave para la redacción y los cálculos del proyecto.

1.5.4. Bibliografía

- [1] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instalaciones Técnicas Complementarias.
- [2] Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectadas a la red del IDAE.
- [3] Google Maps: <https://www.google.es/maps/?hl=es>
- [4] Meteoblue:
https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/42.57N1.11E1250_Europe%2FMadrid
- [5] PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP
- [6] Sede Electrónica del Catastro: <https://www1.sedecatastro.gob.es/>
- [7] Enair: <https://www.enair.es/es/app>

- [8] Paneles fotovoltaicos: <https://autosolar.es/pdf/ESPHSC450.pdf>
- [9] Soportes de los paneles: <https://cdn2.hubspot.net/hubfs/6390609/fichas%20t%C3%A9cnicas/Ficha-tecnica-Sistema-Muniellos-2019.pdf>
- [10] Inversor:
 - https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_705_Archivo_ficha-hybrid-ms.pdf
 - https://www.ingeteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/PTD22_Instalation%20Manual.pdf
- [11] Grupo electrógeno: <file:///C:/Users/kevin/Downloads/hfw-125-t5-es.pdf>
- [12] Aerogenerador: <https://ryse.energy/wp-content/uploads/2020/07/Ryse-Energy-Data-Sheet-E-60.pdf>
- [13] Pliego de condiciones:
 - <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4896/fichero/3.PLIEGO+DE+CONDICIONES.pdf>
 - <https://1library.co/article/control-de-calidad-movimiento-de-tierras.q051l1gy>
 - https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [14] Ayudas del gobierno: <https://www.cambioenergetico.com/blog/ayudas-autoconsumo-espana-2021/>

1.6. Abreviaturas y definiciones

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

ITC-BT: Instrucciones Técnicas Complementarias.

BT: Baja Tensión

UNE: Una Norma Española

BOE: Boletín Oficial del Estado

ISO: International Standard Organization

RD: Real Decreto

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

PCT: Pliego de Condiciones Técnicas

PAT: Puesta a Tierra

TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Es la temperatura que tiene la célula cuando hay una irradiancia de 800 W / m² con una distribución espectral AM 1,5 G, una temperatura ambiente de 20 ° C y unas condiciones de vientos a 1 m / s.

Radiación Solar: Energía en forma de ondas electromagnéticas provenientes del sol.

Irradiancia: Es la potencia por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y superficie (kW/m²).

Irradiación: Se define como la energía que incide a lo largo de un período de tiempo en una superficie por unidad de superficie (kW/m²).

Célula fotovoltaica: Dispositivo que convierte la energía solar en energía eléctrica.

Módulo fotovoltaico: Conjunto de células fotovoltaicas interconectadas entre sí y encapsuladas en materiales que las protegen de la intemperie.

Eficiencia de conversión: Es el porcentaje de radiación solar que golpea el módulo fotovoltaico y se transforma en electricidad.

Sistema de autoconsumo fotovoltaico: Producción de electricidad a partir de módulos fotovoltaicos por el mismo autoconsumo.

Inversor fotovoltaico: Es un dispositivo capaz de transformar la energía de corriente continua procedente de la generación fotovoltaica en corriente alterna.

Fila de módulos fotovoltaicos (string): Subconjunto de módulos interconectados en serie entre sí, o en conjunto de serie-paralelo, con un voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Protecciones eléctricas: Dispositivo con el fin de detectar una anomalía en el sistema y actuar de manera automática para evitar posibles daños o averías.

Fusible: Dispositivo de protección que se funde por efecto Joule si la intensidad de corriente supera un determinado valor, sea por cortocircuito o por exceso de carga.

Interruptor magnetotérmico: Dispositivo que interrumpe el flujo de corriente cuando se supera un determinado valor. Por ello, se basa en el efecto magnético, que se debe al electroimán y la lámina bimetálica conectados en serie, y en el efecto Joule, es decir, el efecto térmico.

Interruptor diferencial: Es un dispositivo de protección para instalaciones de corriente alterna para proteger tanto de accidentes directos como indirectos. Este actúa cuando hay una derivación hacia la puesta a tierra, existiendo así una diferencia de corriente entre los conductores y creándose un campo magnético que atraerá el núcleo produciendo así la apertura de los contactos al ser desplazados.

Viento: Aire en movimiento producido en la atmosfera por causas naturales.

Rosa del viento: Diagrama polar que representa el porcentaje de viento en la dirección indicada.

Distribución Weibull: Función estadística que describe la ocurrencia en la distribución de velocidades del viento.

Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.

Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

1.7. Premisas del diseño

1.7.1. Peticionario

- **Promotor:** Escuela Técnica Superior de Ingeniería (URV).
- **Dirección:** Avenida Països Catalans, 26, 43007, Tarragona.
- **Tutor del TFG:** Francisco González Molina.
- **Contacto:** 977 55 85 02.
- **Correo electrónico:** francisco.gonzalez@urv.cat

1.7.2. Alumno y redactor

- **Título del proyecto:** Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red.
- **Autor:** Kevin Robles Garcia
- **Grado:** Doble grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática y Ingeniería Eléctrica (URV)
- **Dirección:** C/ Barcelona, 94, Salou
- **Correo electrónico:** kevin.robles@estudiants.urv.cat

1.7.3. Justificación de la instalación

Es necesaria la realización de esta instalación para permitir la conexión total del camping con la red de distribución eléctrica. El objetivo es hacerla autosuficiente energéticamente, hecho que provocará un ahorro económico a largo plazo y que además la instalación sea respetuosa con el medio ambiente.

1.7.4. Destinación

Este proyecto se encuentra clasificado dentro de proyectos de ámbito industrial, más concretamente en la rama eléctrica.

1.7.5. Situación y emplazamiento

Para situar el camping y la zona donde se colocarán las instalaciones generadoras de energía eléctrica se hace uso de capturas de Google Maps. Como se ha comentado previamente, el camping está situado en el Parque Nacional de Aigüestortes y Estanque de Sant Maurici, en el pueblo de Espot (Figura 1).

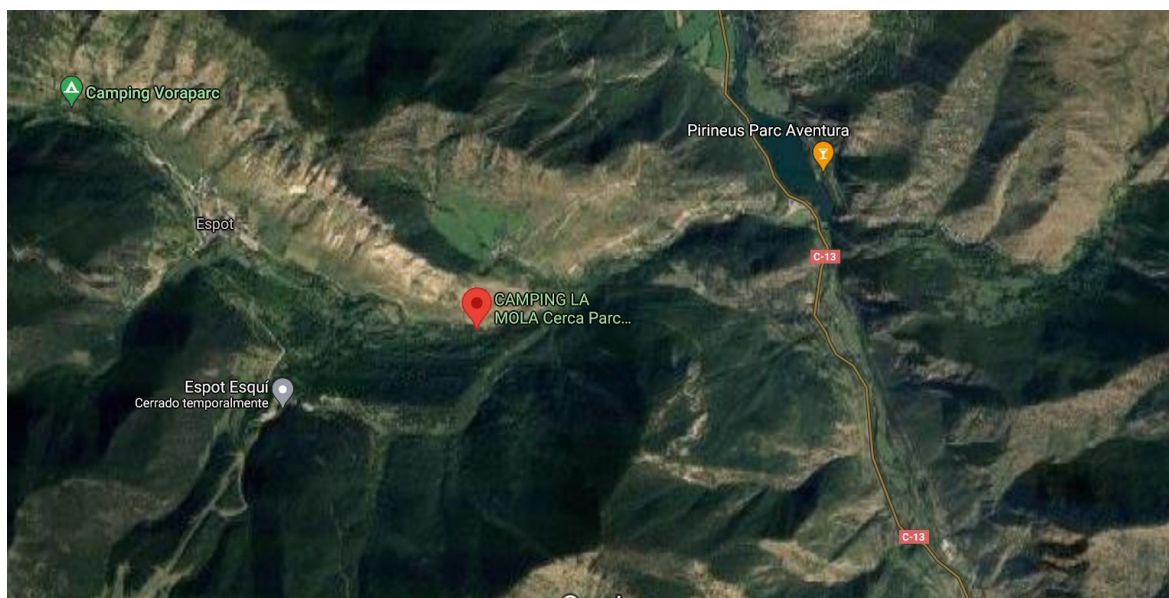


Figura 1. Localización del camping La Mola

De forma más concreta, se observa en la Figura 2 el camping y dos zonas remarcadas se procederá a la instalación de los generadores de energías renovables.



Figura 2. Zonas remarcadas para la localización de las instalaciones

En el apartado de planos se podrá visualizar de forma más exacta la situación y emplazamiento del camping, así como el espacio disponible para realizar las instalaciones de energías renovables.

1.7.6. Descripción de la instalación

1.7.6.1. Punto de conexión

En este proyecto no se contempla la opción de modificar o diseñar el punto de conexión de la instalación con el camping, únicamente se contempla la longitud del cableado de los generadores al punto de conexión del camping.

Esto se debe a que se trata de un estudio de diferentes hipótesis de generación de energía eléctrica.

1.7.6.2. Distribución del camping

Se dispone de los datos de un camping el cual tiene las siguientes instalaciones:

- 5 bungalows
- 10 apartamentos
- 2 edificios sanitarios
- 150 parcelas con opción a conectar electricidad por si el cliente la pide.
- 1 piscina no climatizada
- 1 vivienda propia

El camping no dispone de ningún tipo de energía renovable.

Al estar situado en medio de campos de cultivo se dispone de gran cantidad de parcelas para la instalación de los generadores.

1.7.6.3. Descripción del sistema

La distribución eléctrica del camping se divide en 3 zonas:

- Energías renovables: Esta formada por la instalación con placas solares y aerogeneradores según la hipótesis que generan electricidad para alimentar toda la

instalación aislada del camping y proveerlo de cierta autonomía con los acumuladores.

- Grupo electrógeno: Equipo que garantiza energía eléctrica y que entrará en funcionamiento cuando las instalaciones de energías renovables no funcionen correctamente debido a condiciones ambientales desfavorables y además se haya agotado la energía guardada por las baterías.
- Instalación eléctrica del camping: Es la instalación que distribuye la energía generada mediante las instalaciones de energías renovables o el grupo electrógeno.

1.7.6.3.1. Energía renovable

La energía renovable es aquella que mediante recursos naturales se produce energía eléctrica. Esta energía se almacena en baterías para disponer de una autonomía mínima de 3 días.

- Instalación fotovoltaica: Conjunto de paneles fotovoltaicos conectados entre sí en serie y paralelo que captan la energía solar y la convierten a energía eléctrica. Posteriormente mediante un inversor se convierte la corriente continua (CC) producida en corriente alterna (CA).
- Instalación eólica: Conjunto de aerogeneradores que gracias al viento que provoca el movimiento en sus palas, se mueve un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica de CA.

1.7.6.3.2. Grupo electrógeno

El grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador de electricidad mediante un motor de combustión interna. La función principal es suministrar energía eléctrica al camping cuando la generación de las instalaciones de energías renovables sea insuficiente y las baterías estén completamente descargadas.

1.7.6.3.3. Instalación eléctrica del camping

La instalación eléctrica del camping es la que distribuye la energía eléctrica generada por el camping para su consumo en las diferentes zonas. En este proyecto no se ha diseñado y únicamente se ha utilizado el consumo observado en las facturas y la potencia total instalada.

1.8. Análisis de soluciones

Debido a la localización del camping, se dispone de una gran cantidad de parcelas disponibles para la realización de las instalaciones. El terreno circundante al camping no está en ningún tipo de zona Zepa que impida instalar paneles fotovoltaicos o aerogeneradores.

Para los paneles solares se ha seleccionado una parcela que cumple con las características necesarias para ser idónea en este tipo de instalaciones. Dispone de muy poca inclinación y es completamente plana.

Para los aerogeneradores se ha seleccionado una parcela a una altura superior a los paneles que cumple con las características necesarias. Se trata de una localización más elevada, que no proyecta sombras sobre los paneles y es próxima al camping.

Se seleccionan parcelas ajenas al camping para evitar ocupar espacio útil. Además, el camping está envuelto de árboles y según la Ley 8/2005, del 26 de diciembre, de protección y fomento del arbolado urbano, no se permite el talado de árboles.

1.9. Orden de prioridad entre los documentos

- 1) Planos.

- 2) Pliego de condiciones
- 3) Presupuesto
- 4) Memoria descriptiva

1.10. Elementos de la instalación

La instalación diseñada en este presente proyecto se compone de distintos elementos que permiten asilar completamente el camping de la red de distribución eléctrica.

Los elementos que la componen variarán en función de la hipótesis seleccionada, ya que existen tres distintas, una solar, una eólica y una híbrida. Observando la Figura 3, se observan los siguientes elementos.

- Instalación fotovoltaica: Genera energía eléctrica mediante la radiación solar. Compuesta por los paneles fotovoltaicos, que varían en número en función de si se trata de la Hipótesis 1 o 2.
- Instalación eólica: Genera energía eléctrica mediante el viento. Compuesta por los aerogeneradores, que varían en número en función de si se trata de la Hipótesis 2 o 3.
- Acumuladores: Esta parte de la instalación se encarga de acumular la energía eléctrica sobrante para dotar de autonomía al camping. En función de la hipótesis, varía el tamaño del acumulador.
- Grupo electrógeno: Encargado de dotar al sistema de energía eléctrica en caso de que las instalaciones de energías renovables no dispongan de suficiente generación para suministrar al camping y las baterías estén descargadas.
- Sistema modular: Inversor que permite la conexión de paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, acumuladores, grupo electrógeno y conexión a la instalación eléctrica. Se encargará de adecuar la energía proporcionada por los generadores para poder ser suministrada a la instalación eléctrica del camping.

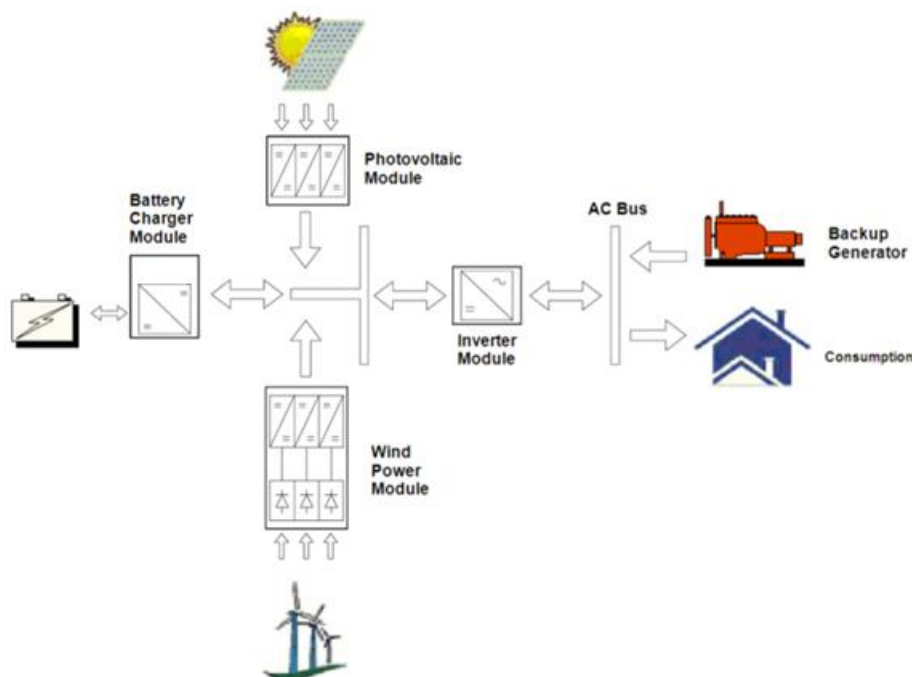


Figura 3. Elementos de la instalación

En los siguientes subapartados, se procede a la explicación de los elementos de la instalación.

1.10.1. Estudio y descripción de una instalación solar fotovoltaica

1.10.1.1. La energía solar fotovoltaica

1.10.1.1.1. Descripción general

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce energía renovable. Esto se debe a que la fuente de energía es renovable porque se obtiene directamente de la radiación solar a través de dispositivos semiconductores llamados celdas fotovoltaicas.

Hoy en día, esta energía se puede utilizar para la generación de energía a gran escala, así como para alimentar dispositivos autónomos, como alimentar edificios, campings y hogares aislados de la red.

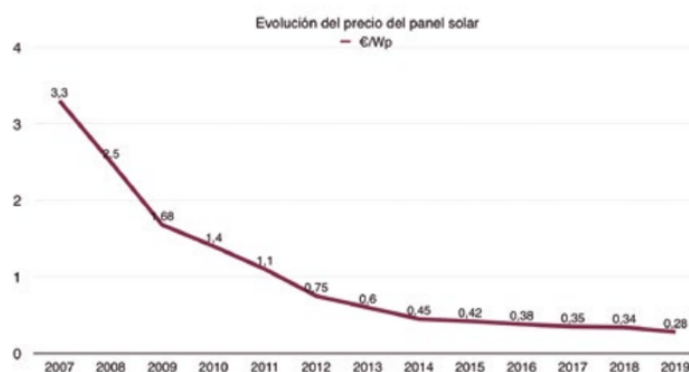
El ámbito de la energía solar ha tenido una gran mejora debido a la tendencia a utilizar energías renovables estos últimos años que ha provocado un incremento de la demanda. Esta tendencia viene motivada por programas de incentivos económicos inicialmente y a posteriori en sistemas de autoconsumo fotovoltaico.

La energía solar es la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel mundial, con un total de 586 GW.

Esta energía no emite contaminación durante su uso, lo que tiene un impacto directo en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. El principal inconveniente de esta energía es que la producción depende de la radiación solar, lo que significa que la celda debe estar alineada perpendicularmente al sol para generar la mayor cantidad de energía posible. No obstante, actualmente se dispone de paneles de seguimiento solar para maximizar el consumo de energía manteniendo siempre el panel perpendicular al sol.

Debido a que depende de la radiación solar, la falta de luz solar, nubes, tormentas, nieve, polvo o suciedad y otros factores meteorológicos afectarán su producción. Es por ello por lo que las baterías o generadores suelen instalarse en instalaciones aisladas para no depender al 100% de la energía solar en situaciones de emergencia. En caso de instalaciones conectadas a la red eléctrica, se consumiría de ahí la energía.

Debido al progreso tecnológico y la economía a gran escala, la tecnología solar fotovoltaica ha reducido considerablemente el precio (Gráfica 1). Dicha reducción de precio no significa que la calidad sea peor, al contrario, debido al avance tecnológico, las células fotovoltaicas son más eficientes, por tanto consiguen un precio de generación de energía competente con otros tipos de generación.



Gráfica 1. Evolución del precio del panel solar de euros por Wp en 13 años

Actualmente, el precio medio de la energía solar fotovoltaica producida en España para grandes plantas fotovoltaicas varía entre los 25 y 30 céntimos por kWh.

La energía producida en exceso por parte de la instalación puede ser comprada por diferentes empresas. En el caso de HolaLuz, compran el kWh restante a 7 céntimos.

1.10.1.1.2. Principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica

Cuando un semiconductor dopado se expone a radiación electromagnética, los fotones que golpean el semiconductor golpean a los electrones y los arrancan creando un agujero en el átomo. El electrón encuentra rápidamente otro agujero para llenar y la energía proporcionada por el fotón se disipa en forma de calor.

El principio de una celda fotovoltaica es forzar a los electrones y a los huecos a moverse al lado contrario del material, en vez de simplemente recombinarse entre ellos, para así producir la diferencia de potencial para conseguir una situación similar a una pila, que dispone de tensión en ambas partes.

Para realizar eso se crea un campo eléctrico permanente a través de una unión pn entre dos capas dopadas p y n. Normalmente las celdas son de silicio y por tanto se dispone de:

- La capa superior que está compuesta de silicio dopado de tipo n, donde hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro. El nombre n se refiere a un dopaje negativo.
- La capa inferior que está compuesta de silicio dopado de tipo p, donde hay un número de electrones libres menos que en una capa de silicio puro. El nombre p se refiere a un dopaje positivo. Esta capa presenta huecos positivos.

En el momento de la unión pn, los electrones libres de la capa n entran instantáneamente en la capa p y se recombinan con los huecos de la capa p. De esta manera, se consigue que una de las capas siempre tenga huecos y por tanto sea positiva, y la otra capa tenga electrones de más y por tanto sea negativa. Esto provoca un campo eléctrico que tiene un sentido de n a p. Este campo provoca una corriente en dirección (donde se mueven los electrones) de p a n.

En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón, creando uno libre y un vacío, sobre el efecto del campo eléctrico creado, cada uno va en dirección opuesta: los electrones se acumulan en la región n (creando un polo negativo) y los huecos en la región p (creando un polo positivo).

Para conseguir que la celda sea práctica, se precisa añadir contactos eléctricos, una capa de protección que permita el paso de luz, una capa antirreflejante para que se absorban los fotones y otros elementos para aumentar la eficiencia.

1.10.1.2. Selección de la instalación solar fotovoltaica

Los distintos elementos que componen la instalación solar fotovoltaica están explicados en este apartado.

1.10.1.2.1. Paneles solares fotovoltaicos

Tipos de paneles fotovoltaicos

Existen 4 tipos de clases de paneles fotovoltaicos diferentes:

- Panel monocristalino: Formados por silicio de alta pureza, idóneos para la conversión de luz en energía. Todos los paneles están formados por silicio, pero a mayor pureza

de este elemento, mejor trabaja el elemento. Son paneles más caros. Ideales cuando se busca una mayor eficiencia y producción de un panel. Son recomendables para climas fríos con tendencias a fenómenos meteorológicos adversos.

Su inconveniente es la generación de mayor cantidad de residuo al ser fabricados. Tienen un coste aproximado de entre 100 y 600 €.

- Panel policristalino: Son paneles que generan poco residuo en el proceso de fabricación ya que todo el material de silicio se utiliza. Son paneles más baratos, pero menos eficientes. Su inconveniente es el mal funcionamiento en temperaturas muy cálidas. Tienen un coste aproximado de entre 100 y 400 €.
- Panel de capa fina: Son los paneles más baratos en función de la eficiencia con la resta de paneles. Tienen la vida útil más corta y requieren de mayor cantidad de reparaciones. Se componen de células fotovoltaicas más pequeñas. Tienen un coste aproximado de entre 100 y 250 €. Requieren de mucho espacio para conseguir generaciones similares a los paneles monocristalinos o policristalinos, por lo que no son recomendables para generaciones de grandes cantidades de energía eléctrica.
- Panel amorfo: Son paneles solares de una película fina, pero más finos que los de capa fina. Se fabrican en un proceso de apilamiento que implica muchas capas de células amorfas de silicio. Puede conseguir grandes niveles de eficiencia, pero tienen un precio muy elevado. Son ideales para instalaciones aeroespaciales, donde se necesita una alta potencia en una superficie pequeña. Debido a su alto coste no se consideran óptimos para el proyecto.



Figura 4. Panel monocristalino, policristalino, amorfo y de capa fina (siguiendo el orden)

Al existir diversas tiendas de placas solares, una indicación que puede generar una buena elección de la tienda es observar la garantía de rendimiento de los paneles, a más de las del producto o materiales. 25 años es una buena garantía respecto al rendimiento y 10 años para el producto o materiales.

Requisitos de los paneles solares fotovoltaicos

Todos los paneles fotovoltaicos tienen que satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para el caso de módulos de silicio cristalinos o la UNE-EN 61646 para los módulos de capa fina, así como estar calificados por un laboratorio con su respectiva acreditación oficial.

Es preciso que el módulo fotovoltaico disponga de forma claramente visible e imborrable el modelo y nombre o logotipo del fabricante, una identificación individual o número de serie.

Los módulos tienen que ajustarse a las siguientes características:

- Deben llevar diodos de derivación para evitar posibles averías en las células y en los circuitos debido a sombras parciales.
- Tener un grado de protección IP68.
- Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

Para asegurar un módulo aceptable, la intensidad de cortocircuito no debe ser superior a un 10% de la intensidad nominal.

Cualquier modulo defectuoso de fabrica será retirado de la instalación.

Comparación de paneles solares fotovoltaicos

Para la selección del módulo fotovoltaico se escogerán únicamente paneles de silicio monocristalino, ya que son recomendables para climas fríos con tendencias a fenómenos meteorológicos adversos. La instalación se realiza en una localización de montaña, donde se presentan nevadas y heladas en invierno, por eso se selecciona este tipo de paneles. Además, absorben mejor la radiación solar.

Los módulos que se han tenido en cuenta para la instalación fotovoltaica son los de la Tabla 1.

Marca del módulo	Potencia del módulo (W)	Precio por unidad (€)	Medidas (mm)	Eficiencia	Relación potencia/precio
ERA	380	145.60	1774 * 1038 * 35	20.85	2.61
ERA	400	139.11	1980 * 1003 * 40	20.17	2.88
ERA	450	166.04	2094 * 1038 * 40	20.7	2.71
Ja Solar	380	162.96	1774 * 1052 * 35	20.4	2.33
Ja Solar	455	187.79	2120 * 1052 * 40	20.5	2.42
Ja Solar	535	235.20	2279 * 1134 * 35	20.7	2.28

Tabla 1. Tabla comparativa de distintos módulos fotovoltaicos para la instalación

Se procede a la selección del panel solar ERA de 450 W, ya que es uno de los que mayor rendimiento proporciona y además mayor relación potencia-precio.

Se selecciona antes que el Ja Solar de 535 kW, debido a la mala relación precio potencia y a que es de mayores dimensiones que el módulo del fabricante ERA.

Las características del módulo solar escogido son las mostradas en la Tabla 2.

Módulo ERA ESPHSC	
Tipo	Monocristalino
Potencia nominal (Pnom)	450 W
Eficiencia del módulo (η)	20.7%
Voltaje de circuito abierto (Voc)	49.3 V
Voltaje a potencia máxima (Vmpp)	41.5 V
Corriente de cortocircuito (Icc)	11.6 A
Corriente a potencia máxima (Impp)	10.85 A
Voltaje máximo del sistema (Vmax)	1000 V/DC

Tabla 2. Características del módulo fotovoltaico ERA ESPHSC [8]

Además, el fabricante ofrece una garantía de 25 años respecto al rendimiento con una potencia nominal del 80%, garantía de 12 años respecto al rendimiento con una potencia nominal del 90% y una garantía de 12 años para el producto o materiales.

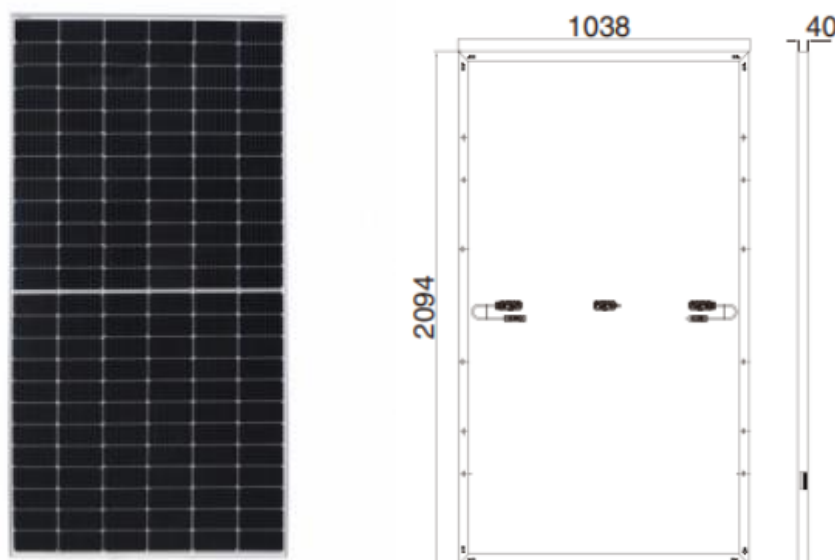


Figura 5. Módulo ERA ESPHSC real y esquema [8]

Tal como se puede observar en la Figura 5, el panel fotovoltaico incorpora el cableado necesario para conectar los paneles en serie, por lo que no será necesario dimensionarlo para su conexión.

1.10.1.2.2. Montura de los paneles solares fotovoltaicos

La función principal de las monturas de paneles solares es asegurar un buen anclaje de los módulos y proporcionar la inclinación y orientación necesaria para disponer de la mayor cantidad de radiación solar.

Tipos de monturas para paneles solares fotovoltaicos

Existen diferentes tipos de monturas o estructuras para los paneles fotovoltaicos:

- Montura lastrada: Los paneles solares que se montan en una montura lastrada, se disponen en una estructura a unos metros de altura sobre la superficie donde se van a instalar, ajustándolos a un cierto ángulo de inclinación (determinado por la ubicación). Su principal desventaja es la poca resistencia frente al viento. Ideal para zonas con viento escaso, ya que es la opción más económica, entre 40 y 80 € por panel.



Figura 6. Montura lastrada

- Montura fija: Los paneles solares con montura fija, se unen estrechamente sobre la superficie con un ángulo de inclinación pequeño o nulo. Pueden soportar climas duros ya que van bien anclados a la superficie. Ocupan menos espacio, ya que son más pequeños. Tiene un coste entre 60 y 100 €.



Figura 7. Montura fija

- Montura híbrida: Consiste en una montura híbrida que fija la estructura en la superficie, pero la eleva a una cierta altura y con una cierta inclinación. Esto elimina la desventaja del viento de las estructuras lastradas, pero implica un precio algo superior.



Figura 8. Montura híbrida

- Montura Rotacional: Permite que los paneles solares dispongan de un seguimiento del sol durante el día, orientándolo de forma directa para absorber toda la luz posible del día. Implica un mayor coste de entre unos 130 € y 160 € por panel.



Figura 9. Montura rotacional

Requisitos de las monturas para paneles solares

Las monturas de los paneles solares deben cumplir los requisitos siguientes, para así cumplir con la normativa.

Dado que la instalación es en una ubicación donde en invierno frecuentan las nevadas, se debe reforzar la montura para sobrecargas o fuerzas externas debidas a la nieve depositada encima. Tal como se indica en la Normativa Básica de la Edificación NBE-AE-88.

Tanto el diseño como la construcción de la montura y el sistema que fija los módulos, deben permitir las dilataciones térmicas necesarias sin transmitir cargas que puedan afectar a los módulos.

Los puntos donde estarán sujetos los módulos tienen que ser exactos y teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa para evitar flexiones en los módulos superiores a las permitidas.

El diseño de la montura estará realizado para la orientación e inclinación óptimas calculadas. Deben proveer al sistema facilidad de montaje y desmontaje por si existiese la necesidad de sustituir elementos.

La tornillería de la montura será de acero inoxidable para cumplir la norma MV-106.

La montura estará protegida superficialmente contra los fenómenos meteorológicos, mediante la galvanización respetando las normas UNE 37-501 y UNE 37-508.

Los principales materiales utilizados en monturas para paneles solares son:

- Aluminio: Fácil de mecanizar, gran resistencia y poco peso. Conveniente utilizar aluminio anodizado para presentar una mejor resistencia frente a la corrosión.
- Hierro: Disponible en una gran gama de dimensiones, formas y grosores. Debe ser sometido a un proceso de galvanizado para proporcionarle de propiedades para presentar una mejor resistencia frente a la corrosión. El baño galvánico no puede ser inferior a 100 micras para dotar al hierro de las propiedades pertinentes.
- Acero inoxidable: Mayoritariamente utilizado en ambientes salinos. Dado que el marco del panel fotovoltaico es de aluminio, se debe evitar el contacto del soporte con el panel, haciendo necesario el uso de un material aislador. El contacto puede

provocar una corrosión galvánica. Si el marco De todas formas, si el marco de los módulos solares es de material aluminio, se debe evitar el contacto directo de ambos materiales, haciendo uso de un material aislador. El contacto de ambos puede producir una corrosión galvánica elevada, especialmente en los ambientes salinos.

Selección de la montura para paneles solares

Dado que la instalación se realiza en una parcela con una superficie inclinada unos 10°, se utilizarán monturas híbridas para la sujeción de los paneles.

Es necesario añadir monturas en los módulos que les provean de una inclinación de 20°.

Los soportes seleccionados son de la empresa alusínsolar, una empresa especializada en monturas solares.

El tipo de monturas seleccionada utiliza el sistema que denominan Muniellos. Es un sistema pensado para instalaciones solares en el suelo. Este tipo de monturas es ideal para ser hincada directamente en el suelo, sin ser necesario realizar zapatas de hormigón (la propia empresa proporciona la hincadora para la instalación de los soportes). [9]

La montura está fabricada en acero perfilado con posterior galvanizado por inmersión en caliente según norma UNE EN ISO 1461 2009. La altura que proporciona del panel al suelo es de 0.5 m. Los perfiles para la fijación de los paneles solares están fabricados en aluminio extruido y con separador dieléctrico EPDM entre la estructura y los perfiles. La tornillería es de acero inoxidable A2 para la fijación de los paneles solares y de acero galvanizado para el montaje de los pórticos.

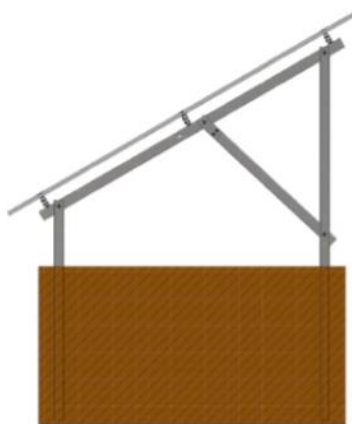


Figura 10. Soporte hincado en el terreno

Los soportes están diseñados para aguantar vientos de hasta 144 km/h y nieve hasta 1 kN/m².

Se debe consultar con el fabricante para configurar los soportes de manera que sean compatibles con la instalación:

- Estructura 1 panel y en horizontal, ya que por defecto viene de 2 paneles en vertical.
- Inclinación de 20°, ya que, al estar levantado el panel del suelo, no influirá la inclinación del terreno.
- Suministro de tuercas antirrobo para evitar hurtos de los paneles.

1.10.1.2.3. Canalización de la línea eléctrica

La canalización de la línea es completamente enterrada para las Hipótesis 1 y 2. Está prácticamente dividida en dos partes, el lado izquierdo y el lado derecho, que son simétricos. Cada lado está compuesto de un tramo común que recoge todo el cableado de los paneles fotovoltaicos conectados en paralelo y lo lleva hacia la caseta del inversor y de un tramo para cada fila de paneles en serie que conectan con el tramo común. Las filas disponen del mismo diámetro de tubo.

Las canalizaciones enterradas se efectuarán en una zanja, como en el Plano 23, de 0.6 metros de anchura y 0.80 metros de profundidad, según establece el REBT. [1]

La excavación de la zanja se ejecutará de forma que no resulte dañada en exceso la parcela donde se realizará la instalación.

En cada punto de conexión entre los tramos de cada fila de paneles con el tramo común. Se dispondrá de una arqueta de registro de fundición de 600 x 600 mm.

Una vez realizada la zanja, se colocará una primera capa de unos 10 cm de arena cribada y se compactará. Seguidamente se colocará el tubo corrugado del diámetro seleccionado en la hipótesis pertinente (1 o 2), de 50 mm o 63 mm de diámetro para la conducción de los cables en el centro de la zanja. El tubo contendrá un alambre para facilitar el paso de los cables.

Se rellenará la zanja hasta aproximadamente 10 cm por encima del tubo y se compactará.

Se colocarán placas de identificación de instalaciones enterradas y se acabará de rellenar la zanja con tierra sobrante de la primera excavación, en dos capas para poder compactar.

1.10.1.2.4. Línea eléctrica

La línea eléctrica se divide en dos partes ya que la instalación es simétrica. Además, se divide en tramos por filas de paneles. Será idéntico para las Hipótesis 1 y 2. [1]

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1%.

Se trata de tramos de corriente continua que corresponden a la energía eléctrica producida por los generadores solares. Comprenden el recorrido de la serie de paneles fotovoltaicos hasta la entrada del inversor.

La línea es bipolar (2 cables), uno correspondiente al polo positivo y otro al polo negativo. Para la identificación de los conductores se utilizarán dos colores, rojo para el positivo y negro para el negativo.

Se emplearán conductores flexibles de cobre con recubrimiento de XLPE de secciones 2x6 mm².

El cableado de interconexión de los paneles viene facilitado por el fabricante y es de sección de 4 mm².

1.10.1.2.5. Protecciones

El diseño de la instalación fotovoltaica tiene que garantizar por un lado la seguridad de las personas y por otro lado que el funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos conectados a este generador. [1]

La instalación está protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles. Para conseguir dicho aislamiento, se utilizan cajas de conexión

debidamente protegidas, para así evitar el acceso al interior. También se utilizan cables de doble aislamiento.

Además, se colocarán fusibles seccionadores, cuya función principal es aislar grupos concretos de la instalación, pudiendo así separar cada una de las filas de módulos del resto de la instalación. De esta manera se facilitan las labores de mantenimiento y aislamiento de las partes defectuosas.

Se dotará al sistema de protección diferencial para la protección frente a contactos directos mediante un interruptor automático diferencial bipolar de 16 A y una sensibilidad de 30 mA, con el objetivo de proteger a las personas en caso de derivación de cualquier elemento de la instalación. Dicho interruptor se colocará sobre un perfil DIN.

1.10.1.2.6. Puesta a tierra

Se conectarán a tierra todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto la parte continua como la alterna. [1]

Las monturas de los paneles y los módulos fotovoltaicos se conectarán también a tierra para reducir el riesgo de acumulación de cargas estáticas. Así se limita la tensión que con respecto a tierra presentan las masas metálicas. También se permite a los interruptores diferenciales la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de corrientes de defecto o descargas de origen atmosférico.

Por tanto, la puesta a tierra queda como:

- Derivaciones de la línea principal de tierra: corresponden a los diferentes tramos correspondientes de cada fila de monturas de los módulos solares hasta llegar al inversor. La sección de los conductores de protección es idéntica a los conductores activos, por tanto 6 mm².
- Línea principal de tierra: enlaza la caseta del inversor con el punto de puesta a tierra. La sección será de mínimo 16 mm² para conductores de cobre aislado.
- Punto de puesta a tierra: punto situado en el suelo en una pequeña arqueta, que sirve de unión entre la línea principal de tierra y la línea de enlace con tierra. Constituido por un dispositivo de conexión que permita la unión entre ambos tramos. El motivo es poder realizar la medida de la resistencia de tierra.
- Línea de enlace con tierra: formada por los conductores que unen los electrodos con el punto de puesta a tierra.
- Electrodo: formados por 6 picas verticales de 2.5 m y de 14 mm de diámetro, separadas 5 metros y el conductor enterrado horizontalmente que las une. Será un conductor de cobre enterrado no protegido contra la corrosión con una sección mínima de 25 mm² según la ITC-BT-18 [1].

1.10.2. Estudio y descripción de una instalación eólica

1.10.2.1. La energía eólica

1.10.2.1.1. Descripción general

La energía eólica es una fuente de energía que produce energía renovable. Esto se debe a que la fuente de energía es renovable porque se obtiene directamente del viento a través del movimiento provocado por la hélice conectada al generador.

Hoy en día, esta energía también se puede utilizar de la misma manera que la energía solar, tanto para la generación de energía a gran escala, como para equipos autónomos, como la alimentación de edificios, campings y hogares aislados de la red.

La energía eólica es una de las fuentes de energía más antiguas utilizadas por la humanidad. Hoy en día, es una de las fuentes de energía más maduras y eficientes entre todas las fuentes de energía renovable. En términos de capacidad instalada global, es la segunda fuente de energía renovable más importante, con un total de 623 GW.

La energía eólica no causa contaminación, ya que es energía renovable, los vientos ocurren de manera natural y no es posible quedarse sin este tipo de fuentes de energía.

Debido a que tiene una gran eficiencia en cuanto a la superficie, dispone de un gran potencial ya que se puede llegar a obtener 20 veces más de energía de la que el mundo necesita. Por eso es la fuente de energía renovable que más rápido crece y esto permitirá luchar contra el calentamiento global y reducir costes de producción.

Los costes de producción cada vez son más bajos gracias a los avances tecnológicos y además disponer de un bajo mantenimiento implica costes operacionales bajos.

La principal desventaja es que el problema es que el viento es difícil de predecir y la disponibilidad de producción de energía no es constante. Por lo tanto, no se recomienda su uso donde se espera una producción estable. Además, no existen incentivos como la instalación de energía solar. En el nivel físico, las palas de las turbinas en movimiento representan una gran amenaza para las criaturas voladoras. Para las personas que viven en áreas cercanas a parques eólicos, el ruido es un problema y puede causar un gran impacto visual.

Es una energía con un futuro prometedor, actualmente existen multitud de granjas eólicas tanto on-shore como off-shore.

Actualmente, el precio medio de la energía eólica producida en España para grandes plantas eólicas es de 20 céntimos por kWh.

1.10.2.1.2. Principio de funcionamiento de un aerogenerador

La exposición del planeta tierra al sol provoca un calentamiento de éste, pero no de manera uniforme, debido a la forma esférica. Esta diferencia térmica produce una transferencia de energía entre los puntos más calientes a los más fríos y viceversa. Esta transferencia no termina y es la razón por la cual se genera el viento, es decir, aire atmosférico en movimiento con masa y energía cinética.

Parte de la energía cinética es la que se aprovecha para transformarla mediante las turbinas eólicas en energía eléctrica.

La cantidad de energía que puede generar una turbina eólica depende de la potencia del aerogenerador, de las características del viento en el lugar del emplazamiento, por lo que será necesario conocer el potencial eólico del lugar.

1.10.2.1.3. Variación del viento con el tiempo

El viento tiene un comportamiento estacional al largo del año, pero aleatorio, aun así, se pueden tratar los valores aproximados del viento mediante variables estadísticas. Para caracterizar la velocidad del viento, se realizará mediante distribuciones de probabilidad, más concretamente la distribución de Weibull.

La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad estadística que está definida por dos parámetros: un parámetro de forma llamado K y un parámetro de escala llamado C.

$$P_{(v)} = \left[\frac{K}{c} \right] * \left[\frac{v_i}{c} \right]^{(K-1)} * e^{-\left[\frac{v_i}{c} \right]^K} \quad (1)$$

Donde:

$P(v)$ = Probabilidad de tener una velocidad de viento

k = Factor de forma

v_i = Velocidad del viento considerada

c = Factor de escala, adimensional

Esta distribución puede tener diferentes formas en función del factor de forma k.

- Si $k = 1$, la distribución se convierte en una función exponencial
- Si $k = 2$, la distribución es de Rayleigh
- Si $k \approx 3.6$, la distribución es normal.

Este factor k depende del terreno donde se sitúa la instalación. Si es terreno interior, el valor aproximado es 2, si es de costa es 3. En el caso de la instalación se considera $k = 2$, ya que está en el interior de Cataluña.

El factor de escala procede de la relación entre la velocidad en el eje del aerogenerador y un valor constante.

Por tanto:

$$c = \frac{v_{eje}}{0,89} \quad (2)$$

Donde la velocidad del eje (v_{eje}) se obtiene a partir de:

$$v_{eje} = \underline{v} * \left(\frac{H_t}{H_m} \right)^C \quad (3)$$

Donde:

v_{eje} = Velocidad del viento en el eje (m/s)

\underline{v} = Velocidad media del viento en la zona (m/s)

H_t = Altura de la torre (m)

H_m = Altura de medida (m)

C = Coeficiente de geometría del terreno (0.1). Se obtiene de la Tabla 3

Terreno	Valor del exponente α
Lugares llanos con hielo o hierba	0.08 ÷ 0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 ÷ 0.16
Zonas rústicas	0.2
Terrenos poco accidentados o bosques	0.2 ÷ 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 ÷ 0.4

Tabla 3. Coeficiente de geometría del terreno

Si se mantiene el valor de C constante y se varía el valor de forma, se obtiene un comportamiento como el a) de la Figura 11, si es al revés es un comportamiento como el b).

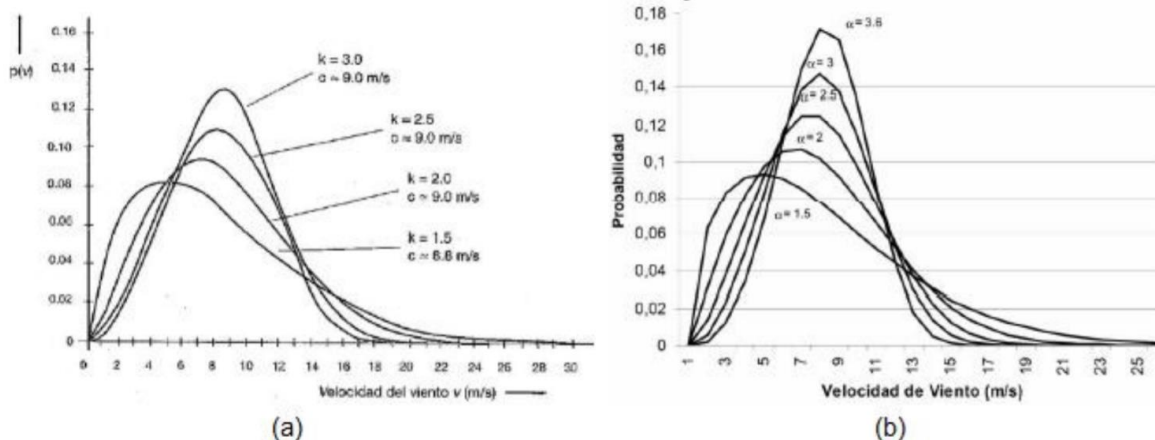


Figura 11. Comportamiento de la distribución de Weibull variando los factores de forma y escala

Gracias a esta distribución probabilística, se permite calcular la probabilidad de tener una determinada velocidad durante las horas de un día, mes o año y así poder realizar un historiograma y una aproximación para conocer las diferentes velocidades que habrá en una ubicación determinada.

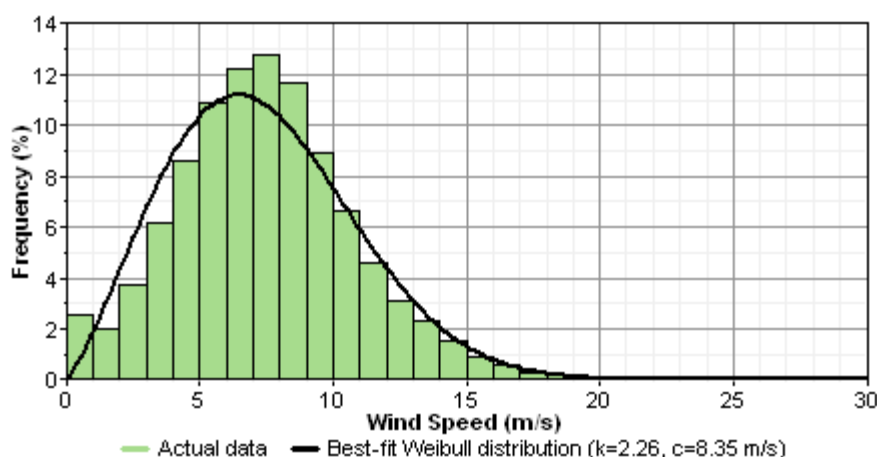


Figura 12. Distribución de Weibull (negro) y historiograma (diagrama de barras)

1.10.2.2. Selección de la instalación eólica

Los distintos elementos que componen la instalación eólica fotovoltaica están explicados en este apartado.

1.10.2.2.1. Aerogeneradores

Tipos de aerogeneradores

En función de la disposición del eje de las turbinas eólicas, se diferencian en dos tipos: turbinas eólicas de eje horizontal y turbinas eólicas de eje vertical.

Las turbinas de eje horizontal o HAWT (“Horizontal Axis Wind Turbine”). Este tipo de turbinas eólicas tienen el eje de rotación paralelo al suelo. Son las más comunes y eficientes, y se utilizan normalmente para la generación de electricidad a gran escala. Disponen de palas con perfiles aerodinámicos y utilizan rotores multipala, siendo el de 3 palas el más eficiente. Requieren de sistemas de orientación. Aprovechan las fuerzas aerodinámicas de sustentación para girar las aspas, girando en la dirección del viento. Es por eso que tienen mayor rendimiento.

Se pueden clasificar en función de su potencia:

- Micro < 1 kW. Utilizados en embarcaciones, refugios de montaña, iluminación, etc.
- Mini 1 kW a 10 kW. Utilizados en granjas, viviendas aisladas, etc.
- Baja 10 kW a 100 kW. Utilizados en comunidades de vecinos, campings, etc. Las utilizadas en la instalación de este presente proyecto debido a la necesidad energética del camping.
- Media 100 kW a 1000 kW. Utilizados en parques eólicos (terrenos montañosos o accidentados)
- Alta 1000 a 10000 kW. Utilizados en parques eólicos (terrenos llanos o mar adentro)



Figura 13. Aerogeneradores de alta potencia (izquierda) y de micro potencia (derecha)

Las turbinas de eje vertical o VAWT (“Vertical Axis Wind Turbine”) están menos desarrolladas a nivel tecnológico y con un uso más escaso. No requieren de sistema de orientación, pero no tienen un rendimiento elevado, por eso se utilizan en bajas potencias. Están limitadas debido a las grandes velocidades de viento, ya que no tienen tolerancia.

Existen varios tipos de turbinas VAWT (solamente serán mencionadas ya que no son las utilizadas en el proyecto):

- Turbinas Savonius.
- Turbina Darrieus
- Turbina Giromill
- Turbina WindSide
- Combinación de Savonius y Darrieus

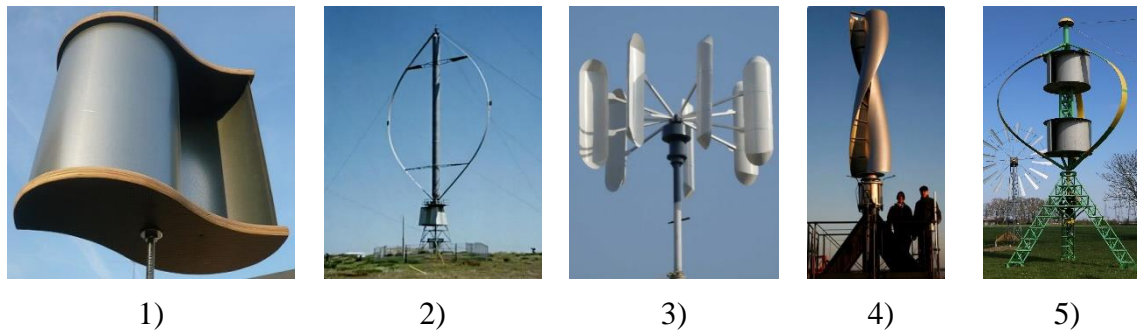


Figura 14. 1) Savonius 2) Darrieus 3) Giromill 4) WindSide 5) Combinación de Savonius y Darrieus

Las partes que componen una turbina HAWT de baja potencia tiene las siguientes partes:

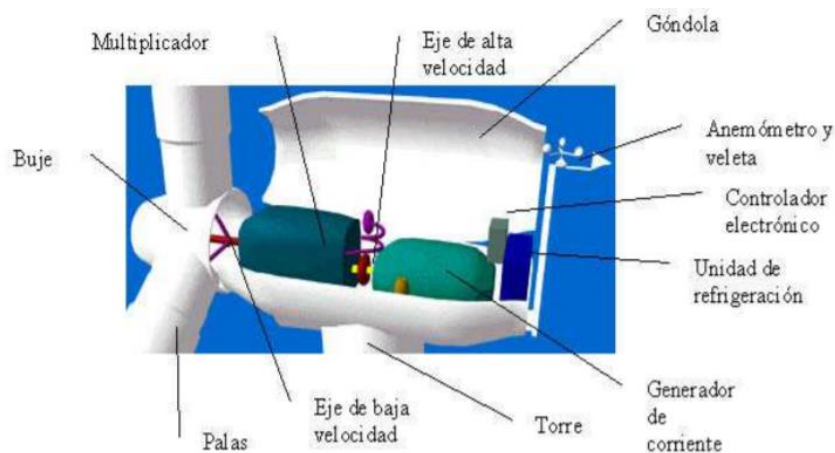


Figura 15. Esquema de un aerogenerador

- Góndola: Contiene los componentes del aerogenerador. Es accesible por el personal de servicio.
- Palas del rotor: Son los elementos que captan la energía cinética del viento. Transmiten la potencia del viento al generador mediante el buje. A mayor sea el área cubierta por las palas, mayor será la producción de energía.
- Buje: Es el elemento que realiza la unión de las palas del aerogenerador. Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- Eje de baja velocidad: Conecta el buje del rotor con el multiplicador. Este eje contiene conductos hidráulicos para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.
- Multiplicador: Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.
- Eje de alta velocidad: Gira a la velocidad que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia

que se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

- **Generador eléctrico:** Suele ser un generador síncrono de imanes permanentes.
- **Controlador electrónico:** Se trata de un ordenador que monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier problema, para el aerogenerador automáticamente y avisa al operario.
- **Unidad de refrigeración:** Se trata de un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. También enfría el aceite del multiplicador. Existen unidades con agua como refrigerante.
- **Torre:** Soporta la góndola y el rotor. Disponer de una torre alta aumenta la velocidad del viento, ya que, a mayor altura respecto al suelo, mayores velocidades. Se aconseja una altura mínima de 10 metros. Las características de las torres están explicadas en el apartado 1.11.2.2. Torres de los aerogeneradores.
- **Cola:** Su función es colocar las palas en la dirección del viento. Cuenta con un sistema que inutiliza el aerogenerador en caso de vientos altos.

Comparación de aerogeneradores

Al tratarse de una instalación aislada de la red, es preciso obtener la mayor cantidad de energía en los meses de mayor consumo. La instalación eólica cubrirá la demanda energética con una instalación fotovoltaica, por lo que no es necesario abusar de aerogeneradores ya que su precio es muy elevado.

Se busca un aerogenerador cuya curva de potencia en combinación con la distribución de las velocidades del viento de Weibull, proporcione la mayor cantidad de horas de funcionamiento.

Para la elección del generador óptimo, se ha realizado la comparación entre dos modelos de aerogeneradores de distinta potencia, de 20 kW y de 60 kW. La selección del generador vendrá dada por la cantidad de energía resultante y la necesidad energética para abastecer la instalación. Se tendrá en cuenta el peor de los meses, agosto, para el dimensionamiento.

Potencia	Energía total generada en agosto [kWh]	Necesidad energética en agosto [kWh]
60 kW	2725,24	11052
20 kW	539,25	11052

Tabla 4. Tabla comparativa de distintos aerogeneradores para la instalación

Se seleccionará el aerogenerador de 60 kW, ya que 1 solo produce más que 3 generadores de 20 kW (1617,75 kWh). Esto provocará un ahorro de espacio en el terreno, ya que se instalarán menos aerogeneradores.

El modelo seleccionado es un E-60 de la empresa Ryse Energy, que proporciona una potencia máxima de 70 kW y una nominal de 60 kW. Uno de los puntos clave en la selección de este aerogenerador es la velocidad a la que empieza a generar energía, 2 m/s. Disponer de tan baja velocidad permite una generación de energía en la zona en la que se instalaran los aerogeneradores, que son bajas velocidades.

Se compone de un rotor con tres hélices de fibra de vidrio y un alternador síncrono trifásico de imanes permanentes que este accionado directamente por las hélices. Es una turbina eólica tripala con un diámetro de rotor de 15.8 m que cubre un total de 193 m².

Al variar la velocidad de rotación, varía la frecuencia de la señal alterna a la salida.

Este aerogenerador es auto orientable, por tanto, hace que el rendimiento energético sea notablemente mayor.

Dispone de tres niveles de seguridad:

- Nivel base: control activo del paso de las palas, con 90° de movimiento, limita la potencia de salida y puede poner las palas en una posición de no generación total.
- Segundo Nivel: El sistema de control electrónico activa el freno mecánico con bloqueo del eje y el freno electromagnético de inducción.
- Tercer nivel: Los resortes pasivos se despliegan, poniendo las palas de la turbina en una posición de pérdida, estropeando la aerodinámica del rotor y, por consiguiente, su capacidad de rotación.

La turbina dispone de control remoto, para poder customizar sus parámetros para obtener una generación de energía óptima.

Dispone de detección inteligente de tormentas y un bloqueo automático de seguridad para proteger la turbina en caso de peligrosos vendavales.

Las palas y el buje disponen de un tratamiento con pintura epoxy y están selladas herméticamente para dotarlas de características anticorrosión.

Dispone de una garantía de 20 años mientras se realice el mantenimiento adecuado.

GENERATOR	Type	Permanent Magnet
	Maximum Power	70 kW
	Rated Power	60 kW
ROTOR	Configuration	Horizontal Axis
	No. of Blades	3
	Blade Material	Glass fibre
	Blade Length	7.4 m
	Rotor Diameter	15.8 m
	Swept Area	193 m ²
	Nominal Rotor Speed	120 rpm
	Pitch/Yaw	Downwind passive pitch
WIND	Cut-In Speed	2 m/s
	Rated Wind Speed	11 m/s
	Cut-Out Speed	30 m/s
	Survival Speed	59.5 m/s
WEIGHTS	Nacelle/Rotor	4,500 kg
TOWERS	Lattice	18 – 36 m
	Monopole	18 – 27 m
	Tilt-Up	18 – 27 m
DESIGN PARAMETERS	Turbine Design Class	IEC 61400-2 Class II
	Temperature Range	-20° to 50°C
	Lifespan & Servicing	20 years, subject to regular maintenance

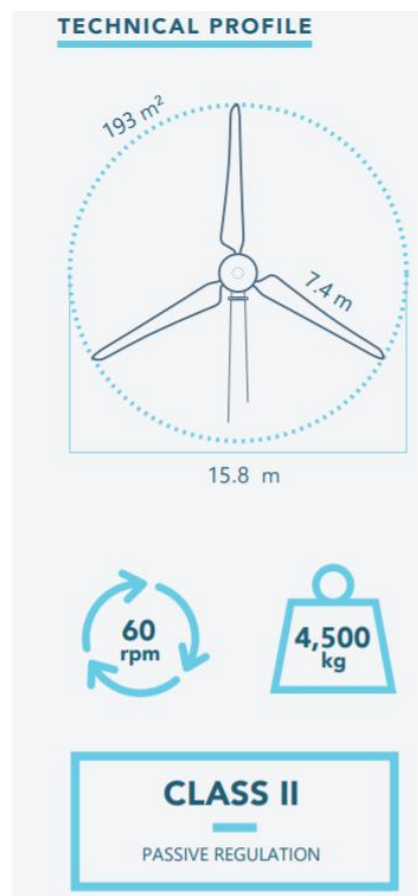


Figura 16. Especificaciones técnicas del aerogenerador E-60 [12]

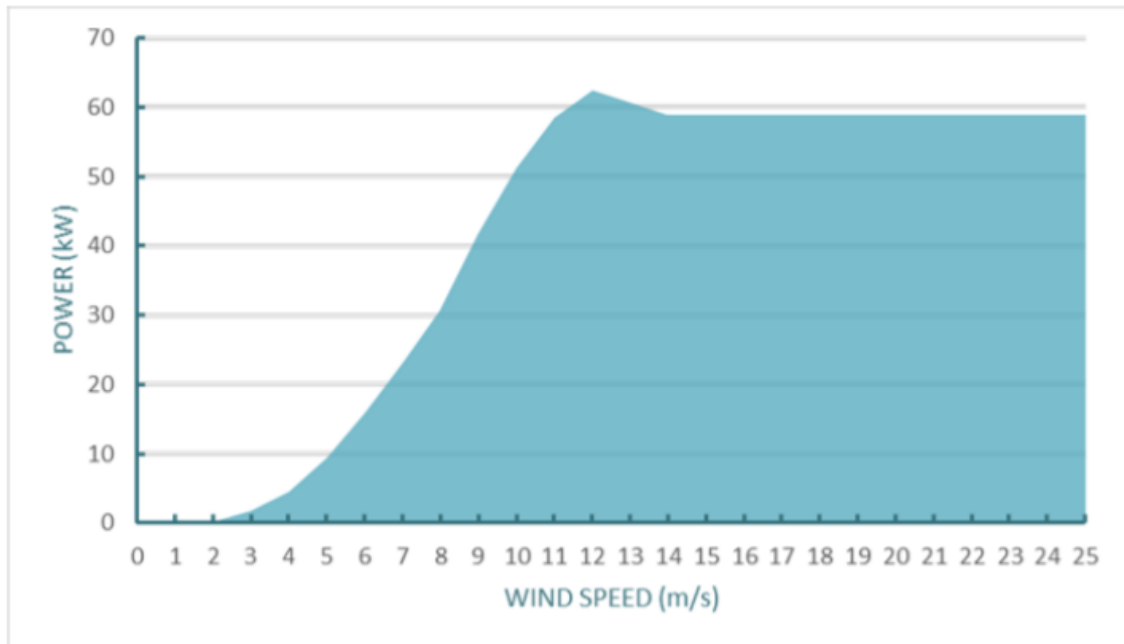


Figura 17. Curva de potencia del aerogenerador E-60 [12]

1.10.2.2.2. Torres para aerogeneradores

La función principal de las torres de los aerogeneradores es soportar la góndola y el rotor a una cierta altura donde puedan captar el viento correctamente.

Tipos de torres para aerogeneradores

Existen diferentes tipos de torres:

- Torres tubulares de acero: La gran mayoría de aerogeneradores se entregan con este tipo de torres. Vienen fabricadas en secciones de 20 hasta 30 metros con bridas en cada uno de los extremos y son unidas con pernos al momento de la instalación. Estas torres tienen el diámetro creciente hacia la base, para así aumentar su resistencia y ahorrar material.



Figura 18. Torres tubulares de acero

- Torres de celosía: Son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja de este tipo de torres es el coste, ya que se requiere la mitad del material de una torre tubular y con la misma rigidez. La desventaja es el impacto visual, motivo por el cual han ido desapareciendo de los generadores actuales.



Figura 19. Torre de celosía

- Torres de mástil tensado con vientos: Los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La principal ventaja de este tipo de torres es el ahorro de peso y coste. En su contra tienen el difícil acceso a la zona de alrededor de la torre, haciéndolas inapropiadas para zonas agrícolas. Este tipo de torres son más propensas a sufrir actos vandálicos.



Figura 20. Torre de mástil tensado con vientos

- Torres híbridas: Algunas torres son hibridaciones de los tipos mencionados anteriormente, por ejemplo, la Figura 20 es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada con vientos.



Figura 21. Torre híbrida

Consideraciones de las torres para aerogeneradores

El precio de la torre de la turbina eólica supone alrededor de un 20% del coste total de la turbina. Ampliar 10 metros de una torre de 50 metros supone 15000 \$ en EEUU. Por tanto, es importante para la amortización de la instalación y el coste final de la energía dimensionar correctamente las torres.

En cuanto a la altura de la torre, es una ventaja disponer de torres altas en zonas donde la rugosidad del terreno es elevada, ya que la velocidad del viento aumenta conforme la distancia del suelo es más elevada.

Las palas del rotor de turbinas en torres cortas están sometidas a velocidades de viento muy diferentes entre la posición más alta de la pala y la posición más baja, provocando un aumento de las cargas de fatiga en la turbina. Es por eso por lo que es importante escoger la altura adecuada.

La altura óptima de la torre es en función de:

- Coste por metro de torre
- La variación de los vientos con la altura sobre el nivel del suelo
- El precio que se obtiene por un kWh adicional de electricidad.

Normalmente, los fabricantes proveen las torres con una altura igual al diámetro del rotor.

La torre debe disponer de una escalera para permitir el acceso al interior de la góndola del aerogenerador. También se puede bajar el aerogenerador con una pequeña pluma para realizarle el mantenimiento y reparaciones pertinentes.

Selección de la torre para aerogeneradores

La torre sobre la que se instalarán los aerogeneradores es una torre cuatripatada Autostop P-1250, de 30 metros de altura. El fabricante no proporciona esta altura, tendría que hacerse sobre encargo.



Figura 22. Torre cuatripatada Autostop P-1250

El anclaje de la torre se realizará con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada. Los valores de la cimentación se extrapolarán a una altura de 30 metros, para obtener valores semejantes.

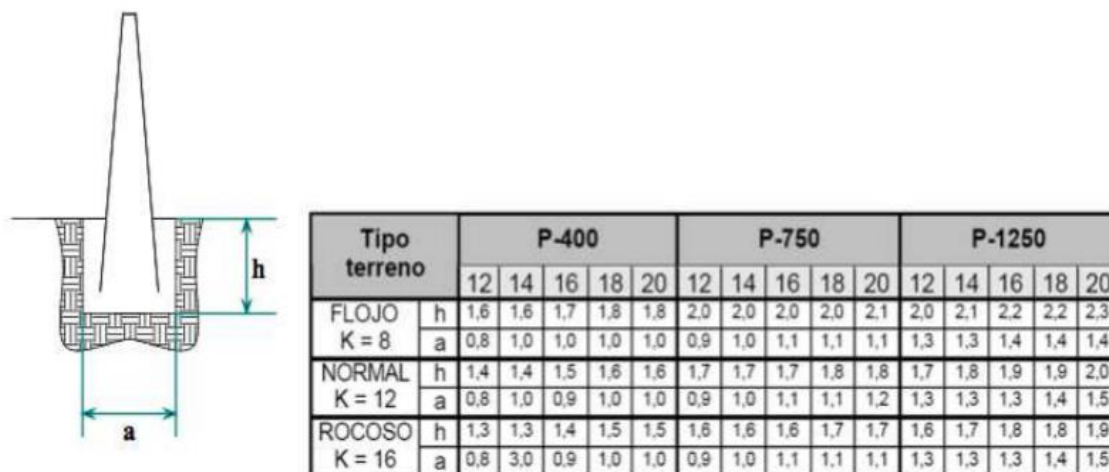


Figura 23. Dimensiones de la cimentación de la torre del aerogenerador

1.10.2.2.3. Canalización de la línea eléctrica

La canalización de la línea está prácticamente dividida en cuatro partes, dos para cada turbina. Comprenden el recorrido de la turbina hasta el terreno y de la base de la torre hasta el inversor. En función del tramo se dispondrá de un diámetro de tubo distinto. [1]

Las canalizaciones del aerogenerador hasta el terreno serán en tubo de acero de 110 mm de montaje superficial aéreo, amarrado interiormente en la torre mediante las abrazaderas necesarias para fijarlo. Las abrazaderas serán metálicas y la fijación mediante tornillería métrica de tornillo, arandela y tuerca. Dicha canalización viene incluida en el precio de la torre del aerogenerador.

Las canalizaciones enterradas se efectuarán en una zanja, como en el plano 23, de 0.6 metros de anchura y 0.80 metros de profundidad, según establece el REBT.

La excavación de la zanja se ejecutará de forma que no resulte dañada en exceso la parcela donde se realizará la instalación.

En cada punto de conexión entre los tramos de cada fila de paneles con el tramo común. Se dispondrá de una arqueta de registro de fundición de 600 x 600 mm.

Una vez realizada la zanja, se colocará una primera capa de unos 10 cm de arena cribada y se compactará. Seguidamente se colocará el tubo corrugado del diámetro seleccionado en la hipótesis pertinente (2 o 3), de 110 mm, de 140 mm, de 180 mm o de 225 mm de diámetro para la conducción de los cables en el centro de la zanja. El tubo contendrá un alambre para facilitar el paso de los cables.

Se rellenará la zanja hasta aproximadamente 10 cm por encima del tubo y se compactará.

Se colocarán placas de identificación de instalaciones enterradas y se acabará de rellenar la zanja con tierra sobrante de la primera excavación, en dos capas para poder compactar.

1.10.2.2.4. Línea eléctrica

La línea eléctrica se divide en varias partes ya que la instalación se compone de dos o mas aerogeneradores con corriente alterna en trifásico.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1%.

Cada tramo es una línea trifásica con un voltaje de 600 V.

La línea es tripolar (3 cables), uno para cada fase. Para la identificación de los conductores se utilizarán tres colores, gris, marrón y negro para cada una de las fases.

Se emplearán conductores flexibles de cobre con recubrimiento de XLPE de secciones 3x50 mm², 3x95mm², 3x185 mm² o 3x240 mm² en función de la hipótesis (2 o 3). [1]

1.10.2.2.5. Protecciones

El diseño de la instalación eólica tiene que garantizar por un lado la seguridad de las personas y por otro lado que el funcionamiento del sistema eólico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos conectados a este generador. Serán idénticas para las hipótesis 2 y 3. [1]

La instalación está protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles. Para conseguir dicho aislamiento, se utilizan cajas de conexión debidamente protegidas, para así evitar el acceso al interior. También se utilizan cables de doble aislamiento.

Además, se colocarán fusibles seccionadores, cuya función principal es aislar grupos concretos de la instalación, pudiendo así separar cada uno de los aerogeneradores del resto de la instalación. De esta manera se facilitan las labores de mantenimiento y aislamiento de las partes defectuosas.

Se dotará a la instalación de interruptores automáticos diferenciales para proteger la instalación de contactos directos. Se instalará uno de 100 A y sensibilidad de 30 mA, con el objetivo de proteger a las personas en caso de derivación de cualquier elemento de la instalación. Estará fijado sobre el perfil DIN.

1.10.2.2.6. Puesta a tierra

Se conectarán a tierra todas las masas de la instalación eólica.

La torre y el aerogenerador se conectarán también a tierra para reducir el riesgo de acumulación de cargas estáticas. Así se limita la tensión que con respecto a tierra presentan las masas metálicas. También se permite a los interruptores diferenciales la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de corrientes de defecto o descargas de origen atmosférico. [1]

Por tanto, la puesta a tierra queda como:

- Puesta a tierra 1, 2, 3, 4 y 5: Conectará una torre y su aerogenerador con el punto de puesta a tierra situado en el pie de la torre. La sección será como mínimo de 25 mm² para conductores de cobre aislado y de 35 mm² para conductores desnudos enterrados horizontalmente hasta la pica. Existen 5 diferentes, una por cada aerogenerador utilizado en las hipótesis 2 y 3.
- Punto de puesta a tierra: punto situado en el suelo en una pequeña arqueta, que sirve de unión entre la puesta a tierra y los electrodos. Construido por un dispositivo de conexión que permita la unión entre ambos tramos. El motivo es poder realizar la medida de la resistencia de tierra.
- Electrodo: formados por 6 picas verticales de 2.5 m y de 14 mm de diámetro, separadas 5 metros y el conductor enterrado horizontalmente que las une. Será un

conductor de cobre enterrado no protegido contra la corrosión con una sección mínima de 25 mm² según la ITC-BT-18 [1]. Los electrodos estarán presentes en cada una de las instalaciones de puesta a tierra.

1.10.2.2.7. Características básicas de la cimentación

Para ejecutar la cimentación de las torres de los aerogeneradores se seguirán los siguientes pasos:

1. Excavación

Para la realización del cimientado de la torre del aerogenerador, se debe realizar una excavación mediante métodos mecánicos de 4 x 4 m² y una profundidad mínima de 1 metro. Se debe procurar que el fondo quede perfectamente nivelado y limpio.

2. Hormigón de limpieza

Sobre el fondo realizado mediante la excavación, se verterá una capa de hormigón de 10 cm de espesor, tipo medio y con una resistencia de 100 kg/cm³. Debe quedar toda la capa nivelada.

3. Armaduras

Consisten en una malla de acero, formada mediante entramados de tiras de acero tipo AEH N de 16 mm y 10 mm de diámetro, colocadas a 20 x 20 cm, dobladas en los extremos con un radio de 7 cm.

Esta malla se colocará sobre la capa de hormigón previamente realizada con una separación de 7 cm mediante separadores metálicos unidos con alambre de 1.3 mm.

4. Virola y brida

Corresponden al elemento de unión entre el cimientado de hormigón y la torre del aerogenerador. Se suministra en 1 pieza que en su parte inferior llevará tornillos de nivelación.

Consiste en dejar la brida perfectamente nivelada y centrada, previamente al hormigonado definitivo.

5. Hormigonado

Se lleva a cabo con hormigón en masa fabricado con árido rodado de 20 mm de tamaño máximo y 205 kg/cm² de resistencia, de consistencia plástica.

El procedimiento de la administración del hormigón es lentamente por el interior de la virola, anivelando interiormente la superficie, para así garantizar que el espacio que queda hueco garantice que los tornillos se pueden colocar. Se debe dejar a una altura mínima de 15 mm.

Al finalizar se debe comprobar que la brida esta nivelada. Se recomienda fijarla antes de iniciar el hormigonado definitivo.

1.10.3. Sistema modular

En esta instalación se utilizará un sistema modular INGECON Hybrid MS que se adapta a los requisitos de la instalación. Este novedoso sistema permite reducir el tiempo de montaje y facilita la logística. Este sistema dispone de gran flexibilidad, ya que cada instalación puede estar compuesta por un máximo de 4 módulos easy manager, 4 módulos inversores, 4

módulos fotovoltaicos y 4 módulos aerogeneradores. El número de módulos dependerá de la instalación. [10]



Figura 24. Sistema modular INGECON Hybrid MS

La unión de módulos es tan simple como la mostrada en la Figura 25.



Figura 25. Unión de módulos

Este sistema dispone de diferentes módulos convertidores de potencia que pueden ser combinados según las necesidades de la instalación. Cada módulo está formado por un bloque electrónico y la aparamenta de los elementos de potencia requeridos.

El propio sistema permite incorporar todos los elementos que se observan en la Figura 26. Puede llegar a permitir la interconexión de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos, baterías, un grupo electrógeno y el punto de conexión con la instalación del camping.

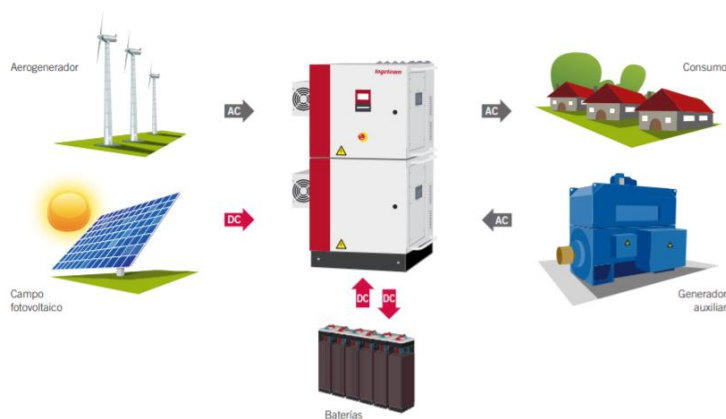


Figura 26. Esquema de conexión del INGECON Hybrid MS

Las especificaciones técnicas generales del sistema se observan en la Figura 27.

	1 Módulo	2 Módulos	3 Módulos	4 Módulos**
Módulo fotovoltaico				
Número de entradas	3	6	9	12
Potencia	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Rango de tensión	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc
Máxima corriente por cada entrada	30 A	30 A	30 A	30 A
Módulo aerogenerador				
Número de entradas	3	6	9	12
Potencia	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Rango de tensión de línea	70 - 495 Vac	70 - 495 Vac	70 - 495 Vac	70 - 495 Vac
Corriente máxima de línea por cada entrada	24 A	24 A	24 A	24 A
Módulo energy manager				
Potencia	30 kW	60 kW	90 kW	120 kW
Tensión de entrada de baterías	200 - 500 Vdc	200 - 500 Vdc	200 - 500 Vdc	200 - 500 Vdc
Máxima corriente	100 A	200 A	300 A	400 A
Entrada Fotovoltaica *				
Potencia nominal	1 x 15 kW	1 x 15 kW	1 x 15 kW	1 x 15 kW
Rango de tensión	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc
Máxima corriente	30 A	30 A	30 A	30 A
Módulo inversor				
Potencia nominal	30 kVA	60 kVA	90 kVA	120 kVA
Tensión de salida	380 - 430 Vac (neutro accesible)	380 - 430 Vac (neutro accesible)	380 - 430 Vac (neutro accesible)	380 - 430 Vac (neutro accesible)
Frecuencia de salida	50 - 60 Hz	50 - 60 Hz	50 - 60 Hz	50 - 60 Hz
THD	<4%	<4%	<4%	<4%
Coseno Phi	de -1 a 1	de -1 a 1	de -1 a 1	de -1 a 1
Rendimiento				
Eficiencia	> 96%			
Datos generales				
Temperatura funcionamiento	-10°C a +45°C			
Grado de protección	IP 20			
* Solo el primer módulo Energy Manager tiene una entrada adicional de campo fotovoltaico. ** Máximo número de módulos. Referencias normativas: Marcado CE				

Figura 27. Especificaciones técnicas del INGECON Hybrid MS

Esta conforme a las normas:

- Marcado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.
- Directiva Baja Tensión EN 50178
- Posibilidad de desconexión manual.
- Conforme al RD 1663/2000
- Con o sin transformador AC de aislamiento galvánico incluido.

La finalidad de este sistema es generar tensión alterna a partir de las fuentes de energía renovables. El uso de las baterías o del grupo electrógeno dependerán de la producción de los generadores de energías renovables y la demanda del camping.

Siempre se prioriza la energía renovable. Cuando la energía producida sea mayor que la demanda, el excedente se irá almacenando en las baterías. Si las baterías están cargadas, la energía o bien se mantiene en estado de flotación y se regula la potencia que se genera para ajustarse con la demanda, o se vende a la red eléctrica.

En el caso contrario, si la carga del camping demanda mayor energía a la producida, se absorberá la energía de las baterías. En caso de que no sea suficiente, se activará el grupo electrógeno.

El propio sistema dispone de distintas protecciones:

- Protecciones eléctricas integradas contra sobretensiones transitorias mediante varistores.
- Protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas a la salida.
- Protecciones ante descargas atmosféricas.
- Protecciones contra polarización inversa.
- Protecciones contra fallos de aislamiento,
- Protecciones contra sobret temperatura en el equipo.
- Protección anti-isla.

La interconexión de módulos se realizará mediante barras de cobre en la parte posterior. Este número de barras dependerá del módulo en cuestión. Ejemplo de conexión en la Figura 28

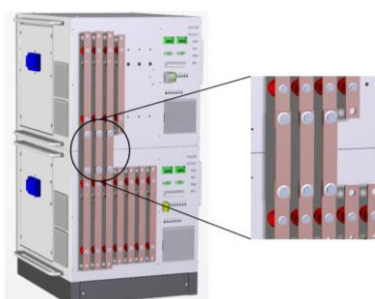


Figura 28. Conexión de un módulo de carga y un inversor

Si existen varios módulos de carga de baterías, las barras sobrantes se tendrán que conectar una a una verticalmente tal como indica la Figura 29.

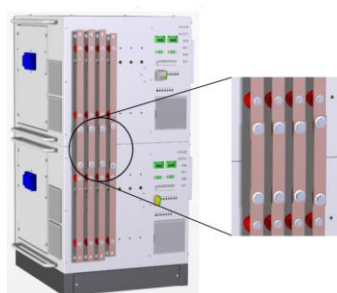


Figura 29. Conexión de dos módulos de carga de baterías

Lo mismo pasa para dos módulos de inversores.

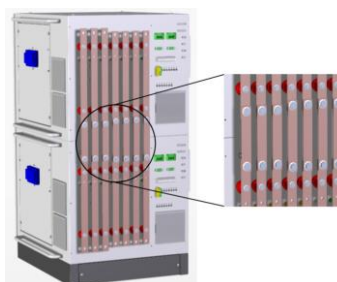


Figura 30. Conexión de dos módulos de inversores

1.10.3.1. Módulo energy manager

Este módulo gestiona la carga y descarga del paquete de baterías, protegiéndolas de sobrecargas y de descargas profundas. La instalación aislada debe tener al menos un módulo cargador de batería. Es fundamental para cualquier instalación porque controla la comunicación con otros módulos, supervisa el estado de todas las entradas y gestiona los permisos de funcionamiento. El módulo incluye una pantalla de interfaz de usuario.

Las especificaciones técnicas de este módulo son:

- Potencia máxima: 30 kW
- Rango de voltaje: 240 a 400 V DC
- Corriente máxima: 100 A DC

La conexión del banco de baterías se realizará en el bus bar, localizado en la parte posterior de los módulos de baterías. La conexión se debe realizar con un terminal de anillo M12.



Figura 31. Módulo de baterías

- En BAT + se realizará la conexión de la parte positiva.
- En BAT – se realizará la conexión de la parte negativa.

1.10.3.2. Módulo inversor

El módulo inversor es un convertidor bidireccional que funcionará como:

- Inversor: Genera una tensión de onda sinusoidal pura trifásica con amplitud y frecuencia constantes para adaptar la potencia de salida a la carga requerida por el dispositivo cuando el grupo electrógeno no está funcionando.
- Rectificador: Cargando las baterías cuando el grupo electrógeno está funcionando y conectado a una carga.
- Soporte del grupo electrógeno: Cuando éste está funcionando, si las baterías están cargadas y hay energía renovable, pueden apoyar al grupo electrógeno.

Las especificaciones técnicas de este módulo son:

- Potencia máxima: 30 kVA (10 kVA por fase)
- Rango de voltaje: 380 a 430 V AC (Tres fases + neutro)
- Frecuencia: 50 – 60 Hz
- THD: < 4%
- Cos (φ): de -1 a 1
- Salida AC cortocircuitable.
- Eficiencia: > 96%

Los cables que conectaran el inversor con el punto de conexión deben ir conectados al busbar del módulo del inversor. La conexión se hace con un terminal de anillo M12.



Figura 32. Módulo inversor

- En L1 se realizará la conexión de una línea de la conexión trifásica.
- En L2 se realizará la conexión de una línea de la conexión trifásica.
- En L3 se realizará la conexión de una línea de la conexión trifásica.
- En N se realizará la conexión del neutro de la conexión trifásica.

1.10.3.3. Módulo fotovoltaico

Este módulo gestiona tres entradas fotovoltaicas de 15 kW y dispone de control MPPT independiente. Estas entradas se pueden configurar para que funcionen en paralelo, lo que da como resultado una única entrada con una potencia máxima de 45 kW. Para aumentar la potencia del dispositivo, se pueden instalar hasta cuatro módulos en el mismo sistema.

Es importante no superar la corriente máxima de las entradas.

Las especificaciones técnicas de cada entrada de este módulo son:

- Potencia máxima: 15 kW
- Rango de voltaje: 150 a 700 V DC
- Corriente máxima: 30 A DC



Figura 33. Entradas del módulo fotovoltaico

Entrada 1:

- XPV1.1 Positivo
- XPV1.2 Negativo

Entrada 2:

- XPV2.1 Positivo

- XPV2.2 Negativo

Entrada 3:

- XPV3.1 Positivo
- XPV3.2 Negativo

1.10.3.4. *Módulo eólico*

Un convertidor para gestionar tres entradas de energía eólica de 15 kW con un control MPPT. Estas entradas se pueden configurar para operar en paralelo para obtener diferentes opciones de potencias.

Se pueden conectar distintas entradas en paralelo para conseguir las potencias necesarias para el aerogenerador seleccionado (Figura 34).

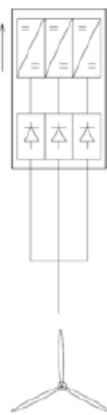


Figura 34. Distintas conexiones de los aerogeneradores



Figura 35. Entradas del módulo eólico

Entrada 1:

- XWT1.1 L1
- XWT1.2 L2
- XWT1.3 L3

Entrada 2.

- XWT2.1 L1

- XWT2.2 L2
- XWT2.3 L3

Entrada 3:

- XWT3.1 L1
- XWT3.2 L2
- XWT3.3 L3

1.10.3.4.1. Sistema de volcado de carga

Además, el módulo de energía eólica puede incorporar un sistema de volcado de carga que está diseñado para frenar los aerogeneradores con el fin de ajustar la potencia generada a la demandada por la instalación, manteniendo el control sobre la misma.

Este módulo es útil cuando no se pretende vender la energía sobrante de los aerogeneradores.



Figura 36. Sistema de volcado de carga

La conexión del sistema de volcado de carga se realizará con el módulo eólico con las conexiones siguientes:

- XR1.1 Modulo → XR1.1 Volcado de carga
- XR1.2 Modulo → XR1.2 Volcado de carga
- XR2.1 Modulo → XR2.1 Volcado de carga
- XR2.2 Modulo → XR2.2 Volcado de carga
- XR3.1 Modulo → XR3.1 Volcado de carga
- XR3.2 Modulo → XR3.2 Volcado de carga

Para suministrar potencia al módulo se utilizan las siguientes conexiones:

- JM1.3 Modulo → JM1.3 Volcado de carga
- JM1.4 Modulo → JM1.4 Volcado de carga

1.10.3.5. Conexión del grupo electrógeno

El grupo electrógeno se encarga de crear una red de tensión trifásica, siempre que esté en funcionamiento y conectado al sistema híbrido. Esto significa que debe tener suficiente capacidad de potencia para satisfacer de forma independiente la demanda total de la carga.

Además, se recomienda elegir el tamaño del generador para que pueda usarse para cargar la batería al mismo tiempo. Por lo tanto, se utiliza un grupo electrógeno con una potencia nominal dos veces mayor que la potencia nominal del dispositivo.

El módulo Ingecon® Hybrid MS no incluye los componentes necesarios para conectar el grupo electrógeno. Se debe comprar un kit de grupo electrógeno de 120 kVA que incluye:

- Contactor para la conexión del grupo electrógeno

- Disyuntor magnetotérmico para proteger el generador.
- Regleta de conexión de terminales
- Contador de energía (vatímetro)
- Transformadores de medida de corriente
- Disyuntor magnetotérmico para la salida AC del Ingecon Hybrid MS

La conexión del generador se realizará de la manera que se observa en la Figura 37.

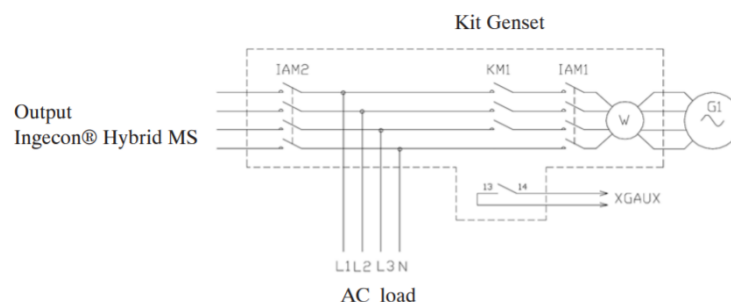


Figura 37. Conexión del grupo electrógeno con el inversor

Para conectar los terminales del grupo electrógeno con el inversor se utilizarán las entradas de la Figura 38.



Figura 38. Conexiones del grupo electrógeno en el inversor

- XGAUX.8 se realizará la conexión de una línea de la conexión trifásica.
- XGAUX.9 se realizará la conexión de una línea de la conexión trifásica.
- XGAUX.10 se realizará la conexión de una línea de la conexión trifásica.
- XGAUX.11 se realizará la conexión del neutro de la conexión trifásica.

Para instalar el sistema remoto de inicio/stop de generación del grupo electrógeno que incorpora el kit de generadores, se utilizarán los siguientes esquemas y contactos de la figura 39. Estos contactores tienen valores nominales de 230 Vac y 8 A.

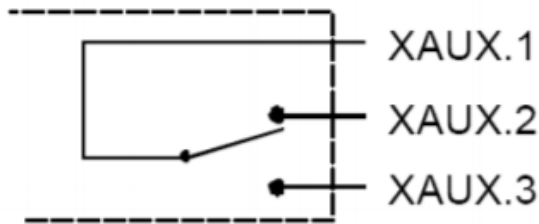


Figura 39. Sistema remoto de inicio/stop del grupo electrógeno

Los contactores de potencia para la conexión de los grupos electrógenos deben estar equipados con un contacto auxiliar normalmente abierto (NA). El Ingecon® Hybrid MS verifica el cierre efectivo de los contactores mediante la lectura de sus contactos auxiliares, los cuales deben conectarse a los terminales XGAUX.1 a XGAUX.5, ubicados en la parte posterior del módulo inversor principal. Si el sistema va a operar con un solo generador, entonces el contacto auxiliar (contacto KM1) debe estar cableado a XGAUX.1 - XGAUX.5.

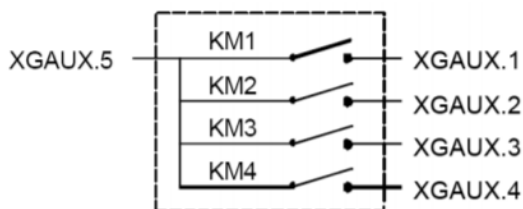


Figura 40. Contacto auxiliar para la conexión de un grupo electrógeno

1.10.3.6. *Conexión a tierra*

La puesta a tierra de los módulos apilados verticalmente se realiza a través de las dos varillas roscadas situadas en el frente. Para conectar a tierra cada módulo, se conecta el cable trenzado ubicado en el interior del módulo a cada varilla y se asegura firmemente con una tuerca.

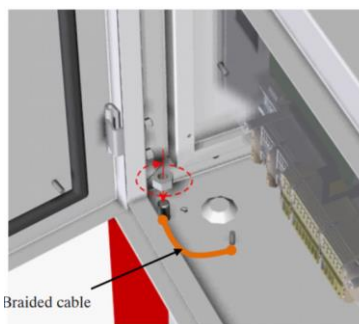


Figura 41. Conexión a tierra de los módulos

Cada pack de módulos se conectará a tierra mediante un cable que la conecte a tierra.

Para conectar a tierra cada pack, hay un terminal verde y amarillo ubicado en la parte posterior de los módulos (sección nominal 16 mm²). Solo necesita conectar a tierra un módulo por pack.



Figura 42. Ejemplo de conexión de los módulos a tierra

1.10.3.7. *Canalización de la línea eléctrica*

Las canalizaciones de la línea serán puramente enterradas y va desde el inversor hasta el punto de conexión.

Las canalizaciones enterradas que comprende desde el inversor hasta el punto de conexión, se efectuará en una zanja, como en el plano 23, de 0.6 metros de anchura y 0.80 metros de profundidad, según establece el REBT. [1]

La excavación de la zanja se ejecutará de forma que no resulte dañada en exceso la parcela donde se realizará la instalación. También se atravesará un tramo de carretera, que tendrá que resultar dañada lo mínimo posible.

En cada punto de conexión entre los tramos de cada fila de paneles con el tramo común. Se dispondrá de una arqueta de registro de fundición de 600 x 600 mm.

Una vez realizada la zanja, se colocará una primera capa de unos 10 cm de arena cribada y se compactará. Seguidamente se colocará el tubo corrugado de 90 o 160 mm de diámetro para la conducción de los cables en el centro de la zanja, en función de la hipótesis. El tubo contendrá un alambre para facilitar el paso de los cables.

Se rellenará la zanja hasta aproximadamente 10 cm por encima del tubo y se compactará. En el caso del tramo de carretera se procederá a la aplicación de asfalto.

Se colocarán placas de identificación de instalaciones enterradas y se acabará de rellenar la zanja con tierra sobrante de la primera excavación, en dos capas para poder compactar.

1.10.3.8. *Línea eléctrica*

La línea eléctrica consta del tramo desde el inversor hasta el punto de conexión.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 3%.

Cada tramo es una línea trifásica con un voltaje de 400 V.

La línea es tetrapolar (4 cables), uno para cada fase y el neutro. Para la identificación de los conductores se utilizarán cuatro colores, gris, marrón y negro para cada una de las fases y verde-amarillo para el conductor de protección.

Se emplearán conductores flexibles de cobre con recubrimiento de XLPE de secciones 3x25 + 16 mm² para las hipótesis 1 y 2 y 3x120 mm² + 70 mm² para la hipótesis 3. [1]

1.10.3.9. Local del sistema modular

El INGECON Hybrid MS tiene que estar localizado en ambientes con características especiales.

- Tiene que estar situado en una localización con facilidad de acceso para la instalación y mantenimiento, con espacio suficiente para operar el teclado y leer los indicadores LED.
- Está prohibido dejar ningún objeto encima de los módulos.
- Las salidas de aire pueden alcanzar temperaturas de 85 °C, por tanto, no se pueden dejar materiales sensibles a la temperatura en frente.
- Evitar ambientes corrosivos.
- El local donde estará instalado debe incorporar un sistema de seguridad para evitar el acceso de personal no autorizado.
- El dispositivo tiene protección IP20. Eso implica que está protegido ante la entrada de elementos en el dispositivo y ante el acceso libre de las partes peligrosas.
- El dispositivo debe estar instalado en un local cubierto, seco y libre de polvo. No es recomendable instalarlo en exteriores.
- Las temperaturas de operación son de entre -10°C hasta 40 °C.
- El aire del local debe ser limpio y con una humedad que no exceda el 50% a 40 °C. Mayor porcentaje es admitido a temperaturas menores a 30 °C.
- Cuando está en operación, hace un leve zumbido.
- Se pueden instalar un máximo de 4 módulos de alto. Para facilitar la interconexión, los módulos del mismo tipo deberían estar apilados juntamente.
- Tiene que existir un mínimo de 800 mm entre cada apilamiento de módulos. El aire debe circular libremente. Cada módulo está equipado con ventiladores.

1.10.4. Baterías de la instalación

Debido a la intermitencia de la producción de la energía fotovoltaica y eólica obliga a la instalación disponer de un sistema de almacenaje de energía eléctrica. El dimensionamiento del sistema de baterías dependerá de su capacidad, ya que es la cantidad de electricidad que puede almacenar.

1.10.4.1. Tipos de baterías

Los acumuladores más utilizados en el ámbito solar y eólico son:

- **Baterías de Plomo-Ácido:** Este tipo de baterías tiene elementos con electrolito líquido. Son las baterías más utilizadas en las instalaciones solares aisladas, debido a su bajo coste y alto rendimiento.
- **Baterías AGM (VRLA):** Este tipo de baterías está diseñado para pequeñas instalaciones fotovoltaicas. No requieren de mantenimiento. Dada su manera de fabricación, no necesitan estar en lugares ventilados. En este tipo de baterías, el electrolito está contenido en la fibra de vidrio absorbente entre las placas.
- **Baterías de gel (VRLA):** Este tipo de baterías es muy útil en instalaciones solares aisladas, donde se requiere mucho de su uso, ya que es un elemento indispensable para el buen funcionamiento de la carga de sistema. Puede disponer de carga durante 6 meses sin bajar del 80%. El electrolito es gel, por tanto, no sufre casi de evaporación y por tanto aumenta su durabilidad y permite más ciclos de cargas y descarga.

1.10.4.2. Selección de la batería

Para dimensionar la batería es necesario calcular la energía que se necesita para 3 días con el máximo consumo diario.

Los acumuladores serán utilizados en todas las hipótesis, ya que son los encargados de evitar que el camping se quede sin energía en caso de falta de producción energética.

Las baterías seleccionadas son de la marca GNB Industrial Power, las Classic OPzS Solar, de 24 V y 4100 Ah. Son de Plomo-Ácido.

Son baterías optimizadas para aplicaciones de energías renovables ya que proveen una máxima capacidad de ciclo y una larga vida útil. Además, están hechas de una aleación especial y disponen de una gran reserva de electrolito para disponer de intervalos de recarga muy largos. Requieren bajo mantenimiento, por lo que ahorra costes y son completamente reciclables para así dejar menos huella de carbono. La selección de la batería vendrá dada en cada hipótesis.

1.10.4.3. Canalización de la línea eléctrica

La canalización de la línea es un tramo corto que comprende desde las baterías hasta el inversor. [1]

Las canalizaciones de las baterías hasta el inversor serán en tubo de PVC de 50 mm de montaje fijo en superficie.

1.10.4.4. Línea eléctrica

La línea eléctrica se divide en un tramo, desde las baterías hasta el módulo inversor.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 0.5%.

Cada tramo es una línea monofásica con un voltaje de 360 V.

La línea es bipolar (2 cables), uno correspondiente al polo positivo y otro al polo negativo. Para la identificación de los conductores se utilizarán dos colores, rojo para el positivo y negro para el negativo.

Se emplearán conductores flexibles de cobre con recubrimiento de XLPE de secciones 2x50 mm². [1]

1.10.4.5. Local de las baterías

El local de las baterías es del tipo de Instalaciones en locales en que existan baterías de acumuladores de la ITC-BT-30 [1].

Entonces, se tiene que cumplir con las especificaciones que impone la ITC para este tipo de locales con posibilidad de desprendimiento de gases, ya que se considerarán como locales o emplazamientos con riesgo de corrosión debiendo cumplir las siguientes preinscripciones:

- El equipo eléctrico utilizado estará protegido contra los efectos de vapores y gases desprendidos por el electrolito.
- Los locales deberán estar provistos de una ventilación natural o forzada que garantice una renovación perfecta y rápida del aire. Los vapores evacuados no deben penetrar en locales contiguos.

- La iluminación artificial se realizará únicamente mediante lámparas eléctricas de incandescencia o de descarga.
- Las luminarias serán de material apropiado para soportar el ambiente corrosivo y evitar la penetración de gases en su interior.
- Los acumuladores que no aseguren por sí mismos y permanentemente un aislamiento suficiente entre partes en tensión y tierra, deberán ser instalados con un aislamiento suplementario. Este aislamiento no podrá ser afectado por la humedad.
- Los acumuladores estarán dispuestos de manera que pueda realizarse fácilmente la sustitución y el mantenimiento de cada elemento. Los pasillos de servicio tendrán una anchura mínima de 0,75 metros.
- Si la tensión de servicio en corriente continua es superior a 75 voltios con relación a tierra y existen partes desnudas bajo tensión que puedan tocarse inadvertidamente, el suelo de los pasillos de servicio será eléctricamente aislante.
- Las piezas desnudas bajo tensión, cuando entre éstas existan tensiones superiores a 75 voltios en corriente continua, deberán instalarse de manera que sea imposible tocarlas simultánea e inadvertidamente.

1.10.5. Grupo electrógeno

El grupo electrógeno tiene la función de suministrar energía eléctrica al camping cuando exista la posibilidad de una larga continuidad de días con condiciones climatológicas desfavorables y los generadores de energías renovables no produzcan suficiente energía y las baterías ya estén completamente descargadas o la potencia demandada por el camping supere los 49 kW.

1.10.5.1. Partes de un grupo electrógeno

Este dispositivo es una máquina que mueve un generador eléctrico mediante un motor de combustión interna, transformando la energía mecánica en energía eléctrica. Se compone de las siguientes partes:

- **Motor de combustión:** En este proyecto se ha seleccionado un motor diésel, ya que ofrece menor consumo, gran eficiencia y reducción de emisiones de CO₂.
- **Sistemas auxiliares del motor:** Sistema de regulación electrónico de velocidad para disponer de la velocidad óptima para conseguir la frecuencia necesaria. También dispone de sistemas reguladores de aceite, líquido refrigerante, entre otros.
- **Sistema de arranque:** Para arrancar el motor es necesario disponer de un motor eléctrico más pequeño. Este motor se mueve gracias a las baterías que incorpora el grupo electrógeno y que son cargadas por el alternador.
- **Sistema de ventilación:** Para refrigerar el motor se utiliza el aceite que lo lubrica y este mismo aceite extrae el calor a un sistema de agua que recorre el motor. El calor se expulsa al exterior mediante un ventilador que se acciona gracias al movimiento del motor.
- **Alternador:** Permite la conversión de energía mecánica en energía eléctrica. Es una máquina eléctrica síncrona de 4 polos, autoexcitado, sin escobillas. El alternador será autorregulable electrónicamente con una tensión constante de $\pm 5\%$ y estará conectado se conectará en estrella para lograr la mayor tensión que proporciona el alternador.
- **Acoplamiento:** es la unión entre motor y alternador. En el caso del grupo electrógeno seleccionado consiste en un acoplamiento mediante monopalier directo con discos de acero flexible.

- Depósito de combustible: Es el almacenamiento del diésel. Algunos generadores no disponen de él, pero no es el caso de la instalación de este proyecto.

1.10.5.2. Selección del grupo electrógeno

El grupo electrógeno tiene que ser capaz de cubrir la demanda energética en el camping de 49 kW.

Atendiendo a los requisitos del inversor, el grupo electrógeno seleccionado es un HIMOINSA HFW-125 T5 [11]



Figura 43. HIMOINSA HFW-125 T5 [11]

Es un grupo electrógeno diésel que está refrigerado por agua. Dispone de conexión trifásica a 50 Hz. Tiene un depósito de combustible de gran capacidad de acero y de un total de 850 litros.

El alternador es autoexcitado y autorregulado. Dispone de protección IP23 y aislamiento clase H.

Las características técnicas del grupo electrógeno se pueden observar en la Tabla

Marca	HIMOINSA
Modelo	HFW-125 T5
Potencia activa	120 kVA
Potencia activa de emergencia	130 kVA
Potencia	107.2 kW
Potencia de emergencia	118.2 kW
RPM	1500
Voltaje estándar	400/230
Factor de potencia	0.8
Combustible	Gasoil
Consumo combustible 100% carga	27.6 l/h
Consumo combustible 80% carga	21.6 l/h
Consumo combustible 50% carga	14.4 l/h
Depósito de combustible	850 l

Autonomía con 80% de carga	39 h
Dimensiones	2750 x 2163 x 1100 mm
Presión sonora	69 ± 2.4 dB a 7 m

Tabla 5. Características técnicas del grupo electrógeno seleccionado [11]

1.10.6. Canalización de la línea eléctrica

Las canalizaciones de la línea están divididas en dos tramos, uno desde el grupo electrógeno hasta el inversor y otro desde el grupo electrógeno hasta el punto de conexión.

Las canalizaciones del grupo electrógeno hasta el inversor serán en tubo de PVC de 63 mm de montaje fijo en superficie.

Las canalizaciones enterradas que comprende desde el generador hasta el punto de conexión, se efectuará en una zanja, como en el plano 23, de 0.6 metros de anchura y 0.80 metros de profundidad, según establece el REBT.

La excavación de la zanja se ejecutará de forma que no resulte dañada en exceso la parcela donde se realizará la instalación. Existe un tramo de carretera que tendrá que ser dañado lo mínimo posible.

En cada punto de conexión entre los tramos de cada fila de paneles con el tramo común. Se dispondrá de una arqueta de registro de fundición de 600 x 600 mm.

Una vez realizada la zanja, se colocará una primera capa de unos 10 cm de arena cribada y se compactará. Seguidamente se colocará el tubo corrugado de 140 mm de diámetro para la conducción de los cables en el centro de la zanja. El tubo contendrá un alambre para facilitar el paso de los cables.

Se rellenará la zanja hasta aproximadamente 10 cm por encima del tubo y se compactará. En el caso del tramo de carretera se procederá a la aplicación de asfalto.

Se colocarán placas de identificación de instalaciones enterradas y se acabará de rellenar la zanja con tierra sobrante de la primera excavación, en dos capas para poder compactar.

1.10.6.1. Línea eléctrica

La línea eléctrica se divide en dos tramos, desde el grupo electrógeno hasta el inversor y desde el grupo electrógeno hasta el punto de conexión. Será el mismo para las tres hipótesis.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1%.

Cada tramo es una línea trifásica con un voltaje de 400 V.

La línea es tetrapolar (4 cables), uno para cada fase y el neutro. Para la identificación de los conductores se utilizarán cuatro colores, gris, marrón y negro para cada una de las fases y verde-amarillo para el conductor de protección.

Se emplearán conductores flexibles de cobre con recubrimiento de XLPE de secciones 3x95 + 50 mm² para ambos tramos.

1.10.6.2. Local del grupo electrógeno

Para el local del grupo electrógeno serán necesario disponer de ventilación, ya que compartirá establecimiento con los acumuladores y el inversor.

La ventilación se realizará de manera natural y directa, mediante orificios, para así disponer de un ahorro al no utilizar ventilación forzada.

La ventilación natural directa al exterior se puede realizar para salas contiguas al aire libre mediante oberturas con una superficie mínima de 5 cm² por cada kW de potencia térmica nominal. Es recomendable disponer de más de una obertura y que estén colocadas en distintas paredes para que se creen corrientes de aire.

Para calcular el área mínima de las oberturas de ventilación:

$$A = n * P_N \quad (4)$$

Donde:

A = Área mínima de ventilación

n = Coeficiente para la ventilación natural directa por oberturas (5 cm²/kW)

P_N = Potencia nominal instalada (107.2 kW)

Por tanto:

$$A = 5 * 107.2 = 536 \text{ cm}^2$$

Se necesitarán 536 cm² de superficie de las oberturas.

1.11. Análisis de las hipótesis

En este proyecto se han realizado tres hipótesis distintas para el suministro de energía eléctrica de un camping con energías renovables. En este apartado se valorarán las tres.

1.11.1. Hipótesis 1

Para esta hipótesis se han utilizado únicamente paneles fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica de manera renovable. La instalación de éstos se ha realizado en la parcela superior al camping con una potencia total de 67.5 kWp.

La generación anual de los generadores fotovoltaicos es de 81549.24 kWh, suficiente para cubrir la demanda anual del camping y disponer de energía para ser vendida a la red de distribución eléctrica.

Incluye la realización de un estudio para el posicionamiento de los paneles fotovoltaicos para que doten a la instalación de la mayor generación de energía eléctrica posible.

Esta hipótesis cubre el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos, inversor, cableado, canalizaciones, protecciones de la instalación, acumuladores, grupo electrógeno y el local que alberga los acumuladores, inversores, protecciones y el grupo electrógeno.

Se han dimensionado unos acumuladores de 4100 Ah para dotar a la instalación de 3 días de autonomía en caso de que los generadores no produzcan energía eléctrica. Además pueden dotar a la instalación de energía cuando la producción sea insuficiente.

Como recurso de emergencia, se ha instalado un grupo electrógeno para poder apoyar al camping en caso de ser necesario debido a que los paneles fotovoltaicos no produzcan la energía necesaria y las baterías no dispongan de carga suficiente.

El coste total de la instalación es de 527183.10 € con una amortización de 132.52 años. Disponiendo de ayudas gubernamentales, el coste de la instalación bajaría hasta 370367.30 € y con una amortización en 93.10 años.

Considerando la venta de energía eléctrica sobrante de la instalación a la red de distribución eléctrica, se amortizaría la instalación sin ayudas gubernamentales en 63.86 años y con ayudas en 44.87 años.

Observando la amortización, se concluye que es inviable esta instalación, ya que los propios componentes superarían la vida útil antes de ser amortizada.

1.11.2. Hipótesis 2

Para esta hipótesis se han combinado los paneles fotovoltaicos con aerogeneradores para la generación de energía eléctrica de manera renovable. La instalación de los paneles se ha realizado en la parcela superior al camping con una potencia total de 40.5 kWp y la instalación de los aerogeneradores se ha realizado en una parcela más elevada con una potencia total de 120 kW.

La generación anual de la instalación es de 259455.71 kWh, suficiente para cubrir la demanda anual del camping y disponer de energía para ser vendida a la red de distribución eléctrica.

Incluye la realización de un estudio para el posicionamiento de los paneles fotovoltaicos para que doten a la instalación de la mayor generación de energía eléctrica posible y de la colocación de los aerogeneradores en base a la probabilidad del viento.

Esta hipótesis cubre el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, inversor, cableado, canalizaciones, protecciones de la instalación, acumuladores, grupo electrógeno y el local que alberga los acumuladores, inversores, protecciones y el grupo electrógeno.

Se han dimensionado unos acumuladores de 2160 Ah para dotar a la instalación de 3 días de autonomía en caso de que los generadores no produzcan energía eléctrica. Además pueden dotar a la instalación de energía cuando la producción sea insuficiente.

Como recurso de emergencia, se ha instalado un grupo electrógeno para poder apoyar al camping en caso de ser necesario debido a que los paneles fotovoltaicos o aerogeneradores no produzcan la energía necesaria y las baterías no dispongan de carga suficiente. Se presentan dos hipótesis de consumos del grupo electrógeno, una para cuando las placas solares no generan suficiente energía y otra para cuando ni las placas ni aerogeneradores son suficientes.

El coste total de la instalación es de 532392.67 € con una amortización de 114.26 años cuando existe la hipótesis 1 y en 186.23 años cuando existe la hipótesis 2. Disponiendo de ayudas gubernamentales, el coste de la instalación bajaría hasta 432729.02 € y con una amortización en 92.87 años para la hipótesis 1 y en 151.37 años para la hipótesis 2.

Considerando la venta de energía eléctrica sobrante de la instalación a la red de distribución eléctrica, se amortizaría la instalación sin ayudas gubernamentales en 25.31 años para la hipótesis de consumo 1 y en 27.71 años para la hipótesis de consumo 2 y con ayudas en 20.78 años para la hipótesis de consumo uno y de 22.74 años para la hipótesis de consumo 2.

Observando la amortización, se concluye que es bastante viable esta instalación, sobre todo cuando se dispone de ayudas gubernamentales que hacen que la amortización sea antes. Cabe mencionar que la hipótesis 2 de consumo es un caso extremo y no se dará el caso prácticamente, por tanto se considera con mayor fundamento la amortización de la hipótesis de consumo 1.

1.11.1. Hipótesis 3

Para esta hipótesis se ha seleccionado únicamente aerogeneradores para la generación de energía eléctrica de manera renovable. La instalación de los aerogeneradores se ha realizado en una parcela más elevada con una potencia total de 300 kW.

La generación anual de la instalación es de 485613.13 kWh, suficiente para cubrir la demanda anual del camping y disponer de energía para ser vendida a la red de distribución eléctrica.

Incluye la realización de un estudio para la colocación de los aerogeneradores en base a la probabilidad del viento para dotar a la instalación de la mayor producción de energía posible.

Esta hipótesis cubre el dimensionamiento de los aerogeneradores, inversor, cableado, canalizaciones, protecciones de la instalación, acumuladores, grupo electrógeno y el local que alberga los acumuladores, inversores, protecciones y el grupo electrógeno.

Se han dimensionado unos acumuladores de 1410 Ah para dotar a la instalación de 1 día de autonomía en caso de que los generadores no produzcan energía eléctrica. Además pueden dotar a la instalación de energía cuando la producción sea insuficiente.

Como recurso de emergencia, se ha instalado un grupo electrógeno para poder apoyar al camping en caso de ser necesario debido a que los aerogeneradores no produzcan la energía necesaria y las baterías no dispongan de carga suficiente.

El coste total de la instalación es de 863381.89 € con una amortización de 190.26 años. Disponiendo de ayudas gubernamentales, el coste de la instalación bajaría hasta 755526.56 € y con una amortización en 166.49 años.

Considerando la venta de energía eléctrica sobrante de la instalación a la red de distribución eléctrica, se amortizaría la instalación sin ayudas gubernamentales en 22.41 años y con ayudas en 19.61 años.

Observando la amortización, se concluye que esta instalación es viable y que disponiendo de la capacidad de venta de la energía sobrante, se alcanzará antes la amortización de ésta.

1.11.2. Conclusiones

De las tres hipótesis mencionadas, se procederá a la selección de la más adecuada para el camping.

Dado que la hipótesis 1 será la que menos impacto visual genere, pero dispone de un gran problema y es la amortización. Se requieren demasiados años para amortizar la instalación y la vida útil de los componentes es mucho menor. Por tanto, no es lógico disponer de elementos que se van a estropear antes que se amortice el conjunto. Cabe destacar, que el gran incremento de precio de esta instalación viene dado por los acumuladores y por tanto si no se dispone de ellos podría lograr cierta rentabilidad.

Dado que las hipótesis están dimensionadas primordialmente al mes de mayor consumo del camping, agosto, se produce un exceso de generación y un sobredimensionamiento de la instalación respecto a los otros meses de apertura del camping.

Tanto la hipótesis 2 como 3 disponen de tiempos de amortización coherentes, siempre y cuando se disponga de las ayudas gubernamentales pertinentes. Además, ambas cubren la demanda de 28552 kWh anuales del camping.

Se seleccionará la hipótesis 2 frente a la 3 debido a ciertos aspectos:

- El capital total por invertir de la hipótesis 2 es mucho menor que el de la hipótesis 3, por tanto implica mayor facilidad de pago por parte del camping.
- Debido al sobredimensionamiento de las instalaciones, la hipótesis 3 tiene 139.5 kW más que la hipótesis 2, que no son necesarios para el camping.
- La hipótesis 2 dispone de varias fuentes de generación de energía, solar y eólica, a diferencia de la hipótesis 3 que es únicamente eólica.
- La autonomía del camping de la hipótesis 2 es mayor, ya que proporciona 3 días completos mínimo.
- El tiempo de amortización es prácticamente igual, siendo superior el de la hipótesis 2, pero es debido a los acumuladores que incrementan el precio pero dotan al camping de autonomía.

Por tanto, la hipótesis seleccionada para el camping es la 2, de 90 paneles solares y 2 aerogeneradores.

Es necesario recalcar que para disponer de viabilidad en las hipótesis es necesaria una subvención por parte del gobierno y que se permita la venta de energía a la red, ya que el disponer de instalaciones aisladas de la red crean necesidad de disponer de acumuladores, que son la parte más cara de la instalación.

1.12. Resultados finales

Los elementos que componen la hipótesis 2 están debidamente explicados en los apartados pertinentes de la memoria y el anexo de cálculos. En este apartado se procederá a la mención únicamente.

Por tanto, los elementos de esta instalación son:

- 90 módulos solares ERA ESPHSC de 450 kW.
- Monturas de paneles solares de tipo Muniellos de la empresa alunisolar.
- 2 aerogeneradores E-60 de 60 kW.
- Torre cuatripata Autostop P-1250 de 30 metros de altura para los aerogeneradores.
- 3 módulos del sistema INGECON Hybrid MS
- 30 baterías Classic OPzS Solar 1080 de 24 V
- 1 grupo electrógeno diésel HIMOINSA HFW-125 T5 de 125 kVA.
- Interruptores diferenciales, magnetotérmicos, fusibles, protección contra sobretensiones y puesta a tierra.
- Cableado y canalización de la instalación.
- Local de las baterías, grupo electrógeno y sistema híbrido INGECON Hybrid MS

Cuyo presupuesto sin ayudas gubernamentales es el siguiente:

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	14532.85	3.93
2	Instalación eléctrica	120029.96	32.46
3	Instalación solar fotovoltaica	26379.90	7.13
4	Instalación eólica	80803.82	21.85
5	Acumuladores	114968.7	31.09
6	Grupo electrógeno	11743.11	3.18
7	Seguridad y salud	1284.47	0.35
Total ejecución y material		369742.81 €	
13.00	% Gastos generales	48066.56	
6.00	% Beneficio industrial	22184.57	
Total presupuesto contratado		439993.94 €	
21.00	% IVA	92398.73	
Total presupuesto general		532392.67 €	

El presupuesto sube a QUINIENTOS TREINTA Y DOS MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y DOS EUROS con SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

Y con ayudas gubernamentales el siguiente:

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	14532.85	4.84
2	Instalación eléctrica	120029.96	39.94
3	Instalación solar fotovoltaica (15% de ayuda)	25060.91	8.34
4	Instalación eólica (20% de ayuda)	64643.06	21.51
5	Acumuladores (45% de ayuda)	63232.79	21.04
6	Grupo electrógeno	11743.11	3.91
7	Seguridad y salud	1284.47	0.43
Total ejecución y material		300527.14 €	
13.00	% Gastos generales	39068.53	
6.00	% Beneficio industrial	18031.63	
Total presupuesto contratado		357627.29 €	
21.00	% IVA	75101.73	
Total presupuesto general		432729.02 €	

El presupuesto sube a CUATROCIENTOS TREINTA Y DOS MIL SETECIENTOS VEINTINUEVE EUROS con DOS CÉNTIMOS

1.13. Planificación

La Figura 44 muestra la planificación de la hipótesis 2.

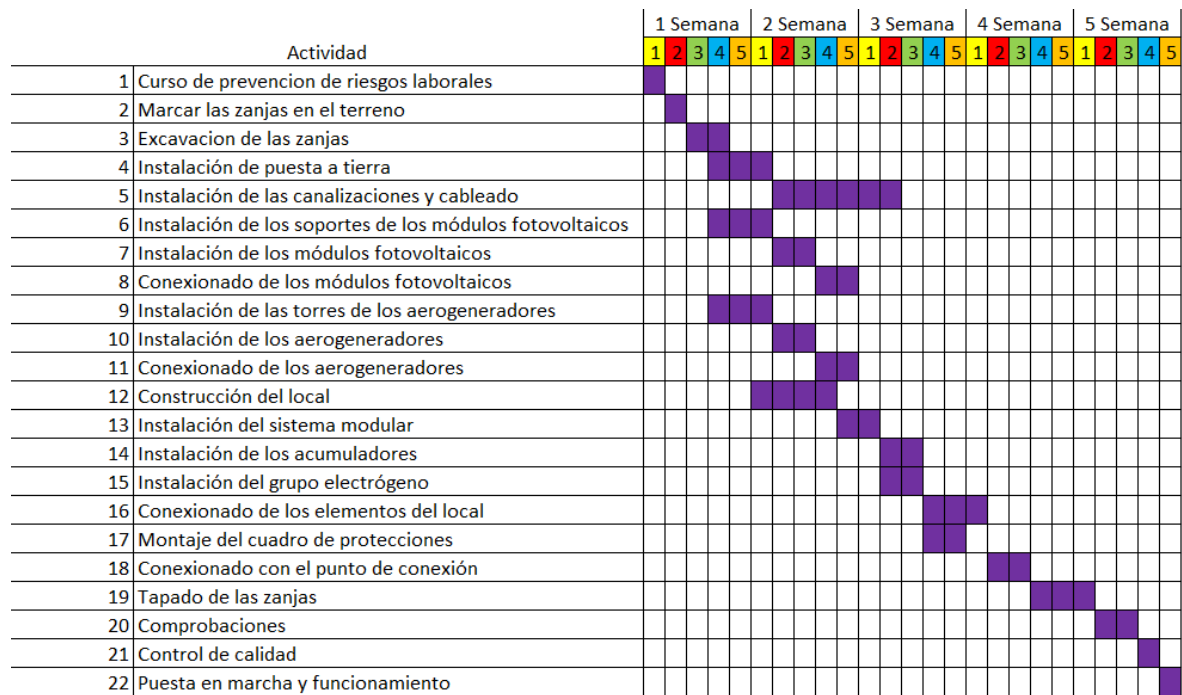


Figura 44. Diagrama de Gantt

Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red

ANEXOS

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

Índice de los anexos

2.	Anexos.....	72
2.1.	Anexo 1: Previsión de cargas del camping.....	72
2.1.1.	Instalaciones del camping.....	72
2.1.2.	Período de actividad del camping.....	72
2.1.3.	Previsión de cargas	72
2.2.	Anexo 2: Hipótesis 1: Instalación fotovoltaica.....	76
2.2.1.	Superficie disponible	76
2.2.2.	Orientación e inclinación.....	79
2.2.2.1.	Cálculo de la inclinación mínima del panel al mediodía	80
2.2.2.2.	Cálculo de la inclinación máxima del panel al mediodía.....	80
2.2.2.3.	Solución optima	80
2.2.3.	Selección del módulo fotovoltaico	80
2.2.4.	Número de paneles solares	81
2.2.5.	Distancia y distribución de los módulos.....	81
2.2.6.	Selección del inversor.....	83
2.2.7.	Montura de los módulos	86
2.2.8.	Cableado	86
2.2.8.1.	Longitud	86
2.2.8.2.	Intensidad admisible para el conductor.....	87
2.2.8.3.	Sección del conductor	88
2.2.8.4.	Canalizaciones.....	92
2.2.9.	Protecciones.....	94
2.2.9.1.	Protecciones contra sobreintensidades.....	94
2.2.9.2.	Protecciones contra sobretensiones	96
2.2.9.3.	Protección contra contactos directos	97
2.2.9.4.	Protección por aislamiento de las partes activas	97
2.2.9.5.	Protección contra contactos indirectos.....	98
2.2.10.	Puesta a tierra.....	99
2.2.11.	Cálculo de pérdidas.....	101
2.2.11.1.	Pérdidas en los conductores	101
2.2.11.2.	Pérdidas por temperatura	103
2.2.11.3.	Pérdidas por presencia de polvo y suciedad	104
2.2.11.4.	Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos.....	104
2.2.11.5.	Pérdidas por orientación e inclinación.....	104

2.2.11.6.	Pérdidas por sombreado.....	105
2.2.12.	Cálculo de la producción total estimada	106
2.2.13.	Amortización de la instalación.....	109
2.3.	Anexo 3: Hipótesis 2: Instalación eólica + Instalación fotovoltaica	112
2.3.1.	Instalación eólica	112
2.3.1.1.	Emplazamiento.....	112
2.3.1.2.	Estudio eólico del emplazamiento	112
2.3.1.2.1.	Enero	114
2.3.1.2.2.	Febrero.....	116
2.3.1.2.3.	Marzo	117
2.3.1.2.4.	Abril	119
2.3.1.2.5.	Mayo	121
2.3.1.2.6.	Junio	123
2.3.1.2.7.	Julio	125
2.3.1.2.8.	Agosto	127
2.3.1.2.9.	Septiembre.....	129
2.3.1.2.10.	Octubre	131
2.3.1.2.11.	Noviembre.....	133
2.3.1.2.12.	Diciembre	135
2.3.1.3.	Selección del aerogenerador	137
2.3.1.4.	Producción eólica	139
2.3.1.5.	Ubicación y orientación del aerogenerador.....	141
2.3.1.6.	Cableado.....	142
2.3.1.7.	Canalizaciones.....	143
2.3.1.8.	Protecciones	144
2.3.1.8.1.	Protecciones contra sobreintensidades.....	144
2.3.1.8.2.	Protecciones contra sobretensiones.....	146
2.3.1.8.3.	Protección contra contactos directos	146
2.3.1.8.4.	Protección por aislamiento de las partes activas.....	146
2.3.1.8.5.	Protección contra contactos indirectos	146
2.3.1.9.	Puesta a tierra	146
2.3.2.	Instalación fotovoltaica	147
2.3.2.1.	Superficie disponible.....	147
2.3.2.2.	Orientación e inclinación	147
2.3.2.3.	Selección del módulo fotovoltaico.....	147

2.3.2.4.	Número de paneles solares.....	147
2.3.2.5.	Distancia y distribución de los módulos	148
2.3.2.6.	Soportes de los módulos.....	148
2.3.2.7.	Cableado.....	148
2.3.2.7.1.	Longitud	148
2.3.2.7.2.	Intensidad admisible para el conductor.....	149
2.3.2.7.3.	Sección del conductor	150
2.3.2.7.4.	Canalizaciones.....	151
2.3.2.8.	Protecciones	152
2.3.2.9.	Puesta a tierra	152
2.3.2.10.	Cálculo de pérdidas.....	152
2.3.2.11.	Cálculo de la potencia total estimada.....	152
2.3.3.	Selección del inversor.....	153
2.3.4.	Producción híbrida.....	153
2.3.5.	Amortización de la instalación	155
2.4.	Anexo 4: Hipótesis 3: Instalación eólica	158
2.4.1.	Emplazamiento	158
2.4.2.	Estudio eólico del emplazamiento.....	158
2.4.3.	Selección del aerogenerador.....	158
2.4.4.	Producción eólica	158
2.4.5.	Ubicación y orientación del aerogenerador	160
2.4.1.	Selección del inversor.....	160
2.4.2.	Cableado	160
2.4.3.	Canalizaciones	162
2.4.4.	Protecciones.....	163
2.4.4.1.	Protecciones contra sobrintensidades.....	163
2.4.4.2.	Protección contra contactos directos	166
2.4.4.3.	Protección por aislamiento de las partes activas	166
2.4.4.4.	Protección contra contactos indirectos.....	166
2.4.4.5.	Puesta a tierra	166
2.4.5.	Amortización de la instalación	166
2.5.	Anexo 5: Acumuladores de energía eléctrica	168
2.5.1.	Calculo y dimensionado de las baterías.....	168
2.5.1.1.	Hipótesis 1.....	168
2.5.1.2.	Hipótesis 2.....	170

2.5.1.3.	Hipótesis 3.....	173
2.5.2.	Cableado.....	175
2.5.2.1.	Selección del conductor.....	175
2.5.2.2.	Canalizaciones.....	177
2.6.	Anexo 6: Grupo electrógeno.....	178
2.6.1.	Selección del grupo electrógeno.....	178
2.6.2.	Cableado.....	179
2.6.2.1.	Selección del conductor.....	179
2.6.2.2.	Canalizaciones.....	180
2.6.3.	Protecciones necesarias.....	181
2.6.4.	Consumo anual hipótesis 1.....	181
2.6.4.1.	Coste anual.....	183
2.6.5.	Hipótesis 1 del consumo anual de la hipótesis 2.....	183
2.6.5.1.	Coste anual.....	185
2.6.6.	Hipótesis 2 del consumo anual de la hipótesis 2.....	185
2.6.6.1.	Coste anual.....	186
2.6.7.	Consumo anual de la hipótesis 3.....	187
2.6.7.1.	Coste anual.....	187
2.7.	Anexo 7: Estudio básico de seguridad y salud.....	188
2.7.1.	Cumplimiento del RD 1627/97 de 24 de octubre sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.....	188
2.7.1.1.	Introducción.....	188
2.7.1.2.	Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra.....	188
2.7.2.	Medidas mínimas generales en los puestos de trabajo.....	190
2.7.2.1.	Ámbito de aplicación.....	190
2.7.2.2.	Estabilidad y solidez.....	190
2.7.2.3.	Instalaciones de suministro y reparto de energía.....	190
2.7.2.4.	Vías y salidas de emergencia.....	190
2.7.2.5.	Detección y lucha contra incendios.....	191
2.7.2.6.	Ventilación.....	191
2.7.2.7.	Exposición a riesgos particulares.....	191
2.7.2.8.	Iluminación.....	192
2.7.2.9.	Puertas y portones.....	192
2.7.2.10.	Vías de circulación y zonas peligrosas.....	192
2.7.2.11.	Muelles y rampas de carga.....	193

2.7.2.12.	Espacio de trabajo	193
2.7.2.13.	Servicios higiénicos	193
2.7.2.14.	Locales de descanso o de alojamiento	194
2.7.2.15.	Mujeres embarazadas y madres lactantes	194
2.7.2.16.	Trabajadores minusválidos	194
2.7.2.17.	Disposiciones diversas	194
2.7.3.	Medidas mínimas relativas a los puestos de trabajo en el interior de la obra 194	
2.7.3.1.	Estabilidad y solidez	194
2.7.3.2.	Puertas de emergencia.....	194
2.7.3.3.	Ventilación	195
2.7.3.4.	Temperatura	195
2.7.3.5.	Suelos, paredes y tejados de los locales	195
2.7.3.6.	Ventanas y vanos de iluminación cenital	195
2.7.3.7.	Puertas y portones	195
2.7.3.8.	Vías de circulación.....	196
2.7.3.9.	Escaleras mecánicas y cintas rodantes	196
2.7.3.10.	Dimensiones y volumen de aire de los locales	196
2.7.4.	Medidas mínimas relativas a los puestos de trabajo en el exterior de la obra 196	
2.7.4.1.	Estabilidad y solidez	196
2.7.4.2.	Caídas de objetos.....	196
2.7.4.3.	Caídas de altura	196
2.7.4.4.	Factores atmosféricos.....	197
2.7.4.5.	Andamios y escaleras.....	197
2.7.4.6.	Instalaciones, máquinas y equipos	197
2.7.4.7.	Instalaciones de distribución de energía.....	198
2.7.4.8.	Estructuras metálicas o de hormigón	198
2.7.4.9.	Otros trabajos específicos	198
2.7.5.	Identificación de los riesgos	198
2.7.5.1.	Medios y maquinaria.....	199
2.7.5.2.	Trabajos previos	199
2.7.5.3.	Escombros	199
2.7.5.4.	Movimientos de tierras y excavaciones	199
2.7.5.5.	Cimientos	200
2.7.5.6.	Estructura	200

2.7.5.7.	Albañilería.....	201
2.7.5.8.	Cubierta.....	201
2.7.5.9.	Revestimientos y acabados	201
2.7.5.10.	Instalaciones.....	202
2.7.5.11.	Riesgos específicos de la energía solar fotovoltaica.....	202
2.7.5.12.	Soldaduras.....	202
2.7.5.13.	Electricidad	203
2.7.6.	Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales (Anexo II del R.D.1627 / 1997)	203
2.7.6.1.	Medidas de prevención y protección.....	203
2.7.6.2.	Medidas de protección colectiva	203
2.7.6.3.	Medidas de protección individual	204
2.7.6.4.	Medidas de protección a terceros	204
2.7.6.5.	Primeros auxilios.....	205

2. Anexos

2.1. Anexo 1: Previsión de cargas del camping

2.1.1. Instalaciones del camping

Se dispone de los datos de un camping el cual tiene las siguientes instalaciones:

- 5 bungalows
- 10 apartamentos
- 2 edificios sanitarios
- 150 parcelas con opción a conectar electricidad por si el cliente la pide.
- 1 piscina no climatizada
- 1 vivienda propia

El camping no dispone de ningún tipo de energía renovable.

2.1.2. Período de actividad del camping

El periodo de actividad del camping es:

- Temporada de verano: 1 de julio hasta el 16 de septiembre.
- Fiestas de Navidad: 1 semana en diciembre
- Semana Santa: 4 días.

En la temporada de verano se estima un funcionamiento de todo al 100% desde el 21 de julio al 21 de agosto, lo restante es un 70%. Además, se dispone de 5 congeladores, 4 neveras y una cámara frigorífica funcionando durante la temporada.

En Navidad únicamente funcionan los apartamentos y bungalows.

En Semana Santa únicamente funcionan los apartamentos y bungalows.

Cuando el camping está cerrado, cada día funcionan 4 farolas de iluminación exterior, un congelador y una nevera con la materia sobrante del verano.

2.1.3. Previsión de cargas

El camping tiene una potencia total máxima contratada de 49 kW. Tienen contratado ese tramo ya que, desde la dirección del establecimiento, se ha proporcionado que la potencia instalada en todo el recinto es de entre 47 y 49 kW.

No tienen mayor potencia instalada ya que a partir de 50 kW el precio de la luz se dispara y no ven necesario ampliar la potencia total del camping.

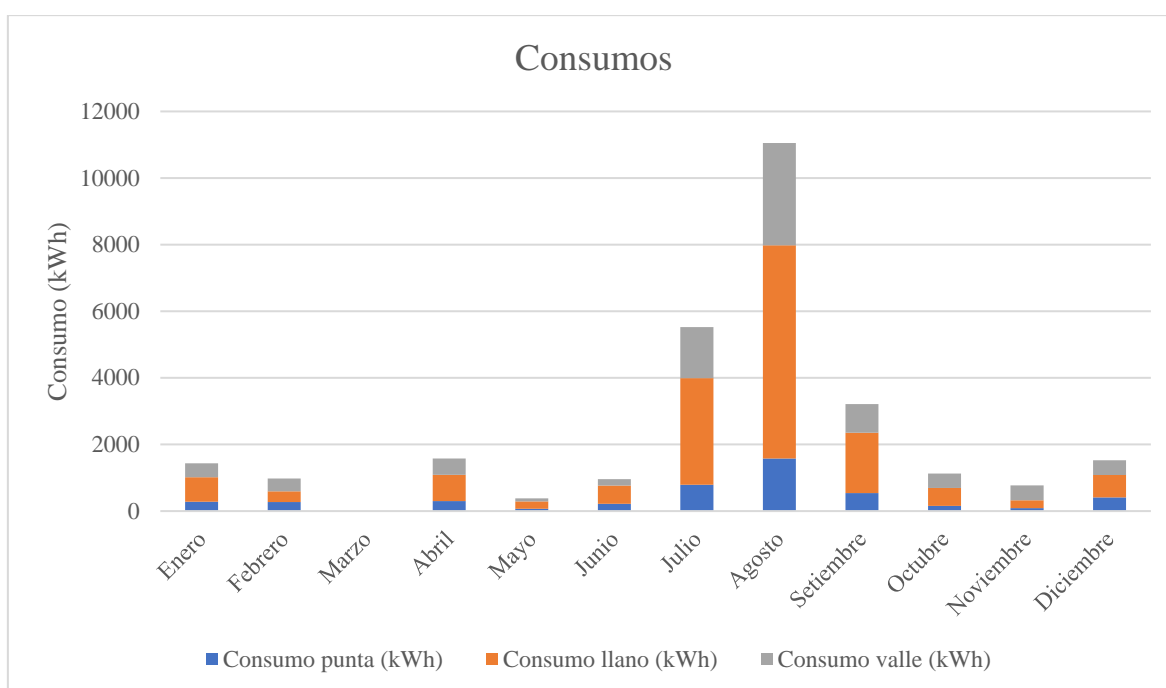
Se disponen de las facturas de 2020 proporcionadas por la dirección del camping.

La factura de la luz viene dividida en tres consumos, hora punta, llana y valle.

Mes	Consumo punta (kWh)	Consumo llano (kWh)	Consumo valle (kWh)	Consumo total (kWh)	Coste (€)
Enero	281	736	418	1435	323.91
Febrero	272	322	384	978	460.61
Marzo	0	0	0	0	443.31
Abril	302	788	491	1581	326.98

Mayo	71	220	89	380	386.92
Junio	220	549	192	961	384.25
Julio	788.5	3202	1535.5	5526	476.5
Agosto	1577	6404	3071	11052	582.42
Septiembre	541	1812	860	3213	432.22
Octubre	155	540	433	1128	364.14
Noviembre	87	240	445	772	415.17
Diciembre	409	675	442	1526	501.26
TOTAL	4703.5	15488	8360.5	28552	5097.69

Tabla 6. Previsión de cargas del camping



Gráfica 2. Consumos del camping en diferentes tramos horarios

Se puede observar en la gráfica, que los meses con mayor consumo son los de temporada de verano, julio, agosto y septiembre, y donde vuelve a haber consumos que son en abril por la Semana Santa y en diciembre por Navidad.

El mayor consumo se presenta en agosto, donde se corresponde a los días que el camping está funcionando al 100%. Será un requisito de la instalación cubrir dicho consumo.

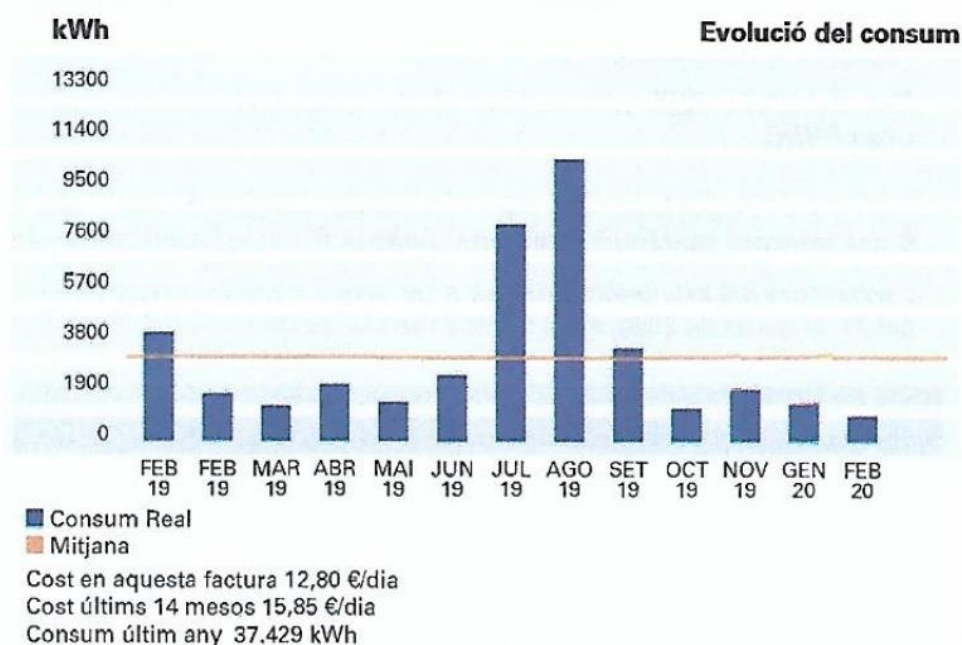
Los demás meses son de mantenimiento de la instalación. Cabe destacar el mes de marzo sin consumo alguno, ya que corresponde al mes de confinamiento debido al COVID-19.

Para obtener el consumo diario de la instalación, se procede a la división del consumo total entre los días del mes.

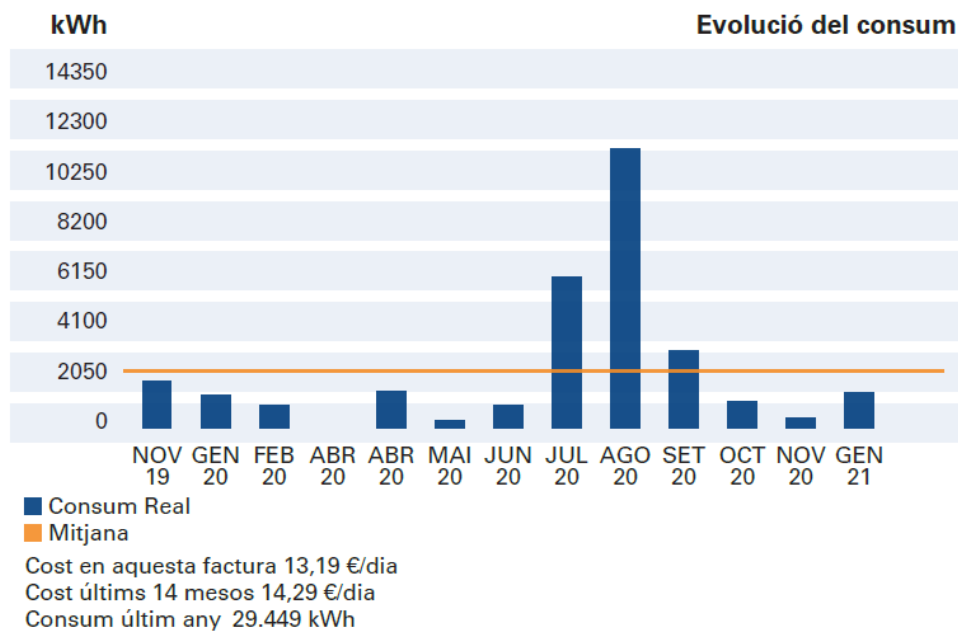
Mes	Consumo total (kWh)	Consumo diario (kWh/día)
Enero	1435	46.29
Febrero	978	34.93
Marzo	0	0
Abril	1581	52.7
Mayo	380	12.26
Junio	961	32.03
Julio	5526	178.26
Agosto	11052	356.52
Septiembre	3213	107.1
Octubre	1128	36.39
Noviembre	772	25.73
Diciembre	1526	49.22

Tabla 7. Consumo diario del camping cada mes

Aun siendo un año de pandemia, los consumos altos de la temporada de verano se han mantenido, por tanto, los cálculos que se realicen de las instalaciones serán válidos. Para ello se pueden comprobar las gráficas que proporciona la factura de la luz, donde se observa que los consumos son prácticamente idénticos en verano, a pesar de que el mes de julio difiera un poco de 2019. Se cubrirá ese tipo de consumo de julio también.



Gràfica 3. Consumos del camping durante el año 2019



Gràfica 4. Consumos del camping durante el año 2019

2.2. Anexo 2: Hipótesis 1: Instalación fotovoltaica

La primera hipótesis de suministro de energía eléctrica para el camping será únicamente de energía fotovoltaica.

La instalación de placas solares tiene el objetivo de proporcionar la mayor cantidad de energía posible. Al disponer de una parcela de gran superficie cercano al camping, se cubrirá la totalidad de la demanda.

Para los instantes de generación insuficiente para cubrir la demanda del camping, se instalará un grupo electrógeno

Debido a que el objetivo del proyecto es aislar el camping de la red eléctrica, se inyectará la totalidad de la energía al camping.

En primer lugar, se debe calcular la cantidad necesaria de módulos para cubrir la demanda.

2.2.1. Superficie disponible

Para determinar la parcela adecuada para la instalación, se observará que cumpla con una serie de requisitos, así como no disponer de obstáculos que provoquen sombra, que sea de fácil acceso y que no presente una inclinación excesiva.

Observando la zona mediante el Google Maps, se puede ver que se dispone de una parcela llana, orientada al Sud y con una inclinación aproximada de 10°.

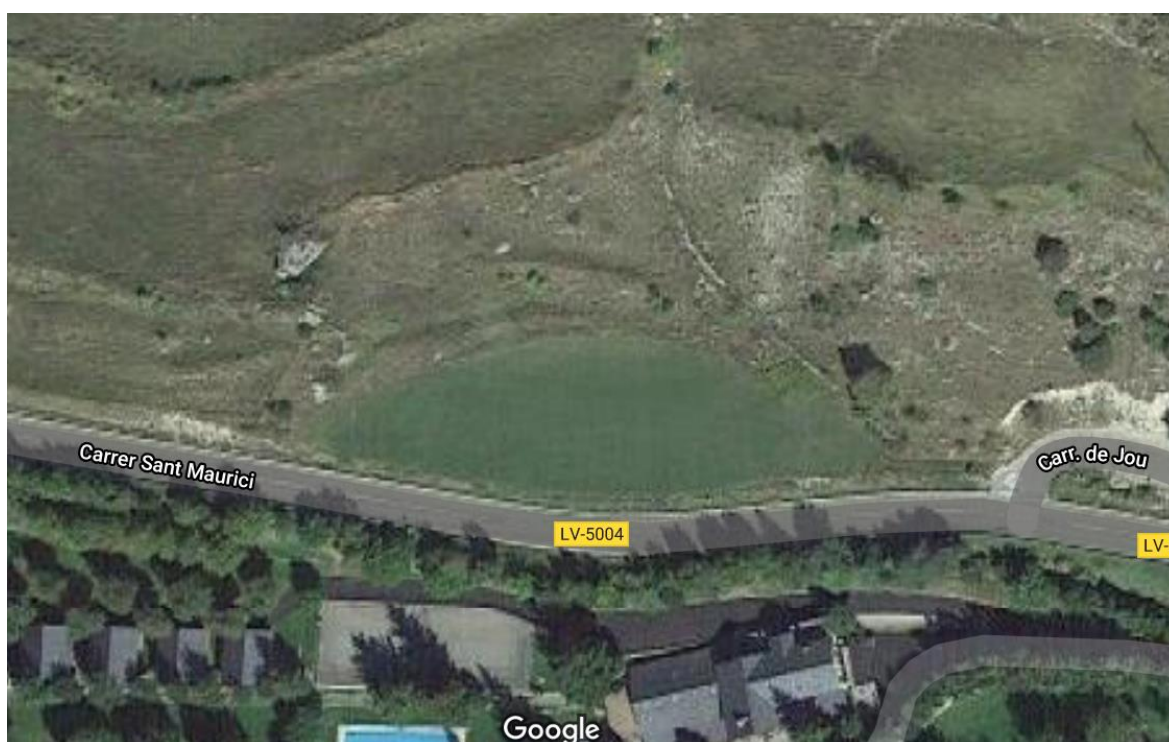


Figura 45. Vista de la parcela desde Google Maps [3]



Figura 48. Zona útil de la parcela [6]



Figura 49. Zoom de la zona útil de la parcela [6]

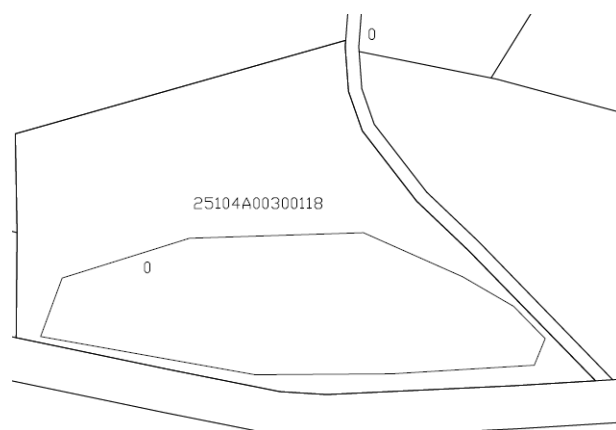


Figura 50. Zona útil de la parcela

La zona exterior tiene un área total de 4398 m². La zona interior, tiene una superficie hábil de 1743 m². No se trata de una figura exacta, pero al tener los planos del catastro, únicamente dimensionando las placas se podrá realizar su distribución.

2.2.2. Orientación e inclinación

Al disponer de paneles fijos, se tiene que seleccionar la inclinación y orientación más exacta para obtener el máximo rendimiento.

La orientación se calcula mediante el ángulo azimut α , que es el ángulo que provoca la desviación del panel respecto al Sud, ya que la instalación se encuentra en el hemisferio norte. El ángulo azimut óptimo es 0, debido a que los paneles son más productivos cuando los rayos solares inciden perpendicularmente en estos. Si dicho ángulo se sitúa hasta un máximo de 45°, la producción anual se puede reducir entre un 1-3%, en caso de superar los 45° la producción puede disminuir hasta un 30%.

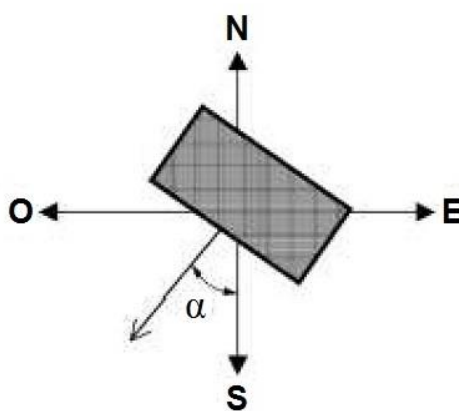


Figura 51. Ángulo de azimut

En el caso de esta instalación, al disponer de una parcela que permite la orientación hacia el sud de los paneles, el ángulo de azimut será 0°.

En base a la inclinación del panel β , se define como el ángulo entre la superficie de los módulos y el plano horizontal. Como se ha mencionado anteriormente, se busca que los paneles reciban los rayos solares de manera perpendicular para así proporcionar un mayor rendimiento.

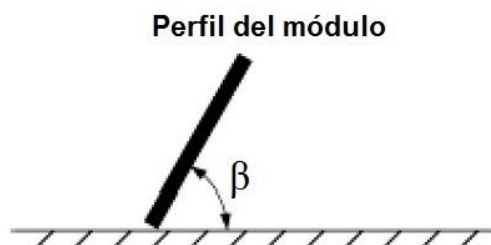


Figura 52. Inclinación del módulo

La selección de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos está influida por:

- Latitud de la instalación.
- Época del año donde se tiene una mayor demanda energética.

La mayor producción de los paneles solares se produce al mediodía, donde el sol está en su máxima altura. Por eso, es necesario saber la altura máxima y mínima del sol al mediodía durante el año. Dichas alturas, se encuentran en el solsticio de verano y el solsticio de invierno respectivamente. Gracias a este intervalo, se podrá seleccionar una inclinación correcta.

2.2.2.1. Cálculo de la inclinación mínima del panel al mediodía

Dicha inclinación se obtiene durante el solsticio de verano (20-21 de junio). Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\beta_{\text{MIN}} = 90 - (90 - (\theta - \phi)) \quad (5)$$

$$\beta_{\text{MIN}} = 90 - (90 - (42.56957 - 23)) = 19.56957^\circ \cong 19.6^\circ$$

Donde:

β_{MIN} = Angulo mínimo de inclinación de los paneles (19.6°)

θ = Angulo de inclinación de la tierra (23°)

ϕ = Latitud (42.56957°)

El ángulo de inclinación óptimo para producir más energía durante el verano es de 19.6°.

2.2.2.2. Cálculo de la inclinación máxima del panel al mediodía

Dicha inclinación se obtiene durante el solsticio de invierno (21-22 de diciembre). Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\beta_{\text{MAX}} = 90 - (90 - (\phi - \theta)) \quad (6)$$

$$\beta_{\text{MAX}} = 90 - (90 - (42.56957 + 23)) = 65.56957^\circ \cong 65.6^\circ$$

Donde:

β_{MAX} = Angulo máximo de inclinación de los paneles (65.6°)

θ = Angulo de inclinación de la tierra (23°)

ϕ = Latitud (42.56957°)

El ángulo de inclinación óptimo para producir más energía durante el invierno es de 65.6°.

2.2.2.3. Solución optima

Se dispone de un margen de valores de la inclinación de los paneles de entre 19.6 – 65.6°.

Al disponer de una mayor demanda durante los meses de verano, se optará por un valor cercano a los 19.6°. Al disponer únicamente de una inclinación aproximada de 10° en el terreno, se procederá a la instalación de unos soportes que dispongan los paneles a 20°. La demanda durante los meses de invierno es baja, y con esta inclinación será suficiente para cubrirla.

2.2.3. Selección del módulo fotovoltaico

En el apartado 1.10.1.2.1. Paneles solares fotovoltaicos se ha procedido a la comparativa de paneles fotovoltaicos adecuado.

Las características del módulo fotovoltaico escogido son las mostradas en la Tabla 8.

Módulo ERA ESPHSC	
Tipo	Monocristalino
Potencia nominal (Pnom)	450 W
Eficiencia del módulo (η)	20.7%
Voltaje de circuito abierto (Voc)	49.3 V
Voltaje a potencia máxima (Vmpp)	41.5 V
Corriente de cortocircuito (Icc)	11.6 A
Corriente a potencia máxima (Impp)	10.85 A
Voltaje máximo del sistema (Vmax)	1000 V/DC

Tabla 8. Características del panel fotovoltaico ERA ESPHSC

2.2.4. Número de paneles solares

La potencia máxima de la instalación solar precisa disponer de un incremento del 20% de la potencia mínima requerida. Esto se debe, a que en condiciones solares más bajas que las normales, el generador solar tiene que poder suministrar la demanda energética.

$$P_{instalación} = 1.2 * P_{instalada} = 1.2 * 49 \text{ kW} = 58.8 \text{ kW} \quad (7)$$

Donde:

$P_{instalación}$ = Potencia máxima de la instalación solar (58.8 kW)

$P_{instalada}$ = Potencia instalada en el camping (49 kW)

Para calcular el número máximo de paneles solares necesarios para la instalación se procede:

$$N_p = \frac{P_{instalación}}{P_{nom}} = \frac{58800 \text{ W}}{450 \text{ W}} = 130.66 \text{ paneles} \approx 131 \text{ paneles} \quad (8)$$

Donde:

N_p = número de paneles (130 paneles)

$P_{instalación}$ = Potencia máxima de la instalación solar (58800 W)

P_{nom} = Potencia pico del módulo solar seleccionado (450 W)

El número de paneles que se deben instalar es un total de 130.66, se escogen 150 para obtener una mejor distribución y mayor potencia.

El total de 150 paneles proporciona una potencia de 67500 Wp.

2.2.5. Distancia y distribución de los módulos

Una vez seleccionado el módulo, se realizan los cálculos para la distribución de éstos.

Para concretar una distribución, es necesario saber la distancia de separación de los módulos, para así evitar que la fila de paneles solares proyecte sombras sobre la fila que está detrás. Cabe mencionar que esta instalación estará situada en una parcela con una inclinación de 10°, por lo que se procederá al cálculo de la distancia de la manera que se presenta en la Figura 51.

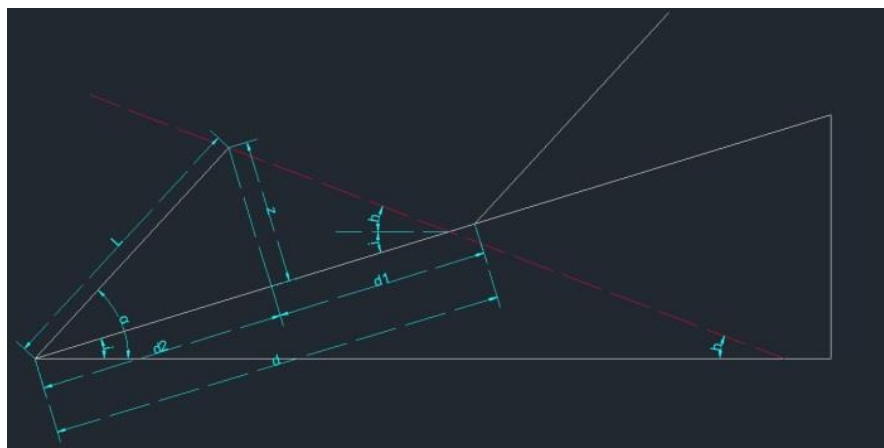


Figura 53. Interpretación de la separación entre paneles

Observando la Figura 51, se obtienen la siguiente fórmula geométrica:

$$d = 1.25 * (d_1 + d_2) = 1.25 * L * \left[\frac{\sin(\alpha - i)}{\tan(h - i)} + \cos(\alpha - i) \right] \quad (9)$$

$$d_1 = 1.25 * L * \left[\frac{\sin(\alpha - i)}{\tan(h - i)} \right] \quad (10)$$

$$d_2 = 1.25 * L * [\cos(\alpha - i)] \quad (11)$$

Dónde:

L = Longitud de la placa (1.038 m)

α = Inclinación óptima de la placa respecto al plano horizontal (20°)

i = Inclinación de la superficie (10°)

h = Altura solar (23.98°)

d = Distancia mínima para evitar la proyección de sombras (2.18 m)

La distancia mínima de las placas se tiene que calcular en el caso más desfavorable del año, que pertenece al solsticio de invierno, en diciembre. Además, es recomendable aumentar la distancia un 25% para evitar sombras en diciembre y a primeros de enero durante las primeras y últimas horas de luz.

La altura solar depende de la latitud y de la declinación solar. Se calcula mediante:

$$h = (90^\circ - \phi + \delta) \quad (12)$$

Donde:

Φ = Latitud del lugar (42.56957°)

δ = Declinación solar (-23.45°)

La declinación varía a lo largo del año, por lo que para calcular la distancia mínima será necesario hacerlo con la declinación mínima del sol, ya que la radiación solar incide con menos ángulo en la superficie. Dicho valor se observa en el solsticio de invierno, donde equivale a -23.45°.

Aplicando la fórmula 12, se obtiene:

$$h = (90^\circ - 42.57 - 23.45) = 23.98^\circ$$

Aplicando la fórmula 9, obtenemos la distancia mínima:

$$d = 1.25 * 1.038 * \left[\frac{\sin(20 - 10)}{\tan(23.98 - 10)} + \cos(20 - 10) \right] = 2.18 \text{ m}$$

Y con las fórmulas siguientes 10 y 11, obtenemos las distancias d_1 y d_2 :

$$d_1 = 1.25 * 1.038 * \left[\frac{\sin(20 - 10)}{\tan(23.98 - 10)} \right] = 0.91 \text{ m}$$

$$d_2 = 1.25 * 1.038 * [\cos(20 - 10)] = 1.27 \text{ m}$$

Sabiendo las distancias, se procede a la representación de la distribución en el Plano 8.

2.2.6. Selección del inversor

El inversor seleccionado es un INGECON Hybrid MS. Se trata de un sistema modular, que permite el acoplamiento de varios módulos para así incrementar la potencia.

Dado que la potencia instalada del camping esta entre 47-49 kW y la contratada es de 49 kW, se seleccionarán 2 módulos del inversor, para así disponer de un total de 60 kW.

Para comprobar el número máximo de paneles que se pueden colocar en cada entrada del inversor, se realizaran los siguientes cálculos a partir de los datos extraídos de las hojas de características de los dispositivos.

INGECON Hybrid MS	
Tensión máxima (Vmax)	1000 V
Tensión pico máxima (Vmmp)	700 V
Potencia máxima (Pmax)	90 kW
Intensidad pico máxima (Imax) para MPP	30 A
Rango de tensión MPP	150 – 700 V
Número de entradas MPP independientes	6

Tabla 9. Especificaciones técnicas del módulo inversor del INGECON Hybrid MS

A partir de las tablas 9 y 10, se efectúan los cálculos para saber el número de paneles máximos que puede haber por entrada del inversor.

En primer lugar, se calcula el número máximo de módulos en serie por cada entrada:

$$N \leq \frac{V_{mmp} \text{ inversor}}{V_{mmp} \text{ módulo}} = \frac{700 \text{ V}}{41.5 \text{ V}} = 16.86 \text{ módulos (13)}$$

Donde:

N = número máximo de módulos en serie (16.86 módulos)

$V_{mmp} \text{ inversor}$ = Tensión pico máxima del inversor (700 V)

$V_{mmp} \text{ módulo}$ = Tensión pico máxima del inversor (41.5 V)

Se observa que la cantidad máxima de módulos que se pueden conectar en serie es un total de 16. Se seleccionará un máximo de 15 módulos para que la tensión de circuito abierto cuando haya temperaturas mínimas no supere la tensión V_{mmp} .

Para poder realizar la conexión en serie se debe tener en cuenta:

- $V_{oc}(fila) < V_{m\grave{a}x} \text{ inversor (1000 V)}$

$$V_{oc}(fila) = N * V_{oc} = 15 * 49.3 V = 739.5 V \quad (14)$$

Se cumple que $739.5 V < 1000 V$

- $V_{oc}(fila) < V_{m\grave{a}x} \text{ modulo (1000 V)}$

Se cumple que $739.5 V < 1000 V$

- $V_{mmp}(fila) < \text{Rango de tensión MPP (inversor) (150 - 700 V)}$

$$V_{mmp}(fila) = N * V_{mmp} \text{módulo} = 15 * 41.5 V = 622.5 V \quad (15)$$

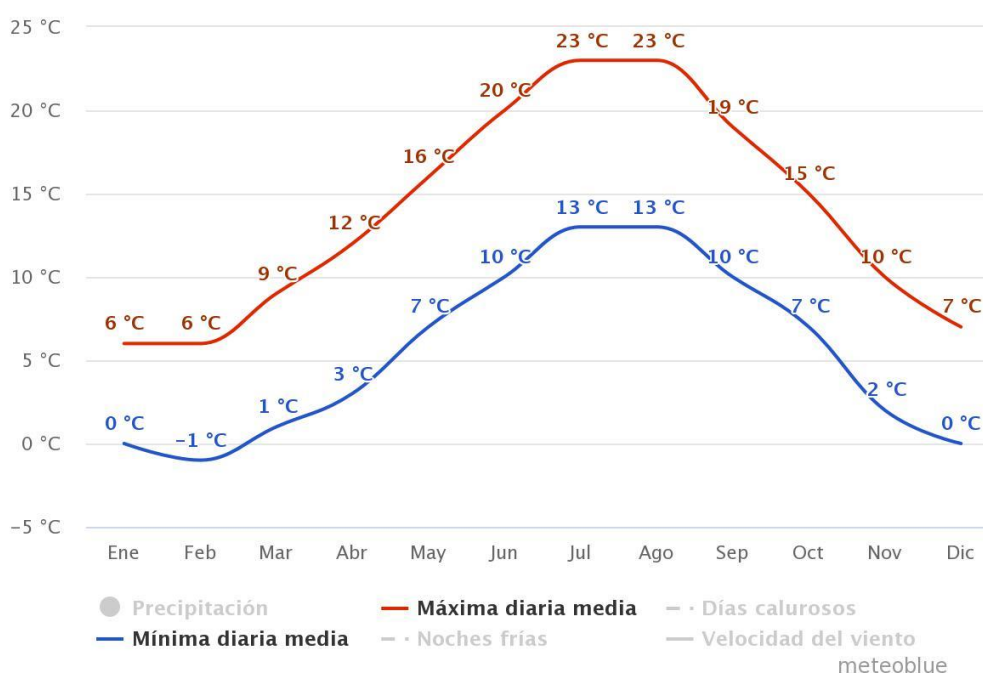
Se cumple que $150 < 622.5 < 700 V$

Para saber el número máximo de filas de módulos en paralelo que se pueden conectar a la entrada del inversor, se calcula de la siguiente manera:

$$Nf \leq \frac{I_{max} \text{inversor}}{I_{cc} \text{módulo}} = \frac{30 A}{11.6 A} = 2.59 \text{ filas} \approx 2 \text{ filas} \quad (16)$$

Por último, se debe comprobar la variación de la tensión debido a las bajas temperaturas. Al tener los paneles situados en una zona de montaña, las temperaturas disminuyen en épocas de invierno, por lo que la tensión que suministran los módulos aumenta.

A partir de la siguiente gráfica 5, se puede extraer el valor mínimo de temperatura que se alcanzará.



Gráfica 5. Temperatura media anual [4]

Se observa que el valor mínimo es de -1°C correspondiente al mes de febrero.

Primeramente, se tiene que calcular la temperatura a la que se encuentra la célula en esas condiciones:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) * E}{800} \quad (17)$$

Donde:

T_c = Temperatura de la célula ($^{\circ}\text{C}$)

T_{amb} = Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

TONC= Temperatura de operación nominal de la célula (45°C)

E = Irradiancia solar (W/m^2)

Para saber la irradiancia solar, se extraen los valores de la página Photovoltaic Geographical Information System [5].

Mes	Irradiancia (W/m^2)
Enero	520.2
Febrero	598.43
Marzo	665.95
Abril	674.63
Mayo	720.34
Junio	802.09
Julio	871.21
Agosto	857.03
Septiembre	764.72
Octubre	645.06
Noviembre	510.52
Diciembre	521.95

Tabla 10. Irradiancia solar en la parcela seleccionada

Como la temperatura mínima es en febrero, la temperatura de la célula es:

$$T_c = -1 + \frac{(45 - 20) * 598.43}{800} = 17.7^{\circ}\text{C}$$

Por otra parte, el coeficiente de temperatura del módulo es $g = -0.352\%/^{\circ}\text{C}$, por cada grado de temperatura ambiente la tensión incrementa su valor un 0.352% . Por tanto, el incremento de tensión será:

$$\Delta V_{Tmin} = g * V_{oc} * N * \Delta T_{min} \quad (18)$$

Donde:

ΔV_{Tmin} = variación total de la tensión en función de la temperatura mínima

g = Coeficiente de temperatura del módulo (-0.352%/°C)

V_{oc} = tensión de circuito abierto del modulo

N = número de módulos en fila

ΔT_{min} = variación entre la temperatura ambiente y la temperatura de trabajo del modulo

De forma que se obtiene:

$$\Delta V_{Tmin} = \frac{-0.352}{100} * 49.3 * 15 * (-1 - 17.7) = 48.68 V$$

Finalmente se muestra que la tensión máxima que puede existir en la entrada del inversor es:

$$V_{mpp,max} = 622.5 V + 48.98 = 671.18 V$$

Se cumple que $150 < 671.18 < 700 V$ aún en el peor de los casos donde se presenta la menor temperatura y con un máximo de 15 paneles en serie.

De esta manera, la distribución quedará en 10 filas de 15 paneles en serie, haciendo un total de 150 paneles. Cada entrada del inversor admitirá 2 filas, haciendo un total de 4 entradas utilizadas con 2 filas y 2 entradas utilizadas con 1 fila. De esta manera, se aprovechan todas las entradas y por tanto el MPPT de cada una.

2.2.7. Montura de los módulos

Es necesario añadir monturas en los módulos para poder proveerlos de la inclinación necesaria para conseguir que estén a 20°.

Las monturas seleccionadas son de la empresa alusínsolar, una empresa especializada en estructuras solares. Está explicado en el apartado 1.10.2.2.3. Selección de la montura para los paneles solares fotovoltaicos.

2.2.8. Cableado

Los cálculos para determinar todas las características del cableado cumplen con las normativas que lo regulan como el PCT de IDAE y la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 Instalaciones Generadoras de Baja Tensión del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión [1].

2.2.8.1. Longitud

La longitud vendrá condicionada por el PCT del IDAE [2] que estipula la necesidad de no tener ningún esfuerzo en el conductor ni ninguna posibilidad de tropezar con el cableado. Esta necesidad se tiene en cuenta tanto para la ida como para la vuelta entre los módulos e inversor.

Como la instalación es simétrica, únicamente hará falta medir únicamente los cables de uno de los lados. Los cables que conectan los módulos entre sí no se consideran ya que el propio módulo fotovoltaico dispone del cableado necesario.

En las tablas 11 y 12, se especifica el color de cada serie en referencia al Plano 4, la longitud del cable y la entrada del inversor.

Módulo Inversor 1 (Parte derecha)			
Color	Conexión	Entrada	Longitud (m)
Cian	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV1	38.17
Rojo	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV1	43.77
Amarillo	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV2	49.37
Azul	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV2	54.87
Magenta	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV3	60.47
Total			246.65

Tabla 11. Tramos del módulo inversor 1 (Parte derecha)

Módulo Inversor 2 (Parte izquierda)			
Color	Conexión	Entrada	Longitud (m)
Cian	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV1	38.17
Rojo	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV1	43.77
Amarillo	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV2	49.37
Azul	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV2	54.87
Magenta	13 módulos de 450 W - Inversor	XPV3	60.47
Total			246.65

Tabla 12. Tramos del módulo inversor 2 (Parte izquierda)

Una vez se disponen del total de cable necesario (493.3 m), se añade un 5% de margen de seguridad, para que la longitud no sea justa y se pueda cumplir con la premisa del PCT de IDAE [2]. De forma que la longitud total queda de 517.96 metros de conductor.

Por otra parte, el cableado que irá desde el inversor hasta el punto de conexión con el camping tendrá una longitud de 34.3 metros. Se añade un 5% de margen, por lo tanto, la longitud será de 36 metros.

2.2.8.2. *Intensidad admisible para el conductor*

Viene determinada por la intensidad máxima que puede transportar. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$I = \frac{P_{max}}{V_{mmp}} = \frac{450}{41.5} = 10.84 \text{ A} \quad (19)$$

Donde:

I = Intensidad máxima admisible (10.84A)

P_{max} = Potencia del módulo (450 W)

V_{mmp} = Tensión del módulo en el punto de máxima potencia (41.5V)

Este será el valor de intensidad máxima de un módulo y fila de módulos en serie. En el caso de las entradas del inversor que dispongan de filas en paralelo, se sumaran las intensidades.

Módulo Inversor 1 (Parte derecha)				
Entrada	Modulo	Intensidad por fila	Número de filas	Intensidad entrada
XPV1	450 W	10.84 A	2	21.68 A
XPV2	450 W	10.84 A	2	21.68 A
XPV3	450 W	10.84 A	1	10.84 A

Tabla 13. Intensidades máximas por tramo en las entradas del sistema modular para el lado derecho

Módulo Inversor 2 (Parte izquierda)				
Entrada	Modulo	Intensidad por fila	Número de filas	Intensidad entrada
XPV1	450 W	10.84 A	2	21.68 A
XPV2	450 W	10.84 A	2	21.68 A
XPV3	450 W	10.84 A	1	10.84 A

Tabla 14 Intensidades máximas por tramo en las entradas del sistema modular para el lado izquierdo

En ninguno de los casos se superan los 30 A máximos que puede soportar el inversor en cada una de las entradas.

Respecto a la intensidad entre el inversor y el punto de conexión se considera la intensidad máxima de salida del inversor de 86,7 A. Para extraer ese valor se divide la potencia (60 kVA) entre el voltaje (400 V) y $\sqrt{3}$.

Módulo inversor	
Potencia nominal	60 kVA
Tensión de salida	380 - 430 Vac (neutro accesible)
Frecuencia de salida	50 - 60 Hz
THD	<4%
Coseno Phi	de -1 a 1

Figura 54. Características del módulo inversor

2.2.8.3. Sección del conductor

Para determinar las secciones de los conductores, se respetará la ITC-BT-40 [1], donde se impone que los conductores estarán dimensionados para una intensidad igual o superior al 125% del valor de la máxima intensidad de la generación, siendo la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión no superior al 3% y para la parte continua no superior al 1%.

Para determinar la sección del conductor entre los módulos y el inversor se utiliza la expresión de corriente continua (CC):

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} \quad (20)$$

Y para la sección entre el inversor y el punto de conexión se utiliza la expresión de corriente alterna (CA):

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \varphi}{\sigma * \Delta V} \quad (21)$$

Donde

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

σ = Conductividad del material conductor. (Cobre = 56 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)⁻¹)

ΔV = Caída de tensión admisible (1% para CC y 3% para CA)

cos (φ) = Factor de potencia (0.8)

Tramo	$\Delta V_{\text{máxima}}$	$\Delta V_{\text{recomendada}}$
Generadores – Reguladores	3%	1%
Reguladores – Acumulador	1%	0,5%
Acumulador – Inversor	1%	1%
Inversor – CGBT	3%	3%
Otros equipos	5%	5%

Tabla 15. Caída de tensión máxima

Como la conexión de las filas en paralelo es en el propio inversor, se tiene en cuenta la intensidad de la propia fila de módulos en serie (10.84 A).

Como se trata de una instalación simétrica, solo se calculará la parte derecha.

Aplicando las fórmulas y valores obtenidos:

Módulo inversor 1:

- Fila 1 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 38.17 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 2.97 \text{ mm}^2$$

- Fila 2 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 43.77 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 3.4 \text{ mm}^2$$

- Fila 3 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 49.37 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 3.88 \text{ mm}^2$$

- Fila 4 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 54.87 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 4.27 \text{ mm}^2$$

- Fila 5 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 60.47 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 4.7 \text{ mm}^2$$

Módulo inversor 2:

- Fila 1 (15 módulos de 450 W)

$$S = 2.97 \text{ mm}^2$$

- Fila 2 (15 módulos de 450 W)

$$S = 3.4 \text{ mm}^2$$

- Fila 3 (15 módulos de 450 W)

$$S = 3.88 \text{ mm}^2$$

- Fila 4 (15 módulos de 450 W)

$$S = 4.27 \text{ mm}^2$$

- Fila 5 (15 módulos de 450 W)

$$S = 4.7 \text{ mm}^2$$

Inversor al punto de conexión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \varphi}{\sigma * \Delta V} = \frac{\sqrt{3} * 2 * 36 * 86.7 * 0.8}{56 * (0.03 * 400)} = 12.87 \text{ mm}^2$$

Una vez calculadas las secciones mínimas de los conductores para cada uno de los casos, se extrae la sección normalizada de la tabla de la ITC-BC-07 “Redes Subterráneas para Distribución en Baja Tensión” [1].

Cable unipolar R0Z1-K (0,6/1 kV)													
Intensidad máxima admisible en el conductor (A)													
Tipo de instalación		Sección nominal del conductor de cobre (mm ²)											
		6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Tubos enterrados (1)	Monof.	71	94	122	157	186	-	-	-	-	-	-	-
	Trifás.	58	77	100	128	152	184	224	268	304	340	384	440
Tubos empotrados, tubos en montaje superficial, canales protectores, conductos cerrados de obra (2)	Monof.	49	68	91	116	144	-	-	-	-	-	-	-
	Trifás.	44	60	80	106	131	159	202	245	284	338	386	455

Nota (1): ITC BT 07 3.1.3. Temperatura terreno 25 °C.
 Nota (2): tubos empotrados, en montaje superficial, canales protectores o conductos cerrados de obra. Tabla I de la ITC BT 19, método B, temperatura ambiente 40 °C

Tabla 16. Tabla de secciones mínimas normalizadas para conductores subterráneos ITC-BC-07

El material que se va a utilizar de recubrimiento de los cables será XLPE, que es un material termoestable con unas características superiores al PVC para los cambios de temperatura.

Los conductores escogidos para la instalación de corriente continua, entre los paneles y el inversor, serán de 6 mm² de sección y 71 A, ya que es la sección mínima.

Para la instalación de corriente alterna, entre el inversor y el punto de conexión, la sección escogida es de 25 mm² con una intensidad máxima admisible de 128 A, por encima de la intensidad máxima que circulará por el conductor. Al tratarse de un tramo trifásico, se dispondrá de un conductor de protección que cumple con la ITC-BT-19[1] y la Tabla 17 correspondiente. Se dispondrá de un conductor de protección de 16 mm².

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Tabla 17. Conductor de protección de la línea ITC-BT-19

El resumen se observa en la Tabla 18.

Tramo	Entrada	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)
Módulo Inversor 1 – Fila 1	XPV1	38.17	10.84	2.97	6
Módulo Inversor 1 – Fila 2	XPV1	43.77	10.84	3.4	6
Módulo Inversor 1 – Fila 3	XPV2	49.37	10.84	3.88	6
Módulo Inversor 1 – Fila 4	XPV2	54.87	10.84	4.27	6
Módulo Inversor 1 – Fila 5	XPV3	60.47	10.84	4.7	6
Módulo Inversor 2 – Fila 1	XPV1	38.17	10.84	2.97	6
Módulo Inversor 2 – Fila 2	XPV1	43.77	10.84	3.4	6
Módulo Inversor 2 – Fila 3	XPV2	49.37	10.84	3.88	6
Módulo Inversor 2 – Fila 4	XPV2	54.87	10.84	4.27	6
Módulo Inversor 2 – Fila 5	XPV3	60.47	10.84	4.7	6

Inversor a Punto de conexión	-	36	86.7	12.87	25
-------------------------------------	---	----	------	-------	----

Tabla 18. Resumen de secciones escogidas

El cableado de interconexión de los paneles viene facilitado por el fabricante y es de sección de 4 mm².

2.2.8.4. Canalizaciones

Las canalizaciones de los conductores de la instalación vendrán dadas por la ITC-BT-21 [1], donde se encuentran las características y dimensiones que han de tener.

Estas canalizaciones, serán fijas y enterradas en tubos corrugados para todos los tramos de la instalación.

Los tubos serán preferiblemente rígidos, pudiendo ser curvos en determinados casos en que sean necesarios.

Los tramos de canalizaciones serán del inversor a las placas solares, ya que la conexión entre paneles en serie no va canalizada.

Los tubos que llevarán los conductores de la instalación fotovoltaica enterrados y los conductores del inversor al punto de conexión deberán cumplir las siguientes características:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia

Tabla 19. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas

De la misma ITC se pueden extraer los diámetros necesarios para los tubos. En el caso de las canalizaciones enterradas.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	–

Tabla 20. Diámetros de los tubos para canalizaciones enterradas en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. ITC-BT-21

Para poder ahorrar espacio en las canalizaciones, se han realizado tramos comunes para los diferentes conductores que recorren el camino desde los paneles hasta el inversor.

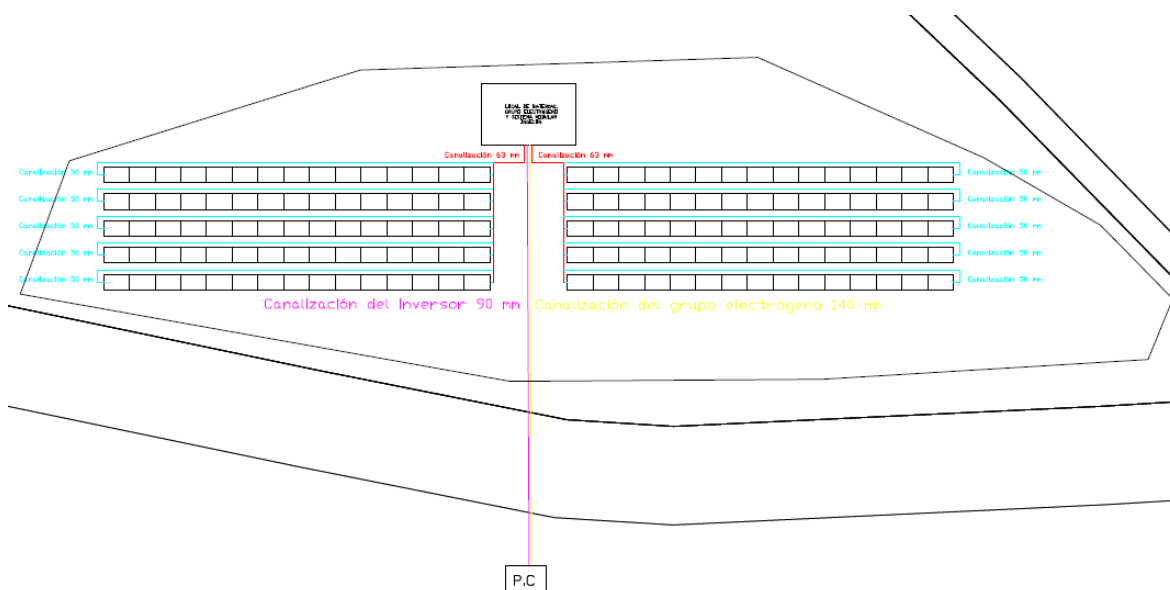


Figura 55. Plano de las canalizaciones enterradas de la instalación fotovoltaica

Observamos que los tramos en rojo corresponden a las canalizaciones comunes que contienen más de un conductor para ahorrar costes ya que recorren el mismo camino. Vemos que al inversor llegan un total de 2 tramos rojos, que contendrán un máximo de 10 conductores con una sección máxima de 6 mm². Por tanto, se utilizará un tubo de 63 mm de diámetro y un total de 13.7 metros de canalización por lado (27.4 metros de tubo de 63 mm de diámetro en total).

En esta canalización principal se conectarán las canalizaciones de los módulos solares que incorporan los conductores que conectan con el inversor. Recorren el mismo camino en todas las filas. Disponen de un conductor de 6mm² (marcadas en cian), por tanto, les corresponde

una canalización de 50 mm de diámetro. La longitud total por fila de módulos es de 34.02 metros, lo que hace un total de 340.2 metros de canalización de 50 mm para las 10 filas totales.

Finalmente, está el tramo entre el inversor y el punto de conexión. Como está en trifásica, habrá un total de 3 conductores de 25 mm² y uno de protección de 16 mm², por lo que la canalización será de 90 mm de diámetro con un total de 36 metros de longitud.

2.2.9. Protecciones

2.2.9.1. Protecciones contra sobreintensidades

En este apartado se procederá a la determinación de las protecciones necesarias (fusibles, interruptores automáticos o magnetotérmicos) para proteger la instalación contra sobreintensidades producidas por descargas eléctricas, sobrecargas o cortocircuitos.

La intensidad asignada del dispositivo de protección tiene que ser mayor a la obtenida por la previsión de cargas e inferior a la intensidad máxima admisible por el conductor. Esto se debe a que la protección se activará únicamente al superar la intensidad esperada sin llegar a dañar el conductor.

Por tanto, se tiene que cumplir la siguiente premisa:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (22)$$

Donde también se tiene que cumplir con la condición de:

$$I_f \leq 1.45 * I_z \quad (23)$$

Donde:

I_b = Intensidad determinada en función de la carga.

I_n = Intensidad asignada al dispositivo de protección

I_z = Intensidad máxima admisible por el conductor

I_f = Intensidad que asegura la actuación del dispositivo de protección por un largo tiempo. Su valor será de $1.45 * I_n$ para interruptores automáticos según la normativa UNE. Para el caso de fusibles de tipo general se toman los siguientes valores de la tabla 21.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	k Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 21. Corriente convencional de fusión en función de I_f

$$I_f = 1.60 * I_n \rightarrow \text{si } I_n \geq 16 A$$

$$I_f = 1.90 * I_n \rightarrow \text{si } 4 A \leq I_n \leq 16 A$$

$$I_f = 2.10 * I_n \rightarrow \text{si } 4 A \leq I_n$$

Para la parte de corriente continua, se utilizarán fusibles calibrados de categoría g (Uso general) para evitar las sobreintensidades en cada fila de módulos en serie. Los fusibles cuentan con valores normalizados que se pueden observar en la Tabla 22.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 22. Valores normalizados de los fusibles

En los tramos de corriente continua la conexión será monofásica y en el caso de las partes de corriente alterna será trifásica. A continuación, se procede al cálculo de los fusibles, con los datos extraídos en los apartados anteriores.

- Fila – Inversor

$$I_b = 10.84 \text{ A}$$

$$I_z = 71 \text{ A (Extraído de la Tabla 16)}$$

Entonces:

$$10.84 \text{ A} \leq I_n \leq 71 \text{ A}$$

Escogiendo un valor de $I_n = 16 \text{ A}$, el valor de fusible inmediatamente superior a 10.84 A . Se multiplica por 1.6.

$$I_f = 1.60 * 16 = 25.6 \text{ A}$$

Se comprueba si cumple la siguiente premisa:

$$I_f \leq 1.45 * I_z = 1.45 * 71 = 101.5 \text{ A}$$

Se verifica que $25.6 \text{ A} \leq 101.5 \text{ A}$, por tanto, se utilizará un fusible de $I_n = 16 \text{ A}$ para las filas de ambos lados.

- Tramo Inversor – Punto de conexión

Para este tramo, se buscará utilizar un interruptor automático (magnetotérmico) y no un fusible.

$$I_b = 86.7 \text{ A}$$

$$I_z = 128 \text{ A (Extraído de la Tabla 16)}$$

Entonces:

$$86.7 \text{ A} \leq I_n \leq 128 \text{ A}$$

Escogiendo un valor de $I_n = 100 \text{ A}$, el valor del magnetotérmico inmediatamente superior a 86.7 A . Se multiplica por 1.6.

$$I_f = 1.60 * 100 = 160 \text{ A}$$

Se comprueba si cumple la siguiente premisa:

$$I_f \leq 1.45 * I_z = 1.45 * 128 = 185.6 \text{ A}$$

Se verifica que $160 \text{ A} \leq 185.6 \text{ A}$, por tanto, se utilizará un magnetotérmico de $I_n = 100 \text{ A}$ para el tramo del inversor hasta el punto de conexión.

Además, ha de tener un poder de corte mayor a la intensidad de cortocircuito del sistema. Según la ITC-BT-17 [1], el mínimo poder de corte a instalar es de 4500 A, pero en este caso, el valor se obtiene de manera distinta.

$$I_c > I_{cc} \quad (24)$$

Siendo:

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{V}{R} \quad (25)$$

$$R = \frac{\rho * L}{S} \quad (26)$$

Donde:

I_c = Intensidad de corte nominal (A)

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito (A)

V = Tensión de línea (400 V)

R = Resistencia del conductor (Ω)

ρ = Resistividad del cobre ($1/56 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$)

L = Longitud de la línea (m)

S = Sección del conductor (mm^2)

Obtenemos:

$$R = \frac{1/56 * 36}{50} = 0.013 \Omega$$

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{400}{0.013} = 24.62 \text{ kA}$$

Por lo tanto, se selecciona un magnetotérmico de 100 A y $I_c = 25 \text{ kA} > I_{cc} = 24.62 \text{ kA}$.

Finalmente, las protecciones contra sobretensiones son:

Tramo	Tipo de protección	I_n (A)	I_c (kA)
Filas 1, 2, 3, 4, 5 – Inversor	Fusible	16	-
Inversor- Punto de conexión	Interruptor Magnetotérmico	100	25

Tabla 23. Protecciones seleccionadas

2.2.9.2. Protecciones contra sobretensiones

Estas protecciones tienen la función de proteger la instalación eléctrica de sobretensiones producidas por condiciones climatológicas, etc. En el caso de esta instalación, el elemento que está expuesto a sobretensiones es el inversor. Los valores no pueden superar unos máximos de entre 1.2 kV y 1.5 kV.

En esta instalación, se hará uso de un protector contra sobretensiones de tipo II, ya que este tipo de dispositivos se ensayan simulando los efectos secundarios del rayo. Están destinados a limitar las sobretensiones transitorias y derivar las ondas de corriente a tierra para limitar la amplitud de la sobretensión a un valor no peligroso.

El tipo 2 es el que más capacidad de energía tiene a una velocidad alta.

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta - Alta	Media - Alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja - Media	Media - Alta	Muy alta
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conductas o inducidas	

Tabla 24. Tipos de protectores contra sobretensiones

El protector de esa categoría tendrá que cumplir:

Tensión máxima de servicio U_c	700 Vcc
Nivel de protección	$\leq 1,2-1,5$ kV
Intensidad nominal de descarga I_n	20 kA (8/20)
Intensidad máxima de descarga I_{max}	40 kA (8/20)

Tabla 25. Características técnicas de un protector de clase II

La tensión máxima de servicio ha de ser superior a la máxima tensión del generador fotovoltaico (671.18 V).

Este protector irá ubicado dentro del cuadro de protecciones de CC de la instalación. La misión es proteger el inversor por la parte de CC.

2.2.9.3. Protección contra contactos directos

Esta protección está diseñada para proteger delante de contactos con los materiales eléctricos de la instalación (Norma UNE 20.460-4-41).

2.2.9.4. Protección por aislamiento de las partes activas

Estas partes deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo. Esta protección evita la conducción en caso de tener contacto.

- Protección por medio de barreras o envolventes

Consiste en situar las partes activas de la instalación en el interior de una envolvente o detrás de barreras. Dicha protección debe señalar el riesgo.

- Protección por medio de obstáculos

Esta protección no garantiza una protección completa de las partes activas, únicamente aíslan las zonas para que pueda acceder solamente el personal autorizado.

Los obstáculos únicamente impiden contactos fortuitos, no voluntarios.

- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento

Esta protección no garantiza una protección completa de las partes activas, únicamente alejan las zonas para que pueda acceder solamente el personal autorizado.

- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial

Protección complementaria contra los contactos directos. Utilizando únicamente esta protección no está permitido, ya que complementa otra medida en caso de fallo y que se produzca un contacto directo. Se utiliza un dispositivo de corriente diferencial-residual de corriente diferencial asignada de funcionamiento de ≤ 30 mA.

2.2.9.5. *Protección contra contactos indirectos*

Esta protección está diseñada para proteger delante de contactos con alguna parte de la instalación que ha adquirido tensión debido a fallos de aislamiento (Norma UNE 20.460-4-41).

- Protección por corte automático de la alimentación

El corte automático de la alimentación se produce después de la aparición de un fallo. De esta manera se impide que una tensión de valor suficiente se mantenga el suficiente tiempo como para dar resultado a un riesgo.

La tensión límite es 50 V en condiciones normales. La puesta a tierra y los dispositivos de protección deben estar coordinados.

- Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente

Para asegurar esta protección se utilizan:

- Equipos con un aislamiento doble o reforzado que no requieran toma a tierra.
- Conjuntos de aparatación construidos en fábrica y que posean aislamiento equivalente (doble o reforzado).
- Aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica y que aíslen equipos eléctricos que posean únicamente un aislamiento principal.
- Aislamientos reforzados montados en el curso de la instalación eléctrica y que aíslen las partes activas descubiertas, cuando por construcción no sea posible la utilización de un doble aislamiento.
- Protección en los locales o emplazamientos no conductores

Esta protección está destinada a impedir en caso de fallo del aislamiento principal de las partes activas, el contacto simultáneo con partes que pueden ser puestas a tensiones diferentes.

En estos emplazamientos deben presentar una resistencia no inferior a: - 50 k Ω , si la tensión nominal de la instalación no es superior a 500 V; y - 100 k Ω , si la tensión nominal de la instalación es superior a 500 V.

- Protección mediante conexiones equipotenciales locales no conectadas a tierra

Los conductores de equipotencialidad deben conectar todas las masas y todos los elementos conductores que sean simultáneamente accesibles.

- Protección por separación eléctrica

Se instalará un transformador para separar los circuitos y así que el circuito de utilización no tenga ningún punto en común de tierra. Así con la aparición de un defecto, no se creará ninguna tensión peligrosa, de manera que con el segundo defecto actúen las protecciones contra sobreintensidades.

Se instalará un interruptor diferencial que garantice la protección de contactos indirectos. La intensidad diferencial será de $I_{\Delta N} = 30 \text{ mA}$ y la intensidad nominal de 125 A superior a los 100 A del interruptor general (magnetotérmico).

2.2.10. Puesta a tierra

El objetivo principal de la puesta a tierra es limitar las tensiones que respecto al terreno pueden presentar en un momento dado los elementos metálicos de la instalación. También asegura las protecciones y elimina/disminuye el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Una puesta a tierra típica está compuesta por las partes que indica la ITC-BT-18 [1]:

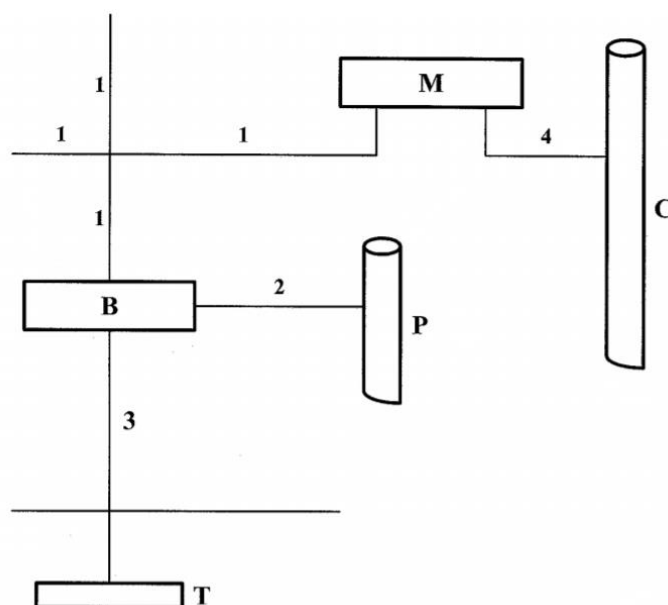


Figura 56. Esquema de puesta a tierra

Identificación	Descripción
1	Conductor de protección
2	Conductor de unión equipotencial principal
3	Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra
4	Conductor de equipotencialidad suplementaria
B	Borne principal de tierra
M	Masa
C	Elemento conductor
P	Canalización metálica principal de agua
T	Toma de tierra

Tabla 26. Leyenda del esquema de puesta a tierra

De la propia ITC, se pueden extraer diferentes características de los elementos que componen la puesta a tierra:

- La toma de tierra (T) está compuesta por electrodos como barras, tubos, pletinas, conductores desnudos, placas, anillos o mallas metálicas, a una profundidad mínima de 0.5 metros.
- Los elementos conductores (C) serán conductores de cobre con una sección $> 16 \text{ mm}^2$ o de hierro con una sección $> 50 \text{ mm}^2$.
- Los bornes de puesta a tierra (B), incluirán un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente.
- Los conductores de protección (1) sirven para unir eléctricamente las masas de la instalación para evitar contactos indirectos.

La puesta a tierra se dimensionará para que la resistencia no permita que se den tensiones superiores a 24 V en zonas húmedas y a 50 V en la resta.

La resistencia de la puesta a tierra depende de las dimensiones del electrodo, en este caso se han escogido picas verticales de 2.5 m de longitud y con un diámetro mínimo según la norma de 14 mm.

La resistividad del terreno (ρ) se obtiene de las tablas 27 y 28.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla 27. Resistividad del terreno

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 28. Resistividad del terreno

Para este caso se ha escogido una resistividad de $500 \Omega\text{m}$ ya que la parcela entra dentro de un terraplén cultivable poco fértil y otros terraplenes.

Para determinar la resistencia de tierra a partir del electrodo y las características del terreno, se extrae de la tabla 29.

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m)	
P, perímetro de la placa (m)	
L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla 29. Tipos de picas

Por tanto, al tratarse de picas verticales:

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2.5} = 200 \Omega \quad (27)$$

La ITC-BT-26 [1] establece que, para instalaciones sin pararrayos, la resistencia a tierra máxima tiene que ser de 37Ω . Por lo que será necesario colocar diferentes picas en paralelo para reducir el valor de la resistencia, separadas por una distancia equivalente al doble de la longitud de las picas (5 m).

Si se colocan un total de 6 picas en paralelo separadas 5 metros, la resistencia que se obtiene es de 33.3Ω , cumpliendo con el valor estipulado de menos de 37Ω .

La unión de las picas se realizará mediante un conductor de cobre enterrado no protegido contra la corrosión con una sección mínima de 25 mm^2 según la ITC-BT-18 [1]. Se seleccionará una sección de 35 mm^2 . La longitud total del conductor será de:

$$L = 2 * \text{Longitud pica} * N^{\circ} \text{ picas} = 2 * 2.5 * 6 = 30 \text{ metros} \quad (28)$$

2.2.11. Cálculo de pérdidas

Una vez la instalación está diseñada, se procede a la determinación de las pérdidas que se deben tener en cuenta.

Para determinar la potencia real de la instalación, se tendrán que determinar ciertas pérdidas:

- Pérdidas en los conductores
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas por presencia de polvo y suciedad
- Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos
- Pérdidas por orientación e inclinación
- Pérdidas por sombras

Todas las pérdidas son a nivel teórico.

2.2.11.1. Pérdidas en los conductores

Según el PCT de IDAE, a mayor potencia de la instalación, menos pérdidas se obtienen en los conductores, con un valor máximo de caída de tensión entre el generador y el punto de conexión no superior a 0.5% y para la parte continua no superior al 1%. Previamente se ha seleccionado un valor normalizado de la sección del conductor que fuera inmediatamente superior para así obtener pérdidas inferiores.

Descartando las pérdidas de los conmutadores, fusibles y diodos porque son menospreciables, se dispone:

$$P_{cond} = \frac{\Delta V * I}{V * I} = \frac{\Delta V}{V} \quad (29)$$

Dónde:

$$\Delta V = \frac{2 * L * I}{\sigma * S} \text{ para CC} \quad (30)$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \varphi}{\sigma * S} \text{ para CA} \quad (31)$$

Aplicando las expresiones obtenemos la Tabla 30.

Tramo	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Pcond (%)
Módulo Inversor 1 – Fila 1	33.98	622.5	10.84	6	0.35
Módulo Inversor 1 – Fila 2	39.58	622.5	10.84	6	0.41
Módulo Inversor 1 – Fila 3	45.18	622.5	10.84	6	0.47
Módulo Inversor 1 – Fila 4	50.68	622.5	10.84	6	0.52
Módulo Inversor 1 – Fila 5	56.28	622.5	10.84	6	0.58
Módulo Inversor 2 – Fila 1	33.98	622.5	10.84	6	0.35
Módulo Inversor 2 – Fila 2	39.58	622.5	10.84	6	0.41
Módulo Inversor 2 – Fila 3	45.18	622.5	10.84	6	0.47
Módulo Inversor 2 – Fila 4	50.68	622.5	10.84	6	0.52
Módulo Inversor 2 – Fila 5	56.28	622.5	10.84	6	0.58

Inversor a Punto de conexión	36	400	86.7	25	1.54
-------------------------------------	----	-----	------	----	------

Tabla 30. Perdidas de los conductores

Se observa un valor máximo de 1.54% de perdidas en los conductores, concretamente del tramo del inversor al punto de conexión.

2.2.11.2. Pérdidas por temperatura

Para determinar estas pérdidas será necesario saber la diferencia de temperatura de los módulos y la temperatura en condiciones estándar (25°C). Será necesaria la temperatura mediana mensual en la zona donde se sitúa la instalación para poder obtener la temperatura a la que se encontrará el módulo.

$$T_c = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) * E}{800} \quad (17)$$

Donde:

T_c= Temperatura de la célula (°C)

T_{amb}= Temperatura ambiente (°C)

TONC= Temperatura de operación nominal de la célula (45 °C)

E = Irradiancia solar (W/m²)

Las pérdidas se determinarán a partir de:

$$P_{temp}(\%) = g * (T_c - 25) \quad (32)$$

Donde:

g = Coeficiente de temperatura del módulo (-0.352%/°C)

P_{temp} = Pérdidas por temperatura

Las medias de temperatura en la zona donde estará la instalación y las irradiancias de cada uno de los meses del año, se puede obtener la tabla 31.

Mes	Tamb (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Tc (°C)	Ptemp (%)
Enero	3	520.2	19.3	2.01
Febrero	2.5	598.43	21.2	1.34
Marzo	5	665.95	25.8	0.28
Abril	7.5	674.63	28.6	1.27
Mayo	11.5	720.34	34	3.17
Junio	15	802.09	40.1	5.32
Julio	18	871.21	45.2	7.11
Agosto	18	857.03	44.8	6.97
Septiembre	14.5	764.72	38.4	4.72

Octubre	11	645.06	31.2	2.18
Noviembre	6	510.52	22	1.06
Diciembre	3.5	521.95	19.8	1.83

Tabla 31. Perdidas por temperatura

Se observa que el valor máximo es de 7.11% correspondiente al mes de julio.

2.2.11.3. Pérdidas por presencia de polvo y suciedad

Estas pérdidas dependen de la situación de la instalación y de las condiciones meteorológicas. Según el PCT del IDAE, un panel con alta presencia de polvo, excrementos animales, etc... puede presentar pérdidas de entre un 8% y 15%. Al disponer de un emplazamiento para la instalación donde no hay lluvias con barro ni zonas arenosas, se adopta un porcentaje de pérdidas por polvo y suciedad de un $P_{polvo} = 1\%$.

2.2.11.4. Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos

Estas pérdidas se deben a que los parámetros del módulo fotovoltaico presentan dispersión, por tanto, la producción energética es menor a la ideal. El valor de referencia del PCT del IDAE es de $P_{disp} = 2\%$.

2.2.11.5. Pérdidas por orientación e inclinación

Sabiendo que se dispone de una instalación con un azimut de 0° y una inclinación de los módulos de 20° , se procede a determinar las pérdidas buscando los límites de inclinación aceptables en la latitud de la instalación.

Primeramente, debemos saber cuánto son las pérdidas en caso de orientación e inclinación.

	Orientación inclinación	y	Sombras	Total
General	10%		10%	15%
Superposición	20%		15%	30%
Integración arquitectónica	40%		20%	50%

Tabla 32. Perdidas en caso de orientación e inclinación

Como máximo se dispondrá de 10% de pérdidas por orientación e inclinación si la inclinación escogida no está dentro de los límites de inclinación extraídos del PCT del IDAE [2]. Teniendo en cuenta el 10% de pérdidas, la inclinación límite corresponde a la región de 90-100%.

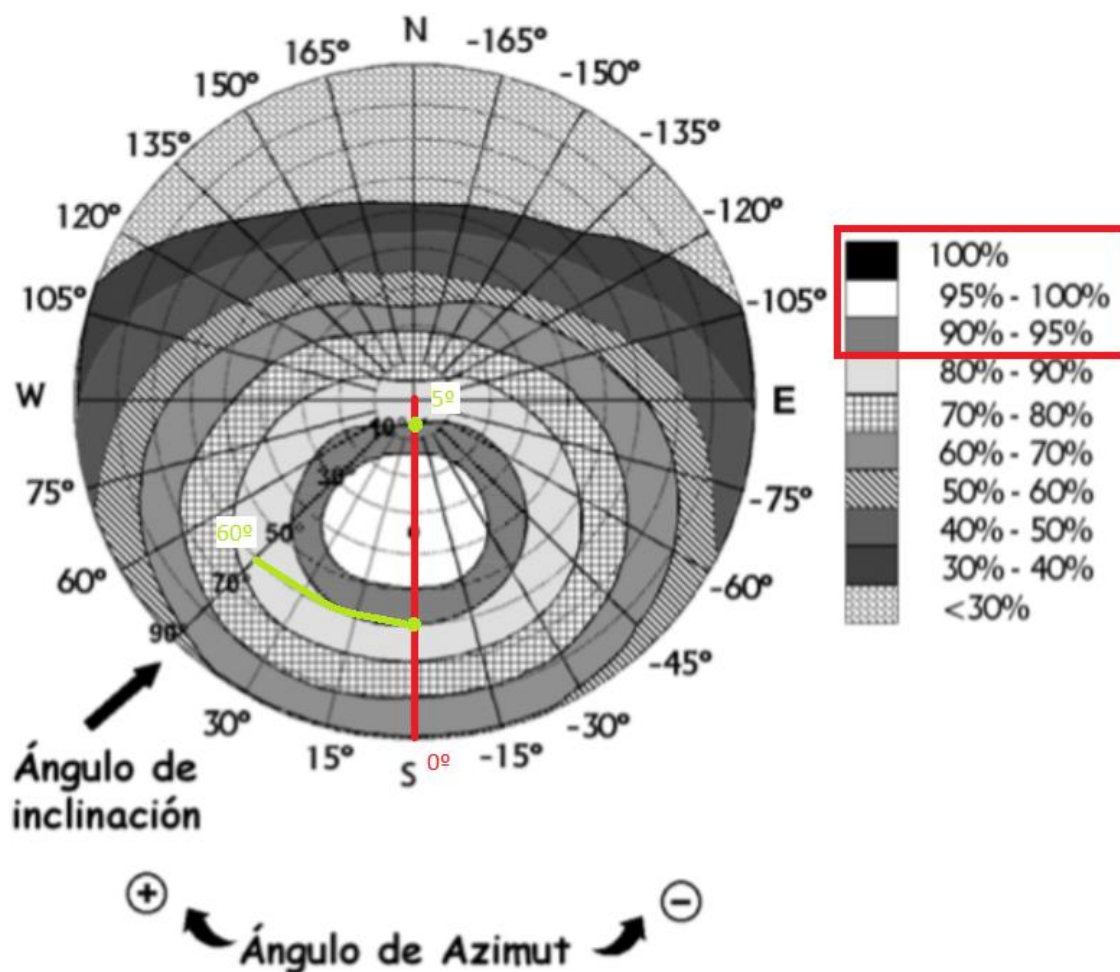


Figura 57. Diagrama de pérdidas

Se obtiene del diagrama que:

- Inclinación máxima: 60°
- Inclinación mínima = 5°

Aplicando la fórmula de los límites que se nos ha proporcionado:

- Inclinación máxima \rightarrow Inclinación ($\varnothing = 42.56957$) - (41° - latitud)
- Inclinación mínima \rightarrow Inclinación ($\varnothing = 42.56957$) - (41° - latitud)

Tenemos:

- Inclinación máxima $\rightarrow 60^\circ - (41^\circ - 42.56957^\circ) = 61.57^\circ$
- Inclinación mínima $\rightarrow 5^\circ - (41^\circ - 42.56957^\circ) = 6.57^\circ$

Se comprueba que la instalación está dentro de los límites, por tanto, las pérdidas por orientación e inclinación se pueden considerar negligibles.

2.2.11.6. Pérdidas por sombreado

Al disponer de los paneles orientados hacia el sud, en una parcela sin ningún obstáculo ni árbol, se pueden considerar las pérdidas por sombreado como negligibles.

2.2.12. Cálculo de la producción total estimada

En este apartado se va a calcular la producción anual de la instalación fotovoltaica. La expresión utilizada para ello es:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \quad (33)$$

Donde:

E_p = energía producida (kWh)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/(m²*día)).

P_{mp} = Potencia pico del generador (67.5 kWp)

PR = Performance Ratio o rendimiento energético de la instalación, el cual tiene en cuenta los rendimientos y las pérdidas.

G_{CEM} = Valor de la irradiación solar en condiciones estándar de medida (CEM) (1 kW/m²)

Para determinar $G_{dm}(\alpha, \beta)$, se extraen los valores de radiación mensual sobre superficie inclinada de Photovoltaic Geographical Information System [5].

Mes	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ (kWh/(m ² *día))
Enero	1.37
Febrero	2.87
Marzo	3.79
Abril	4.92
Mayo	5.56
Junio	6
Julio	6.25
Agosto	6.27
Septiembre	5.35
Octubre	3.5
Noviembre	1.95
Diciembre	1.63

Tabla 33. Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador

Para determinar el PR , se utiliza la siguiente fórmula:

$$PR = \left(1 - (P_{cond} + P_{temp} + P_{polvo} + P_{disp} + P_{or} + P_{incl} + P_{sombra}) \right) * \eta_{inversor} \quad (34)$$

Sabiendo que el rendimiento del inversor es superior al 96%

Se procede al cálculo del PR .

Mes	Pcond (%)	Ptemp (%)	Ppols (%)	Pdisp (%)	Por (%)	Pincl (%)	Psombra (%)	PR
Enero	1.54	2.01	1	2	0	0	0	0.9
Febrero		1.34						0.9
Marzo		0.28						0.91
Abril		1.27						0.9
Mayo		3.17						0.89
Junio		5.32						0.87
Julio		7.11						0.86
Agosto		6.97						0.85
Septiembre		4.72						0.87
Octubre		2.18						0.9
Noviembre		1.06						0.91
Diciembre		1.83						0.9

Tabla 34. PR por cada mes

Aplicando la fórmula para obtener la producción anual definitiva:

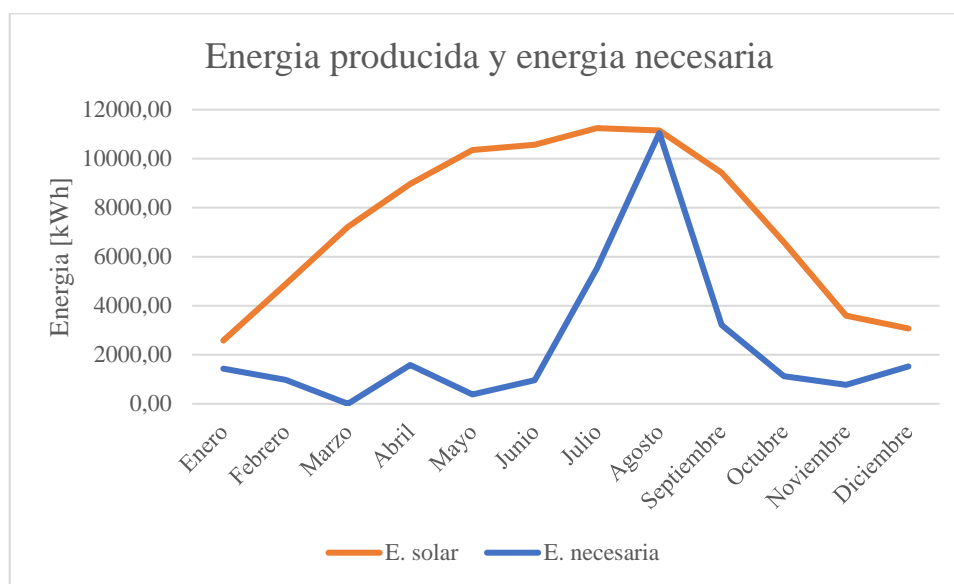
Mes	PR	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ (kWh/(m ² *día))	E_p (kWh/día)	E(kWh)
Enero	0.9	1.37	83.23	2580.13
Febrero	0.9	2.87	174.35	4881.8
Marzo	0.91	3.79	232.8	7216.8
Abril	0.9	4.92	298.89	8966.7
Mayo	0.89	5.56	334.01	10354.31
Junio	0.87	6	352.35	10570.5
Julio	0.86	6.25	362.81	11247.11
Agosto	0.85	6.27	359.74	11151.94
Septiembre	0.87	5.35	314.18	9425.4
Octubre	0.9	3.5	212.63	6591.53
Noviembre	0.91	1.95	119.78	3593.4
Diciembre	0.9	1.63	99.02	3069.62
TOTAL			2943.79	81549.24

Tabla 35. Producción anual mediante instalación fotovoltaica

Por tanto, la producción solar es mayor que la energía demandada.

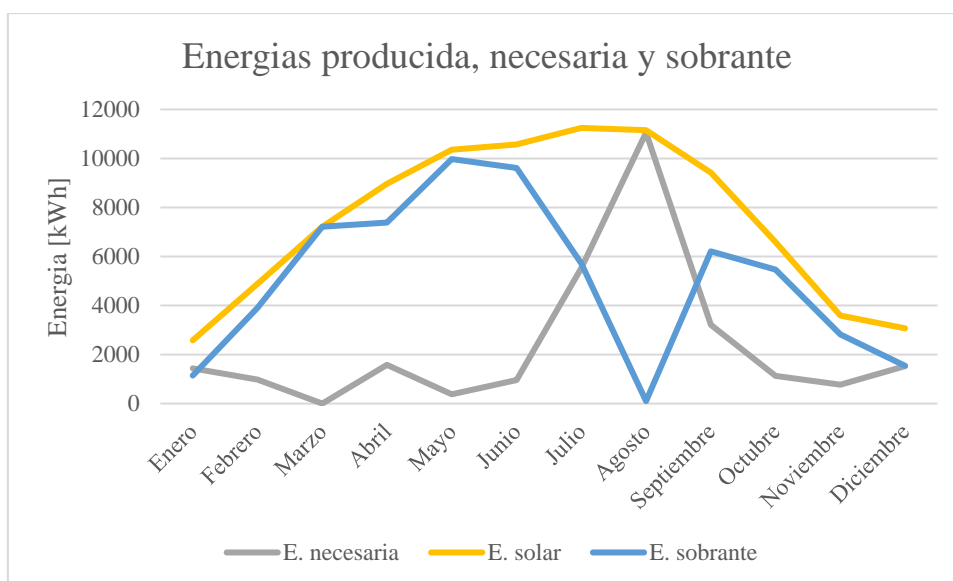
Mes	Energía solar (kWh)	Energía necesaria (kWh)	Energía sobrante (kWh)
Enero	2580.13	1435	1145.13
Febrero	4881.8	978	3903.80
Marzo	7216.8	0	7216.80
Abril	8966.7	1581	7385.70
Mayo	10354.31	380	9974.31
Junio	10570.5	961	9609.50
Julio	11247.11	5526	5721.11
Agosto	11151.94	11052	99.94
Septiembre	9425.4	3213	6212.40
Octubre	6591.53	1128	5463.53
Noviembre	3593.4	772	2821.40
Diciembre	3069.62	1526	1543.62
TOTAL	81549.24	28552	61097.24

Tabla 36. Energía sobrante de la producción solar



Gráfica 6. Energía producida y energía necesaria

Se observa que se cubre la demanda energética.



Gráfica 7. Energías producidas, necesaria y sobrante

Existe una gran producción de energía sobrante cuando el camping no está en temporada de verano, por tanto, para favorecer la amortización de la instalación, sería preciso vender la energía sobrante.

2.2.13. Amortización de la instalación

Actualmente se dispone de un consumo anual del camping gracias a las facturas proporcionadas por el director. Además, se puede obtener el gasto mensual, para finalmente obtener el gasto anual.

Mes	Coste (€)
Enero	323.91
Febrero	460.61
Marzo	443.31
Abril	326.98
Mayo	386.92
Junio	384.25
Julio	476.5
Agosto	582.42
Septiembre	432.22
Octubre	364.14
Noviembre	415.17
Diciembre	501.26
TOTAL	5097.69

Tabla 37. Coste mensual de la energía contratada

Con la instalación realizada, el ahorro anual de electricidad sería de 5097.69 €, pero se deben descontar los gastos en diésel del grupo electrógeno. Por tanto el ahorro se quedaría en 3978.23 €.

El coste total de la instalación asciende a 527183.10 € sin ayudas gubernamentales y de 370367.30 € con ayudas gubernamentales. Para calcular la amortización de la instalación se procede con la siguiente fórmula:

$$T = \frac{\text{Coste instalación}}{\text{Ahorro anual}} \quad (35)$$

Donde:

T = Tiempo para la amortización (años)

Coste instalación = Coste total de la instalación (€)

Ahorro anual = Gasto anual del camping (€/año)

Por tanto, para la instalación sin ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{527183.10}{3978.23} = 132.52 \text{ años}$$

Y para la instalación con ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{370367.30}{3978.23} = 93.10 \text{ años}$$

El tiempo para la amortización es excesivamente elevado, por lo que se debería considerar vender la energía sobrante durante el año para acelerar la amortización.

La instalación estará aislada de la red, pero en un caso que se quisiera amortizar más rápidamente el coste de esta, una opción sería vender el excedente energético. Dado que la instalación tiene un excedente energético elevado en los meses de temporada baja del camping, se procederá a la venta de este a la red.

El precio medio por kWh excedente es de 0.07 €/kWh. Por lo tanto, el beneficio que daría la instalación es de:

Mes	Energía sobrante (kWh)	Precio (€/kWh)	Beneficio (€)
Enero	1145.13	0.07	80.16
Febrero	3903.80	0.07	273.27
Marzo	7216.80	0.07	505.18
Abril	7385.70	0.07	517.00
Mayo	9974.31	0.07	698.20
Junio	9609.50	0.07	672.67
Julio	5721.11	0.07	400.48
Agosto	99.94	0.07	7.00
Septiembre	6212.40	0.07	434.87

Octubre	5463.53	0.07	382.45
Noviembre	2821.40	0.07	197.50
Diciembre	1543.62	0.07	108.05
TOTAL	61097.24	0.07	4276.81

Tabla 38. Amortización por venta de energía solar

La venta de energía provocaría un beneficio anual de 4276.81 €, sumados a los 3978.23 €, quedaría en 8255.04 €.

Por tanto la amortización quedaría en:

$$T = \frac{527183.10}{8255.04} = 63.86 \text{ años}$$

Y para la instalación con ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{370367.30}{8255.04} = 44.87 \text{ años}$$

Se observa que la instalación es inviable, dado que la amortización se producirá en más años que vida útil tienen los componentes que la forman.

2.3. Anexo 3: Hipótesis 2: Instalación eólica + Instalación fotovoltaica

Para esta hipótesis, la generación de energía eléctrica vendrá dada por la instalación eólica y la instalación fotovoltaica. Al disponer de aerogeneradores, se reducirá el tamaño de la fotovoltaica.

2.3.1. Instalación eólica

2.3.1.1. Emplazamiento

Para la instalación eólica se procederá al desplazamiento de la parcela respecto a la parcela donde están instalados los módulos. Se situará a los generadores en la parte superior de la montaña para así no disponer de ningún obstáculo.

La parcela seleccionada está en las coordenadas 42.57205, 1.11218.

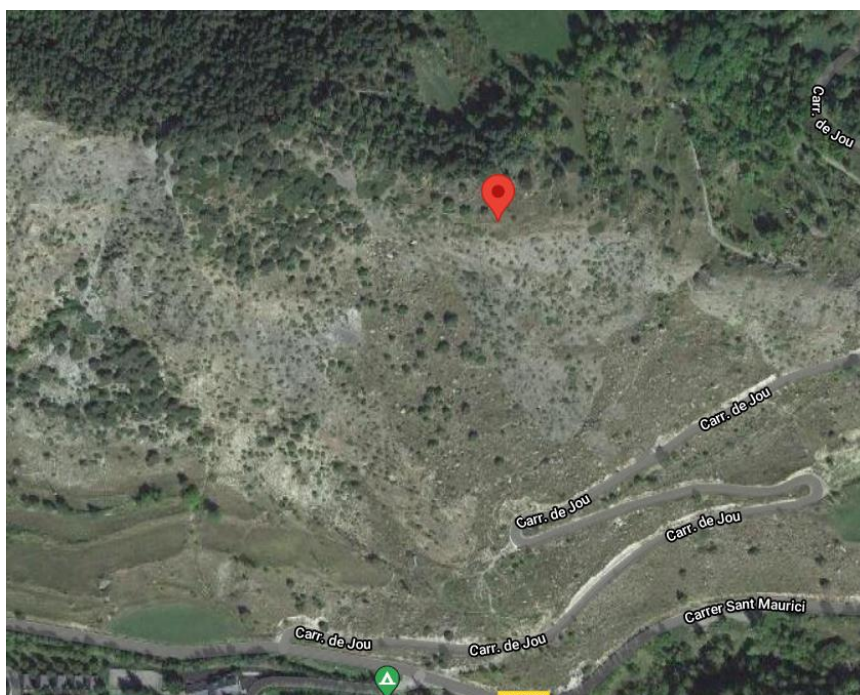


Figura 58. Localización de la parcela de la instalación eólica

Para esta parcela no se dispone de información catastral, por tanto, se supondrá que es una parcela de aproximadamente 500 m².

2.3.1.2. Estudio eólico del emplazamiento

En las coordenadas mencionadas en el apartado anterior, se procede al estudio eólico.

Primeramente, se ha calcula la probabilidad horaria de tener diferentes velocidades del viento con la distribución de Weibull. La fórmula es:

$$P(v) = \left[\frac{K}{c} \right] * \left[\frac{v_i}{c} \right]^{(K-1)} * e^{-\left[\frac{v_i}{c} \right]^K} \quad (1)$$

Donde:

P(v) = Probabilidad de tener una velocidad de viento

k = Factor de forma (2)

v_i = Rango de velocidad (1-25 m/s)

c = Factor de escala, adimensional (m/s)

El factor de escala procede de la relación entre la velocidad en el eje del aerogenerador y un valor constante.

Por tanto:

$$c = \frac{v_{eje}}{0,89} \quad (2)$$

Donde la velocidad del eje (v_{eje}) se obtiene a partir de:

$$v_{eje} = \underline{v} * \left(\frac{H_t}{H_m} \right)^c \quad (3)$$

Donde:

v_{eje} = Velocidad del viento en el eje (m/s)

\underline{v} = Velocidad media del viento en la zona (m/s)

H_t = Altura de la torre (m)

H_m = Altura de medida (m)

C = Coeficiente de geometría del terreno (0.1). Se obtiene de la Tabla 3

Para saber la velocidad del viento en el eje, se utilizará el software proporcionado por la página web de enair.es para obtener la velocidad del viento en la zona del emplazamiento [7], donde introduciendo los datos de la latitud y longitud donde estarán colocados los aerogeneradores, proporcionarán las velocidades del viento. Una vez obtenidos estos datos, se calculará la velocidad del viento en el eje para una altura de torre de 30 metros y el factor de forma para la distribución de Weibull.

Mes	Velocidad media a 30 m	Velocidad media en el eje (30 m)	Factor de forma c
Enero	5.8	5.8	6.517
Febrero	5.6	5.6	6.292
Marzo	6.1	6.1	6.854
Abril	4.7	4.7	5.281
Mayo	4.5	4.5	5.056
Junio	3.5	3.5	3.933
Julio	3.5	3.5	3.933
Agosto	2.7	2.7	3.034
Septiembre	3.3	3.3	3.708
Octubre	4.2	4.2	4.719
Noviembre	4.9	4.9	5.506
Diciembre	5.4	5.4	6.067

Tabla 39. Factor de forma mensual

Una vez obtenidos estos valores y sabiendo que la K es 2, se procede al cálculo de la distribución de Weibull. En los meses de mayor consumo energético, julio, agosto y septiembre, la velocidad del viento es menor. En los meses restantes, el viento es mayor, por tanto, la generación de energía será superior.

Al tratarse de aerogeneradores on-shore las velocidades de estos no son tan elevadas como si fueran off-shore.

Para obtener las horas que corresponden a las probabilidades de la distribución de Weibull, se tiene que realizar el porcentaje calculado de Weibull respecto a las horas que hay en un mes, 744 horas para meses de 31 días, 720 horas para meses de 30 días y 672 horas para febrero.

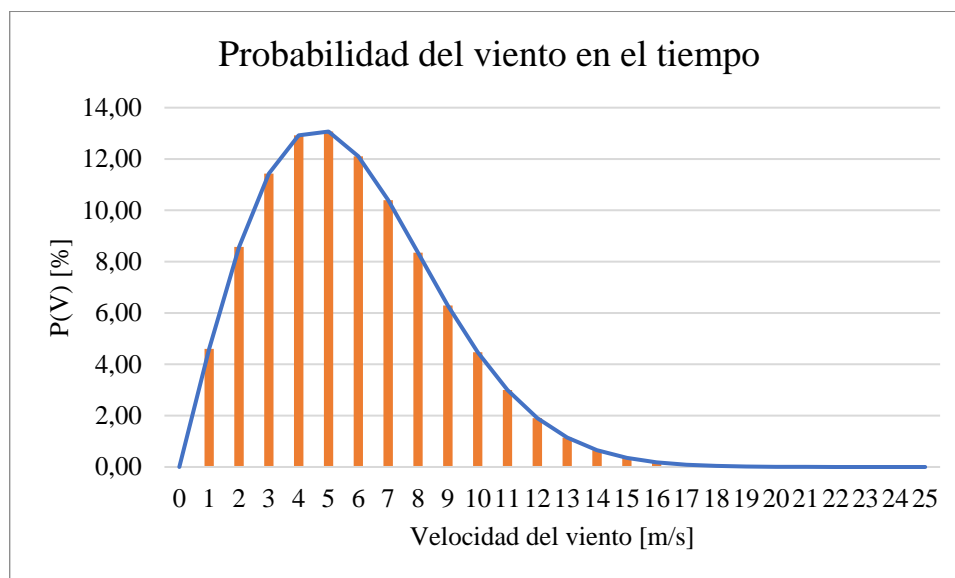
2.3.1.2.1. Enero

Para dichos parámetros en enero, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de enero [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000
1	0.0460	4.5997	34.2216
2	0.0857	8.5720	63.7753
3	0.1143	11.4299	85.0381
4	0.1292	12.9240	96.1546
5	0.1307	13.0699	97.2401
6	0.1211	12.1051	90.0617
7	0.1040	10.3986	77.3656
8	0.0835	8.3479	62.1082
9	0.0629	6.2934	46.8229
10	0.0447	4.4704	33.2599
11	0.0300	2.9991	22.3134
12	0.0190	1.9036	14.1630
13	0.0114	1.1447	8.5166
14	0.0065	0.6528	4.8568
15	0.0035	0.3533	2.6288
16	0.0018	0.1816	1.3078
17	0.0009	0.0887	0.6389
18	0.0004	0.0412	0.2967
19	0.0002	0.0182	0.1310
20	0.0001	0.0076	0.0551
21	0.0000	0.0031	0.0220

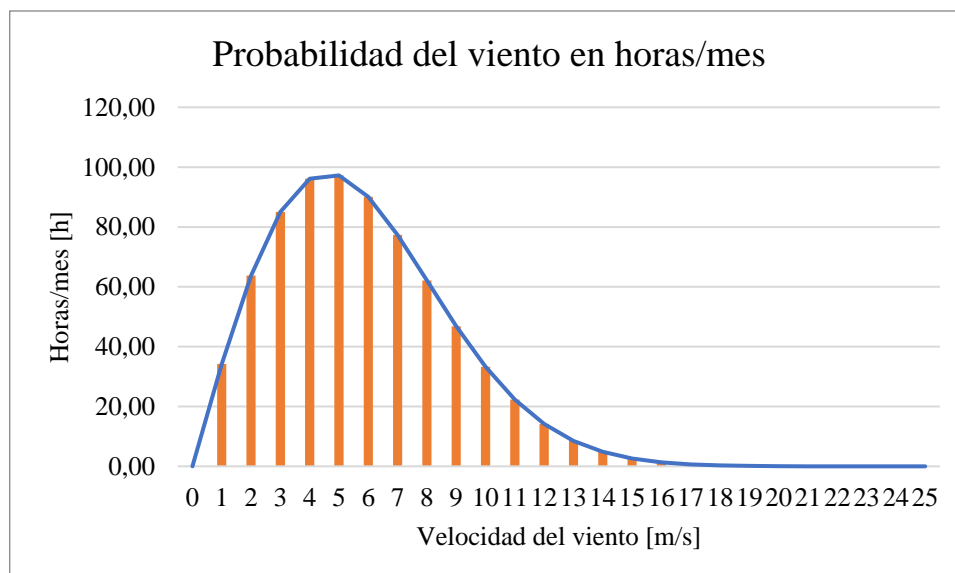
22	0.0000	0.0012	0.0084
23	0.0000	0.0004	0.0030
24	0.0000	0.0001	0.0010
25	0.0000	0.0000	0.0003

Tabla 40. Horas del mes de enero



Gráfica 8. Probabilidad del viento en el tiempo en enero

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 9. Probabilidad del viento en horas/mes en enero

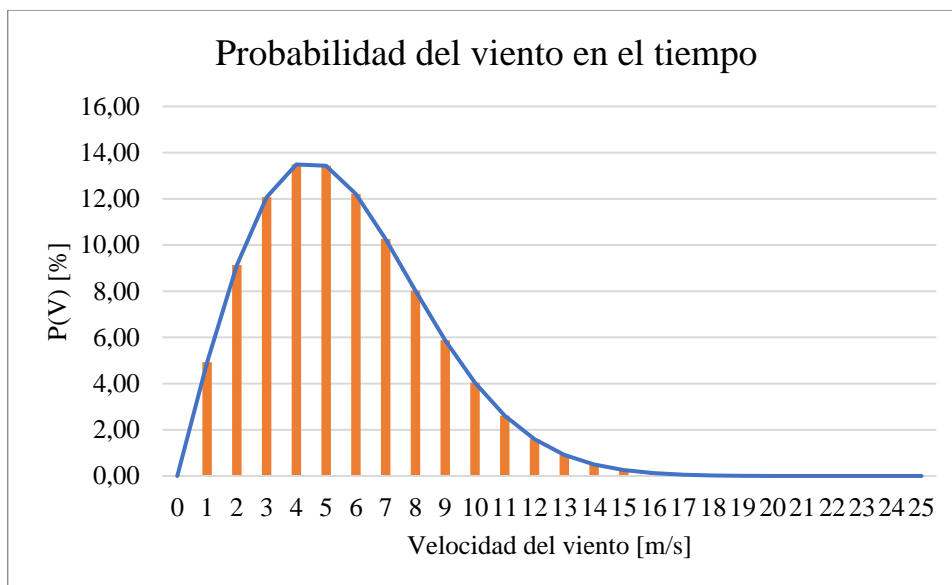
Se puede observar que, durante el mes de enero, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4, 5 y 6 m/s. Enero es un mes que presenta en general velocidades altas.

2.3.1.2.2. Febrero

Para dichos parámetros en febrero, se obtiene que:

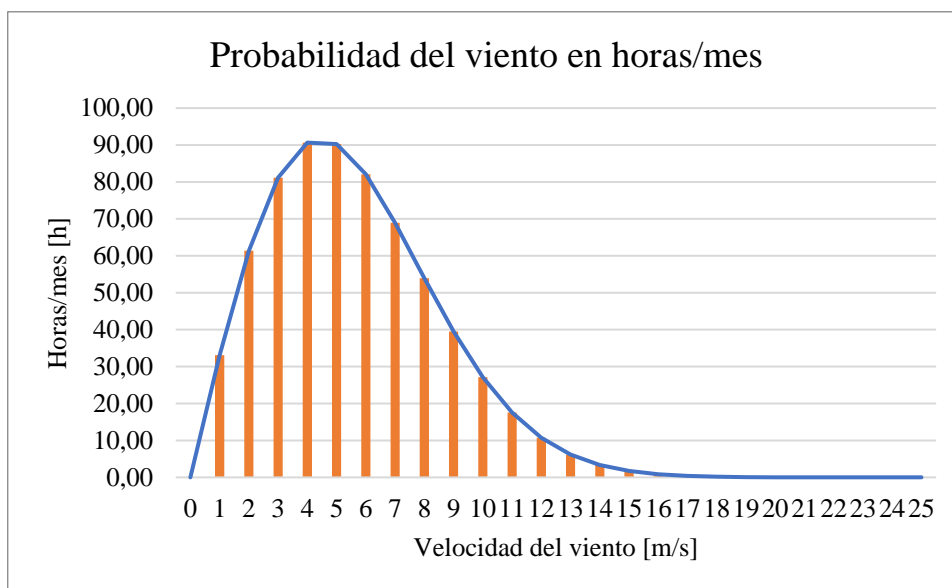
Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de febrero [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000
1	0.0493	4.9257	33.1004
2	0.0913	9.1324	61.3699
3	0.1207	12.0734	81.1332
4	0.1349	13.4891	90.6464
5	0.1343	13.4328	90.2682
6	0.1221	12.2091	82.0448
7	0.1026	10.2571	68.9277
8	0.0803	8.0255	53.9315
9	0.0588	5.8768	39.4924
10	0.0404	4.0409	27.1550
11	0.0262	2.6152	17.5745
12	0.0160	1.5959	10.7244
13	0.0092	0.9194	6.1787
14	0.0050	0.5006	3.3644
15	0.0026	0.2579	1.7328
16	0.0013	0.1257	0.8447
17	0.0006	0.0580	0.3900
18	0.0003	0.0254	0.1706
19	0.0001	0.0105	0.0707
20	0.0000	0.0041	0.0278
21	0.0000	0.0015	0.0104
22	0.0000	0.0005	0.0037
23	0.0000	0.0002	0.0012
24	0.0000	0.0001	0.0004
25	0.0000	0.0000	0.0001

Tabla 41. Horas del mes de febrero



Gráfica 10. Probabilidad del viento en el tiempo en febrero

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 11. Probabilidad del viento en horas/mes en febrero

Se puede observar que, durante el mes de febrero, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4, 5 y 6 m/s. Febrero es un mes que presenta en general velocidades altas.

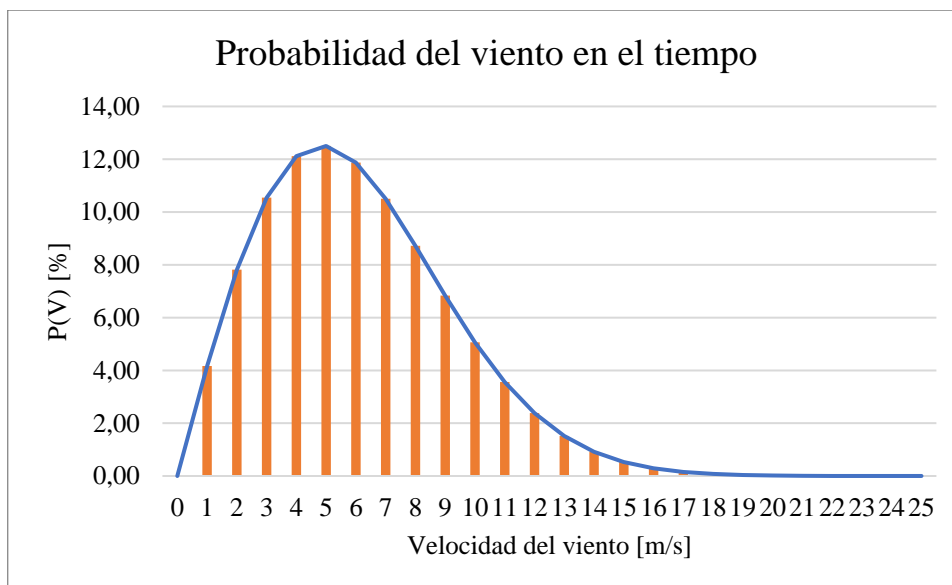
2.3.1.2.3. Marzo

Para dichos parámetros en marzo, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de marzo [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

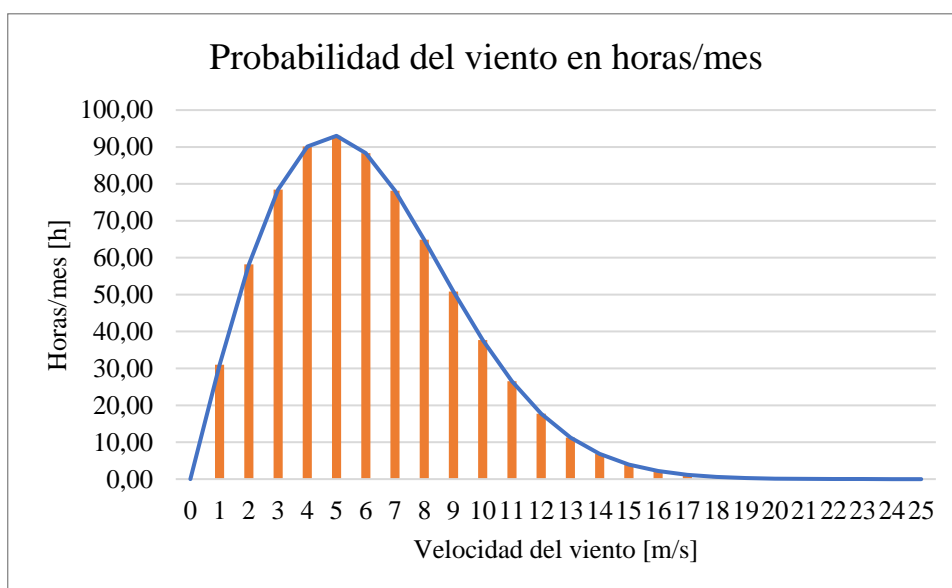
1	0.0417	4.1678	31.0083
2	0.0782	7.8199	58.1800
3	0.1055	10.5455	78.4585
4	0.1211	12.1141	90.1289
5	0.1250	12.5025	93.0185
6	0.1187	11.8709	88.3194
7	0.1050	10.5014	78.1302
8	0.0872	8.7209	64.8838
9	0.0683	6.8321	50.8305
10	0.0507	5.0659	37.6902
11	0.0356	3.5637	26.5141
12	0.0238	2.3826	17.7268
13	0.0152	1.5160	11.2790
14	0.0092	0.9189	6.8366
15	0.0053	0.5310	3.9509
16	0.0029	0.2928	2.1784
17	0.0015	0.1541	1.1465
18	0.0008	0.0775	0.5763
19	0.0004	0.0372	0.2767
20	0.0002	0.0171	0.1270
21	0.0001	0.0075	0.0557
22	0.0000	0.0031	0.0234
23	0.0000	0.0013	0.0094
24	0.0000	0.0005	0.0036
25	0.0000	0.0002	0.0013

Tabla 42. Horas del mes de marzo



Gráfica 12. Probabilidad del viento en el tiempo en marzo

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 13 Probabilidad del viento en horas/mes en marzo

Se puede observar que, durante el mes de marzo, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4, 5, 6 y 7 m/s. Marzo es el mes que mayores velocidades de viento presenta, por tanto, implicará mayor generación de energía.

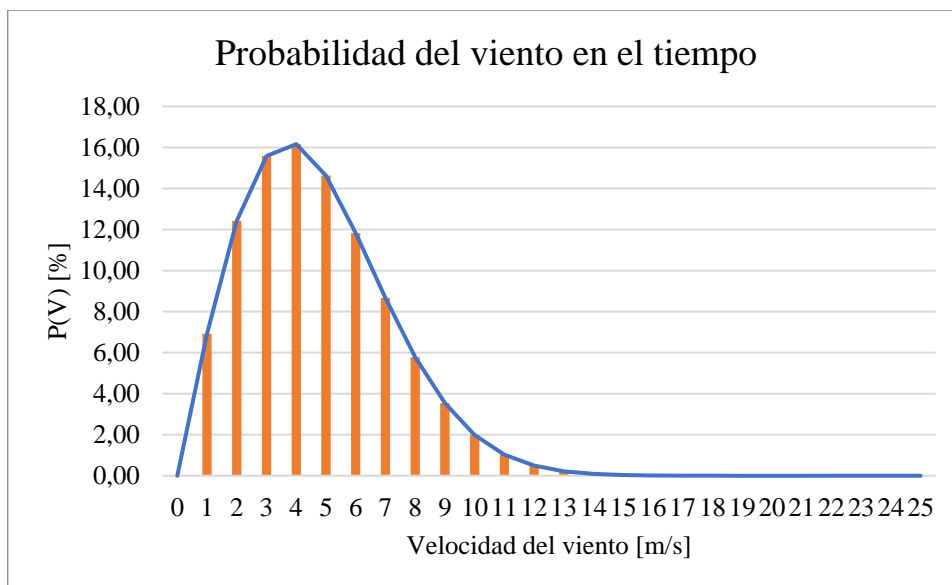
2.3.1.2.4. Abril

Para dichos parámetros en abril, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de abril [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

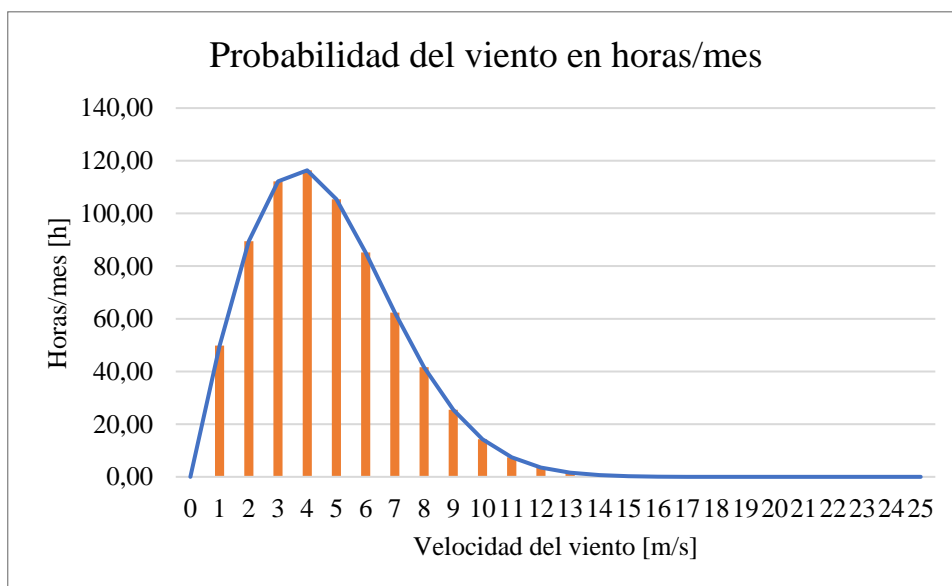
1	0.0692	6.9190	49.8166
2	0.1243	12.4266	89.4716
3	0.1558	15.5804	112.1792
4	0.1616	16.1625	116.3700
5	0.1463	14.6306	105.3404
6	0.1183	11.8343	85.2069
7	0.0866	8.6625	62.3698
8	0.0578	5.7815	41.6268
9	0.0354	3.5355	25.4558
10	0.0199	1.9876	14.3107
11	0.0103	1.0297	7.4135
12	0.0049	0.4924	3.5452
13	0.0022	0.2176	1.5670
14	0.0009	0.0890	0.6409
15	0.0003	0.0337	0.2427
16	0.0001	0.0118	0.0852
17	0.0000	0.0039	0.0277
18	0.0000	0.0012	0.0084
19	0.0000	0.0003	0.0023
20	0.0000	0.0001	0.0006
21	0.0000	0.0000	0.0001
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 43. Horas del mes de abril



Gráfica 14. Probabilidad del viento en el tiempo en abril

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 15. Probabilidad del viento en horas/mes en abril

Se puede observar que, durante el mes de abril, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4 y 5 m/s. Abril es un mes con velocidades medias de viento.

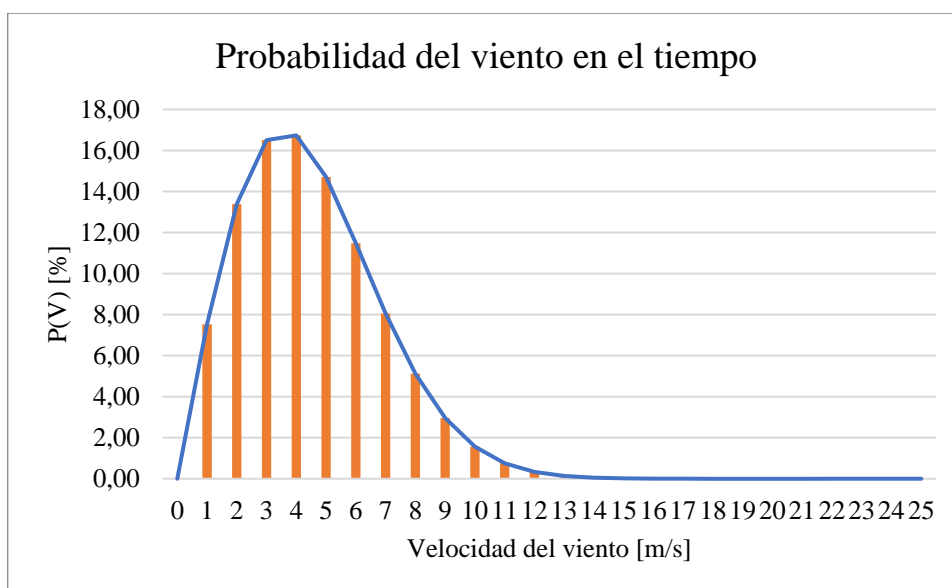
2.3.1.2.5. Mayo

Para dichos parámetros en mayo, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de mayo [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

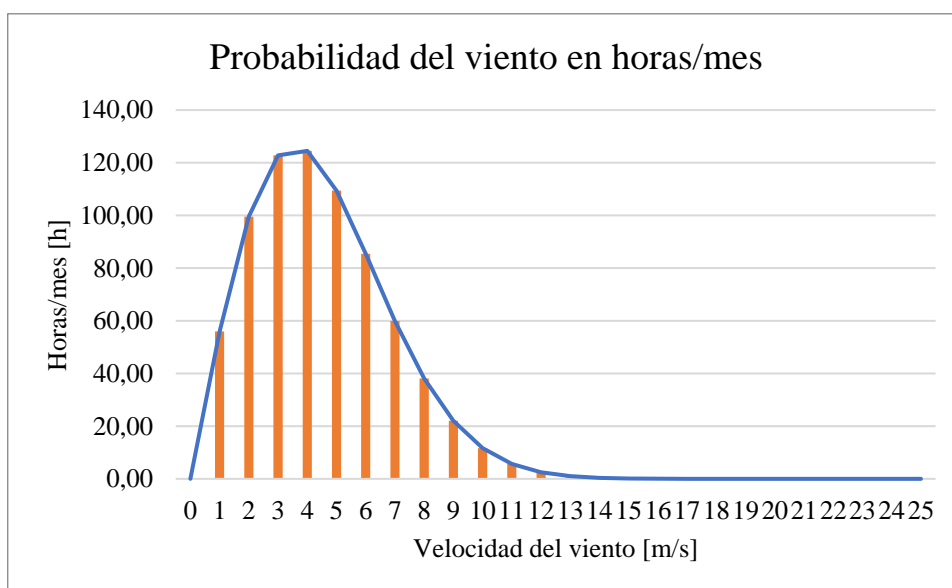
1	0.0752	7.5231	55.9719
2	0.1338	13.3802	99.5489
3	0.1650	16.5050	122.7971
4	0.1674	16.7355	124.5122
5	0.1471	14.7115	109.4538
6	0.1148	11.4808	85.4172
7	0.0806	8.0552	59.9307
8	0.0512	5.1198	38.0911
9	0.0296	2.9622	22.0385
10	0.0157	1.5653	11.6458
11	0.0076	0.7573	5.6340
12	0.0034	0.3360	2.4997
13	0.0014	0.1369	1.0185
14	0.0005	0.0513	0.3815
15	0.0002	0.0177	0.1315
16	0.0001	0.0056	0.0417
17	0.0000	0.0016	0.0122
18	0.0000	0.0004	0.0033
19	0.0000	0.0001	0.0008
20	0.0000	0.0000	0.0002
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 44. Horas del mes de mayo



Gráfica 16. Probabilidad del viento en el tiempo en abril

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 17 Probabilidad del viento en horas/mes en abril

Se puede observar que, durante el mes de mayo, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4 y 5 m/s. Mayo es un mes con velocidades medias de viento.

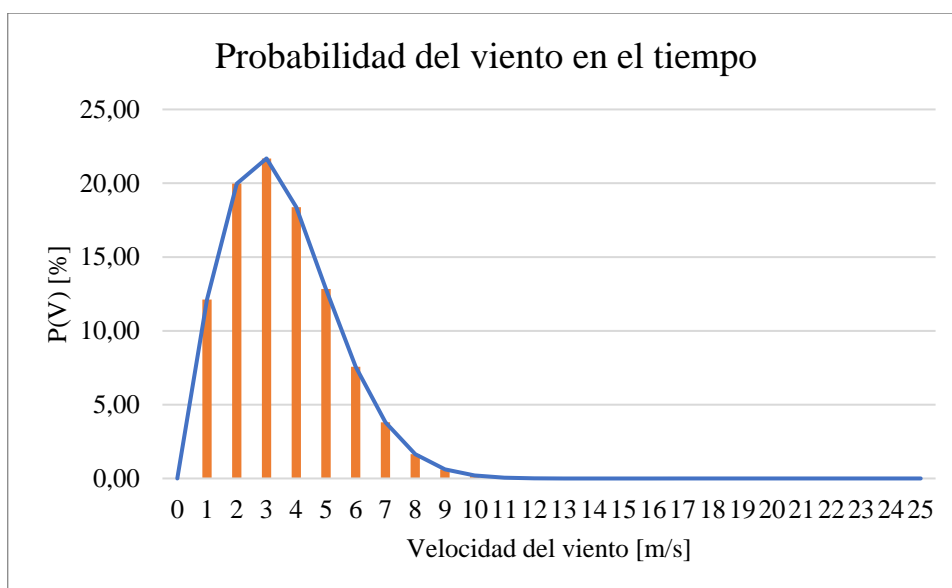
2.3.1.2.6. Junio

Para dichos parámetros en junio, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de junio [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

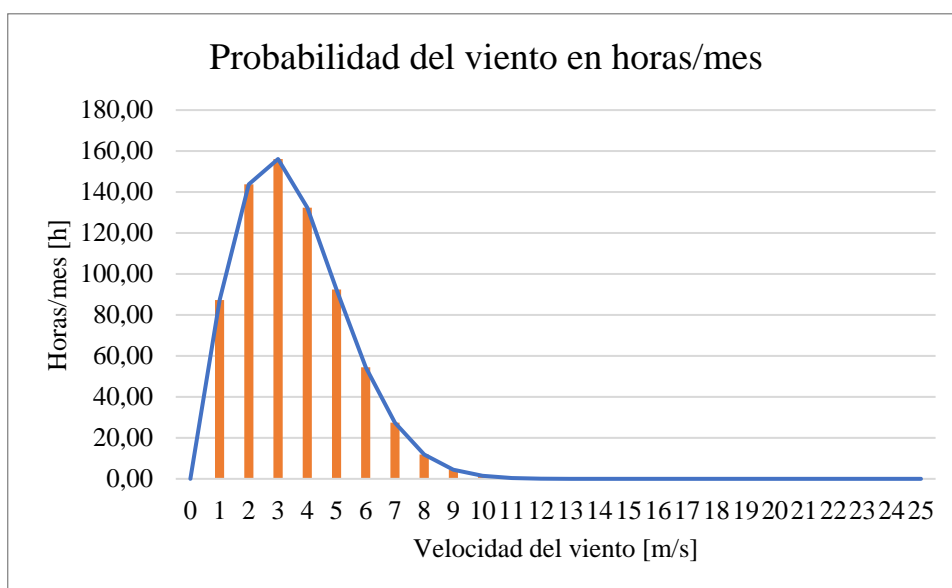
1	0.1212	12.1225	87.2819
2	0.1997	19.9699	143.7833
3	0.2168	21.6799	156.0952
4	0.1838	18.3832	132.3592
5	0.1284	12.8408	92.4541
6	0.0757	7.5661	54.4760
7	0.0381	3.8085	27.4212
8	0.0165	1.6501	11.8809
9	0.0062	0.6184	4.4525
10	0.0020	0.2011	1.4481
11	0.0006	0.0569	0.4097
12	0.0001	0.0140	0.1010
13	0.0000	0.0030	0.0217
14	0.0000	0.0006	0.0041
15	0.0000	0.0001	0.0007
16	0.0000	0.0000	0.0001
17	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 45. Horas del mes de junio



Gráfica 18. Probabilidad del viento en el tiempo en junio

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 19 Probabilidad del viento en horas/mes en junio

Se puede observar que, durante el mes de junio, las velocidades que se dan con más frecuencia son 2, 3 y 4 m/s. Junio presenta velocidades bajas de viento.

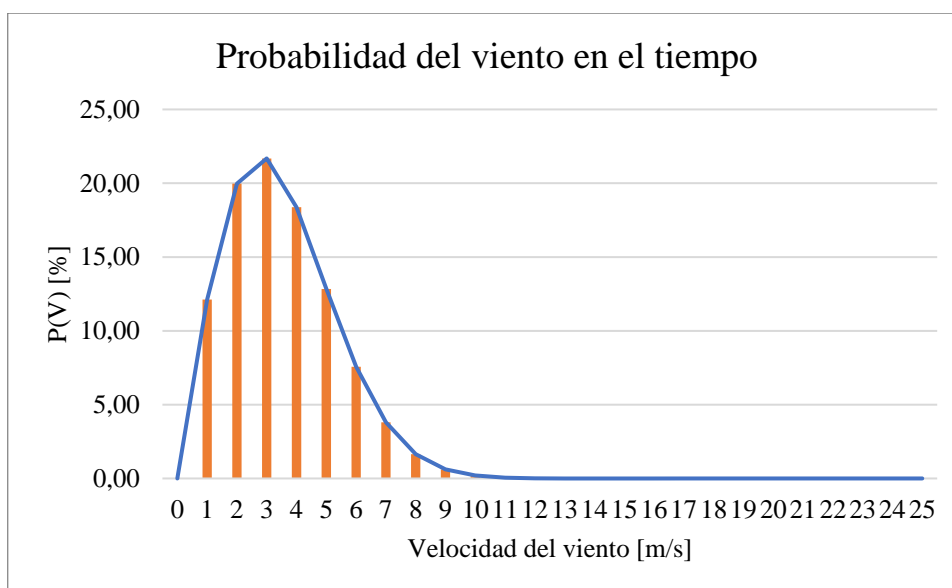
2.3.1.2.7. Julio

Para dichos parámetros en julio, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de julio [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

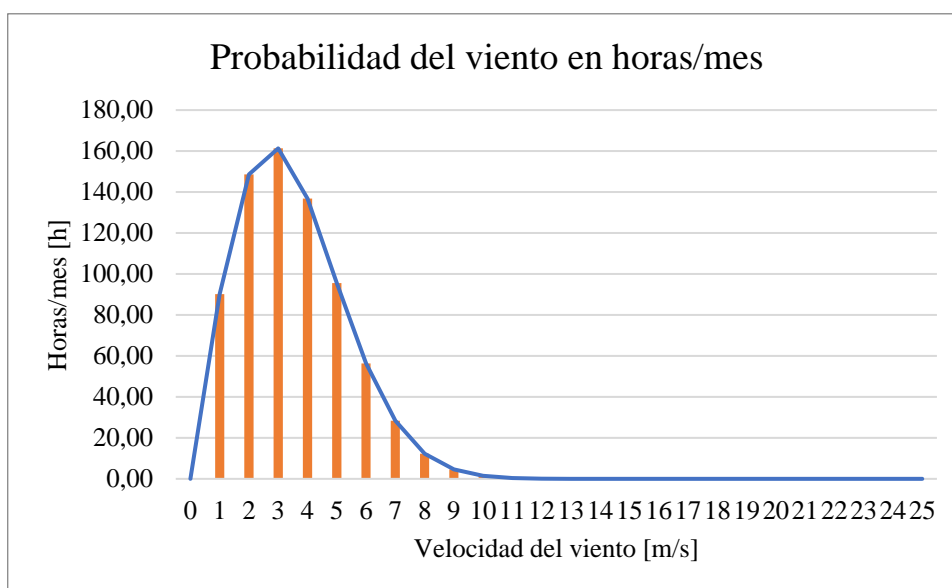
1	0.1212	12.1225	90.1913
2	0.1997	19.9699	148.5760
3	0.2168	21.6799	161.2984
4	0.1838	18.3832	136.7712
5	0.1284	12.8408	95.5359
6	0.0757	7.5661	56.2919
7	0.0381	3.8085	28.3352
8	0.0165	1.6501	12.2769
9	0.0062	0.6184	4.6009
10	0.0020	0.2011	1.4964
11	0.0006	0.0569	0.4234
12	0.0001	0.0140	0.1044
13	0.0000	0.0030	0.0225
14	0.0000	0.0006	0.0042
15	0.0000	0.0001	0.0007
16	0.0000	0.0000	0.0001
17	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 46. Horas del mes de julio



Gráfica 20. Probabilidad del viento en el tiempo en julio

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 21 Probabilidad del viento en horas/mes en julio

Se puede observar que, durante el mes de julio, las velocidades que se dan con más frecuencia son 2, 3 y 4 m/s, que son velocidades bajas.

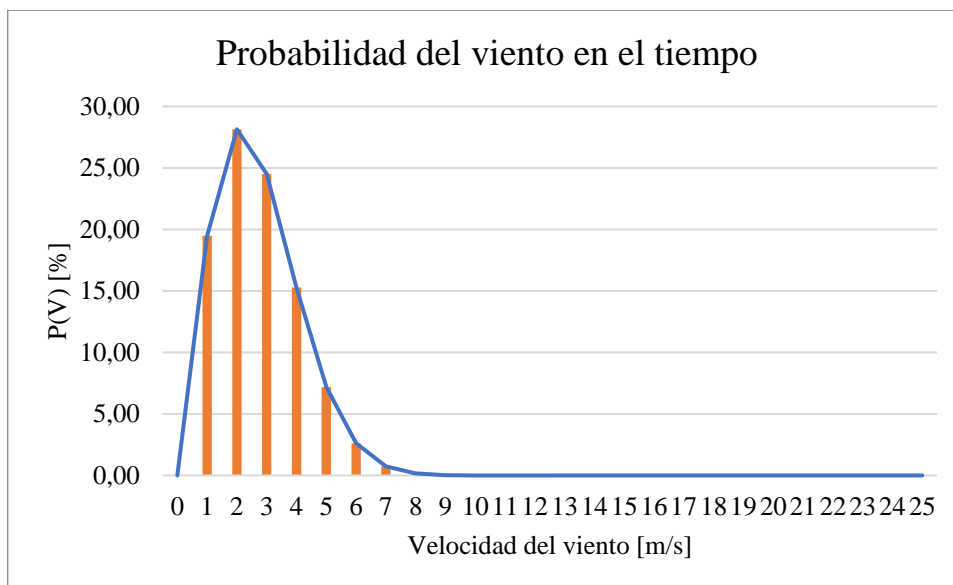
2.3.1.2.8. Agosto

Para dichos parámetros en julio, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de agosto [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

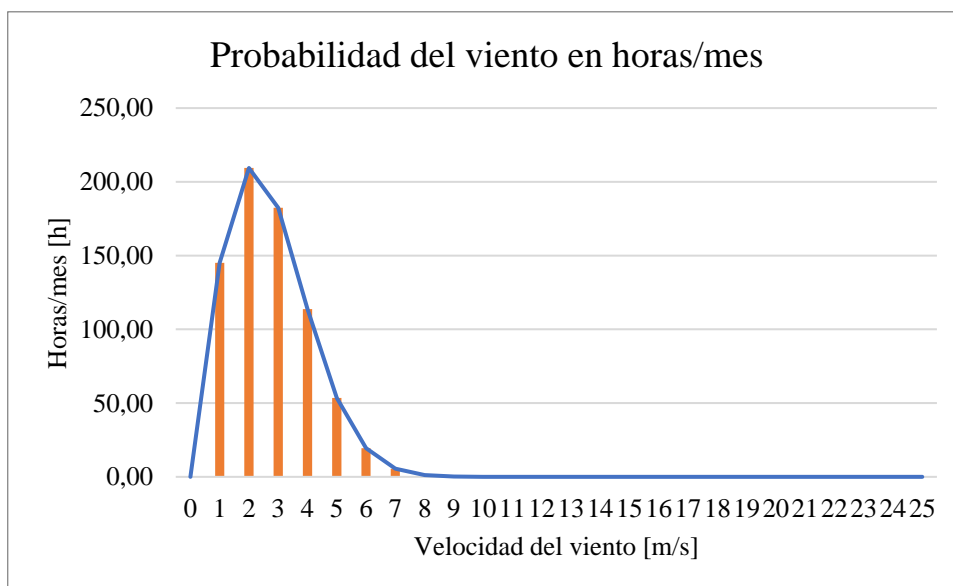
1	0.1949	19.4937	145.0330
2	0.2814	28.1422	209.3780
3	0.2452	24.5192	182.4230
4	0.1528	15.2801	113.6837
5	0.0718	7.1835	53.4455
6	0.0261	2.6088	19.4097
7	0.0074	0.7412	5.5146
8	0.0017	0.1660	1.2350
9	0.0003	0.0294	0.2191
10	0.0000	0.0042	0.0309
11	0.0000	0.0005	0.0035
12	0.0000	0.0000	0.0003
13	0.0000	0.0000	0.0000
14	0.0000	0.0000	0.0000
15	0.0000	0.0000	0.0000
16	0.0000	0.0000	0.0000
17	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 47. Horas del mes de agosto



Gráfica 22. Probabilidad del viento en el tiempo en agosto

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 23 Probabilidad del viento en horas/mes en agosto

Se puede observar que, durante el mes de agosto, las velocidades que se dan con más frecuencia son 1, 2 y 3 m/s, que son velocidades muy bajas para el mes de mayor consumo.

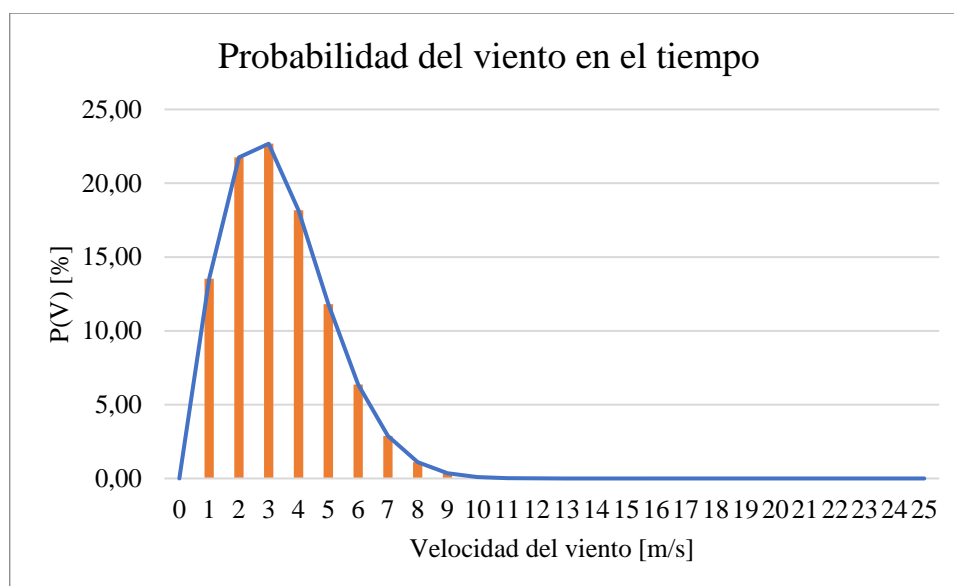
2.3.1.2.9. Septiembre

Para dichos parámetros en septiembre, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de septiembre [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

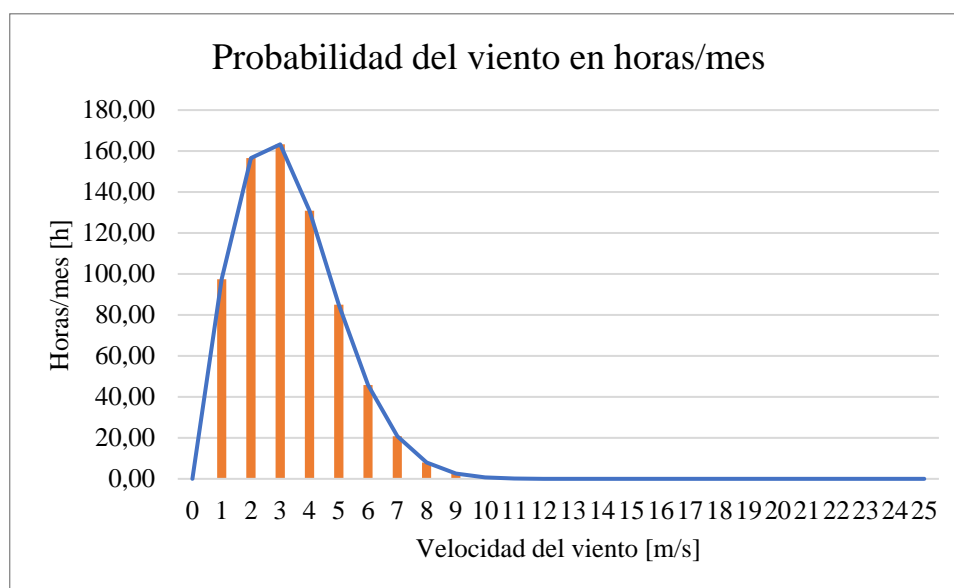
1	0.1353	13.5267	100.6389
2	0.2175	21.7498	161.8188
3	0.2268	22.6779	168.7233
4	0.1817	18.1726	135.2043
5	0.1180	11.8039	87.8211
6	0.0636	6.3640	47.3479
7	0.0288	2.8841	21.4580
8	0.0111	1.1071	8.2366
9	0.0036	0.3617	2.6908
10	0.0010	0.1009	0.7507
11	0.0002	0.0241	0.1793
12	0.0000	0.0049	0.0367
13	0.0000	0.0009	0.0065
14	0.0000	0.0001	0.0010
15	0.0000	0.0000	0.0001
16	0.0000	0.0000	0.0000
17	0.0000	0.0000	0.0000
18	0.0000	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 48. Horas del mes de septiembre



Gráfica 24. Probabilidad del viento en el tiempo en septiembre

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 25 Probabilidad del viento en horas/mes en septiembre

Se puede observar que, durante el mes de septiembre, las velocidades que se dan con más frecuencia son 2 y 3 m/s, que son velocidades bajas.

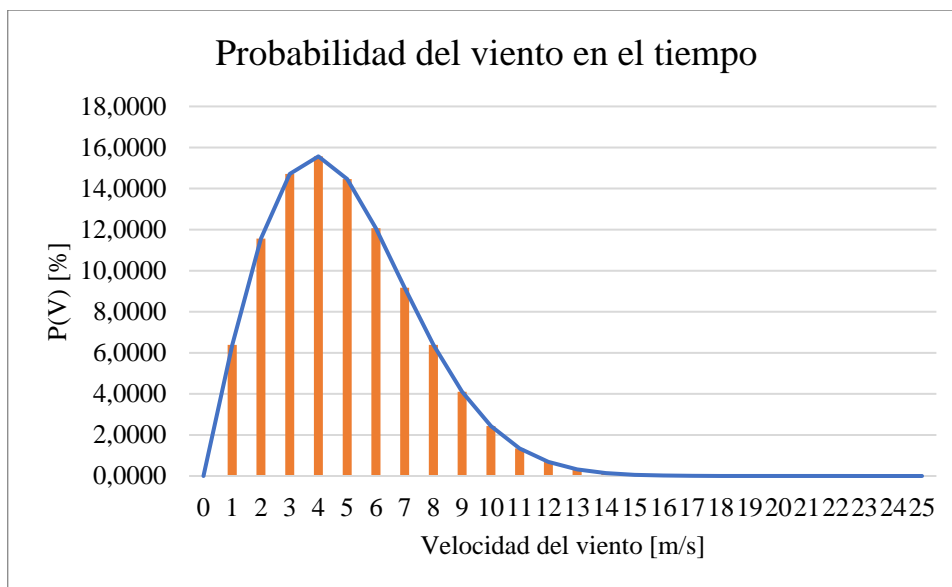
2.3.1.2.10. Octubre

Para dichos parámetros en octubre, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de octubre [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

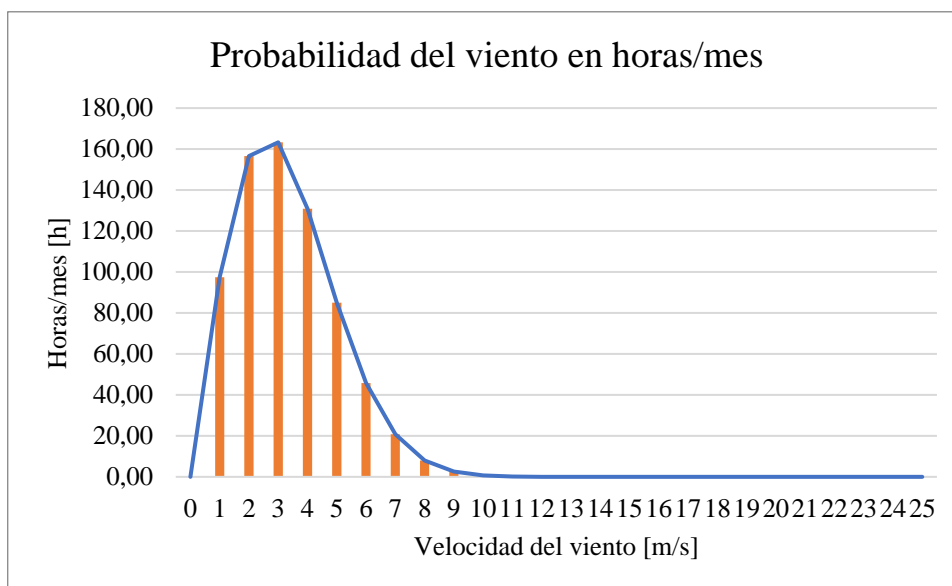
1	0.0859	8.5864	63.8827
2	0.1501	15.0084	111.6629
3	0.1799	17.9854	133.8114
4	0.1751	17.5125	130.2933
5	0.1461	14.6132	108.7225
6	0.1070	10.7007	79.6132
7	0.0696	6.9637	51.8100
8	0.0406	4.0580	30.1915
9	0.0213	2.1278	15.8312
10	0.0101	1.0073	7.4945
11	0.0043	0.4316	3.2108
12	0.0017	0.1676	1.2470
13	0.0006	0.0591	0.4396
14	0.0002	0.0189	0.1408
15	0.0001	0.0055	0.0410
16	0.0000	0.0015	0.0105
17	0.0000	0.0004	0.0025
18	0.0000	0.0001	0.0006
19	0.0000	0.0000	0.0001
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 49. Horas del mes de octubre



Gráfica 26. Probabilidad del viento en el tiempo en octubre

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 27 Probabilidad del viento en horas/mes en octubre

Se puede observar que, durante el mes de octubre, las velocidades que se dan con más frecuencia son 2 y 3 m/s, que son velocidades bajas.

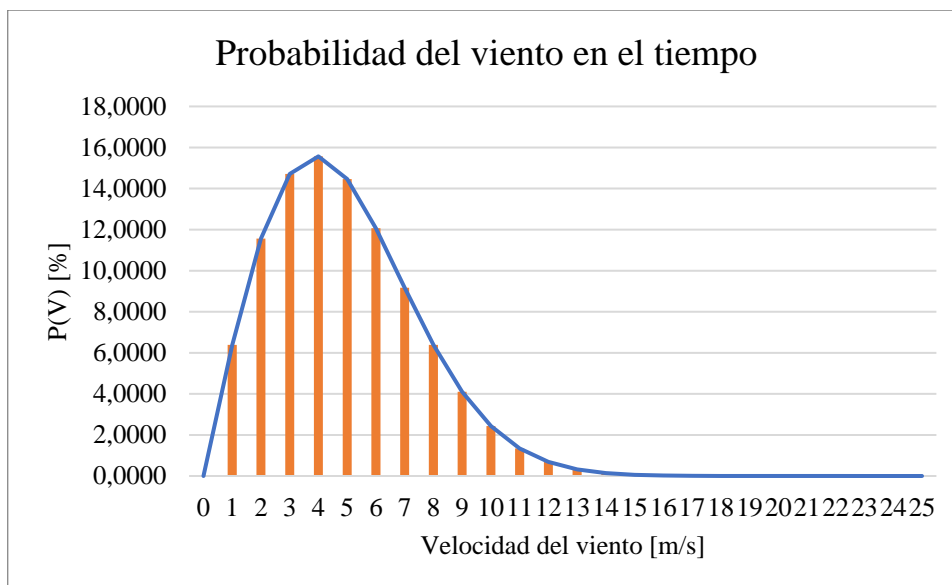
2.3.1.2.11. Noviembre

Para dichos parámetros en noviembre, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de noviembre [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

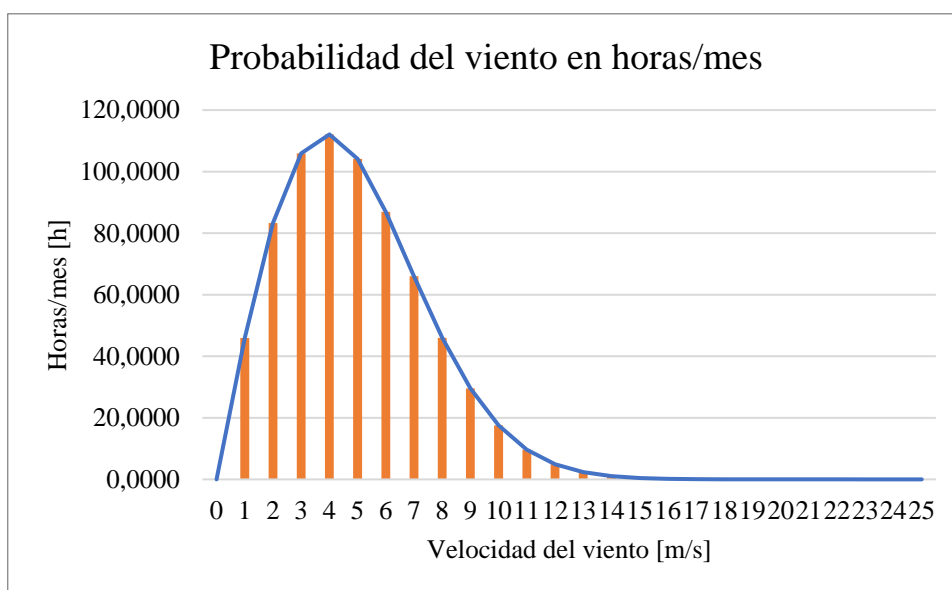
1	0.0638	6.3840	45.9645
2	0.1156	11.5648	83.2665
3	0.1471	14.7093	105.9067
4	0.1557	15.5681	112.0907
5	0.1446	14.4610	104.1193
6	0.1207	12.0719	86.9180
7	0.0917	9.1720	66.0386
8	0.0639	6.3906	46.0126
9	0.0410	4.1033	29.5434
10	0.0244	2.4359	17.5386
11	0.0134	1.3402	9.6496
12	0.0068	0.6846	4.9291
13	0.0033	0.3251	2.3406
14	0.0014	0.1437	1.0344
15	0.0006	0.0591	0.4257
16	0.0002	0.0227	0.1633
17	0.0001	0.0081	0.0584
18	0.0000	0.0027	0.0195
19	0.0000	0.0008	0.0061
20	0.0000	0.0002	0.0018
21	0.0000	0.0001	0.0005
22	0.0000	0.0000	0.0001
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 50. Horas del mes de noviembre



Gráfica 28. Probabilidad del viento en el tiempo en noviembre

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 29 Probabilidad del viento en horas/mes en noviembre

Se puede observar que, durante el mes de noviembre, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4 y 5 m/s, que son velocidades medias.

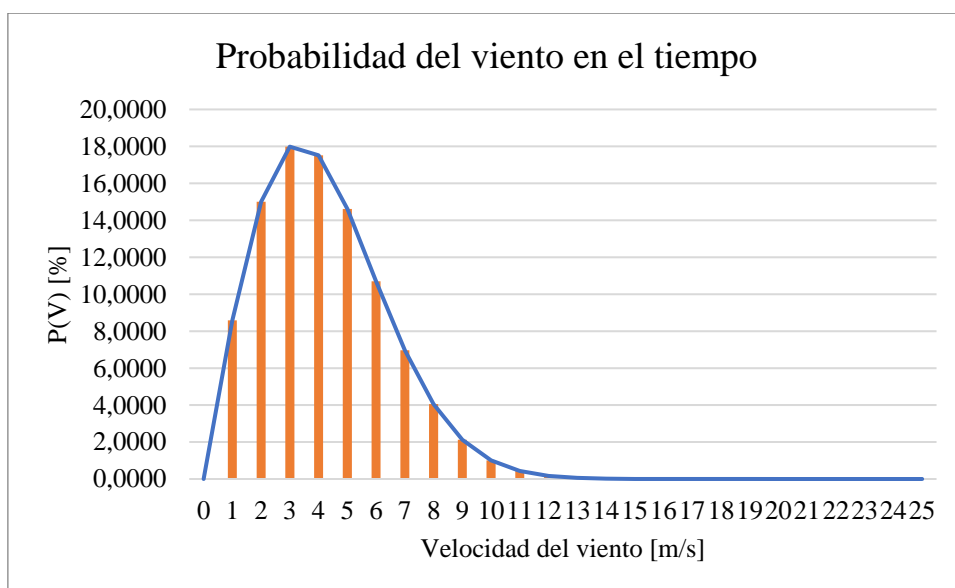
2.3.1.2.12. Diciembre

Para dichos parámetros en diciembre, se obtiene que:

Velocidad del viento [m/s]	P(V)	P(V) [%]	Horas del mes de diciembre [h]
0	0.0000	0.0000	0.0000

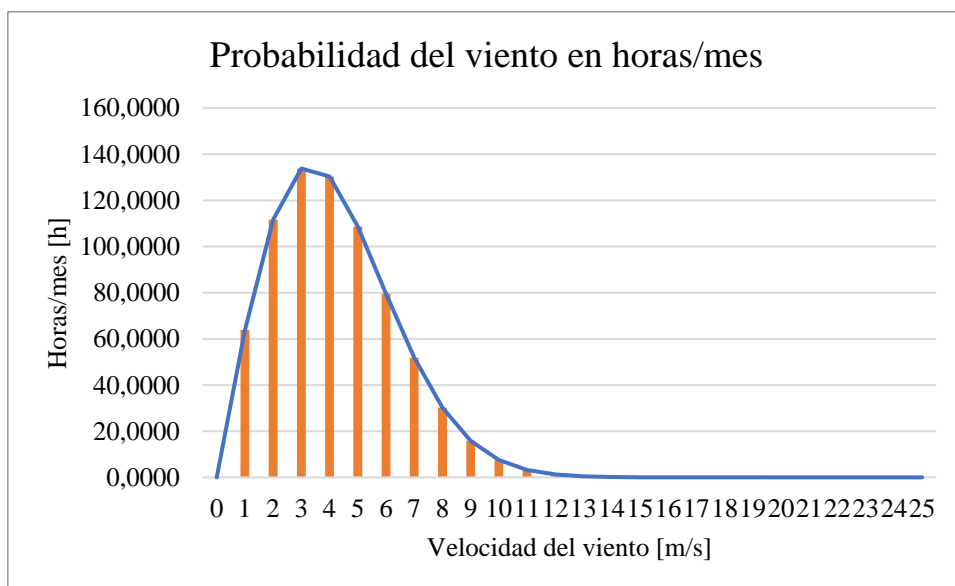
1	0.0529	5.2872	39.3367
2	0.0975	9.7468	72.5165
3	0.1276	12.7635	94.9604
4	0.1407	14.0711	104.6890
5	0.1377	13.7741	102.4795
6	0.1226	12.2596	91.2115
7	0.1005	10.0476	74.7538
8	0.0764	7.6400	56.8419
9	0.0542	5.4162	40.2967
10	0.0359	3.5918	26.7228
11	0.0223	2.2334	16.6163
12	0.0130	1.3044	9.7048
13	0.0072	0.7166	5.3312
14	0.0037	0.3706	2.7573
15	0.0018	0.1806	1.3438
16	0.0008	0.0830	0.6175
17	0.0004	0.0360	0.2677
18	0.0001	0.0147	0.1095
19	0.0001	0.0057	0.0423
20	0.0000	0.0021	0.0154
21	0.0000	0.0007	0.0053
22	0.0000	0.0002	0.0017
23	0.0000	0.0001	0.0005
24	0.0000	0.0000	0.0002
25	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 51. Horas del mes de diciembre



Gráfica 30. Probabilidad del viento en el tiempo en diciembre

En el eje x se pueden observar los datos de velocidad en m/s y en el eje y la probabilidad o frecuencia o duración del viento a esa velocidad. En el 100% del tiempo, en que proporciones sopla el viento en distintas velocidades.



Gráfica 31. Probabilidad del viento en horas/mes en diciembre

Se puede observar que, durante el mes de diciembre, las velocidades que se dan con más frecuencia son 3, 4, 5 y 6 m/s, que son velocidades altas.

2.3.1.3. Selección del aerogenerador

Al tratarse de una instalación aislada de la red, es preciso obtener la mayor cantidad de energía en los meses de mayor consumo. La instalación eólica cubrirá la demanda energética con una instalación fotovoltaica, por lo que no es necesario abusar de aerogeneradores ya que su precio es muy elevado.

La selección de los aerogeneradores se realiza en el apartado 1.11.2.1.2. Comparación de aerogeneradores.

GENERATOR	Type	Permanent Magnet
	Maximum Power	70 kW
ROTOR	Rated Power	60 kW
	Configuration	Horizontal Axis
	No. of Blades	3
	Blade Material	Glass fibre
	Blade Length	7.4 m
	Rotor Diameter	15.8 m
	Swept Area	193 m ²
	Nominal Rotor Speed	120 rpm
WIND	Pitch/Yaw	Downwind passive pitch
	Cut-In Speed	2 m/s
	Rated Wind Speed	11 m/s
	Cut-Out Speed	30 m/s
WEIGHTS	Survival Speed	59.5 m/s
	Nacelle/Rotor	4,500 kg
TOWERS	Lattice	18 – 36 m
	Monopole	18 – 27 m
	Tilt-Up	18 – 27 m
DESIGN PARAMETERS	Turbine Design Class	IEC 61400-2 Class II
	Temperature Range	-20° to 50°C
	Lifespan & Servicing	20 years, subject to regular maintenance

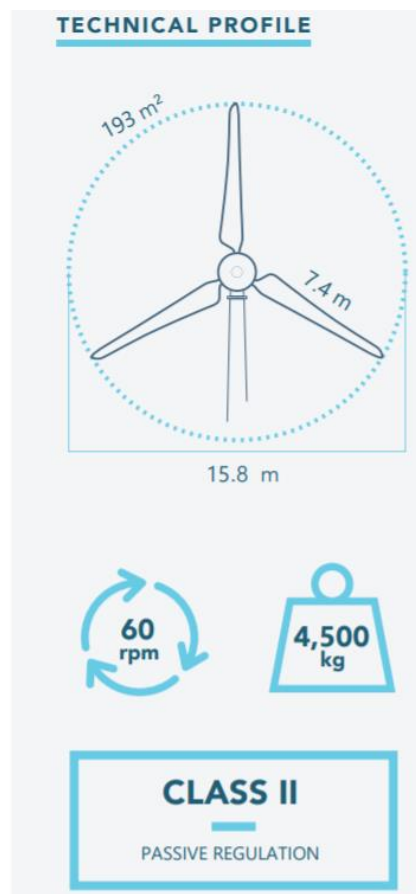


Figura 59. Especificaciones técnicas del aerogenerador seleccionado [12]

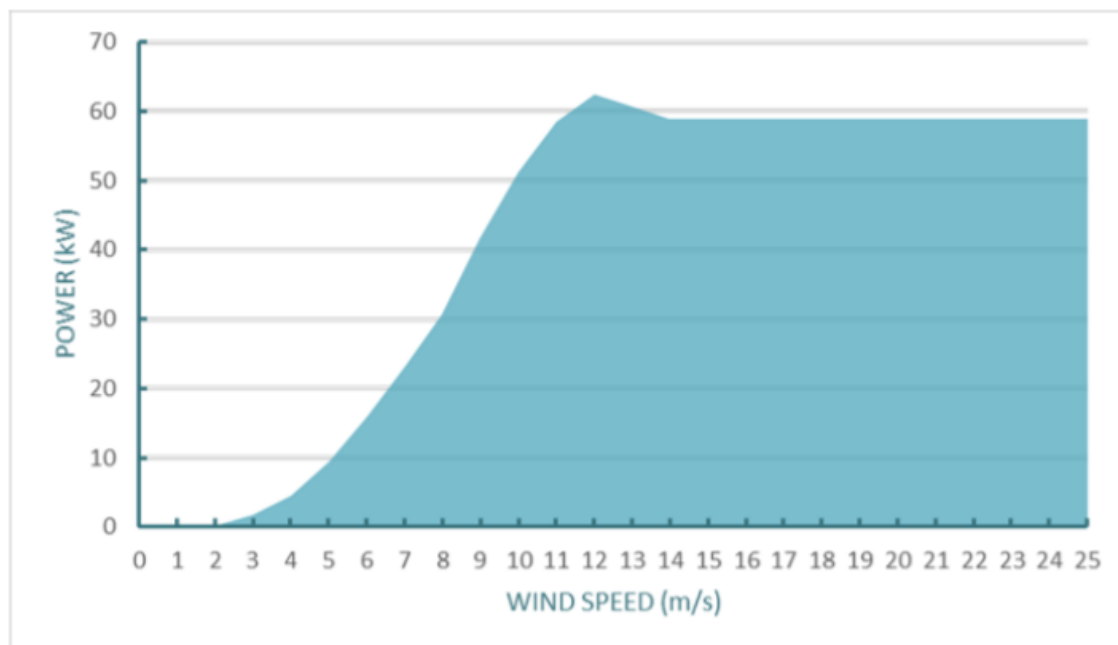


Figura 60. Curva de potencia del generador seleccionado [12]

2.3.1.4. Producción eólica

Para el cálculo de la producción eólica se tendrán en cuenta dos variables:

- Horas del mes donde se obtienen las diferentes velocidades del viento. Valores previamente calculados con la distribución de Weibull.
- Curva de potencia de la turbina eólica. De la gráfica se extraerá la potencia de la turbina a diferentes velocidades.

Teniendo en cuenta estas dos variables, se multiplicarán para obtener la energía producida durante el mes de agosto.

Velocidad del viento [m/s]	Horas del mes de Agosto [h]	Potencia de la turbina (kW)	Energía producida (kWh)
0	0.0000	0	0.000
1	145.0330	0	0.000
2	209.3780	1	209.378
3	182.4230	4	729.692
4	113.6837	7	795.786
5	53.4455	12	641.346
6	19.4097	19	368.784
7	5.5146	25	137.865
8	1.2350	33	40.756
9	0.2191	42	9.202
10	0.0309	52	1.606
11	0.0035	58	0.201
12	0.0003	63	0.020
13	0.0000	60	0.001
14	0.0000	58	0.000
15	0.0000	58	0.000
16	0.0000	58	0.000
17	0.0000	58	0.000
18	0.0000	58	0.000
19	0.0000	58	0.000
20	0.0000	58	0.000
21	0.0000	58	0.000
22	0.0000	58	0.000
23	0.0000	58	0.000
24	0.0000	58	0.000

25	0.0000	58	0.000
TOTAL			2725.238

Tabla 52. Producción de energía en agosto

Observando la realización del cálculo de energía producida en agosto, se procede al cálculo de los meses restantes.

Mes	Energía producida (kWh)
Enero	12865.257
Febrero	11194.120
Marzo	13466.036
Abril	9322.534
Mayo	8912.390
Junio	5059.057
Julio	5235.615
Agosto	2725.238
Septiembre	4398.862
Octubre	7797.041
Noviembre	9991.022
Diciembre	11865.853
TOTAL	102833.025

Tabla 53. Energía producida mensual

La energía total producida por el generador eólico en el mes más crítico es de 2725.238 kWh, que no es suficiente para cubrir la demanda mensual del camping (11052 kWh).

Para poder cubrir dicha demanda sería necesaria la instalación de un total de 5 aerogeneradores, cosa que haría inviable la instalación. Por tanto, se seleccionará un total de 2 aerogeneradores que produzcan 5450.48 kWh en agosto.

En cuanto a los meses restantes, al incorporar 2 aerogeneradores queda la producción de la siguiente manera:

Mes	Energía producida con 2 aerogeneradores (kWh)	Energía necesaria (kWh)	Energía sobrante (kWh)
Enero	25730.514	1435	24295.514
Febrero	22388.24	978	21410.24
Marzo	26932.072	0	26932.072
Abril	18645.068	1581	17064.068
Mayo	17824.78	380	17444.78
Junio	10118.114	961	9157.114

Julio	10471.23	5526	4945.23
Agosto	5450.476	11052	-5601.524
Septiembre	8797.724	3213	5584.724
Octubre	15594.082	1128	14466.082
Noviembre	19982.044	772	19210.044
Diciembre	23731.706	1526	22205.706
TOTAL	205666.05	28552	177114.05

Tabla 54. Energía sobrante de la producción eólica

Se observa que en todos los meses se podría autoabastecer la instalación únicamente mediante 2 aerogeneradores, pero existe una gran sobreproducción de energía eléctrica en todos los meses que no son temporada de verano.

Dado que agosto es el único mes donde es necesaria más energía, se dimensionará la instalación solar en base a este.

2.3.1.5. Ubicación y orientación del aerogenerador

Los aerogeneradores se ubicarán en la colina superior a la parcela donde estarán instalados los paneles solares.

Aerogenerador 1		Aerogenerador 2	
Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
42.57208	1.11057	42.57205	1.11218

Tabla 55. Localización de los aerogeneradores

Dado que los generadores tienen que estar separados mínimo una distancia 8 veces superior al diámetro del rotor (15.8), deben separarse por mínimo 126.4 metros. En las posiciones que están ubicados la separación es de 136,19 metros.

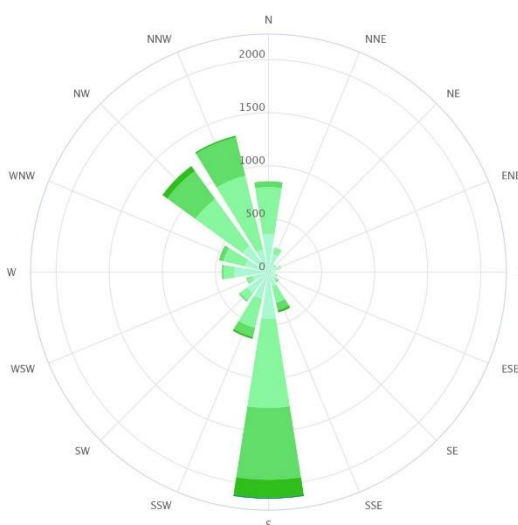


Figura 61. Rosa de los vientos

Observando la rosa de los vientos, se observa que la gran mayoría de vientos van de sur a norte y la resta de noroeste a sudeste.

Los aerogeneradores se instalarán orientados hacia el sur, aunque disponen de orientación automática.

Se instalarán sobre una torre cuatripata Autostop P-1250, de 30 metros de altura. El fabricante no proporciona esta altura, tendría que hacerse sobre encargo.

El anclaje de la torre se realizará con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada. Los valores de la cimentación de la Figura 22 se extrapolarán a una altura de 30 metros, para obtener valores semejantes.

Se trata de un terreno normal, por tanto, el valor de h será 2.7 y el de a 1.8.

Por tanto, los valores de la zapata serán de 2.7 metros de altura por 1.8 metros de anchura. El precio aproximado de la torre es de 5398.05 €.

2.3.1.6. Cableado

Se trata del tramo que va desde la salida de los aerogeneradores hasta el inversor. Al disponer de dos aerogeneradores, se dispondrá de dos distancias diferentes. El primer generador está situado a 286,18 m del inversor y el segundo está situado a 337,77 m. Se debe sumar la distancia desde la turbina hasta el terreno, que es de un total de 30 m. Las secciones serán iguales para los tramos de distancia desde la turbina hasta el terreno y desde la base del aerogenerador hasta el inversor.

Para calcular la sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \varphi}{\sigma * \Delta V} \quad (21)$$

Donde

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

σ = Conductividad del material conductor. (Cobre = 56 (Ω *mm²/m)⁻¹)

ΔV = Caída de tensión admisible (1%)

$\cos(\varphi)$ = Factor de potencia (0.8)

La intensidad máxima que pasará por el conductor será:

$$I = \frac{P_{MAX}}{\sqrt{3} * V_{GEN} * \cos \varphi} \quad (36)$$

Donde:

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

P_{MAX} = Potencia máxima del generador (70 kW)

V_{BAT} = Voltaje del generador (600 V)

$\cos(\varphi)$ = Factor de potencia (0.8)

Se añade un 5% de margen de seguridad, para que la longitud no sea justa. Los cables que utilizará el generador tendrán una longitud total de:

Tramo	Longitud total sin margen de seguridad (m)	Longitud total (m)
Aerogenerador 1 – Inversor	316,18	331.99
Aerogenerador 2 – Inversor	367,77	386.16

Figura 62. Longitud de los tramos del aerogenerador

Por tanto, la intensidad será:

$$I = \frac{60000}{\sqrt{3} * 600 * 0.8} = 72.17 A$$

Se dispondrá de 2 secciones de cable:

- Tramo Aerogenerador 1 - Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 331.99 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 197.61 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásico se seleccionará una sección comercial de 240 mm² que aguantará hasta un máximo de 440 A.

- Tramo Aerogenerador 2 – Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 386.16 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 229.86 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásica. Se seleccionará una sección comercial de 240 mm² que aguantará hasta un máximo de 440 A.

2.3.1.7. Canalizaciones

Cada aerogenerador dispondrá de dos tipos de canalizaciones, una para el cableado de la torre hasta el terreno y otra enterrada de la base del suelo hasta el inversor.

Las canalizaciones del aerogenerador hasta el terreno serán en tubo de acero de 110 mm de montaje superficial aéreo, amarrado interiormente en la torre mediante las abrazaderas necesarias para fijarlo. Las abrazaderas serán metálicas y la fijación mediante tornillería métrica de tornillo, arandela y tuerca.

Las canalizaciones enterradas de los conductores tienen que respetar los mismos criterios de diseño que las canalizaciones anteriores.

Estas canalizaciones, serán fijas y enterradas en tubos corrugados para todos los tramos de la instalación.

Los tramos de canalizaciones serán de los aerogeneradores al inversor. Siendo el diámetro exterior de los tubos escogidos para el cableado desde el aerogenerador 1 hasta el inversor de 225 mm y del aerogenerador 2 hasta el inversor de 225 mm, un total de 683.95 metros de canalización.

2.3.1.8. Protecciones

2.3.1.8.1. Protecciones contra sobreintensidades

En este apartado se procederá a la determinación de las protecciones necesarias (fusibles, interruptores automáticos o magnetotérmicos) para proteger la instalación contra sobreintensidades producidas por descargas eléctricas, sobrecargas o cortocircuitos.

La intensidad asignada del dispositivo de protección tiene que ser mayor a la obtenida por la previsión de cargas e inferior a la intensidad máxima admisible por el conductor. Esto se debe a que la protección se activará únicamente al superar la intensidad esperada sin llegar a dañar el conductor.

Por tanto, se tiene que cumplir la siguiente premisa:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (22)$$

Donde también se tiene que cumplir con la condición de:

$$I_f \leq 1.45 * I_z \quad (23)$$

Donde:

I_b = Intensidad determinada en función de la carga.

I_n = Intensidad asignada al dispositivo de protección

I_z = Intensidad máxima admisible por el conductor

I_f = Intensidad que asegura la actuación del dispositivo de protección por un largo tiempo. Su valor será de $1.45 * I_n$ para interruptores automáticos según la normativa UNE. Para el caso de fusibles de tipo general se toman los valores de la tabla 21.

$$I_f = 1.60 * I_n \rightarrow \text{si } I_n \geq 16 A$$

Para la parte de corriente continua, se utilizarán fusibles calibrados de categoría g (Uso general) para evitar las sobreintensidades en cada fila de módulos en serie. Los fusibles cuentan con valores normalizados que se pueden observar en la Tabla 56.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 56. Valores normalizados de los fusibles

En los tramos de corriente continua la conexión será monofásica y en el caso de las partes de corriente alterna será trifásica. A continuación, se procede al cálculo de los fusibles, con los datos extraídos en los apartados anteriores.

- Aerogenerador – Inversor

$$I_b = 72.17 A$$

$$I_z = 440 A \text{ (Extraído de la Tabla 16)}$$

Entonces:

$$72.17 A \leq I_n \leq 440 A$$

Escogiendo un valor de $I_n = 80 A$, el valor de fusible inmediatamente superior a $72.17 A$. Se multiplica por 1.6.

$$I_f = 1.60 * 80 = 128 A$$

Se comprueba si cumple la siguiente premisa:

$$I_f \leq 1.45 * I_z = 1.45 * 128 = 185.6 A$$

Se verifica que $128 A \leq 185.6 A$, por tanto, se utilizará un fusible de $I_n = 80 A$ para las fases del aerogenerador.

Para este tramo, se buscará utilizar también un interruptor automático (magnetotérmico) y por cada fase.

$$I_b = 72.17 A$$

$$I_z = 440 A \text{ (Extraído de la Tabla 16)}$$

Entonces:

$$72.17 A \leq I_n \leq 440 A$$

Escogiendo un valor de $I_n = 80 A$, el valor del magnetotérmico inmediatamente superior a $72.17 A$. Se multiplica por 1.6.

$$I_f = 1.60 * 80 = 128 A$$

Se comprueba si cumple la siguiente premisa:

$$I_f \leq 1.45 * I_z = 1.45 * 128 = 185.6 A$$

Se verifica que $128 A \leq 185.6 A$, por tanto, se utilizará un magnetotérmico de $I_n = 80 A$ para las fases del aerogenerador.

Además, ha de tener un poder de corte mayor a la intensidad de cortocircuito del sistema. Según la ITC-BT-17 [1], el mínimo poder de corte a instalar es de $4500 A$, pero en este caso, el valor se obtiene de manera distinta.

$$I_c > I_{cc} \text{ (24)}$$

Siendo:

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{V}{R} \text{ (25)}$$

$$R = \frac{\rho * L}{S} \text{ (26)}$$

Donde:

I_c = Intensidad de corte nominal (A)

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito (A)

V = Tensión de línea (400 V)

R = Resistencia del conductor (Ω)

ρ = Resistividad del cobre ($1/56 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$)

L = Longitud de la línea (m)

S = Sección del conductor (mm^2)

Obtenemos para el aerogenerador 1:

$$R = \frac{1/56 * 316.18}{240} = 0.024 \Omega$$

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{600}{0.024} = 20 \text{ kA}$$

Por lo tanto, se selecciona un magnetotérmico de 100 A y $I_c = 20 \text{ kA}$.

Obtenemos para el aerogenerador 2:

$$R = \frac{1/56 * 367.77}{240} = 0.027 \Omega$$

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{600}{0.027} = 17.45 \text{ kA}$$

Por lo tanto, se selecciona un magnetotérmico de 80 A y $I_c = 20 \text{ kA}$.

Finalmente, las protecciones contra sobreintensidades son:

Tramo	Tipo de protección	In (A)	Ic(kA)
Aerogenerador – Inversor	Fusible	80	-
Aerogenerador 1 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20
Aerogenerador 2 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20

Tabla 57. Protecciones seleccionadas

2.3.1.8.2. Protecciones contra sobretensiones

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

2.3.1.8.3. Protección contra contactos directos

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

2.3.1.8.4. Protección por aislamiento de las partes activas

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

2.3.1.8.5. Protección contra contactos indirectos

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

Se instalará un interruptor diferencial que garantice la protección de contactos indirectos. La intensidad diferencial será de $I_{\Delta N} = 30 \text{ mA}$ y la intensidad nominal de 100 A superior a los 100 A del interruptor general (magnetotérmico).

2.3.1.9. Puesta a tierra

El objetivo principal de la puesta a tierra es limitar las tensiones que respecto al terreno pueden presentar en un momento dado los elementos metálicos de la instalación. También asegura las protecciones y elimina/disminuye el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

La puesta a tierra se hará de la misma manera que en la instalación fotovoltaica de la hipótesis 1.

2.3.2. Instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica de esta hipótesis generará la energía restante de la instalación eólica. Se dimensionará en base al mes crítico de la temporada, agosto, ya que es donde menos energía eólica se produce y mayor consumo tiene.

2.3.2.1. Superficie disponible

Los módulos se instalarán en la misma parcela que en la Hipótesis 1.

2.3.2.2. Orientación e inclinación

Los módulos se orientarán e inclinarán de la misma manera que en la Hipótesis 1.

2.3.2.3. Selección del módulo fotovoltaico

Los módulos serán los mismos que en la Hipótesis 1.

2.3.2.4. Número de paneles solares

Como se dispone de la energía total mensual producida por los aerogeneradores en el mes de agosto, se procede al dimensionamiento de los paneles solares con la energía restante necesaria.

Energía total en agosto (kWh)	11052
Energía diaria en agosto (kWh)	356.52
Energía total producida por los aerogeneradores en agosto (kWh)	5450.48
Energía diaria producida por los aerogeneradores en agosto (kWh)	175.82

Tabla 58. Energía producida para el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos de la hipótesis 2

Por tanto, la energía necesaria que tienen que producir los paneles es:

$$E_{dFV} = E_t - E_{eol} \quad (37)$$

Donde:

EdFV = Producción diaria de los módulos solares (kWh)

Et = Energía diaria total que consume la instalación (kWh)

Eeol = Energía diaria producida por los aerogeneradores (kWh)

Por tanto, la energía por producir por las placas solares será:

$$E_{dFV} = 356.52 - 175.82 = 180.7 \text{ kWh}$$

Para obtener el número total de paneles, se utiliza la siguiente fórmula:

$$N_t = \frac{E_{dFV}}{P_{MP} * H.S.P * PR} \quad (38)$$

Donde:

Nt = Número total de módulos a instalar

EdFV = Producción diaria de los módulos solares

PMP = Potencia pico del módulo fotovoltaico (450 W)

H.S.P = Horas de sol pico durante agosto (5.71 h)

PR = Factor global de funcionamiento. Para sobredimensionar la instalación un 20% ya que en condiciones solares más bajas que las normales, el generador solar tiene que poder suministrar la demanda energética. (0.8)

$$N_t = \frac{180.7 * 10^3}{450 * 5.71 * 0.8} = 87.91 \text{ paneles} = 88 \text{ paneles}$$

Se seleccionarán 90 paneles para la simplificación de cálculos.

La potencia de la instalación es de:

$$P_{\text{instalación}} = N_p * P_{\text{nom}} = 450 * 90 = 40500 \text{ W} \quad (39)$$

Donde:

$P_{\text{instalación}}$ = Potencia máxima de la instalación solar

N_p = número de paneles

P_{nom} = Potencia pico del módulo solar seleccionado

2.3.2.5. Distancia y distribución de los módulos

Los módulos tendrán la misma distancia que en la Hipótesis 1.

2.3.2.6. Soportes de los módulos

Los soportes serán idénticos a la Hipótesis 1.

2.3.2.7. Cableado

Los cálculos para determinar todas las características del cableado cumplen con las normativas que lo regulan como el PCT de IDAE [2] y la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 Instalaciones Generadoras de Baja Tensión del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión [1].

2.3.2.7.1. Longitud

La longitud vendrá condicionada por el PCT del IDAE que estipula la necesidad de no tener ningún esfuerzo en el conductor ni ninguna posibilidad de tropezar con el cableado. Esta necesidad se tiene en cuenta tanto para la ida como para la vuelta entre los módulos e inversor.

Como la instalación es simétrica, únicamente hará falta medir únicamente los cables de uno de los lados.

En las tablas 59 y 60, se especifica el color de cada serie, la longitud del cable y la entrada del inversor.

Módulo Inversor 1 (Parte derecha)			
Color	Conexión	Entrada	Longitud (m)
Cian	15 módulos de 450 W - Inversor	XPV1	38.17
Rojo	15 módulos de 450 W - Inversor	XPV2	43.77
Amarillo	15 módulos de 450 W - Inversor	XPV3	49.37

Total	131.31
--------------	--------

Tabla 59. Tramos del módulo inversor 1 (Parte derecha)

Módulo Inversor 2 (Parte izquierda)			
Color	Conexión	Entrada	Longitud (m)
Cian	15 módulos de 450 W - Inversor	XPV1	38.17
Rojo	15 módulos de 450 W - Inversor	XPV2	43.77
Amarillo	15 módulos de 450 W - Inversor	XPV3	49.37
Total			131.31

Tabla 60. Tramos del módulo inversor 2 (Parte izquierda)

Una vez se disponen del total de cable necesario (262.62 m), se añade un 5% de margen de seguridad, para que la longitud no sea justa y se pueda cumplir con la premisa del PCT de IDAE [2]. De forma que la longitud total queda de 275.75 metros de conductor.

Por otra parte, el cableado que irá desde el inversor hasta el punto de conexión será el mismo que en la Hipótesis 1.

2.3.2.7.2. Intensidad admisible para el conductor

Viene determinada por la intensidad máxima que puede transportar. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$I = \frac{P_{max}}{V_{mmp}} = \frac{450}{41.5} = 10.84 \text{ A}$$

Donde:

I = intensidad máxima admisible (10.84A)

P_{max} = Potencia del módulo (450 W)

V_{mmp} = tensión del módulo en el punto de máxima potencia (41.5V)

Este será el valor de intensidad máxima de un módulo y fila de módulos en serie. En el caso de las entradas del inversor que dispongan de filas en paralelo, se sumaran las intensidades.

Módulo Inversor 1 (Parte derecha)				
Entrada	Modulo	Intensidad por fila	Número de filas	Intensidad entrada
XPV1	450 W	10.84 A	1	10.84 A
XPV2	450 W	10.84 A	1	10.84 A
XPV3	450 W	10.84 A	1	10.84 A

Tabla 61. Intensidades máximas por tramo en las entradas del sistema modular para el lado derecho

Módulo Inversor 2 (Parte izquierda)				
Entrada	Modulo	Intensidad por fila	Número de filas	Intensidad entrada

XPV1	450 W	10.84 A	1	10.84 A
XPV2	450 W	10.84 A	1	10.84 A
XPV3	450 W	10.84 A	1	10.84 A

Tabla 62 Intensidades máximas por tramo en las entradas del sistema modular para el lado izquierdo

En ninguno de los casos se superan los 30 A máximos que puede soportar el inversor en cada una de las entradas.

2.3.2.7.3. Sección del conductor

Para determinar las secciones de los conductores, se respetará la ITC-BT-40 [1], donde se impone que los conductores estarán dimensionados para una intensidad igual o superior al 125% del valor de la máxima intensidad de la generación, siendo la caída de tensión para la parte continua no superior al 1%.

Para determinar la sección del conductor entre los módulos y el inversor se utiliza la expresión de corriente continua (CC):

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} \quad (20)$$

Donde

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

σ = Conductividad del material conductor. (Cobre = 56 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)⁻¹)

ΔV = Caída de tensión admisible (1% para CC y 3% para CA, Tabla 15)

cos (φ) = Factor de potencia (0.8)

Como la conexión de las filas en paralelo es en el propio inversor, se tiene en cuenta la intensidad de la propia fila de módulos en serie (10.84 A).

Como se trata de una instalación simétrica, solo se calculará la parte derecha.

Aplicando las fórmulas y valores obtenidos:

Módulo inversor 1:

- Fila 1 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 38.17 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 2.97 \text{ mm}^2$$

- Fila 2 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 43.77 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 3.4 \text{ mm}^2$$

- Fila 3 (15 módulos de 450 W)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 49.37 * 1.25 * 10.84}{56 * (0.01 * 15 * 41.5)} = 3.88 \text{ mm}^2$$

Módulo inversor 2:

- Fila 1 (15 módulos de 450 W)

$$S = 2.97 \text{ mm}^2$$

- Fila 2 (15 módulos de 450 W)

$$S = 3.4 \text{ mm}^2$$

- Fila 3 (15 módulos de 450 W)

$$S = 3.88 \text{ mm}^2$$

Una vez calculadas las secciones mínimas de los conductores para cada uno de los casos, se extrae la sección normalizada de la Tabla 16.

El material que se va a utilizar de recubrimiento de los cables será XLPE, que es un material termoestable con unas características superiores al PVC para los cambios de temperatura.

Los conductores escogidos para la instalación de corriente continua, entre los paneles y el inversor, serán de 6 mm² de sección y 71 A de intensidad máxima admisible.

Tramo	Entrada	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)
Módulo Inversor 1 – Fila 1	XPV1	38.17	10.84	2.97	6
Módulo Inversor 1 – Fila 2	XPV1	43.77	10.84	3.4	6
Módulo Inversor 1 – Fila 3	XPV2	49.37	10.84	3.88	6
Módulo Inversor 2 – Fila 1	XPV1	38.17	10.84	2.97	6
Módulo Inversor 2 – Fila 2	XPV1	43.77	10.84	3.4	6
Módulo Inversor 2 – Fila 3	XPV2	49.37	10.84	3.88	6

2.3.2.7.4. Canalizaciones

Las canalizaciones de los conductores de la instalación vendrán dadas por la ITC-BT-21 [1], donde se encuentran las características y dimensiones que han de tener.

Estas canalizaciones, serán fijas y enterradas en tubos corrugados para todos los tramos de la instalación.

Los tubos serán preferiblemente rígidos, pudiendo ser curvos en determinados casos en que sean necesarios.

Los tramos de canalizaciones serán del inversor a las placas solares, ya que la conexión entre paneles en serie no va canalizada.

Los tubos que llevarán los conductores de la instalación fotovoltaica enterrados y los conductores del inversor al punto de conexión deberán cumplir las características de las Tablas 19 y 20.

Para poder ahorrar espacio en las canalizaciones, se han realizado tramos comunes para los diferentes conductores que recorren el camino desde los paneles hasta el inversor.

Observamos que los tramos en rojo corresponden a las canalizaciones comunes que contienen más de un conductor para ahorrar costes ya que recorren el mismo camino. Vemos que al inversor llegan un total de 2 tramos rojos, que contendrán un máximo de 6 conductores con una sección máxima de 6 mm². Por tanto, se utilizará un tubo de 50 mm de diámetro y un total de 9.34 metros de canalización por lado (18.68 metros de tubo de 50 mm de diámetro).

En esta canalización principal se conectarán las canalizaciones de los módulos solares que incorporan los conductores que conectan con el inversor. Recorren el mismo camino en todas las filas:

Las tres filas en ambos lados disponen de un conductor de 6mm² (marcadas en cian), por tanto, les corresponde una canalización de 50 mm de diámetro. La longitud total por fila de módulos es de 34.02 metros, lo que hace un total de 204.1 metros de canalización de 50 mm.

2.3.2.8. Protecciones

Las protecciones son idénticas a la Hipótesis 1.

2.3.2.9. Puesta a tierra

La puesta a tierra es idéntica a la Hipótesis 1.

2.3.2.10. Cálculo de pérdidas

Las pérdidas son idénticas a la Hipótesis 1.

2.3.2.11. Cálculo de la potencia total estimada

En este apartado se va a calcular la producción de la instalación fotovoltaica de todos los meses durante un año. La expresión utilizada para ello es:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \quad (33)$$

Donde:

E_p = energía producida (kWh)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/(m²*día)). Idéntico a la Hipótesis 1.

P_{mp} = Potencia pico del generador (40.5 kWp)

PR = Performance Ratio o rendimiento energético de la instalación, el cual tiene en cuenta los rendimientos y las pérdidas. Idéntico a la Hipótesis 1.

G_{CEM} = Valor de la irradiación solar en condiciones estándar de medida (CEM) (1 kW/m²)

Aplicando la fórmula para obtener la producción anual definitiva:

Mes	PR	$G_{dm}(\alpha,\beta)$ (kWh/(m ² *día))	Ep (kWh/día)	E(kWh)
Enero	0.9	1.37	49.94	1548.03
Febrero	0.9	2.87	104.61	2929.12
Marzo	0.91	3.79	139.68	4330.09
Abril	0.9	4.92	179.33	5380.02
Mayo	0.89	5.56	200.41	6212.72
Junio	0.87	6	211.41	6342.30
Julio	0.86	6.25	217.69	6748.31
Agosto	0.85	6.27	215.84	6691.19
Septiembre	0.87	5.35	188.51	5655.22
Octubre	0.9	3.5	127.58	3954.83
Noviembre	0.91	1.95	71.87	2156.02
Diciembre	0.9	1.63	59.41	1841.82
TOTAL			1766.28	53789.66

Figura 63. Producción de los paneles fotovoltaicos

2.3.3. Selección del inversor

Se utilizará el mismo inversor que en la Hipótesis 1 pero con 1 módulo más (3 en total).

El número de módulos fotovoltaicos en serie y filas de módulos fotovoltaicos sigue siendo exactamente idéntico a la Hipótesis 1.

La distribución quedará en 6 filas de 15 paneles en serie, haciendo un total de 90 paneles. Cada entrada del inversor admitirá 2 filas, pero como se dispone de 9 entradas se acoplará 1 fila a cada entrada. De esta manera, se aprovechan todas las entradas y por tanto el MPPT de cada una.

Además, se dispondrá de 9 entradas para la conexión de los aerogeneradores. Al ser éstos de 60 kW, se utilizarán 4 entradas de 15 kW en paralelo para su conexión.

2.3.4. Producción híbrida

Una vez se dispone de los cálculos ya realizados, se observan las cantidades de producción eólica y solar.

Mes	Energía eólica (kWh)	Energía solar (kWh)	Energía total producida (kWh)	Energía necesaria (kWh)	Energía sobrante (kWh)
Enero	25730.514	1548.03	27278.55	1435	25843.55
Febrero	22388.24	2929.12	25317.36	978	24339.36
Marzo	26932.072	4330.09	31262.17	0	31262.17

Abril	18645.068	5380.02	24025.09	1581	22444.09
Mayo	17824.78	6212.72	24037.50	380	23657.50
Junio	10118.114	6342.30	16460.41	961	15499.41
Julio	10471.23	6748.31	17219.54	5526	11693.54
Agosto	5450.476	6691.19	12141.66	11052	1089.66
Septiembre	8797.724	5655.22	14452.94	3213	11239.94
Octubre	15594.082	3954.83	19548.91	1128	18420.91
Noviembre	19982.044	2156.02	22138.06	772	21366.06
Diciembre	23731.706	1841.82	25573.52	1526	24047.52
TOTAL	205666.05	53789.66	259455.71	28552	230903.71

Tabla 63. Resumen de energías producidas

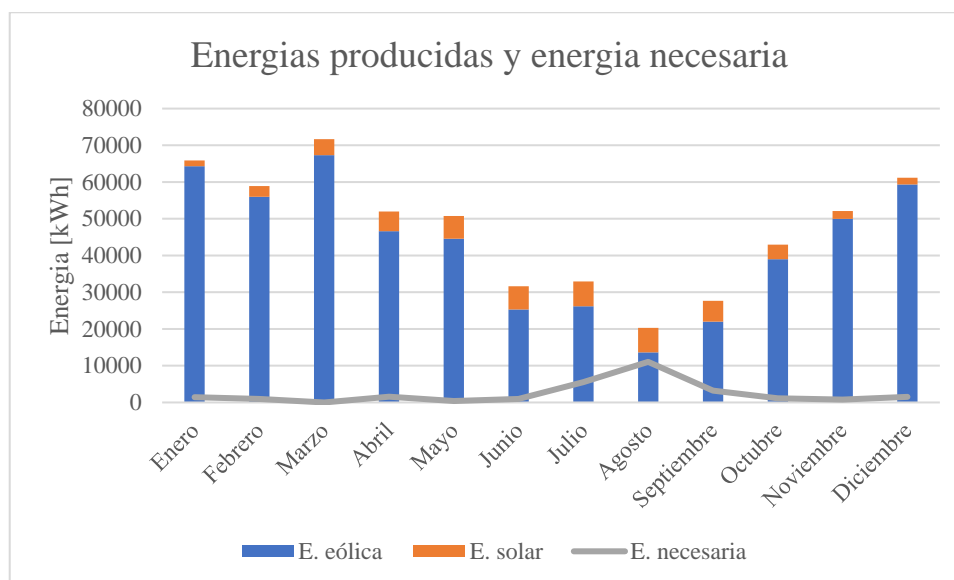
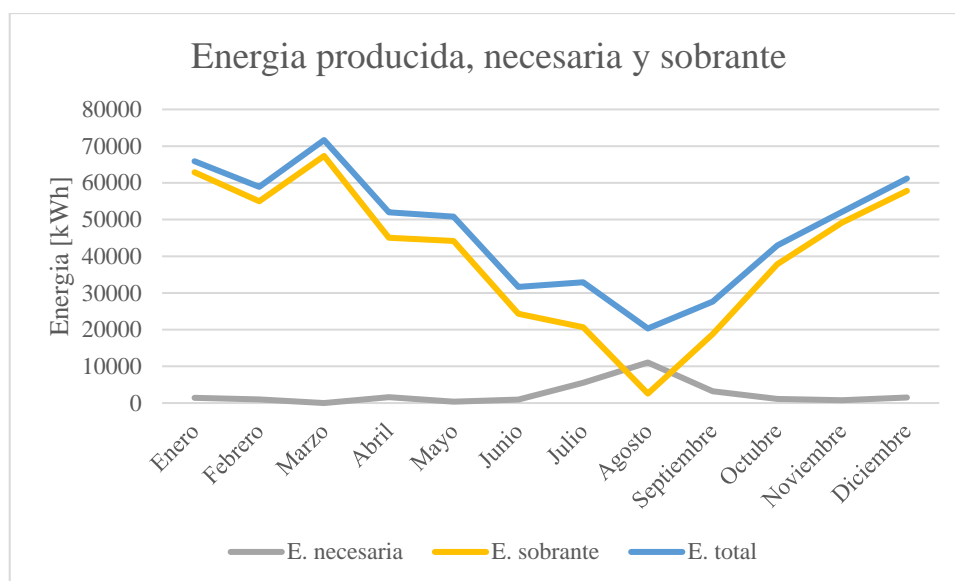


Gráfico 32. Energías producidas y energía necesaria

En el Gráfico 32 se puede observar cómo mediante la energía solar y eólica se consigue cubrir la demanda energética del camping incluso en el mes de mayor consumo (agosto).



Gráfica 33. Energía producida, necesaria y sobrante

Se puede observar en el gráfico la gran cantidad de energía sobrante que existe en los meses de bajo consumo, por tanto, para favorecer la amortización de la instalación, sería preciso vender la energía sobrante.

Como se puede observar, en esta hipótesis para cubrir el consumo mensual del mes más crítico del camping, se necesitan un total de 2 aerogeneradores y 90 paneles solares.

2.3.5. Amortización de la instalación

Actualmente se dispone de un gasto del consumo anual del camping que se puede observar en la tabla 37.

Con la instalación realizada, el ahorro anual de electricidad sería de 5097.69 €, pero se deben descontar los gastos en diésel del grupo electrógeno. Por tanto el ahorro se quedaría en 4659.64 € para la hipótesis de consumo 1 y en 2858.79 € para la hipótesis de consumo 2.

El coste total de la instalación asciende a 532392.67 € sin ayudas gubernamentales, y de 432729.02 € con ayudas. Para calcular la amortización de la instalación se procede con la siguiente fórmula:

$$T = \frac{\text{Coste instalación}}{\text{Ahorro anual}} \quad (35)$$

Donde:

T = Tiempo para la amortización (años)

Coste instalación = Coste total de la instalación (€)

Ahorro anual = Gasto anual del camping (€/año)

Por tanto para la hipótesis 1 sin ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{532392.67}{4659.64} = 114.26 \text{ años}$$

Para la hipótesis 2 sin ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{532392.67}{2858.79} = 186.23 \text{ años}$$

Y para la hipótesis 1 con ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{432729.02}{4659.64} = 92.87 \text{ años}$$

Para la hipótesis 2 con ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{432729.02}{2858.79} = 151.37 \text{ años}$$

El tiempo para la amortización es excesivamente elevado en ambos casos, por lo que se debería considerar vender la energía sobrante durante el año para acelerar la amortización.

El precio medio por kWh excedente es de 0.07 €/kWh. Por lo tanto, el beneficio que daría la instalación es de:

Mes	Energía sobrante (kWh)	Precio (€/kWh)	Beneficio (€)
Enero	25843.55	0.07	1809.05
Febrero	24339.36	0.07	1703.76
Marzo	31262.17	0.07	2188.35
Abril	22444.09	0.07	1571.09
Mayo	23657.50	0.07	1656.02
Junio	15499.41	0.07	1084.96
Julio	11693.54	0.07	818.55
Agosto	1089.66	0.07	76.28
Septiembre	11239.94	0.07	786.80
Octubre	18420.91	0.07	1289.46
Noviembre	21366.06	0.07	1495.62
Diciembre	24047.52	0.07	1683.33
TOTAL	230903.71	0.07	16163.26

Tabla 64. Beneficio por la venta de energía sobrante

La venta de energía provocaría un beneficio anual de 16163.26 €. Sumados a los 4659.64 € de la hipótesis de consumo 1, quedaría en 20822.9 € y sumados a los 2858.79 € de la hipótesis de consumo 2 quedaría en 19022.05 €.

Por tanto la amortización en la hipótesis 1 de consumo sin ayudas gubernamentales quedaría en:

$$T = \frac{527183.10}{20822.9} = 25.31 \text{ años}$$

Y en la amortización de la hipótesis 2 de consumo sin ayudas quedaría en:

$$T = \frac{527183.10}{19022.05} = 27.71 \text{ años}$$

Y para la hipótesis 1 con ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{432729.02}{20822.9} = 20.78 \text{ años}$$

Para la hipótesis 2 con ayudas gubernamentales:

$$T = \frac{432729.02}{19022.05} = 22.74 \text{ años}$$

Se observa que la instalación puede llegar a ser viable. Se tendrían que consultar las ayudas y subvenciones que proporciona el gobierno de manera más detallada para disminuir el coste de la instalación.

2.4. Anexo 4: Hipótesis 3: Instalación eólica

Para esta hipótesis, la generación de energía eléctrica vendrá dada únicamente por la instalación eólica. Se dispondrá de acumuladores que proporcionen una autonomía de 1 día únicamente, ya que se dispone de una fuente de energía intermitente pero más constante que la solar.

2.4.1. Emplazamiento

Para la instalación eólica se procederá al desplazamiento de la parcela respecto a la parcela donde están instalados los módulos. Se situará a los generadores en la parte superior de la montaña para así no disponer de ningún obstáculo.

La parcela seleccionada es la misma que en la hipótesis 2.

2.4.2. Estudio eólico del emplazamiento

Ya se dispone del estudio eólico del emplazamiento en la hipótesis 2, por lo que no es necesario que se vuelva a realizar.

2.4.3. Selección del aerogenerador

El aerogenerador es el mismo que en la hipótesis 2.

2.4.4. Producción eólica

La producción eólica anual se observa en la Tabla 52.

Para determinar el número de aerogeneradores necesarios, se procede a la división de la energía necesaria en el mes más crítico (agosto) por la energía producida en el mes de agosto por un aerogenerador.

$$Na = \frac{\text{Energía necesaria}}{\text{Energía producida por 1 aerogenerador}} = \frac{11052}{2725.238} = 4.055 \text{ aerogeneradores} \approx 5 \text{ aerogeneradores}$$

Para poder producir la energía necesaria únicamente con aerogeneradores será necesario disponer de 4.055, pero como no es un número real, se escogerán 5 aerogeneradores.

Al disponer de 5 aerogeneradores queda la producción de la siguiente manera:

Mes	Energía producida con 5 aerogeneradores (kWh)	Energía necesaria (kWh)	Energía sobrante (kWh)
Enero	64326.285	1435	62891.29
Febrero	55970.6	978	54992.60
Marzo	67330.18	0	67330.18
Abril	46612.67	1581	45031.67
Mayo	44561.95	380	44181.95
Junio	25295.285	961	24334.29
Julio	26178.075	5526	20652.08
Agosto	13626.19	11052	2574.19
Septiembre	21994.31	3213	18781.31

Octubre	38985.205	1128	37857.21
Noviembre	49955.11	772	49183.11
Diciembre	59329.265	1526	57803.27
TOTAL	514165.125	28552	485613.13

Tabla 65. Energía sobrante de la producción eólica

Una vez se dispone de los cálculos ya realizados, se observan la producción y consumo:

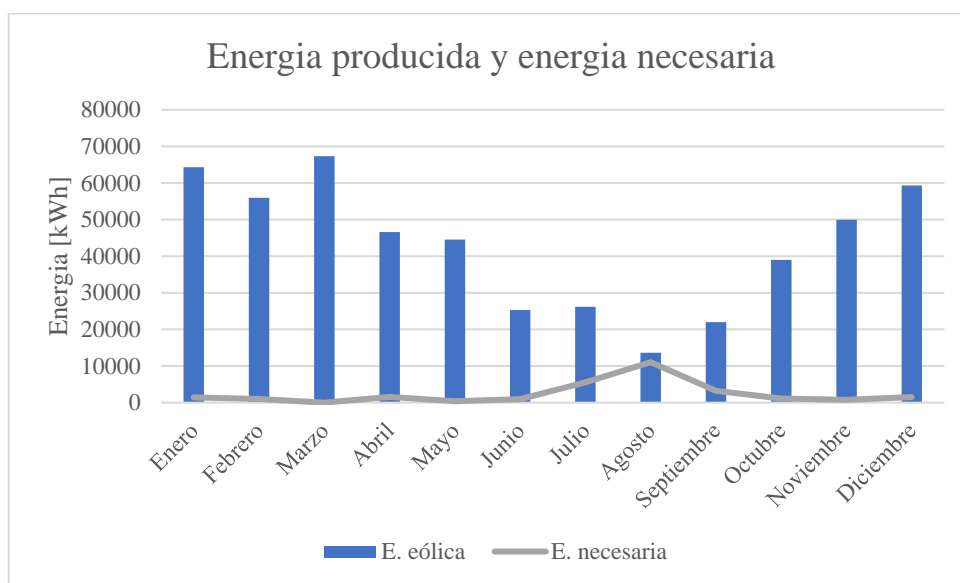


Gráfico 34. Energía producida y energía necesaria

En el Gráfico 34 de arriba se puede observar cómo mediante la energía eólica se consigue cubrir la demanda energética del camping incluso en el mes de mayor consumo (agosto).

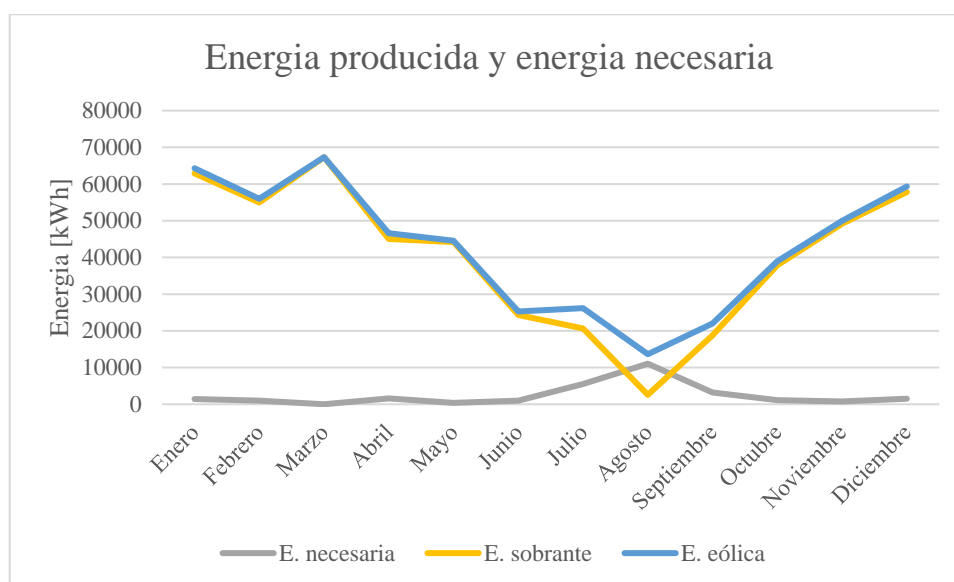


Gráfico 35. Energía producida, necesaria y sobrante

Se puede observar en el gráfico la gran cantidad de energía sobrante que existe en los meses de bajo consumo, por tanto, para favorecer la amortización de la instalación, sería preciso vender la energía sobrante.

Como se puede observar, en esta hipótesis para cubrir el consumo mensual del mes más crítico del camping, se necesitan un total de 5 aerogeneradores.

2.4.5. Ubicación y orientación del aerogenerador

Los aerogeneradores se ubicarán en la colina superior al camping.

Aerogenerador 1		Aerogenerador 2	
Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
42.57232	1.10928	42.57205	1.11218
Aerogenerador 3		Aerogenerador 4	
Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
42.57208	1.11057	42.57267	1.10796
Aerogenerador 5			
Latitud		Longitud	
42.5732		1.10676	

Tabla 66. Localización de los aerogeneradores

Dado que los generadores tienen que estar separados mínimo una distancia 8 veces superior al diámetro del rotor (15.8), deben separarse por mínimo 126.4 metros. En las posiciones que están ubicados se respeta la distancia.

La orientación y soporte del aerogenerador será el mismo que en la Hipótesis 2.

2.4.1. Selección del inversor

Se utilizará el mismo modelo de inversor que en la Hipótesis 1 y 2 pero se necesitarán un total de 7 módulos para que se puedan soportar los 5 aerogeneradores que suman un total de 300 kW.

Además, se dispondrán de 21 entradas para la conexión de los aerogeneradores. Al ser éstos de 60 kW, se utilizarán 4 entradas de 15 kW en paralelo para su conexión, quedando una libre.

2.4.2. Cableado

Se trata del tramo que va desde la salida de los aerogeneradores hasta el inversor. Al disponer de cinco aerogeneradores, se dispondrá de cinco distancias diferentes. En esta hipótesis, se ha desplazado el inversor hasta una altura más próxima a los aerogeneradores.

Tramo	Longitud (m)	Longitud con margen de seguridad (m)
Aerogenerador 1 - Inversor	280.85 m	294.89
Aerogenerador 2 - Inversor	146.52 m	153.85
Aerogenerador 3 - Inversor	68.11 m	71.52
Aerogenerador 4 - Inversor	150.79 m	158.33
Aerogenerador 5 - Inversor	265.32 m	278.59

Inversor – Punto de conexión	305.70 m	320.99
-------------------------------------	----------	--------

Se debe sumar la distancia desde la turbina hasta el terreno, que es de un total de 30 m. Las secciones serán iguales para los tramos de distancia desde la turbina hasta el terreno y desde la base del aerogenerador hasta el inversor. Se aplicará un margen de seguridad del 5%.

Para calcular la sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \varphi}{\sigma * \Delta V} \quad (21)$$

Donde

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

σ = Conductividad del material conductor. (Cobre = 56 (Ω *mm²/m)⁻¹)

ΔV = Caída de tensión admisible (1%)

cos (φ) = Factor de potencia (0.8)

La intensidad máxima que pasará por el conductor será:

$$I = \frac{P_{MAX}}{\sqrt{3} * V_{GEN} * \cos \varphi} \quad (36)$$

Donde:

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

P_{MAX} = Potencia máxima del generador (70 kW)

V_{BAT} = Voltaje del generador (600 V)

cos (φ) = Factor de potencia (0.8)

Por tanto, la intensidad será:

$$I = \frac{60000}{\sqrt{3} * 600 * 0.8} = 72.17 \text{ A}$$

Se dispondrá de 5 secciones de cable:

- Tramo Aerogenerador 1 - Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 280.85 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 167.18 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásico se seleccionará una sección comercial de 185 mm² que aguantará hasta un máximo de 384 A.

- Tramo Aerogenerador 2 – Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 146.52 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 87.22 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásica. Se seleccionará una sección comercial de 95 mm² que aguantará hasta un máximo de 268 A.

- Tramo Aerogenerador 3 - Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 68.11 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 40.54 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásico se seleccionará una sección comercial de 50 mm² que aguantará hasta un máximo de 184 A.

- Tramo Aerogenerador 4 – Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 150.79 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 89.76 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásica. Se seleccionará una sección comercial de 95 mm² que aguantará hasta un máximo de 268 A.

- Tramo Aerogenerador 5 - Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 265.32 * 72.17 * 0.8}{56 * (0.01 * 600)} = 157.93 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásico se seleccionará una sección comercial de 185 mm² que aguantará hasta un máximo de 384 A.

- Tramo Aerogenerador 2 – Inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 305.70 * 86.7 * 0.8}{56 * (0.03 * 400)} = 109.30 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásica. Se seleccionará una sección comercial de 120 mm² que aguantará hasta un máximo de 304 A. Al tratarse de un tramo trifásico, se dispondrá de un conductor de protección que cumple con la ITC-BT-19 [1] y la Tabla 17 correspondiente. Se dispondrá de un conductor de protección de 70 mm².

2.4.3. Canalizaciones

Cada aerogenerador dispondrá de dos tipos de canalizaciones, una para el cableado de la torre hasta el terreno y otra enterrada de la base del suelo hasta el inversor.

Las canalizaciones del aerogenerador hasta el terreno serán en tubo de acero de 110 mm de montaje superficial aéreo, amarrado interiormente en la torre mediante las abrazaderas necesarias para fijarlo. Las abrazaderas serán metálicas y la fijación mediante tornillería métrica de tornillo, arandela y tuerca. Dicha canalización viene incluida en el precio de la torre del aerogenerador.

Las canalizaciones enterradas de los conductores tienen que respetar los mismos criterios de diseño que las canalizaciones anteriores.

Estas canalizaciones, serán fijas y enterradas en tubos corrugados para todos los tramos de la instalación.

Los tramos de canalizaciones serán de los aerogeneradores al inversor. Siendo:

Tramo	Longitud (m)	Sección del conductor (mm ²)	Diámetro del tubo (mm)
Aerogenerador 1 - Inversor	280.85 m	185	180
Aerogenerador 2 - Inversor	146.52 m	95	140
Aerogenerador 3 - Inversor	68.11 m	50	110
Aerogenerador 4 - Inversor	150.79 m	95	140
Aerogenerador 5 - Inversor	265.32 m	185	180
Inversor – Punto de conexión	305.70 m	120	160

Tabla 67. Tramos de la canalización de la hipótesis 3

2.4.4. Protecciones

2.4.4.1. Protecciones contra sobreintensidades

En este apartado se procederá a la determinación de las protecciones necesarias (fusibles, interruptores automáticos o magnetotérmicos) para proteger la instalación contra sobreintensidades producidas por descargas eléctricas, sobrecargas o cortocircuitos.

La intensidad asignada del dispositivo de protección tiene que ser mayor a la obtenida por la previsión de cargas e inferior a la intensidad máxima admisible por el conductor. Esto se debe a que la protección se activará únicamente al superar la intensidad esperada sin llegar a dañar el conductor.

Por tanto, se tiene que cumplir la siguiente premisa:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (22)$$

Donde también se tiene que cumplir con la condición de:

$$I_f \leq 1.45 * I_z \quad (23)$$

Donde:

I_b = Intensidad determinada en función de la carga.

I_n = Intensidad asignada al dispositivo de protección

I_z = Intensidad máxima admisible por el conductor

I_f = Intensidad que asegura la actuación del dispositivo de protección por un largo tiempo. Su valor será de $1.45 * I_n$ para interruptores automáticos según la normativa UNE. Para el caso de fusibles de tipo general se toman los valores de la tabla 21.

$$I_f = 1.60 * I_n \rightarrow \text{si } I_n \geq 16 A$$

Para la parte de corriente continua, se utilizarán fusibles calibrados de categoría g (Uso general) para evitar las sobreintensidades en cada fila de módulos en serie. Los fusibles cuentan con valores normalizados que se pueden observar en la Tabla 68.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 68. Valores normalizados de los fusibles

En los tramos de corriente continua la conexión será monofásica y en el caso de las partes de corriente alterna será trifásica. A continuación, se procede al cálculo de los fusibles, con los datos extraídos en los apartados anteriores.

- Aerogenerador 1 y 5 – Inversor

$$I_b = 72.17 \text{ A}$$

$$I_z = 384 \text{ A (Extraído de la Tabla 16)}$$

Entonces:

$$72.17 \text{ A} \leq I_n \leq 384 \text{ A}$$

Escogiendo un valor de $I_n = 80 \text{ A}$, el valor de fusible inmediatamente superior a 72.17 A . Se multiplica por 1.6.

$$I_f = 1.60 * 80 = 128 \text{ A}$$

Se comprueba si cumple la siguiente premisa:

$$I_f \leq 1.45 * I_z = 1.45 * 384 = 556.8 \text{ A}$$

Se verifica que $128 \text{ A} \leq 556.8 \text{ A}$, por tanto, se utilizará un fusible de $I_n = 80 \text{ A}$ para las fases del aerogenerador.

Para este tramo, se buscará utilizar también un interruptor automático (magnetotérmico) y por cada fase.

$$I_b = 72.17 \text{ A}$$

$$I_z = 384 \text{ A (Extraído de la Tabla 16)}$$

Entonces:

$$72.17 \text{ A} \leq I_n \leq 440 \text{ A}$$

Escogiendo un valor de $I_n = 80 \text{ A}$, el valor del magnetotérmico inmediatamente superior a 72.17 A . Se multiplica por 1.6.

$$I_f = 1.60 * 80 = 128 \text{ A}$$

Se comprueba si cumple la siguiente premisa:

$$I_f \leq 1.45 * I_z = 1.45 * 384 = 556.8 \text{ A}$$

Se verifica que $128 \text{ A} \leq 556.8 \text{ A}$, por tanto, se utilizará un magnetotérmico de $I_n = 80 \text{ A}$ para las fases del aerogenerador.

Además, ha de tener un poder de corte mayor a la intensidad de cortocircuito del sistema. Según la ITC-BT-17 [1], el mínimo poder de corte a instalar es de 4500 A , pero en este caso, el valor se obtiene de manera distinta.

$$I_c > I_{cc} \quad (24)$$

Siendo:

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{V}{R} \quad (25)$$

$$R = \frac{\rho * L}{S} \quad (26)$$

Donde:

I_c = Intensidad de corte nominal (A)

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito (A)

V = Tensión de línea (400 V)

R = Resistencia del conductor (Ω)

ρ = Resistividad del cobre ($1/56 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L = Longitud de la línea (m)

S = Sección del conductor (mm^2)

Obtenemos para el aerogenerador 1:

$$R = \frac{1/56 * 280.85}{185} = 0.027 \Omega$$

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{600}{0.027} = 17.71 \text{ kA}$$

Por lo tanto, se selecciona un magnetotérmico de 100 A y $I_c = 20 \text{ kA}$.

Obtenemos para el aerogenerador 5:

$$R = \frac{1/56 * 265.32}{185} = 0.026 \Omega$$

$$I_{cc} = 0.8 * \frac{600}{0.027} = 118.7 \text{ kA}$$

Por lo tanto, se selecciona un magnetotérmico de 100 A y $I_c = 20 \text{ kA}$.

Se efectúan los mismos cálculos para los demás tramos:

Tramo	Tipo de protección	In (A)	Ic(kA)
Aerogenerador 1 – Inversor	Fusible	80	-
Aerogenerador 1 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20
Aerogenerador 2 – Inversor	Fusible	80	-
Aerogenerador 2 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20
Aerogenerador 3 – Inversor	Fusible	80	-
Aerogenerador 3 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20
Aerogenerador 4 – Inversor	Fusible	80	-

Aerogenerador 4 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20
Aerogenerador 5 – Inversor	Fusible	80	-
Aerogenerador 5 – Inversor	Interruptor Magnetotérmico	80	20
Inversor – Punto de conexión	Interruptor Magnetotérmico	100	20

Tabla 69. Protecciones seleccionadas

2.4.4.2. *Protección contra contactos directos*

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

2.4.4.3. *Protección por aislamiento de las partes activas*

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

2.4.4.4. *Protección contra contactos indirectos*

Se realiza de igual manera que en la Hipótesis 1.

Se instalará un interruptor diferencial que garantice la protección de contactos indirectos. La intensidad diferencial será de $I_{\Delta N} = 30$ mA y la intensidad nominal de 100 A superior a los 100 A del interruptor general (magnetotérmico).

2.4.4.5. *Puesta a tierra*

El objetivo principal de la puesta a tierra es limitar las tensiones que respecto al terreno pueden presentar en un momento dado los elementos metálicos de la instalación. También asegura las protecciones y elimina/disminuye el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

La puesta a tierra se hará de la misma manera que en la instalación fotovoltaica de la hipótesis 1.

2.4.5. *Amortización de la instalación*

Actualmente se dispone de un consumo anual del camping que se puede observar en la tabla 37.

Con la instalación realizada, el ahorro anual de electricidad sería de 5097.69 €, pero se deben descontar los gastos en diésel del grupo electrógeno. Por tanto el ahorro se quedaría en 4537.96 €.

El coste total de la instalación asciende a 863381.89 € sin ayudas gubernamentales, y de 755526.56 € con ayudas. Para calcular la amortización de la instalación se procede con la siguiente fórmula:

$$T = \frac{\text{Coste instalación}}{\text{Ahorro anual}} \quad (35)$$

Donde:

T = Tiempo para la amortización (años)

Coste instalación = Coste total de la instalación (€)

Ahorro anual = Gasto anual del camping (€/año)

Por tanto, para la instalación sin ayudas:

$$T = \frac{863381.89}{4537.96} = 190.26 \text{ años}$$

Y para la instalación con ayudas:

$$T = \frac{755526.56}{4537.96} = 166.49 \text{ años}$$

El tiempo para la amortización es excesivamente elevado, por lo que se debería considerar vender la energía sobrante durante el año para acelerar la amortización.

El precio medio por kWh excedente es de 0.07 €/kWh. Por lo tanto, el beneficio que daría la instalación es de:

Mes	Energía sobrante (kWh)	Precio (€/kWh)	Beneficio (€)
Enero	62891.29	0.07	4402.39
Febrero	54992.60	0.07	3849.48
Marzo	67330.18	0.07	4713.11
Abril	45031.67	0.07	3152.22
Mayo	44181.95	0.07	3092.74
Junio	24334.29	0.07	1703.40
Julio	20652.08	0.07	1445.65
Agosto	2574.19	0.07	180.19
Septiembre	18781.31	0.07	1314.69
Octubre	37857.21	0.07	2650.00
Noviembre	49183.11	0.07	3442.82
Diciembre	57803.27	0.07	4046.23
TOTAL	485613.13	0.07	33992.92

Tabla 70. Beneficio por la venta de energía sobrante

La venta de energía provocaría un beneficio anual de 33992.92 €. Sumados a los 4537.96 €, quedaría en 38530.88 €.

Por tanto la amortización en la instalación sin ayudas quedaría en:

$$T = \frac{863381.89}{38530.88} = 22.41 \text{ años}$$

Y para la amortización en la instalación con ayudas quedaría en:

$$T = \frac{755526.56}{38530.88} = 19.61 \text{ años}$$

Se observa que la instalación puede llegar a ser viable con y sin ayudas. Se tendrían que consultar las ayudas y subvenciones que proporciona el gobierno con mayor precisión para disminuir el coste aún más de la instalación.

2.5. Anexo 5: Acumuladores de energía eléctrica

2.5.1. Cálculo y dimensionado de las baterías

La batería es el almacenamiento de energía eléctrica del camping, por tanto, la capacidad estará determinada por el consumo diario del camping y por el nivel de autonomía que se quiere obtener.

Los acumuladores serán utilizados en todas las hipótesis, ya que son los encargados de evitar que el camping se quede sin energía en caso de falta de producción energética.

Las baterías seleccionadas son de la marca GNB Industrial Power, las Classic OPzS Solar, hasta 24 V y hasta 4600 Ah. Son de Plomo-Ácido.

Son baterías optimizadas para aplicaciones de energías renovables ya que proveen una máxima capacidad de ciclo y una larga vida útil. Además, están hechas de una aleación especial y disponen de una gran reserva de electrolito para disponer de intervalos de recarga muy largos. Requieren bajo mantenimiento, por lo que ahorra costes y son completamente reciclables para así dejar menos huella de carbono.

Las características de la batería son:

- Capacidad nominal (C120 a 25°): 82.7 – 4600 Ah
- Placas positivas tubulares muy gruesas para las aplicaciones más exigentes
- Hasta 2800 ciclos al 60% de profundidad de descarga (C10) con perfil de carga IU a 20 ° C
- Diseñado de acuerdo con IEC 61427 e IEC 60896-11
- Conectores de rosca para un mejor contacto y fiabilidad
- Recipientes transparentes o translúcidos de alta calidad para un fácil mantenimiento
- Bajo mantenimiento

Al tratarse de una instalación de electrificación rural de uso diario la autonomía recomendable es de 4 a 6 días, pero al disponer de un grupo electrógeno de soporte con encendido automático, se reduce a 3 días.

El módulo cargador de baterías de Ingeteam tiene que trabajar entre 240 y 500 Vdc. En este caso se trabajará a 360 V para no superar la corriente máxima admisible por los módulos de carga de baterías que es de 200 A.

2.5.1.1. Hipótesis 1

La hipótesis 1 únicamente dispone de paneles solares, por lo que será necesario disponer de un banco de baterías que proporcione 3 días de autonomía según el consumo del camping. Por lo tanto, para el dimensionado de las baterías se han utilizado las fórmulas normalizadas:

$$L(Ah) = \frac{L(Wh)}{V} \quad (40)$$

$$Cb(Ah) = \frac{L(Ah) * N}{PDmax} \quad (41)$$

$$n = \frac{Cb(Ah)}{Ch(Ah)} \quad (42)$$

$$ns = \frac{V}{Vbat} \quad (43)$$

Donde:

$L(\text{Ah})$ = Consumo diario en el mes de mayor consumo (Ah/día)

V = Tensión de trabajo de las baterías (360 V)

$L(\text{Wh})$ = Consumo diario en el mes de mayor consumo (Wh/día)

C_b = Capacidad necesaria de la batería (Ah)

N = Número de días de autonomía

PD_{nax} = Profundidad máxima de descarga de la batería (0.8)

n = número de filas de baterías necesarias

C_h = Capacidad individual de la batería seleccionada (Ah)

n_s = número de baterías necesarias en serie

V = Tensión de las baterías (2 V, 12 V o 24 V)

Por tanto:

$$L(\text{Ah}) = \frac{356520}{360} = 990.33 \text{ Ah}$$

$$C_b(\text{Ah}) = \frac{990.33 * 3}{0.8} = 3713.74 \text{ Ah}$$

$$n = \frac{3713.74}{3840} = 0.97 \text{ filas de baterías} \approx 1 \text{ fila de baterías}$$

Se seleccionará la batería OPzS solar 4100 Ah para así únicamente necesitar 1 fila de baterías en serie. Esta batería viene en 3 configuraciones distintas de diferentes voltajes. Por ello se hará un breve estudio a nivel económico:

- 2 V. Precio 1408.59 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{360}{2} = 180 \text{ baterías en serie}$$

Son un total de 180 baterías a un precio de 1408.59 € la unidad, por tanto, se queda en 253546.2 €.

- 12 V. Precio 7423.68 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{360}{12} = 30 \text{ baterías en serie}$$

Son un total de 30 baterías a un precio de 7423.68 € la unidad, por tanto, se queda en 222710.4 €.

- 24 V. Precio 14847.35 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{350}{24} = 15 \text{ baterías en serie}$$

Son un total de 15 baterías a un precio de 14847.35 € la unidad, por tanto, se queda en 222710.25 €.

Dado que el precio de 12 V y 24 V es idéntico prácticamente, se seleccionarán las baterías de 24 V ya que vienen compactadas y preparadas, por tanto, serán menos módulos para instalar.

Por tanto, finalmente queda:

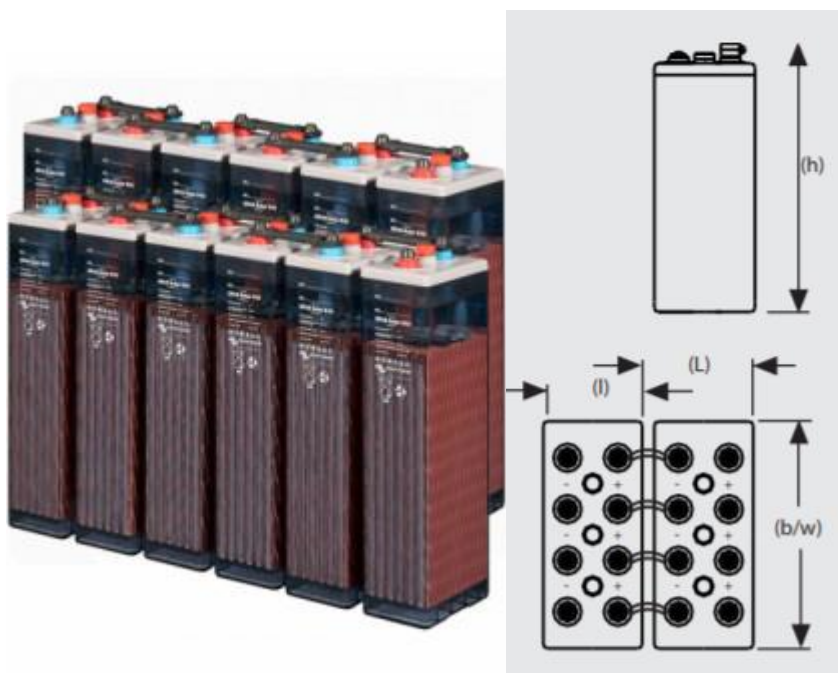


Figura 64. Dimensiones de las baterías seleccionadas

Elección de la batería	
Tipo	Monobloc
Marca	Tudor Exide
Modelo	Classic OPzS Solar 4100
Tensión	24 V
Capacidad de la batería C72	3840 Ah
Nº de baterías necesarias en serie	15
Nº de filas de baterías	1
Capacidad nominal del acumulador	4100 Ah
Tensión nominal del acumulador	360 V

Tabla 71. Especificaciones técnicas de las baterías seleccionadas para la hipótesis 1

2.5.1.2. Hipótesis 2

La hipótesis 2 dispone aerogeneradores, que estarán proporcionando energía constantemente, dado que siempre se dispone de viento suficiente. Por lo tanto, esa energía que proporcionan se restará del consumo diario. Será necesario disponer de un banco de

baterías que proporcione 3 días de autonomía según el consumo del camping. Por lo tanto, para el dimensionado de las baterías se han utilizado las fórmulas normalizadas:

$$L(Ah) = \frac{L(Wh)}{V} \quad (40)$$

$$Cb(Ah) = \frac{L(Ah) * N}{PDmax} \quad (41)$$

$$n = \frac{Cb(Ah)}{Ch(Ah)} \quad (42)$$

$$ns = \frac{V}{Vbat} \quad (43)$$

Donde:

$L(Ah)$ = Consumo diario en el mes de mayor consumo (Ah/día)

V = Tensión de trabajo de las baterías (360 V)

$L(Wh)$ = Consumo diario en el mes de mayor consumo (Wh/día)

Cb = Capacidad necesaria de la batería (Ah)

N = Número de días de autonomía

$PDnax$ = Profundidad máxima de descarga de la batería (0.8)

n = número de filas de baterías necesarias

Ch = Capacidad individual de la batería seleccionada (Ah)

ns = número de baterías necesarias en serie

V = Tensión de las baterías (2 V, 12 V o 24 V)

El generador eólico proporciona 175822 Wh diarios en el mes de agosto, por tanto, se dimensionarán las baterías para el consumo restante, que correspondería a la generación de los paneles fotovoltaicos.

$$L(Wh) = 356520 - 175822 = 180698 Wh$$

Por tanto:

$$L(Ah) = \frac{180698}{360} = 501.94 Ah$$

$$Cb(Ah) = \frac{501.94 * 3}{0.8} = 1882.27 Ah$$

$$n = \frac{1882.27}{1000} = 1.88 \text{ filas de baterias} \approx 2 \text{ filas de baterias}$$

Se seleccionará la batería OPzS solar 1080 Ah para así únicamente necesitar 2 filas de baterías en serie y no sobredimensionar la instalación escogiendo una batería de 2200 Ah. Esta batería viene en 3 configuraciones distintas de diferentes voltajes. Por ello se hará un breve estudio a nivel económico:

- 2 V. Precio 371.40 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{360}{2} = 180 \text{ baterias en serie}$$

Son un total de 180 baterías a un precio de 371.40 € la unidad, por tanto, se queda en 66852 €.

- 12 V. Precio 1872.15 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{360}{12} = 30 \text{ baterias en serie}$$

Son un total de 30 baterías a un precio de 1872.15 € la unidad, por tanto, se queda en 56164.5 €.

- 24 V. Precio 3744.30 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{350}{24} = 15 \text{ baterias en serie}$$

Son un total de 15 baterías a un precio de 3744.30 € la unidad, por tanto, se queda en 56164.5 €.

Dado que el precio de 12 V y 24 V es idéntico prácticamente, se seleccionarán las baterías de 24 V ya que vienen compactadas y preparadas, por tanto, serán menos módulos para instalar.

Por tanto, finalmente queda:

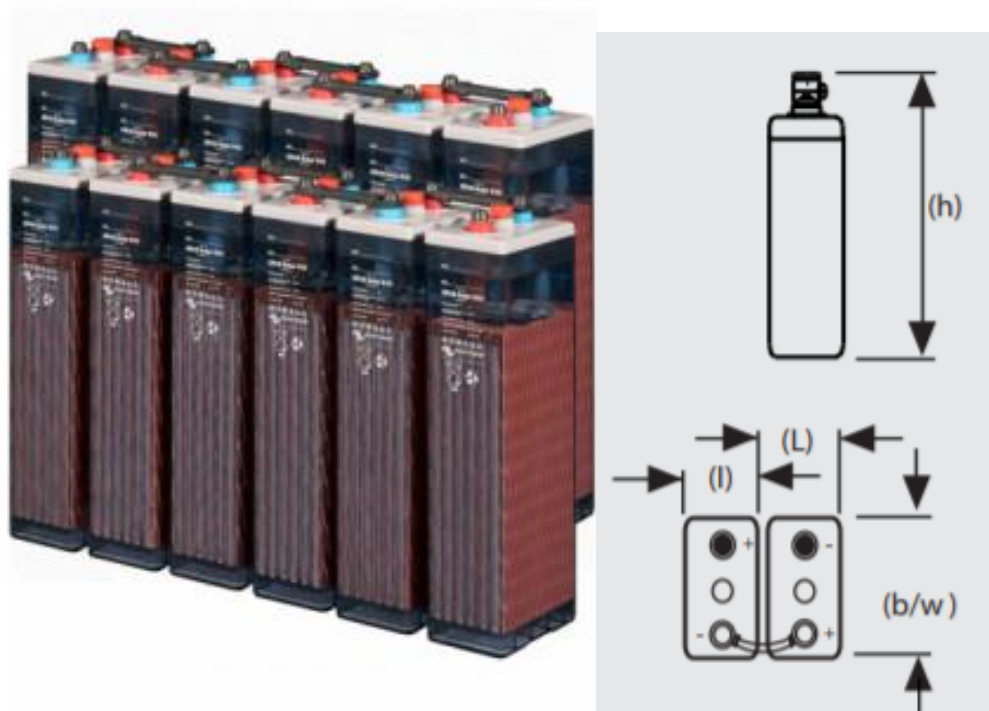


Figura 65. Dimensiones de las baterías seleccionadas

Elección de la batería	
Tipo	Monobloc
Marca	Tudor Exide
Modelo	Classic OPzS Solar 1080
Tensión	24 V
Capacidad de la batería C72	1000 Ah
Nº de baterías necesarias en serie	15
Nº de filas de baterías	2
Capacidad nominal del acumulador	2160 Ah
Tensión nominal del acumulador	360 V

Tabla 72. Especificaciones técnicas de las baterías seleccionadas para la hipótesis 2

2.5.1.3. Hipótesis 3

La hipótesis 3 dispone únicamente de aerogeneradores, que estarán proporcionando energía constantemente, dado que siempre se dispone de viento suficiente. Aun así, se dimensionarán las baterías para ser capaces de proporcionar 1 día de autonomía. Para el cálculo, se utilizan las fórmulas normalizadas:

$$L(Ah) = \frac{L(Wh)}{V} \quad (40)$$

$$Cb(Ah) = \frac{L(Ah) * N}{PDmax} \quad (41)$$

$$n = \frac{Cb(Ah)}{Ch(Ah)} \quad (42)$$

$$ns = \frac{V}{Vbat} \quad (43)$$

Donde:

L(Ah) = Consumo diario en el mes de mayor consumo (Ah/día)

V = Tensión de trabajo de las baterías (360 V)

L(Wh) = Consumo diario en el mes de mayor consumo (Wh/día)

Cb = Capacidad necesaria de la batería (Ah)

N = Número de días de autonomía

PDnax = Profundidad máxima de descarga de la batería (0.8)

n = número de filas de baterías necesarias

Ch = Capacidad individual de la batería seleccionada (Ah)

ns = número de baterías necesarias en serie

V = Tensión de las baterías (2 V, 12 V o 24 V)

Por tanto:

$$L(Ah) = \frac{356520}{360} = 990.33 \text{ Ah}$$

$$Cb(Ah) = \frac{990.33}{0.8} = 1237.91 \text{ Ah}$$

$$n = \frac{1237.91}{1305} = 0.95 \text{ filas de baterias} \approx 1 \text{ fila de baterias}$$

Se seleccionará la batería OPzS solar 1410Ah. Esta batería viene en 3 configuraciones distintas de diferentes voltajes. Por ello se hará un breve estudio a nivel económico:

- 2 V. Precio 474.21 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{360}{2} = 180 \text{ baterias en serie}$$

Son un total de 180 baterías a un precio de 474.21 € la unidad, por tanto, se queda en 85357.8 €.

- 12 V. Precio 2499.20 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{360}{12} = 30 \text{ baterias en serie}$$

Son un total de 30 baterías a un precio de 2499.20 € la unidad, por tanto, se queda en 74976 €.

- 24 V. Precio 4998.45 €

Calculamos el número de baterías en serie que se necesitan:

$$n = \frac{350}{24} = 15 \text{ baterias en serie}$$

Son un total de 15 baterías a un precio de 4998.45 € la unidad, por tanto, se queda en 74976 €.

Dado que el precio de 12 V y 24 V es idéntico prácticamente, se seleccionarán las baterías de 24 V ya que vienen compactadas y preparadas, por tanto, serán menos módulos para instalar.

Por tanto, finalmente queda:

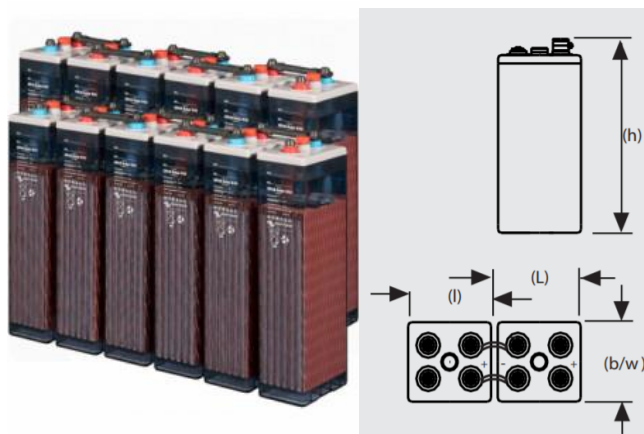


Figura 66. Dimensiones de las baterías seleccionadas

Elección de la batería	
Tipo	Monobloc
Marca	Tudor Exide
Modelo	Classic OPzS Solar 1410
Tensión	24 V
Capacidad de la batería C72	1305 Ah
Nº de baterías necesarias en serie	15
Nº de filas de baterías	1
Capacidad nominal del acumulador	1410 Ah
Tensión nominal del acumulador	360 V

Tabla 73. Especificaciones técnicas de las baterías seleccionadas para la hipótesis 2

2.5.2. Cableado

El cableado será idéntico para todas las hipótesis.

2.5.2.1. Selección del conductor

Se trata del tramo que va desde la salida de las baterías hasta el módulo cargador de baterías del inversor.

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} \quad (20)$$

Donde

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

σ = Conductividad del material conductor. (Cobre = 56 (Ω *mm²/m)⁻¹)

ΔV =Caída de tensión admisible (0.5%)

La intensidad máxima que pasará por el conductor será:

$$I = \frac{P_{MAX}}{\eta_{INV} * V_{BAT}} \quad (38)$$

Donde:

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

P_{MAX} = Potencia máxima del inversor (60000 W)

η_{INV} = Rendimiento del inversor

V_{BAT} = Voltaje del acumulador

Por tanto:

$$I = \frac{60000}{0.96 * 360} = 173.61 \text{ A}$$

$$S = \frac{2 * 5 * 173.61}{56 * (0.005 * 360)} = 17.22 \text{ mm}^2$$

Al tratarse de una instalación en interiores, se utilizará la Tabla 74 de la ITC-BT-19 [1]. Se seleccionarán conductores aislados en tubos de montaje superficial con recubrimiento de XLPE.

Instalaciones interiores. Intensidades admisibles. Temperatura ambiente 40 °C.												
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra (2).				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra (2).			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR		
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared (3).					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D (4) (5).						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D (4) (5).						3x PVC				3x XLPE o EPR
G		Cables unipolares separados mínimo D (5).									3x PVC	3x XLPE o EPR
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5				13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5				18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4				24	27	30	-	34	38	45	-
	6		11,5	13	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	11	16	17,5	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	15	21	23	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	20	27	30	77	84	88	96	106	116	123	166
	35	25	37	40	96	104	110	119	131	144	154	205
	50	34	49	54	117	125	133	145	159	175	188	250
	70	45	64	70	149	160	171	188	202	224	244	321
	95	59	77	86	180	194	207	230	245	271	296	391
	120		94	103	208	225	240	267	284	314	348	455
	150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

(1) A partir de 25 mm² de sección.
 (2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
 (3) O en bandeja no perforada.
 (4) O en bandeja perforada.
 (5) D es el diámetro del cable.
 A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 74. Intensidades admisibles en cables de instalaciones interiores

Se seleccionará una sección comercial de 50 mm² para poder soportar una intensidad de 175 A.

2.5.2.2. Canalizaciones

Las canalizaciones de los conductores de la instalación vendrán dadas por la ITC-BT-21 [1], donde se encuentran las características y dimensiones que han de tener.

Estas canalizaciones, serán fijas en superficie.

Los tubos serán preferiblemente rígidos, pudiendo ser curvos en determinados casos en que sean necesarios.

Los tramos de canalizaciones serán del grupo de baterías hasta el inversor, ya que la interconexión entre módulos de baterías no va canalizada.

Los tubos que llevarán los conductores deberán cumplir las siguientes características:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 75. Características de los tubos de instalaciones interiores

De la misma ITC se pueden extraer los diámetros necesarios para los tubos. En el caso de las canalizaciones fijas en superficie:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	-
185	50	63	75	-	-
240	50	75	-	-	-

Tabla 76. Diámetro exterior de los tubos de instalaciones interiores

Al disponer de un tramo con una sección de 50 mm² y dos conductores, la canalización será de 50 mm de diámetro con un total de 5 metros de longitud.

2.6. Anexo 6: Grupo electrógeno

2.6.1. Selección del grupo electrógeno

El generador auxiliar utilizado en esta instalación es de gasoil. La selección del grupo electrógeno está explicada en el apartado 1.14.2 Selección del grupo electrógeno.

Marca	HIMOINSA
Modelo	HFW-125 T5
Potencia activa	120 kVA
Potencia activa de emergencia	130 kVA
Potencia	107.2 kW
Potencia de emergencia	118.2 kW
RPM	1500
Voltaje estándar	400/230
Factor de potencia	0.8
Combustible	Gasoil
Consumo combustible 100% carga	27.6 l/h
Consumo combustible 80% carga	21.6 l/h
Consumo combustible 50% carga	14.4 l/h
Depósito de combustible	850 l
Autonomía con 80% de carga	39 h
Dimensiones	2750 x 2163 x 1100 mm
Presión sonora	69 ± 2.4 dB a 7 m

Tabla 77. Características del grupo electrógeno seleccionado

2.6.2. Cableado

2.6.2.1. Selección del conductor

Se disponen de dos tramos en el grupo electrógeno, el que va desde la salida del grupo electrógeno hasta el inversor que es un tramo exterior y el que va desde el grupo electrógeno hasta el punto de conexión que es interior.

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I * \cos \varphi}{\sigma * \Delta V} [21]$$

Donde:

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

σ = Conductividad del material conductor. (Cobre = 56 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)⁻¹)

ΔV = Caída de tensión admisible (1%)

cos (φ) = Factor de potencia (0.8)

La intensidad máxima que pasará por el conductor será:

$$I = \frac{P_{MAX}}{\sqrt{3} * V_{GEN} * \cos \varphi} (36)$$

Donde:

I = Intensidad máxima admisible por el conductor (A)

P_{MAX} = Potencia máxima del generador (118200 kW)

V_{BAT} = Voltaje del generador (400 V)

$\cos(\varphi)$ = Factor de potencia (0.8)

Los cables que utilizará el generador tendrán una longitud total de:

Tramo	Longitud (m)
Generador – Inversor	5
Generador – Punto de conexión	36

Tabla 78. Tramos de cableado del grupo electrógeno

La intensidad será:

$$I = \frac{118200}{\sqrt{3} * 400 * 0.8} = 213.26 \text{ A}$$

Se dispondrá de 2 secciones de cable, una para cada tramo:

- Tramo generador - inversor

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 5 * 213.26 * 0.8}{56 * (0.01 * 400)} = 13.19 \text{ mm}^2$$

Al tratarse de una instalación en interiores, se utilizará la Tabla 74. Se seleccionarán conductores aislados en tubos de montaje superficial con recubrimiento de XLPE.

Se seleccionará una sección comercial de 95 mm² para poder soportar una intensidad de 245 A.

- Tramo generador – punto de conexión

$$S = \frac{\sqrt{3} * 2 * 36 * 213.26 * 0.8}{56 * (0.01 * 400)} = 94.98 \text{ mm}^2$$

Observando la Tabla 16 de instalaciones de tubos enterrados trifásica se seleccionará una sección comercial de 95 mm² que aguantará la intensidad ya que soporta hasta 268 A.

Al tratarse de un tramo trifásico, se dispondrá de un conductor de protección que cumple con la ITC-BT-19 [1] y la Tabla 17 correspondiente. Se dispondrá de un conductor de protección de 50 mm² ya que no existe de 47.5 mm².

2.6.2.2. Canalizaciones

Las canalizaciones de los conductores de la instalación interior tienen que respetar los mismos criterios que las canalizaciones interiores de los acumuladores.

Estas canalizaciones, serán fijas en superficie. Los tubos serán preferiblemente rígidos, pudiendo ser curvos en determinados casos en que sean necesarios. El tramo será desde el grupo electrógeno hasta el inversor.

El diámetro escogido para los tubos será de 63 mm para tres conductores con una longitud total de 5 metros.

Las canalizaciones de los conductores enterrados tienen que respetar los mismos criterios de diseño que las canalizaciones del inversor al punto de conexión.

Estas canalizaciones, serán fijas y enterradas en tubos corrugados para todos los tramos de la instalación.

Los tramos de canalizaciones serán del generador al punto de conexión. El diámetro exterior de los tubos escogido para el cableado desde el generador hasta el punto de conexión es de 140 mm.

2.6.3. Protecciones necesarias

Todas las protecciones necesarias para la conexión entre el generador y el inversor vendrán proporcionadas por el fabricante del inversor. Disponen de un kit para generadores de 120 kVA que contiene los siguientes dispositivos:

- Contactor para la conexión del generador
- Disyuntor magnetotérmico para proteger el generador
- Regleta de conexión de terminales
- Contador de energía (vatímetro)
- Transformadores de medida de corriente
- Disyuntor magnetotérmico para la salida del inversor

2.6.4. Consumo anual hipótesis 1

Para estimar un consumo aproximado del generador, estimaremos los días que estarán nublados cuando el camping está en funcionamiento. Se trata de un caso ideal porque no se consideran fallas de las baterías ni incremento de la potencia del camping. Para ello, se utilizarán los datos que proporciona meteoblue [4].

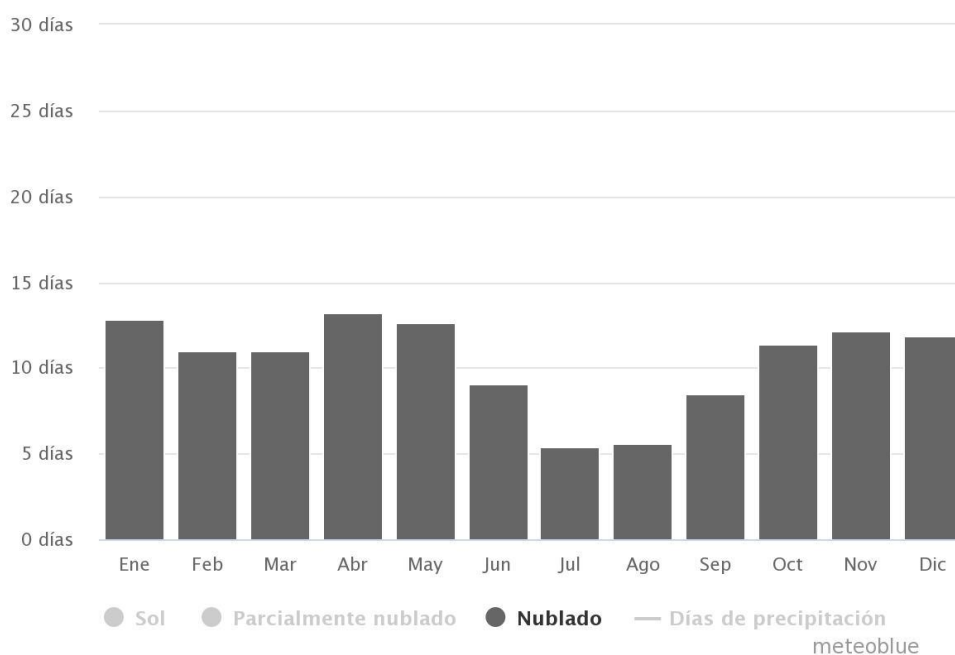


Tabla 79. Días nublados durante el año [4]

Sabiendo el número total de días nublados que puede haber aproximadamente en un mes, se supondrán como días seguidos. Al disponer de baterías que están dimensionadas en el mes de mayor consumo (agosto), se tendrá que recalcular la autonomía que proporciona en los meses de menor consumo, ya que será mayor. El generador entrará en funcionamiento cuando las baterías se queden sin carga después de estar suministrando energía al camping debido al cielo nublado.

Las baterías proporcionan un total de 1476 kWh, por tanto, la autonomía que ofrecen en los meses que permanece el camping abierto es la siguiente:

Mes	Consumo diario	Autonomía mediante las baterías
Abril (4 días)	52.7 kWh/día	28 días
Julio	178.26 kWh/día	8.28 días
Agosto	356.52 kWh/día	4.14 días
Septiembre (16 días)	107.1 kWh/día	13.78
Diciembre (1 semana)	49.22 kWh/día	29.99 días

Tabla 80. Autonomía mediante las baterías de la hipótesis 1

Se estimará que el grupo electrógeno estará funcionando durante 24h a un 100% de carga cuando las baterías se queden sin carga, para así poder cargarlas completamente, a la vez que suministra el camping, y poder disponer de autonomía gracias a ellas sin la necesidad del grupo electrógeno.

Mes	Días nublados	Autonomía mediante las baterías	Días en funcionamiento del generador
Abril (4 días)	13.2	28 días	0
Julio	5.4	8.28 días	0
Agosto	5.6	4.14 días	1
Septiembre (16 días)	8.5	13.78	1
Diciembre (1 semana)	11.9	29.99 días	0

Tabla 81. Días en funcionamiento del generador de la hipótesis 1

En función del mes se prevé que:

- Abril: Los 4 días de apertura del camping estará el cielo nublado por tanto el generador no tendrá que funcionar, ya que con la autonomía de las baterías es suficiente para la instalación.
- Julio: Los 5.4 días de cielo nublado serán seguidos, aun así, el generador no tendrá que funcionar, ya que con la autonomía de las baterías es suficiente para la instalación.
- Agosto: Los 5.6 días de cielo nublado serán seguidos, por tanto, el generador tendrá que funcionar el 5to día.

- Septiembre: Los 8.5 días de cielo nublado serán seguidos, no tendría que funcionar, ya que con la autonomía de las baterías es suficiente para la instalación. Pero suponiendo que los días de agosto nublados y los de setiembre se juntan, el generador funcionará 1 vez.
- Diciembre: La semana de apertura del camping estará el cielo nublado por tanto el generador no tendrá que funcionar, ya que con la autonomía de las baterías es suficiente para la instalación.

Por tanto, el combustible necesario con el consumo de 27.6 l/h cuando hay un 100% de carga será:

Mes	Días en funcionamiento del generador	Combustible consumido
Abril (4 días)	0	0
Julio	0	0
Agosto	1	662.4 l
Septiembre (16 días)	1	662.4 l
Diciembre (1 semana)	0	0
Total	2	1324.8 l

Tabla 82. Combustible consumido de la hipótesis 1

2.6.4.1. Coste anual

El precio del gasoil para maquinaria es el gasóleo B, que tiene un precio de 0.845 €/l. Por tanto:

Consumo total	Precio gasóleo B	Coste total
1324.8 l	0.845 €/l	1119.46 €

Tabla 83. Coste anual de la hipótesis 1

2.6.5. Hipótesis 1 del consumo anual de la hipótesis 2

Para estimar este consumo, se considera que los aerogeneradores continúan funcionando de manera constante y por tanto no se requiere de baterías que cubran el consumo completo del camping.

En base a los paneles fotovoltaicos, el comportamiento es idéntico a la hipótesis 1 del consumo. Sabiendo el número total de días nublados que puede haber aproximadamente en un mes, se supondrán como días seguidos.

Al disponer de baterías que están dimensionadas en el mes de mayor consumo (agosto), se tendrá que recalcular la autonomía que proporciona en los meses de menor consumo, ya que será mayor. El generador entrará en funcionamiento cuando las baterías se queden sin carga después de estar suministrando energía al camping debido al cielo nublado.

Las baterías proporcionan un total de 777.6 kWh y el aerogenerador un total de 180,7 kWh diarios, por tanto, la autonomía que ofrece el conjunto es la siguiente:

Mes	Producción diaria de los aerogeneradores	Consumo diario	Demanda energética diaria	Autonomía mediante las baterías
Abril (4 días)	621.50 kWh/día	52.7 kWh/día	-568.8 kWh/día	- días
Julio	326.39 kWh/día	178.26 kWh/día	-148.1 kWh/día	- días
Agosto	175.82 kWh/día	356.52 kWh/día	180.7 kWh/día	4.30 días
Septiembre (16 días)	293.26 kWh/día	107.1 kWh/día	-186.16 kWh/día	- días
Diciembre (1 semana)	765.54 kWh/día	49.22 kWh/día	-716.32 kWh/día	- días

Tabla 84. Autonomía mediante las baterías de la hipótesis 1 de consumo anual de la hipótesis 2

Se estimará que el grupo electrógeno estará funcionando durante 24h a un 80% de carga cuando las baterías se queden sin carga, para así poder cargarlas completamente, a la vez que suministra el camping, y poder disponer de autonomía gracias a ellas sin la necesidad del grupo electrógeno. También estarán los generadores eólicos funcionando, por lo tanto el grupo electrógeno no estará nunca al 100%.

Mes	Días nublados	Autonomía mediante las baterías	Días en funcionamiento del generador
Abril (4 días)	13.2	- días	0
Julio	5.4	- días	0
Agosto	5.6	4.30 días	1
Septiembre (16 días)	8.5	- días	0
Diciembre (1 semana)	11.9	- días	0

Tabla 85. Días en funcionamiento del generador de la hipótesis 1 de consumo anual de la hipótesis 2

En función del mes se prevé que:

- Abril: La generación eólica es muy alta, por tanto no será necesario disponer de autonomía en las baterías cuando no haya radiación solar.
- Julio: La generación eólica es muy alta, por tanto no será necesario disponer de autonomía en las baterías cuando no haya radiación solar.
- Agosto: Los 5.6 días de cielo nublado serán seguidos, por tanto, el generador tendrá que funcionar el 5to día.
- Septiembre: La generación eólica es muy alta, por tanto no será necesario disponer de autonomía en las baterías cuando no haya radiación solar.
- Diciembre: La generación eólica es muy alta, por tanto no será necesario disponer de autonomía en las baterías cuando no haya radiación solar.

Por tanto, el combustible necesario con el consumo de 21.6 l/h cuando hay un 80% de carga será:

Mes	Días en funcionamiento del generador	Combustible consumido
Abril (4 días)	0	0
Julio	0	0
Agosto	1	518.41
Septiembre (16 días)	0	
Diciembre (1 semana)	0	0
Total	1	518.41

Tabla 86. Combustible consumido de la hipótesis 1 de consumo anual de la hipótesis 2

2.6.5.1. Coste anual

El precio del gasoil para maquinaria es el gasóleo B, que tiene un precio de 0.845 €/l. Por tanto:

Consumo total	Precio gasóleo B	Coste total
518.41	0.845 €/l	438.05 €

Tabla 87. Coste anual de la hipótesis 1 de consumo anual de la hipótesis 2

2.6.6. Hipótesis 2 del consumo anual de la hipótesis 2

Para estimar este consumo, se considera que los aerogeneradores no están funcionando durante los días que no hay sol, por tanto el peor de los casos. Las baterías están dimensionadas para una producción constante de energía eólica, por tanto será preciso utilizar el generador en algún momento.

Las baterías proporcionan un total de 777.6 kWh, por tanto, la autonomía que ofrece el conjunto es la siguiente:

Mes	Consumo diario	Autonomía mediante las baterías
Abril (4 días)	52.7 kWh/día	14.76 días
Julio	178.26 kWh/día	4.36 días
Agosto	356.52 kWh/día	2.18 días
Septiembre (16 días)	107.1 kWh/día	7.26 días
Diciembre (1 semana)	49.22 kWh/día	15.8 días

Tabla 88. Autonomía mediante las baterías de la hipótesis 2 de consumo anual de la hipótesis 2

Se estimará que el grupo electrógeno estará funcionando durante 24h a un 100% de carga cuando las baterías se queden sin carga, para así poder cargarlas completamente, a la vez que suministra el camping, y poder disponer de autonomía gracias a ellas sin la necesidad del grupo electrógeno.

Mes	Días nublados	Autonomía mediante las baterías	Días en funcionamiento del generador
Abril (4 días)	13.2	14.76 días	0
Julio	5.4	4.36 días	1
Agosto	5.6	2.18 días	2
Septiembre (16 días)	8.5	7.26 días	1
Diciembre (1 semana)	11.9	15.8 días	0

Tabla 89. Días en funcionamiento del generador de la hipótesis 2 de consumo anual de la hipótesis 2

En función del mes se prevé que:

- Abril: Los 4 días de apertura del camping estará el cielo nublado por tanto el generador no tendrá que funcionar, ya que con la autonomía de las baterías es suficiente para la instalación.
- Julio: Los 5.4 días de cielo nublado serán seguidos, el generador tendrá que funcionar el 5to día.
- Agosto: Los 5.6 días de cielo nublado serán seguidos, por tanto, el generador tendrá que funcionar el 3r día y el 5to.
- Septiembre: Los 8.5 días de cielo nublado serán seguidos, el generador tendrá que funcionar el 8vo día.
- Diciembre: La semana de apertura del camping estará el cielo nublado por tanto el generador no tendrá que funcionar, ya que con la autonomía de las baterías es suficiente para la instalación.

Por tanto, el combustible necesario con el consumo de 27.6 l/h cuando hay un 100% de carga será:

Mes	Días en funcionamiento del generador	Combustible consumido
Abril (4 días)	0	0
Julio	1	662.4 l
Agosto	2	1324.8 l
Septiembre (16 días)	1	662.4 l
Diciembre (1 semana)	0	0
Total	4	2649.9 l

Tabla 90. Combustible consumido de la hipótesis 2 de consumo anual de la hipótesis 2

2.6.6.1. Coste anual

El precio del gasoil para maquinaria es el gasóleo B, que tiene un precio de 0.845 €/l. Por tanto:

Consumo total	Precio gasóleo B	Coste total
2649.9 l	0.845 €/l	2238.91 €

Tabla 91. Coste anual de la hipótesis 2 de consumo anual de la hipótesis 2

2.6.7. Consumo anual de la hipótesis 3

En la hipótesis 3 que es puramente eólica, no se necesitará utilizar el grupo electrógeno ya que se genera energía suficiente mediante los aerogeneradores. Por ende, se dispondrá de 1 día de mantenimiento de las instalaciones donde se precisará el uso del grupo electrógeno.

Por tanto, el combustible necesario con el consumo de 27.6 l/h cuando hay un 100% de carga será de 662.4 l.

2.6.7.1. Coste anual

El precio del gasoil para maquinaria es el gasóleo B, que tiene un precio de 0.845 €/l. Por tanto:

Consumo total	Precio gasóleo B	Coste total
662.4 l	0.845 €/l	559.73 €

Tabla 92. Coste anual de la hipótesis 3

2.7. Anexo 7: Estudio básico de seguridad y salud

2.7.1. Cumplimiento del RD 1627/97 de 24 de octubre sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción

2.7.1.1. Introducción

Este Estudio de Seguridad y Salud establece, durante la ejecución de esta obra, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como información útil para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores de mantenimiento.

Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el terreno de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

En base al art. 7º, y en aplicación de este Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista debe elaborar un Plan de Seguridad y Salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el presente documento.

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado antes del inicio de la obra por el Coordinador de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra o, en su defecto, por la Dirección Facultativa. En caso de obras de las Administraciones Públicas deberá someterse a la aprobación de esta Administración.

Se recuerda la obligatoriedad de que cada centro de trabajo haya un libro de incidencias para el seguimiento del Plan. Cualquier anotación hecha en el Libro de Incidencias deberá ponerse en conocimiento de la Inspección de Trabajo y Seguridad Social en el plazo de 24 horas.

Sin embargo, se recuerda que, según el art. 15º del Real Decreto, los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban la información adecuada de todas las medidas de seguridad y salud en la obra.

Antes del comienzo de los trabajos el promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente, según modelo incluido en el anexo III del Real Decreto. La comunicación de apertura del centro de trabajo a la autoridad laboral competente deberá incluir el Plan de Seguridad y Salud.

El Coordinador de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra o cualquier integrante de la Dirección Facultativa, en caso de apreciar un riesgo grave inminente para la seguridad de los trabajadores, podrá detener la obra parcial o totalmente, comunicándolo a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social, el contratista, subcontratistas y representantes de los trabajadores.

Las responsabilidades de los coordinadores, de la dirección facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y los subcontratistas (art. 11º).

2.7.1.2. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra

El artículo 10 del R.D.1627 / 1997 establece que se aplicarán los principios de acción preventiva recogidos en el art. 15º de la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995, de 8 de noviembre)" durante la ejecución de la obra y en particular en las siguientes actividades:

- a. El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- b. La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- c. La manipulación de los diferentes materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- d. El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- e. La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los diferentes materiales, en particular si se trata de materias y sustancias peligrosas.
- f. La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- g. El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- h. La adaptación en función de la evolución de la obra del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases del trabajo.
- i. y. La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- j. Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca de la obra.

Los principios de acción preventiva establecidos en el artículo 15 de la Ley 31/95 son los siguientes:

1. El empresario aplicará las medidas que integran el deber general de prevención, de acuerdo con los siguientes principios generales:
 - a. Evitar riesgos.
 - b. Evaluar los riesgos que no se puedan evitar.
 - c. Combatir los riesgos en su origen.
 - d. Adaptar el trabajo a la persona, en particular con lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la elección de los equipos y los métodos de trabajo y de producción, con el fin de reducir el trabajo monótono y repetitivo y reducir los efectos en la salud.
 - e. Tener en cuenta la evolución de la técnica.
 - f. Sustituir lo peligroso por lo que entrañe poco o ningún peligro.
 - g. Planificar la prevención, buscando un conjunto coherente que integre la técnica, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
 - h. Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
 - i. Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.
2. El empresario tendrá en consideración las capacidades profesionales de los trabajadores en materia de seguridad y salud en el momento de encomendar los trabajos.
3. El empresario adoptará las medidas necesarias para garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.
4. La efectividad de las medidas preventivas deberá prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador. Para su aplicación se tendrán en cuenta los riesgos adicionales que pudieran implicar determinadas medidas preventivas, que sólo podrán adoptarse cuando la magnitud de dichos riesgos sea sustancialmente inferior a las de los que se pretende controlar y no existan alternativas más seguras.

5. Podrán concertar operaciones de seguros que tengan como finalidad garantizar como ámbito de cobertura la previsión de riesgos derivados del trabajo, la empresa respecto de sus trabajadores, los trabajadores autónomos respecto a ellos mismos y las sociedades cooperativas respecto a los socios, cuya actividad consista en la prestación de su trabajo personal.

2.7.2. Medidas mínimas generales en los puestos de trabajo

Observación preliminar: las obligaciones previstas en la presente parte del estudio se aplicarán siempre que lo exija las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

2.7.2.1. Ámbito de aplicación

La presente parte del estudio se aplicará a la totalidad de la obra.

2.7.2.2. Estabilidad y solidez

2.6.2.2. Estabilidad y solidez.

- a. Se procuró de manera apropiada y segura, la estabilidad de los materiales y equipos y, en general, de cualquier elemento que en cualquier desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y la salud de los trabajadores.
- b. El acceso a cualquier superficie que conste de materiales que no ofrezcan una resistencia suficiente sólo se autorizará en caso de que se proporcionen equipos o medios apropiados para que el trabajo se realice de manera segura.

2.7.2.3. Instalaciones de suministro y reparto de energía

- a. La instalación eléctrica de los lugares de trabajo en las obras deberá ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica. En todo caso la mencionada instalación deberá satisfacer las condiciones que se señalan en los siguientes puntos de este apartado.
- b. Las instalaciones deberán proyectarse, realizarse y utilizarse de forma que no comporten peligro de incendio ni de explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra los riesgos de electrocución por contacto directo o indirecto.

El proyecto, la realización y la elección del material y de los dispositivos de protección deberán tener en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada las condiciones de los factores externos y la competencia de las personas que tengan acceso a partes de la instalación.

2.7.2.4. Vías y salidas de emergencia

- a. Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer libres y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.
- b. En caso de peligro, todos los puestos de trabajo deberán poder ser abandonados rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para los trabajadores.
- c. El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencia dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como del número máximo de personas que puedan estar presentes.
- d. Las vías y salidas específicas de emergencia deberán señalizarse conforme al Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. La señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

- e. Las vías y salidas de emergencia; así como las vías de circulación y las puertas que den acceso a ellas, no deberán estar obstruidas por ningún objeto, de manera que puedan utilizarse sin trabas en cualquier momento.
- f. En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran de iluminación deberán estar provistas con iluminación de seguridad de la suficiente intensidad.

2.7.2.5. *Detección y lucha contra incendios*

- a. Según las características de la obra y según las dimensiones y el uso de los locales, los equipos presentes, las características físicas y químicas de las sustancias o materiales que se encuentran presentes, así como el número máximo de personas que puedan encontrarse en ellos, se deberá prever un número suficiente de dispositivos apropiados de lucha contra incendios y, si fuera necesario, de detectores de incendios y de sistemas de alarma.
- b. Dichos dispositivos de lucha contra incendios y sistemas de alarma deberán verificarse y mantenerse con regularidad. Deberán realizarse, a intervalos regulares pruebas y ejercicios adecuados. Los dispositivos no automáticos de lucha contra incendios deberán ser de fácil acceso y manipulación.
- c. Deberán estar señalizados conforme al Real Decreto sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo. La mencionada señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

2.7.2.6. *Ventilación*

- a. Teniendo en cuenta los métodos de trabajo y las cargas físicas impuestas a los trabajadores éstos deberán disponer de aire limpio en cantidad suficiente.
- b. En caso de que se utilice una instalación de ventilación, deberá mantenerse en buen estado de funcionamiento y los trabajadores no deberán estar expuestos a corrientes de aire que perjudiquen su salud. Siempre que sea necesario para la salud de los trabajadores, deberá haber un sistema de control que indique cualquier avería.

2.7.2.7. *Exposición a riesgos particulares*

Los trabajadores no deberán estar expuestos a niveles sonoros nocivos ni a factores externos nocivos (por ejemplo, gases, vapores, polvo, temperaturas extremas, radiación solar intensa, etc.).

En caso de que algunos trabajadores hayan penetrado en una zona cuya atmósfera pueda contener sustancias tóxicas o nocivas, o no tener oxígeno en cantidad suficiente o ser inflamable, la atmósfera confinada deberá ser controlada y se deberá adoptar medidas adecuadas para prevenir cualquier peligro.

En ningún caso podrá exponerse a un trabajador a una atmósfera confinada de alto riesgo. Deberá, al menos, quedar bajo vigilancia permanente desde el exterior y deberá tomarse todas las debidas precauciones para que se le pueda prestar auxilio eficaz e inmediato.

La temperatura ambiente debe ser adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, en cuanto las circunstancias lo permitan, teniendo en cuenta los métodos de trabajo que se apliquen y las cargas físicas impuestas a los trabajadores. A tener en cuenta la transmisión de calor que ofrecen las superficies muy calientes, como es el caso de cubiertas expuestas al Sol durante el verano.

Se deberá proteger a los trabajadores frente radiaciones provenientes de trabajos de soldadura o de la luz del Sol mediante el uso de ropa de trabajo adecuada, EPIs y crema de protección solar.

Los trabajadores no deben estar sometidos a vibraciones, ni ruidos fuertes. Por lo tanto se utilizarán las protecciones colectivas o individuales para reducir este riesgo. Se facilitará el uso de maquinaria con buen diseño.

2.7.2.8. *Iluminación*

- a. Los puestos de trabajo, los locales y las vías de circulación en la obra deberán disponer, en la medida de lo posible, de suficiente luz natural y tener una iluminación artificial adecuada y suficiente durante la noche y cuando no sea suficiente la luz natural. En su caso se utilizarán puntos de iluminación portátiles con protección antigolpes. El color utilizado para la iluminación artificial no podrá alterar o influir en la percepción de las señales o paneles de señalización.
- b. Las instalaciones de iluminación de los locales, de los puestos de trabajo y de las vías de circulación deberán estar colocadas de tal manera que el tipo de iluminación previsto no suponga riesgo de accidente para los trabajadores.
- c. Los locales, los lugares de trabajo y las vías de circulación en los que los trabajadores estén particularmente expuestos a riesgos en caso de avería de la iluminación artificial deberán poseer una iluminación de seguridad de intensidad suficiente.

2.7.2.9. *Puertas y portones*

- a. Las puertas correderas deberán ir provistas de un sistema de seguridad que les impida salirse de los raíles y caerse.
- b. Las puertas y portones que se abran hacia arriba deberán ir provistos de un sistema de seguridad que les impida volver a bajar.
- c. Las puertas y portones situados en el recorrido de las vías de emergencia deberán estar señalizados de manera adecuada.
- d. En las proximidades inmediatas de los portones destinados sobre todo a la circulación de vehículos deberán existir puertas para la circulación de los peatones, excepto en el caso de que el paso sea seguro para estos. Dichas puertas deberán estar señalizadas de manera claramente visible y permanecer libres en todo momento.
- e. Las puertas y portones mecánicos deberán funcionar sin riesgo de accidente para los trabajadores.
- f. Deberán poseer dispositivos de parada de emergencia fácilmente identificables y de fácil acceso y también deberán poder abrirse manualmente. En caso de producirse una avería en el sistema de energía se abrirán automáticamente.

2.7.2.10. *Vías de circulación y zonas peligrosas*

- a. Las vías de circulación, incluidas las escaleras, las escalas fijas y los muelles y rampas de carga deberán estar calculados, situados, acondicionados y preparados para su uso de manera que se puedan utilizar fácilmente, con toda seguridad y conforme al uso al que se les haya destinado y de forma que los trabajadores empleados en las proximidades de estas vías de circulación no corran ningún riesgo.
- b. Las dimensiones de las vías destinadas a la circulación de personas o de mercancías, incluidas aquellas en las que se realicen operaciones de carga y descarga, se calcularán de acuerdo con el número de personas que puedan utilizarlas y con el tipo de actividad. Cuando se utilicen medios de transporte en las vías de circulación, se deberá prever una distancia de seguridad suficiente o medios de protección

adecuados para las otras personas que puedan estar presentes en el recinto. Se señalarán claramente las vías y se procederá regularmente a su control y mantenimiento.

- c. Las vías de circulación destinadas a los vehículos deberán estar situadas a una distancia suficiente de las puertas, portones, pasos de peatones, pasillos y escaleras.
- d. Si en la obra hubiera zonas de acceso limitado, dichas zonas deberán estar equipadas con dispositivos que eviten que los trabajadores no autorizados puedan acceder. Se deberán tomar todas las medidas adecuadas para proteger a los trabajadores que estén autorizados a acceder en las zonas de peligro. Estas zonas deberán estar señalizadas de manera claramente visible.

2.7.2.11. *Muelles y rampas de carga*

- a. Los muelles y rampas de carga deberán ser adecuados a las dimensiones de las cargas transportadas.
- b. Los muelles de carga deberán tener al menos una salida y las rampas de carga deberán ofrecer la seguridad de que los trabajadores no puedan caerse.

2.7.2.12. *Espacio de trabajo*

Las dimensiones del puesto de trabajo deberán calcularse de tal manera que los trabajadores dispongan de la suficiente libertad de movimientos para sus actividades teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

2.7.2.13. *Servicios higiénicos*

- a. Cuando los trabajadores tengan que llevar ropa especial de trabajo deberán tener a su disposición vestuarios adecuados.
- b. Los vestuarios deberán tener fácil acceso, las dimensiones suficientes y disponer de asientos e instalaciones que permitan a cada trabajador poner a secar, si fuera necesario, su ropa de trabajo.
- c. Cuando las circunstancias lo exijan (por ejemplo, sustancias peligrosas, humedad, suciedad ...) la ropa de trabajo deberá poder guardarse separada de la ropa de calle y de los efectos personales.
- d. Cuando los vestuarios no sean necesarios, en el sentido del primer párrafo de este apartado, cada trabajador deberá poder disponer de un espacio para colocar su ropa y sus objetos personales bajo llave.
- e. Cuando el tipo de actividad o la salubridad lo requieran se deberá poner a disposición de los trabajadores duchas apropiadas y en número suficiente. Las duchas deberán tener dimensiones suficientes para permitir que cualquier trabajador se arregle sin obstáculos y en condiciones adecuadas, de higiene. Las duchas deberán disponer de agua, caliente y fría.
- f. Cuando, de acuerdo con el primer párrafo de este apartado, no sean necesarias duchas, deberá haber lavabos suficientes y apropiados con agua corriente, caliente si fuera necesaria, cerca de los puestos de trabajo y de los vestuarios. Si las duchas o los lavabos y los vestuarios estuvieran separados, la comunicación entre unos y otros deberá ser fácil.
- g. Los trabajadores deberán disponer en las proximidades de sus puestos de trabajo, de los locales de descanso, de los vestuarios y de las duchas o lavabos, de locales especiales equipados con un número suficiente de retretes y de lavabos.
- h. Los vestuarios, duchas, lavabos y retretes estarán separados para hombres y mujeres, o deberá preverse una utilización por separado de los mismos.

2.7.2.14. *Locales de descanso o de alojamiento*

- a. Cuando lo exija la seguridad o la salud de los trabajadores, en particular debido al tipo de actividad o el número de trabajadores, y por motivos de alejamiento de la obra, los trabajadores deberán poder disponer de locales de descanso y, en el su caso, de locales de alojamiento de fácil acceso.
- b. Los locales de descanso o de alojamiento deberán tener unas dimensiones suficientes y estar amueblados con un número de mesas y de asientos con respaldo acuerdo con el número de trabajadores.
- c. Cuando no existe este tipo de locales se deberá poner a disposición del personal otro tipo de instalaciones para que puedan ser utilizadas durante la interrupción del trabajo.
- d. Cuando existan locales de alojamiento fijos, deberán disponer de servicios higiénicos en número suficiente, así como de una sala para comer y otra de esparcimiento.
- e. Dichos locales deberán estar equipados de camas, armarios, mesas y sillas con respaldo acordes al número de trabajadores, y se deberá tener en cuenta en su caso para su asignación, la presencia de trabajadores de ambos sexos.

2.7.2.15. *Mujeres embarazadas y madres lactantes*

Las mujeres embarazadas y las madres lactantes deberán tener la posibilidad de descansar tumbadas en condiciones adecuadas.

2.7.2.16. *Trabajadores minusválidos*

Los puestos de trabajo deberán estar acondicionados teniendo en cuenta, en su caso, a los trabajadores minusválidos.

Esta disposición se aplicará, en particular, a las puertas, vías de circulación, escaleras, duchas, lavabos, inodoros y puestos de trabajo utilizados u ocupados directamente por trabajadores minusválidos.

2.7.2.17. *Disposiciones diversas*

- a. Los accesos y el perímetro de la obra deberán señalizarse y destacarse de manera que sean claramente visibles e identificables.
- b. En la obra, los trabajadores deberán disponer de agua potable en cantidad suficiente, tanto en los locales que ocupan como cerca de los puestos de trabajo.
- c. Los trabajadores deberán disponer de instalaciones para poder comer y, en su caso, para preparar sus comidas en condiciones de seguridad y salud.

2.7.3. *Medidas mínimas relativas a los puestos de trabajo en el interior de la obra*

Observación preliminar: las obligaciones previstas en la presente parte del estudio se aplicarán siempre que lo exija las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

2.7.3.1. *Estabilidad y solidez*

Los locales deberán poseer la estructura y la estabilidad apropiadas al tipo de utilización.

2.7.3.2. *Puertas de emergencia*

- a. Las puertas de emergencia deberán abrirse hacia el exterior y no deberán estar cerradas, de tal forma que cualquier persona que necesite utilizarlas en caso de emergencia pueda abrirlas fácil e inmediatamente.

- b. Estarán prohibidas como puertas de emergencia las puertas correderas y las puertas giratorias.

2.7.3.3. *Ventilación*

- a. En caso de que se utilicen instalaciones de aire acondicionado o de ventilación mecánica, éstas deberán funcionar de tal manera que los trabajadores no estén expuestos a corrientes de aire molestas.
- b. Se deberá eliminar con rapidez todo depósito de cualquier tipo de suciedad que pueda suponer un riesgo inmediato para la salud de los trabajadores por contaminación del aire que respiran.

2.7.3.4. *Temperatura*

- a. La temperatura de los locales de descanso, de los locales para el personal de guardia, de los servicios higiénicos, de los comedores y de los locales de primeros auxilios deberá corresponder al uso específico de dichos locales.
- b. Las ventanas, las claraboyas y los tabiques acristalados deberán permitir evitar una insolación excesiva, teniendo en cuenta el tipo de trabajo y uso del local.

2.7.3.5. *Suelos, paredes y tejados de los locales*

- a. Los suelos de los locales deberán estar libres de protuberancias, agujeros o planos inclinados peligrosos, y ser fijos, estables y no resbaladizos.
- b. Las superficies de los suelos, las paredes y los techos de los locales se deberán poder limpiar para conseguir condiciones de higiene adecuadas.
- c. Los tabiques transparentes o translúcidos y, en especial, los tabiques acristalados situados en los locales o en las proximidades de los puestos de trabajo y vías de circulación, deberán estar claramente señalizados y fabricados con materiales seguros o bien estar separados de dichos puestos y vías, para evitar que los trabajadores puedan golpearse con los mismos o lesionarse en caso de ruptura de dichos tabiques.

2.7.3.6. *Ventanas y vanos de iluminación cenital*

- a. Las ventanas, vanos de iluminación cenital y dispositivos de ventilación deberán poder abrirse, cerrarse, ajustarse y fijarse por los trabajadores de manera segura. Cuando estén abiertos, no deberán quedar en posiciones que constituyan un peligro para los trabajadores.
- b. Las ventanas y vanos de iluminación cenital deberán proyectarse integrando los sistemas de limpieza o deberán llevar dispositivos que permitan limpiarlos sin riesgo para los trabajadores que efectúen este trabajo ni para los demás trabajadores que se encuentren presentes.

2.7.3.7. *Puertas y portones*

- a. La posición, el número los materiales de fabricación y las dimensiones de las puertas y portones se determinarán según el carácter y el uso de los locales.
- b. Las puertas transparentes deberán tener una señalización a la altura de la vista.
- c. Las puertas y los portones que se cierran solos deberán ser transparentes o tener paneles transparentes.
- d. Las superficies transparentes o translúcidas de las puertas o portones que no sean de materiales seguros deberán protegerse contra la ruptura en cuanto ésta pueda suponer un peligro para los trabajadores.

2.7.3.8. *Vías de circulación*

Para garantizar la protección de los trabajadores el trazado de las vías de circulación deberá estar claramente marcado en la medida en que lo exijan la utilización y las instalaciones de los locales.

2.7.3.9. *Escaleras mecánicas y cintas rodantes*

Las escaleras mecánicas y las cintas rodantes deberán funcionar de manera segura y disponer de todos los dispositivos de seguridad necesarios. En particular deberán poseer dispositivos de parada de emergencia fácilmente identificables y de fácil acceso.

2.7.3.10. *Dimensiones y volumen de aire de los locales*

Los locales deberán tener una superficie y una altura que permitan que los trabajadores lleven a cabo su trabajo sin riesgos para su seguridad, su salud o su bienestar.

2.7.4. *Medidas mínimas relativas a los puestos de trabajo en el exterior de la obra*

Observación preliminar; las obligaciones previstas en la presente parte del estudio se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

2.7.4.1. *Estabilidad y solidez*

- a. Los puestos de trabajo móviles o fijos situados por encima o por debajo del nivel del suelo deberán ser sólidos y estables teniendo en cuenta:
 1. El número de trabajadores que los ocupen.
 2. Las cargas máximas que, en su caso, puedan tener que soportar, así como su distribución.
 3. Los factores externos que pudieran afectarles.
 4. En caso de que los soportes y los demás elementos de estos puestos de trabajo no posean estabilidad propia, se deberá garantizar su estabilidad mediante elementos de fijación apropiados con el fin de evitar cualquier desplazamiento inesperado o involuntario del conjunto o de parte de dichos puestos de trabajo.
- b. Deberá verificarse de manera apropiada la estabilidad y la solidez, y especialmente después de cualquier modificación de la altura o de la profundidad del puesto de trabajo.

2.7.4.2. *Caídas de objetos*

- a. Los trabajadores deberán estar protegidos contra la caída de objetos o materiales; para ello se utilizarán siempre que sea técnicamente posible, medidas de protección colectiva.
- b. Cuando sea necesario se establecerán pasos cubiertos o se impedirá el acceso a las zonas peligrosas.
- c. Los materiales de acopio de equipos y herramientas de trabajo deberán colocarse o almacenarse de forma que se evite su caída o vuelco.

2.7.4.3. *Caídas de altura*

- a. Las plataformas, andamios y pasarelas, así como los desniveles, huecos y aberturas existentes en los pisos de las obras, que supongan para los trabajadores un riesgo de caída de altura superior a 2 metros, se protegerá mediante barandillas u otros sistemas de protección colectiva de seguridad equivalente. Las barandillas serán resistentes, tendrán una altura mínima de 90 centímetros y dispondrán de un sistema de

protección perimetral, unos pasamanos y una protección intermedia que impidan el paso o deslizamiento de los trabajadores.

- b. Los trabajos en altura sólo podrán efectuarse, en principio, con la ayuda de equipos concebidos para tal fin o utilizando dispositivos de protección colectiva, tales como barandillas, plataformas o redes de seguridad. Si por la naturaleza del trabajo ello no fuera posible, deberá disponer de medios de acceso seguros y utilizarse cinturones de seguridad con anclaje u otros medios de protección equivalente.
- c. La estabilidad y solidez de los elementos de soporte y el buen estado de los medios de protección deberán verificarse previamente en su uso, posteriormente de forma periódica y cada vez que sus condiciones de seguridad puedan resultar afectadas por una modificación, período de inutilización o cualquier otra circunstancia.

2.7.4.4. *Factores atmosféricos*

Deberá protegerse a los trabajadores contra las inclemencias atmosféricas que puedan comprometer su seguridad y su salud.

2.7.4.5. *Andamios y escaleras*

- a. Los andamios deberán proyectarse, construirse y mantenerse convenientemente de manera que se evite que se desplomen o se desplacen accidentalmente.
- b. Las plataformas de trabajo, las pasarelas y las escaleras de los andamios deberán construirse, protegerse y utilizarse de forma que se evite que las personas caigan o estén expuestas a caídas de objetos. A tal efecto sus medidas se ajustarán al número de trabajadores que vayan a utilizarlas.
- c. Los andamios deberán ser inspeccionados por una persona competente:
 1. Antes de su puesta en servicio.
 2. A intervalos regulares durante su uso.
 3. Después de cualquier modificación, período de no utilización, exposición a la intemperie, o cualquier otra circunstancia que hubiera podido afectar a su resistencia o su estabilidad.
- d. Los andamios móviles deberán asegurarse contra los desplazamientos involuntarios.
- e. Las escaleras de mano deberán cumplir las condiciones de diseño y utilización señaladas en el Real Decreto 4861/1997, de 14 de abril, por lo que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

2.7.4.6. *Instalaciones, máquinas y equipos*

- a. Las instalaciones, máquinas y equipos utilizados en las obras deberán ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica. En todo caso, y con excepción de disposiciones específicas de la normativa citada, las instalaciones, máquinas y equipos deberán satisfacer las condiciones que se señalan en los siguientes puntos de este apartado.
- b. Las instalaciones, máquinas y equipos, incluidas las herramientas manuales o sin motor deberán:
 1. Estar bien proyectados y contruidos, teniendo en cuenta en la medida de lo posible, los principios de ergonomía.
 2. Mantenerse en buen estado de funcionamiento.
 3. Utilizar exclusivamente para los trabajos que hayan sido diseñados.
 4. Ser manipulados por trabajadores que hayan recibido una formación adecuada.
- c. Las instalaciones y los aparatos a presión deberán ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica.

2.7.4.7. *Instalaciones de distribución de energía*

- a. Deberán verificarse y mantenerse con regularidad las instalaciones de distribución de energía presentes en la obra, en particular las que estén sometidas a factores externos.
- b. Las instalaciones existentes antes del inicio de la obra deberán estar localizadas, verificadas y señalizadas claramente.
- c. Cuando existan líneas de tendido eléctrico aéreas que puedan afectar a la seguridad en la obra será necesario desviarlas fuera del recinto de la obra o dejarlas sin tensión. Si esto no fuera posible, se colocarían barreras o avisos para que los vehículos y las instalaciones se mantengan alejados de las mismas. En caso de que vehículos de la obra tuvieran que circular bajo el tendido se utilizará una señalización de advertencia y una protección de delimitación de altura.

2.7.4.8. *Estructuras metálicas o de hormigón*

- a. Las estructuras metálicas o de hormigón y sus elementos, los encofrados, las piezas prefabricadas pesadas o los soportes temporales y el apuntalamiento sólo se podrá montar o desmontar bajo vigilancia, control y dirección de una persona competente.
- b. Los encofrados, los soportes temporales y el apuntalamiento deberán proyectarse, calcularse, montarse y mantenerse de manera que puedan soportar sin riesgo las cargas a que sean sometidos.
- c. Deberán adaptarse las medidas necesarias para proteger a los trabajadores contra los peligros derivados de la fragilidad o inestabilidad temporal de la obra.

2.7.4.9. *Otros trabajos específicos*

- a. Los trabajos de derribo que puedan suponer un peligro para los trabajadores deberán estudiarse, planificarse y emprenderlo bajo la supervisión de una persona competente y deberán realizarse adoptando las precauciones, métodos y procedimientos apropiados.
- b. En los trabajos en tejados deberán adaptarse las medidas de protección colectiva que sean necesarias teniendo en cuenta la altura, inclinación o posible carácter o estado resbaladizo, para evitar la caída de trabajadores herramientas o materiales. Asimismo, cuando se tenga que trabajar encima o cerca de superficies frágiles, se deberán tomar las medidas preventivas adecuadas para evitar que los trabajadores las pisen inadvertidamente o caigan a través suyo.

2.7.5. *Identificación de los riesgos*

Sin perjuicio de las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud aplicables a la obra establecidas en el anexo IV del Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, se enumeran a continuación los riesgos particulares de diferentes trabajos de obra, aunque considerando que algunos de ellos se pueden dar durante todo el proceso de ejecución de la obra o bien ser aplicables a otros trabajos. Se deberá tener especial cuidado en los riesgos más usuales en las obras, como son, caídas, cortes, quemaduras, erosiones y golpes, debiéndose adoptar en cada momento la postura más adecuada para el trabajo que se realice. Además, se debe tener en cuenta las posibles repercusiones en las estructuras de edificación vecinas y tener cuidado en minimizar en todo momento el riesgo de incendio. Sin embargo, los riesgos relacionados se deberán tener en cuenta los previsibles trabajos posteriores (reparación, mantenimiento ...).

2.7.5.1. *Medios y maquinaria*

- Atropellos, choques con otros vehículos, atrapadas.
- Interferencias con instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...).
- Desplome y / o caída de maquinaria de obra (silos, grúas ...).
- Riesgos derivados del funcionamiento de grúas.
- Caída de la carga transportada.
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Accidentes derivados de condiciones atmosféricas.

2.7.5.2. *Trabajos previos*

- Interferencias con instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...).
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de materiales.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).

2.7.5.3. *Escombros*

- Interferencias con instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...).
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchazos.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Fallo de la estructura.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Acumulación y bajada de escombros.

2.7.5.4. *Movimientos de tierras y excavaciones*

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...)
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas)
- Golpes y tropiezos

- Desprendimiento y / o deslizamiento de tierras y / o rocas
- Caída de materiales, rebotes
- Ambiente excesivamente ruidoso
- Desplome y / o caída de las paredes de contención, pozos y zanjas
- Desplome y / o caída de las edificaciones vecinas
- Accidentes derivados de condiciones atmosféricas
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas
- Riesgos derivados del desconocimiento del suelo a excavar

2.7.5.5. *Cimientos*

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...)
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchazos.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Desplome y / o caída de las paredes de contención, pozos y zanjas.
- Desplome y / o caída de las edificaciones vecinas.
- Desprendimiento y / o deslizamiento de tierras y / o rocas.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas
- Fallos de encofrados
- Fallos de recalzos
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos
- Vuelco de pilas de material
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas)

2.7.5.6. *Estructura*

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...).
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchazos.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Fallos de encofrados.
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Vuelco de pilas de material.

- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).
- Riesgos derivados del acceso a las plantas.
- Riesgos derivados de la subida y recepción de los materiales.

2.7.5.7. *Albañilería*

- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchazos.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de material.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).

2.7.5.8. *Cubierta*

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...).
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchazos.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Caídas de postes y antenas.
- Vuelco de pilas de material.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).

2.7.5.9. *Revestimientos y acabados*

- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchazos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de material.

- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).

2.7.5.10. *Instalaciones*

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas ...).
- Caídas desde puntos altos y / o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Cortes y pinchazos.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Emanaciones de gases en aperturas de pozos muertos.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Sobreesfuerzos por posturas incorrectas.
- Caídas de postes y antenas.

2.7.5.11. *Riesgos específicos de la energía solar fotovoltaica*

Como en cualquier instalación eléctrica, un sistema fotovoltaico puede originar riesgos de descargas eléctricas o de quemaduras.

En una instalación fotovoltaica existe un riesgo adicional. En lo que están presentes dos fuentes de electricidad, la de la red principal y también el suministro procedente del sistema fotovoltaico.

El sistema completo fotovoltaico puede desconectarse de la instalación eléctrica en el cuadro (panel) principal. Ahora bien, un módulo fotovoltaico no puede "apagarse" ("desconectarse") por sí mismo en el sentido normal de la palabra. En los terminales de un módulo fotovoltaico hay siempre tensión presente cuando se exponga a la luz solar.

La tensión total de la cadena puede estar presente en los terminales de entrada de CC del inversor, a menos que se ponga en "OFF" el interruptor DC.

Nota:

- En un sistema fotovoltaico hay dos fuentes de electricidad.
- El suministro de electricidad desde el sistema fotovoltaico consiste en corriente eléctrica continua.
- En los terminales de los módulos fotovoltaicos hay una tensión presente durante todo el tiempo que estén expuestos a la luz solar. Un módulo fotovoltaico no puede "apagarse" ("desconectarse se") en el sentido normal técnico de la palabra.

Advertencia:

No conecte nunca más de 3 módulos fotovoltaicos en serie mientras estén expuestos a la luz solar. Este podría dar como resultado una alta tensión de CC peligrosa.

En caso de emergencia:

El sistema fotovoltaico puede ser desconectado de la red eléctrica en el panel de distribución principal utilizando el interruptor general.

2.7.5.12. *Soldaduras*

- Quemaduras provenientes de radiaciones infrarrojas y ultravioletas
- Proyección de gotas metálicas en estado de fusión

- Intoxicación por gases
- Electrocuación
- Quemaduras por contacto directo con las piezas soldadas
- Explosiones por utilización de gases licuados

2.7.5.13. *Electricidad*

- Caídas al mismo o en distinto nivel
- Electrocuaciones
- Quemaduras producidas por descargas eléctricas
- Cortes en las manos
- Atrapamientos de dedos al introducir cables en los conductos
- Detonación de gases combustibles

2.7.6. *Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales (Anexo II del R.D.1627 / 1997)*

1. Trabajos con riesgos especialmente graves de sepultamiento, hundimiento o caída de altura, por las particulares características de la actividad desarrollada, los procedimientos aplicados o el entorno del puesto de trabajo.
2. Trabajos en los que la exposición a agentes químicos o biológicos suponga un riesgo de especial gravedad, o para los que la vigilancia específica de la salud de los trabajadores sea legalmente exigible.
3. Trabajos con exposición a radiaciones ionizantes para los que la normativa específica obligue a la delimitación de zonas controladas o vigiladas.
4. Trabajos en la proximidad de líneas eléctricas de alta tensión.
5. Trabajos que expongan a riesgo de ahogamiento por inmersión.
6. Obras de excavación de túneles, pozos y otros trabajos que supongan movimientos de tierras subterráneos.
7. Trabajos realizados en inmersión con equipo subacuático.
8. Trabajos realizados en cámaras de aire comprimido.
9. Trabajos que impliquen el uso de explosivos.
10. Trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados.

2.7.6.1. *Medidas de prevención y protección*

Como criterio general priorizaremos las protecciones colectivas frente a las individuales. Además, se deberán mantener en buen estado de conservación los medios auxiliares, la maquinaria y las herramientas de trabajo.

Por otra parte, los medios de protección deberán estar homologados según la normativa vigente. Sin embargo, las medidas relacionadas se deberán tener en cuenta los previsibles trabajos posteriores (reparación, mantenimiento ...).

2.7.6.2. *Medidas de protección colectiva*

- Organización y planificación de los trabajos para evitar interferencias entre los diferentes trabajos y circulaciones dentro de la obra.
- Señalización de las zonas de peligro.
- Prever el sistema de circulación de vehículos y su señalización, tanto en el interior de la obra como en relación con los viales exteriores.
- Dejar una zona libre en el entorno de la zona excavada por el paso de maquinaria.

- Inmovilización de camiones mediante cuñas y / o topes durante las tareas de carga y descarga.
- Respetar las distancias de seguridad con las Instalaciones existentes.
- Los elementos de las Instalaciones deben estar con sus protecciones aislantes.
- Cimentación correcta de la maquinaria de obra.
- Montaje de grúas hecho por una empresa especializada, con revisiones periódicas, control de la carga máxima, delimitación del radio de acción, frenado, bloqueo, etc.
- Revisión periódica y mantenimiento de maquinaria y equipos de obra.
- Sistema de riego que impida la emisión de polvo en gran cantidad.
- Comprobación de la adecuación de las soluciones de ejecución al estado real de los elementos (subsuelo, edificaciones vecinas).
- Comprobación de apuntalamientos, condiciones de tirón y pantallas de protección de zanjas.
- Utilización de pavimentos antideslizantes.
- Colocación de barandillas de protección en lugares con peligro de caída.
- Colocación de mallazo en agujeros horizontales.
- Protección de agujeros y fachadas para evitar la caída de objetos (redes, lonas).
- Uso de canalizaciones de evacuación de escombros, correctamente instaladas.
- Uso de escaleras de mano, plataformas de trabajo y andamios.
- Colocación de plataformas de recepción de materiales en plantas altas.

2.7.6.3. *Medidas de protección individual*

- Utilización de caretas y gafas homologadas contra el polvo y / o proyección de partículas.
- Utilización de calzado de seguridad.
- Utilización de casco homologado.
- En todas las zonas elevadas donde no haya sistemas fijos de protección habrá que establecer puntos de anclaje seguros para poder sujetar el cinturón de seguridad homologado, cuya utilización será obligatoria.
- Utilización de guantes homologados para evitar el contacto directo con materiales agresivos y minimizar el riesgo de cortes y pinchazos.
- Utilización de protectores auditivos homologados en ambientes excesivamente ruidosos.
- Utilización de mandiles.
- Sistemas de sujeción permanente y de vigilancia por más de un operario en los trabajos con peligro de intoxicación. Utilización de equipos de suministro de aire.

2.7.6.4. *Medidas de protección a terceros*

- Cierre, señalización y alumbrado de la obra. En caso de que el cierre invada la calzada debe preverse un pasillo protegido por el paso de peatones. El cierre debe impedir que personas ajenas a la obra puedan entrar.
- Prever el sistema de circulación de vehículos tanto en el interior de la obra como en relación con los viales exteriores.
- Inmovilización de camiones mediante cuñas y / o topes durante las tareas de carga y descarga.
- Comprobación de la adecuación de las soluciones de ejecución al estado real de los elementos (subsuelo, edificaciones vecinas).
- Protección de agujeros y fachadas para evitar la caída de objetos (redes, lonas).

2.7.6.5. *Primeros auxilios*

Se dispondrá de un botiquín con el contenido de material especificado en la normativa vigente. Se informará al inicio de la obra, de la situación de los diferentes centros médicos a los que se deberán trasladar los accidentados. Es conveniente disponer en la obra y en lugar bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc. para garantizar el rápido traslado de los posibles accidentados.

Sin embargo:

- Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse por personal propio que debe tener la formación básica. Asimismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir atención médica, los trabajadores accidentados o afectados por una indisposición repentina.
- Cuando el tamaño de la obra o el tipo de actividad lo requiera, se deberá contar con uno o varios locales para primeros auxilios.
- Los locales para primeros auxilios deberán estar dotados de las instalaciones y el material de primeros auxilios indispensables y tener fácil acceso para las camillas. Deberán estar señalizados conforme al Real Decreto sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- En todos los lugares en los que las condiciones de trabajo lo requieran se deberá disponer también de material de primeros auxilios, debidamente señalizado y de fácil acceso. Una señalización claramente visible deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio local de urgencia.

Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red

PLANOS

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



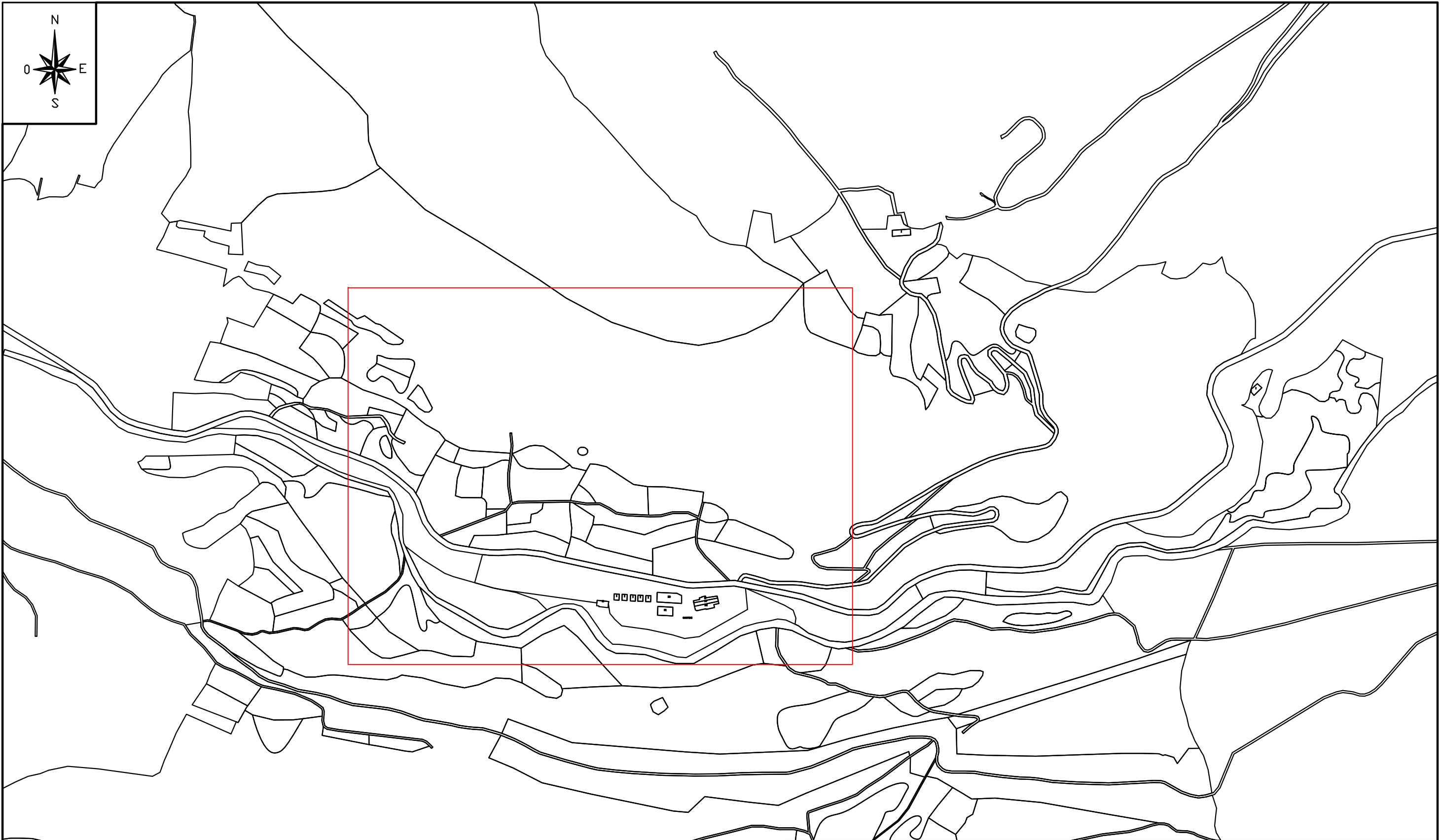
UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

Índice de planos

3.	Planos	207
3.1.	Plano 1: Situación	207
3.2.	Plano 2: Emplazamiento	208
3.3.	Plano 3: Zona útil de la parcela de los módulos fotovoltaicos	209
3.4.	Plano 4: Disposición de los paneles y conexionado de la hipótesis 1	210
3.5.	Plano 5: Conductores de los módulos de la hipótesis 1	211
3.6.	Plano 6: Conductores del inversor y grupo electrógeno de la hipótesis 1 y 2	212
3.7.	Plano 7: Canalizaciones de la hipótesis 1	213
3.8.	Plano 8: Separación de los módulos y los soportes	214
3.9.	Plano 9: Local de baterías, grupo electrógeno y sistema modular de la hipótesis 1 215	
3.10.	Plano 10: Esquema unifilar de los paneles solares de la hipótesis 1	216
3.11.	Plano 11: Esquema unifilar de la hipótesis 1	217
3.12.	Plano 12: Situación de los aerogeneradores de la hipótesis 2	218
3.13.	Plano 13: Cableado de los aerogeneradores de la hipótesis 2	219
3.14.	Plano 14: Canalización de los aerogeneradores de la hipótesis 2	220
3.15.	Plano 15: Disposición de los paneles y conexionado de la hipótesis 2	221
3.16.	Plano 16: Conductores de la hipótesis 2	222
3.17.	Plano 17: Canalizaciones de la hipótesis 2	223
3.18.	Plano 18: Aerogenerador	224
3.19.	Plano 19: Local de baterías, grupo electrógeno y sistema modular de la hipótesis 2 225	
3.20.	Plano 20: Esquema unifilar de los aerogeneradores de la hipótesis 2	226
3.21.	Plano 21: Esquema unifilar de los paneles solares de la hipótesis 2	227
3.22.	Plano 22: Esquema unifilar de la hipótesis 2	228
3.23.	Plano 23: Canalización y puesta a tierra	229
3.24.	Plano 24: Situación de los aerogeneradores de la hipótesis 3	230
3.25.	Plano 25: Cableado de los aerogeneradores de la hipótesis 3	231
3.26.	Plano 26: Canalización de los aerogeneradores de la hipótesis 3	232
3.27.	Plano 27: Local de baterías, grupo electrógeno y sistema modular de la hipótesis 3 233	
3.28.	Plano 28: Esquema unifilar de los aerogeneradores de la hipótesis 3	234
3.29.	Plano 29: Esquema unifilar de la hipótesis 3	235

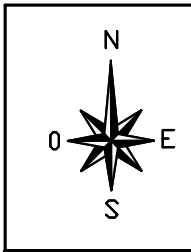


	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

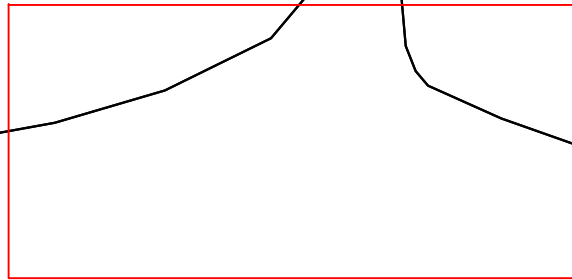
UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:80000	SITUACIÓN

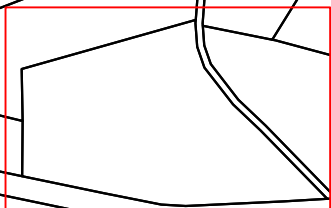
Nº 1
Sustituye a
Sustituido por



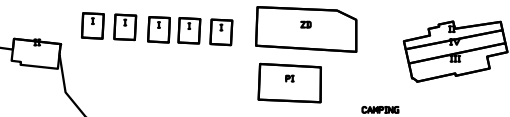
EMPLAZAMIENTO
INSTALACIÓN
EÓLICA



EMPLAZAMIENTO
INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA



CAMPING



	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

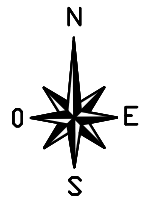
UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:40000

EMPLAZAMIENTO

Nº 2

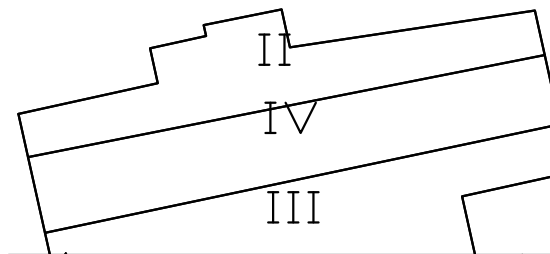
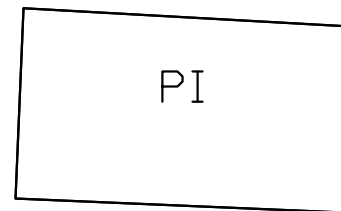
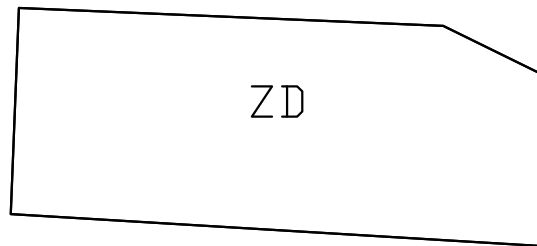
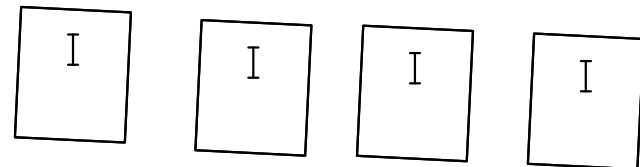
Sustituye a
Sustituido por



25104A00300117

25104A00300118

000500100CH41C



CAMPING

	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

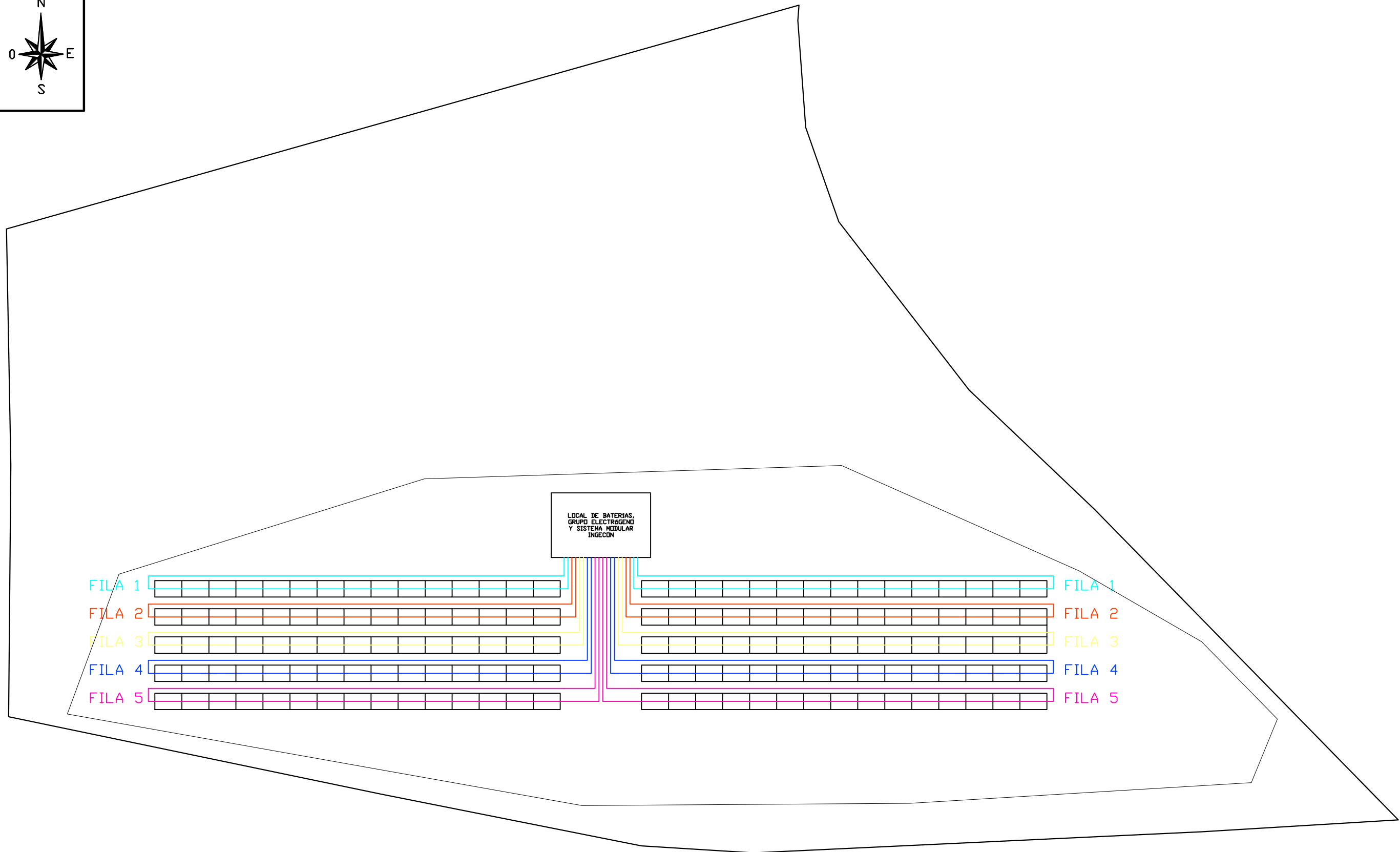
1:500

ZONA ÚTIL DE LA PARCELA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

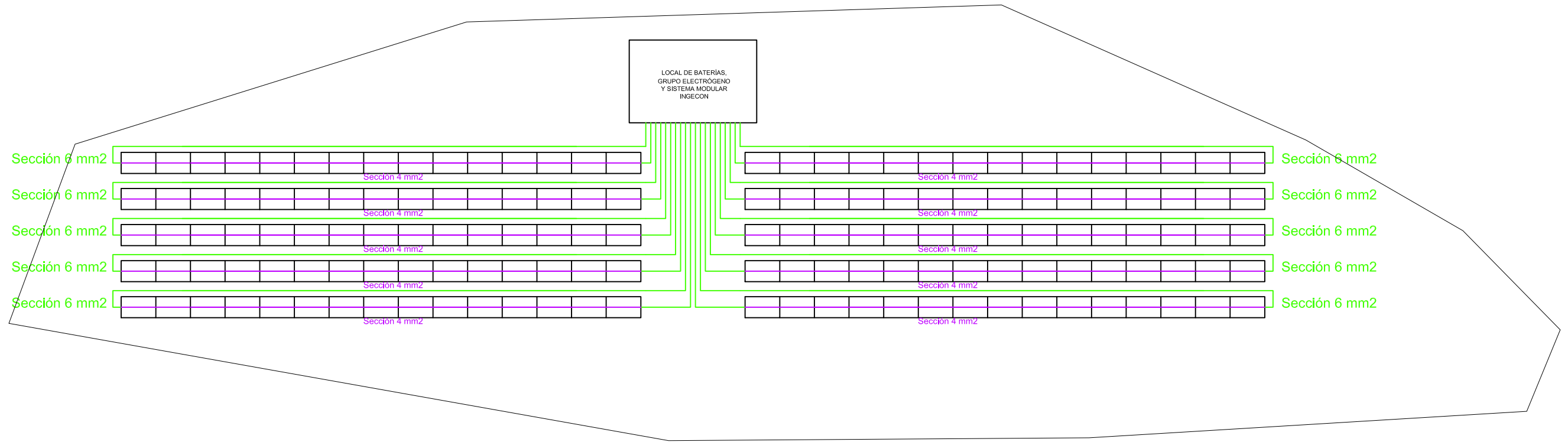
Nº 3

Sustituye a

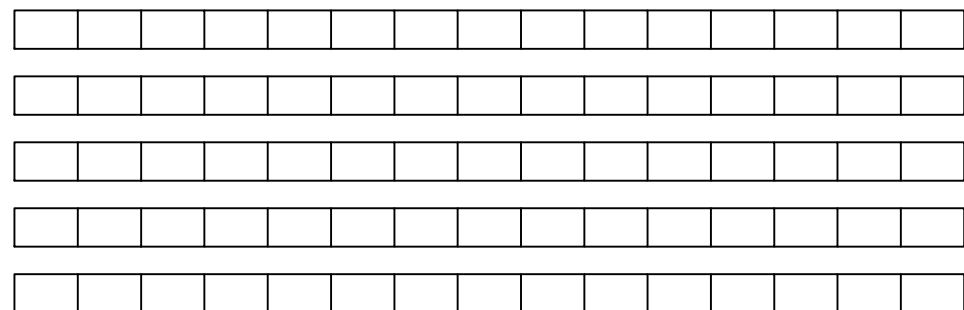
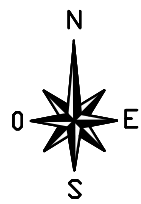
Sustituido por



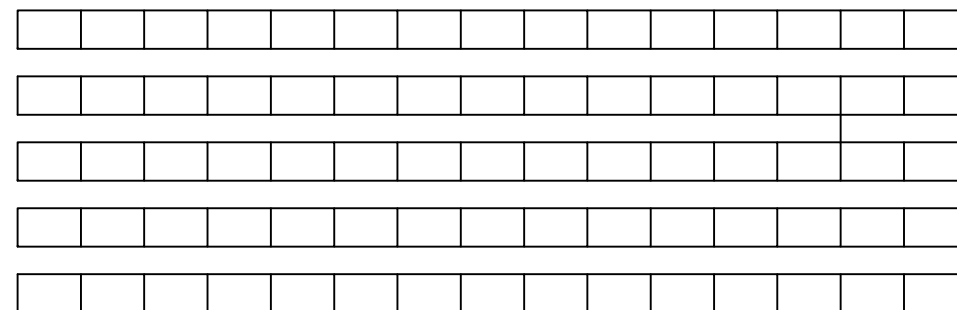
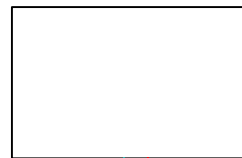
	Fecha	Nombre	
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
1:100	DISPOSICIÓN DE LOS PANELES Y CONEXIONADO HIPÓTESIS 1		Nº 4
			Sustituye a
			Sustituido por



		Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia		
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia		
S.normas				
1:90	CONDUCTORES DE LOS MÓDULOS HIP. 1			Nº5
				Sustituye a
				Sustituido por



Cableado del inversor
Sección de 3x25 mm²
+ 16 mm²



Cableado del grupo electrógeno
Sección de 3x95 mm² + 50 mm²

P.C

PUNTO DE CONEXIÓN

ZD

	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

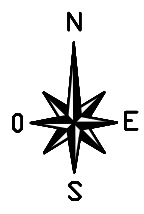
1:250

CONDUCTORES DEL INVERSOR Y GRUPO ELECTRÓGENO

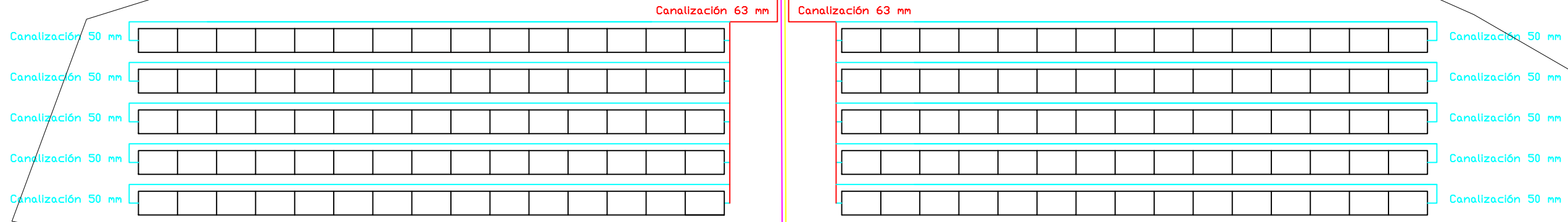
Nº 6

Sustituye a

Sustituido por



LOCAL DE BATERIAS,
GRUPO ELECTROGENO
Y SISTEMA MODULAR
INGECCON



Canalización del inversor 90 mm

Canalización del grupo electrógeno 140 mm

P.C

PUNTO DE
CONEXIÓN

ZD

	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

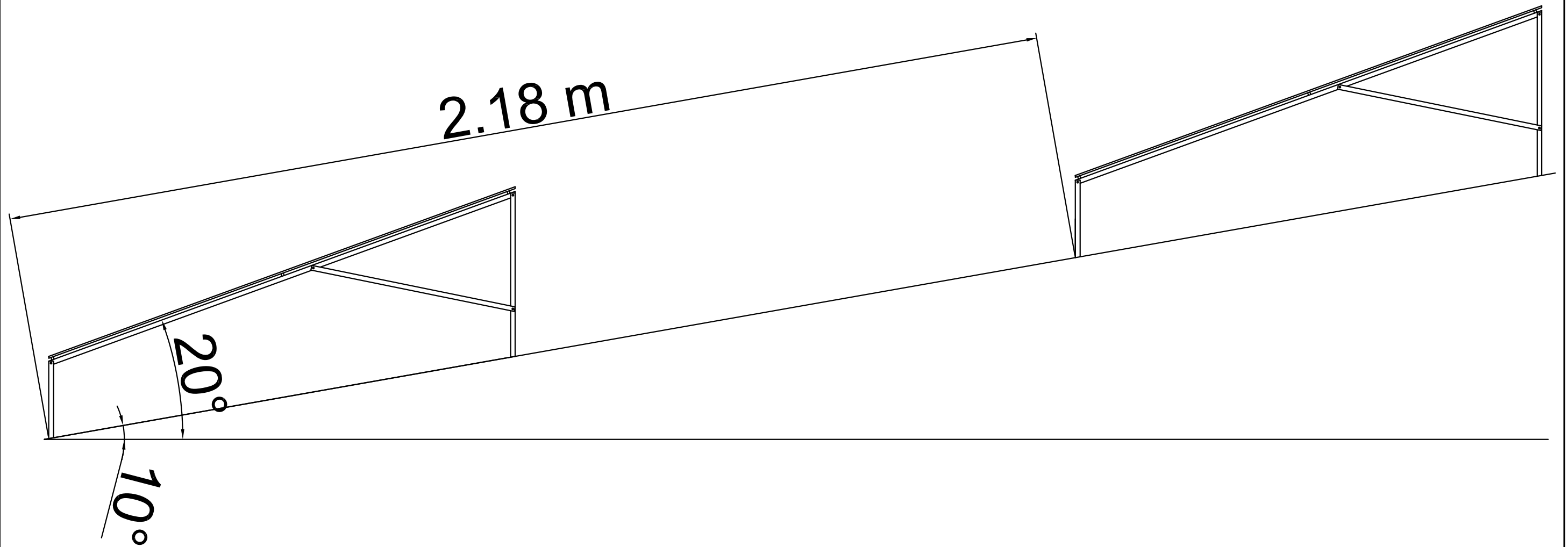
UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:250

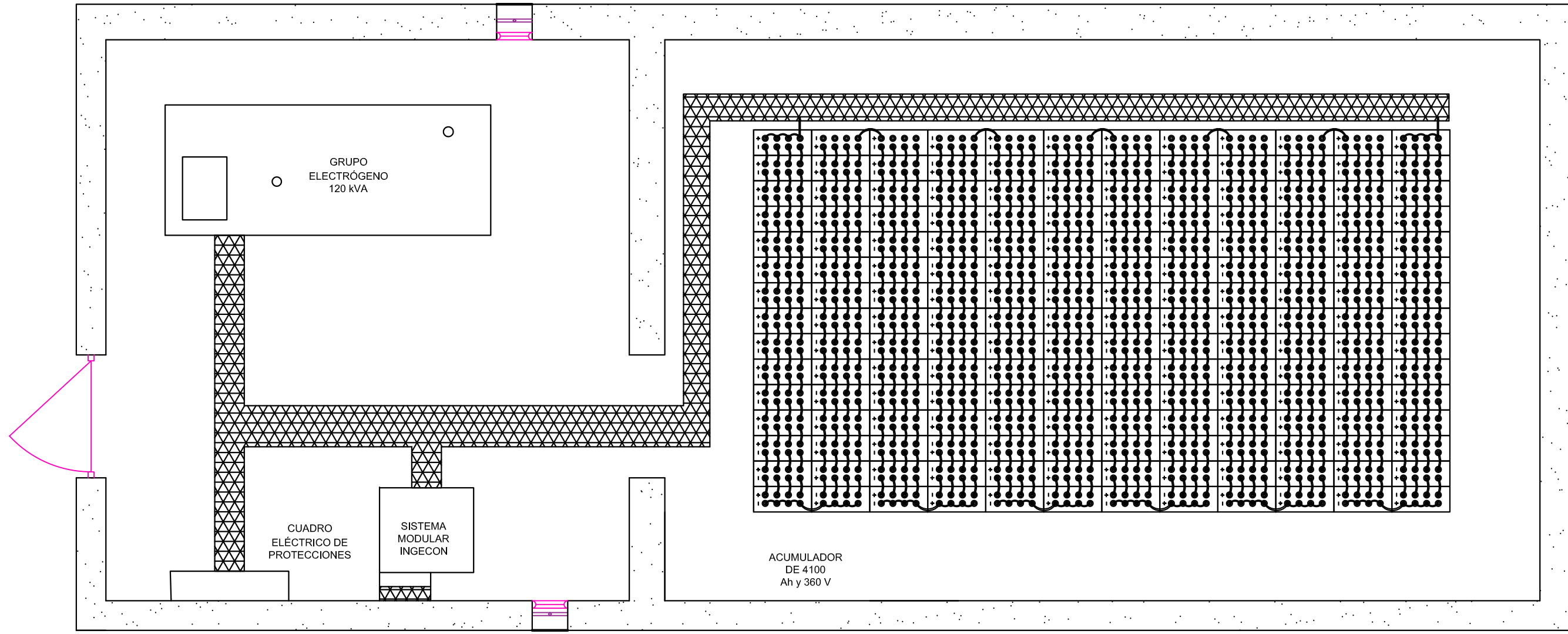
CANALIZACIONES DE LA HIPOTESIS 1

Nº 7

Sustituye a
Sustituido por

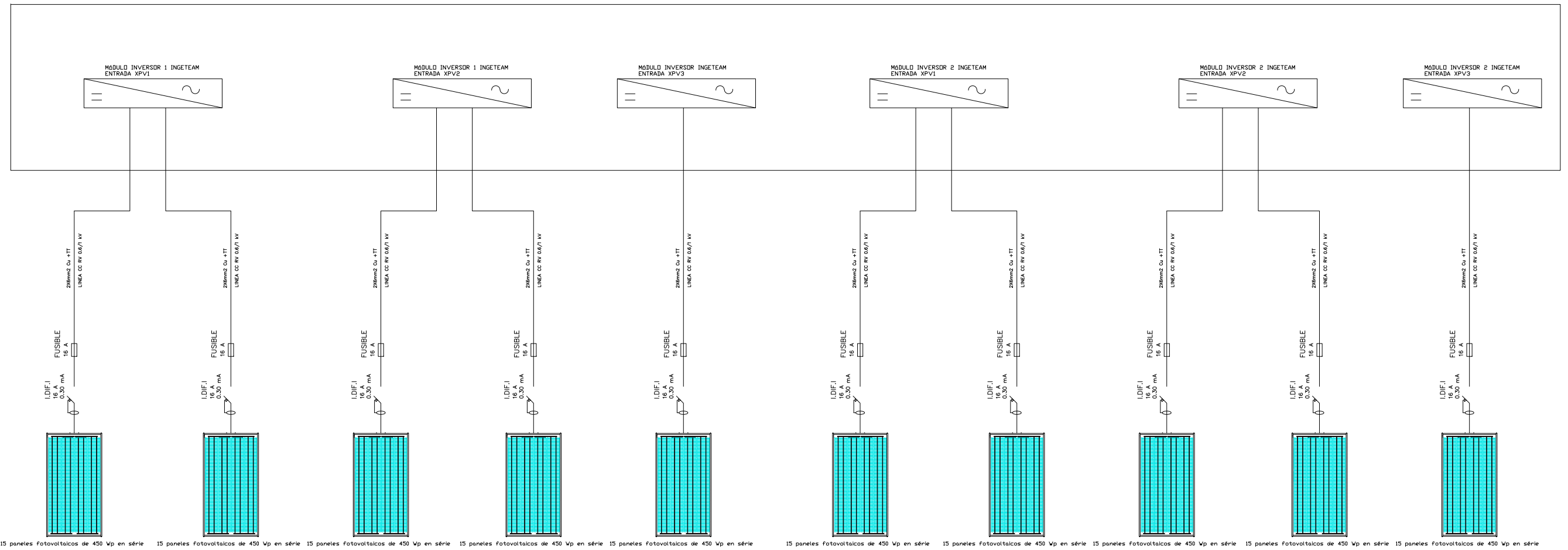


	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
<i>Dibujado</i>	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
<i>Comprob.</i>	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
<i>S.normas</i>			
	SEPARACIÓN DE LOS MÓDULOS Y LOS SOPORTES		Nº 8
			<i>Sustituye a</i>
			<i>Sustituido por</i>

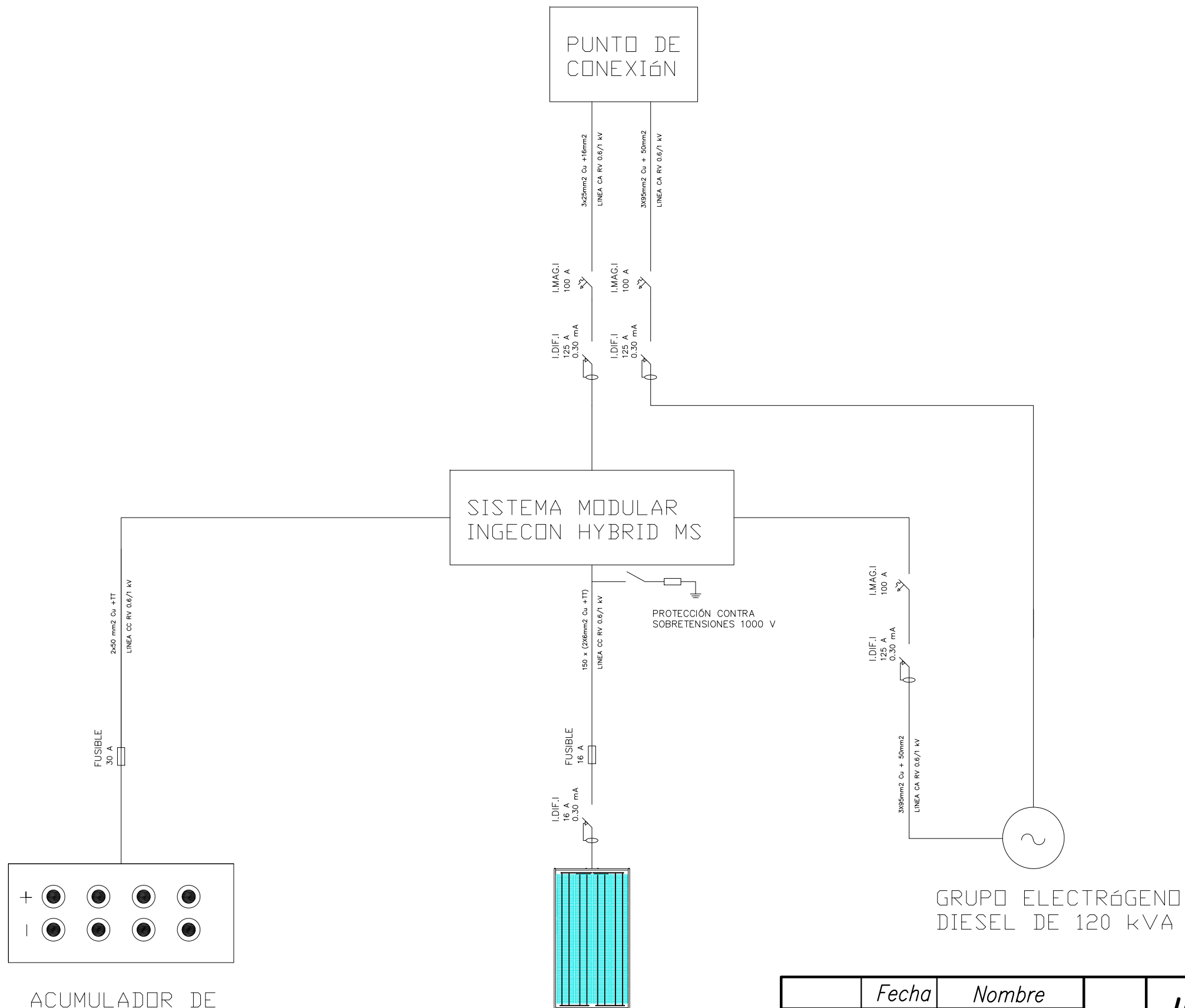


	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
1:60	LOCAL BATERÍAS, GRUPO ELECTRÓGENO Y SISTEMA MODULAR HIPOTESIS 1		Nº 9 Sustituye a Sustituido por

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DEL INGECON HYBRID MS



	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
ESQUEMA UNIFILAR HIP. 1			Nº 10
			Sustituye a
			Sustituido por



ACUMULADOR DE
4100 Ah y 360 V

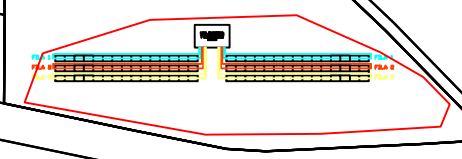
150 paneles
fotovoltaicos de 450
Wp en série

GRUPO ELECTRÓGENO
DIESEL DE 120 kVA

	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
ESQUEMA UNIFILAR HIP. 1			Nº 11
			Sustituye a
			Sustituido por



AEROGENERADOR 1 AEROGENERADOR 2

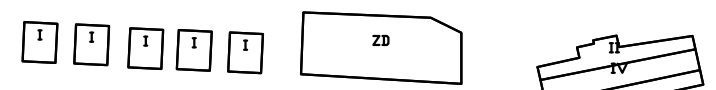


	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:25000 **SITUACIÓN DE LOS AEROGENERADORES**

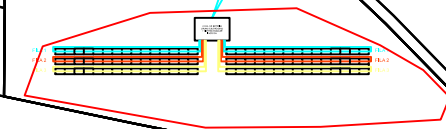
Nº 12
Sustituye a
Sustituido por





Cableado del
aerogenerador 1
Sección de 3x240 mm²

Cableado del
aerogenerador 2
Sección de 3x240 mm²



	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:25000

CABLEADO DE LOS AEROGENERADORES

Nº 13

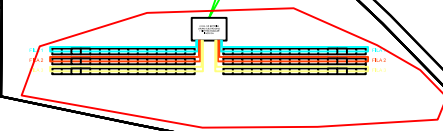
Sustituye a

Sustituido por



Canalización del aerogenerador 1 225 mm

Canalización del aerogenerador 2 225 mm



	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

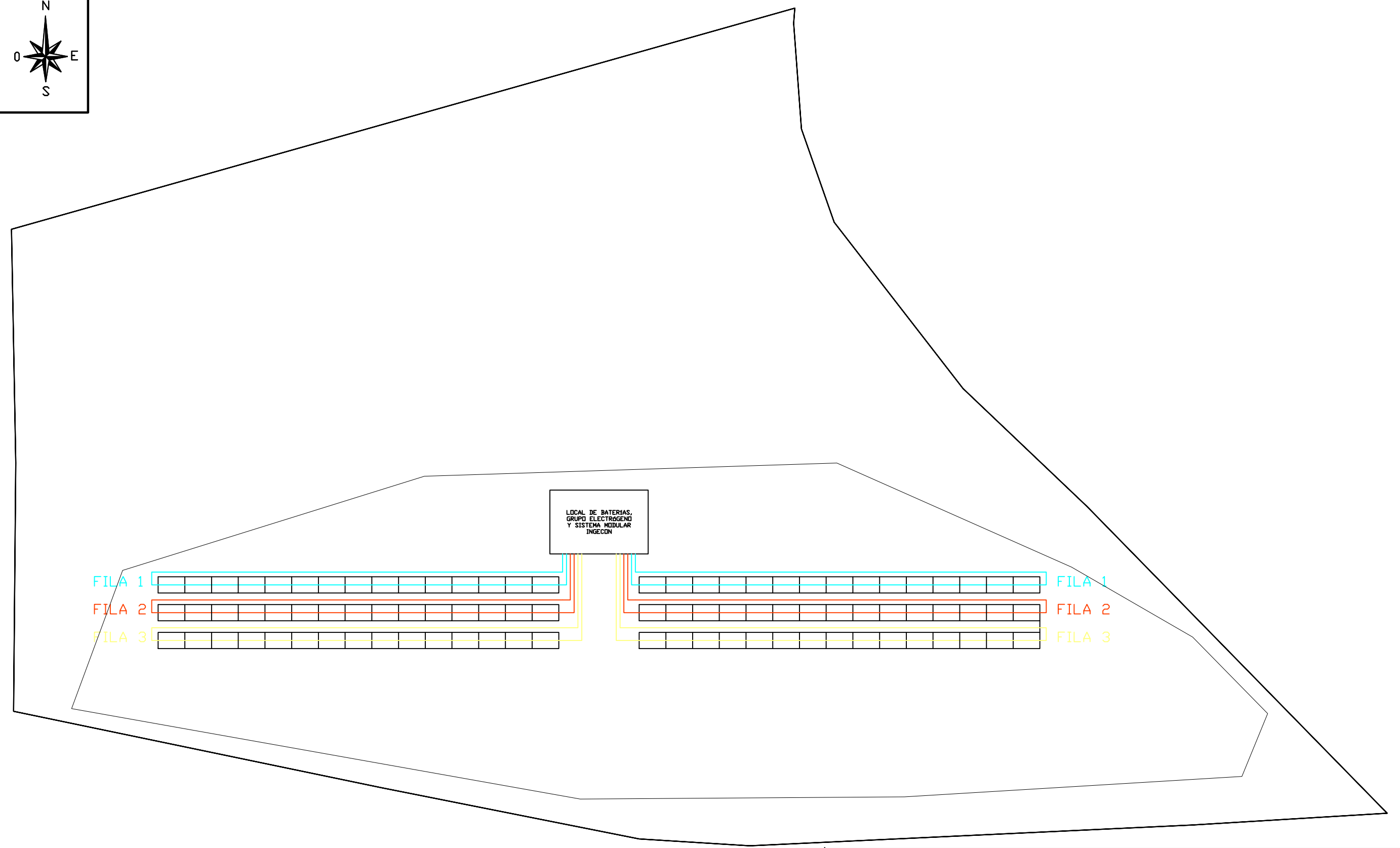
UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:25000

CANALIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Nº 14

Sustituye a
Sustituido por

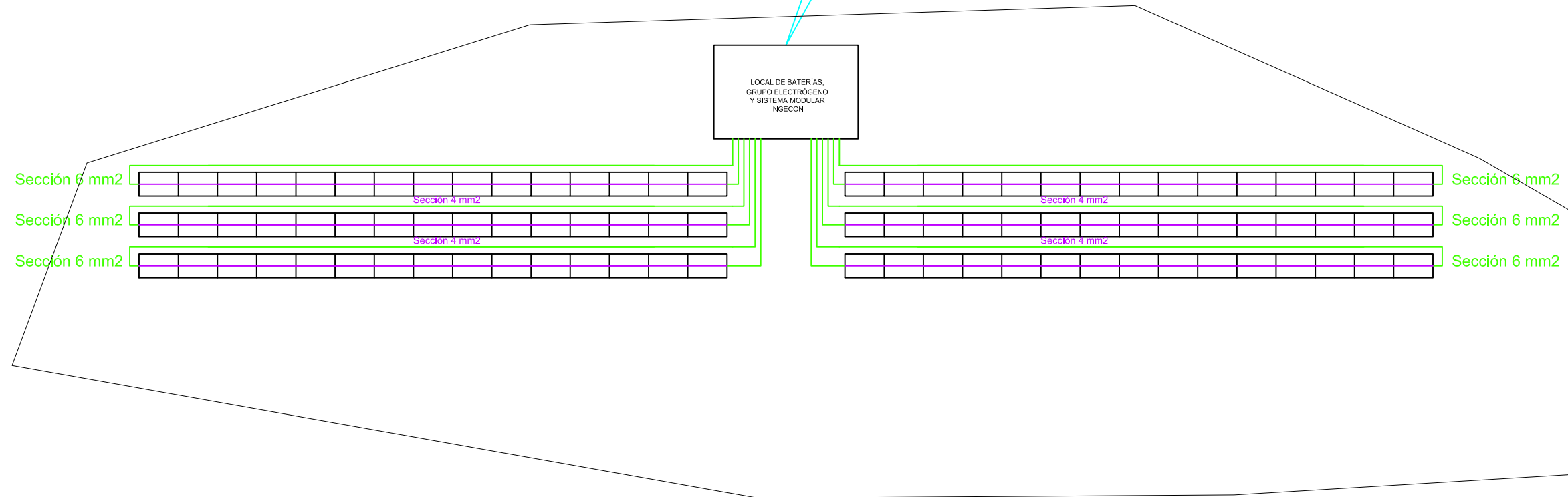


	Fecha	Nombre	
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
1:100	DISPOSICIÓN DE LOS PANELES Y CONEXIONADO HIPÓTESIS 2		Nº 15
			Sustituye a
			Sustituido por



Cableado del aerogenerador 1
Sección de 3x240 mm²

Cableado del aerogenerador 2
Sección de 3x240 mm²



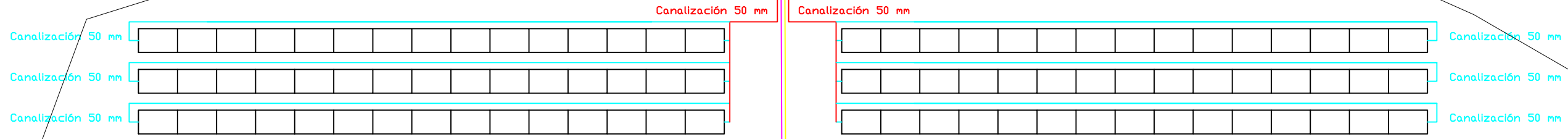
	Fecha	Nombre	
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
1:90	CONDUCTORES DE LA HIPOTESIS 2		Nº 16
			Sustituye a
			Sustituido por



Canalización del aerogenerador 1 225 mm

Canalización del aerogenerador 2 225 mm

LOCAL DE BATERÍAS,
GRUPO ELECTRÓGENO
Y SISTEMA MODULAR
INGECCON



Canalización del inversor 90 mm

Canalización del grupo electrógeno 140 mm

P.C

PUNTO DE CONEXIÓN

ZD

	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

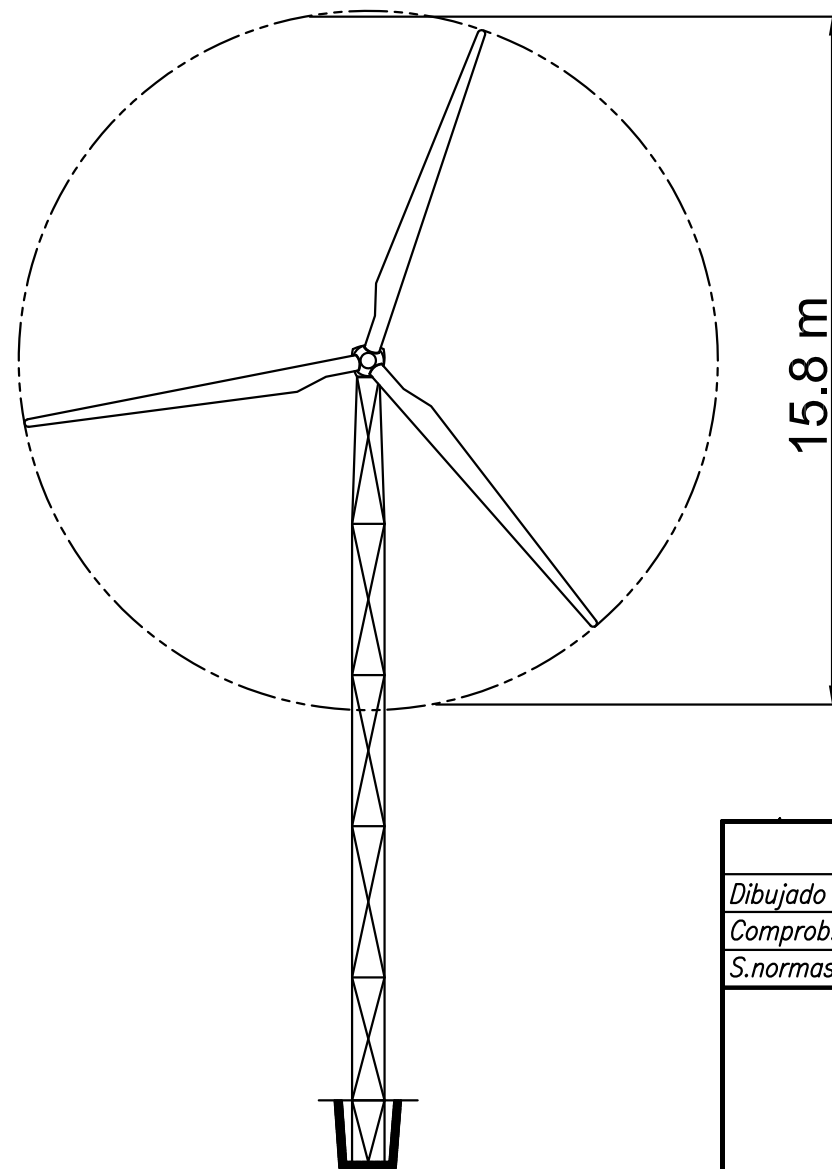
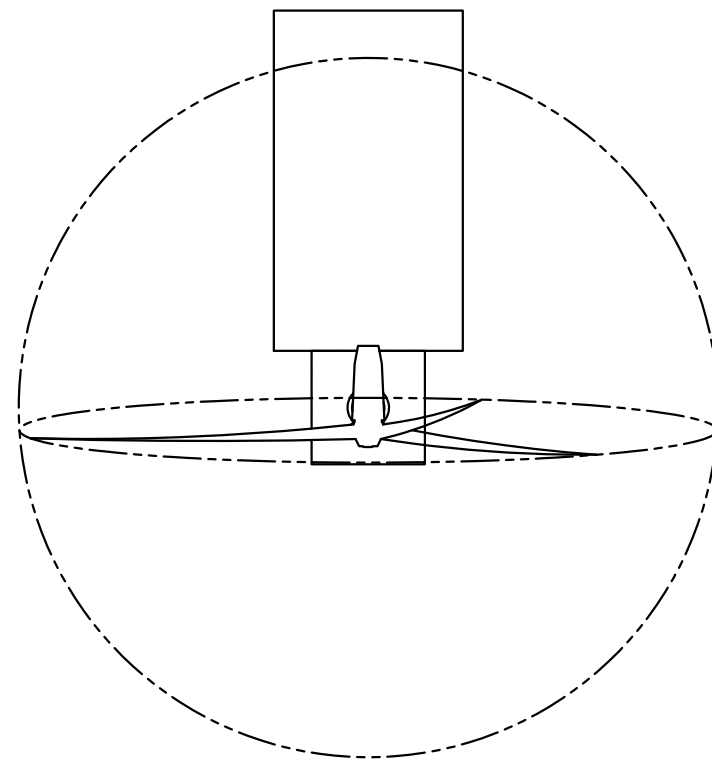
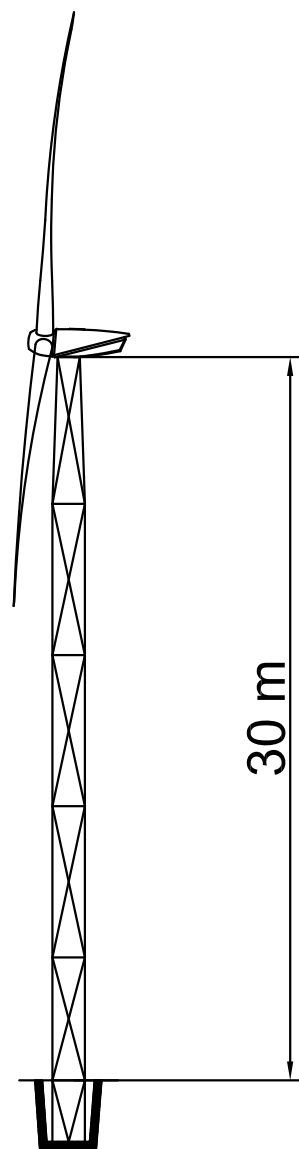
1:250

CANALIZACIONES DE LA HIPOTESIS 2

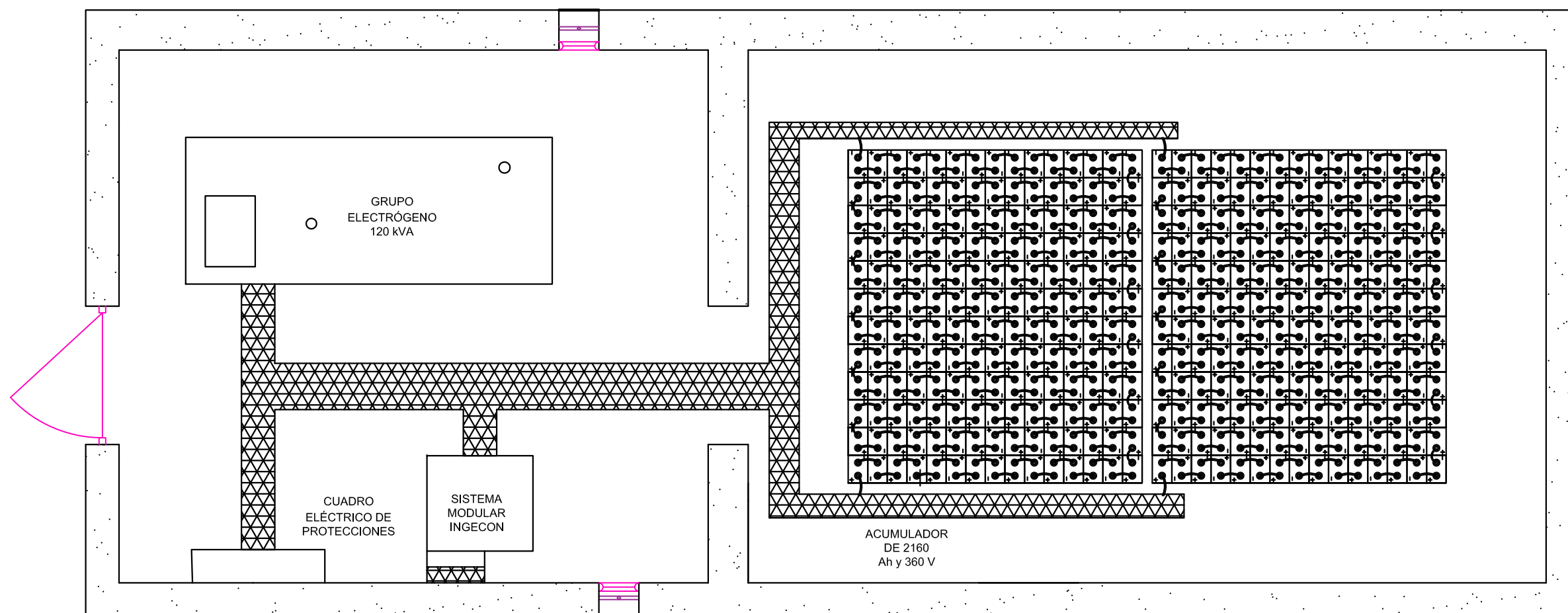
Nº 17

Sustituye a

Sustituido por

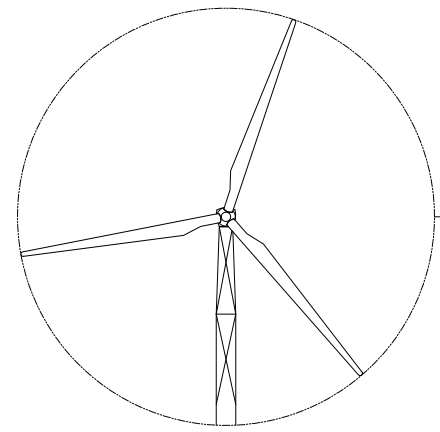


	Fecha	Nombre	
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
AEROGENERADOR			Nº 18
			Sustituye a
			Sustituido por

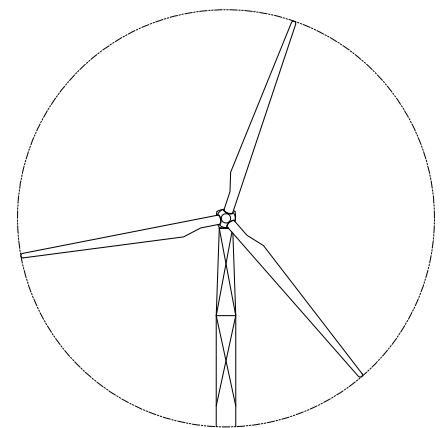


	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
1:60	LOCAL BATERÍAS, GRUPO ELECTRÓGENO Y SISTEMA MODULAR HIPOTESIS 2		Nº 19
			Sustituye a
			Sustituido por

3 MÓDULOS EÓLICOS DEL INGECON HYBRID MS



Aerogenerador 1 de 60 kW



Aerogenerador 2 de 60 kW

I. DIF. I
100 A
0.30 mA

I.MAG.I
80 A
20 kA

FUSIBLE
80 A

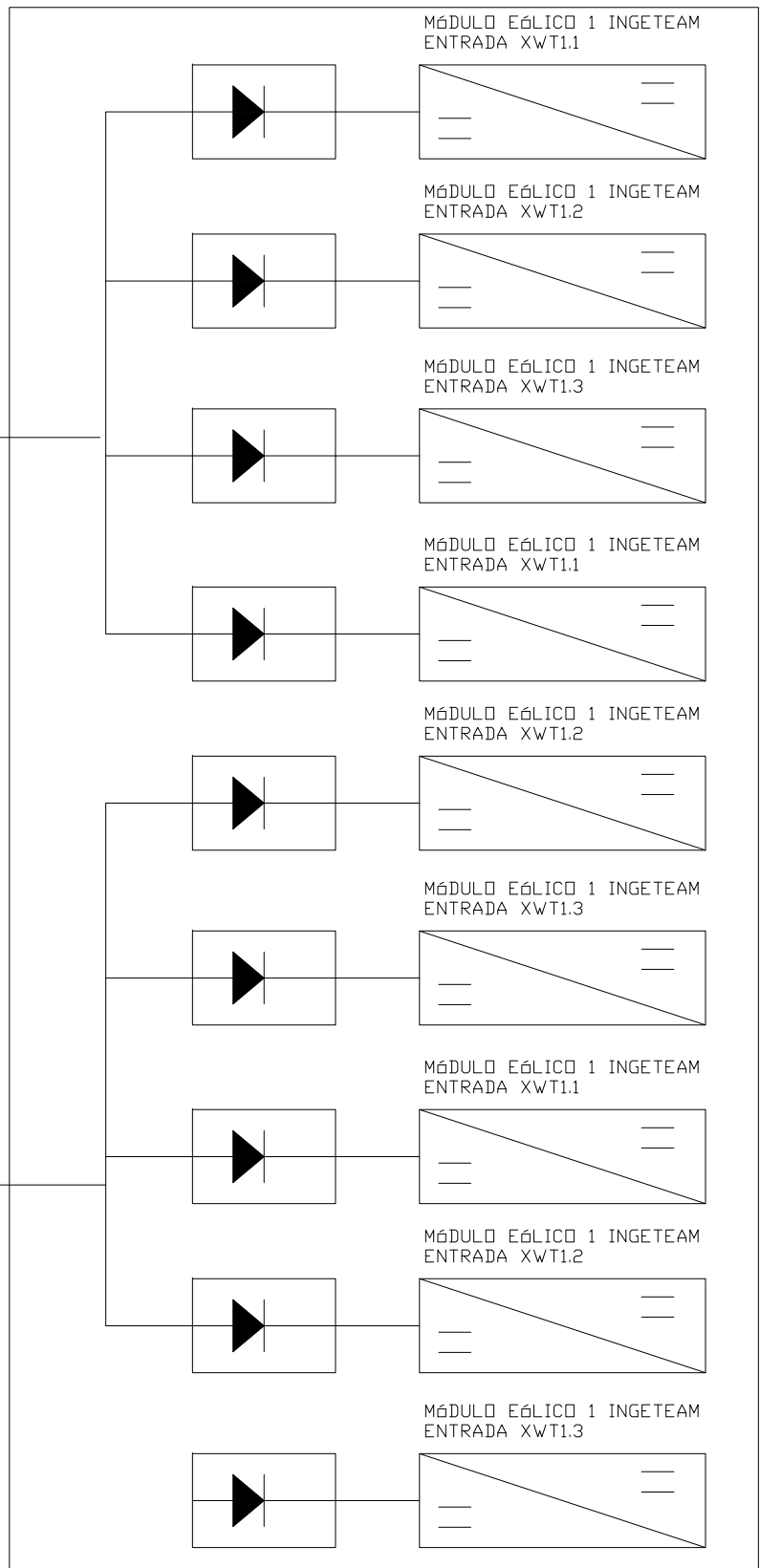
3x240mm² Cu
LÍNEA CA RV 0.6/1 kV

I. DIF. I
100 A
0.30 mA

I.MAG.I
80 A
20 kA

FUSIBLE
80 A

3x240mm² Cu
LÍNEA CA RV 0.6/1 kV



	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

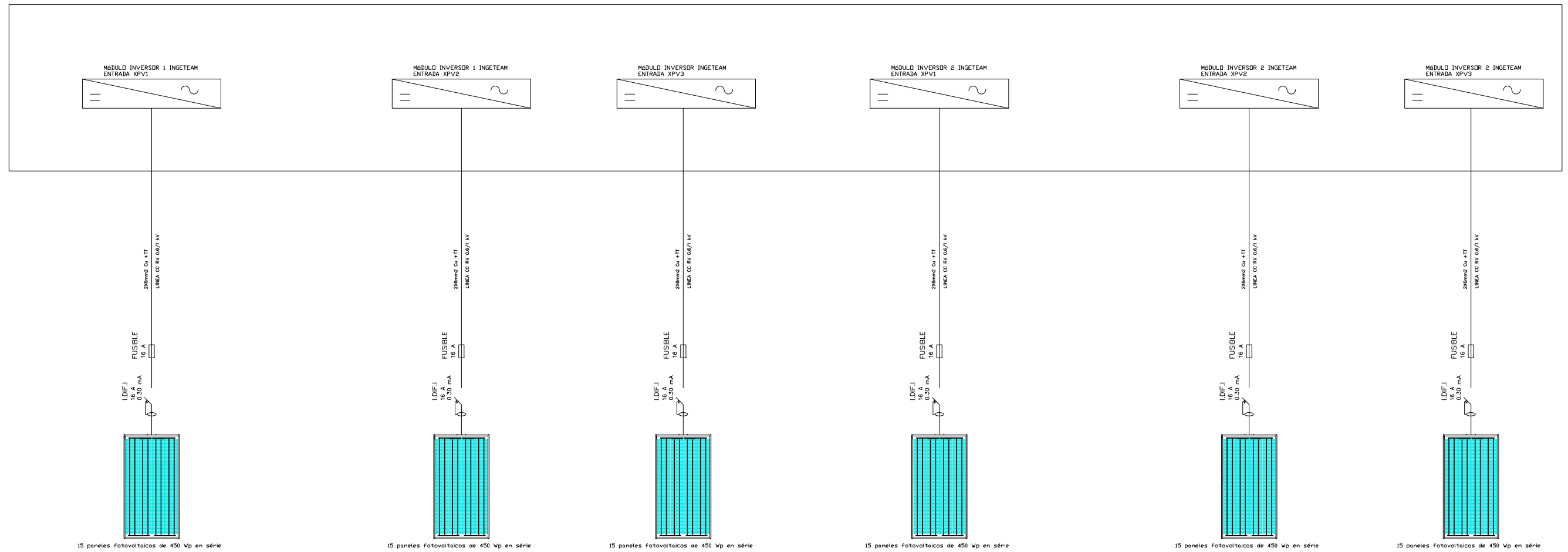
ESQUEMA UNIFILAR HIP. 2

Nº 20

Sustituye a

Sustituido por

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DEL INGECON HYBRID MS



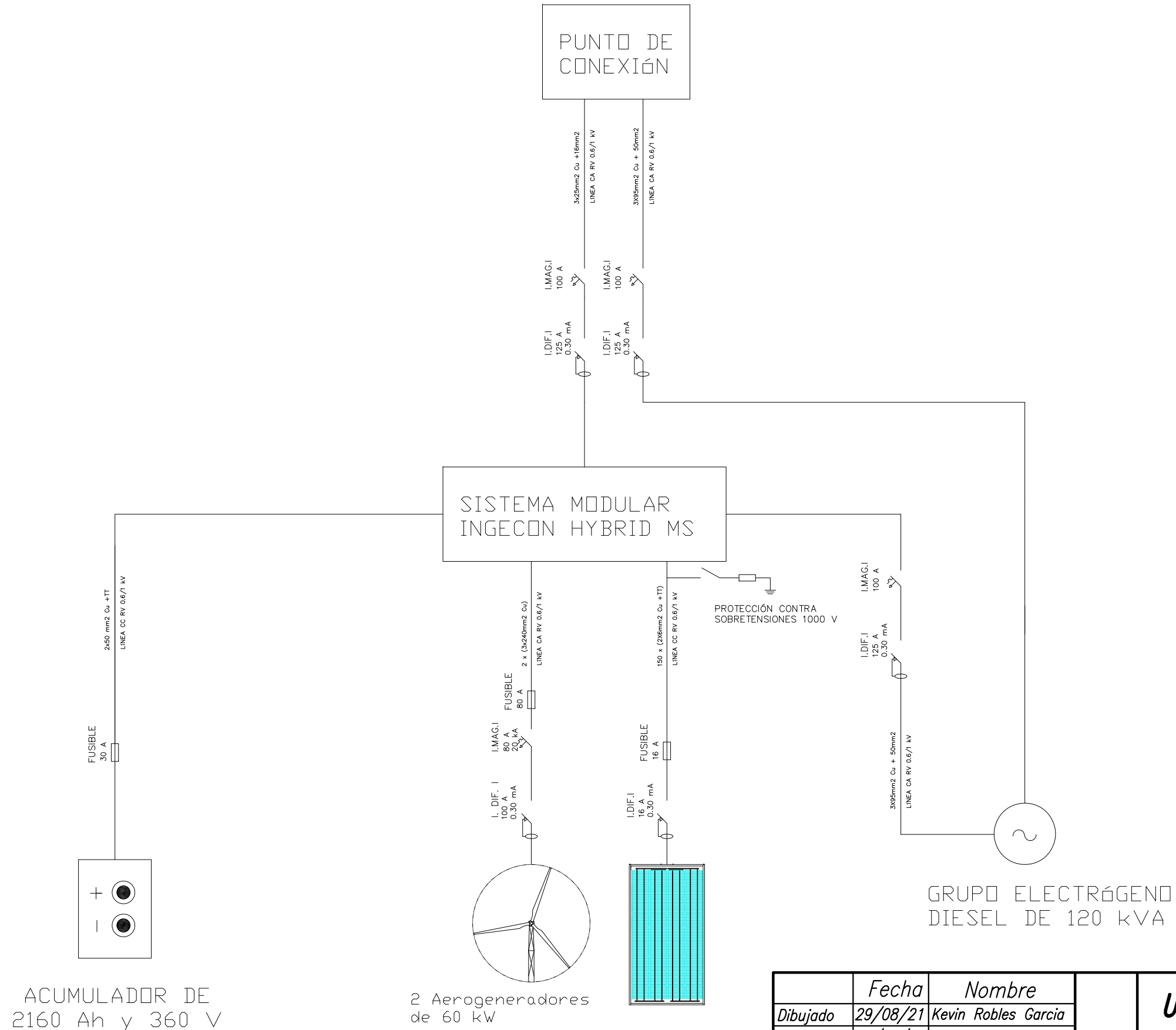
	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			

ESQUEMA UNIFILAR HIP. 2

Nº 21

Sustituye a

Sustituido por



ACUMULADOR DE
2160 Ah y 360 V

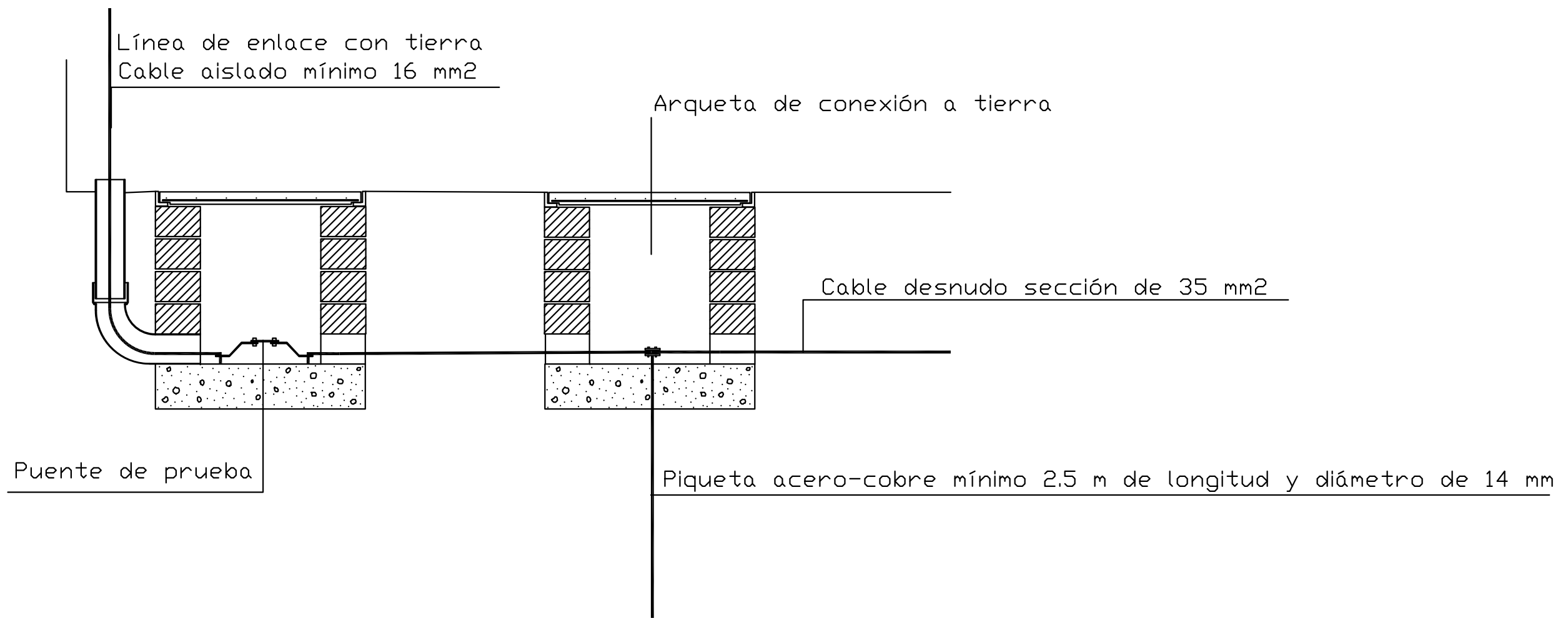
2 Aerogeneradores
de 60 kW

150 paneles
fotovoltaicos
de 450 Wp en
serie

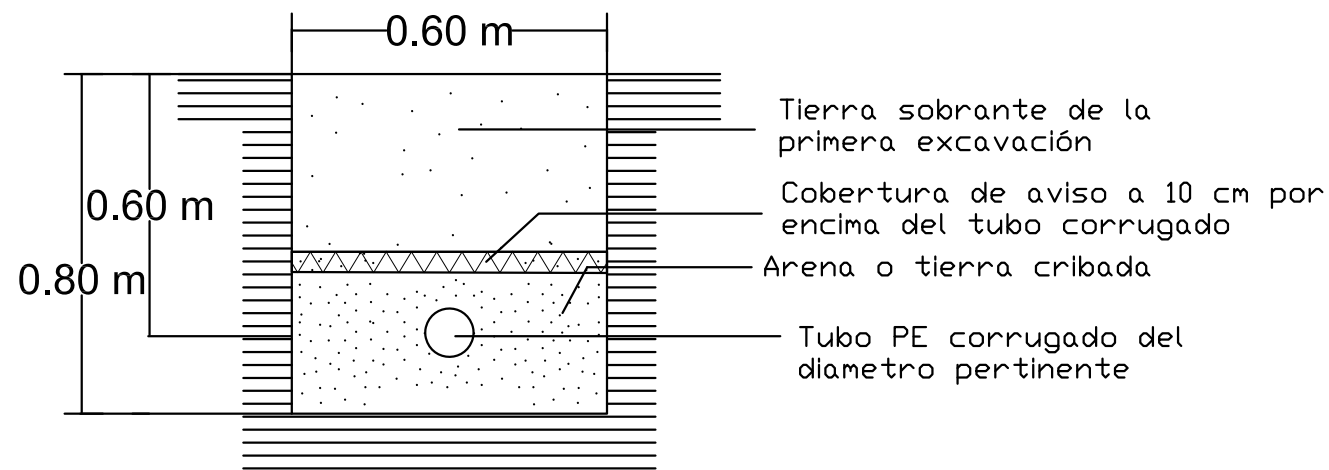
GRUPO ELECTRÓGENO
DIESEL DE 120 kVA

	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
ESQUEMA UNIFILAR HIP. 2			Nº22
			Sustituye a
			Sustituido por

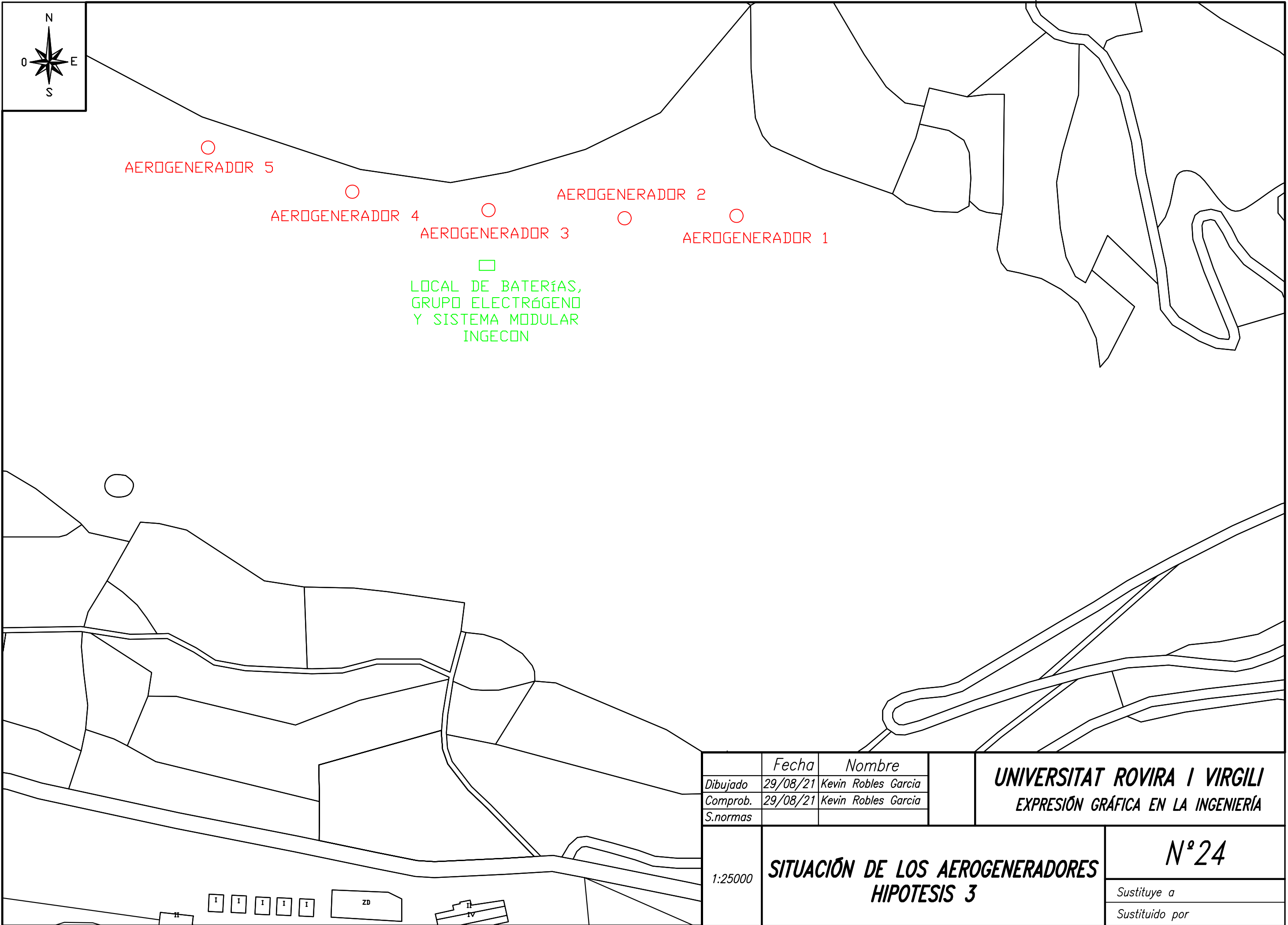
Detalle de la puesta a tierra



Detalle de la canalización entubada



	Fecha	Nombre	
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
CANALIZACIÓN Y PAT			Nº 23
			Sustituye a Sustituido por

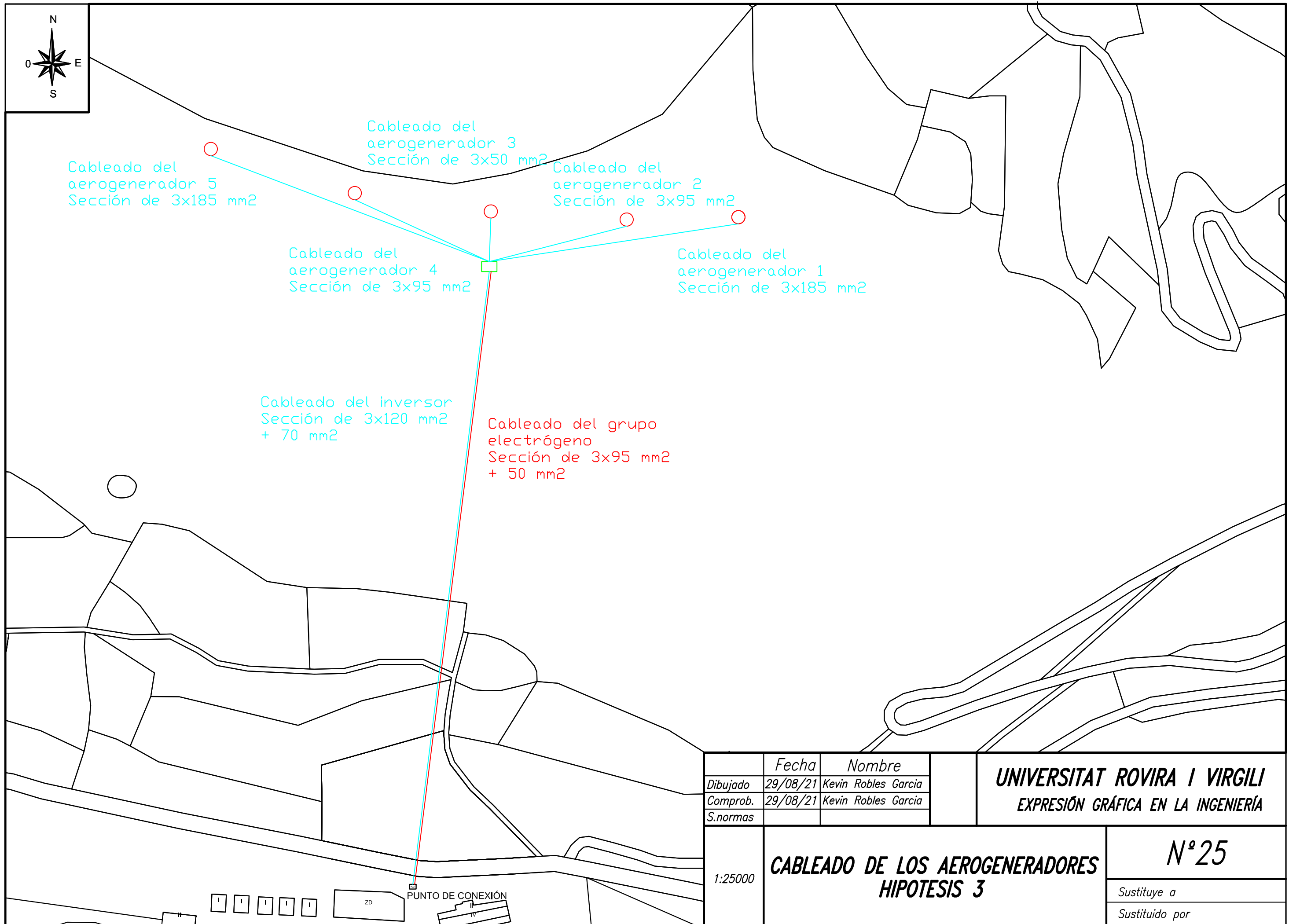


	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:25000
SITUACIÓN DE LOS AEROGENERADORES
HIPOTESIS 3

Nº 24
 Sustituye a
 Sustituido por



	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:25000

**CABLEADO DE LOS AEROGENERADORES
HIPOTESIS 3**

Nº 25

Sustituye a

Sustituido por



Canalización del aerogenerador 5 180 mm

Canalización del aerogenerador 3 110 mm

Canalización del aerogenerador 2 140 mm

Canalización del aerogenerador 4 140 mm

Canalización del aerogenerador 1 180 mm

Canalización del inversor 160 mm

Canalización del grupo electrógeno 140 mm

	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

1:25000

**CANALIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES
HIPOTESIS 3**

Nº26

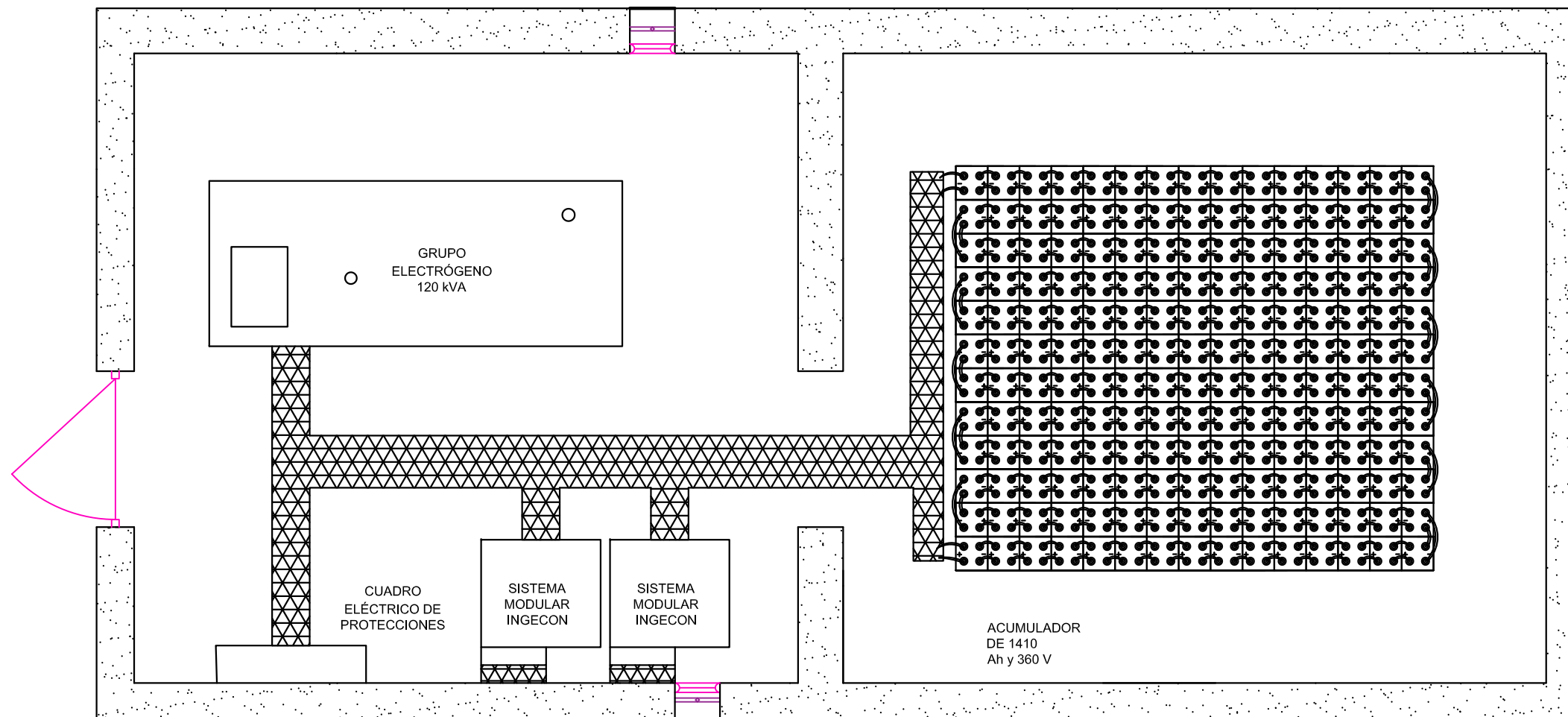
Sustituye a
Sustituido por

PUNTO DE CONEXIÓN

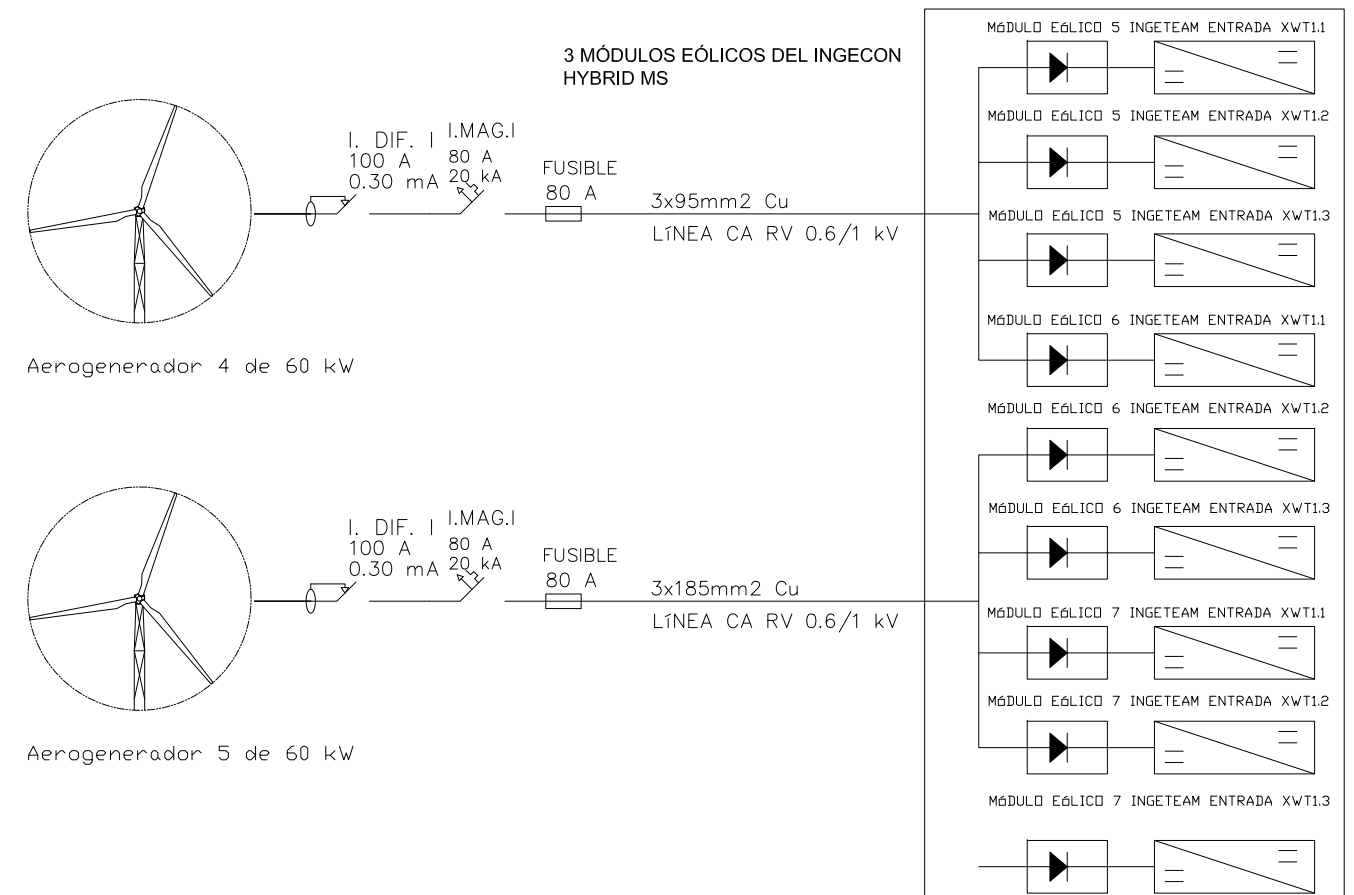
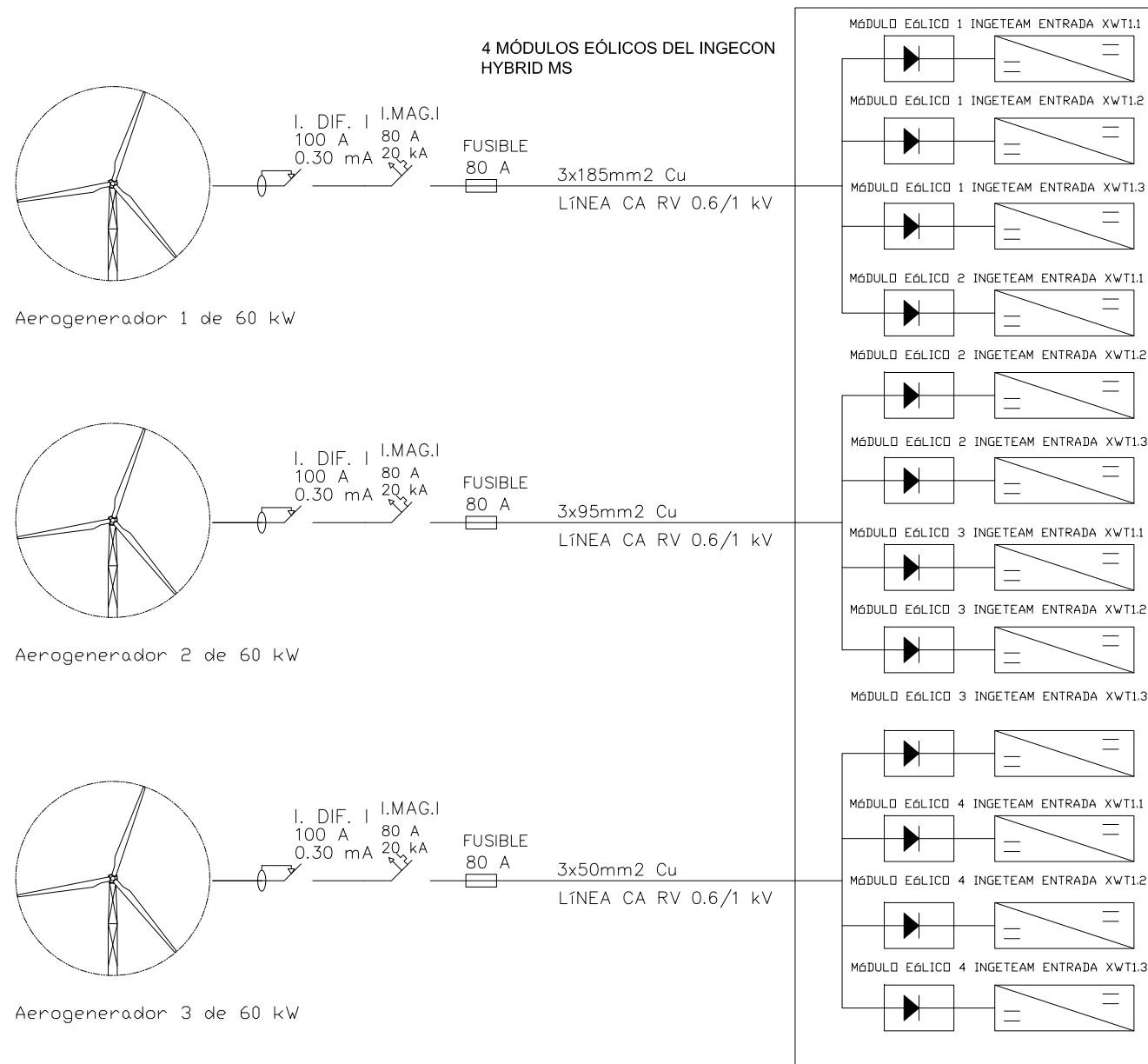


ZD

IV

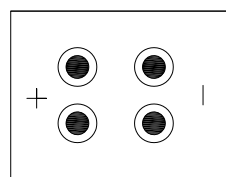


		Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia		
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia		
S.normas				
1:60	LOCAL BATERÍAS, GRUPO ELECTRÓGENO Y SISTEMA MODULAR HIPOTESIS 3			Nº27
				Sustituye a
				Sustituido por



	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia	
S.normas			
ESQUEMA UNIFILAR HIP. 3			Nº28
			Sustituye a
			Sustituido por

ACUMULADOR DE
1410 Ah y 360 V



FUSIBLE
30 A

2x50 mm² Cu +TT
LINEA CC RV 0.6/1 kV

SISTEMA MODULAR
INGECON HYBRID MS

PUNTO DE
CONEXIÓN

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x120mm² Cu + 70mm²

I.MAG.I
100 A

I.DIF.I
125 A
0.30 mA

I.MAG.I
100 A

I.DIF.I
125 A
0.30 mA

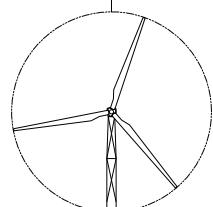
LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x95mm² Cu + 50mm²

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x185mm² Cu

FUSIBLE
80 A

I.MAG.I
80 A
20 kA

I.DIF.I
100 A
0.30 mA



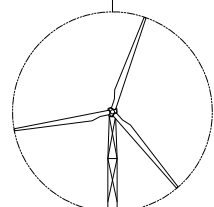
Aerogenerador
5 de 60 kW

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x95mm² Cu

FUSIBLE
80 A

I.MAG.I
80 A
20 kA

I.DIF.I
100 A
0.30 mA



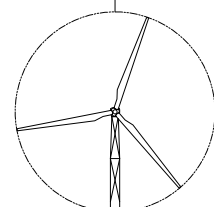
Aerogenerador
4 de 60 kW

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x60mm² Cu

FUSIBLE
80 A

I.MAG.I
80 A
20 kA

I.DIF.I
100 A
0.30 mA



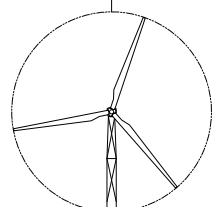
Aerogenerador
3 de 60 kW

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x95mm² Cu

FUSIBLE
80 A

I.MAG.I
80 A
20 kA

I.DIF.I
100 A
0.30 mA



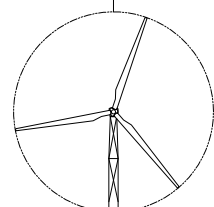
Aerogenerador
2 de 60 kW

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x185mm² Cu

FUSIBLE
80 A

I.MAG.I
80 A
20 kA

I.DIF.I
100 A
0.30 mA

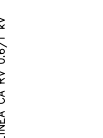


Aerogenerador
1 de 60 kW

LINEA CA RV 0.6/1 kV
3x95mm² Cu + 50mm²

I.DIF.I
125 A
0.30 mA

I.MAG.I
100 A



GRUPO ELECTRÓGENO
DIESEL DE 120 kVA

	Fecha	Nombre
Dibujado	29/08/21	Kevin Robles Garcia
Comprob.	29/08/21	Kevin Robles Garcia
S.normas		

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI
EXPRESIÓN GRÁFICA EN LA INGENIERÍA

ESQUEMA UNIFILAR HIP. 3

Nº 29

Sustituye a

Sustituido por

Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red

PLIEGO DE CONDICIONES

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

Índice del pliego de condiciones

4.	Pliego de condiciones.....	238
4.1.	Condiciones Administrativas.....	238
4.1.1.	Condiciones generales.....	238
4.1.2.	Reglamentos y Normas.....	238
4.1.3.	Materiales.....	238
4.1.4.	Ejecución de las obras.....	239
4.1.4.1.	Comienzo.....	239
4.1.4.2.	Plazo de ejecución.....	239
4.1.4.3.	Libro de Órdenes.....	239
4.1.5.	Interpretación y desarrollo del Proyecto.....	239
4.1.6.	Obras complementarias.....	240
4.1.7.	Modificaciones.....	240
4.1.8.	Obra defectuosa.....	240
4.1.9.	Medios auxiliares.....	240
4.1.10.	Conservación de las obras.....	240
4.1.11.	Recepción de las obras.....	240
4.1.11.1.	Recepción provisional.....	240
4.1.11.2.	Plazo de garantía.....	241
4.1.11.3.	Recepción definitiva.....	241
4.1.12.	Contratación de la empresa.....	241
4.1.12.1.	Modo de contratación.....	241
4.1.12.2.	Presentación.....	241
4.1.12.3.	Selección.....	241
4.1.13.	Fianza.....	241
4.2.	Condiciones Económicas.....	241
4.2.1.	Abono de la obra.....	241
4.2.2.	Precios.....	242
4.2.3.	Revisión de precios.....	242
4.2.4.	Penalizaciones.....	242
4.2.5.	Contrato.....	242
4.2.6.	Responsabilidades.....	242
4.2.7.	Rescisión del contrato.....	243
4.2.7.1.	Causas de rescisión.....	243
4.2.8.	Liquidación en caso de rescisión del contrato.....	243

4.3.	Condiciones Facultativas	243
4.3.1.	Normas a seguir	243
4.3.2.	Personal	243
4.3.3.	Reconocimiento y Ensayos previos	244
4.3.4.	Ensayos	244
4.3.5.	Aparamenta.....	244
4.3.6.	Generadores	245
4.3.7.	Varios	245
4.4.	Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas	245
4.4.1.	Objeto	245
4.4.2.	Generalidades	246
4.4.3.	Definición	246
4.4.3.1.	Instalación	246
4.4.3.2.	Módulos.....	246
4.4.4.	Componentes y materiales.....	247
4.4.4.1.	Generalidades	247
4.4.4.2.	Sistemas Generadores Fovovoltaicos.....	247
4.4.4.3.	Estructura soporte.....	248
4.4.4.4.	Inversores.	249
4.4.4.5.	Cableado.....	249
4.4.4.6.	Protecciones	250
4.4.4.7.	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	250
4.4.4.8.	Recepción y Pruebas.	250
4.5.	Condiciones técnicas para el movimiento de tierras.....	251
4.5.1.	Excavaciones en zanjas	251
4.5.2.	Carga.....	254
4.5.3.	Transporte.....	255
4.5.4.	Rellenos y compactaciones. Relleno y extendido.	257

4. Pliego de condiciones

4.1. Condiciones Administrativas

4.1.1. Condiciones generales

- El presente Pliego de Condiciones tiene por objeto definir al Contratista el alcance del trabajo y la ejecución cualitativa del mismo.
- El trabajo eléctrico consistirá en la instalación eléctrica completa para fuerza, alumbrado y tierra.
- El alcance del trabajo del Contratista incluye el diseño y preparación de todos los planos, diagramas, especificaciones, lista de material y requisitos para la adquisición e instalación del trabajo.

El propósito de este Pliego de Condiciones es definir el alcance del trabajo y su ejecución cualitativa para el contratista.

La ingeniería eléctrica incluirá la instalación eléctrica completa de energía, iluminación y puesta a tierra.

•El alcance del trabajo del contratista incluye todos los planos, diagramas, especificaciones, listas de materiales y requisitos para la adquisición e instalación del trabajo de diseño y preparación.

4.1.2. Reglamentos y Normas

- Todas las unidades de obra se ejecutarán cumpliendo las prescripciones indicadas en los Reglamentos de Seguridad y Normas Técnicas de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones, tanto de ámbito nacional, autonómico como municipal, así como, todas las otras que se establezcan en la Memoria Descriptiva del mismo.
- Se adaptarán, además, a las presentes condiciones particulares que complementarán las indicadas por los Reglamentos y Normas citadas.

4.1.3. Materiales

- Todos los materiales empleados serán de primera calidad. Cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto y en las normas técnicas generales, y además en las de la Compañía Distribuidora de Energía, para este tipo de materiales.
- Toda especificación o característica de materiales que figuren en uno solo de los documentos del Proyecto, aún sin figurar en los otros es igualmente obligatoria.
- En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, el Contratista obtendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al Técnico Director de la obra, 3 quien decidirá sobre el particular. En ningún caso podrá suplir la falta directamente, sin la autorización expresa.
- Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de iniciarse esta, el Contratista presentara al Técnico Director los catálogos, cartas muestra, certificados de garantía o de homologación de los materiales que vayan a emplearse. No podrá utilizarse materiales que no hayan sido aceptados por el Técnico Director.

4.1.4. Ejecución de las obras

4.1.4.1. Comienzo

El contratista dará comienzo la obra en el plazo que figure en el contrato establecido con la Propiedad, o en su defecto a los quince días de la adjudicación definitiva o de la firma del contrato.

El Contratista está obligado a notificar por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director la fecha de comienzo de los trabajos.

4.1.4.2. Plazo de ejecución

La obra se ejecutará en el plazo que se estipule en el contrato suscrito con la Propiedad o en su defecto en el que figure en las condiciones de este pliego.

Cuando el Contratista, de acuerdo, con alguno de los extremos contenidos en el presente Pliego de Condiciones, o bien en el contrato establecido con la Propiedad, solicite una inspección para poder realizar algún trabajo ulterior que esté condicionado por la misma, vendrá obligado a tener preparada para dicha inspección, una cantidad de obra que corresponda a un ritmo normal de trabajo.

Cuando el ritmo de trabajo establecido por el Contratista, no sea el normal, o bien a petición de una de las partes, se podrá convenir una programación de inspecciones obligatorias de acuerdo con el plan de obra.

4.1.4.3. Libro de Órdenes

El Contratista dispondrá en la obra de un Libro de Ordenes en el que se escribirán las que el Técnico Director estime darle a través del encargado o persona responsable, sin perjuicio de las que le dé por oficio cuando lo crea necesario y que tendrá la obligación de firmar el enterado.

4.1.5. Interpretación y desarrollo del Proyecto

La interpretación técnica de los documentos del Proyecto, corresponde al Técnico Director. El Contratista está obligado a someter a éste cualquier duda, aclaración o contradicción que surja durante la ejecución de la obra por causa del Proyecto, o circunstancias ajenas, siempre con la suficiente antelación en función de la importancia del asunto.

El contratista se hace responsable de cualquier error de la ejecución motivado por la omisión de esta obligación y consecuentemente deberá rehacer a su costa los trabajos que correspondan a la correcta interpretación del Proyecto.

El Contratista está obligado a realizar todo cuanto sea necesario para la buena ejecución de la obra, aun cuando no se halle explícitamente expresado en el pliego de condiciones o en los documentos del proyecto.

El contratista notificará por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director y con suficiente antelación las fechas en que quedarán preparadas para inspección, cada una de las partes de obra para las que se ha indicado la necesidad o conveniencia de la misma o para aquellas que, total o parcialmente deban posteriormente quedar ocultas. De las unidades de obra que deben quedar ocultas, se tomaran antes de ello, los datos precisos para su medición, a los efectos de liquidación y que sean suscritos por el Técnico Director de hallarlos correctos. De no cumplirse este requisito, la liquidación se realizará en base a los datos o criterios de medición aportados por éste.

4.1.6. Obras complementarias

El contratista tiene la obligación de realizar todas las obras complementarias que sean indispensables para ejecutar cualquiera de las unidades de obra especificadas en cualquiera de los documentos del Proyecto, aunque en él, no figuren explícitamente mencionadas dichas obras complementarias. Todo ello sin variación del importe contratado.

4.1.7. Modificaciones

El contratista está obligado a realizar las obras que se le encarguen resultantes de modificaciones del proyecto, tanto en aumento como disminución o simplemente variación, siempre y cuando el importe de estas no altere en más o menos de un 25% del valor contratado.

La valoración de estas se hará de acuerdo, con los valores establecidos en el presupuesto entregado por el Contratista y que ha sido tomado como base del contrato. El Técnico Director de obra está facultado para introducir las modificaciones de acuerdo con su criterio, en cualquier unidad de obra, durante la construcción, siempre que cumplan las condiciones técnicas referidas en el proyecto y de modo que ello no varíe el importe total de la obra.

4.1.8. Obra defectuosa

Cuando el Contratista halle cualquier unidad de obra que no se ajuste a lo especificado en el proyecto o en este Pliego de Condiciones, el Técnico Director podrá aceptarlo o rechazarlo; en el primer caso, éste fijará el precio que crea justo con arreglo a las diferencias que hubiera, estando obligado el Contratista a aceptar dicha valoración, en el otro caso, se reconstruirá a expensas del Contratista la parte mal ejecutada sin que ello sea motivo de reclamación económica o de ampliación del plazo de ejecución.

4.1.9. Medios auxiliares

Serán de cuenta del Contratista todos los medios y máquinas auxiliares que sean precisas para la ejecución de la obra. En el uso de estos estará obligado a hacer cumplir todos los Reglamentos de Seguridad en el trabajo vigentes y a utilizar los medios de protección a sus operarios.

4.1.10. Conservación de las obras

Es obligación del Contratista la conservación en perfecto estado de las unidades de obra realizadas hasta la fecha de la recepción definitiva por la Propiedad, y corren a su cargo los gastos derivados de ello.

4.1.11. Recepción de las obras

4.1.11.1. Recepción provisional

Una vez terminadas las obras, tendrá lugar la recepción provisional y para ello se practicará en ellas un detenido reconocimiento por el Técnico Director y la Propiedad en presencia del Contratista, levantando acta y empezando a correr desde ese día el plazo de garantía si se hallan en estado de ser admitida.

De no ser admitida se hará constar en el acta y se darán instrucciones al Contratista para subsanar los defectos observados, fijándose un plazo para ello, expirando el cual se procederá a un nuevo reconocimiento a fin de proceder a la recepción provisional.

4.1.11.2. Plazo de garantía

El plazo de garantía será como mínimo de un año, contado desde la fecha de la recepción provisional, o bien el que se establezca en el contrato también contado desde la misma fecha. Durante este período queda a cargo del Contratista la conservación de las obras y arreglo de los desperfectos causados por asiento de estas o por mala construcción.

4.1.11.3. Recepción definitiva

Se realizará después de transcurrido el plazo de garantía de igual forma que la provisional. A partir de esta fecha cesará la obligación del Contratista de conservar y reparar a su cargo las obras si bien subsistirán las responsabilidades que pudiera tener por defectos ocultos y deficiencias de causa dudosa.

4.1.12. Contratación de la empresa

4.1.12.1. Modo de contratación

El conjunto de las instalaciones las realizará la empresa escogida por concursos subasta.

4.1.12.2. Presentación

Las empresas seleccionadas para dicho concurso deberán presentar sus proyectos en sobre lacrado, antes del 15 de septiembre de 1.993 en el domicilio del propietario.

4.1.12.3. Selección

La empresa escogida será anunciada la semana siguiente a la conclusión del plazo de entrega. Dicha empresa será escogida de mutuo acuerdo entre el propietario y el director de la obra, sin posible reclamación por parte de las otras empresas concursantes.

4.1.13. Fianza

En el contrato se establecerá la fianza que el contratista deberá depositar en garantía del cumplimiento de este, o, se convendrá una retención sobre los pagos realizados a cuenta de obra ejecutada.

De no estipularse la fianza en el contrato se entiende que se adopta como garantía una retención del 5% sobre los pagos a cuenta citados.

En el caso de que el Contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, o a atender la garantía, la Propiedad podrá ordenar ejecutarlas a un tercero, abonando su importe con cargo a la retención o fianza, sin perjuicio de las acciones legales a que tenga derecho la Propiedad si el importe de la fianza no bastase.

La fianza retenida se abonará al Contratista en un plazo no superior a treinta días una vez firmada el acta de recepción definitiva de la obra.

4.2. Condiciones Económicas

4.2.1. Abono de la obra

En el contrato se deberá fijar detalladamente la forma y plazos que se abonarán las obras. Las liquidaciones parciales que puedan establecerse tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo, dichas liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Terminadas las obras se procederá a la liquidación final que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

4.2.2. Precios

El contratista presentará, al formalizarse el contrato, relación de los precios de las unidades de obra que integran el proyecto, los cuales de ser aceptados tendrán valor contractual y se aplicarán a las posibles variaciones que pueda haber.

Estos precios unitarios, se entiende que comprenden la ejecución total de la unidad de obra, incluyendo todos los trabajos aún los complementarios y los materiales, así como la parte proporcional de imposición fiscal, las cargas laborales y otros gastos repercutibles.

En caso de tener que realizarse unidades de obra no previstas en el proyecto, se fijará su precio entre el Técnico Director y el Contratista antes de iniciar la obra y se presentará a la propiedad para su aceptación o no.

4.2.3. Revisión de precios

En el contrato se establecerá si el contratista tiene derecho a revisión de precios y la fórmula a aplicar para calcularla. En defecto de esta última, se aplicará a juicio del Técnico Director alguno de los criterios oficiales aceptados.

4.2.4. Penalizaciones

Por retraso en los plazos de entrega de las obras, se podrán establecer tablas de penalización cuyas cuantías y demoras se fijarán en el contrato.

4.2.5. Contrato

El contrato se formalizará mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. Comprenderá la adquisición de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra proyectada en el plazo estipulado, así como la reconstrucción de las unidades defectuosas, la realización de las obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se introduzcan durante la ejecución, éstas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el Proyecto Técnico de la obra serán incorporados al contrato y tanto el contratista como la Propiedad deberán firmarlos en testimonio de que los conocen y aceptan.

4.2.6. Responsabilidades

El Contratista es el responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el proyecto y en el contrato. Como consecuencia de ello vendrá obligado a la demolición de lo mal ejecutado y a su reconstrucción correctamente sin que sirva de excusa el que el Técnico Director haya examinado y reconocido las obras.

El contratista es el único responsable de todas las contravenciones que él o su personal cometan durante la ejecución de las obras u operaciones relacionadas con las mismas. También es responsable de los accidentes o daños que por errores, inexperiencia o empleo de métodos inadecuados se produzcan a la propiedad a los vecinos o terceros en general.

El Contratista es el único responsable del incumplimiento de las disposiciones vigentes en la materia laboral respecto de su personal y por tanto los accidentes que puedan sobrevenir y de los derechos que puedan derivarse de ellos.

4.2.7. Rescisión del contrato

4.2.7.1. Causas de rescisión

Se considerarán causas suficientes para la rescisión del contrato las siguientes:

- Primero: Muerte o incapacitación del Contratista.
- Segunda: La quiebra del contratista.
- Tercera: Modificación del proyecto cuando produzca alteración en más o menos 25% del valor contratado.
- Cuarta: Modificación de las unidades de obra en número superior al 40% del original.
- Quinta: La no iniciación de las obras en el plazo estipulado cuando sea por causas ajenas a la Propiedad.
- Sexta: La suspensión de las obras ya iniciadas siempre que el plazo de suspensión sea mayor de seis meses.
- Séptima: Incumplimiento de las condiciones del Contrato cuando implique mala fe.
- Octava: Terminación del plazo de ejecución de la obra sin haberse llegado a completar ésta.
- Novena: Actuación de mala fe en la ejecución de los trabajos.
- Décima: Destajar o subcontratar la totalidad o parte de la obra a terceros sin la autorización del Técnico Director y la Propiedad.

4.2.8. Liquidación en caso de rescisión del contrato

Siempre que se rescinda el Contrato por causas anteriores o bien por acuerdo de ambas partes, se abonará al Contratista las unidades de obra ejecutadas y los materiales acopiados a pie de obra y que reúnan las condiciones y sean necesarios para la misma.

Cuando se rescinda el contrato llevará implícito la retención de la fianza para obtener los posibles gastos de conservación del período de garantía y los derivados del mantenimiento hasta la fecha de nueva adjudicación.

4.3. Condiciones Facultativas

4.3.1. Normas a seguir

El diseño de la instalación eléctrica estará de acuerdo con las exigencias o recomendaciones expuestas en la última edición de los siguientes códigos:

1. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
2. Normas UNE.
3. Publicaciones del Comité Electrotécnico Internacional (CEI).
4. Plan nacional y Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo.
5. Normas de la Compañía Suministradora.
6. Lo indicado en este pliego de condiciones con preferencia a todos los códigos y normas.

4.3.2. Personal

El Contratista tendrá al frente de la obra un encargado con autoridad sobre los demás operarios y conocimientos acreditados y suficientes para la ejecución de la obra.

El encargado recibirá, cumplirá y transmitirá las instrucciones y ordenes del Técnico Director de la obra.

El Contratista tendrá en la obra, el número y clase de operarios que haga falta para el volumen y naturaleza de los trabajos que se realicen, los cuales serán de reconocida aptitud y experimentados en el oficio. El Contratista estará obligado a separar de la obra, a aquel personal que a juicio del Técnico Director no cumpla con sus obligaciones, realice el trabajo defectuosamente, bien por falta de conocimientos o por obrar de mala fe.

4.3.3. Reconocimiento y Ensayos previos

Cuando lo estime oportuno el Técnico Director, podrá encargar y ordenar el análisis, ensayo o comprobación de los materiales, elementos o instalaciones, bien sea en fábrica de origen, laboratorios oficiales o en la misma obra, según crea más conveniente, aunque estos no estén indicados en este pliego.

En el caso de discrepancia, los ensayos o pruebas se efectuarán en el laboratorio oficial que el Técnico Director de obra designe.

Los gastos ocasionados por estas pruebas y comprobaciones, serán por cuenta del Contratista.

4.3.4. Ensayos

- Antes de la puesta en servicio del sistema eléctrico, el Contratista habrá de hacer los ensayos adecuados para probar, a la entera satisfacción del Técnico Director de obra, que todo equipo, aparatos y cableado han sido instalados correctamente de acuerdo con las normas establecidas y están en condiciones satisfactorias del trabajo.
- Todos los ensayos serán presenciados por el Ingeniero que representa el Técnico Director de obra.
- Los resultados de los ensayos serán pasados en certificados indicando fecha y nombre de la persona a cargo del ensayo, así como categoría profesional.
- Los cables, antes de ponerse en funcionamiento, se someterán a un ensayo de resistencia de aislamiento entre las fases y entre fase y tierra, que se hará de la forma siguiente:
- Con los generadores desacoplados de las líneas eléctricas medir la resistencia de aislamiento desde el lado de salida de los generadores.
- Funcionamiento de generadores. Con los cables conectados a los equipos auxiliares y convertidores, junto con los dispositivos de protección y mando medir la resistencia de aislamiento entre fases o polos y tierra solamente.
- Fuerza. Medir la resistencia de aislamiento de todos los aparatos (armaduras, tomas de corriente, etc...), que han sido conectados.
- En los cables enterrados, estos ensayos de resistencia de aislamiento se harán antes y después de efectuar el relleno y compactado.

4.3.5. Aparamenta

- Antes de poner la aparamenta bajo tensión, se medirá la resistencia de aislamiento de cada embarrado entre fases y entre fases y tierra. Las medidas deben repetirse con los interruptores en posición de funcionamiento y contactos abiertos.
- Todo relé de protección que sea ajustable será calibrado y ensayado, usando contador de ciclos, caja de carga, amperímetro y voltímetro, según se necesite.
- Se dispondrá, en lo posible, de un sistema de protección selectiva. De acuerdo con esto, los relés de protección se elegirán y coordinarán para conseguir un sistema que permita actuar primero el dispositivo de interrupción más próximo a la falta.

- El contratista preparará curvas de coordinación de relés y calibrado de éstos para todos los sistemas de protección previstos.
- Se comprobarán los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad y tensión aplicando corrientes o tensión a los arrollamientos secundarios de los transformadores y comprobando que los instrumentos conectados a estos secundarios funcionan.
- Todos los interruptores automáticos se colocarán en posición de prueba y cada interruptor será cerrado y disparado desde su interruptor de control. Los interruptores deben ser disparados por accionamiento manual y aplicando corriente a los relés de protección. Se comprobarán todos los enclavamientos.

4.3.6. Generadores

- Se medirá la resistencia del aislamiento de los módulos fotovoltaicos y de los arrollamientos de los aerogeneradores antes y después de conectar los cables de fuerza.
- Se comprobará el sentido de giro de todas las máquinas.
- Todos los generadores deberán ponerse en marcha sin estar acoplados a la red y se medirá la tensión producida y su frecuencia.
- Después de acoplarse los equipos generadores a la red, se volverá a medir la tensión, la frecuencia, y además, la intensidad inyectada.

4.3.7. Varios

- Se comprobará la puesta a tierra para determinar la continuidad de los cables de tierra y sus conexiones y se medirá la resistencia de los electrodos de tierra.
- Se comprobarán todas las alarmas del equipo eléctrico para comprobar el funcionamiento adecuado, haciéndolas activar simulando condiciones anormales.

4.4. Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas

4.4.1. Objeto

Las condiciones técnicas mínimas que deben cumplirse para la instalación de instalaciones solares fotovoltaicas, por sus características, se recogen en la segunda parte de este pliego de condiciones. Se pretende que sirva de guía a los instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad, los intereses de los usuarios y el desarrollo de la propia tecnología.

La calidad final de la instalación se evaluará en función de su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de esta especificación técnica (en adelante, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación.

En algunos casos del proyecto, por la naturaleza del proyecto o desarrollo tecnológico, se pueden adoptar soluciones diferentes a los requisitos de este PCT, siempre que sus necesidades estén bien justificadas y no signifique que se reduzcan los requisitos mínimos de calidad especificados. a lo mismo.

Esta especificación técnica está relacionada con la línea de asistencia a la promoción de instalaciones solares fotovoltaicas en el ámbito del plan de promoción de energías renovables. Algunas secciones mencionan que se incluyen en el informe presentado con la solicitud de asistencia o en el informe de diseño o proyecto presentado antes de la verificación técnica.

4.4.2. Generalidades

Esta especificación es totalmente aplicable a todas las instalaciones solares fotovoltaicas utilizadas para producir electricidad en dispositivos de aislamiento.

Siempre que se garanticen los mismos requisitos de calidad, seguridad y durabilidad, otras aplicaciones especiales también pueden cumplir este requisito. Tanto el informe de aplicación como el informe de diseño o proyecto incluirán las características de estas aplicaciones, y el IDAE se reserva el derecho de aceptar estas aplicaciones.

En cualquier caso, son de aplicación todas las normativas que afectan a las instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Decreto 2413/1973 de 20 de septiembre por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

4.4.3. Definición

4.4.3.1. Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.
- Interruptor general: dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la instalación
- Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: es la suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: es la suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

4.4.3.2. Módulos.

- Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE) es una célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forma la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico es un conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

- Condiciones Estándar de Medida (CEM) son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente;
 - Irradiancia solar 1000 W/m²
 - Distribución espectral AM 1,5 G
 - Temperatura de célula 25 °C
- Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC: temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5G, la temperatura ambiente es de 20 ° y la velocidad del viento de 1 m/s.

4.4.4. Componentes y materiales

4.4.4.1. Generalidades

- Como principio general, es necesario asegurar que los equipos (módulos e inversores) y materiales (conductores, cajas de conexiones y armarios de conexión, excepto cableado DC) alcancen al menos el nivel básico de aislamiento eléctrico I. Tendrá doble aislamiento.
- El dispositivo contendrá todos los elementos y características necesarios para garantizar la calidad del suministro eléctrico en todo momento.
- Asimismo, la operación de estas instalaciones no debe traer condiciones de trabajo peligrosas al personal de mantenimiento y operación de la red de distribución.
- Los materiales ubicados al aire libre estarán protegidos de los factores ambientales, especialmente de la radiación solar y la humedad.
- Se incluirán todos los elementos de seguridad y protección del personal y de las instalaciones fotovoltaicas necesarios para asegurar la prevención de contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas y otros elementos y protecciones resultantes de la aplicación de la legislación vigente.
- En la memoria de diseño o proyecto se resaltarán los posibles cambios y sus motivos relacionados con la memoria solicitada. Además, también se incluirán copias de las especificaciones técnicas proporcionadas por todos los fabricantes de componentes.
- Por razones de seguridad y operación del equipo, indicadores, etiquetas, etc. Se utilizará uno de los idiomas oficiales en español.

4.4.4.2. Sistemas Generadores Fotovoltaicos

- Todos los módulos deben cumplir la especificación UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino o la especificación UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa fina, y estar certificados por un laboratorio acreditado (por ejemplo, el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Ministerio de Energías Renovables). CIEMAT, Centro Común de Investigación Ispra, etc.), se certificará presentando el correspondiente certificado oficial.
- El módulo fotovoltaico llevará de forma clara e indeleble el modelo y el nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación personal o número de serie que se remonta a la fecha de fabricación.
- Se utilizarán módulos que reúnan las siguientes características técnicas. Si estas características cambian, bajo circunstancias excepcionales, el motivo de su uso debe ser proporcionado en el informe de solicitud y debe obtenerse la aprobación del IDAE.

- El módulo debe tener un diodo de bypass para evitar posibles fallas de la batería y su circuito por sombreado parcial, y tiene un nivel de protección IP65.
- El marco lateral (si lo hubiera) será de aluminio o acero inoxidable.
- Para módulos aceptables, la potencia máxima real y la corriente de cortocircuito con referencia a las condiciones estándar deben estar dentro de $\pm 5\%$ del valor nominal en el catálogo correspondiente.
- Se rechazará cualquier módulo que presente defectos de fabricación (como roturas o manchas en alguno de sus componentes), desalineación de las celdas de la batería o presencia de burbujas de aire en el sellador.
- Se evaluará positivamente la alta eficiencia de la batería.
- El bastidor del generador estará conectado a tierra.
- Por razones de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los componentes necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para desconectar independientemente cada rama del resto del generador en los dos terminales.

4.4.4.3. Estructura soporte

- La estructura de soporte debe cumplir con las especificaciones de esta sección. En caso contrario, la solicitud y el informe de diseño o proyecto debe incluir la parte que acredite la no conformidad, y su aceptación debe ser aprobada claramente por el IDAE. En todos los casos, se cumplirán los requisitos de NBE y otras regulaciones aplicables.
- De acuerdo con el código de construcción básico NBE-AE-88, la estructura de soporte del módulo debe ser capaz de resistir la sobrecarga de viento y nieve después de la instalación del módulo.
- De acuerdo con las instrucciones del fabricante, el diseño y construcción de la estructura y el sistema de fijación del módulo permitirá la expansión térmica necesaria sin transferir cargas que puedan afectar la integridad del módulo.
- Teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa, el número de puntos de fijación del módulo fotovoltaico será suficiente para que el módulo no se doble más de lo permitido por el fabricante y el método de aprobación del modelo del módulo.
- El diseño de la estructura se realizará de acuerdo con la dirección especificada y el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, así como la posible necesidad de sustitución de componentes.
- La estructura estará protegida por la superficie de los factores ambientales. Antes de continuar, se perforarán agujeros en la estructura para galvanizar o proteger la estructura cuando corresponda.
- El hardware está hecho de acero inoxidable que cumple con el estándar MV-106. En el caso de una estructura galvanizada, además de fijar el módulo en ella, se aceptarán tornillos galvanizados y fabricados en acero inoxidable.
- La sujeción del módulo se detiene y la estructura en sí no proyecta una sombra sobre el módulo.
- La estructura de soporte se calculará de acuerdo con la norma MV-103 para soportar cargas extremas causadas por factores climáticos adversos como el viento y la nieve.
- Si se construye con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá con la norma MV-102 para asegurar todas sus características mecánicas y de composición química.

- Si es del tipo galvanizado en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508 con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar los requisitos de mantenimiento y alargar su vida.

4.4.4.4. *Inversores.*

Será del tipo conexión a la instalación eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente
- Autoconmutado
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (Ambas serán certificadas por el fabricante) incorporando protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión fuera de rango.
 - Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Controles.

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

Características eléctricas.

- Soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 y 88%, respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW y del 90 al 92% para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 22 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 32 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40 °C de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa.

4.4.4.5. *Cableado*

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior del 0,5% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable DC y AC. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.4.4.6. *Protecciones*

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas.

4.4.4.7. *Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.*

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

4.4.4.8. *Recepción y Pruebas.*

- El instalador entregará al usuario un documento – albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.
- Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad, simulando diversos modos de funcionamiento.
- Las pruebas para realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
 - Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
 - Pruebas de arranque y paradas en distintos instantes de funcionamiento.
 - Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada de acuerdo con el procedimiento descrito en los anexos.
- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación, no obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas

seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación, requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos que la garantía será de 8 años, contado a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4.5. Condiciones técnicas para el movimiento de tierras

4.5.1. Excavaciones en zanjas

Descripción.

Excavación estrecha y larga que se hace en un terreno para realizar la cimentación o instalar una conducción subterránea.

Componentes.

Madera para entibaciones, apeos y apuntalamientos.

Condiciones previas.

- Antes de comenzar la excavación de la zanja, será necesario que la Dirección Facultativa haya comprobado el replanteo.
- Se deberá disponer de plantas y secciones acotadas.
- Habrán sido investigadas las servidumbres que pueden ser afectadas por el movimiento de tierras, como redes de agua potable, saneamiento, fosas sépticas, electricidad, telefonía, fibra óptica, calefacción, iluminación, etc., elementos enterrados, líneas aéreas y situación y uso de las vías de comunicación.
- Se estudiarán el corte estratigráfico y las características del terreno a excavar, como tipo de terreno, humedad y consistencia.
- Información de la Dirección General de Patrimonio Artístico y Cultural del Ministerio de Educación y Ciencia en zonas de obligado cumplimiento o en zonas de presumible existencia de restos arqueológicos.
- Reconocimiento de los edificios y construcciones colindantes para valorar posibles riesgos y adoptar, en caso necesario, las precauciones oportunas de entibación, apeo y protección.
- Notificación del movimiento de tierras a la propiedad de las fincas o edificaciones colindantes que puedan ser afectadas por el mismo.
- Tipo, situación, profundidad y dimensiones de cimentaciones próximas que estén a una distancia de la pared del corte igual o menor de 2 veces la profundidad de la zanja o pozo.

- Evaluación de la tensión a compresión que transmitan al terreno las cimentaciones próximas.
- Las zonas a acotar en el trabajo de zanjas no serán menores de 1,00 m. para el tránsito de peatones y de 2,00 m. para vehículos, medidos desde el borde del corte.
- Se protegerán todos los elementos de Servicio Público que puedan ser afectados por el vaciado, como son las bocas de riego, tapas, sumideros de alcantarillado, farolas, árboles, etc..

Ejecución.

- El replanteo se realizará de tal forma que existirán puntos fijos de referencia, tanto de cotas como de nivel, siempre fuera del área de excavación.
- Se llevará en obra un control detallado de las mediciones de la excavación de las zanjas.
- El comienzo de la excavación de zanjas se realizará cuando existan todos los elementos necesarios para su excavación, incluido la madera para una posible entibación.
- La Dirección Facultativa indicará siempre la profundidad de los fondos de la excavación de la zanja, aunque sea distinta a la de Proyecto, siendo su acabado limpio, a nivel o escalonado.
- La Contrata deberá asegurar la estabilidad de los taludes y paredes verticales de todas las excavaciones que realice, aplicando los medios de entibación, apuntalamiento, apeo y protección superficial del terreno, que considere necesario, a fin de impedir desprendimientos, derrumbamientos y deslizamientos que pudieran causar daño a personas o a las obras, aunque tales medios no estuvieran definidos en el Proyecto, o no hubiesen sido ordenados por la Dirección Facultativa.
- La Dirección Facultativa podrá ordenar en cualquier momento la colocación de entibaciones, apuntalamientos, apeos y protecciones superficiales del terreno.
- Se adoptarán por la Contrata todas las medidas necesarias para evitar la entrada del agua, manteniendo libre de la misma la zona de excavación, colocándose ataguías, drenajes, protecciones, cunetas, canaletas y conductos de desagüe que sean necesarios.
- Las aguas superficiales deberán ser desviadas por la Contrata y canalizadas antes de que alcancen los taludes, las paredes y el fondo de la excavación de la zanja.
- El fondo de la zanja deberá quedar libre de tierra, fragmentos de roca, roca alterada, capas de terreno inadecuado o cualquier elemento extraño que pudiera debilitar su resistencia. Se limpiarán las grietas y hendiduras, rellenándose con material compactado o hormigón.
- La separación entre el tajo de la máquina y la entibación no será mayor de vez y media la profundidad de la zanja en ese punto.
- En el caso de terrenos meteorizables o erosionables por viento o lluvia, las zanjas nunca permanecerán abiertas más de 8 días, sin que sean protegidas o finalizados los trabajos.
- Una vez alcanzada la cota inferior de la excavación de la zanja para cimentación, se hará una revisión general de las edificaciones medianeras, para observar si se han producido desperfectos y tomar las medidas pertinentes.
- Mientras no se efectúe la consolidación definitiva de las paredes y fondos de la zanja, se conservarán las entibaciones, apuntalamientos y apeos que hayan sido necesarios, así como las vallas, cerramientos y demás medidas de protección.

- Los productos resultantes de la excavación de las zanjas, que sean aprovechables para un relleno posterior, se podrán depositar en montones situados a un solo lado de la zanja, y a una separación del borde de la misma de 0,60 m. como mínimo, dejando libres, caminos, aceras, cunetas, acequias y demás pasos y servicios existentes.

Control.

- Cada 20,00 m. o fracción, se hará un control de dimensiones del replanteo, no aceptándose errores superiores al 2,5%. y variaciones superiores a ± 10 cm., en cuanto a distancias entre ejes.
- La distancia de la rasante al nivel del fondo de la zanja se rechazará cuando supere la cota $\pm 0,00$.
- El fondo y paredes de la zanja terminada tendrán las formas y dimensiones exigidas por la Dirección Facultativa, debiendo refinarse hasta conseguir unas diferencias de ± 5 cm., respecto a las superficies teóricas.
- Se rechazará el borde exterior del vaciado cuando existan lentejones o restos de edificaciones.
- Se comprobará la capacidad portante del terreno y su naturaleza con lo especificado en el Proyecto, dejando constancia de los resultados en el Libro de Órdenes.
- Las escuadrías de la madera usada para entibaciones, apuntalamientos y apeos de zanjas, así como las separaciones entre las mismas, serán las que se especifiquen en Proyecto.

Normativa.

- NTE-ADZ/1.976 – Desmontes, zanjas y pozos
- PG-4/1.988 – Obras de carreteras y puentes
- PCT-DGA/1.960 -NORMAS UNE 56501; 56505; 56507; 56508; 56509; 56510; 56520; 56521; 56525; 56526; 56527; 56529; 56535; 56537; 56539; 7183 y 37501.

Seguridad e Higiene.

- Se acotará una zona, no menor de 1,00 m. para el tránsito de peatones, ni menor de 2,00 m. para el paso de vehículos, medidos desde el borde vertical del corte.
- Cuando sea previsible el paso de peatones o el de vehículos junto el borde del corte de la zanja, se dispondrá de vallas móviles que estarán iluminadas cada 10,00 m. con puntos de luz portátil y grado de protección no menor de IP-44.
- El acopio de materiales y tierras, en zanjas de profundidad mayor a 1,30 m., se realizará a una distancia no menor de 2,00 m. del borde del corte de la zanja.
- Existirá un operario fuera de la zanja, siempre que la profundidad de ésta sea mayor de 1,30 m. y haya alguien trabajando en su interior, para poder ayudar en el trabajo y pedir auxilio en caso de emergencia.
- En zanjas de profundidad mayor a 1,30 m., y siempre que lo especifique la Dirección Facultativa, será obligatoria la colocación de entibaciones, sobresaliendo un mínimo de 20 cm. del nivel superficial del terreno.
- Cada día, y antes de iniciar los trabajos, se revisarán las entibaciones, tensando los codales que estén flojos, extremando estas precauciones en tiempo de lluvia, heladas o cuando se interrumpe el trabajo más de un día.
- Se tratará de no dar golpes a las entibaciones durante los trabajos de entibación.
- No se utilizarán las entibaciones como escalera, ni se utilizarán los codales como elementos de carga.

- En los trabajos de entibación, se tendrán en cuenta las distancias entre los operarios, según las herramientas que se empleen.
- Llegado el momento de desentibar las tablas se quitarán de una en una, alcanzando como máximo una altura de 1,00 m., hormigonando a continuación el tramo desentibado para evitar el desplome del terreno, comenzando el desentibado siempre por la parte inferior de la zanja.
- Las zanjas que superen la profundidad de 1,30 m., será necesario usar escaleras para entrada y salida de estas de forma que ningún operario esté a una distancia superior a 30,00 m. de una de ellas, estando colocadas desde el fondo de la excavación hasta 1,00 m. por encima de la rasante, estando correctamente arriostrada en sentido transversal.
- Cuando el terreno excavado pueda transmitir enfermedades contagiosas se desinfectará antes de su transporte, no pudiéndose utilizar para préstamo, teniendo el personal equipaje adecuado para su protección.
- Se contará en la obra con una provisión de palancas, cuñas, barras, puntales, tablones, etc., que se reservarán para caso de emergencia, no pudiéndose utilizar para la entibación.
- Se cumplirán, además, todas las disposiciones generales sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo que existan y todas las Ordenanzas Municipales que sean de aplicación.

Medición y Valoración.

- Las excavaciones para zanjas se abonarán por m³, sobre los perfiles reales del terreno y antes de rellenar.
- No se considerarán los desmoronamientos, o los excesos producidos por desplomes o errores.
- El Contratista podrá presentar a la Dirección Facultativa para su aprobación el presupuesto concreto de las medidas a tomar para evitar los desmoronamientos cuando al comenzar las obras las condiciones del terreno no concuerden con las previstas en el Proyecto.

4.5.2. Carga

Descripción.

- Carga de tierras, escombros o material sobrante sobre camión.

Condiciones previas.

- Se ordenarán las circulaciones interiores y exteriores de la obra para el acceso de vehículos, de acuerdo con el Plan de obra por el interior y de acuerdo a las Ordenanzas Municipales para el exterior.
- Se protegerán o desviarán las líneas eléctricas, teniendo en cuenta siempre las distancias de seguridad a las mismas, siendo de 3,00 m. para líneas de voltaje inferior a 57.000 V. y 5,00 m. para las líneas de voltaje superior.

Ejecución.

- Las rampas para el movimiento de camiones y/o máquinas conservarán el talud lateral que exija el terreno con ángulo de inclinación no mayor de 13°, siendo el ancho mínimo de la rampa de 4,50 m., ensanchándose en las curvas, no siendo las pendientes mayores del 12% si es un tramo recto y del 8% si es un tramo curvo, teniendo siempre en cuenta la maniobrabilidad de los vehículos utilizados.

- Antes de salir el camión a la vía pública, se dispondrá de un tramo horizontal de longitud no menor a vez y media la separación entre ejes del vehículo y, como mínimo, de 6,00 m.

Seguridad e Higiene.

- La maquinaria a emplear mantendrá la distancia de seguridad a las líneas aéreas de energía eléctrica.
- Siempre que una máquina inicie un movimiento o dé marcha atrás o no tenga visibilidad, lo hará con una señal acústica y estará auxiliado el conductor por otro operario en el exterior del vehículo, extremándose estas prevenciones cuando el vehículo o máquina cambie de tajo y/o se entrecrucen itinerarios, acotándose la zona de acción de cada máquina en su tajo.
- Antes de iniciarse la jornada se verificarán los frenos y mecanismos de seguridad de vehículos y maquinaria.
- Se cumplirá la prohibición de presencia del personal en la proximidad de las máquinas durante el trabajo.
- La salida a la calle de camiones será avisada por persona distinta al conductor, para prevenir a los usuarios de la vía pública.
- Se asegurará la correcta disposición de la carga de tierras en el camión, no cargándolo más de lo admitido, cubriendo la carga con redes o lonas.
- Se establecerá una señalización y ordenación del tráfico de máquinas de forma sencilla y visible.
- La separación entre máquinas que trabajen en un mismo tajo será como mínimo de 30 metros.
- Se evitará el paso de vehículos sobre cables de energía eléctrica, cuando éstos no estén especialmente acondicionados para ello. Cuando no sea posible acondicionarlos y si no se pudiera desviar el tráfico, se colocarán elevados, fuera del alcance de los vehículos, o enterrados y protegidos por canalizaciones resistentes.
- La maniobra de carga no se realizará por encima de la cabina, sino por los laterales o por la parte posterior del camión.
- Durante la operación de carga, el camión tendrá que tener desconectado el contacto, puesto el freno de mano y una marcha corta metida para que impida el deslizamiento eventual.
- Siempre que se efectúe la carga, el conductor estará fuera de la cabina, excepto cuando el camión tenga la cabina reforzada.
- El camión irá siempre provisto de un extintor de incendios y un botiquín de primeros auxilios.

Medición y Valoración.

Se medirán y valorarán m³ de tierras cargadas sobre el camión.

4.5.3. Transporte

Descripción.

Traslado de tierras, escombros o material sobrante al vertedero.

Condiciones previas.

- Se ordenarán las circulaciones interiores y exteriores de la obra para el acceso de vehículos, de acuerdo con el Plan de obra por el interior y de acuerdo a las Ordenanzas Municipales para el exterior.
- Se protegerán o desviarán las líneas eléctricas, teniendo en cuenta siempre las distancias de seguridad a las mismas, siendo de 3,00 m. para líneas de voltaje inferior a 57.000 V. y 5,00 m. para las líneas de voltaje superior.

Ejecución.

- Las rampas para el movimiento de camiones y/o máquinas conservarán el talud lateral que exija el terreno con ángulo de inclinación no mayor de 13°, siendo el ancho mínimo de la rampa de 4,50 m., ensanchándose en las curvas, no siendo las pendientes mayores del 12% si es un tramo recto y del 8% si es un tramo curvo, teniendo siempre en cuenta la maniobrabilidad de los vehículos utilizados.
- Antes de salir el camión a la vía pública, se dispondrá de un tramo horizontal de longitud no menor a vez y media la separación entre ejes del vehículo y, como mínimo, de 6,00 m.

Seguridad e Higiene.

- La maquinaria a emplear mantendrá la distancia de seguridad a las líneas aéreas de energía eléctrica.
- Siempre que una máquina inicie un movimiento o dé marcha atrás o no tenga visibilidad, lo hará con una señal acústica y estará auxiliado el conductor por otro operario en el exterior del vehículo, extremándose estas prevenciones cuando el vehículo o máquina cambie de tajo y/o se entrecrucen itinerarios, acotándose la zona de acción de cada máquina en su tajo.
- Antes de iniciarse la jornada se verificarán los frenos y mecanismos de seguridad de vehículos y maquinaria.
- Se cumplirá la prohibición de presencia del personal en la proximidad de las máquinas durante el trabajo.
- La salida a la calle de camiones será avisada por persona distinta al conductor, para prevenir a los usuarios de la vía pública.
- Se asegurará la correcta disposición de la carga de tierras en el camión, no cargándolo más de lo admitido, cubriendo la carga con redes o lonas.
- Se establecerá una señalización y ordenación del tráfico de máquinas de forma sencilla y visible.
- La separación entre máquinas que trabajen en un mismo tajo será como mínimo de 30 metros.
- Se evitará el paso de vehículos sobre cables de energía eléctrica, cuando éstos no estén especialmente acondicionados para ello. Cuando no sea posible acondicionarlos y si no se pudiera desviar el tráfico, se colocarán elevados, fuera del alcance de los vehículos, o enterrados y protegidos por canalizaciones resistentes.
- El camión irá siempre provisto de un extintor de incendios y un botiquín de primeros auxilios.

Medición y Valoración.

Se medirán y valorarán los m³ de tierras transportadas sobre el camión, incluyendo el esponjamiento que figure en Proyecto y el canon de vertedero, considerando en el precio la ida y la vuelta.

4.5.4. Rellenos y compactaciones. Relleno y extendido.

Descripción.

Echar tierras propias o de préstamo para rellenar una excavación, bien por medios manuales o por medios mecánicos, extendiéndola posteriormente.

Componentes.

Tierras propias procedentes de la excavación o de préstamos autorizados por la Dirección Facultativa.

Condiciones previas.

- Se colocarán puntos fijos de referencia exteriores al perímetro de la explanación, sacando las cotas de nivel y desplazamiento, tanto horizontal como vertical.
- Se solicitará a las compañías suministradoras información sobre las instalaciones que puedan ser afectadas por la explanación, teniendo siempre en cuenta la distancia de seguridad a los tendidos aéreos de conducción de energía eléctrica.
- El solar se cerrará con una valla de altura no inferior a 2,00 m., colocándose a una distancia del borde del vaciado no menor de 1,50 m., poniendo luces rojas en las esquinas del solar y cada 10,00 m. lineales, si la valla dificulta el paso de peatones.
- Cuando entre el cerramiento del solar y el borde del vaciado exista separación suficiente, se acotará con vallas móviles o banderolas hasta una distancia no menor de dos veces la altura del vaciado en ese borde, salvo que por haber realizado previamente estructura de contención, no sea necesario.

Ejecución.

- Si el relleno tuviera que realizarse sobre terreno natural, se realizará en primer lugar el desbroce y limpieza del terreno, se seguirá con la excavación y extracción de material inadecuado en la profundidad requerida por el Proyecto, escarificándose posteriormente el terreno para conseguir la debida trabazón entre el relleno y el terreno.
- Cuando el relleno se asiente sobre un terreno que tiene presencia de aguas superficiales o subterráneas, se desviarán las primeras y se captarán y conducirán las segundas, antes de comenzar la ejecución.
- Si los terrenos fueran inestables, apareciera turba o arcillas blandas, se asegurará la eliminación de este material o su consolidación.
- El relleno se ejecutará por tongadas sucesivas de 20 cm. de espesor, siendo este uniforme, y paralelas a la explanada, siendo los materiales de cada tongada de características uniformes.
- Una vez extendida la tongada se procederá a su humectación si es necesario, de forma que el humedecimiento sea uniforme.
- En los casos especiales en que la humedad natural del material sea excesiva, se procederá a su desecación, bien por oreo o por mezcla de materiales secos o sustancias apropiadas.
- El relleno de los trasdós de los muros se realizará cuando éstos tengan la resistencia requerida y no antes de los 21 días si es de hormigón.
- Después de haber llovido no se extenderá una nueva tongada de relleno o terraplén hasta que la última se haya secado, o se escarificará añadiendo la siguiente tongada más seca, hasta conseguir que la humedad final sea la adecuada.

- Si por razones de sequedad hubiera que humedecer una tongada se hará de forma uniforme, sin que existan encharcamientos.
- Se pararán los trabajos de terraplenado cuando la temperatura descienda de 2° C.
- Se procurará evitar el tráfico de vehículos y máquinas sobre tongadas ya compactadas.

Control.

- Cuando las tongadas sean de 20 cm. de espesor, se rechazarán los terrones mayores de 8 cm. y de 4 cm. cuando las capas de relleno sean de 10 cm.
- En las franjas de borde del relleno, con una anchura de 2,00 m., se fijará un punto cada 100,00 m., tomándose una Muestra para realizar ensayos de Humedad y Densidad.
- En el resto del relleno, que no sea franja de borde, se controlará un lote por cada 5.000 m² de tongada, cogiendo 5 muestras de cada lote, realizándose ensayos de Humedad y Densidad.
- Se comprobarán las cotas de replanteo del eje, colocando una mira cada 20,00 m., poniendo estacas niveladas en mm. En estos puntos se comprobará la anchura y la pendiente transversal.
- Desde los puntos de replanteo se comprobará si aparecen desigualdades de anchura, de rasante o de pendiente transversal, aplicando una regla de 3,00 m. en las zonas en las que pueda haber variaciones no acumulativas entre lecturas de ± 5 cm. y de 3 cm. en las zonas de viales.
- Cada 500 m³ de relleno se realizarán ensayos de Granulometría y de Equivalente de arena, cuando el relleno se realice mediante material filtrante, teniendo que ser los materiales filtrantes a emplear áridos naturales o procedentes de machaqueo y trituración de piedra de machaqueo o grava natural, o áridos artificiales exentos de arcilla y margas.
- El árido tendrá un tamaño máximo de 76 mm., cedazo 80 UNE, siendo el cernido acumulado en el tamiz 0.080 UNE igual o inferior al 5 %.

Normativa.

- NLT-107
- NTE-ADZ/1.976 – Desmontes, zanjas y pozos

Seguridad e Higiene.

- Las rampas para el movimiento de camiones y/o máquinas conservarán el talud lateral que exija el terreno con ángulo de inclinación no mayor de 13°, siendo el ancho mínimo de la rampa de 4,50 m., ensanchándose en las curvas, no siendo las pendientes mayores del 12% si es un tramo recto y del 8% si es un tramo curvo, teniendo siempre en cuenta la maniobrabilidad de los vehículos utilizados.
- La maquinaria a emplear mantendrá la distancia de seguridad a las líneas aéreas de energía eléctrica.
- Siempre que una máquina inicie un movimiento o dé marcha atrás o no tenga visibilidad, lo hará con una señal acústica y estará auxiliado el conductor por otro operario en el exterior del vehículo, extremándose estas prevenciones cuando el vehículo o máquina cambie de tajo y/o se entrecrucen itinerarios, acotándose la zona de acción de cada máquina en su tajo.

- Antes de iniciarse la jornada se verificarán los frenos y mecanismos de seguridad de vehículos y maquinaria.
- No se acumulará el terreno de la excavación, ni otros materiales, junto a bordes de coronación del vaciado, debiendo estar separado de éste una distancia no menor de dos veces la altura del vaciado.
- Se evitará la formación de polvo, siendo necesario regar y utilizar el personal mascarilla o material adecuado.
- Cuando sea totalmente necesario que un vehículo de carga se acerque al borde del vaciado, se colocarán topes de seguridad, comprobándose previamente la resistencia del terreno en ese punto.
- Las maniobras de la maquinaria estarán dirigidas por personas distintas al conductor.
- Se cumplirá la prohibición de presencia del personal en la proximidad de las máquinas durante el trabajo.
- La salida a la calle de camiones será avisada por persona distinta al conductor, para prevenir a los usuarios de la vía pública.
- Se asegurará la correcta disposición de la carga de tierras en el camión, no cargándolo más de lo admitido, cubriendo la carga con redes o lonas.
- Se establecerá la señalización y ordenación del tráfico de máquinas de forma sencilla y visible.
- La separación entre máquinas que trabajen en un mismo tajo será como mínimo de 30 metros.
- Se cumplirán además todas las disposiciones generales sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo que existan y todas las Ordenanzas Municipales que sean de aplicación.

Medición y Valoración.

Se medirá y valorará por m³ real de tierras rellenadas y extendidas.

Mantenimiento.

- Se mantendrán protegidos contra la erosión los bordes ataluzados, cuidando que la vegetación plantada no se seque.
- Los bordes ataluzados en su coronación se mantendrán protegidos contra la acumulación de aguas, limpiando los desagües y canaletas cuando estén obstruidos, cortando el agua junto a un talud cuando se produzca una fuga.
- No se concentrarán cargas superiores a 200 Kg/m² junto a la parte superior de los bordes ataluzados, ni se socavarán en su pie ni en su coronación.
- La Dirección Facultativa será consultada si aparecieran grietas paralelas al borde del talud.

Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red

MEDICIONES

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

Índice de mediciones

5. Mediciones	261
5.1. Hipótesis 1	261
5.1.1. Obra civil	261
5.1.2. Instalación eléctrica	261
5.1.3. Instalación solar fotovoltaica.....	263
5.1.4. Acumuladores.....	263
5.1.5. Grupo electrógeno	263
5.1.6. Seguridad y salud	263
5.2. Hipótesis 2	264
5.2.1. Obra civil	264
5.2.2. Instalación eléctrica	264
5.2.3. Instalación solar fotovoltaica.....	266
5.2.4. Instalación eólica	266
5.2.5. Acumuladores.....	266
5.2.6. Grupo electrógeno	266
5.2.7. Seguridad y salud	267
5.3. Hipótesis 3	268
5.3.1. Obra civil	268
5.3.2. Instalación eléctrica	268
5.3.3. Instalación eólica	270
5.3.4. Acumuladores.....	270
5.3.5. Grupo electrógeno	270
5.3.6. Seguridad y salud	270

5. Mediciones

5.1. Hipótesis 1

5.1.1. Obra civil

Código	ud	Descripción	Cantidad
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.140
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	211.07
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	439.60
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	439.60
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	439.60
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	1.00
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"	10.08
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	4398.00

5.1.2. Instalación eléctrica

Código	ud	Descripción	Cantidad
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	439.60
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las palcas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.	439.60
IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	345.20
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	32.40
IE1.5	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 90 mm.	36.00
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	36.00
IE1.8	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de	1035.92

		manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	
IE1.9	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	36.00
IE1.10	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	108.00
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	41.00
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	123.00
IE1.14	Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar, fijado a presión.	10.00
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	2.00
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	2.00
IE1.19	Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar, fijado a presión.	1.00
IE1.20	Ud	Fusible de 16 A para protección.	10.00
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	2.00
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	1.00
IE1.24	Ud	Local de 146.9 m ² para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 1) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo	1.00

		electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	2.00

5.1.3. Instalación solar fotovoltaica

Código	ud	Descripción	Cantidad
IS1.1	Ud	Módulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%	150.00
IS1.2	Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable cumpliendo la normativa vigente sobre elementos de una instalación solar fotovoltaica.	150.00

5.1.4. Acumuladores

Código	ud	Descripción	Cantidad
IA1.1	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 4100 de 24 V y 4100 Ah	15.00

5.1.5. Grupo eléctrico

Código	ud	Descripción	Cantidad
IG1.1	Ud	Grupo eléctrico HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	1.00

5.1.6. Seguridad y salud

Código	ud	Descripción	Cantidad
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	1.00
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.	1.00
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	1.00

5.2. Hipótesis 2

5.2.1. Obra civil

Código	ud	Descripción	Cantidad
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.140
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	474.59
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	978.73
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	978.73
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	978.73
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	1.00
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"	10.08
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	4898.00

5.2.2. Instalación eléctrica

Código	ud	Descripción	Cantidad
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	988.73
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.	988.73
IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	222.78
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	5
IE1.5	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 90 mm.	36
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	36
IE1.7	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 225 mm.	683.95
IE1.8	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	275.75

IE1.9	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	36.00
IE1.10	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	108.00
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	41.00
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	123.00
IE1.13	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 240 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	718.15
IE1.14	Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar, fijado a presión.	6.00
IE1.15	Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	2.00
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00
IE1.17	Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III), curva C, 20 kA, tetrapolar, fijado a presión.	2.00
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00

IE1.19	Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar, fijado a presión.	1.00
IE1.20	Ud	Fusible de 16 A para protección.	6.00
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	2.00
IE1.22	Ud	Fusible de 80 A para protección.	6.00
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	3.00
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	3.00
IE1.26	Ud	Local de 109.46 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 2) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	1.00

5.2.3. *Instalación solar fotovoltaica*

Código	ud	Descripción	Cantidad
IS1.1	Ud	Módulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%	90
IS1.2	Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable cumpliendo la normativa vigente sobre elementos de una instalación solar fotovoltaica.	90

5.2.4. *Instalación eólica*

Código	ud	Descripción	Cantidad
IEO1.1	Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.	2
IEO1.2	Ud	Torre de celosía cuatripata Autostop P-1250 para aerogenerador.	2
IEO1.3	Ud	Preparación de la base de los apoyos del aerogenerador de 2.7x1.8x1.8 m	2

5.2.5. *Acumuladores*

Código	ud	Descripción	Cantidad
IA1.2	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1080 de 24 V y 1080 Ah	30

5.2.6. *Grupo electrógeno*

Código	ud	Descripción	Cantidad
IG1.1	Ud	Grupo electrógeno HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	1.00

5.2.7. Seguridad y salud

Código	ud	Descripción	Cantidad
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	1.00
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.	1.00
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	1.00

5.3. Hipótesis 3

5.3.1. Obra civil

Código	ud	Descripción	Cantidad
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.140
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	584.30
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	1217.29
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	1217.29
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	1217.29
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	1.00
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema “COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA”	10.08
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	500.00

5.3.2. Instalación eléctrica

Código	ud	Descripción	Cantidad
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	1217.29
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.	1217.29
IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	5
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	5
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	603.01
IE1.25	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 110 mm.	68.11
IE1.26	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 160 mm.	305.7
IE1.27	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 180 mm.	546.17
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de	377.22

		manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	1868.64
IE1.28	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 70 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	305.70
IE1.29	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 120 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	917.1
IE1.30	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 185 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	1720.44
IE1.15	Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	5.00
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00
IE1.17	Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III), curva C, 20 kA, tetrapolar, fijado a presión.	5.00
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	2.00
IE1.22	Ud	Fusible de 80 A para protección.	15.00
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	5.00
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	7.00

IE1.31	Ud	Local de 101.10 m ² para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 3) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	1
--------	----	--	---

5.3.3. Instalación eólica

Código	ud	Descripción	Cantidad
IEO1.1	Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.	5
IEO1.2	Ud	Torre de celosía cuatripata Autostop P-1250 para aerogenerador.	5
IEO1.3	Ud	Preparación de la base de los apoyos del aerogenerador de 2.7x1.8x1.8 m	5

5.3.4. Acumuladores

Código	ud	Descripción	Cantidad
IA1.3	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1410 de 24 V y 1410 Ah	15

5.3.5. Grupo electrógeno

Código	ud	Descripción	Cantidad
IG1.1	Ud	Grupo electrógeno HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	1.00

5.3.6. Seguridad y salud

Código	ud	Descripción	Cantidad
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	1.00
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.	1.00
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	1.00

**Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de
la red**

PRESUPUESTO

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

Índice del presupuesto

6. Presupuesto	273
6.1. Presupuesto unitario.....	273
6.1.1. Obra civil.....	273
6.1.2. Instalación eléctrica.....	273
6.1.3. Instalación solar fotovoltaica.....	276
6.1.4. Instalación eólica.....	276
6.1.5. Acumuladores.....	276
6.1.6. Grupo electrógeno.....	277
6.1.7. Seguridad y salud.....	277
6.2. Presupuesto descompuesto.....	278
6.2.1. Obra civil.....	278
6.2.2. Instalación eléctrica.....	283
6.2.3. Instalación solar fotovoltaica.....	301
6.2.4. Instalación eólica.....	303
6.2.5. Acumuladores.....	305
6.2.6. Grupo electrógeno.....	306
6.2.7. Seguridad y salud.....	307
6.3. Presupuesto compuesto.....	311
6.3.1. Hipótesis 1.....	311
6.3.1.1. Obra civil.....	311
6.3.1.2. Instalación eléctrica.....	311
6.3.1.3. Instalación solar fotovoltaica.....	314
6.3.1.4. Acumuladores.....	314
6.3.1.5. Grupo electrógeno.....	314
6.3.1.6. Seguridad y salud.....	314
6.3.2. Hipótesis 2.....	315
6.3.2.1. Obra civil.....	315
6.3.2.2. Instalación eléctrica.....	316
6.3.2.3. Instalación solar fotovoltaica.....	318
6.3.2.4. Instalación eólica.....	319
6.3.2.5. Acumuladores.....	319
6.3.2.6. Grupo electrógeno.....	319
6.3.2.7. Seguridad y salud.....	319
6.3.3. Hipótesis 3.....	321

6.3.3.1.	Obra civil.....	321
6.3.3.2.	Instalación eléctrica.....	321
6.3.3.3.	Instalación eólica.....	324
6.3.3.4.	Acumuladores	324
6.3.3.5.	Grupo electrógeno	324
6.3.3.6.	Seguridad y salud	324
6.4.	Resumen del presupuesto.....	326
6.4.1.	Hipótesis 1	326
6.4.2.	Hipótesis 2	327
6.4.3.	Hipótesis 3	328
6.5.	Resumen del presupuesto con ayudas.....	329
6.5.1.	Hipótesis 1	329
6.5.2.	Hipótesis 2	330
6.5.3.	Hipótesis 3	331

6. Presupuesto

6.1. Presupuesto unitario

6.1.1. Obra civil

Código	ud	Descripción	Precio €
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.71
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	11.21
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	3.79
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	3.84
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	5.40
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	94.86
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"	12.04
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	1.04

6.1.2. Instalación eléctrica

Código	ud	Descripción	Precio €
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	1.97
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.	3.32
IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	2.60
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	2.69
IE1.5	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 90 mm.	3.36
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	6.01
IE1.7	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 225 mm.	7.44
IE1.25	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 110 mm.	4.48
IE1.26	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 160 mm.	6.52

IE1.27	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 180 mm.	7.03
IE1.8	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	2.48
IE1.9	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	4.25
IE1.10	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	5.71
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	9.95
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	17.34
IE1.13	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 240 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	41.19
IE1.28	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 70 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la	13.47

		puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	
IE1.29	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 120 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	22.02
IE1.30	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 185 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	32.32
IE1.14	Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar, fijado a presión.	59.73
IE1.15	Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	140.30
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	203.28
IE1.17	Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III), curva C, 20 kA, tetrapolar, fijado a presión.	200.85
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	253.19
IE1.19	Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar, fijado a presión.	42.43
IE1.20	Ud	Fusible de 16 A para protección.	20.62
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	20.21
IE1.22	Ud	Fusible de 80 A para protección.	21.82
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	374.49
IE1.24	Ud	Local de 146.9 m ² para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 1) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	18375.34
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	19171.21

IE1.26	Ud	Local de 109.46 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 2) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	13958.70
IE1.31	Ud	Local de 101.10 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 3) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	12938.70

6.1.3. Instalación solar fotovoltaica

Código	ud	Descripción	Precio €
IS1.1	Ud	Módulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%	182.47
IS1.2	Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable cumpliendo la normativa vigente sobre elementos de una instalación solar fotovoltaica.	110.64

6.1.4. Instalación eólica

Código	ud	Descripción	Precio €
IEO1.1	Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.	34756.89
IEO1.2	Ud	Torre de celosía cuatripata Autostop P-1250 para aerogenerador.	5587.4
IEO1.3	Ud	Preparación de la base de los apoyos del aerogenerador de 2.7x1.8x1.8 m	57.62

6.1.5. Acumuladores

Código	ud	Descripción	Precio €
IA1.1	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 4100 de 24 V y 4100 Ah	15157.4
IA1.2	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1080 de 24 V y 1080 Ah	3832.29
IA1.3	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1410 de 24 V y 1410 Ah	5111.53

6.1.6. Grupo electrógeno

Código	ud	Descripción	Precio €
IG1.1	Ud	Grupo electrógeno HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	11743.11

6.1.7. Seguridad y salud

Código	ud	Descripción	Precio €
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	141.55
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.	1126.45
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	16.47

6.2. Presupuesto descompuesto

6.2.1. Obra civil

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.1		m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.			
M1	0.01	h	Retroexcavadora sobre neumáticos de 85 kW, con martillo rompedor.	66.28	0.66	
M2	0.005	h	Miniretrocargadora sobre neumáticos de 15 kW	41.76	0.21	
P1	0.045	h	Ayudante construcción obra civil.	17.90	0.81	
				Suma de la partida		1.68
				Costes indirectos...2%		0.03
				Total partida		1.71 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.2		m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.			
M3	0.227	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW	37.24	8.45	
P1	0.142	h	Ayudante construcción obra civil.	17.90	2.54	
				Suma de la partida		11.08
				Costes indirectos...2%		0.22
				Total partida		11.21 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.3		m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.			
MAT1	0.06	m3	Arena cribada	1.10	0.07	
M4	0.05	h	Apisonadora	55	2.75	
P1	0.05	h	Ayudante construcción obra civil.	17.90	0.90	
				Suma de la partida		3.72
				Costes indirectos...2%		0.07
				Total partida		3.79 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.4		m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.			
MAT1	0.10	m3	Arena cribada	1.10	0.11	
M4	0.05	h	Apisonadora	55	2.75	
P1	0.05	h	Ayudante construcción obra civil.	17.90	0.90	
				Suma de la partida		3.76
				Costes indirectos...2%		0.08
				Total partida		3.84 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.4		m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.			
MAT1	0.12	m3	Arena cribada	1.10	0.14	
M4	0.227	h	Compactador neumático autopropulsado	55	12.49	
P1	0.142	h	Ayudante construcción obra civil.	17.90	2.54	
				Suma de la partida		15.17
				Costes indirectos...2%		0.31
				Total partida		15.48 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.5		m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.			
M4	0.05	h	Compactador neumático autopropulsado	55	2.75	
P1	0.142	h	Ayudante construcción obra civil.	17.90	2.54	
				Suma de la partida		5.29
				Costes indirectos...2%		0.11
				Total partida		5.40 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.6		Ud	Transporte de tierras con contenedor.			
M5	1	Ud	Carga y cambio de contenedor de 7 m3, para recogida de tierras, colocado en obra a pie de carga, incluso servicio de entrega y alquiler.	93	93	
					Suma de la partida	93.00
					Costes indirectos...2%	1.86
					Total partida	94.86 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
OC1.7		m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"			
MAT2	7	kg	Mezcla seca, Compocem "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA", color gris, compuesta por ligante hidráulico, resinas sintéticas y cargas minerales	0.97	6.79	
M6	0.02	h	Extendidora asfáltica de cadenas, de 81 kW.	81.92	1.64	
M7	0.02	h	Rodillo vibrante tándem autopulsado, de 24.8 kW, de 2450 kg, anchura de trabajo 100 cm.	16.91	0.34	
M8	0.02	h	Compactador neumático autopulsado, de 12/22 t	59.35	1.19	
P2	0.05	h	Oficial 1ª construcción de obra civil	18.89	0.94	

P1	0.05	h	Ayudante construcción de obra civil.	17.90	0.90
				Suma de la partida	11.80
				Costes indirectos...2%	0.24
				Total partida	12.04 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
--------	----------	----	-------------	--------	----------	---------

OC1.8		m2	Adquisición del terreno			
M1	1	m2	Precio por m2 de terreno agrícola.	1.02	1.02	
				Suma de la partida	1.02	
				Costes indirectos...2%	0.02	
				Total partida	1.04 €	

6.2.2. *Instalación eléctrica*

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.1		m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.			
MAT3	1	m	PE de señalización de conductores subterráneos	1.36	1.36	
P4	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
					Suma de la partida	1.94
					Costes indirectos...2%	0.04
					Total partida	1.97 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.2		m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.			
MAT4	1	m	Placas PE para la protección de conductores subterráneos	2.10	2.10	
P4	0.1	h	Ayudante de electricista	11.50	1.15	
					Suma de la partida	3.25
					Costes indirectos...2%	0.07
					Total partida	3.32 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.3		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.			
MAT5	1	m	Tubo corrugado de PVC de 50 mm de diámetro.	1.26	1.26	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		2.55
				Costes indirectos...2%		0.05
				Total partida		2.60 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.4		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.			
MAT6	1	m	Tubo corrugado de PVC de 63 mm de diámetro.	1.35	1.35	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		2.64
				Costes indirectos...2%		0.05
				Total partida		2.69 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.5		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 90 mm.			
MAT7	1	m	Tubo corrugado de PVC de 90 mm de diámetro.	2.00	2.00	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		3.29
				Costes indirectos...2%		0.07
				Total partida		3.36 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.6		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.			
MAT8	1	m	Tubo corrugado de PVC de 140 mm de diámetro.	4.60	4.60	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		5.89
				Costes indirectos...2%		0.12
				Total partida		6.01 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.7		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 225 mm.			
MAT9	1	m	Tubo corrugado de PVC de 225 mm de diámetro.	6.00	6.00	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		7.29
				Costes indirectos...2%		0.15
				Total partida		7.44 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.25		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 110 mm.			
MAT57	1	m	Tubo corrugado de PVC de 110 mm de diámetro.	3.10	3.10	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		4.39
				Costes indirectos...2%		0.09
				Total partida		4.48 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.26		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 160 mm.			
MAT58	1	m	Tubo corrugado de PVC de 160 mm de diámetro.	5.10	5.10	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		6.39
				Costes indirectos...2%		0.13
				Total partida		6.52 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.25		m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 180 mm.			
MAT59	1	m	Tubo corrugado de PVC de 180 mm de diámetro.	5.60	5.60	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		6.89
				Costes indirectos...2%		0.14
				Total partida		7.03 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.8		m				

<p>Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.</p>						
MAT10	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm ²	1.14	1.14	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
					Suma de la partida	2.43
					Costes indirectos...2%	0.05
					Total partida	2.48 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
--------	----------	----	-------------	--------	----------	---------

<p>Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.</p>						
IE1.9		m				
MAT11	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm ²	2.88	2.88	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	

P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58
				Suma de la partida	4.17
				Costes indirectos...2%	0.08
				Total partida	4.25 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
--------	----------	----	-------------	--------	----------	---------

IE1.10		m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			
MAT12	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm ²	4.31	4.31	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida	5.60	
				Costes indirectos...2%	0.11	
				Total partida	5.71 €	

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.11		m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			
MAT13	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ²	8.46	8.46	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		9.75
				Costes indirectos...2%		0.20
				Total partida		9.95 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.12		m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			
MAT14	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ²	15.71	15.71	

P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58
				Suma de la partida	17.00
				Costes indirectos...2%	<u>0.34</u>
				Total partida	17.34 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
---------------	-----------------	-----------	--------------------	---------------	-----------------	----------------

IE1.13	m		Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 240 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abracadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			
MAT15	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 240 mm ²	39.09	39.09	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida	40.38	
				Costes indirectos...2%	<u>0.81</u>	
				Total partida	41.19 €	

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.28		m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 70 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			
MAT60	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 70 mm ²	11.92	11.92	
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71	
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58	
				Suma de la partida		13.21
				Costes indirectos...2%		0.26
				Total partida		13.47 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.29		m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 120 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			

MAT61	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 120 mm ²	20.30	20.30
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58
Suma de la partida					21.59
Costes indirectos...2%					0.43
Total partida					22.02 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
---------------	-----------------	-----------	--------------------	---------------	-----------------	----------------

IE1.30		m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 185 mm². Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.		
MAT62	1	m	Cable unipolar de cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 185 mm ²	30.40	30.40
P2	0.05	h	Oficial 1r electricista	14.20	0.71
P3	0.05	h	Ayudante de electricista	11.50	0.58
Suma de la partida					31.69
Costes indirectos...2%					0.63
Total partida					32.32 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.14		Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar, fijado a presión.			
MAT16	1	Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar.	55.01	55.01	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
					Suma de la partida	58.56
					Costes indirectos...2%	1.17
					Total partida	59.73

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.15		Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.			
MAT17	1	Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar.	134.00	134.00	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
					Suma de la partida	137.55
					Costes indirectos...2%	2.75
					Total partida	140.30

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.16		Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.			
MAT18	1	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar.	190.05	190.05	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
					Suma de la partida	193.60
					Costes indirectos...2%	9.68
					Total partida	203.28

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.17		Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III), curva C, 20 kA, tetrapolar, fijado a presión.			
MAT19	1	Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III) curva C, 20 kA, tetrapolar	193.36	193.36	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
					Suma de la partida	196.91
					Costes indirectos...2%	3.94
					Total partida	200.85

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.18		Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.			
MAT20	1	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III) curva C, 25 kA, tetrapolar	237.58	237.58	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
					Suma de la partida	241.13
					Costes indirectos...2%	12.06
					Total partida	253.19

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.19		Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar, fijado a presión.			
MAT21	1	Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar	38.05	38.05	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
					Suma de la partida	41.60
					Costes indirectos...2%	0.83
					Total partida	42.43

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.20		Ud	Fusible de 16 A para protección.			

MAT22	1	Ud	Fusible de 16 A	1.07	1.07
MAT23	1	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos	15.60	15.60
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55
				Suma de la partida	20.22
				Costes indirectos...2%	0.40
				Total partida	20.62

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
--------	----------	----	-------------	--------	----------	---------

IE1.21		Ud	Fusible de 30 A para protección.			
MAT24	1	Ud	Fusible de 30 A	2.15	2.15	
MAT23	1	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos	15.60	15.60	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
				Suma de la partida	21.30	
				Costes indirectos...2%	0.43	
				Total partida	21.73	

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
--------	----------	----	-------------	--------	----------	---------

IE1.22		Ud	Fusible de 80 A para protección.			
MAT24	1	Ud	Fusible de 80 A	2.24	2.24	

MAT25	1	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos	15.60	15.60
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55
				Suma de la partida	21.39
				Costes indirectos...2%	0.43
				Total partida	21.82

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
---------------	-----------------	-----------	--------------------	---------------	-----------------	----------------

IE1.23		Ud	Toma de tierra con picas.			
MAT26	6	Ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 14 mm de diámetro y 2.5 m de longitud.	18	108	
MAT27	30	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	2.81	84.30	
MAT28	6	Ud	Grapa abarcón para conexión de pica	1	6	
MAT29	2	Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300 x 300 mm, con tapa de registro	74	148	
MAT30	1	Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	6	6	
MAT31	1	Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	3.5	3.5	
MAT32	1	Ud	Material auxiliar para instalaciones de puestas a tierra.	1.15	1.15	
P1	0.05	h	Ayudante construcción de obra civil.	17.90	0.90	

P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55
P3	0.5	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75
				Suma de la partida	367.15
				Costes indirectos...2%	<u>7.34</u>
				Total partida	374.49

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
---------------	-----------------	-----------	--------------------	---------------	-----------------	----------------

IE1.24		Ud	Local de 146.9 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 1) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.			
MAT33	1	Ud	Local con una superficie de 146.9 m2 (7.58x19.38 m). Paredes de hormigón de 30 cm de espesor.	15000	15000	
P4	168	h	Ayudante construcción de obra.	17.90	3007.2	
				Suma de la partida	18007.2	
				Costes indirectos...2%	<u>360.14</u>	
				Total partida	18375.34	

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.25		Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.			
MAT34	1	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW.	18786	18786	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	3.55	
P3	0.5	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
				Suma de la partida		18795.3
				Costes indirectos...2%		375.91
				Total partida		19171.21

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.24		Ud	Local de 109.46 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 2) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.			
MAT55	1	Ud	Local con una superficie de 109.46 m2 (6.39x17.13 m). Paredes de hormigón de 30 cm de espesor.	11000	11000	
P4	150	h	Ayudante construcción de obra.	17.90	2685.00	
				Suma de la partida		13685.00
				Costes indirectos...2%		273.70
				Total partida		13958.70

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IE1.31		Ud	Local de 101.10 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 3) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.			
MAT55	1	Ud	Local con una superficie de 101.10 m2 (6.7x15.09 m). Paredes de hormigón de 30 cm de espesor.	10000	10000	
P4	150	h	Ayudante construcción de obra.	17.90	2685.00	
					Suma de la partida	12685.00
					Costes indirectos...2%	253.70
					Total partida	12938.70

6.2.3. Instalación solar fotovoltaica

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IS1.1		Ud	Módulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%			
MAT35	1	Ud	Modulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%. Incluye tornillería.	166.04	166.04	
P4	0.5	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
P5	0.5	h	Oficial 1r electricista	14.20	7.1	

Suma de la partida	178.89
Costes indirectos...2%	3.58
Total partida	182.47

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
--------	----------	----	-------------	--------	----------	---------

IS1.2		Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable cumpliendo la normativa vigente sobre elementos de una instalación solar fotovoltaica.			
MAT36	1	Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable con una inclinación de 20°. Incluye tornillería.	95.62	95.62	
P2	0.5	h	Oficial 1r electricista	14.20	7.1	
P3	0.5	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
				Suma de la partida	108.47	
				Costes indirectos...2%	2.17	
				Total partida	110.64	

6.2.4. Instalación eólica

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IEO1.1		Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.			
MAT37	1	Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.	33915.80	33915.80	
M6	2	h	Maquinaria de instalación	55	110	
P5	2	h	Técnico instalador	24.79	49.58	
				Suma de la partida		34075.38
				Costes indirectos...2%		681.51
				Total partida		34756.89

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IEO1.2		Ud	Torre de celosía cuatriparta Autostop P-1250 para aerogenerador.			
MAT38	1	Ud	Torre de celosía cuatriparta Autostop P-1250 para aerogenerador de una altura de 30 m	5398.05	5398.05	
M6	1	h	Maquinaria de instalación	55	55	
P5	1	h	Técnico instalador	24.79	24.79	
				Suma de la partida		5477.84
				Costes indirectos...2%		109.56
				Total partida		5587.4

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IEO1.3		Ud	Preparación de la base de los apoyos del aerogenerador de 2.7x1.8x1.8 m			
MAT39	8.75	m3	Hormigón HM_20	3.33	29.14	
P1	1	h	Ayudante construcción de obra civil.	17.90	17.90	
P6	0.5	h	Oficial 1ª construcción de obra civil	18.89	9.45	
				Suma de la partida	56.49	
				Costes indirectos...2%	1.13	
				Total partida	57.62 €	

6.2.5. Acumuladores

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IA1.1		Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 4100 de 24 V y 4100 Ah			
MAT40	1	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 4100 de 24 V y 4100 Ah	14847.35	14847.35	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	7.1	
P3	0.25	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
					Suma de la partida	14860.2
					Costes indirectos...2%	297.20
					Total partida	15157.4 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IA1.2		Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1080 de 24 V y 1080 Ah			
MAT54	1	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1080 de 24 V y 1080 Ah	3744.30	3744.30	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	7.1	
P3	0.25	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
					Suma de la partida	3757.15
					Costes indirectos...2%	75.14
					Total partida	3832.29 €

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IA1.3		Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1410 de 24 V y 1410 Ah			
MAT56	1	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1410 de 24 V y 1410 Ah	4998.45	4998.45	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	7.1	
P3	0.25	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
				Suma de la partida		5011.3
				Costes indirectos...2%		100.23
				Total partida		5111.53
						€

6.2.6. Grupo electrógeno

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
IG1.1		Ud	Grupo electrógeno HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA			
MAT41	1	Ud	Grupo electrógeno diesel de 120 kVA HIMOINSA	11500	11500	
P2	0.25	h	Oficial 1r electricista	14.20	7.1	
P3	0.25	h	Ayudante de electricista	11.50	5.75	
				Suma de la partida		11512.85
				Costes indirectos...2%		230.26
				Total partida		11743.11

6.2.7. Seguridad y salud

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
ISS1.1		Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.			
MAT42	7	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco.	1.6	11.20	
MAT43	6	Ud	Sujeción de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar y grapas de sujeción de cadena de delimitación	21	126.00	
P7	0.01	h	Peón de seguridad y salud	14.25	1.42	
				Suma de la partida		138.62
				Costes indirectos...2%		2.78
				Total partida		141.55

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
ISS1.2		Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio			

apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.				
MAT44	3	Ud	Casco aislante eléctrico hasta 1000V de corriente alterna o 1500V de corriente continua, EPI de categoría 3, según UNE-EN 50365, cumpliendo todos los requisitos de seguridad según el R.D. 1407/1992	11.98 35.94
MAT45	3	Ud	Ropa de trabajo con capucha de protección para trabajos en instalaciones de baja tensión, EPI de categoría 3, según UNE-EN 50286 y UNE-EN 340, cumpliendo todos los requisitos de seguridad según el R.D. 1407/1992	120.28 360.84
MAT46	3	Ud	Par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, EPI de categoría 3, según UNE-EN 420 y UNE-EN 60903, cumpliendo todos los requisitos de seguridad según el R.D. 1407/1992	41.56 124.68
MAT47	3	Ud	Par de zapatos de seguridad, con puntera resistente a un impacto de hasta 200 J y una compresión de hasta 15 kN, con resistencia a resbalones, aislante, EPI de categoría 3, según UNE-EN 20344, UNE-EN 50321 y UNE eN ISO 20345, cumpliendo todos los requisitos de seguridad según el RD 1407/1992	175.25 525.75
MAT48	3	Ud	Faja de protección lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro, EPI de categoría 3,	19.05 57.15

según UNE-EN 340, cumpliendo todos los requisitos de seguridad según el R.D. 1407/1992		
	Suma de la partida	1104.36
	Costes indirectos...2%	22.09
	Total partida	1126.45

Código	Cantidad	ud	Descripción	Precio	Subtotal	Importe
ISS1.3		Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.			
MAT49	1	Ud	Cartel general indicativo de riesgos de PVC serigrafiado, de 990x670 mm, con 6 orificios de fijación.	10.75	10.75	
MAT50	6	Ud	Brida de nylon de 4,8x200 mm.	0.03	0.18	
MAT51	10		Cinta de señalización de material plástico de 8 cm de amplitud y 0,05 mm de espesor, impresa por las dos caras en franjas de color amarillo y negro.	0.1	1	
MAT52	4		Acero en barras de diferentes diámetros, UNE-EN 10080 B 500 S, suministrado en obra en barras sin elaborar.	0.62	2.48	
MAT53	4		Tapón protector de PVC de color rojo para protección de los extremos de la armadura.	0.08	0.32	

P7	0.01	h	Peón de seguridad y salud	14.25	1.42
				Suma de la partida	16.15
				Costes indirectos...2%	0.32
				Total partida	16.47

6.3. Presupuesto compuesto**6.3.1. Hipótesis 1***6.3.1.1. Obra civil*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.140	1.71	1.94
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	211.07	11.21	2366.10
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	439.60	3.79	1666.08
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	439.60	3.84	1688.06
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	439.60	5.40	2738.4
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	1.00	94.86	94.86
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"	10.08	12.04	121.36
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	4398.00	1.04	4573.92
TOTAL OBRA CIVIL					12886.16

6.3.1.2. Instalación eléctrica

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	439.60	1.97	866.01
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido	439.60	3.32	1459.47

		longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.			
IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	345.20	2.60	897.52
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	32.40	2.69	87.16
IE1.5	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 90 mm.	36.00	3.36	129.60
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	36.00	6.01	216.36
IE1.8	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	1035.92	2.48	2569.08
IE1.9	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	36.00	4.25	153.00
IE1.10	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	108.00	5.71	616.68
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50	41.00	9.95	407.95

		mm2. Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.			
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm2. Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	123.00	17.34	2132.82
IE1.14	Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar, fijado a presión.	10.00	59.73	597.30
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00	203.28	609.84
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00	253.19	759.57
IE1.19	Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar, fijado a presión.	1.00	42.43	42.43
IE1.20	Ud	Fusible de 16 A para protección.	10.00	20.62	206.20
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	2.00	20.21	40.42
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	1.00	374.49	374.49
IE1.24	Ud	Local de 146.9 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 1) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	1.00	18375.34	18375.34
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo	2.00	19171.21	38342.42

fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	
TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA	68883.56

6.3.1.3. *Instalación solar fotovoltaica*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IS1.1	Ud	Módulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%	150	182.47	27370.50
IS1.2	Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable cumpliendo la normativa vigente sobre elementos de una instalación solar fotovoltaica.	150	110.64	16596.00
TOTAL INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA					43966.50

6.3.1.4. *Acumuladores*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IA1.1	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 4100 de 24 V y 4100 Ah	15	15157.4	227361.00
TOTAL ACUMULADORES					227361.00

6.3.1.5. *Grupo electrógeno*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IG1.1	Ud	Grupo electrógeno HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	1	11743.11	11743.11
TOTAL GRUPO ELECTRÓGENO					11743.11

6.3.1.6. *Seguridad y salud*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	1	141.55	141.55
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de	1	1126.45	1126.45

		guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.			
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	1	16.47	16.47
TOTAL SEGURIDAD Y SALUD					1284.47

6.3.2. Hipótesis 2

6.3.2.1. Obra civil

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.140	1.71	1.94
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	474.59	11.21	5320.16
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	978.73	3.79	3709.39
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	978.73	3.84	3797.47
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	978.73	5.40	5285.14
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	1.00	94.86	94.86
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"	10.08	12.04	121.36
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	4898.00	1.04	5093.92
TOTAL OBRA CIVIL					14523.85

6.3.2.2. *Instalación eléctrica*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	988.73	1.97	1947.80
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.	988.73	3.32	3282.58
IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	222.78	2.60	579.23
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	5	2.69	13.45
IE1.5	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 90 mm.	36	3.36	120.96
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	36	6.01	216.36
IE1.7	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 225 mm.	683.95	7.44	5088.59
IE1.8	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 6 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	275.75	2.48	683.86
IE1.9	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 16 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	36.00	4.25	153.00

IE1.10	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 25 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	108.00	5.71	616.68
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	41.00	9.95	407.95
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	123.00	17.34	2132.82
IE1.13	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 240 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	718.15	41.19	29580.60
IE1.14	Ud	Interruptor diferencial de 16 A (III) con sensibilidad de 30 mA, bipolar, fijado a presión.	6.00	59.73	358.38

IE1.15	Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	2.00	140.30	140.30
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00	203.28	609.84
IE1.17	Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III), curva C, 20 kA, tetrapolar, fijado a presión.	2.00	200.85	401.7
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00	253.19	759.57
IE1.19	Ud	Limitador de sobretensiones transitorias Tipo 2 hasta 1000 V DC, bipolar, fijado a presión.	1.00	42.43	42.43
IE1.20	Ud	Fusible de 16 A para protección.	6.00	20.62	123.72
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	2.00	20.21	40.42
IE1.22	Ud	Fusible de 80 A para protección.	6.00	21.82	130.92
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	3.00	374.49	1123.47
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	3.00	19171.21	57513.63
IE1.26	Ud	Local de 109.46 m2 para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 2) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.	1.00	13958.70	13958.70
TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA					120029.96

6.3.2.3. *Instalación solar fotovoltaica*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IS1.1	Ud	Módulo solar ERA ESPHSC de potencia de 450 Wp, 144 celdas de silicio monocristalino y una eficiencia del 20.7%	90	182.47	16422.30
IS1.2	Ud	Montura del módulo solar de acero inoxidable cumpliendo la normativa vigente sobre elementos de una instalación solar fotovoltaica.	90	110.64	9957.60

TOTAL INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA				26379.90
---	--	--	--	-----------------

6.3.2.4. *Instalación eólica*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IEO1.1	Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.	2	34756.89	69513.78
IEO1.2	Ud	Torre de celosía cuatripata Autostop P-1250 para aerogenerador.	2	5587.4	11174.80
IEO1.3	Ud	Preparación de la base de los apoyos del aerogenerador de 2.7x1.8x1.8 m	2	57.62	115.24
TOTAL INSTALACIÓN EÓLICA				80803.82	

6.3.2.5. *Acumuladores*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IA1.2	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1080 de 24 V y 1080 Ah	30	3832.29	114968.7
TOTAL ACUMULADORES				114968.7	

6.3.2.6. *Grupo eléctrico*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IG1.1	Ud	Grupo eléctrico HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	1	11743.11	11743.11
TOTAL GRUPO ELECTRÓGENO				11743.11	

6.3.2.7. *Seguridad y salud*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	1	141.55	141.55
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja	1	1126.45	1126.45

		lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.			
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	1	16.47	16.47
TOTAL SEGURIDAD Y SALUD					1284.47

6.3.3. Hipótesis 3**6.3.3.1. Obra civil**

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
OC1.1	m3	Demolición de pavimento de aglomerado asfáltico.	1.140	1.71	1.94
OC1.2	m3	Excavación de las zanjas, con medios mecánicos.	584.30	11.21	6550,00
OC1.3	m	Arena cribada. Acondicionamiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde la base de la zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	1217.29	3.79	4613.53
OC1.4	m	Arena cribada. Cubrimiento de la zanja con arena cribada hasta una altura de 10 cm desde el centro del tubo corrugado. Zanja de 0.8 x 0.6 m y su debido apisonamiento.	1217.29	3.84	4674.39
OC1.5	m	Tapado de la rasa. Cubrimiento de la zanja con la tierra retirada en la excavación, en capas de 15 cm de espesor, dándole la humedad necesaria a las tierras para obtener una compactación igual o superior al 95%.	1217.29	5.40	6573.37
OC1.6	Ud	Transporte de tierras con contenedor.	1.00	94.86	94.86
OC1.7	m2	Capa de rodadura de alta resistencia, sistema "COMPOSAN INDUSTRIAL Y TECNOLOGIA"	10.08	12.04	121.36
OC1.8	m2	Adquisición de terreno	500.00	1.04	520.00
TOTAL OBRA CIVIL					23149.45

6.3.3.2. Instalación eléctrica

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IE1.1	m	Suministro, distribución y colocación de cinta PE de señalización de conductores subterráneos en el interior de la zanja.	1217.29	1.97	2398.06
IE1.2	m	Suministro, distribución y colocación en zanja de 1 metro lineal de placas PE para la protección de conductores subterráneos. Las placas estarán ensambladas entre ellas en el sentido longitudinal, utilizándose placas de 1m de longitud.	1217.29	3.32	4041.40

IE1.3	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 50 mm.	5	2.60	13
IE1.4	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 63 mm.	5	2.69	13.45
IE1.6	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 140 mm.	603.01	6.01	3624.09
IE1.25	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 110 mm.	68.11	4.48	305.13
IE1.26	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 160 mm.	305.7	6.52	1993.16
IE1.27	m	Colocación de tubo corrugado PVC de diámetro 180 mm.	546.17	7.03	3839.58
IE1.11	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 50 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	377.22	9.95	3753.34
IE1.12	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 95 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	1868.64	17.34	32402.22
IE1.28	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 70 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	305.70	13.47	4117.78

IE1.29	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 120 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	917.1	22.02	20194.54
IE1.30	m	Suministro y extensión en la zanja de cable unipolar de Cobre 0.6/1 kV con aislamiento de XLPE de sección 185 mm ² . Se comprende la disposición de los medios para la puesta y descarga de la bobina con grúa, sobre un eje que facilite su suministro. Incluye suministro y colocación de abrazadera de manera que las fases de un mismo circuito quedan unidas en el interior de la zanja.	1720.44	32.32	55604.62
IE1.15	Ud	Interruptor diferencial de 100 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	5.00	140.30	701.5
IE1.16	Ud	Interruptor diferencial de 125 A (III) con sensibilidad de 30 mA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00	203.28	609.84
IE1.17	Ud	Interruptor magnetotérmico de 80 A (III), curva C, 20 kA, tetrapolar, fijado a presión.	5.00	200.85	1004.25
IE1.18	Ud	Interruptor magnetotérmico de 100 A (III), curva C, 25 kA, tetrapolar, fijado a presión.	3.00	253.19	759.57
IE1.21	Ud	Fusible de 30 A para protección.	2.00	20.21	40.42
IE1.22	Ud	Fusible de 80 A para protección.	15.00	21.82	327.3
IE1.23	Ud	Toma de tierra con picas.	5.00	374.49	1872.45
IE1.25	Ud	Sistema modular INGECON Hybrid MS 30 kW. Incorpora módulo fotovoltaico, módulo eólico, módulo de carga de baterías e módulo inversor.	7.00	19171.21	134198.47
IE1.31	Ud	Local de 101.10 m ² para baterías grupo electrógeno y sistema modular. (Hipótesis 3) Local dividido en 2 subespacios, con los anclajes	1	12938.70	12938.70

		pertinentes para la instalación de baterías, grupo electrógeno y sistema modular. Incorpora una puerta y 2 aberturas de ventilación.			
--	--	--	--	--	--

TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA				284752.87
------------------------------------	--	--	--	------------------

6.3.3.3. *Instalación eólica*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IEO1.1	Ud	Aerogenerador E-60 de 60 kW de eje horizontal.	5	34756.89	173784.45
IEO1.2	Ud	Torre de celosía cuatripata Autostop P-1250 para aerogenerador.	5	5587.4	27937
IEO1.3	Ud	Preparación de la base de los apoyos del aerogenerador de 2.7x1.8x1.8 m	5	57.62	288.1
TOTAL INSTALACIÓN EÓLICA				202009.55	

6.3.3.4. *Acumuladores*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IA1.3	Ud	Baterías Monobloc Tudor Exide Classic OPzS Solar 1410 de 24 V y 1410 Ah	15	5111.53	76672.95
TOTAL ACUMULADORES				76672.95	

6.3.3.5. *Grupo electrógeno*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
IG1.1	Ud	Grupo electrógeno HFW-125 T5 HIMOINSA de 120 kVA	1	11743.11	11743.11
TOTAL GRUPO ELECTRÓGENO				11743.11	

6.3.3.6. *Seguridad y salud*

Código	ud	Descripción	Q	Precio €	TOTAL €
ISS1.1	Ud	Cadena de delimitación de zona de peligro con salientes de polietileno de alta densidad, de 53x21x6 mm de diámetro, color rojo y blanco, sujeta cada 3 metros con sujeciones de PVC, de 90 cm de altura y 50 mm de diámetro, color rojo y blanco, con base para poder rellenar.	1	141.55	141.55
ISS1.2	Ud	Equipos de protección individual necesarios para la instalación, entre los que encontramos: casco aislante eléctrico, ropa de trabajo con capucha de protección en	1	1126.45	1126.45

		instalaciones de baja tensión, par de guantes para trabajos eléctricos de baja tensión, par de zapatos de seguridad y faja lumbar con amplio apoyo abdominal y sujeción regulable mediante velcro.			
ISS1.3	Ud	Señalización provisional de obras. Se incluye un cartel general indicativo de riesgos de PVC, abrazadera de nylon, cinta de señalización de plástico, barra de acero de diferentes diámetros y tapón protector de PVC para la protección de los extremos de la armadura.	1	16.47	16.47
<hr/>					
TOTAL SEGURIDAD Y SALUD					1284.47

6.4. Resumen del presupuesto**6.4.1. Hipótesis 1**

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	12886.16	3.52
2	Instalación eléctrica	68883.56	18.81
3	Instalación solar fotovoltaica	43966.50	12.01
4	Acumuladores	227361.00	62.10
5	Grupo electrógeno	11743.11	3.21
6	Seguridad y salud	1284.47	0.35
Total ejecución y material		366124.80 €	
13.00	% Gastos generales	47596.22	
6.00	% Beneficio industrial	21967.49	
Total presupuesto contratado		435688.52 €	
21.00	% IVA	91494.59	
Total presupuesto general		527183.10 €	

El presupuesto sube a QUINIENTOS VEINTISIETE MIL CIENTO OCHENTA Y TRES EUROS con DIEZ CÉNTIMOS.

6.4.2. Hipótesis 2

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	14532.85	3.93
2	Instalación eléctrica	120029.96	32.46
3	Instalación solar fotovoltaica	26379.90	7.13
4	Instalación eólica	80803.82	21.85
5	Acumuladores	114968.7	31.09
6	Grupo electrógeno	11743.11	3.18
7	Seguridad y salud	1284.47	0.35
Total ejecución y material		369742.81 €	
13.00	% Gastos generales	48066.56	
6.00	% Beneficio industrial	22184.57	
Total presupuesto contratado		439993.94 €	
21.00	% IVA	92398.73	
Total presupuesto general		532392.67 €	

El presupuesto sube a QUINIENTOS TREINTA Y DOS MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y DOS EUROS con SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

6.4.3. Hipótesis 3

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	23149.45	3.86
2	Instalación eléctrica	284752.87	47.49
3	Instalación eólica	202009.55	33.69
4	Acumuladores	76672.95	12.79
5	Grupo electrógeno	11743.11	1.96
6	Seguridad y salud	1284.47	0.21
Total ejecución y material		599612.40 €	
13.00	% Gastos generales	77949.61	
6.00	% Beneficio industrial	35976.74	
Total presupuesto contratado		713538.76 €	
21.00	% IVA	149843.14	
Total presupuesto general		863381.89 €	

El presupuesto sube a OCHOCIENTOS SESENTA Y TRES MIL TRESCIENTOS OCHENA Y UN EUROS con OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

6.5. Resumen del presupuesto con ayudas

El gobierno de España proporcionará ayudas a las instalaciones de energías renovables y acumuladores. Por tanto dependiendo del tipo de instalación, corresponderá un porcentaje. En el caso de esta instalación, al ser de más de 10 kW, se dispone de los siguientes porcentajes [14]:

- Energía solar fotovoltaica: 15%
- Energía eólica: 20%
- Almacenamiento en baterías: 45%

Se recalculará el presupuesto utilizando los descuentos ofrecidos por el gobierno.

6.5.1. Hipótesis 1

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	12886.16	5.01
2	Instalación eléctrica	68883.56	26.78
3	Instalación solar fotovoltaica (15% de ayuda)	37371.53	14.53
4	Acumuladores (45% de ayuda)	125048.55	48.62
5	Grupo electrógeno	11743.11	4.57
6	Seguridad y salud	1284.47	0.50
Total ejecución y material		257217.38 €	
13.00	% Gastos generales	33438.26	
6.00	% Beneficio industrial	15433.04	
Total presupuesto contratado		306088.68 €	
21.00	% IVA	64278.62	
Total presupuesto general		370367.30 €	

**El presupuesto sube a TRESCIENTOS SETENTA MIL TRESCIENTOS
SESENTA Y SIETE EUROS con TREINTA CÉNTIMOS**

6.5.2. Hipótesis 2

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	14532.85	4.84
2	Instalación eléctrica	120029.96	39.94
3	Instalación solar fotovoltaica (15% de ayuda)	25060.91	8.34
4	Instalación eólica (20% de ayuda)	64643.06	21.51
5	Acumuladores (45% de ayuda)	63232.79	21.04
6	Grupo electrógeno	11743.11	3.91
7	Seguridad y salud	1284.47	0.43
Total ejecución y material		300527.14 €	
13.00	% Gastos generales	39068.53	
6.00	% Beneficio industrial	18031.63	
Total presupuesto contratado		357627.29 €	
21.00	% IVA	75101.73	
Total presupuesto general		432729.02 €	

El presupuesto sube a CUATROCIENTOS TREINTA Y DOS MIL SETECIENTOS VEINTINUEVE EUROS con DOS CÉNTIMOS

6.5.3. Hipótesis 3

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	Obra civil	23149.45	4.41
2	Instalación eléctrica	284752.87	54.27
3	Instalación eólica (20% de ayuda)	161607.64	30.80
4	Acumuladores (45% de ayuda)	42170.12	8.04
5	Grupo electrógeno	11743.11	2.24
6	Seguridad y salud	1284.47	0.24
Total ejecución y material		524707.66 €	
13.00	% Gastos generales	68212.00	
6.00	% Beneficio industrial	31482.46	
Total presupuesto contratado		624402.12 €	
21.00	% IVA	121124.22	
Total presupuesto general		755526.56 €	

El presupuesto sube a SETECIENTOS CINCUENTA Y CINCO MIL QUINIENTOS VEINTISEIS EUROS con CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS

Diseño del suministro de energía eléctrica para un camping aislado de la red

FACTURAS, CATÁLOGOS E INFORMACIÓN TÉCNICA

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2021

**DADES DEL CONTRACTE**

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NLOF

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energía S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2020
 (renovació anual automàtica)

**DETALL DE LA FACTURA**

Facturació potència període 1	41,65 kW x 24 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	111,24 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 24 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	66,74 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 24 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	44,49 €
Consum P1	281 kWh x 0,112828 EUR/KWH	31,70 €
Consum P2	736 kWh x 0,093935 EUR/KWH	69,14 €
Consum P3	418 kWh x 0,071314 EUR/KWH	29,81 €
C/A energia concessió	1.435 kWh x -0,091045 Eur/kWh	-130,65 €
* Impost electricitat	335,31 Eur x 5,11269632 %	17,14 €
Lloguer equips de mesura i control		8,50 €

Import total		248,11 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 360,95	75,80 €

TOTAL IMPORT FACTURA **323,91 €**

***CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE**

Aux consum P1 PVPC	281 kWh x 0,079984 EUR/KWH	22,48 €
Aux consum P2 PVPC	736 kWh x 0,073797 EUR/KWH	54,31 €
Aux consum P3 PVPC	418 kWh x 0,065892 EUR/KWH	27,54 €
Aux potència P1 PVPC	41,65 kW x 24 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	114,07 €
Aux potència P2 PVPC	41,65 kW x 24 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	69,58 €
Aux potència P3 PVPC	41,65 kW x 24 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	47,33 €

A petició de l'Agència Tributària des del 01/01/2020 es modifica el càlcul de la Base Imposable dels impostos del Terme d'Energia i Terme de Potència sobre la base del preu PVPC.

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 239,26 € (222,78 € per potència, 16,48 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TEC/1258/2019 (BOE 28-12-2019).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

**LECTURES**

	31/12/2019	24/01/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	21.927	22.100	1	0	173
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	70.010	70.456	1	0	446
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	33.758	34.006	1	0	248
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	10.670	10.778	1	0	108
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	32.990	33.280	1	0	290
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	16.303	16.473	1	0	170
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	6.770	6.770	1	0	0
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	18.842	18.842	1	0	0
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	7.576	7.576	1	0	0
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.070	3.070	1	0	0
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.392	8.392	1	0	0
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.416	3.416	1	0	0
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		41,650	1		41,650
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		41,650	1		41,650
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		41,650	1		41,650
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		41,650	1		41,650
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		41,650	1		41,650
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		41,650	1		41,650

**POTÈNCIA I ENERGIA**

A efectos de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	281	281	
Pla	736	736	
Vall	418	418	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	0	1,00	0
Pla	0	1,00	0
Vall	0	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	41,650	41,650
Pla	49,000	41,650	41,650
Vall	49,000	41,650	41,650

**ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES**

800760266 (tlf. gratuït)
www.endesaclientes.com
atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)

IMPORT FACTURA: 460,61 €

Núm. de factura: PMR001N0315841

Referència: 999366273230/1479

Data emissió factura: **27/07/2020**

Data de càrrec: **03/08/2020**

Període facturació: del 24/01/2020 al 29/02/2020 (36 dies)

Endesa Energía, S.A.U.
CIF A81948077.
C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA I DADES DE PAGAMENT

Potència	333,70 €
Energia	0,02 €
Altres	12,74 €
Impostos	114,15 €
Total	460,61 €

(Detall de la factura al revers)

Forma de pagament: Domiciliació bancària

Núm Compte corrent: 2100 2743 89 02000****

Iban: ES35210027438902000****

CAJA DE AH. Y PENSIONES DE BAR

Codi Mandat: E00020700062245400050001

Versió: 0003

El seu pagament es justifica amb el corresponent apunt bancari

INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

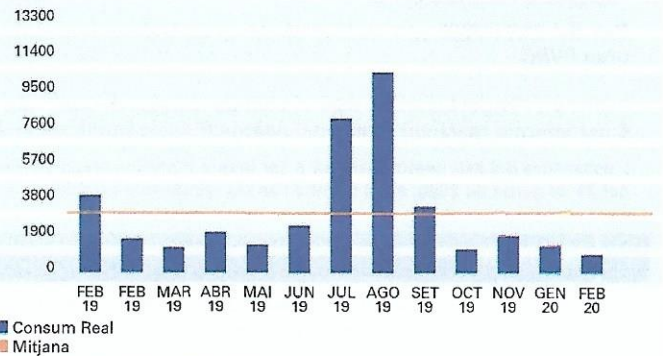
De 24/01/2020 a 29/02/2020 (36 dies)

Consum punta	272,000 kWh
Consum llano	322,000 kWh
Consum valle	384,000 kWh
Consum total	978,000 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh

Evolució del consum



Cost en aquesta factura 12,80 €/dia
Cost últims 14 mesos 15,85 €/dia
Consum últim any 37.429 kWh

COMPTABILITZAT

DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)

DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 5 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	23,17 €
Facturació potència període 1	41,65 kW x 31 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	143,68 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 5 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	13,90 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 31 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	86,21 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 5 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	9,27 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 31 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	57,47 €
Consum P1	38 kWh x 0,112828 EUR/KWH	4,29 €
Consum P1	234 kWh x 0,112857 EUR/KWH	26,41 €
Consum P2	45 kWh x 0,093935 EUR/KWH	4,23 €
Consum P2	277 kWh x 0,093964 EUR/KWH	26,03 €
Consum P3	53 kWh x 0,071314 EUR/KWH	3,78 €
Consum P3	331 kWh x 0,071343 EUR/KWH	23,61 €
C/A energia concessió	978 kWh x -0,090317 Eur/kWh	-88,33 €
* Impost electricitat	410,04 Eur x 5,11269632 %	20,96 €
Lloguer equips de mesura i control		12,74 €
Total Base Imposable		367,42 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 443,74	93,19 €

TOTAL IMPORT FACTURA

460,61 €

*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE

Facturació Consum Bl P1	272 kWh x 0,072577 EUR/KWH	19,74 €
Facturació Consum Bl P2	322 kWh x 0,06639 EUR/KWH	21,38 €
Facturació Consum Bl P3	384 kWh x 0,058485 EUR/KWH	22,46 €
Facturació Potència Bl P1	41,65 kW x 36 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	171,10 €
Facturació Potència Bl P2	41,65 kW x 36 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	104,37 €
Facturació Potència Bl P3	41,65 kW x 36 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	70,99 €

Des del 01/01/2020 es modifica el càlcul de la Base Imposable dels impostos del Terme d'Energia i Terme de Potència sobre la base del preu PVPC.

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 344,64 € (333,70 € per potència, 10,94 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TEC/1258/2019 (BOE 28-12-2019).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

LECTURES

	24/01/2020	29/02/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	estí			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	22.100	22.218	1	0	118
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	70.456	70.669	1	0	213
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	34.006	34.255	1	0	249
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	10.778	10.932	1	0	154
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	33.280	33.389	1	0	109
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	16.473	16.608	1	0	135
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	6.770	6.773	1	-3	3
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	18.842	18.845	1	-3	3
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	7.576	7.578	1	-2	2
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.070	3.074	1	-4	4
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.392	8.395	1	-3	3
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.416	3.418	1	-2	2
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		5,000	1		5,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		5,000	1		5,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		5,000	1		5,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		12,000	1		12,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		6,000	1		6,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		4,000	1		4,000

POTÈNCIA I ENERGIA

A efectos de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	272	272	
Pla	322	322	
Vall	384	384	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos Φ	A facturar
Punta	0	1,00	0
Pla	0	1,00	0
Vall	0	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	12,000	41,650
Pla	49,000	6,000	41,650
Vall	49,000	5,000	41,650

INFORMACIÓ DEL SEU PRODUCTE

Els preus de l'energia d'aquesta tarifa s'han actualitzat traslladant la variació introduïda per l'absència de subhastes per al component d'interrompibilitat (Ordre IET/2013/2013 de 31 d'octubre).

ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES

800760266 (tlf. gratuït)
www.endesacientes.com
atencionalcliente@endesaonline.com

Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid

Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)

Endesa Energía, S.A.U.
CIF A81948077.
C/Ribera del Loira, n° 60 28042 - Madrid.

DADES DE LA FACTURA

IMPORT FACTURA: 443,31 €

Núm. de factura: PMR001N0361376

Referència: 999366273230/1483

Data emissió factura: **31/08/2020**

Data de càrrec: **07/09/2020**

Període facturació: del 29/02/2020 al 05/04/2020 (36 dies)

**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA I DADES DE PAGAMENT

Potència	333,70 €
Energia	0,00 €
Altres	12,75 €
Impostos	96,86 €
Total	443,31 €

(Detall de la factura al revers)

Forma de pagament: Domiciliació bancària

Núm Compte corrent: 2100 2743 89 02000*****

Iban: ES35210027438902000*****

CAJA DE AH. Y PENSIONES DE BAR

Codi Mandat: E00020700062245400050001

Versió: 0003

El seu pagament es justifica amb el corresponent apunt bancari

INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

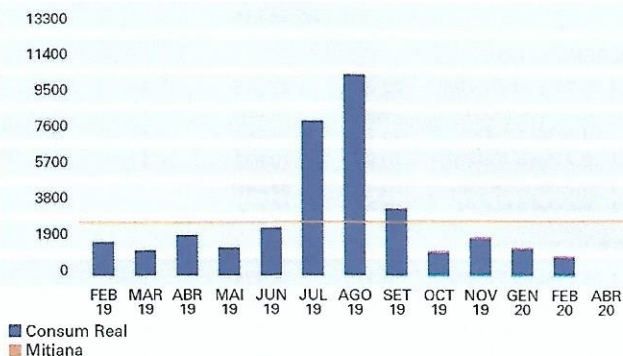
De 29/02/2020 a 05/04/2020 (36 dies)

Consum punta	0 kWh
Consum llano	0 kWh
Consum valle	0 kWh
Consum total	0 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh

Evolució del cons



■ Consum Real
■ Mitjana

Cost en aquesta factura 12,31 €/dia
Cost últims 14 mesos 15,88 €/dia
Consum últim any 36.086 kWh

COMPTABILITZAT



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA

NIF: 78057136N

Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA

Producte contractat: Concessions

Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW

CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160

Referència del contracte: 999366273230

La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.

Referència del contracte d'accés: 000441196054

Peatge d'accés: 3.0A

Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021

(renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 36 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	166,85 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 36 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	100,11 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 36 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	66,74 €
C/A energia concessió	1 kWh	0,00 €
* Impost electricitat	346,46 Eur x 5,11269632 %	17,71 €
Lloguer equips de mesura i control		12,75 €
Total Base Imposable		364,16 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 376,92	79,15 €
TOTAL IMPORT FACTURA		443,31 €
*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE		
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 36 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	171,11 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 36 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	104,36 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 36 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	70,99 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 333,70 € (333,70 € per potència, 0,00 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TEC/1258/2019 (BOE 28-12-2019).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.



LECTURES

	29/02/2020	05/04/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	22.218	22.218	1	0	0
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	70.669	70.669	1	0	0
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	34.255	34.255	1	0	0
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	10.932	10.932	1	0	0
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	33.389	33.389	1	0	0
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	16.608	16.608	1	0	0
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	6.773	6.773	1	0	0
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	18.845	18.845	1	0	0
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	7.578	7.578	1	0	0
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.074	3.074	1	0	0
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.395	8.395	1	0	0
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.418	3.418	1	0	0
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		41,650	1		41,650
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		41,650	1		41,650
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		41,650	1		41,650
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		41,650	1		41,650
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		41,650	1		41,650
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		41,650	1		41,650



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectos de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	0	0	
Pla	0	0	
Vall	0	0	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	0		0
Pla	0		0
Vall	0	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	41,650	41,650
Pla	49,000	41,650	41,650
Vall	49,000	41,650	41,650



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)

www.endesaclientes.com

atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
C/ Ribera del Loira 60
28042 Madrid



Urgències
800 76 07 06
(tlf. gratuït)

Endesa Energía, S.A.U.
CIF A81948077.
C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

DADES DE LA FACTURA

IMPORT FACTURA: 326,98 €

Núm. de factura: PMR001N0409799

Referència: 999366273230/1498

Data emissió factura: **02/10/2020**

Data de càrrec: **09/10/2020**

Període facturació: del 05/04/2020 al 30/04/2020 (25 dies)

**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA I DADES DE PAGAMENT

Potència	231,74 €
Energia	0,00 €
Altres	8,85 €
Impostos	86,39 €
Total	326,98 €

(Detall de la factura al revers)

Forma de pagament: Domiciliació bancària

Núm Compte corrent: 2100 2743 89 02000*****

Iban: ES35210027438902000*****

CAJA DE AH. Y PENSIONES DE BAR

Codi Mandat: E00020700062245400050001

Versió: 0003

El seu pagament es justifica amb el corresponent apunt bancari

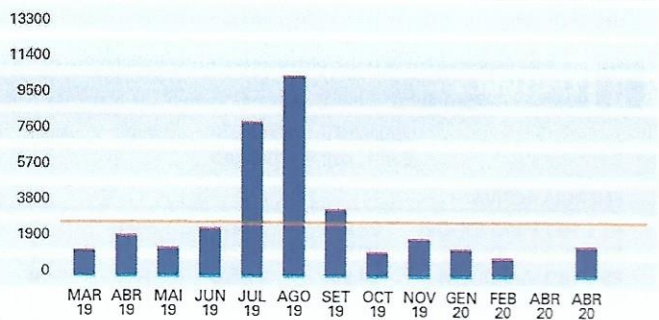
INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 05/04/2020 a 30/04/2020 (25 dies)

Consum punta	302 kWh
Consum llano	788 kWh
Consum valle	491 kWh
Consum total	1.581 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

Evulació del consum



Cost en aquesta factura 13,08 €/dia
Cost últims 14 mesos 15,80 €/dia
Consum últim any 37.667 kWh

COMPTABILITZAT

**DADES DEL CONTRACTE**

Títular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NLOF

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)

**DETALL DE LA FACTURA**

Facturació potència període 1	41,65 kW x 25 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	115,87 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 25 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	69,52 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 25 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	46,35 €
Consum P1	302 kWh x 0,112857 EUR/KWH	34,08 €
Consum P2	788 kWh x 0,093964 EUR/KWH	74,04 €
Consum P3	491 kWh x 0,071343 EUR/KWH	35,03 €
C/A energia concessió	1.581 kWh x -0,090544 Eur/kWh	-143,15 €
* Impost electricitat	310,91 Eur x 5,11269632 %	15,90 €
Lloguer equips de mesura i control		8,85 €
Total Base Imposable		256,49 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 335,66	70,49 €

TOTAL IMPORT FACTURA**326,98 €*****CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE**

Facturació Consum BI P1	302 kWh x 0,051937 EUR/KWH	15,68 €
Facturació Consum BI P2	788 kWh x 0,04575 EUR/KWH	36,05 €
Facturació Consum BI P3	491 kWh x 0,037845 EUR/KWH	18,58 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 25 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	118,82 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 25 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	72,48 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 25 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	49,30 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 249,61 € (231,74 € per potència, 17,87 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TEC/1258/2019 (BOE 28-12-2019).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

**LECTURES**

	05/04/2020	30/04/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	estí			
		lectura			real
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	22.218	22.427	1	0	209
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	70.669	71.220	1	0	551
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	34.255	34.600	1	0	345
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	10.932	11.025	1	0	93
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	33.389	33.626	1	0	237
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	16.608	16.754	1	0	146
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	6.773	6.775	1	-2	2
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	18.845	18.847	1	-2	2
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	7.578	7.578	1	0	0
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.074	3.075	1	-1	1
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.395	8.396	1	-1	1
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.418	3.418	1	0	0
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		8,000	1		8,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		8,000	1		8,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		1,000	1		1,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		5,000	1		5,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		8,000	1		8,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		1,000	1		1,000

**POTÈNCIA I ENERGIA**
A efectes de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum		A facturar
Punta	302		302
Pla	788		788
Vall	491		491
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	0	1,00	0
Pla	0	1,00	0
Vall	0	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	8,000	41,650
Pla	49,000	8,000	41,650
Vall	49,000	1,000	41,650

**ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES**

800760266 (tlf. gratuït)
www.endesaclientes.com
atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
C/ Ribera del Loira 60
28042 Madrid



Urgències
800 76 07 06
(tlf. gratuït)

Endesa Energía, S.A.U.
 CIF A81948077.
 C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

DADES DE LA FACTURA

IMPORT FACTURA: 386,62 €

Núm. de factura: PMR001N0527730

Referència: 999366273230/1504

Data emissió factura: 11/12/2020

Data de càrrec: 18/12/2020

Període facturació: del 30/04/2020 al 31/05/2020 (31 dies)

**ENRIQUE ISUS FARRERA
 UNIC (ESTAIS) 16 LOC
 25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA I DADES DE PAGAMENT

Potència	287,36 €
Energia	0,00 €
Altres	10,97 €
Impostos	88,29 €
Total	386,62 €

(Detall de la factura al revers)

Forma de pagament: Domiciliació bancària

Núm Compte corrent: 2100 2743 89 02000*****

Iban: ES35210027438902000*****

CAJA DE AH. Y PENSIONES DE BAR

Codi Mandat: E00020700062245400050001

Versió: 0003

El seu pagament es justifica amb el corresponent apunt bancari

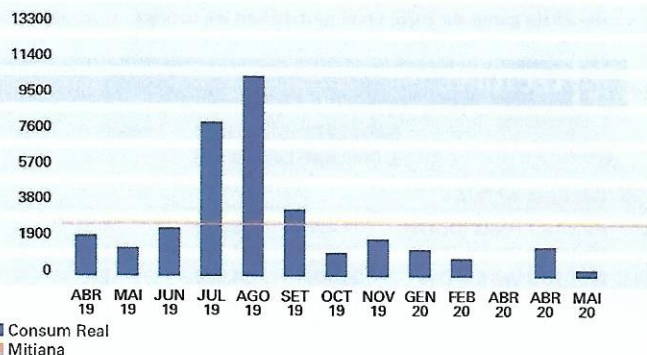
INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 30/04/2020 a 31/05/2020 (31 dies)

Consum punta	71 kWh
Consum llano	220 kWh
Consum valle	89 kWh
Consum total	380 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

Evolución del consumo



Cost en aquesta factura 12,47 €/dia
 Cost últims 14 mesos 15,74 €/dia
 Consum últim any 35.901 kWh

Endesa Energía, S. A. Unipersonal. Inscrita al Registro Mercantil de Madrid. Tom 12797, Libro 0, Folio 208, Sección 8ª, Full M-205.381, CIF A81948077. Domicili Social: C/Ribera del Loira, nº60 28042 Madrid.

COMPTABILITZAT

DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)

DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 31 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	143,68 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 31 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	86,21 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 31 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	57,47 €
Consum P1	71 kWh x 0,112857 EUR/KWH	8,01 €
Consum P2	220 kWh x 0,093964 EUR/KWH	20,67 €
Consum P3	89 kWh x 0,071343 EUR/KWH	6,35 €
C/A energia concessió	380 kWh x -0,092184 Eur/kWh	-35,03 €
* Impost electricitat	316,30 Eur x 5,11269632 %	16,17 €
Lloguer equips de mesura i control		10,97 €
Total Base Imposable		314,50 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 343,44	72,12 €

TOTAL IMPORT FACTURA

386,62 €

*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE

Facturació Consum BI P1	71 kWh x 0,05415 EUR/KWH	3,84 €
Facturació Consum BI P2	220 kWh x 0,047963 EUR/KWH	10,55 €
Facturació Consum BI P3	89 kWh x 0,040058 EUR/KWH	3,57 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 31 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	147,34 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 31 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	89,87 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 31 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	61,13 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 291,88 € (287,36 € per potència, 4,52 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TEC/1258/2019 (BOE 28-12-2019).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

LECTURES

	30/04/2020	31/05/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	22.427	22.470	1	0	43
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	71.220	71.362	1	0	142
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	34.600	34.656	1	0	56
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	11.025	11.053	1	0	28
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	33.626	33.704	1	0	78
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	16.754	16.787	1	0	33
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	6.775	6.775	1	0	0
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	18.847	18.853	1	0	6
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	7.578	7.578	1	0	0
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.075	3.077	1	0	2
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.396	8.399	1	0	3
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.418	3.418	1	0	0
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		3,000	1		3,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		10,000	1		10,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		0,000	1		0,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		6,000	1		6,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		5,000	1		5,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		0,000	1		0,000

POTÈNCIA I ENERGIA

A efectos de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	71	71	
Pla	220	220	
Vall	89	89	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos Φ	A facturar
Punta	2	1,00	0
Pla	9	1,00	0
Vall	0	-	0

Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).

POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	6,000	41,650
Pla	49,000	10,000	41,650
Vall	49,000	0,000	41,650

ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES

800760266 (tlf. gratuït)
www.endesaclientes.com
atencionalcliente@endesaonline.com


Reclamacions
C/ Ribera del Loira 60
28042 Madrid


Urgències
800 76 07 06
 (tlf. gratuït)

Endesa Energia, S.A.U.
CIF A81948077.
C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

DADES DE LA FACTURA

IMPORT FACTURA: 384,25 €

Núm. de factura: PMR001N0535597

Referència: 999366273230/1519

Data emissió factura: **18/12/2020**

Data de càrrec: **25/12/2020**

Període facturació: del 31/05/2020 al 30/06/2020 (30 dies)

**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA I DADES DE PAGAMENT

Potència	278,10 €
Energia	0,00 €
Altres	10,63 €
Impostos	95,52 €

Total 384,25 €

(Detall de la factura al revers)

Forma de pagament: Domiciliació bancària

Núm Compte corrent: 2100 2743 89 02000****

Iban: ES35210027438902000****

CAJA DE AH. Y PENSIONES DE BAR

Codi Mandat: E00020700062245400050001

Versió: 0003

El seu pagament es justifica amb el corresponent apunt bancari

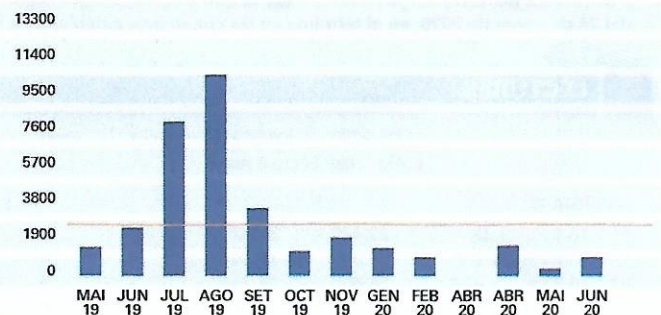
INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 31/05/2020 a 30/06/2020 (30 dies)

Consum punta	220 kWh
Consum llano	549 kWh
Consum valle	192 kWh
Consum total	961 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh Evolució del consum



■ Consum Real
■ Mitjana

Cost en aquesta factura 12,81 €/dia
Cost últims 14 mesos 15,65 €/dia
Consum últim any 35.369 kWh

COMPTABILITZAT



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energía S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 30 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	139,05 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 30 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	83,43 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 30 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	55,62 €
Consum P1	220 kWh x 0,112857 EUR/KWH	24,83 €
Consum P2	549 kWh x 0,093964 EUR/KWH	51,59 €
Consum P3	192 kWh x 0,071343 EUR/KWH	13,70 €
C/A energia concessió	961 kWh x -0,093777 Eur/kWh	-90,12 €
* Impost electricitat	343,16 Eur x 5,11269632 %	17,54 €
Lloguer equips de mesura i control		10,63 €

Total Base Imposable		306,27 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 371,33	77,98 €

TOTAL IMPORT FACTURA **384,25 €**

*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE

Facturació Consum BI P1	220 kWh x 0,062998 EUR/KWH	13,86 €
Facturació Consum BI P2	549 kWh x 0,056811 EUR/KWH	31,19 €
Facturació Consum BI P3	192 kWh x 0,048906 EUR/KWH	9,39 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 30 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	142,59 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 30 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	86,97 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 30 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	59,16 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 290,03 € (278,10 € per potència, 11,93 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TEC/1258/2019 (BOE 28-12-2019).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.



LECTURES

	31/05/2020	30/06/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	22.470	22.625	1	0	155
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	71.362	71.761	1	0	399
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	34.656	34.794	1	0	138
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	11.053	11.118	1	0	65
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	33.704	33.854	1	0	150
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	16.787	16.841	1	0	54
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	6.776	6.821	1	0	45
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	18.853	18.935	1	0	82
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	7.578	7.584	1	0	6
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.077	3.101	1	0	24
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.399	8.425	1	0	26
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.418	3.421	1	0	3
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		7,000	1		7,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		10,000	1		10,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		4,000	1		4,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		6,000	1		6,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		6,000	1		6,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		2,000	1		2,000



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectos de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	220	220	
Pla	549	549	
Vall	192	192	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	69	0,95	0
Pla	108	0,98	0
Vall	9	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	7,000	41,650
Pla	49,000	10,000	41,650
Vall	49,000	4,000	41,650



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)
www.endesaclientes.com
atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)

IMPORT FACTURA: 582,42 €

Núm. de factura: PMR001N0545018

Referència: 999366273230/1616

Data emissió factura: 30/12/2020

Període facturació: del 31/07/2020 al 31/08/2020 (31 dies)

**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**



RESUM DE LA FACTURA

Potència	287,36 €
Energia	0,00 €
Altres	14,58 €
Impostos	280,48 €
Total	582,42 €

(Detall de la factura al revers)



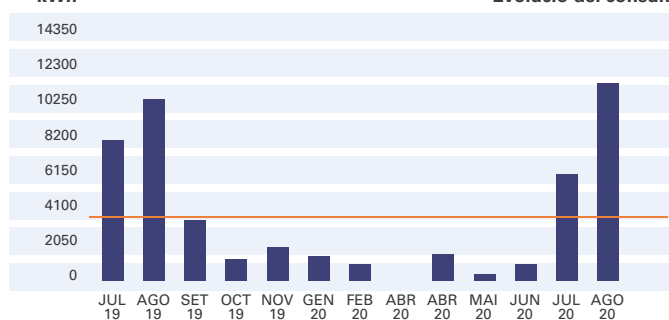
INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 31/07/2020 a 31/08/2020 (31 dies)

Consum punta	1.777 kWh
Consum llano	6.604 kWh
Consum valle	3.171 kWh
Consum total	11.552 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh Evolució del consum



■ Consum Real
■ Mitjana

Cost en aquesta factura 18,79 €/dia
Cost últims 14 mesos 15,88 €/dia
Consum últim any 42.452 kWh



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 31 DIAS x 0,11281 Eur/kW i dia	143,68 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 31 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	86,21 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 31 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	57,47 €
Consum P1	1.777 kWh x 0,112816 EUR/KWH	200,47 €
Consum P2	6.604 kWh x 0,093923 EUR/KWH	620,27 €
Consum P3	3.171 kWh x 0,071302 EUR/KWH	226,10 €
Complement per Energia Reactiva	86,59 kVArh x 0,041554 Eur/kVArh	3,60 €
C/A energia concessió	11.552 kWh x -0,09062 Eur/kWh	-1.046,84 €
* Impost electricitat	1.023,23 Eur x 5,11269632 %	52,31 €
Lloguer equips de mesura i control		10,98 €
Total Base Imposable		354,25 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 1.086,52	228,17 €
TOTAL IMPORT FACTURA		582,42 €
*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE		
Facturació Consum BI P1	1.777 kWh x 0,069844 EUR/KWH	124,11 €
Facturació Consum BI P2	6.604 kWh x 0,063657 EUR/KWH	420,39 €
Facturació Consum BI P3	3.171 kWh x 0,055752 EUR/KWH	176,79 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 31 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	147,34 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 31 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	89,87 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 31 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	61,13 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 422,16 € (287,36 € per potència, 131,20 € per energia activa i 3,60 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TED/1271/2020 (BOE 22-12-2020).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.



LECTURES

	31/07/2020	31/08/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	23.432	24.656	1	0	1.224
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	74.390	78.950	1	0	4.560
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	35.954	38.122	1	0	2.168
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	11.400	11.953	1	0	553
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	34.803	36.847	1	0	2.044
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	17.264	18.267	1	0	1.003
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	7.226	7.675	1	0	449
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	19.963	21.067	1	0	1.104
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	8.027	8.513	1	0	486
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.245	3.469	1	0	224
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	8.780	9.302	1	0	522
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.569	3.819	1	0	250
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		27,000	1		27,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		36,000	1		36,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		30,000	1		30,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		20,000	1		20,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		39,000	1		39,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		28,000	1		28,000



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectes de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	1.777	1.777	
Pla	6.604	6.604	
Vall	3.171	3.171	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	673	0,94	87
Pla	1.626	0,97	0
Vall	736	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	27,000	41,650
Pla	49,000	39,000	41,650
Vall	49,000	30,000	41,650



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)
 www.endesaclientes.com
 atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)



INFORMACIÓ SOBRE LA SEVA ELECTRICITAT

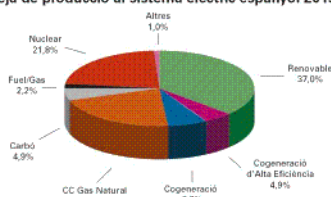
Si bé l'energia que arriba a les nostres cases és indistingible de la que consumeixen els nostres veïns o altres consumidors que estan connectats al mateix sistema elèctric, ara sí que és possible garantir l'origen de la producció d'energia elèctrica que vostè consumeix.

A aquests efectes es proporcionem el desglossament de la mescla de tecnologies de producció nacional, i així vostè pot comparar els percentatges de la mitjana nacional amb els que corresponen a l'energia venuda per la seva Companyia Comercialitzadora

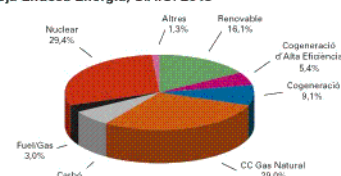


ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Barreja de producció al sistema elèctric espanyol 2019



Barreja Endesa Energia, S.A.U. 2019



Origen	Barreja Endesa Energia, S. A. U.	Barreja de producció sistema elèctric espanyol
Renovable	16,1%	37,0%
Cogeneració d'Alta Eficiència	5,4%	4,9%
Cogeneració	9,1%	6,7%
CC Gas Natural	29,0%	21,5%
Carbó	6,7%	4,9%
Fuel/Gas	3,0%	2,2%
Nuclear	29,4%	21,8%
Altres	1,3%	1,0%

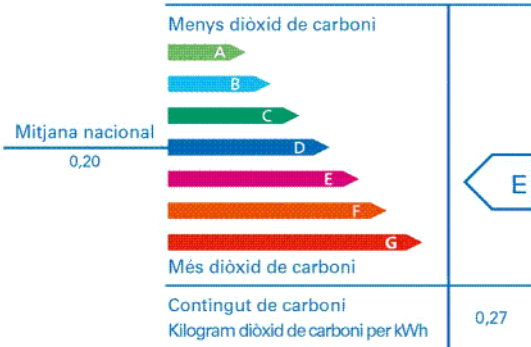
El sistema elèctric nacional ha importat el 2,7% de producció neta total nacional



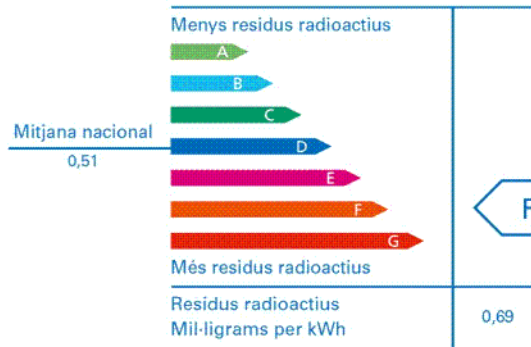
IMPACTE MEDIAMBIENTAL

L'impacte ambiental de la seva electricitat depèn de les fonts energètiques que s'han emprat per generar-la. En una escala d'A a G on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim i en què el valor mitjà nacional es correspon amb el nivell D, l'energia comercialitzada per Endesa Energia S.A.U. té els valors següents:

Emissions de diòxid de carboni
Endesa Energia S.A.U.



Residus radioactius d'alta activitat
Endesa Energia S.A.U.



Font: CNMC (Comissió Nacional dels Mercats i Competència), <http://gdo.cnmc.es/CNE/resumenGdo.do?>

IMPORT FACTURA: 432,22 €

Núm. de factura: PMR101N0010966

Referència: 999366273230/1620

Data emissió factura: 08/01/2021

Període facturació: del 31/08/2020 al 30/09/2020 (30 dies)

**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**



RESUM DE LA FACTURA

Potència	278,10 €
Energia	0,00 €
Altres	12,56 €
Impostos	141,56 €
Total	432,22 €

(Detall de la factura al revers)



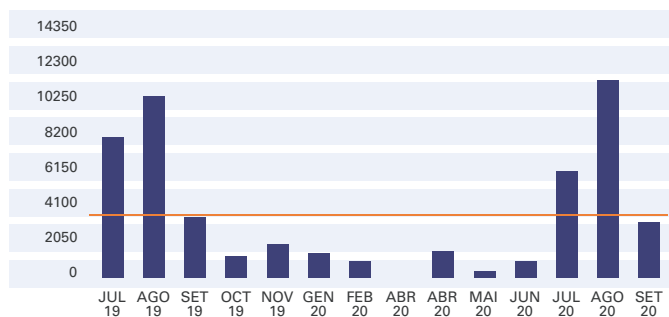
INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 31/08/2020 a 30/09/2020 (30 dies)

Consum punta	541 kWh
Consum llano	1.812 kWh
Consum valle	860 kWh
Consum total	3.213 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh Evolució del consum



■ Consum Real
■ Mitjana

Cost en aquesta factura 14,41 €/dia
Cost últims 14 mesos 15,79 €/dia
Consum últim any 35.048 kWh



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 30 DIAS x 0,11281 Eur/kW i dia	139,05 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 30 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	83,43 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 30 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	55,62 €
Consum P1	541 kWh x 0,112816 EUR/KWH	61,03 €
Consum P2	1.812 kWh x 0,093923 EUR/KWH	170,19 €
Consum P3	860 kWh x 0,071302 EUR/KWH	61,32 €
Complement per Energia Reactiva	46,47 kVArh x 0,041554 Eur/kVArh	1,93 €
C/A energia concessió	3.213 kWh x -0,091049 Eur/kWh	-292,54 €
* Impost electricitat	512,51 Eur x 5,11269632 %	26,20 €
Lloguer equips de mesura i control		10,63 €
Total Base Imposable		316,86 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 549,34	115,36 €
TOTAL IMPORT FACTURA		432,22 €
*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE		
Facturació Consum BI P1	541 kWh x 0,076312 EUR/KWH	41,28 €
Facturació Consum BI P2	1.812 kWh x 0,070125 EUR/KWH	127,07 €
Facturació Consum BI P3	860 kWh x 0,06222 EUR/KWH	53,51 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 30 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	142,59 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 30 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	86,97 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 30 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	59,16 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 316,99 € (278,10 € per potència, 36,96 € per energia activa i 1,93 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TED/1271/2020 (BOE 22-12-2020).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

A partir de l'1 de gener de 2021 els preus de la seva tarifa amb Endesa s'han actualitzat traslladant les variacions regulades a l'Ordre TED/1271/2020 de 22 de desembre, y a la Resolució de 10 de desembre de 2020 de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència.



LECTURES

	31/08/2020	30/09/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	24.656	25.044	1	0	388
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	78.950	80.271	1	0	1.321
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	38.122	38.745	1	0	623
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	11.953	12.106	1	0	153
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	36.847	37.338	1	0	491
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	18.267	18.504	1	0	237
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	7.675	7.836	1	0	161
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	21.067	21.445	1	0	378
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	8.513	8.696	1	0	183
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.469	3.533	1	0	64
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	9.302	9.446	1	0	144
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.819	3.891	1	0	72
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		14,000	1		14,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		21,000	1		21,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		10,000	1		10,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		19,000	1		19,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		18,000	1		18,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		9,000	1		9,000



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectos de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum	A facturar	
Punta	541	541	
Pla	1.812	1.812	
Vall	860	860	
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	225	0,92	46
Pla	522	0,96	0
Vall	255	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	19,000	41,650
Pla	49,000	21,000	41,650
Vall	49,000	10,000	41,650



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)
 www.endesaclientes.com
 atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)



INFORMACIÓ SOBRE LA SEVA ELECTRICITAT

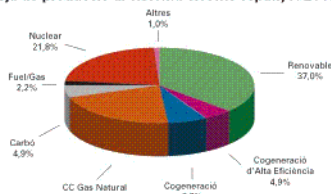
Si bé l'energia que arriba a les nostres cases és indistingible de la que consumeixen els nostres veïns o altres consumidors que estan connectats al mateix sistema elèctric, ara sí que és possible garantir l'origen de la producció d'energia elèctrica que vostè consumeix.

A aquests efectes es proporcionem el desglossament de la mescla de tecnologies de producció nacional, i així vostè pot comparar els percentatges de la mitjana nacional amb els que corresponen a l'energia venuda per la seva Companyia Comercialitzadora

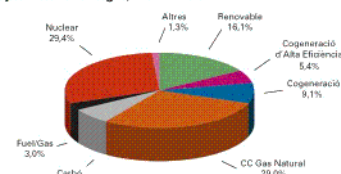


ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Barreja de producció al sistema elèctric espanyol 2019



Barreja Endesa Energia, S.A.U. 2019



Origen	Barreja Endesa Energia, S. A. U.	Barreja de producció sistema elèctric espanyol
Renovable	16,1%	37,0%
Cogeneració d'Alta Eficiència	5,4%	4,9%
Cogeneració	9,1%	6,7%
CC Gas Natural	29,0%	21,5%
Carbó	6,7%	4,9%
Fuel/Gas	3,0%	2,2%
Nuclear	29,4%	21,8%
Altres	1,3%	1,0%

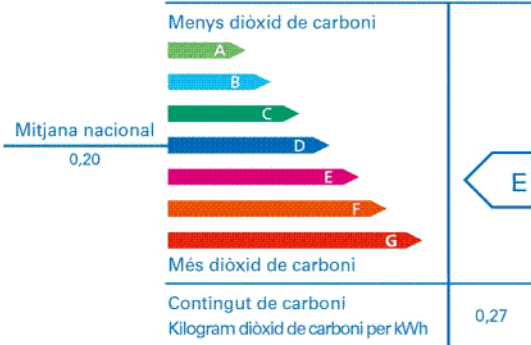
El sistema elèctric nacional ha importat el 2,7% de producció neta total nacional



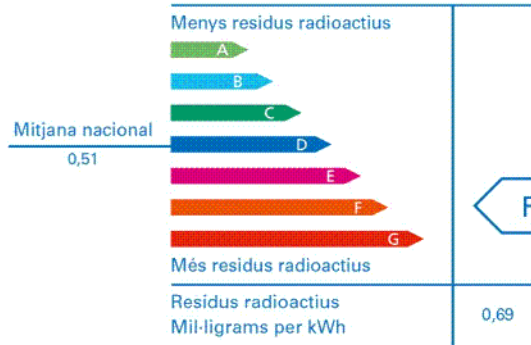
IMPACTE MEDIAMBIENTAL

L'impacte ambiental de la seva electricitat depèn de les fonts energètiques que s'han emprat per generar-la. En una escala d'A a G on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim i en què el valor mitjà nacional es correspon amb el nivell D, l'energia comercialitzada per Endesa Energia S.A.U. té els valors següents:

Emissions de diòxid de carboni Endesa Energia S.A.U.



Residus radioactius d'alta activitat Endesa Energia S.A.U.



IMPORT FACTURA: 364,14 €

Núm. de factura: PMR101N0025296

Referència: 999366273230/1635

Data emissió factura: 18/01/2021

Període facturació: del 30/09/2020 al 28/10/2020 (28 dies)

 Endesa Energía, S.A.U.
 CIF A81948077.
 C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

**ENRIQUE ISUS FARRERA
 UNIC (ESTAIS) 16 LOC
 25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA

Potència	259,56 €
Energia	0,00 €
Altres	9,93 €
Impostos	94,65 €
Total	364,14 €

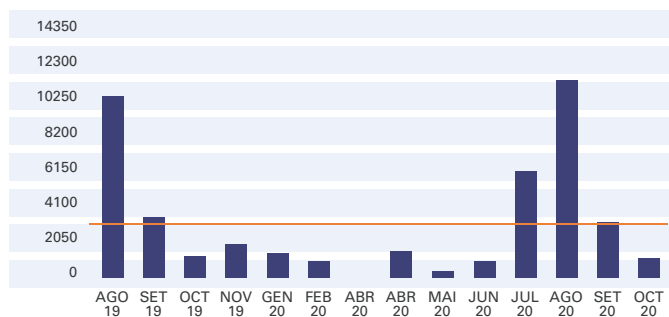
(Detall de la factura al revers)


INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 30/09/2020 a 28/10/2020 (28 dies)

Consum punta	155 kWh
Consum llano	540 kWh
Consum valle	433 kWh
Consum total	1.128 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

Evució del consum

 ■ Consum Real
 ■ Mitjana

 Cost en aquesta factura 13,01 €/dia
 Cost últims 14 mesos 15,35 €/dia
 Consum últim any 32.650 kWh



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 018503160
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 28 DIAS x 0,11281 Eur/kW i dia	129,78 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 28 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	77,87 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 28 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	51,91 €
Consum P1	155 kWh x 0,112816 EUR/KWH	17,49 €
Consum P2	540 kWh x 0,093923 EUR/KWH	50,72 €
Consum P3	433 kWh x 0,071302 EUR/KWH	30,87 €
C/A energia concessió	1.128 kWh x -0,087837 Eur/kWh	-99,08 €
* Impost electricitat	340,45 Eur x 5,11269632 %	17,41 €
Lloguer equips de mesura i control		9,93 €
Total Base Imposable		286,90 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 367,79	77,24 €

TOTAL IMPORT FACTURA

364,14 €

*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE

Facturació Consum BI P1	155 kWh x 0,071302 EUR/KWH	11,05 €
Facturació Consum BI P2	540 kWh x 0,065115 EUR/KWH	35,16 €
Facturació Consum BI P3	433 kWh x 0,05721 EUR/KWH	24,77 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 28 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	133,08 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 28 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	81,17 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 28 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	55,22 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 271,28 € (259,56 € per potència, 11,72 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TED/1271/2020 (BOE 22-12-2020).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

A partir de l'1 de gener de 2021 els preus de la seva tarifa amb Endesa s'han actualitzat traslladant les variacions regulades a l'Ordre TED/1271/2020 de 22 de desembre, y a la Resolució de 10 de desembre de 2020 de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència.



LECTURES

	30/09/2020	28/10/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	25.044	25.159	1	0	115
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	80.271	80.693	1	0	422
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	38.745	39.062	1	0	317
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	12.106	12.146	1	0	40
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	37.338	37.456	1	0	118
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	18.504	18.620	1	0	116
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	7.836	7.836	1	0	0
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	21.445	21.445	1	0	0
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	8.696	8.696	1	0	0
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	3.533	3.533	1	0	0
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	9.446	9.446	1	0	0
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	3.891	3.891	1	0	0
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		41,650	1		41,650
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		41,650	1		41,650
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		41,650	1		41,650
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		41,650	1		41,650
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		41,650	1		41,650
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		41,650	1		41,650



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectes de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh		
	Consum	A facturar		
Punta	155	155		
Pla	540	540		
Vall	433	433		
ENERGIA REACTIVA		kVArh		
	Consum	Cos Φ	A facturar	
Punta	0	1,00	0	
Pla	0	1,00	0	
Vall	0	-	0	
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).				
POTÈNCIA		kW		
	Contractada	Demandada	A facturar	
Punta	49,000	41,650	41,650	
Pla	49,000	41,650	41,650	
Vall	49,000	41,650	41,650	



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)
 www.endesaclientes.com
 atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)



INFORMACIÓ SOBRE LA SEVA ELECTRICITAT

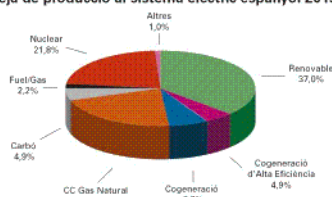
Si bé l'energia que arriba a les nostres cases és indistingible de la que consumeixen els nostres veïns o altres consumidors que estan connectats al mateix sistema elèctric, ara sí que és possible garantir l'origen de la producció d'energia elèctrica que vostè consumeix.

A aquests efectes es proporcionem el desglossament de la mescla de tecnologies de producció nacional, i així vostè pot comparar els percentatges de la mitjana nacional amb els que corresponen a l'energia venuda per la seva Companyia Comercialitzadora

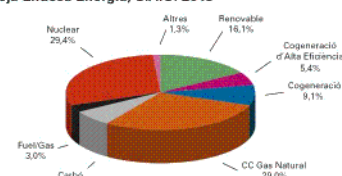


ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Barreja de producció al sistema elèctric espanyol 2019



Barreja Endesa Energia, S.A.U. 2019



Origen	Barreja Endesa Energia, S. A. U.	Barreja de producció sistema elèctric espanyol
Renovable	16,1%	37,0%
Cogeneració d'Alta Eficiència	5,4%	4,9%
Cogeneració	9,1%	6,7%
CC Gas Natural	29,0%	21,5%
Carbó	6,7%	4,9%
Fuel/Gas	3,0%	2,2%
Nuclear	29,4%	21,8%
Altres	1,3%	1,0%

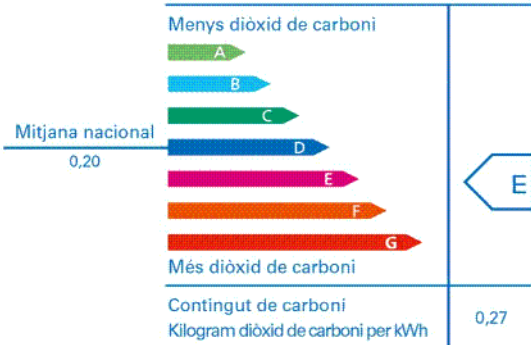
El sistema elèctric nacional ha importat el 2,7% de producció neta total nacional



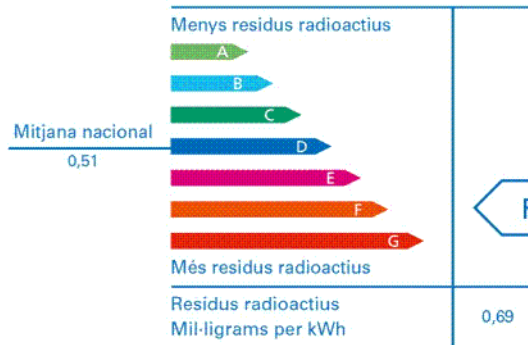
IMPACTE MEDIAMBIENTAL

L'impacte ambiental de la seva electricitat depèn de les fonts energètiques que s'han emprat per generar-la. En una escala d'A a G on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim i en què el valor mitjà nacional es correspon amb el nivell D, l'energia comercialitzada per Endesa Energia S.A.U. té els valors següents:

Emissions de diòxid de carboni
Endesa Energia S.A.U.



Residus radioactius d'alta activitat
Endesa Energia S.A.U.



Font: CNMC (Comissió Nacional dels Mercats i Competència), <http://gdo.cnmc.es/CNE/resumenGdo.do?>

IMPORT FACTURA: 415,17 €

Núm. de factura: PMR101N0030435

Referència: 999366273230/1641

Data emissió factura: 22/01/2021

Període facturació: del 28/10/2020 al 30/11/2020 (33 dies)

 Endesa Energía, S.A.U.
 CIF A81948077.
 C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

**ENRIQUE ISUS FARRERA
 UNIC (ESTAIS) 16 LOC
 25597 ESPOT**

RESUM DE LA FACTURA

Potència	305,90 €
Energia	0,00 €
Altres	11,70 €
Impostos	97,57 €
Total	415,17 €

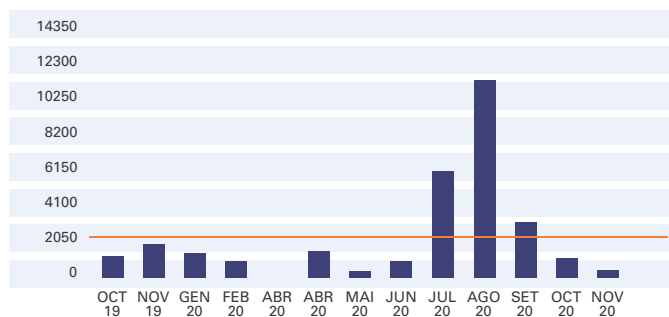
(Detall de la factura al revers)


INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 28/10/2020 a 30/11/2020 (33 dies)

Consum punta	87 kWh
Consum llano	240 kWh
Consum valle	118 kWh
Consum total	445 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh Evolució del consum

 ■ Consum Real
 ■ Mitjana

 Cost en aquesta factura 12,58 €/dia
 Cost últims 14 mesos 14,57 €/dia
 Consum últim any 31.843 kWh



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 300008659
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 33 DIAS x 0,11281 Eur/kW i dia	152,95 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 33 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	91,77 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 33 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	61,18 €
Consum P1	87 kWh x 0,112816 EUR/KWH	9,81 €
Consum P2	240 kWh x 0,093923 EUR/KWH	22,54 €
Consum P3	118 kWh x 0,071302 EUR/KWH	8,41 €
C/A energia concessió	445 kWh x -0,091596 Eur/kWh	-40,76 €
* Impost electricitat	349,86 Eur x 5,11269632 %	17,89 €
Lloguer equips de mesura i control		11,70 €
Total Base Imposable		335,49 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 379,45	79,68 €

TOTAL IMPORT FACTURA

415,17 €

*CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE

Facturació Consum BI P1	87 kWh x 0,079563 EUR/KWH	6,92 €
Facturació Consum BI P2	240 kWh x 0,073376 EUR/KWH	17,61 €
Facturació Consum BI P3	118 kWh x 0,065471 EUR/KWH	7,73 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 33 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	156,85 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 33 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	95,67 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 33 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	65,08 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 311,10 € (305,90 € per potència, 5,20 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TED/1271/2020 (BOE 22-12-2020).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.

A partir de l'1 de gener de 2021 els preus de la seva tarifa amb Endesa s'han actualitzat traslladant les variacions regulades a l'Ordre TED/1271/2020 de 22 de desembre, y a la Resolució de 10 de desembre de 2020 de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència.



LECTURES

	28/10/2020	30/11/2020	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	0	56	1	0	56
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	0	166	1	0	166
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	0	81	1	0	81
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	0	31	1	0	31
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	0	74	1	0	74
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	0	37	1	0	37
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	0	1	1	0	1
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	0	9	1	0	9
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	0	0	1	0	0
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	0	0	1	0	0
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	0	4	1	0	4
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	0	0	1	0	0
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		4,000	1		4,000
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		4,000	1		4,000
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		2,000	1		2,000
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		4,000	1		4,000
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		4,000	1		4,000
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		2,000	1		2,000



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectes de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh		
	Consum	A facturar		
Punta	87	87		
Pla	240	240		
Vall	118	118		
ENERGIA REACTIVA		kVArh		
	Consum	Cos Φ	A facturar	
Punta	1	1,00	0	
Pla	13	1,00	0	
Vall	0	-	0	
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).				
POTÈNCIA		kW		
	Contractada	Demandada	A facturar	
Punta	49,000	4,000	41,650	
Pla	49,000	4,000	41,650	
Vall	49,000	2,000	41,650	



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)
 www.endesaclientes.com
 atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)



INFORMACIÓ SOBRE LA SEVA ELECTRICITAT

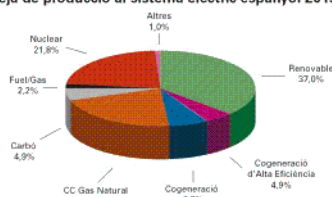
Si bé l'energia que arriba a les nostres cases és indistingible de la que consumeixen els nostres veïns o altres consumidors que estan connectats al mateix sistema elèctric, ara sí que és possible garantir l'origen de la producció d'energia elèctrica que vostè consumeix.

A aquests efectes es proporcionem el desglossament de la mescla de tecnologies de producció nacional, i així vostè pot comparar els percentatges de la mitjana nacional amb els que corresponen a l'energia venuda per la seva Companyia Comercialitzadora

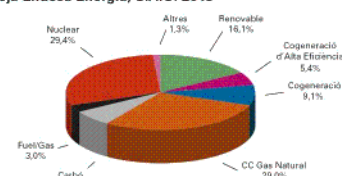


ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Barreja de producció al sistema elèctric espanyol 2019



Barreja Endesa Energia, S.A.U. 2019



Origen	Barreja Endesa Energia, S. A. U.	Barreja de producció sistema elèctric espanyol
Renovable	16,1%	37,0%
Cogeneració d'Alta Eficiència	5,4%	4,9%
Cogeneració	9,1%	6,7%
CC Gas Natural	29,0%	21,5%
Carbó	6,7%	4,9%
Fuel/Gas	3,0%	2,2%
Nuclear	29,4%	21,8%
Altres	1,3%	1,0%

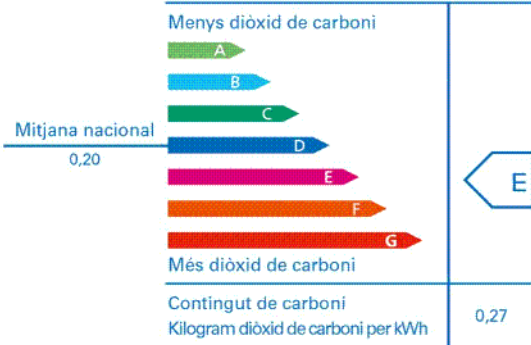
El sistema elèctric nacional ha importat el 2,7% de producció neta total nacional



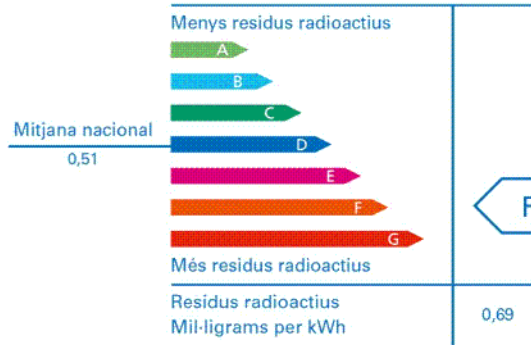
IMPACTE MEDIAMBIENTAL

L'impacte ambiental de la seva electricitat depèn de les fonts energètiques que s'han emprat per generar-la. En una escala d'A a G on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim i en què el valor mitjà nacional es correspon amb el nivell D, l'energia comercialitzada per Endesa Energia S.A.U. té els valors següents:

Emissions de diòxid de carboni Endesa Energia S.A.U.



Residus radioactius d'alta activitat Endesa Energia S.A.U.



llum
IMPORT FACTURA: 501,26 €

Núm. de factura: PMR101N0081002

Referència: 999366273230/1654

Data emissió factura: 24/02/2021

Data de càrrec: 03/03/2021

Període facturació: del 30/11/2020 al 07/01/2021 (38 dies)
**ENRIQUE ISUS FARRERA
UNIC (ESTAIS) 16 LOC
25597 ESPOT**

 Endesa Energía, S.A.U.
CIF A81948077.
C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

RESUM DE LA FACTURA I DADES DE PAGAMENT

Potència	352,42 €
Energia	0,00 €
Altres	13,50 €
Impostos	135,34 €
Total	501,26 €

(Detall de la factura al revers)

Forma de pagament: Domiciliació bancària

Núm Compte corrent: 2100 2743 89 02000****

Iban: ES35210027438902000****

CAJA DE AH. Y PENSIONES DE BAR

Codi Mandat: E00020700062245400050001

Versió: 0003

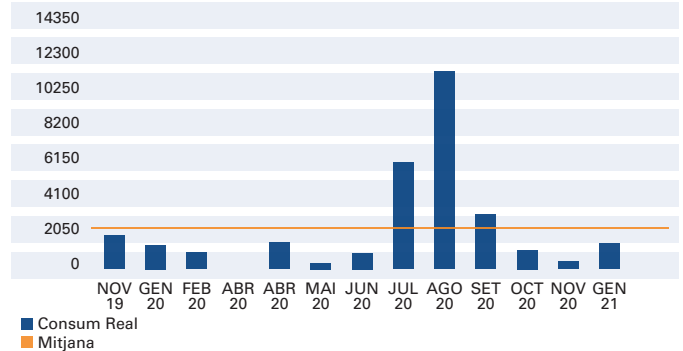
El seu pagament es justifica amb el corresponent apunt bancari


INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

De 30/11/2020 a 07/01/2021 (38 dies)

Consum punta	409 kWh
Consum llano	675 kWh
Consum valle	442 kWh
Consum total	1.526 kWh

Calculat sobre la base de les mesures reglamentàries proporcionades pel seu comptador.

kWh Evolució del consum

 ■ Consum Real
 ■ Mitjana

Cost en aquesta factura 13,19 €/dia

Cost últims 14 mesos 14,29 €/dia

Consum últim any 29.449 kWh



DADES DEL CONTRACTE

Titular del contracte: ENRIQUE ISUS FARRERA
NIF: 78057136N
Adreça de subministrament: UNIC (ESTAIS) 16 LOC ESPOT, LLEIDA, LLEIDA
Producte contractat: Concessions
Potència contractada: 49,000 kW 49,000 kW 49,000 kW
CUPS: ES0031406181805001NL0F

Número de comptador: 300008659
Referència del contracte: 999366273230
La seva comercialitzadora: Endesa Energia S.A.U.
Referència del contracte d'accés: 000441196054
Peatge d'accés: 3.0A
Fi de contracte de subministrament: 31/05/2021
 (renovació anual automàtica)



DETALL DE LA FACTURA

Facturació potència període 1	41,65 kW x 31 DIAS x 0,111281 Eur/kW i dia	143,68 €
Facturació potència període 1	41,65 kW x 7 DIAS x 0,111586 Eur/kW i dia	32,53 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 31 DIAS x 0,066769 Eur/kW i dia	86,21 €
Facturació potència període 2	41,65 kW x 7 DIAS x 0,066952 Eur/kW i dia	19,52 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 31 DIAS x 0,044512 Eur/kW i dia	57,47 €
Facturació potència període 3	41,65 kW x 7 DIAS x 0,044634 Eur/kW i dia	13,01 €
Consum P1	334 kWh x 0,112816 EUR/KWH	37,68 €
Consum P1	75 kWh x 0,112824 EUR/KWH	8,46 €
Consum P2	551 kWh x 0,093923 EUR/KWH	51,75 €
Consum P2	124 kWh x 0,093931 EUR/KWH	11,65 €
Consum P3	361 kWh x 0,071302 EUR/KWH	25,74 €
Consum P3	81 kWh x 0,07131 EUR/KWH	5,78 €
C/A energia concessió	1.526 kWh x -0,092438 Eur/kWh	-141,06 €
* Impost electricitat	487,41 Eur x 5,11269632 %	24,92 €
Lloguer eqüips de mesura i control		13,50 €
Total Base Imposable		390,84 €
* IVA normal (21%)	21% s/ 525,83	110,42 €

TOTAL IMPORT FACTURA 501,26 €

***CALCUL DE LA BASE IMPOSABLE**

Facturació Consum BI P1	409 kWh x 0,086453 EUR/KWH	35,36 €
Facturació Consum BI P2	675 kWh x 0,080266 EUR/KWH	54,18 €
Facturació Consum BI P3	442 kWh x 0,072361 EUR/KWH	31,98 €
Facturació Potència BI P1	41,65 kW x 38 DIAS x 0,114116 EUR/KW Y DIA	180,70 €
Facturació Potència BI P2	41,65 kW x 38 DIAS x 0,069604 EUR/KW Y DIA	110,22 €
Facturació Potència BI P3	41,65 kW x 38 DIAS x 0,047348 EUR/KW Y DIA	74,97 €

Inclòs en l'import facturat està el cost del peatge d'accés que ha estat de 370,96 € (352,74 € per potència, 18,22 € per energia activa i 0,00 € per energia reactiva). Preus del peatge d'accés publicats en l'Ordre TED/1271/2020 (BOE 22-12-2020).

L'estructura del seu peatge passarà a ser la que li correspongui segons el que regulen els Articles 6, 7 i 9 de la Circular 3/2020 de la CNMC publicada al BOE del 24 de gener de 2020, en el termini i en les condicions establertes a l'esmentada Circular i a la legislació vigent.



LECTURES

	30/11/2020	07/01/2021	Multipl.	Ajust	Consum
	L.Ant	real			
ENERGIA ACTIVA kWh					
P1 1.18.1 Punta (DL-DV)	56	274	1	0	218
P2 1.18.2 Pla (DL-DV)	166	540	1	0	374
P3 1.18.3 Vall (DL-DV)	81	346	1	0	265
P4 1.18.4 Punta (DS-DG)	31	222	1	0	191
P5 1.18.5 Pla (DS-DG)	74	375	1	0	301
P6 1.18.6 Vall (DS-DG)	37	214	1	0	177
ENERGIA REACTIVA kVArh					
P1 1.58.1 Punta (DL-DV)	1	6	1	0	5
P2 1.58.2 Pla (DL-DV)	9	15	1	0	6
P3 1.58.3 Vall (DL-DV)	0	2	1	0	2
P4 1.58.4 Punta (DS-DG)	0	4	1	0	4
P5 1.58.5 Pla (DS-DG)	4	16	1	0	12
P6 1.58.6 Vall (DS-DG)	0	2	1	0	2
POTÈNCIA kW					
P1 1.16.1 Punta (DL-DV)		41,650	1		41,650
P2 1.16.2 Pla (DL-DV)		41,650	1		41,650
P3 1.16.3 Vall (DL-DV)		41,650	1		41,650
P4 1.16.4 Punta (DS-DG)		41,650	1		41,650
P5 1.16.5 Pla (DS-DG)		41,650	1		41,650
P6 1.16.6 Vall (DS-DG)		41,650	1		41,650



POTÈNCIA I ENERGIA

A efectes de facturació de la tarifa d'accés

ENERGIA ACTIVA		kWh	
	Consum		A facturar
Punta	409		409
Pla	675		675
Vall	442		442
ENERGIA REACTIVA		kVArh	
	Consum	Cos φ	A facturar
Punta	9	1,00	0
Pla	18	1,00	0
Vall	4	-	0
Es factura l'energia reactiva que sobrepassa al 33% de l'activa (no es computa el període vall).			
POTÈNCIA		kW	
	Contractada	Demandada	A facturar
Punta	49,000	41,650	41,650
Pla	49,000	41,650	41,650
Vall	49,000	41,650	41,650



ATENCIÓ AL CLIENT: CONSULTES, GESTIONS I RECLAMACIONS 24 HORES



800760266 (tlf. gratuït)
 www.endesaclientes.com
 atencionalcliente@endesaonline.com



Reclamacions
 C/ Ribera del Loira 60
 28042 Madrid



Urgències
 800 76 07 06
 (tlf. gratuït)



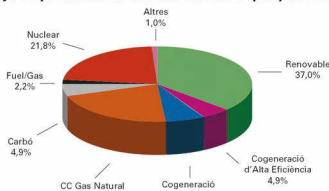
Si bé l'energia que arriba a les nostres cases és indistingible de la que consumeixen els nostres veïns o altres consumidors que estan connectats al mateix sistema elèctric, ara sí que és possible garantir l'origen de la producció d'energia elèctrica que vostè consumeix.

A aquests efectes es proporcionem el desglossament de la mescla de tecnologies de producció nacional, i així vostè pot comparar els percentatges de la mitjana nacional amb els que corresponen a l'energia venuda per la seva Companyia Comercialitzadora

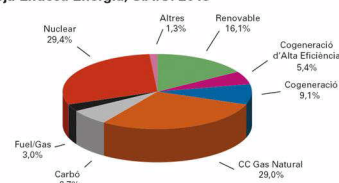


ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Barreja de producció al sistema elèctric espanyol 2019



Barreja Endesa Energía, S.A.U. 2019



Origen	Barreja Endesa Energía, S. A. U.	Barreja de producció sistema elèctric espanyol
Renovable	16,1%	37,0%
Cogeneració d'Alta Eficiència	5,4%	4,9%
Cogeneració	9,1%	6,7%
CC Gas Natural	29,0%	21,5%
Carbó	6,7%	4,9%
Fuel/Gas	3,0%	2,2%
Nuclear	29,4%	21,8%
Altres	1,3%	1,0%

El sistema elèctric nacional ha importat el 2,7% de producció neta total nacional



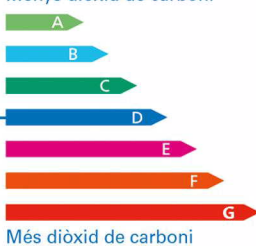
IMPACTE MEDIAMBIENTAL

L'impacte ambiental de la seva electricitat depèn de les fonts energètiques que s'han emprat per generar-la. En una escala d'A a G on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim i en què el valor mitjà nacional es correspon amb el l'energia comercialitzada per Endesa Energía S.A.U. té els valors següents:

Emissions de diòxid de carboni

Endesa Energía S.A.U.

Menys diòxid de carboni



Mitjana nacional
0,20



Més diòxid de carboni

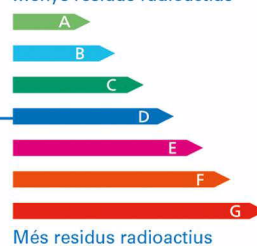
Contingut de carboni
Kilogram diòxid de carboni per kWh

0,27

Residus radioactius d'alta activitat

Endesa Energía S.A.U.

Menys residus radioactius



Mitjana nacional
0,51



Més residus radioactius

Residus radioactius
Mil·ligrams per kWh

0,69

Font: CNMC (Comissió Nacional dels Mercats i Competència), <http://gdo.cnmc.es/CNE/resumenGdo.do?>



ESPHSC

Monocrystalline Solar Module

KEY FEATURES

166



MBB Half-cut Solar Cell:
144 cells(6X24); 9 busbar solar cell.



Higher Module Conversion Efficiency:
Higher module output up to 450W with module efficiency up to 20.7%.



Low-light Performance:
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Lower operating temperature:
Ensure the operating security; better for hot region.



Reduced hot spot risk:
With optimized electrical design and lower operating current.



Reliabile Warranty:
12 years' product warranty.
Power warranty of 90% up to 12 years and 80% up to 25 years.



WATTS
POSITIVE
TOLERANCE



YEARS
PRODUCT
WARRANTY



YEARS
PERFORMANCE
GUARANTEE 90%



YEARS
PERFORMANCE
GUARANTEE 80%



MONOCRYSTALLINE, 144-CELL SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Module type: ESPHSC	450M
Maximum Power(Wp)	450W
Open circuit Voltage(Voc)	49.3V
Short circuit Current(Isc)	11.60A
Maximum Power Voltage(Vm)	41.5V
Maximum Power Current(Imp)	10.85A
Module efficiency	20.7%
Maximum Series Fuse	20A
Watts positive tolerance	0~+5%
Number of Diode	3
Standard Test Conditions	1000W/M ² ,25°C,AM1.5
Maximum System Voltage	1000/1500 V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0.049%/°C
Temperature-Coefficient Voc	-0.271%/°C
Temperature-Coefficient Pmpp	-0.352%/°C
Normal Operating Cell Temperature	-40°C...+85°C
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)
Product Certificate	TUV(IEC 61215,IEC 61730),CE, ROHS,PID Resistant,INMETRO
Company Certificate	ISO9001,ISO14001,ISO18001

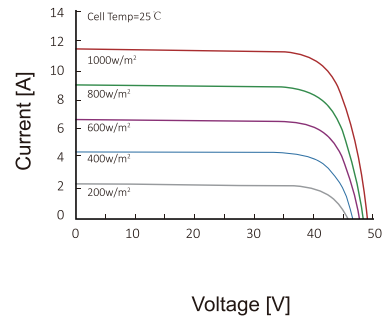
MECHANICAL CHARACTERISTICS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Backsheet (color)	TPT in white
Cell (quantity / material / dimensions)	144(6x24) / monocrystalline silicon
Frame (material / color)	aluminum hollow-chamber frame on each side anodized aluminum alloy / silver
Junction box (protection degree)	≥IP68
Cables & Plug connectors	4mm ² , 300mm in length,length can be customized
Module Dimensions (L / W / H)	2094x1038x40mm
Module Weight	24kg
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C

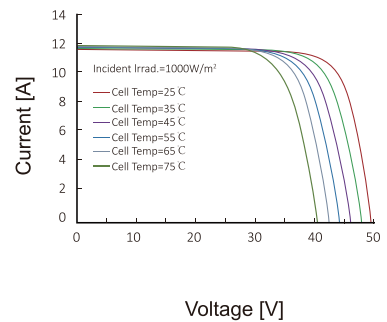
PACKING

Container Size	Units/Pallet (PCS)	Weight/Pallet (KG)	Pallet Measurement (mm)	Units/Container (PCS)
20GP	50(26+24)	1114	2150x1120x2220	250
40HQ	26	634	2150x1120x1170	616
	30	730	2150x1130x1345	

CURRENT-VOLTAGE CURVES:

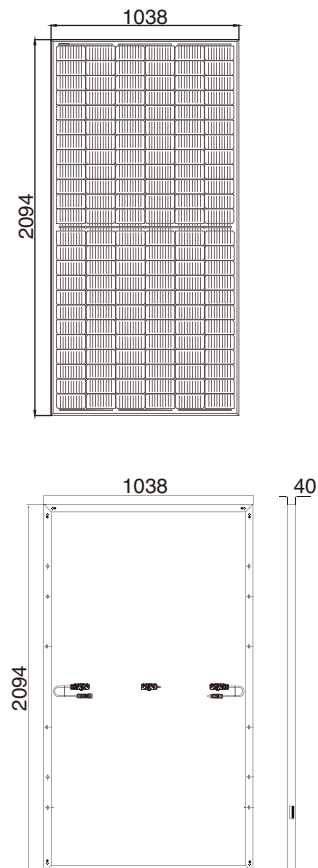


Module characteristics at constant module temperatures of 25°C and variable levels of irradiance



Module characteristics at variable module temperatures and constant module irradiance of 1.000 W/m²

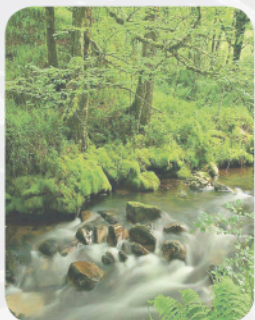
MODULE DIAGRAM:



Sistema MUNIELLOS

H u e r t o s s o l a r e s

 **alusi solar.com**
solar structures



La reserva natural integral de Muniellos está localizada en el suroccidente del Principado de Asturias, entre los concejos de Cangas del Narcea e Ibias dentro del Parque Natural de las Fuentes del Narcea, y ocupa un espacio total de 59,7 km², comprende tre montes: el monte de Muniellos, La Viliella y el monte de Valdebois. La altitud va de los 680 m en las zonas más bajas hasta los 1640 m del pico de la Candanosa. El monte de Muniellos constituye el corazón de la reserva y comprende la cabecera del corto río Muniellos, un afluente del Narcea.

En 1982 el monte de Muniellos fue sometido a un régimen de protección especial y declarado Reserva Biológica Nacional.

Entre su fauna, las especies más íntimamente ligadas al bosque son el Urogallo y el Oso Pardo, así como lobos, jabalís, nutrias o el Gato Montés.



We hold the sun

Contacto

 **EUROPA - Oficinas & Fábrica**

Travesía de la industria 84
Polígono industrial de Las Arobias
33401 Avilés, Asturias, España
Teléfono: +34 984 112 759
alusinsolar@alusinsolar.com

 **alusinsolar.com**

Garantías

- ✓ Marcado CE
 - ✓ 2 Años Garantía de Obra
 - ✓ Materiales 100% Reciclables
 - ✓ Ejecución de Obra: 2 años
- Garantía de Producto según condiciones generales de Garantía de Alusin Solar

Características Técnicas


- Estructura principal hincada al terreno fabricada en acero perfilado con posterior galvanizado por inmersión en caliente según norma UNE EN ISO 1461 2009
- Altura Estándar del panel al suelo: 0,5 mts.
- Perfiles para la fijación de los paneles solares fabricados en aluminio extruido.
- Separador dieléctrico EPDM entre ambos materiales.
- Fijación de paneles solares en cuatro puntos mediante grapas de aluminio extruidas L=70 mm fabricadas en Alusin Solar.
- Tornillería en acero inoxidable A2 para la fijación de los paneles solares. Tornillería en acero galvanizado para el montaje de los pórticos.
- Configuración de 2 paneles en vertical.

Opciones de Configuración

- Válido para paneles solares sin marco.
- Suministro de tuercas antirrobo.
- Desde 10 hasta 35 grados.
- Anclajes al terreno mediante zapatas y/o micropilotes.
- Posibilidad de suministro con 4 correas para zonas climáticas extremas.
- Sistema Monoposte.



Cargas Climáticas

Viento 

Hasta 144 kmh
Configurable hasta 250 km/h

Nieve 

Hasta 1 kN/m2
Configurable hasta 2 kN/m2

Ejecución de Montajes

Alusin Solar dispone de hincadora propia, Modelo ARV 1200, equipada igualmente con equipo de perforación.

Alusin Solar dispone de personal propio para el montaje de proyectos: Hincado, Montaje de Estructuras y Colocación Mecánica de los paneles solares.

UN SISTEMA ADAPTABLE PARA REDES AISLADAS Y MICROREDES

30 / 60 / 90 / 120

Los inversores trifásicos basados en un novedoso sistema modular que reduce el tiempo de fabricación y de montaje y facilita la logística.

Flexibilidad

Facilita la adaptación del equipo a los requerimientos particulares de cada instalación, además de permitir una futura ampliación. Cada instalación puede estar compuesta por un máximo de 4 módulos energy manager, 4 módulos inversores, 4 módulos fotovoltaicos y 4 módulos aerogeneradores.

Módulos aerogeneradores y fotovoltaicos

disponen cada uno de 3 entradas que pueden ser conectadas en paralelo. Entrada fotovoltaica: dispone de un algoritmo avanzado de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT) que

permite obtener el máximo rendimiento del campo fotovoltaico.

Entrada de energía eólica: diseñada para una fácil conexión en alterna de los aerogeneradores, ya sean síncronos o asíncronos.

Fácil instalación y mantenimiento

Monitorización, control y configuración de los parámetros del equipo de forma local con su display y teclado frontales o remota mediante el software Ingecon® Sun Manager.

Software incluido

Incluye sin coste la aplicación Ingecon® Sun Manager para la monitorización y visualización de datos del inversor.

Garantía de 3 años ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Protecciones eléctricas integradas contra sobretensiones transitorias mediante varistores.
- Protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas a la salida.
- Protecciones ante descargas atmosféricas.

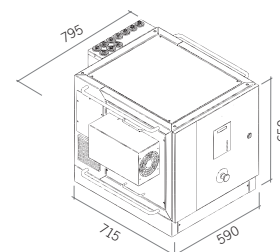
ACCESORIOS OPCIONALES

- Monitorización y control del sistema mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Módem para comunicación remota GSM/GPRS.
- Transformador de aislamiento galvánico.
- Kit para entrada de generador auxiliar.



Dimensiones y peso (mm)

Hybrid MS
120 kg. (cada módulo)

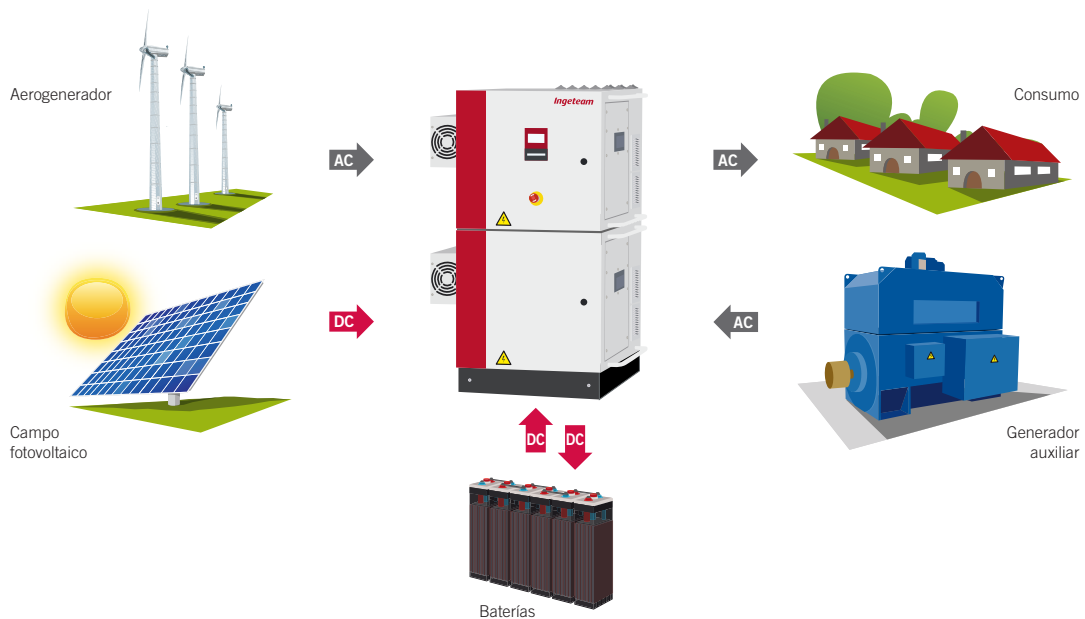


	1 Módulo	2 Módulos	3 Módulos	4 Módulos**
Módulo fotovoltaico				
Número de entradas	3	6	9	12
Potencia	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Rango de tensión	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc
Máxima corriente por cada entrada	30 A	30 A	30 A	30 A
Módulo aerogenerador				
Número de entradas	3	6	9	12
Potencia	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Rango de tensión de línea	70 - 495 Vac	70 - 495 Vac	70 - 495 Vac	70 - 495 Vac
Corriente máxima de línea por cada entrada	24 A	24 A	24 A	24 A
Módulo energy manager				
Potencia	30 kW	60 kW	90 kW	120 kW
Tensión de entrada de baterías	200 - 500 Vdc	200 - 500 Vdc	200 - 500 Vdc	200 - 500 Vdc
Máxima corriente	100 A	200 A	300 A	400 A
Entrada Fotovoltaica *				
Potencia nominal	1 x 15 kW	1 x 15 kW	1 x 15 kW	1 x 15 kW
Rango de tensión	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc	150 - 700 Vdc
Máxima corriente	30 A	30 A	30 A	30 A
Módulo inversor				
Potencia nominal	30 kVA	60 kVA	90 kVA	120 kVA
Tensión de salida	380 - 430 Vac (neutro accesible)	380 - 430 Vac (neutro accesible)	380 - 430 Vac (neutro accesible)	380 - 430 Vac (neutro accesible)
Frecuencia de salida	50 - 60 Hz	50 - 60 Hz	50 - 60 Hz	50 - 60 Hz
THD	<4%	<4%	<4%	<4%
Coseno Phi	de -1 a 1	de -1 a 1	de -1 a 1	de -1 a 1
Rendimiento				
Eficiencia	> 96%			
Datos generales				
Temperatura funcionamiento	-10°C a +45°C			
Grado de protección	IP 20			

* Solo el primer módulo Energy Manager tiene una entrada adicional de campo fotovoltaico. ** Máximo número de módulos.

Referencias normativas: Marcado CE

Esquema de conexión





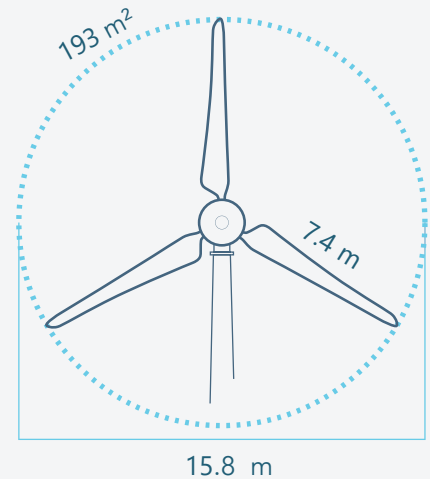
E-60

DATA SHEET



GENERATOR	Type	Permanent Magnet
	Maximum Power	70 kW
	Rated Power	60 kW
ROTOR	Configuration	Horizontal Axis
	No. of Blades	3
	Blade Material	Glass fibre
	Blade Length	7.4 m
	Rotor Diameter	15.8 m
	Swept Area	193 m ²
	Nominal Rotor Speed	120 rpm
WIND	Pitch/Yaw	Downwind passive pitch
	Cut-In Speed	2 m/s
	Rated Wind Speed	11 m/s
	Cut-Out Speed	30 m/s
WEIGHTS	Survival Speed	59.5 m/s
	Nacelle/Rotor	4,500 kg
TOWERS	Lattice	18 – 36 m
	Monopole	18 – 27 m
	Tilt-Up	18 – 27 m
DESIGN PARAMETERS	Turbine Design Class	IEC 61400-2 Class II
	Temperature Range	-20° to 50°C
	Lifespan & Servicing	20 years, subject to regular maintenance

TECHNICAL PROFILE



CLASS II
 —
 PASSIVE REGULATION



SAFETY



- Base Level: Active blade pitch control, with 90° of movement, limits power output and can put blades in a total stall position.
- Second Level: Electronic control system activates mechanical brake with shaft lock and electromagnetic induction brake.
- Third Level: Passive springs deploy, putting the turbine blades in a stall position, spoiling the rotor aerodynamics and subsequently its ability to rotate.

DATA INPUT & MANAGEMENT



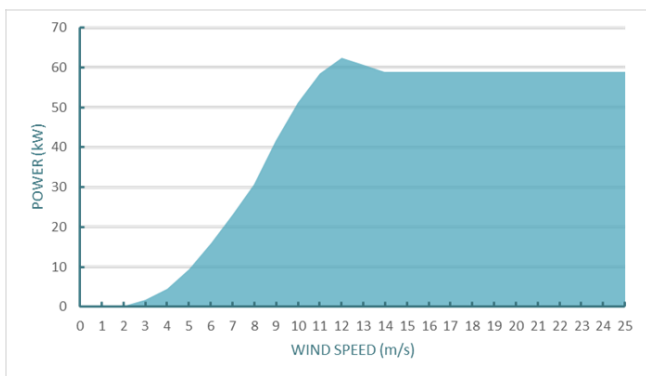
- Remote Control: Allows the remote customization of the wind turbine in order for Ryse to provide optimum performance in every site.
- Storm Detection: Intelligent storm detection algorithm and automatic safety lock protect the turbine in the event of dangerous gusts/hurricane weather.
- LCD display in control box. Can output to local PC or be monitored remotely via the internet.

CONSTRUCTION & MAINTENANCE



- Anti-Corrosive Blades: The blades and nacelle are treated with epoxy paint and hermetically sealed. This gives corrosion and saline protection, making the turbine ideal for island, coastal or desert deployments.
- Ryse service contract available.

POWER CURVE*



ENERGY OUTPUT*

Annual Mean Wind Speed (m/s)	Estimated Annual Output (kWh)
5.0	119,121
5.5	145,580
6.0	171,886
6.5	202,278
7.0	221,466
7.5	243,979
8.0	264,856

* Indicative power curve and estimated energy output. Based on ongoing testing.



SERVICIO		PRP	ESP
POTENCIA	kVA	120	130
POTENCIA	kW	96	104
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	r.p.m.	1.500	
TENSIÓN ESTÁNDAR	V	400/230	
TENSIONES DISPONIBLES	V	230/132 · 230 V (t)	
FACTOR DE POTENCIA	Cos Phi	0,8	



GAMA INDUSTRIAL

HIMOINSA empresa con certificación de calidad ISO 9001

Los grupos electrógenos HIMOINSA cumplen el marcado CE que incluye las siguientes directivas:

- 2006/42/CE Seguridad de Máquinas.
- 2014/30/UE de Compatibilidad Electromagnética.
- 2014/35/UE material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión
- 2000/14/CE Emisiones Sonoras de Máquinas de uso al aire libre.(modificada por 2005/88/CE)
- EN 12100, EN 13857, EN 60204

Condiciones ambientales de referencia según la norma ISO 8528-1:2018: 1000 mbar, 25°C, 30% humedad relativa.

Prime Power (PRP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la PRP.

Emergency Standby Power (ESP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

Continuos Power (COP): Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas constantes por un número ilimitado de horas al año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo.

Cumple con un impacto de carga tipo G2 según la norma ISO 8528-5:2018

HIMOINSA HEADQUARTERS:

Fábrica: Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23,6 | 30730 SAN JAVIER (Murcia) Spain
Tel.+34 968 19 11 28 Fax +34 968 19 12 17 Fax +34 968 19 04 20 |
info@himoinsa.com | www.himoinsa.com

Centros Productivos:
ESPAÑA • FRANCIA • INDIA • CHINA • USA • BRASIL • ARGENTINA

Filiales:

PORTUGAL | POLONIA | ALEMANIA | UK | SINGAPUR | EMIRATOS ÁRABES UNIDOS
| PANAMÁ | REPÚBLICA DOMINICANA | ARGENTINA | ANGOLA | SUDÁFRICA



INSONORIZADO ESTÁNDAR



D10



REFRIGERADOS POR AGUA



TRIFÁSICOS



50 HZ



NO CUMPLE 97/68/CE



DIÉSEL

Himoinsa se reserva el derecho de modificar cualquier característica sin previo aviso.

Pesos y medidas basadas en los productos estandar. Las ilustraciones pueden incluir accesorios opcionales.

Las características técnicas descritas en este catálogo se corresponden con la información disponible en el momento de la impresión.

Las ilustraciones e imágenes son orientativas y podrían no coincidir en su totalidad con el producto.

Diseño industrial bajo patente.



Especificaciones de Motor | 1.500 r.p.m.

Potencia Nominal (PRP)	kW	107,2
Potencia Nominal (ESP)	kW	118,2
Fabricante	FPT_IVECO	
Modelo	NEF45TM3	
Tipo de Motor	Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección	Directa	
Tipo aspiración	Turboalimentado y post-enfriado	
Cilindros, número y disposición	4-L	
Diámetro x Carrera	mm	104 x 132
Cilindrada total	L	4,5
Sistema de refrigeración	Líquido (agua + 50% glicol)	
Especificaciones del aceite motor	ACEA E3 - E5	
Relación de compresión	17,5:1	

Consumo combustible ESP	l/h	30,4
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	27,6
Consumo combustible 80 % PRP	l/h	21,6
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	14,4
Consumo máximo de aceite a plena carga	0,5 % del consumo de combustible	
Capacidad total de aceite (incluido tubos, filtros)	L	12,8
Cantidad total de líquido refrigerante	L	18,5
Regulador	Tipo	Mecánico
Filtro de Aire	Tipo	Seco
Diámetro interior de salida de escape	mm	70,3



- Motor diesel
- 4 tiempos
- Refrigerado por agua
- Arranque eléctrico 12V
- Filtro decantador (nivel no visible)
- Filtro de aire en seco
- Radiador con ventilador soplante
- Regulación mecánica
- Protecciones de partes calientes
- Protecciones de partes móviles
- Sensor de nivel agua radiador (Opcional).
- Bulbos de ATA (Opcional).
- Bulbos de BPA (Opcional).



Especificaciones Alternador | STAMFORD

Fabricante	STAMFORD	
Modelo	UCI274D	
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)	Estrella - Serie	
Tipo de acoplamiento	S-3 11*1/2	
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H

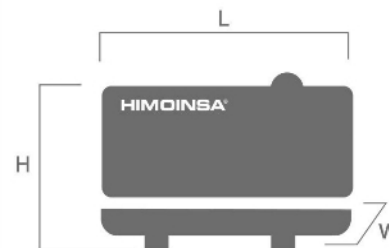
Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)	IP23
Sistema de excitación	Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión	A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte	Monopalier
Sistema de acoplamiento	Disco Flexible
Tipo de recubrimiento	Estándar (Impregnación en vacío)



- Autoexcitado y autorregulado
- Protección IP23
- Aislamiento clase H

DIMENSIONES Y PESO

		Versión Estándar	Versión Gran Capacidad	Versión Gran Capacidad
Largo (L)	mm	2.750	2.750	2.750
Alto (H)	mm	1.760	1.900	2.163
Ancho (W)	mm	1.100	1.100	1.100
Volumen de embalaje máximo	m ³	5,32	5,75	6,54
Peso con líquidos en radiador y cárter	Kg	1728	1868	1998
Capacidad del depósito	L	240	450	850
Autonomía	Horas	11	21	39
		Depósito de plástico	Depósito de acero	Depósito de acero



PRESIÓN SONORA

Nivel de presión sonora	dB(A)@7m	69 ± 2,4
-------------------------	----------	----------

DATOS DE INSTALACIÓN

SISTEMA DE ESCAPE

Máx. temperatura gas de escape	°C	540
Máxima contrapresión aceptable	kPa	5
Diámetro exterior salida escape	mm	90
Calor Evacuado por el escape	KCal/Kwh	590

CANTIDAD DE AIRE NECESARIA

Máximo caudal de aire necesario para la combustión	m ³ /h	427
Caudal de aire ventilador motor	m ³ /s	2,2
Caudal aire ventilador alternador	m ³ /s	0,514

SISTEMA DE PUESTA EN MARCHA

Potencia de arranque	kW	3
Potencia de arranque	CV	4,08
Batería recomendada	Ah	100
Tensión Auxiliar	Vcc	12

SISTEMA DE COMBUSTIBLE

Tipo de combustible		Diésel
Depósito combustible	L	240
Otras capacidades de depósito de combustible	L	450, 850



- Chasis Acero
- Amortiguadores antivibratorios
- Tanque de combustible
- Aforador de nivel de combustible
- Pulsador parada de emergencia
- Carrocería fabricada con chapa de alta calidad
- Alta resistencia mecánica
- Bajo nivel de emisiones sonoras
- Insonorización a base de lana de roca volcánica de alta densidad
- Acabado superficial a base de polvo de poliéster epoxídico
- Total acceso a mantenimientos (agua, aceite y filtros sin desmontar capot)
- Gancho de izado reforzado para elevación con grúa
- Chasis estanco (hace función de doble pared retención líquidos)
- Tapón drenaje depósito
- Tapón drenaje chasis
- Chasis predispuesto para instalación de kit móvil
- Silencioso residencial de acero de -35db(A)
- Kit de extracción de aceite del cárter
- Versatilidad para el montaje de chasis de gran capacidad con depósito metálico
- Protección IP conforme a ISO 8528-13:2016
- Válvula de 3 vías para suministro externo de combustible (disponible con conexiones de 1/2" y de 3/8") (Opcional).
- Bomba de trasiego de combustible (Opcional).

Versión Insonoro



FUNCIONALIDADES DE LAS CENTRALES

	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Lecturas de grupo	Tensión entre fases	●	●	●
	Tensión entre fase y neutro	●	●	●
	Intensidades	●	●	●
	Frecuencia	●	●	●
	Potencia aparente (kVA)	●	●	●
	Potencia activa (kW)	●	●	●
	Potencia reactiva (kVAr)	●	●	●
	Factor de Potencia	●	●	●
Lecturas de red	Tensión entre fases		●	●
	Tensión entre fase y neutro		●	●
	Intensidades		●	●
	Frecuencia		●	●
	Potencia aparente		●	
	Potencia activa		●	
	Potencia reactiva		●	
	Factor de Potencia		●	
Lecturas de motor	Temperatura de refrigerante	●	●	●
	Presión de aceite	●	●	●
	Nivel de combustible (%)	●	●	●
	Tensión de batería	●	●	●
	R.P.M.	●	●	●
	Tensión alternador de carga de batería	●	●	●
Protecciones de motor	Alta temperatura de agua	●	●	●
	Alta temperatura de agua por sensor	●	●	●
	Baja temperatura de motor por sensor	●	●	●
	Baja presión de aceite	●	●	●
	Baja presión de aceite por sensor	●	●	●
	Bajo nivel de agua	●	●	●
	Parada inesperada	●	●	●
	Reserva de combustible	●	●	●
	Reserva de combustible por sensor	●	●	●
	Fallo de parada	●	●	●
	Fallo de tensión de batería	●	●	●
	Fallo alternador carga batería	●	●	●
	Sobrevelocidad	●	●	●
	Subfrecuencia	●	●	●
	Fallo de arranque	●	●	●
	Parada de emergencia	●	●	●

● Estandar

⊙ Opcional

	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7	
Protecciones de alternador	Alta frecuencia	●	●	●	
	Baja frecuencia	●	●	●	
	Alta tensión	●	●	●	
	Baja tensión	●	●	●	
	Cortocircuito	●	●	●	
	Asimetría entre fases	●	●	●	
	Secuencia incorrecta de fases	●	●	●	
	Potencia Inversa_Inverse	●	●	●	
	Sobrecarga	●	●	●	
	Caída de señal de grupo	●	●	●	
	Contadores	Cuenta horas total	●	●	●
Cuenta horas parcial		●	●	●	
Kilowatímetro		●	●	●	
Contador de arranques válidos		●	●	●	
Contador de arranques fallidos		●	●	●	
Mantenimiento		●	●	●	
Comunicaciones	RS232	⓪	⓪	⓪	
	RS485	⓪	⓪	⓪	
	Modbus IP	⓪	⓪	⓪	
	Modbus	⓪	⓪	⓪	
	CCLAN	⓪	⓪	⓪	
	Software para PC	⓪	⓪	⓪	
	Módem analógico	⓪	⓪	⓪	
	Módem GSM/GPRS	⓪	⓪	⓪	
	Pantalla remota	⓪	⓪	⓪	
	Teleseñal	⓪ (8 + 4)	⓪ (8 + 4)	⓪ (8 + 4)	
J1939	⓪	⓪	⓪		
Prestaciones	Histórico de alarmas	● (10) / (opc. +100)	● (10) / (opc. +100)	● (10) / (opc. +100)	
	Arranque externo	●	●	●	
	Inhibición de arranque	●	●	●	
	Arranque por fallo de red	●	●	●	
	Arranque por normativa EJP	●	●	●	
	Control de pre-calentamiento de motor	●	●	●	
	Activación de contactor de grupo	●	●	●	
	Activación de contactor de Red y Grupo	●	●	●	
	Control del trasiego de combustible	●	●	●	
	Control de temperatura de motor	●	●	●	
	Marcha forzada de grupo	●	●	●	
	Alarmas libres programables	●	●	●	
	Función de arranque de grupo en modo test	●	●	●	
	Salidas libres programables	●	●	●	
	Multiligüe	●	●	●	
	Aplicaciones especiales	Localización GPS	⓪	⓪	⓪
		Sincronismo	⓪	⓪	⓪
Sincronismo con la red		⓪	⓪	⓪	
Eliminación del segundo		⓪	⓪	⓪	
RAM7		⓪	⓪	⓪	
Panel repetitivo		⓪	⓪	⓪	
Reloj programador		⓪	⓪	⓪	

● Estandar

⓪ Opcional



CUADROS DE CONTROL



M5

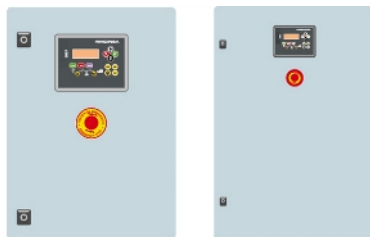
Cuadro control manual Auto-Start digital y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje) y diferencial con CEM7.

Central digital CEM7



AS5

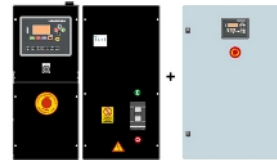
Cuadro automático SIN conmutación y SIN control de red con central CEM7. (*) Opción AS5 con central CEA7. Cuadro automático SIN conmutación y CON control de red.



CC2

Armario de Conmutación Himoinsa CON visualización.

Central digital CEC7



AS5 + CC2

Cuadro automático CON conmutación y CON control de red. La visualización estará en el grupo y en el armario.

Central digital CEM7+CEC7



AC5

Cuadro automático por fallo de red. Armario en pared CON conmutación y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje).

Central digital CEA7



Sistema Eléctrico

- Cuadro eléctrico de control y potencia, con aparatos de medida y central de control (según necesidad y configuración)
- Protección magnetotérmica tetrapolar
- Protección diferencial regulable (tiempo y sensibilidad) de serie en M5 y AS5 con protección magnetotérmica
- Cargador de batería (incluido en grupos con cuadro de versión automática)
- Resistencia de caldeo (de serie en grupos con cuadro de versión automática)
- Alternador de carga de baterías con toma de tierra
- Batería/s de arranque instaladas (incluye/n cables y soporte)
- Instalación eléctrica de toma de tierra, con conexión prevista para pica de tierra (pica no suministrada)
- Desconector de batería/s (Opcional).