DECLARACION RESPONSABLE DE TÉCNICO COMPETENTE, PROYECTISTA Y DIRECTOR DE LA EJECUCIÓN DE TRABAJOS/OBRAS

A	DATOS DEL TÉCNICO TITULADO COMPETENTE PROYECTISTA	
NOMBRE Y APELLIDOS [redacted]		DNI [redacted]
DOMICILIO (CALLE Y NÚMERO): [redacted]		C.P [redacted]
LOCALIDAD: LOGROÑO	PROVINCIA: LA RIOJA	
TITULACIÓN: INGENIERO DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	ESPECIALIDAD:	
COLEGIO PROFESIONAL (SI PROCEDE): CICCP	NÚMERO COLEGIADO (SI PROCEDE): 36847	

B DECLARACIÓN DEL TÉCNICO TITULADO COMPETENTE PROYECTISTA

Declaro bajo mi responsabilidad que:

1. **Poseo la titulación indicada en el apartado A.**
2. **De acuerdo con las atribuciones profesionales de esta titulación tengo competencia para la redacción y firma del proyecto técnico denominado [1]:** PROYECTO TECNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACION E HIBRIDACION DEL PARQUE EOLICO RAPOSERAS
3. **No estoy inhabilitado, ni administrativamente ni judicialmente, para la redacción y firma de dicho proyecto.**
4. **He tenido en cuenta la normativa vigente de aplicación en el proyecto indicado en el apartado 2.**
5. **Que el proyecto [2]** ☐ **se encuentra contemplado en el art. 2 R.D. 1000/2010 y amparado por lo previsto en el art. 3 del R.D. 1000/2010**
   ☑ **no se encuentra contemplado en el art. 2 R.D. 1000/2010**

C	DATOS DEL TÉCNICO TITULADO COMPETENTE DIRECTOR DE LA EJECUCIÓN DE TRABAJOS/OBRAS	
NOMBRE Y APELLIDOS:		DNI:
DOMICILIO (CALLE Y NÚMERO):		C.P.
LOCALIDAD:	PROVINCIA:	
TITULACIÓN:	ESPECIALIDAD:	
COLEGIO PROFESIONAL (SI PROCEDE):	NÚMERO COLEGIADO (SI PROCEDE):	

D DECLARACIÓN DEL TÉCNICO TITULADO COMPETENTE DIRECTOR DE LA EJECUCIÓN DE TRABAJOS/OBRAS

Declaro bajo mi responsabilidad que:

- **Poseo la titulación indicada en el apartado C**
- **De acuerdo con las atribuciones profesionales de esta titulación tengo competencia para la dirección de los trabajos/obras de ejecución y la certificación relativas al proyecto técnico [3] :**
- **No estoy inhabilitado, ni administrativamente ni judicialmente, para la redacción y firma del certificado de dirección de la ejecución de las citadas obras.**
- **He tenido en cuenta la normativa vigente de aplicación en el proyecto anteriormente mencionado**

E FIRMAS DE LOS TÉCNICOS TITULADOS COMPETENTES QUE DECLARAN

Y para que conste y surta los efectos oportunos, se expide y firma la presente declaración responsable de la veracidad de los datos e información anteriores	Y para que conste y surta los efectos oportunos, se expide y firma la presente declaración responsable de la veracidad de los datos e información anteriores
[redacted]	de de 20
	Firmado el técnico titulado competente director de la ejecución de los trabajos/obras

[1] Se debe indicar con el detalle adecuado el tipo y características del establecimiento y/o instalación proyectada objeto de la presente declaración.
[2] Señálese la que proceda.
[3] Cuando el técnico proyectista y el director de la ejecución de trabajos/obras no sean la misma persona podrán presentar este documento por separado, en este caso el director de los trabajos/obras deberá identificar al autor del proyecto técnico y la denominación de este.
En este caso de que se suscriban ambas declaraciones responsables (la del proyectista y la del director de la ejecución de los trabajos/obras) en este documento bastará con hacer referencia al proyecto detallado en el apartado B.

PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS

LA RIOJA, 05/2026



Barlovento

Pintor Sorolla 8, 1º A
26007 Logroño (España)
T +34 941 287347
F +34 941 287348
www.barloventoapplus.com

Barlovento Recursos Naturales S.L.U.:

Preparado para: ENI PLENITUDE RENEWABLES SPAIN S.L.

05/2026

LISTADO DE DOCUMENTATIÓN

CÓDIGO	REV	TÍTULO	FECHA
K25-05-04	01	**"PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS"**	05/2026
K25-05-04	00	**"PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS"**	06/2025

CONTROL DE COPIAS Y DISTRIBUCIÓN

NÚMERO COPIA	CÓDIGO/REVISIÓN	DISTRIBUCIÓN
1	K25-05-04/ 01	ENI PLENITUDE RENEWABLES SPAIN S.L.
2	K25-05-04/ 01	BARLOVENTO RECURSOS NATURALES S.L.U.

PREPARADO POR:

[redacted]

Aviso legal: Este documento ha sido preparado en nombre de y para uso exclusivo del Cliente. Barlovento Recursos Naturales no aceptará ninguna responsabilidad con respecto al uso de o en relación con este documento por terceras partes. Si el material provisto por el Cliente o terceras partes (datos, documentos, notas, diagramas, etc.) y utilizados en el informe no pueden ser comprobados, Barlovento no asumirá ninguna responsabilidad ni garantizará la exactitud de los cálculos aquí presentados. El resultado de este informe sólo puede ser interpretado dentro del contexto completo del informe y bajo la consideración de las observaciones del autor sobre los resultados y las incertidumbres calculadas.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DOCUMENTO Nº1. MEMORIA Y ANEJOS

- ANEJO 1. ESTUDIO DE RECURSO EÓLICO Y PRODUCCIONES
- ANEJO 2. ESTUDIO DE RECURSO SOLAR Y PRODUCCIONES
- ANEJO 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR
- ANEJO 4. CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS
- ANEJO 5. RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS
- ANEJO 6. CÁLCULOS ELÉCTRICOS
- ANEJO 7 OBRA CIVIL
- ANEJO 8. PLAN DE OBRA
- ANEJO 9. ESTUDIO CONTRA INCENDIOS
- ANEJO 10. CAMPOS MAGNETICOS
- ANEJO 11. ESTUDIO DE EMISIONES ACÚSTICAS
- ANEJO 12. ESTUDIO DE DESMANTELAMIENTO
- ANEJO 13. ADECUACIÓN URBANÍSTICA
- ANEJO 14. ESTUDIO HIDROLÓGICO

DOCUMENTO Nº2. PLANOS

- PLANO 01. LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.
- PLANO 02. PLANTA GENERAL DE DESMANTELAMIENTO, SITUACIÓN ACTUAL DEL PE.
- PLANO 03. PLANTA GENERAL DE DESMANTELAMIENTO, CAMINOS Y PLATAFORMAS A RESTITUIR
- PLANO 04. PLANTA GENERAL DE DESMANTELAMIENTO – ZANJAS A RESTITUIR
- PLANO 05. DESMANTELAMIENTO. RESTITUCIÓN DE VIALES
- PLANO 06. DESMANTELAMIENTO. RESTITUCIÓN DE PLATAFORMAS
- PLANO 07. DESMANTELAMIENTO. DEMOLICIÓN CIMENTACIÓN
- PLANO 08. PARCELARIO DE DESMANTELAMIENTO.
- PLANO 09. PLANTA GENERAL DE IMPLANTACIÓN REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN PE RAPOSERAS
- PLANO 10. PARCELARIO REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN
- PLANO 11. PLANTA TRAZADO VIALES DEL PE "RAPOSERAS"
- PLANO 12. SECCIÓN CARACTERÍSTICA VIAL PE "RAPOSERAS"
- PLANO 13. CAMINOS. PERFILES LONGITUDINALES, PE "RAPOSERAS"
- PLANO 14. CAMINOS. PERFILES TRANSVERSALES, PE "RAPOSERAS"
- PLANO 15. PLATAFORMA TIPO - PE "RAPOSERAS"

- PLANO 16. CIMENTACIÓN TIPO - PE "RAPOSERAS"
- PLANO 17. AEROGENERADOR N163
- PLANO 18. TORRE DE MEDICIÓN
- PLANO 19. DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE MT DE LOS AEROGENERADORES
- PLANO 20. ESQUEMA DE INTERCONEXIÓN DE PAT DEL PE "RAPOSERAS"
- PLANO 21. ESQUEMA DE INTERCONEXIÓN DE COMUNICACIONES DEL PE "RAPOSERAS"
- PLANO 22. IMPLANTACIÓN DE LA PSFV " RAPOSERAS"
- PLANO 23. DIVISIÓN DE BLOQUES DE POTENCIA DE LA PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 24. DETALLE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
- PLANO 25. CONEXIONADO DE MÓDULOS PSFV RAPOSERAS
- PLANO 26. DETALLE INVERSOR - PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 27. DETALLE DE LA ESTACIÓN DE POTENCIA -PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 28. DETALLE VALLADO
- PLANO 29. DETALLE ESTRUCTURA PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 30. DETALLE DE ZANJAS DE BAJA TENSIÓN
- PLANO 31. DIAGRAMA DE INTERCONEXIÓN DE LA PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 32. PLANTA GENERAL DE LA RED DE PAT DE LA PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 33. CIMENTACIÓN DE LA ESTACIÓN DE POTENCIA DE LA PSFV “RAPOSERAS”
- PLANO 34. VIALES DE LA PSFV
- PLANO 35. SECCIÓN CARACTERÍSTICAS VIALES PSFV
- PLANO 36. DRENAJE DE LA PSFV "RAPOSERAS"
- PLANO 37. IMPLANTACIÓN BESS
- PLANO 38. DETALLE DEL CONTENEDOR DE BATERÍAS ST5015UX DEL BESS
- PLANO 39. DETALLE DEL MVS5140-LS DEL BESS
- PLANO 40. ESQUEMA DE INTERCONEXIÓN DEL BESS
- PLANO 41. CIMENTACIÓN DEL BESS
- PLANO 42. PLANTA GENERAL DE IMPLANTACIÓN DE LAS ZANJAS DE MT PE + PSFV + BESS
- PLANO 43. ZANJAS ELÉCTRICAS SECCIÓN TIPO MT
- PLANO 44. PLANO GENERAL DE IMPLANTACIÓN SET “RAPOSERAS"
- PLANO 45. SALA DE CONTROL Y CELDAS SET "RAPOSERAS"
- PLANO 46. UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SET RAPOSERAS
- PLANO 47 UNIFILAR DE PYM 20 KV SET RAPOSERAS
- PLANO 48. UNIFILAR DE PYM 66KV SET RAPOSERAS

DOCUMENTO Nº3. MEDICIONES Y PRESUPUESTO

DOCUMENTO Nº4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

DOCUMENTO Nº5. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

- MEMORIA
- PLANOS
- PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES
- PRESUPUESTO

DOCUMENTO Nº6. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

- MEMORIA
- PLANOS
- PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES
- PRESUPUESTO

DOCUMENTO Nº1. MEMORIA

LA RIOJA



Barlovento

INDICE DE CONTENIDO

1 ANTECEDENTES 10
2 OBJETO Y ALCANCE 12
3 DATOS DEL PROMOTOR 13
4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO 14
5 NORMATIVA DE APLICACIÓN 17
6 EMPLAZAMIENTO 23
7 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA 25
7.1 RELIEVE 25
7.2 SISMICIDAD 25
7.3 INFORMACIÓN GEOTÉCNICA PRELIMINAR 26
7.4 CLIMATOLOGÍA E HIDROLOGÍA 27
7.5 USOS DEL SUELO 28
8 RESTRICCIONES Y ESPACIOS PROTEGIDOS 30
8.1 RESTRICCIONES AMBIENTALES PE REPOTENCIADO E HIBRIDACIÓN 30
8.1.1 Espacios protegidos 30
8.1.2 Recursos Hídricos 32
8.1.3 Sensibilidad Ambiental 33
8.1.4 Zona de exclusión para la ubicación de parques eólicos 35
8.2 RESTRICCIONES URBANÍSTICAS 36
8.2.1 Montes Públicos de La Rioja 37
8.2.2 Explotaciones Mineras 37
8.3 RESTRICCIONES CULTURALES Y SOCIALES 37
8.4 RESTRICCIONES AERONÁUTICAS 38
8.5 RESTRICCIONES POR OTRAS INFRAESTRUCTURAS 38
8.6 RESTRICCIONES Y EFECTOS SINÉRGICOS POR PARQUES EÓLICOS CERCANOS 39
9 DESCONEXIÓN Y DESMANTELAMIENTO 40
9.1 DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ACTUACIÓN 40
9.2 DESCONEXIÓN DEL PARQUE 40
9.2.1 Estrategia de desconexión 40
9.3 PROCESO DE DESMANTELAMIENTO 41
9.3.1 Desmontaje de los aerogeneradores 42
9.3.2 Desmantelamiento de las cimentaciones 45
9.3.3 Desmantelamiento de plataformas de montaje y viales de acceso 46
9.3.4 Desmantelamiento de la red subterránea de media tensión. 46

9.3.5 Retirada de la torre de medición existente 47
10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN 48
11 PARQUE EÓLICO 49
11.1 AEROGENERADOR 49
11.1.1 Modelo de aerogenerador 49
11.1.2 Recurso eólico y producciones 49
11.1.3 Ubicación de aerogeneradores 50
11.1.4 Señalamiento e iluminación 52
11.2 OBRA CIVIL 52
11.2.1 Cimentación de los aerogeneradores 52
11.2.2 Plataformas de instalación de los aerogeneradores 54
11.2.3 Camino de acceso 55
11.2.4 Caminos internos del parque eólico 56
11.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA 57
11.3.1 Transformador elevador trifásico 58
11.3.2 Celdas de MT 58
11.3.3 Circuitos MT 61
11.3.4 Canalizaciones subterráneas de media tensión 62
11.4 RED DE COMUNICACIONES 64
11.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 65
11.6 TORRE DE MEDICIÓN 67
12 PLANTA FOTOVOLTAICA 69
12.1 COMPONENTES PRINCIPALES 71
12.1.1 Módulos fotovoltaicos 72
12.1.2 Estructura soporte módulos 73
12.1.3 Inversor solar 74
12.2 ESTUDIO DE RESCURSO SOLAR 75
12.3 IRRADIACIÓN EN EL PLANO DEL MÓDULO 76
12.4 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN 77
12.5 ESTACIONES METEOROLÓGICAS 78
12.6 VALLADO 79
12.7 OBRA CIVIL 85
12.7.1 Cimentaciones de los seguidores solares 86
12.7.2 Cimentaciones de las estaciones de potencia 86
12.7.3 Camino de acceso 86

12.8 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA 88
12.8.1 Circuitos de BT 88
12.8.2 Circuitos de MT 88
12.8.3 Canalizaciones subterráneas de media tensión 90
12.8.4 Sistema de puesta a tierra 90
12.8.5 Servicios auxiliares 91
13 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO 92
13.1 DESCRIPCIÓN GENERAL 92
13.2 EQUIPOS PRINCIPALES 92
13.2.1 Contenedores de baterías 93
13.2.2 Centro de transformación 94
13.2.3 Distancias entre equipos 96
13.3 OBRA CIVIL 96
13.4 INSTALACIONES ELÉCTRICA 97
14 DEFINICIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA 98
15 SISTEMA DE CONTROL 100
15.1 SCADA DE LA PLANTA HÍBRIDA 100
16 INSTALACIONES TEMPORALES (CAMPA DE OBRA) 101
17 ÁREAS AFECTADAS 104
17.1 ÁREAS AFECTADAS DURANTE EL DESMANTELAMIENTO 104
17.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS DURANTE EL DESMANTELAMIENTO 105
17.3 ÁREAS AFECTADAS DURANTE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN 105
18 EVACUACIÓN 107
18.1 MODIFICACIÓN DE LA SET RAPOSERAS 107
18.1.1 Alcance de la modificación 107
18.1.2 Instalación tras la modificación 107
18.1.3 Configuración de los equipos de medida 109
18.1.4 Instalaciones complementarias 112
18.2 LÍNEA DE EVACUACIÓN (NO TRANSPORTE) 112
19 PLAN DE OBRA 114
20 PLAN DE CONTROL DE CALIDAD 115
21 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD 116
22 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS 117
23 CONSUMOS AUXILIARES 118
24 RESUMEN DEL PRESUPUESTO 120

25 CONCLUSIONES 122
26 REFERENCIAS 123

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas UTM Uso 30T de los vértices de la poligonal 24
Tabla 2. Medidas desmantelamiento 46
Tabla 3. Características básicas del modelo de aerogenerador 49
Tabla 4. Resultados de la generación eólica 50
Tabla 5. Coordenadas de los aerogeneradores 51
Tabla 6. Predimensionamiento de zapata 53
Tabla 7. Principales cantidades por zapata 54
Tabla 8. Características básicas del transformador MT/BT 58
Tabla 9. Características básicas de las celdas de MT 59
Tabla 10. Tipo de Celdas de MT según aerogeneradores 59
Tabla 11. Descripción circuito de MT 62
Tabla 12. Coordenadas de la torre de medición (UTM ETRS89,30T) 67
Tabla 13. Equipos de la torre de medición 67
Tabla 14. Configuración de la PSFV Raposeras 69
Tabla 15. Características de los módulos fotovoltaicos, en condiciones STC. 72
Tabla 16. Características de la estructura soporte de los módulos 74
Tabla 17. Características básicas del inversor solar 74
Tabla 18. TMY (Typical Meteorological Year) de SOLARGIS PROSPECT 76
Tabla 19. Irradiación en el plano del módulo (GTI) y ganancia relativa a la horizontal (GHI) 77
Tabla 20. Resumen comportamiento de la PSFV Raposeras 78
Tabla 21. Vértices de los vallados de la PSFV Raposeras 80
Tabla 22 Características generales del sistema de baterías (BESS) 92
Tabla 23. Características de los contenedores de baterías 93
Tabla 24. Características del centro de transformación del BESS 95
Tabla 25. Tabla resumen de las afecciones del desmantelamiento 104
Tabla 26. Resumen del movimiento de tierras 105
Tabla 27. Tabla resumen de las afecciones de la repotenciación 106
Tabla 28. Clase de precisión de los equipos de medida 110
Tabla 29. Potencia contratada prevista preliminarmente para el proyecto 118
Tabla 30. Resumen del presupuesto de Ejecución Material 120

Tabla 31. Resumen del presupuesto de Ejecución por Contrata 121
Tabla 32. Referencias 123

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Emplazamiento Parque Híbrido Raposeras 23
Ilustración 2. Vértices de la poligonal del parque 24
Ilustración 3. Poligonal del parque y modelo digital de elevación 25
Ilustración 4. Mapa de peligrosidad sísmica (NCSR-02) (S/E) 26
Ilustración 5. Zona de proyecto sobre mapa geológico de España (S/E) 27
Ilustración 6. Temperaturas medias y precipitaciones 28
Ilustración 7. Afección de municipios al PE Raposeras 29
Ilustración 8. Hábitats de interés comunitario (HIC) 31
Ilustración 9. Vías Pecuarias 32
Ilustración 10. Zonas de sensibilidad ambiental de MITECO (eólica) 34
Ilustración 11. Zonas de sensibilidad ambiental de MITECO (solar) 35
Ilustración 12. Zonas de exclusión para la ubicación de parques eólicos de La Rioja 36
Ilustración 13. PE Raposeras existente 40
Ilustración 14. Señalizado de las zonas de trabajo 42
Ilustración 15. Apoyo del camión pluma y posicionamiento y apoyo del rotor 43
Ilustración 16. Transporte de palas a zonas de acopio 43
Ilustración 17. Desmontaje, bajada, transporte y acopiado de la góndola 44
Ilustración 18. Elementos desmontados y acopiados 45
Ilustración 19. Posiciones de los aerogeneradores de la repotenciación. 51
Ilustración 20. Concepto 3D de zapata de aerogenerador 53
Ilustración 21. Esquema dimensional de zapata (sin escala) 53
Ilustración 22. Esquema plataforma TS98-01/ N163 55
Ilustración 23. Camino de acceso al PE Raposeras. 56
Ilustración 24. Esquema unifilar centro de transformación Tipo I 60
Ilustración 25. Esquema unifilar centro de transformación Tipo II 61
Ilustración 26. Propuesta de configuración de puesta a tierra de los aerogeneradores 66
Ilustración 27. Layout del PSFV RAPOSERAS 71
Ilustración 28. Vértices del vallado Campo solar 1 84
Ilustración 29. Vértices del vallado Campo solar 2 y 3 85
Ilustración 30. Acceso a la PSFV y al BESS Raposeras 87
Ilustración 31. Dimensiones externas del contenedor de baterías 94

Ilustración 32. Componentes internos del contenedor de baterías 94
Ilustración 33. Dimensiones externas del centro de transformación del BESS 95
Ilustración 34. Componentes del centro de transformación del BESS 96
Ilustración 35. Campa de obra para la repotenciación del PE. 101
Ilustración 36. Campa de obra para la PSFV y el BESS. 102
Ilustración 37. Campa de obra para el acopio de los componentes del PE a desmantelar. 103

ABREVIATURAS

AT	**A**lta **T**ensión
BESS	**B**attery **E**nergy **S**torage **S**ystem
BT	**B**aja **T**ensión
CA	**C**orriente **A**lterna
CC	**C**orriente **C**ontinua
CEI	**C**omisión **E**lectrotécnica **I**nternacional
CT	**C**entro de **T**ransformación
ENP	**E**spacios **N**aturales **P**rotegidos
HPPC	**H**ybrid **P**ower **P**lant **C**ontroller
IBA	Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España
IGME	**I**nstituto **G**eológico y **M**inero de **E**spaña
IGN	**I**nstituto **G**eográfico **N**acional
ITC	**I**nstrucciones **T**écnicas **C**omplementarias
LFP	Litio-ferrofosfato (***L**ithium **F**errum **P**hosphate*)
LIC	**L**ugares de **I**mportancia **C**omunitaria
LIG	**L**ugares de **I**nterés **G**eológico
LOTUR	**L**ey de **O**rdenación del **T**erritorio y **U**rbanismo de la **R**ioja
MPE	**M**ódulo de **P**arque **E**léctrico
m.s.n.m.	**M**etros **s**obre el **n**ivel del **m**ar
MT	**M**edia **T**ensión
OACI	**O**rganización de **A**viación **C**ivil **I**nternacional
PCR	**P**unto de **C**onexión con la **R**ed de transporte
PE	**P**arque **E**ólico
PFV	**P**lanta **F**oto**v**oltaica
PNIEC	**P**lan **N**acional **I**ntegrado de **E**nergía y **C**lima

PNOA	**P**lan **N**acional de **O**rtografía **A**érea
PPC	**P**ower **P**lant **C**ontroller
RD	**R**eal **D**ecreto
REBT	**R**eglamento **E**lectrotécnico de **B**aja **T**ensión
REE	**R**ed **E**léctrica de **E**spaña
SET	**S**ubestación **E**léctrica **T**ransformadora
UE	**U**nión **E**uropea
UGE	**U**nidad de **G**eneración de **E**lectricidad
UNE	**O**rganismo de **N**ormalización **E**spañola
UTM	Sistema de coordenadas **U**niversal **T**ransversal de **M**ercator
ZEC	**Z**ona de **E**special **C**onservación
ZEPA	**Z**onas de **E**special **P**rotección para las **A**ves

1 ANTECEDENTES

A modo introductorio, se presentan los principales datos del parque objeto del presente proyecto denominado "PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS" (en adelante, "**PE Raposeras**").

Tipo: Planta de generación de energía eléctrica renovable de origen eólico hibridada con tecnología fotovoltaica y con tecnología de almacenamiento.

Nombre: ……Parque Eólico (PE) Raposeras

Ubicación:……TM Pradejón y TM Calahorra (La Rioja)

Capacidad de acceso:……40.50 MW

Punto de Conexión a Red (PCR)……Subestación QUEL 220 kV

Propietario del PCR: …… Red Eléctrica de España (REE)

Potencia total instalada:…… 45.00 MW

Módulo de Parque Eólico repotenciado (PE):……42.00 MW

Módulo de Planta Solar Fotovoltaica (PSFV):……16.64 MW

Módulo de Sistema de Almacenamiento (BESS): ……5.0 MW

En este contexto, en el presente proyecto se propone la repotenciación del PE Raposeras original que se encuentra próximo al final de su vida útil. La repotenciación supone una oportunidad para mejorar la competitividad y rentabilidad del PE, al reducir los costes de operación y mantenimiento, aumentar la producción y el valor de la energía, y prolongar la vida útil del activo. Asimismo, la repotenciación contribuye a la reactivación económica y social del territorio, al generar empleo, actividad industrial y desarrollo local.

El PE original se encuentra situado en los municipios de Pradejón y Calahorra, todos en la comunidad autónoma de La Rioja. El PE, actualmente en operación, consta de 26 aerogeneradores modelo GE1.5 s.l. del fabricante General Electric, de 1 500kW de potencia nominal, que suman 39 MW.

Con el presente documento, se pretende iniciar el procedimiento para el desmantelamiento y repotenciación del PE, reemplazando los 26 modelos GE1.5 s.l. por 6 modelos N163 de 7.00 MW (o similar).

El PE repotenciado se hibridará con una PSFV de 16.64 MW de potencia instalada (potencia en inversores), dando una mayor garantía de potencia en el Punto de Conexión con la Red de transporte (en adelante, PCR).

Además, se implantará un sistema de almacenamiento (BESS, por sus siglas en inglés, Battery Energy Storage System), de 5.0 MW de potencia instalada y 20.06 MWh de capacidad de almacenamiento, lo que equivale a 4 h de duración de carga. Mediante este sistema de almacenamiento, se pueden almacenar los excedentes de energía del Módulo de Parque Eléctrico

(en adelante, MPE), para posteriormente descargarlas a la red y mejorar con ello la estabilidad de la energía eléctrica suministrada, dentro de los límites de potencia de acceso autorizada en la red, que es de 40.50MW.

Además, para cumplir tales objetivos, también se modificará la subestación existente del parque "SET Raposeras" para posibilitar la instalación de los equipos correspondientes a la repotenciación del PE, al Sistema BESS y a la PSFV y también para permitir la conexión de las líneas subterráneas de evacuación de estas instalaciones de generación a un nivel de tensión de 20 kV. Del mismo modo, se muestran las adaptaciones necesarias de acuerdo con lo establecido en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por Real Decreto 337/2014, 9 mayo, B.O.E.: 09/06/2014.

El trazado de la línea de evacuación de 66 kV actual y el PCR, se mantendrán en la repotenciación e hibridación del parque.

2 OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto tiene como objeto la realización del "PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN+HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS", el cual va en el marco de la transición energética que es un reto para el desarrollo económico, social y ambiental de España y de la Unión Europea.

El presente proyecto se redacta con el objeto de:

1. Describir las características generales del PE Raposeras repotenciado, de las tecnologías que lo hibridan (PSFV + BESS), así como de sus infraestructuras complementarias, de acuerdo con la normativa vigente de aplicación

2. Servir de soporte técnico para la obtención de la Autorización Administrativa de Construcción.

El alcance contemplado en el presente proyecto incluye:

- Diseño y dimensionamiento de la "REPOTENCIACIÓN + HIBRIDACIÓN DEL PE RAPOSERAS", así como de su infraestructura de evacuación en media tensión, siendo el límite del alcance del presente proyecto la conexión de los circuitos de MT (20 kV) en el embarrado de 20 kV de la subestación del parque "SET Raposeras".
- También se describen los elementos y características técnicas esenciales de los elementos que se ven afectados en la modificación de la SET para integrar el sistema de almacenamiento mediante baterías y la planta solar fotovoltaica.

3 DATOS DEL PROMOTOR

El promotor de las instalaciones objeto del presente proyecto es es **ENI PLENITUDE RENEWABLES SPAIN S.L.,** cuyos datos son:

- CIF: B85223758
- Con dirección a efectos de notificaciones: Calle Orense, Edificio Nº4, 5ª Planta, CP.28020.

Persona a efectos de contacto y notificaciones:

- [redacted]
- [redacted]

4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La preocupación por la degradación medioambiental, la conveniencia de disminuir la dependencia de las importaciones energéticas y aumentar la seguridad de suministro, son los factores que han contribuido decisivamente a la toma de medidas por parte de los países más desarrollados del mundo, implementando acciones con objetivos de mejorar la eficiencia y reducir las emisiones de contaminantes.

Para cumplir los objetivos energéticos y climáticos de la UE para 2030, los países miembros establecieron un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) decenal, para el período comprendido entre 2021 y 2030. El plan fue introducido en virtud del Reglamento sobre la gobernanza de la unión de la energía y el clima (EU / 2018/1999), las normas exigían que el PNIEC final se presentara a la Comisión a finales de 2019.

Es por ello por lo que España, tras la finalización del PER (2020), definió el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC 2021-2030. Respondiendo mediante este instrumento de planificación a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático y de las directrices europeas. Sus objetivos y medidas son coherentes con el PER, incluso son más exigentes.

Como objetivo a largo plazo que guía la preparación del Plan es convertir a España en un país neutro en carbono en 2050. En esa dirección, el objetivo del Plan a medio plazo es lograr una disminución de emisiones de, al menos, el 20 % respecto a 1990 para el año 2030. Según la previsión realizada por el Plan, las medidas contempladas en el mismo permitirán alcanzar un nivel de reducción de emisiones del 23%. Para ello, será necesario que el 42% del uso final de la energía proceda de energías renovables, lo que incluye que, el 28% de la energía empleada para el transporte (vía electrificación y biocarburantes), el 74% de la generación eléctrica y el 31% en aplicaciones calor y frío tengan un origen renovable.

Dentro de este marco, ENI PLENITUDE RENEWABLES SPAIN S.L., sabedora del potencial eólico en la zona y del estado del PE Raposeras existente, desea desarrollar el presente proyecto que es compatible con los intereses del Estado y presenta las siguientes ventajas, en consonancia con las directrices del PNIEC.

Sistema eléctrico:

- Un incremento del factor de capacidad del punto de acceso y conexión a la red de la planta por la complementariedad de las curvas de carga de las diferentes tecnologías. Aun cuando se produzcan horas de simultaneidad de ambas tecnologías el balance deberá ser siempre positivo.
- Una mayor garantía de potencia en el punto de conexión para el sistema y una participación más flexible en los mercados de ajuste.
- Los proyectos híbridos pueden proporcionar servicios de soporte a la red, tales como son la regulación de frecuencia, el control de rampas y el aporte de reactiva, los cuales dotan a la planta híbrida de una capacidad de respuesta eficaz a los requisitos del operador de red.
- Contribución a una mayor independencia del mercado de combustibles fósiles, traducida en una mayor seguridad de suministro eléctrico a largo plazo.

Recurso energético:

- Área con alto potencial eólico y fotovoltaico, demostrado por el factor de planta que ha ido obteniendo el PE Raposeras actual y por los resultados obtenidos en del campo de viento y radicación solar (*Anejo 1*. Recurso Eólico y *Anejo 2*. Recurso Solar).

Compatibilidad medioambiental

- El proyecto contribuye a conseguir un crecimiento sostenible, mediante un aprovechamiento eficiente y racional de las energías primarias, con la consecuente disminución de emisiones gaseosas de origen fósil a la atmosfera.
- Compatibilidad de la realización de este proyecto con las políticas de protección ambiental y las tendencias a conservación de los recursos naturales.
- En el diseño propuesto para la repotenciación del PE Raposeras se han dispuesto los aerogeneradores de forma ordenada y alineada, de forma que se procura minimizar el impacto visual de la instalación.
- En el caso de hibridación sobre instalaciones existentes, evita la necesidad de ejecutar líneas eléctricas y subestaciones nuevas, con las consiguientes ventajas en cuanto a impacto ambiental y coste para el sistema.
- Se aprovecharán los viales y otros elementos constructivos ya instalados para la repotenciación del parque, a fin de evitar movimientos de tierra y la destrucción de la cubierta vegetal, reduciendo considerablemente el impacto ambiental.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Sociales

- Mejora de la socio-economía mediante la demanda de servicios a la población creando puestos de trabajo: servicios de ingeniería y consultoría, constructores de obra civil, fabricantes y montadores de equipos, etc.
- No afección o compatibilidad de afecciones derivadas de la implantación con los usos y actividades de la zona o con los núcleos de población.

Reducción de costes

- Una optimización del CAPEX y el OPEX, al poder reutilizar infraestructuras existentes, compartir recursos, personales y de infraestructura, para dar servicio a las diferentes tecnologías que conforman el proyecto.

Tramitación administrativa:

- Simplificación administrativa: el hecho de conservar aspectos como la superficie afectada, la potencia a evacuar, el punto de acceso a la red (PCR) y dotar de almacenamiento al parque conlleva una reducción de las tareas administrativas.

Esta reducción de tramites puede ayudar a cumplir con los ambiciosos objetivos incluidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

- Cumplimiento con la normativa vigente: se evita la instalación sobre zonas de influencia de parques eólicos en funcionamiento, autorizados o con tramitación administrativa avanzada. Además del cumplimiento de la normativa vigente.

5 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Todas las obras que en el proyecto se describen se proyectan con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigente, así como con las normas técnicas particulares de los ayuntamientos implicados y de las compañías que explotan las redes de distribución y transporte. La legislación y normativa más relevante aplicada en este proyecto es la siguiente.

NORMATIVA ADMINISTRATIVA ESTATAL

- Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía. Boletín Oficial del Estado, 310, de 28 de diciembre de 2023.
- Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. Boletín Oficial del Estado, 76, de 30 de marzo del 2022, en su mayoría modificada por la ley 8/2023 mencionada.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 340, de 30 de diciembre del 2020.
- Real Decreto 962/2024, de 24 de diciembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Boletín Oficial del Estado, 175, de 24 de junio del 2020.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado, 140, de 10 de junio del 2014.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 310, de 27 de diciembre del 2013.

INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (B.O.E. 27 de diciembre de 2013).
- 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.
- Real Decreto 337/ 2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/ 2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.

- Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-Ley 23/2020 por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. (exceptuando los Capítulos II, IV, V y el anexo I derogados por el Real Decreto 123/2017).
- Real Decreto 123/2017, de 24 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre el uso del dominio público radioeléctrico.
- Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51. Aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología (B.O.E. de 18-09-2002).
    - Reglamento (UE) 2019/1783 de la Comisión de 1 de octubre de 2019 que modifica el Reglamento (UE) nº 548/2014, de 21 de mayo de 2014, por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.
- Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (RIPCI-2017), aprobado por Real Decreto 513/2017.
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI), aprobado por Real Decreto 2267/2004.
- Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007.
- Instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobadas por la orden TEC/1281/2019.
- Reglamento (UE) 2024/573 del parlamento europeo y del consejo de 7 de febrero de 2024 sobre los gases fluorados de efecto invernadero, por el que se modifica la Directiva (UE) 2019/1937, y se deroga el Reglamento (UE) nº 517/2014.
- Normas UNE y CEI de obligado cumplimiento.

- Normas Particulares de la Compañía Eléctrica de la zona.
- IEE Standard 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- Recomendaciones UNESA

CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE RED

- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Reglamento (UE) 2016/631 sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631.

OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Real Decreto 163/2019, de 22 de marzo, por la que se aprueba la Instrucción Técnica para realización del control de producción de los Hormigones fabricados en central.
- Real Decreto 256/2016, de 10 de junio, por el que se aprueba la Instrucción para la recepción de cementos (RC-16)
- Ley 38/1999, 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Normas Tecnológicas de la Edificación "NTE", del Ministerio de la Vivienda, vigentes.
- Legislación Municipal y Urbanística.
- UNE-EN 13501-1:2007, clasificación en función del comportamiento frente al fuego de los productos de construcción y elementos para la edificación. Parte 1: Clasificación a partir de datos obtenidos en ensayos de reacción al fuego.
- BS 476 British Standard Fire Tests.
- UNE 23033-1:2019 sobre seguridad contra incendios.
- UNE 23034 señalización contra incendios.
- UNE 23035-1:2003 Seguridad contra incendios

SEGURIDAD Y SALUD

- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de Trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual, corrección de errores y modificaciones posteriores.

- Real Decreto 614/01, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 164/2025, de 4 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.
- Otras disposiciones en materia de seguridad y salud, contenidas en los Reales Decretos: 286/2006, de 10 de marzo, 542/2020, de 26 de mayo y 487/1997, de 14 de abril.

NORMATIVA AMBIENTAL

- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
    - Ley 4/2025,de 11 de julio, de Simplificación, Agilización y Digitalización Administrativa.
- Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.
- Orden PRA/1080/2017, de 2 de noviembre, por la que se modifica el anexo I del Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Además de lo indicado en la normativa recogida anteriormente, la instalación estará asegurada para compatibilidad electromagnética, considerando que los equipos de control y protecciones serán digitales, basados en microprocesadores (µP), cuyas características se enuncian a continuación:

- La rigidez dieléctrica de los equipos será de 2 kV, 50 Hz, 1 minuto y el nivel de impulso de 5 kV,1.2/50 µs, 0,5 J, según norma UNE EN 60255-27:2014.

De acuerdo con la norma UNE EN 60255-26:2013:

- El nivel de protección frente a interferencias de A.F (onda oscilatoria de 1 MHz) será de 2.5 kV en modo común y 1 kV en modo diferencial.
- Para las descargas electrostáticas, la tensión de salida (modo de descarga en el aire) será de 8 kV.
- El nivel de inmunidad de los equipos frente a radio interferencias cumplirá con lo indicado en esta norma y se ensayará según la norma UNE EN 60255-26-2013.
- Los equipos serán de clase A frente a transitorios rápidos.

AERONÁUTICAS

- Real Decreto 369/2023, de 16 de mayo, por el que se regulan las servidumbres aeronáuticas de protección de la navegación aérea, y se modifica el Real Decreto 2591/1998, de 4 de diciembre, sobre la ordenación de los aeropuertos de interés general y su zona de servicio, en ejecución de lo dispuesto por el artículo 166 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. Boletín Oficial del Estado, 131, de 2 de junio de 2023.
- Guía de señalamiento e iluminación de turbinas y parques eólicos (SSAA-17-GUI-126-A01-Edición 1.1) de la Dirección de Seguridad de Aeropuertos y navegación Aérea. Agencia Estatal de Seguridad Aérea, 13 de junio de 2017.
- Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, por el que se modifica el Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de Servidumbres Aeronáuticas y por el que se modifica el Real Decreto 2591/1998, de 4 de diciembre, *sobre la Ordenación de los Aeropuertos de Interés General y su Zona de Servicio*, en ejecución de lo dispuesto por el artículo 166 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. Boletín Oficial del Estado, 118, de 17 de mayo de 2013.
- Real Decreto 1541/2003, de 5 de diciembre, por el que se modifica el Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas, y el Decreto 1844/1975, de 10 de julio, de servidumbres aeronáuticas en helipuertos, para regular excepciones a los límites establecidos por las superficies limitadoras de obstáculos alrededor de aeropuertos y helipuertos. Boletín Oficial del Estado, 303, de 19 de diciembre de 2003.
- Decreto 1844/1975, de 10 de julio, por el que se definen las servidumbres aeronáuticas correspondientes a los helipuertos. Boletín Oficial del Estado, 191, de 11 de agosto de 1975.

NORMATIVA AUTONÓMICA

- Decreto 48/1998, de 24 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en La Rioja. Este decreto establece las bases para la instalación y operación de parques eólicos en la región.
- Ley 6/2017, de 8 de mayo, de Protección del Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma de La Rioja.
- Decreto 29/2018, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento de desarrollo del Título I "Intervención Administrativa" de la Ley 6/2017 de Protección de Medio Ambiente de La Rioja, modificado por el Decreto 26/2024, de 3 de septiembre ((BOR:05/09/2024).
- Ley 4/2025, de 1 de julio, del Paisaje de La Rioja, por la que se establece el marco normativo para la protección, gestión y ordenación del paisaje en la Comunidad Autónoma, integrando criterios paisajísticos en los procedimientos administrativos de evaluación, autorización y planificación de instalaciones, infraestructuras y usos del territorio, incluyendo las instalaciones eléctricas de generación de energía, como parques eólicos y sus infraestructuras de evacuación.

OTRAS

- Ordenanzas Municipales en vigor

6 EMPLAZAMIENTO

El Parque Híbrido Raposeras se ubica en los municipios de Calahorra y Pradejón, todos en la comunidad autónoma de La Rioja. Se encuentra situado 40 km al este de Logroño, a 28 km al oeste de Caparroso y a 10 km al norte de Autol.

Fuente: Barlovento, elaboración propia, sobre Google Earth



Ilustración 1. Emplazamiento Parque Híbrido Raposeras

El acceso al parque para ambos trabajos, desmantelamiento y repotenciación se realizará a través del acceso existente situado al noreste del parque (Camino rural con acceso desde la N-232). Este acceso fue utilizado durante la construcción del parque y, actualmente, está siendo utilizado para su explotación y mantenimiento.

La poligonal que circunscribe el parque abarca una superficie de 469 hectáreas, las coordenadas de los vértices que componen su perímetro se muestran en la siguiente tabla, en coordenadas UTM (ETRS89) Uso 30T de acuerdo con el Real Decreto 1071/2007 de 27 de julio, por el que se regula el sistema geodésico de referencia oficial en España.

Tabla 1. Coordenadas UTM Uso 30T de los vértices de la poligonal

VÉRTICE	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Altitud [m.s.n.m.]
V01	580 398.45 E	4 682 599.90 N	371
V02	580 821.99 E	4 682 316.76 N	383
V03	581 287.65 E	4 682 191.57 N	411
V04	582 867.15 E	4 684 595.92 N	393
V05	583 351.53 E	4 684 992.55 N	378
V06	580 479.18 E	4 685 831.44 N	346
V07	580 233.48 E	4 683 914.98 N	359

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Los cuales quedan representados en la siguiente imagen:

Fuente: Barlovento, elaboración propia, sobre Google Earth

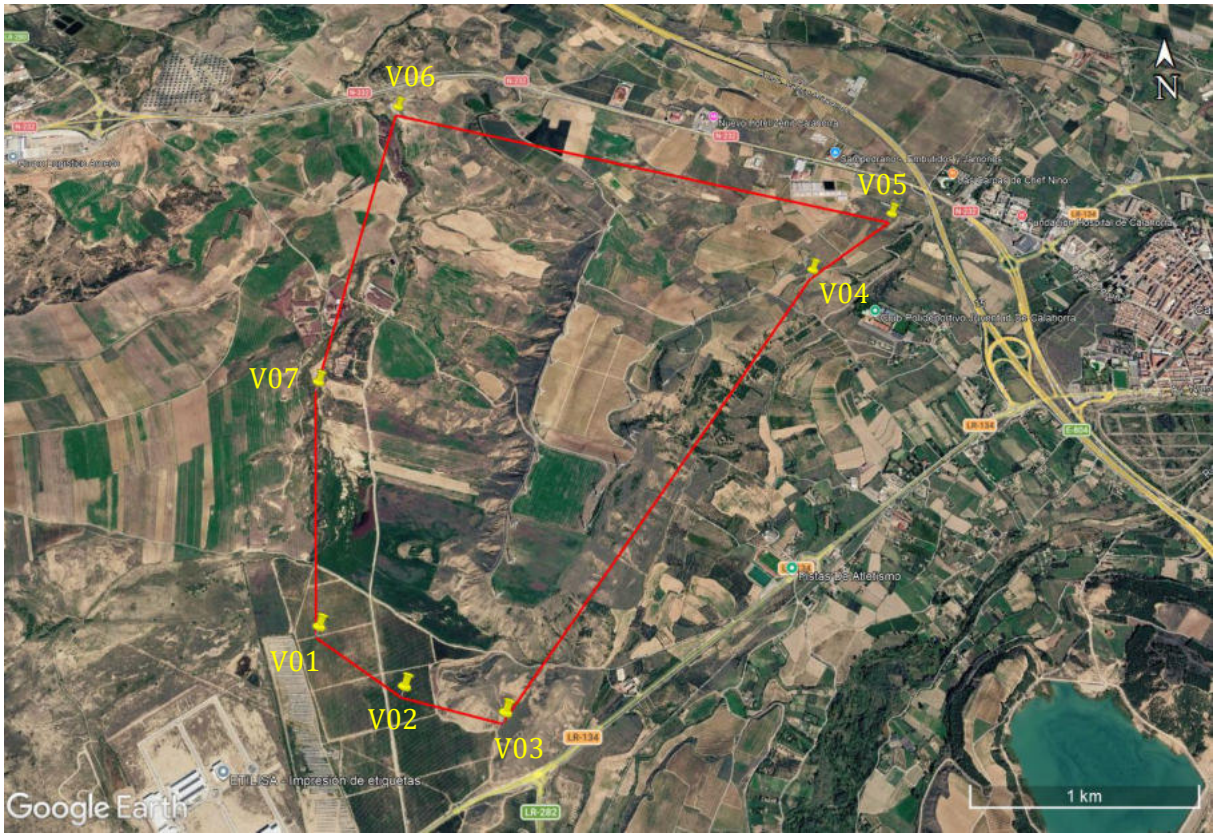


Ilustración 2. Vértices de la poligonal del parque

7 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

7.1 RELIEVE

En el Centro de Descargas del Instituto Geográfico Nacional (IGN) se puede encontrar modelos digitales de terreno procedentes del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA). En la imagen siguiente se muestra la poligonal del Parque Híbrido Raposeras, sobre el modelo digital de elevación del terreno con paso de malla de 5 m (MDT05) obtenido a partir del IGN.

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de datos del IGN sobre Google Earth

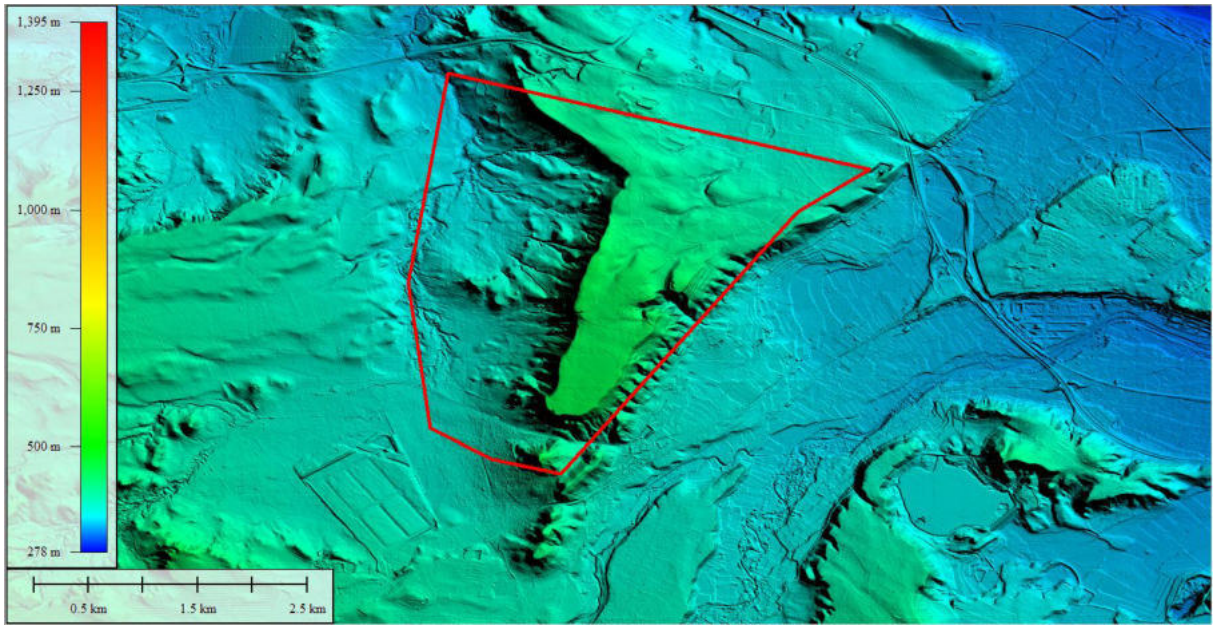


Ilustración 3. Poligonal del parque y modelo digital de elevación

7.2 SISMICIDAD

El territorio nacional se encuentra dividido en cinco zonas sísmicas según el Mapa de Peligrosidad Sísmica (NCSR-02 Norma Sismorresistente).

- Con aceleración sísmica de $a_b < 0.04 \cdot g$
- Con aceleración sísmica de $0.04 < a_b < 0.08 \cdot g$
- Con aceleración sísmica de $0.08 < a_b < 0.12 \cdot g$
- Con aceleración sísmica de $0.12 < a_b < 0.16 \cdot g$
- Con aceleración sísmica de $0.16 < a_b$

Fuente: NCSR-02 Norma de Construcción Sismorresistente

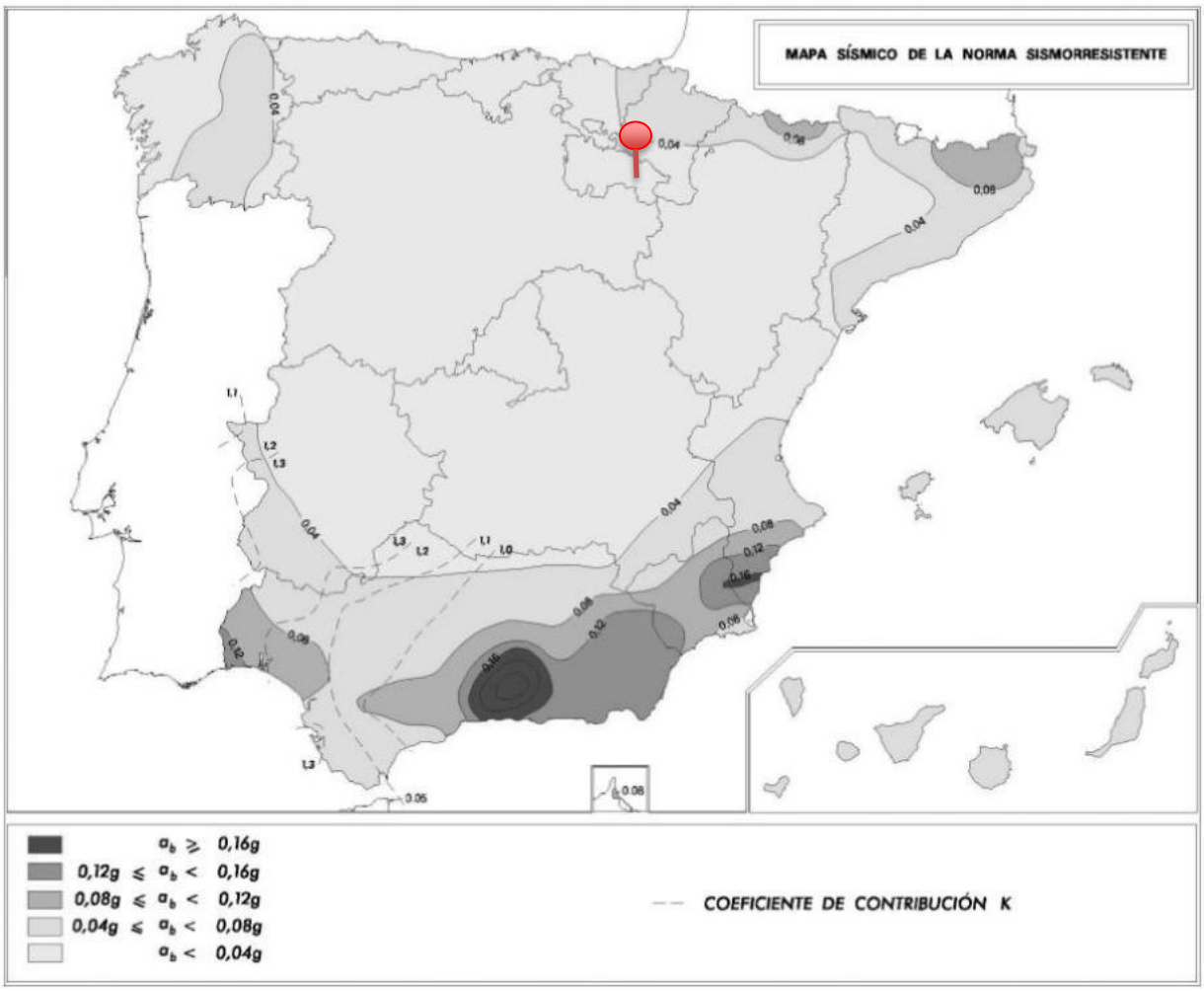


Ilustración 4. Mapa de peligrosidad sísmica (NCSR-02) (S/E)

En la imagen superior se ha señalado la zona de proyecto. Se encuentra ubicada en zona ab < 0.04·g, por lo que no se deberán tomar medidas especiales contra los efectos sísmicos más allá de los estándares que recomiende el fabricante.

7.3 INFORMACIÓN GEOTÉCNICA PRELIMINAR

En la presente fase de diseño básico, no se han realizado ensayos de campo. Sin embargo, sí se cuenta con referencias significativas del Instituto Geológico y Minero (IGME), en particular con el Mapa Geológico Nacional.

Fuente: Barlovento, a partir de datos del IGME

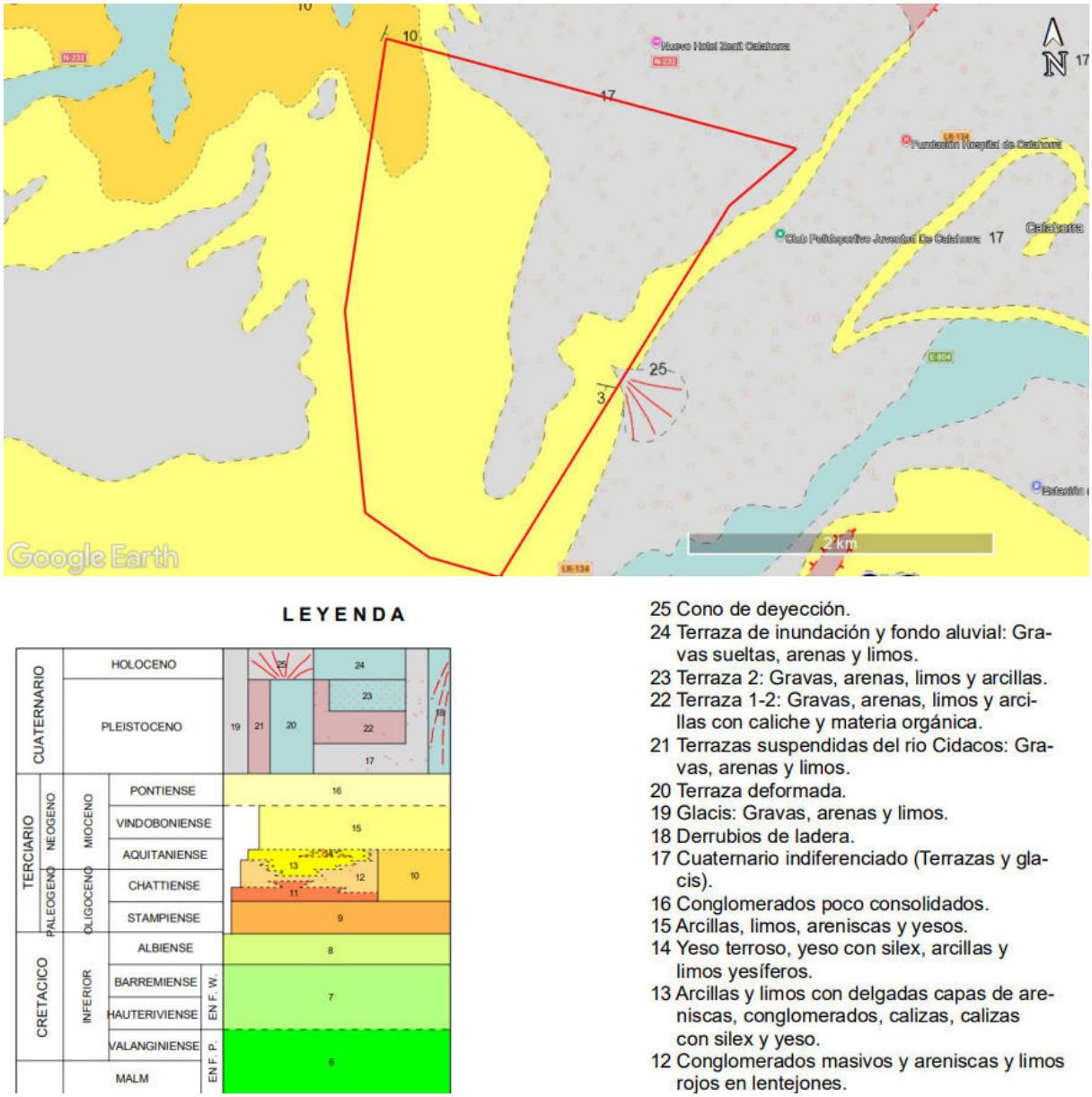


Ilustración 5. Zona de proyecto sobre mapa geológico de España (S/E)

El área en el que se ubica el Parque Híbrido Raposeras se localiza, hablando desde un punto de vista morfológico, en la zona oriental de La Rioja. Se trata de una zona con una elevada competencia de rocas, siendo en su mayoría gravas, arenas y limos.

7.4 CLIMATOLOGÍA E HIDROLOGÍA

Tomando como referencia los datos obtenidos del portal *Climate Data*, el clima de Calahorra es tipo Cfb (de acuerdo con la clasificación climática de Köppen). Este se caracteriza por inviernos fríos o templados y veranos secos y cálidos, en el que las precipitaciones se encuentran bien distribuidas a lo largo del año.

- Al ser clima tipo C, se caracteriza por ser un clima templado mediterráneo con una temperatura media del mes más frío que ronda entre los 5.4°C y los 21.9°C y una temperatura media del mes más cálido superior a los 20°C.
- Dentro del tipo de clima C, el subíndice "f" hace referencia al régimen de lluvias que en este caso se caracteriza por estar bien distribuidas a lo largo del año.
- El subíndice "b" se corresponde a zonas templada, donde el verano es fresco pues no superan los 22°C

A continuación, se muestra el diagrama climático de la localidad de Calahorra, diagrama que pondera una media de 30 años de simulaciones de modelos meteorólogos por horas. Se toma como referencia el clima del municipio de Calahorra, en la provincia de La Rioja, por ser en el que se ubica el mayor porcentaje de la superficie que conforma la poligonal del PE Raposeras.

Fuente: Meteoblue

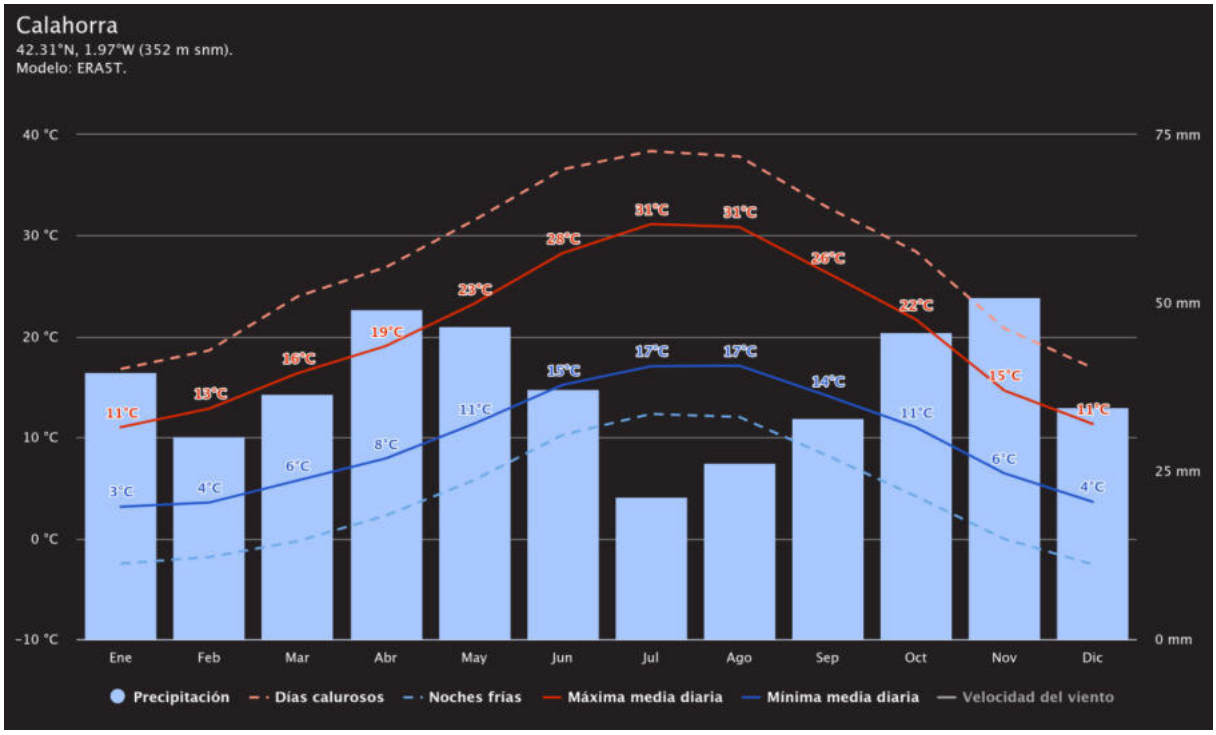


Ilustración 6. Temperaturas medias y precipitaciones

Como parámetros relevantes a efectos de este proyecto, se encuentra que la temperatura mínima media del mes más frío (febrero) es de 3°C y la temperatura máxima media del mes más cálido (julio y agosto) es de 31°C. La precipitación media anual es de 36 mm, siendo los meses de octubre, noviembre, abril y mayo los que mayor índice de precipitación presentan.

7.5 USOS DEL SUELO

Los municipios afectados por el parque son, Calahorra y Pradejón, presentan un Plan General Municipal adaptado a la Ley 5/2006 de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja (LOTUR).

Fuente: Barlovento, elaboración propia, sobre Google Earth

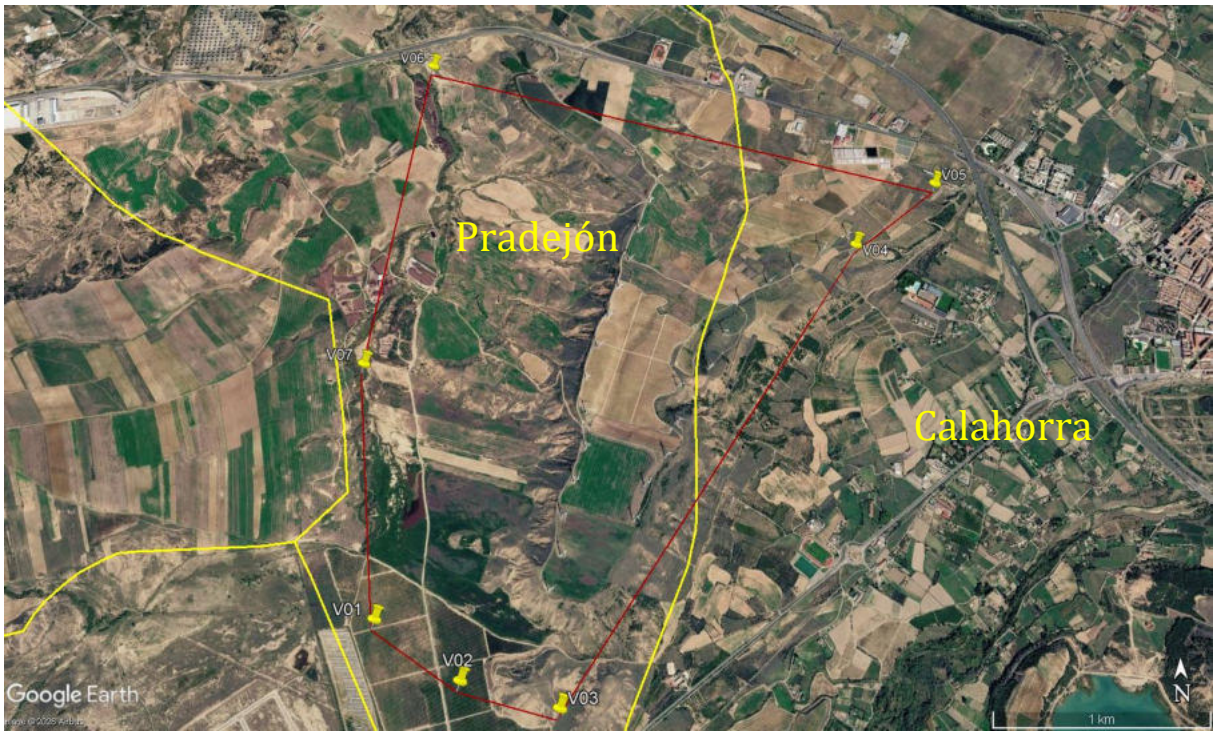


Ilustración 7. Afección de municipios al PE Raposeras

El *Anejo 5* recoge las parcelas afectadas por la repotenciación e hibridación del PE Raposeras, detallando sus principales características, incluida la clasificación del suelo correspondiente a cada una de ellas.

Además, en el *Anejo 13* se realiza un análisis detallado de compatibilidad urbanística del proyecto de acuerdo con los planeamientos urbanísticos y territoriales vigente de aplicación, así como al marco normativo autonómico que regula los usos del suelo en La Rioja.

8 RESTRICCIONES Y ESPACIOS PROTEGIDOS

Con fecha del 20 de marzo del año 2025, ENI Plenitude Renewables Spain, S.L encargó a Barlovento Recursos Naturales, S.L la realización de un estudio de restricciones y afecciones que afectan al área que circunscribe la poligonal donde se ubica la repotenciación del PE Raposeras, en La Rioja [Ver 26- Ref.1].

8.1 RESTRICCIONES AMBIENTALES PE REPOTENCIADO E HIBRIDACIÓN

Se han analizado restricciones ambientales de alcance comunitario, nacional y autonómico. Ya sean espacios de carácter limitante o que puedan ocasionar dificultades en la tramitación ambiental del Proyecto. Las restricciones analizadas se enumeran a continuación:

8.1.1 Espacios protegidos

Espacios protegidos de ámbito internacional:

- Geoparques de la UNESCO.
- Humedales de la Lista RAMSAR.
- Reservas de la Biosfera.

Espacios protegidos de ámbito comunitario (Red Natura 2000):

- Zonas de Especial Protección para las aves (ZEPA).
- Zonas de Especial Conservación (ZEC).
- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC).
- Hábitats de Interés Comunitario (HIC).

Espacios protegidos de ámbito nacional y autonómico:

- Espacios Naturales Protegidos (ENP).
- Lugares de Interés Geológico (LIG).
- Flora singular protegida.
- Planes de recuperación y conservación de especies amenazadas.
- Zonas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión (ZPA).
- Áreas importantes para la conservación de las aves (IBA).
- Red General de Vías Pecuarias.
- Reservas de la biosfera (MAB).
- Vías Pecuarias.

Red de Áreas Marinas Protegidas (RAMPE) y Área Marina Protegida (OSPAR).

De las áreas de restricción medioambiental mencionadas, el Proyecto no queda afectado por ninguna. Sin embargo, aparecen hábitats de interés comunitario cerca de la hilera de los aerogeneradores 15-18 del PE original y del área donde se implantará la PSFV y el sistema BESS. A pesar de no afectar a ninguna posición actual, se deben identificar para la repotenciación e hibridación del parque. Las características de los hábitats se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Hábitats de interés comunitario

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	PRIORITARIO
6220	Zonas subestépicas de gramíneas y anuales del Thero-Brachypodieta (azul)	Sí
1430	Matorrales halo-nitrófilos (Pegano-Salsoletea) (rosa)	No
92D0	Galerías y matorrales ribereños termomediterráneos (*Nerio-Tamaricetea* y *Securinegion tinctoriae)* (verde)	No

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Fuente: Barlovento, elaboración propia sobre Google Earth

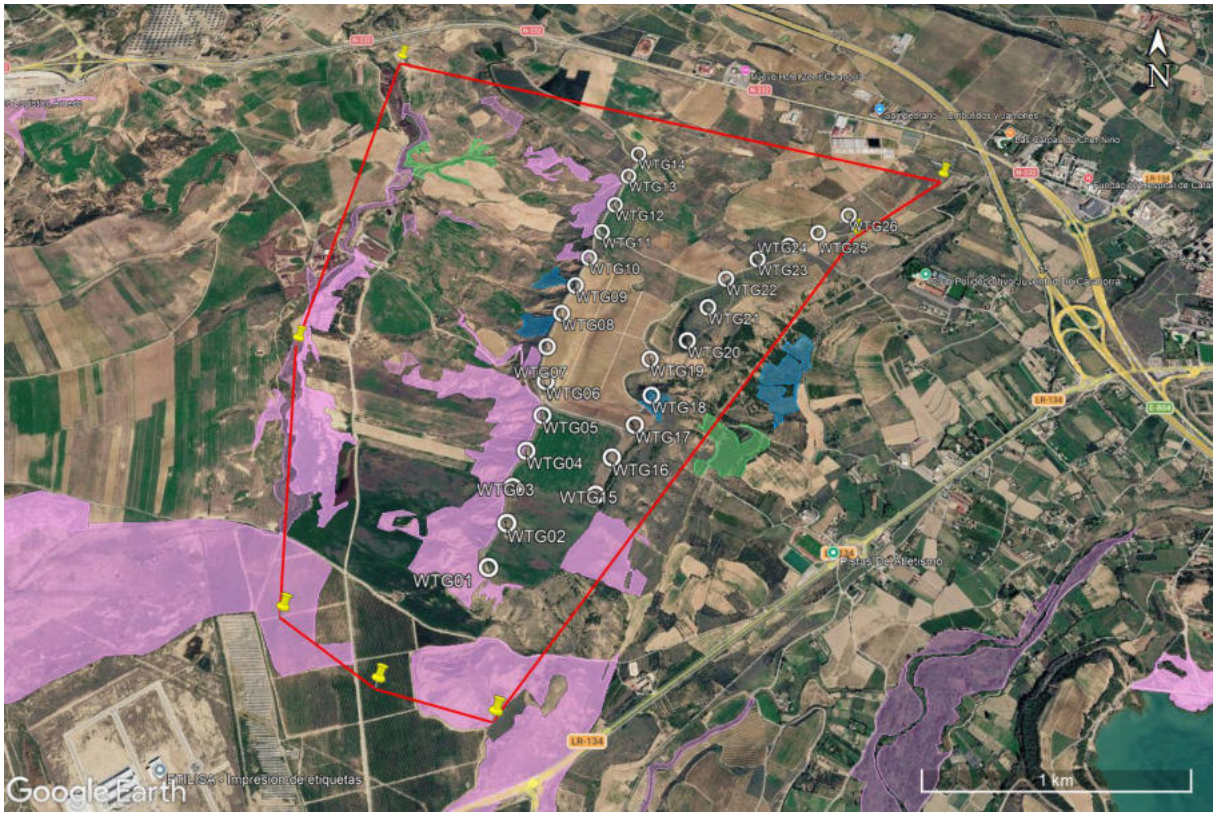


Ilustración 8. Hábitats de interés comunitario (HIC)

Las zonas catalogadas como hábitats de interés comunitario prioritario deberán ser analizadas para reducir la afección de la repotenciación al entorno protegido. Se debe tener en cuenta que la caracterización de estos hábitats se desarrolla en una escala amplia y el área de estudio se encuentra sometida a una elevada presión antrópica que conlleva un alto grado de transformación, por lo que es posible que la cartografía presentada en el estudio no se corresponda fielmente con las formaciones existentes en la actualidad.

Asimismo, el área que abarca la poligonal del PE Raposeras está atravesada por vías pecuarias, si que ello suponga una afección directa sobre las infraestructuras del proyecto. Las vías pecuarias que cruzan la poligonal, son la vereda de Tudelilla, la cañada real de Autol y la Vereda de Calahorra, tal y como se puede observar en la siguiente ilustración.

Fuente: Barlovento, elaboración propia a partir de datos de MITECO, sobre Google Earth



Ilustración 9. Vías Pecuarias

La zona de estudio no queda afectada por ninguna restricción medioambiental excluyente, que impida la ejecución de repotenciar e hibridar el parque eólico Raposeras.

8.1.2 Recursos Hídricos

Se ha analizado la existencia de los siguientes recursos hídricos:

- Red fluvial.
- Inundaciones fluviales.
- Masas de aguas subterráneas.
- Áreas con riesgo potencial significativo de inundación (ARPSIs).
- Lagos.
- Embalses.
- Captaciones de agua.

Del análisis, se obtienen los siguientes comentarios:

Cauces: En las inmediaciones de la poligonal del proyecto se han identificado diversos cauces de diferentes arroyos sin que se prevea afección a la repotenciación y a la hibridación mediante PSFV y BESS del PE Raposeras.

Con carácter general, se establece una zona de restricción de 100 m de anchura, medida horizontalmente a partir del cauce, coincidente con la zona de policía establecida por la Ley de

Aguas, salvo en aquellos casos en los que se demuestre que la instalación de infraestructuras no altera el régimen hidráulico de las avenidas extraordinarias.

Las nuevas instalaciones de generación no afectan a las zonas de servidumbre de los cauces, entendidas como Dominio Público Hidráulico más una franja de 5 metros a cada lado. Asimismo, para el diseño de la implantación del proyecto se priorizado la minimización de la ocupación de la zona de policía.

El Proyecto se encuentra enmarcado en la Demarcación Hidrográfica «Ebro» y no se han encontrado reservas fluviales naturales protegidas en el emplazamiento.

Áreas con riesgo potencial significativo de inundación (ARPSIs): El Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica Ebro define diferentes ARPSIs, zonas en las que existe un riesgo potencial de inundación o en las que se considerará que esta situación se produzca. No se han encontrado ARPSIs que afecten al Proyecto.

Masas de Aguas subterráneas: Las masas de agua subterránea se constituyen como las unidades básicas de gestión de acuerdo con los criterios que establece la Directiva Marco del Agua. No se han encontrado manantiales ni reservas naturales subterráneas protegidas.

Mediante el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, entre otros objetos, se establecen normas básicas de protección de las aguas continentales, costeras y de transición. En el presente proyecto no existe afección a ninguno de los recursos hídricos nombrados.

Para más información, en el *Anejo 14* del presente proyecto se adjunta el "Estudio Hidrológico e Hidráulico para el Proyecto Híbrido Raposeras".

8.1.3 Sensibilidad Ambiental

Bajo las normativas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico[1], la sensibilidad ambiental, se incluye dentro del directorio de *Evaluación Ambiental/Modelo de zonificación sensibilidad ambiental para energías renovables.*

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), a través de la Subdirección General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, ha elaborado una herramienta que permite identificar las áreas del territorio nacional que presentan mayores condicionantes ambientales para la implantación de proyectos eólicos y para proyectos fotovoltaicos, mediante un modelo territorial que agrupa los principales factores ambientales, cuyo resultado sea una zonificación de la sensibilidad ambiental del territorio.

Los factores que han tenido en cuenta para el desarrollo de este modelo son:

- Núcleos urbanos: como representación de la población, la salud humana, el aire, y la ocupación del suelo.
- Masas de agua y zonas inundables (ríos, embalses, lagos, lagunas, y zonas de inundación): como representación del factor agua.
- Planes de conservación y recuperación de especies amenazadas; zonas de protección del Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión; conectividad ecológica mediante autopistas

[1] Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

salvajes (de WWF España); Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (de SEO/BirdLife); y los hábitats de interés comunitario: como representación de la fauna y la flora.

- Red Natura 2000, Espacios Naturales Protegidos, humedales RAMSAR, parte terrestre de las Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo, Reservas de la Biosfera, y Lugares de Interés Geológico: como representación de la biodiversidad y la geodiversidad.
- Visibilidad: como representación del paisaje (impacto visual).

Cabe destacar que, esta herramienta únicamente es un instrumento de aproximación con el objetivo de otorgar una información orientativa en etapas tempranas sobre zonas que, a priori, no serían ambientalmente recomendables la implantación de este tipo de proyectos, así como estimar su grado de sensibilidad ambiental en función de estos indicadores ponderados.

En la siguiente ilustración se muestra la sensibilidad ambiental para parques eólicos en el área de estudio:

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de datos del MITECO sobre Google Earth

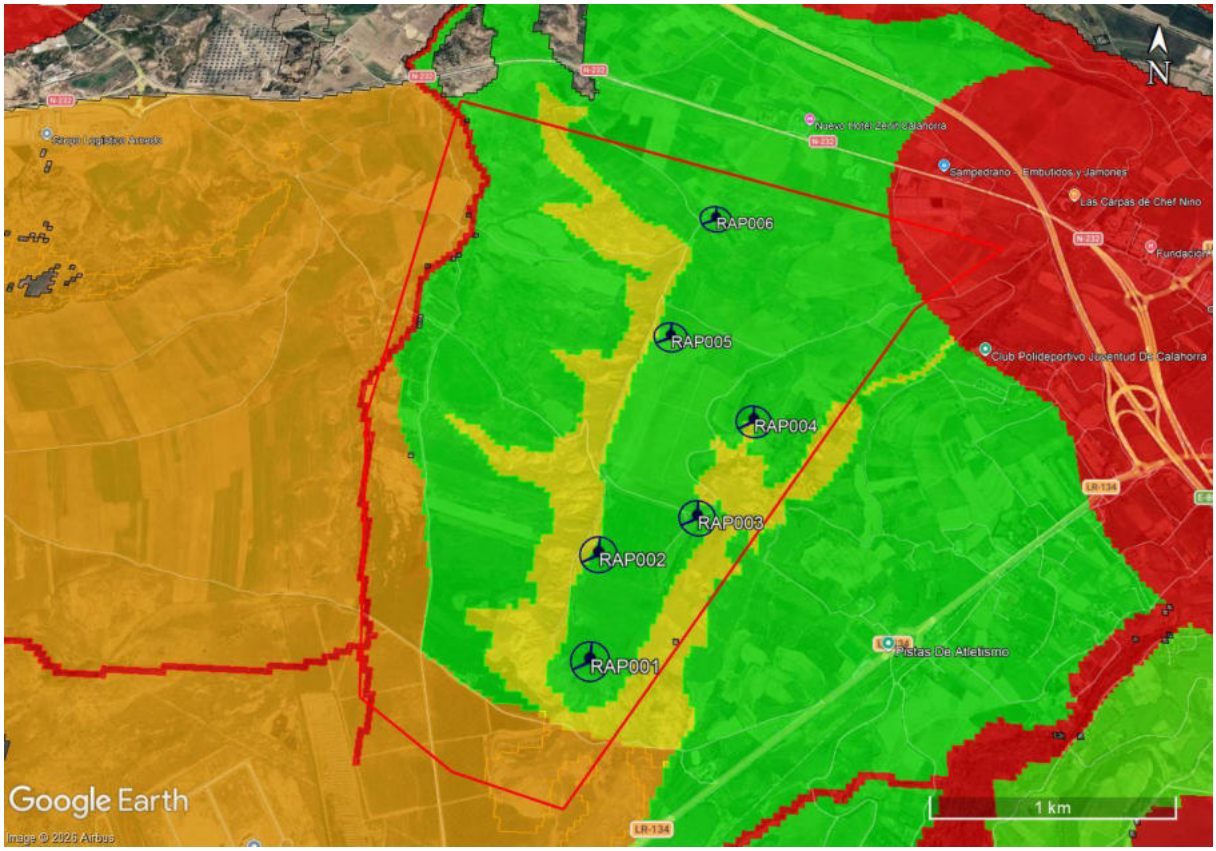


Ilustración 10. Zonas de sensibilidad ambiental de MITECO (eólica)

Según el índice de sensibilidad ambiental para energía eólica de MITECO, la zona se clasifica como sensibilidad ambiental baja para la ubicación de todos los aerogeneradores incluyendo algunas zonas de sensibilidad ambiental moderada para el vuelo de las posiciones RAP002, RAP003, RAP004 y RAP005.

En la siguiente ilustración se muestra la sensibilidad ambiental para parques fotovoltaicos en el área de estudio:

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de datos del MITECO sobre Google Earth

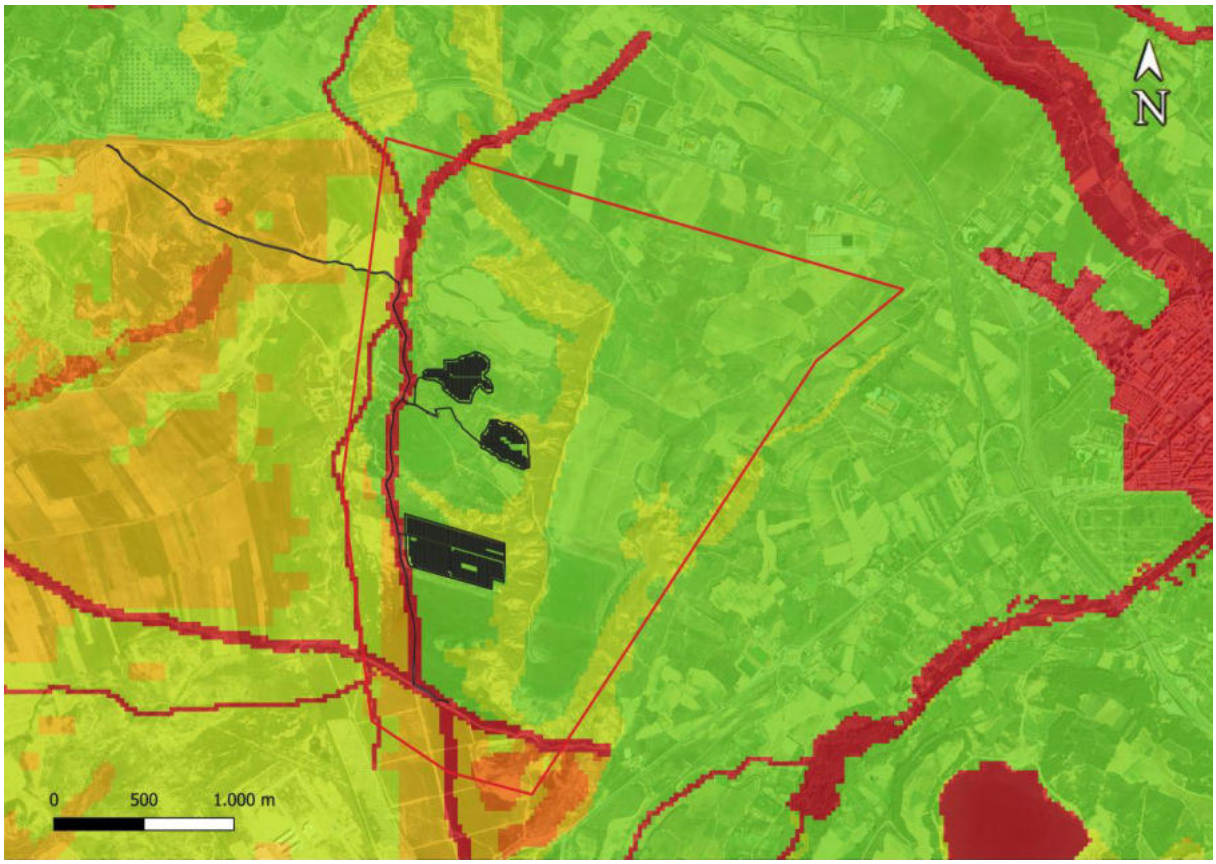


Ilustración 11. Zonas de sensibilidad ambiental de MITECO (solar)

Donde:

- Áreas en rojo: zonas con sensibilidad ambiental máxima (no recomendables).
- Áreas en naranja; zonas con sensibilidad ambiental alta.
- Áreas en amarillo; zonas con sensibilidad ambiental moderada.
- Áreas en verde; zonas con sensibilidad ambiental baja.

La zona donde se ubicará la PSFV y el sistema BESS se sitúa de forma predominante sobre un área con sensibilidad ambiental baja, con una ocupación minoritaria de áreas de sensibilidad moderada.

8.1.4 Zona de exclusión para la ubicación de parques eólicos

Además de las zonas de sensibilidad ambiental publicadas por el MITECO, el Gobierno de La Rioja ha desarrollado una capa específica que establece las zonas de exclusión, imposibilitando la implantación de parques eólicos en dichas áreas.

Tras el análisis de dicha capa, se ha comprobado que el proyecto de repotenciación no queda afectado por estas restricciones de la Comunidad Autónoma de La Rioja.

A continuación, se muestra la capa de exclusión eólica junto con la ubicación de los aerogeneradores del PE Raposeras repotenciado.

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de datos del MITECO sobre Google Earth

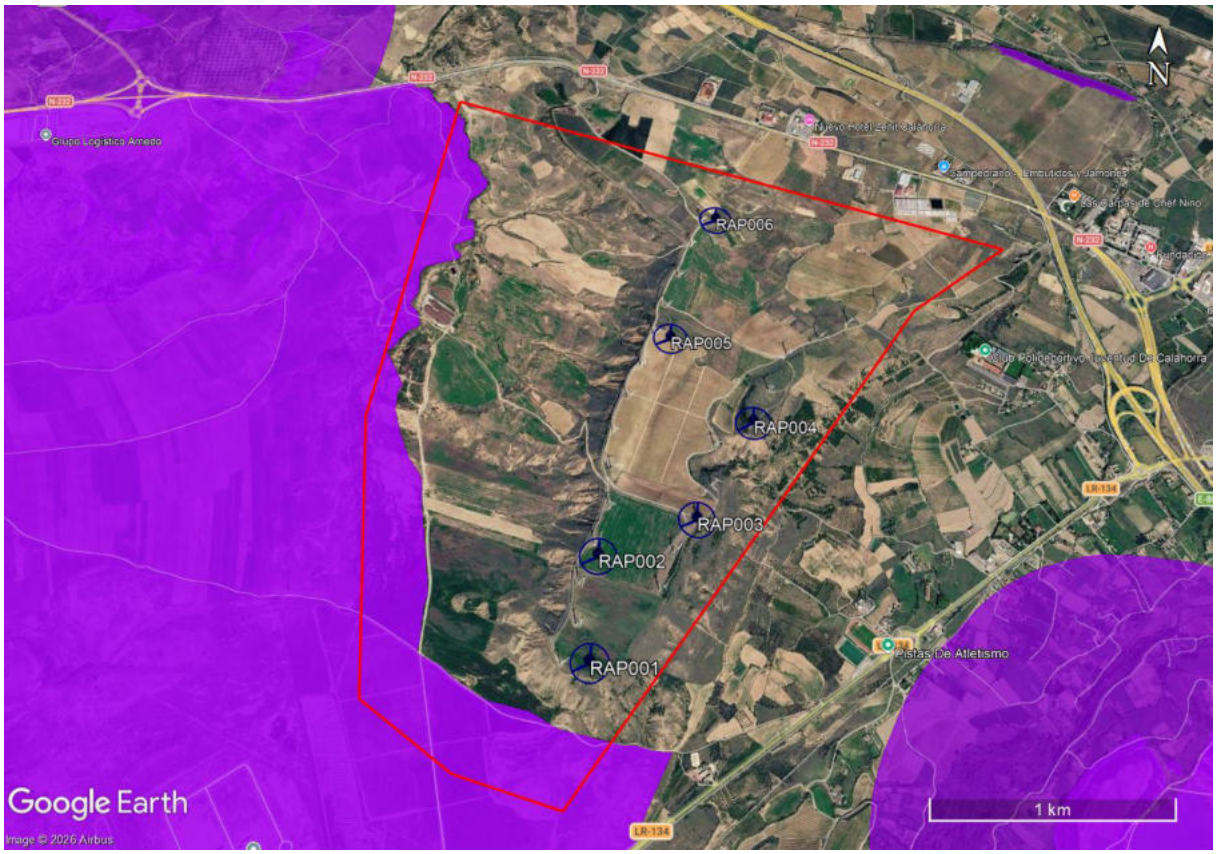


Ilustración 12. Zonas de exclusión para la ubicación de parques eólicos de La Rioja

8.2 RESTRICCIONES URBANÍSTICAS

La poligonal del proyecto se encuentra en dos municipios, Pradejón y Calahorra, ambos de La Rioja. La parte noreste, correspondiente con los aerogeneradores WTG20, WTG21, WTG22, WTG23, WTG24, WTG25 y WTG26 del PE original y con el aerogenerador RAP005 del PE Repotenciado, se ubica en el término municipal de Calahorra. El resto de la poligonal y posiciones del PE, así como las infraestructuras asociadas a su hibridación (PSFV y BESS), se encuentran sobre el término municipal de Pradejón.

La normativa urbanística que se debe tener en cuenta será la definida por los planes urbanísticos o normas subsidiarias de los municipios afectados por el proyecto, en este caso, Calahorra y Pradejón (La Rioja).

En el *Anejo 13* del preste proyecto se realiza un análisis detallado de compatibilidad urbanística del proyecto de acuerdo con los planeamientos urbanísticos y territoriales vigente de aplicación, así como al marco normativo autonómico que regula los usos del suelo en La Rioja.

Para la redacción del *Anejo 13*, se ha tenido en cuenta:

- El planeamiento vigente sobre el municipio de Pradejón es el Plan General Municipal de Pradejón (PGM), aprobado originalmente el 22 de diciembre de 2005 y revisado y adaptado a la Ley 5/2006 de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja, con aprobación definitiva publicada en el Boletín Oficial de la Rioja (BOR) el 16 de diciembre

de 2015. Dicho planeamiento ha sido objetivo de diversas modificaciones puntuales posteriores, la más reciente publicada en el BOR en diciembre de 2022.

- El planeamiento vigente sobre el municipio de Calahorra es el Plan General Municipal de Calahorra (PGM), aprobado definitivamente el 18 de diciembre de 2020 y publicado en el BOR el 9 de marzo de 2021. Dicho plan ha sido objeto de diversas modificaciones puntuales posteriores, la más reciente aprobada en febrero de 2025.

Asimismo, la Comunidad Autónoma de La Rioja cuenta con una legislación específica en materia urbanística, constituida por la Ley 5/2006, de 2 de mayo, de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja (LOTUR).

La Ley de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja (LOTUR) establece el marco legal de referencia para la planificación y gestión territorial en La Rioja. En ella se definen los principios y objetivos de la política urbanística, así como la clasificación y el régimen del suelo, los instrumentos de ordenación territorial y urbanística, la ejecución del planeamiento, la actividad edificatoria y la protección de la legalidad urbanística. La LOTUR fue aprobada en el año 2006, sustituyendo a la normativa urbanística anterior y estableciendo un marco más actualizado para el desarrollo sostenible, equilibrado y ordenado del territorio riojano.

De acuerdo con la normativa urbanística citada, el proyecto se ubica principalmente sobre **suelo no urbanizable genérico**, sobre el cual tiene condición de uso **autorizable**. Esto quiere decir que el proyecto requerirá de previa autorización conforme al artículo 51 de la LOTUR.

Parta consultar el análisis de compatibilidad urbanística del proyecto ir al *Anejo 13*.

8.2.1 Montes Públicos de La Rioja

Dentro de la poligonal que delimita el Proyecto ni en un radio de 2 km existen montes públicos.

8.2.2 Explotaciones Mineras

Dentro de la poligonal no se encuentran explotaciones mineras.

8.3 RESTRICCIONES CULTURALES Y SOCIALES

Se han analizado las siguientes restricciones que tienen un valor cultural o social.

- Infraestructuras de alto valor cultural:
  - Bienes de interés cultural.
  - Lugares de interés Histórico.
  - Yacimientos arqueológicos.
- Áreas de alto valor social y de ocio:
  - Miradores.
  - Senderos.
  - Rutas BBT (rutas de bicicletas).
  - BIC Camino de Santiago

A partir de fuentes oficiales (IDEARQ e IDERIOJA) no se han localizado infraestructuras culturales o sociales en la poligonal ni sus inmediaciones. Sin embargo, en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del parque actual se detectaron yacimientos y ruinas romanas dentro de la poligonal del

proyecto, sin afectar directamente a ningún elemento del proyecto. Por lo tanto, se **afirma que el proyecto no afecta a ningún elemento de esta categoría.**

Asimismo, el EIA incluye el informe correspondiente a la prospección arqueológica realizada en el ámbito del proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras.

8.4 RESTRICCIONES AERONÁUTICAS

Se han analizado las siguientes restricciones aeronáuticas:

- Aeródromos privados.
- Servidumbres aeronáuticas civiles (AESA).
- Servidumbres aeronáuticas militares (Ministerio de Defensa).

No existen servidumbres aeronáuticas civiles ni militares en el área que traza la poligonal del parque. No obstante, se requiere de comunicación a la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) por incluirse la instalación de una infraestructura con una altura superior a los 100 m (Real Decreto 369/2023, de 16 de mayo). Debido a que los aerogeneradores seleccionados para la repotenciación del PE tienen una altura hasta punta de pala superior a los 100 m de altura mencionados, se ha trasladado una consulta tanto a la AESA como al Ministerio de Defensa tal y como especifica el Real Decreto 369/2023, de 16 de mayo para verificar y garantizar la no existencia de servidumbres aeronáuticas que puedan afectar al proyecto.

El aeropuerto más cercano a la poligonal es el aeropuerto de Logroño-Agoncillo (RJL), a 30 km aproximadamente al noroeste. Las servidumbres del aeropuerto no afectan a la poligonal del proyecto.

8.5 RESTRICCIONES POR OTRAS INFRAESTRUCTURAS

Se analizan las siguientes restricciones por infraestructuras:

- Entidades de población (incluye núcleo urbano y núcleo rural).
- Red Viaria.
- Red Ferrocarril.
- Líneas eléctricas.
- Torres de alta tensión.
- Antenas.
- Vértices geodésicos.
- Gaseoductos.
- Oleoductos.
- Proyectos sectoriales.

Dentro de la poligonal del parque, no se han encontrado restricciones por infraestructuras.

Las infraestructuras que queden cerca del PE Raposeras deben de respetar las siguientes distancias de seguridad:

Carreteras: Los parques eólicos se deben localizar a una distancia mínima de 120 metros del eje de las carreteras. No obstante, para estar del lado de la seguridad, se intentará respetar vez y media la altura total del aerogenerador cuando sea posible. Respecto a los caminos públicos no pavimentados, se evitará afección directa.

Entidades de población: según el PGM de Pradejón, la distancia mínima a respetar, hacia suelo de núcleo rural, urbano o urbanizable, de mínimo 1 km. En el PGM de Calahorra no se especifica dicha distancia por lo que se adquirirá 1 km para ambos municipios.

Líneas y apoyos de alta tensión: se deberá respetar una distancia igual a la franja de terreno definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada en la altura del aerogenerador (buje + pala) más 10 m según lo indicado en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-07, que señala las prescripciones técnicas que deberán cumplir las líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos[2] (entendiéndose como tales las de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea superior a 1 kV). En caso de que estas distancias de seguridad no puedan cumplirse por espacio disponible, existe la posibilidad de soterrar la línea en el tramo de afección del aerogenerador.

Vértices geodésicos: se debe respetar la afección directa.

A priori, el parque cumplirá las restricciones definidas en los PGM de los municipios de Calahorra y Pradejón, especialmente a la protección de Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario.

8.6 RESTRICCIONES Y EFECTOS SINÉRGICOS POR PARQUES EÓLICOS CERCANOS

En un ámbito de hasta 10 km de los límites de la poligonal del Proyecto no se han identificado parques eólicos vecinos.

De los parques en operación y en desarrollo se considera que no deben implicar restricciones administrativas por la proximidad, ya que se respeta una distancia mínima entre diferentes parques de 10 diámetros de rotor (tomando como diámetro el mayor de los aerogeneradores afectados), como medida conservadora.

Asimismo, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) incluye un anexo específico en el que se evalúan los efectos acumulativos y sinérgicos con otros parques eólicos localizados en un entorno de hasta 25 km.

[2] Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-5269).

9 DESCONEXIÓN Y DESMANTELAMIENTO

9.1 DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ACTUACIÓN

El PE Raposeras se compone en la actualidad de 26 aerogeneradores GE Energy 1.5se con una potencia unitaria de 1 500 kW, cuya localización puede verse en la siguiente imagen.

Fuente: Barlovento, elaboración propia sobre Google Earth

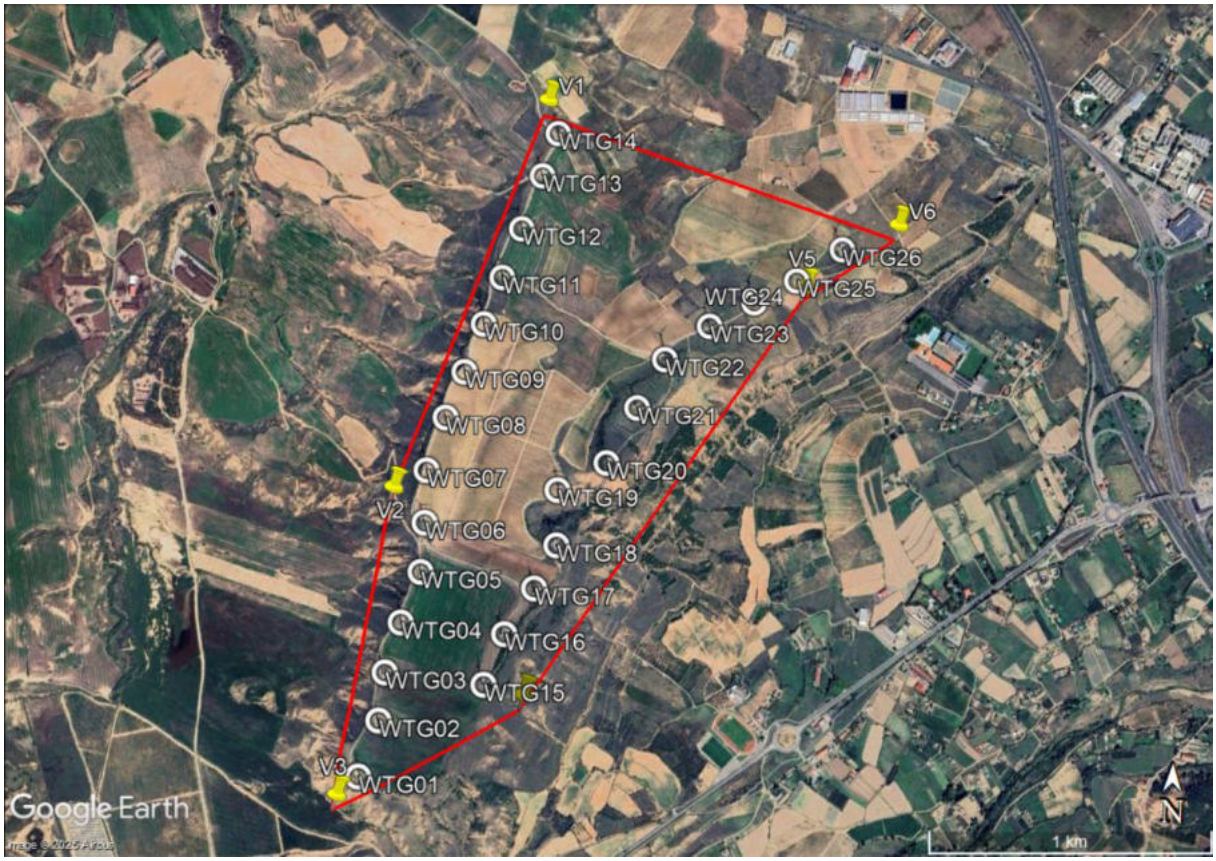


Ilustración 13. PE Raposeras existente

Se pueden consultar las coordenadas de los aerogeneradores en el *Anejo 1* del presente proyecto.

9.2 DESCONEXIÓN DEL PARQUE

9.2.1 Estrategia de desconexión

El Proceso de Desconexión del PE Raposeras existente comenzará con los trabajos previos necesarios hasta alcanzar la propia desconexión PE existente y la conexión del PE repotenciado, pasando por la construcción de la PSFV y del sistema de almacenamiento (BESS).

Con objeto de maximizar la producción del parque existente, el parque eólico existente seguirá en funcionamiento mientras no estén disponibles los nuevos aerogeneradores para la repotenciación.

Se iniciará el desmontaje con los aerogeneradores afectados por la la repotenciación, mientras el resto de las máquinas seguirán en operación. De forma paralela se ejecutará el montaje de los nuevos aerogeneradores y se procederá al desmontaje de los restantes existentes.

Posteriormente al desmontaje de los aerogeneradores afectados, se construirá el parque repotenciado, así como su infraestructura de evacuación en MT.

9.3 PROCESO DE DESMANTELAMIENTO

Debido a que en una zona del PE Raposeras se tiene prevista una repotenciación con la implantación de seis (6) nuevos aerogeneradores, para las actividades de desmantelamiento del parque se deben fijar dos objetivos diferentes dependiendo de su finalidad:

- Desmantelamiento completo del parque y restauración del terreno y vegetación
- Desmantelamiento parcial del parque para su repotenciación

En el caso del desmantelamiento completo se procederá a la restitución de los terrenos a su estado inicial, con la reintegración de la capa vegetal e incluso una previa restitución topográfica en algunos tramos.

Para ello, se restaurarán paisajísticamente las zonas actualmente afectadas por la instalación de aerogeneradores y la torre meteorológica, se eliminarán todos los caminos internos creados para uso exclusivo del parque y se procederá a su restauración vegetal, excepto en el caso de aquellos viales ya existentes que se hayan ampliado o los que sean de utilidad para labores agrícolas y ganaderas.

En la zona sobre la cual se prevé una repotenciación del parque, su objetivo no es la restauración completa, sino la restitución de las áreas que no se prevean afección por la repotenciación y al reacondicionamiento a los requerimientos de esta actividad. Por ello, se llevará a cabo lo siguiente:

- Desmantelamiento de los aerogeneradores y otros elementos que no vayan a ser empleados.
- Acondicionamiento de los viales internos, en caso de que fuese necesario, para el transporte de las nuevas turbinas, que presentarán unas condiciones logísticas más desfavorables que los aerogeneradores desmantelados.
- Acondicionamiento del terreno para la implantación de la nueva torre de medición.
- Restitución del terreno que no se prevea afección por las labores de construcción y mantenimiento del parque repotenciado. Se procederá a la restauración de los viales, excepto en el caso de aquellos ya existentes que se hayan ampliado o los que sean de utilidad para labores agrícolas y ganaderas.

En ambos casos, se deberá de realizar una gestión de residuos eficiente, con una correcta clasificación, almacenamiento, envasado, etiquetado y retirado. Siempre en condiciones adecuadas de higiene y de seguridad, empleando la jerarquía Reutilizar > Reciclar/Valorizar > Eliminar, en la medida de lo posible (*Ver Documento Nº6*).

En cuanto al impacto ambiental, es importante recalcar que, en este caso, la superficie alterada es pequeña en relación con la superficie total. Las características de la vegetación, el suelo y la topografía permitirán, en este caso, que todo el terreno libre quede disponible para los tipos de uso que habitualmente se dan en la zona en la situación preoperacional.

Además, se estima que el impacto producido por la repotenciación del parque eólico sobre la vegetación en el área del proyecto será mínimo y no supondrá peligro alguno. Los impactos en las actividades de repotenciación serán bajos debido a que las infraestructuras de acceso (viales internos) que son generalmente, las creaciones que suponen una mayor alteración se encuentran en buenas condiciones y aptas en la mayoría de su recorrido para el transporte de los elementos de los nuevos aerogeneradores.

Se mantendrá la Subestación Raposeras 66/20 kV (salvo leve modificación) y la línea aérea de evacuación en 66 kV hasta la Subestación Quel 220/66 kV, propiedad de Grupo Eólicas Riojanas (GER) en el lado de 66kV y propiedad de Red eléctrica en la parte de 220kV.

A continuación, se describen, con más detalle los trabajos de desmantelamiento a realizar. Se utilizarán grúas y maquinaria para desmontar los diferentes elementos de los aerogeneradores, que posteriormente serán trasladados a la/s zona/s de almacenamiento designada/s

9.3.1 Desmontaje de los aerogeneradores

Durante toda la obra se deben balizar y señalizar las zonas de trabajo como las posiciones en las que se está actuando, con la finalidad de mantener una distancia de seguridad prudencial, impidiendo el tránsito de vecinos y cualquier personal ajeno a la obra.

Fuente: Surus



Ilustración 14. Señalizado de las zonas de trabajo

El proceso de desmantelamiento de los aerogeneradores será el inverso al que se siguió para su montaje y debe estar pensado en la reutilización de las máquinas. El desmontaje se inicia con el rotor completo junto con las palas.

9.3.1.1Desmontaje del rotor completo

El primer paso a seguir es el descenso del grupo rotor, con la realización de un doble eslingado en el buje del rotor accediendo desde el interior de la góndola previo a desaflojar los pernos que unen el rotor a la góndola. Una vez el conjunto quede liberado (rotos junto con las tres palas), se descenderá de forma cuidadosa hasta el nivel del terreno, hasta dejarlo reposado sobre tacos de poliestireno paralelo al plano horizontal del suelo.

Fuente: Surus



Ilustración 15. Apoyo del camión pluma y posicionamiento y apoyo del rotor

Las palas que se recuperan para su reutilización son retiradas íntegramente en camiones plataforma a las zonas de acopio dentro del parque o en zonas aledañas. Dichas zonas deben tener capacidad suficiente para contener el total de los componentes desmontados, siempre teniendo en cuenta la planificación de evacuación de estos. La zona de acopio debe ser plana y con una ligera pendiente para facilitar la evacuación de agua de lluvia. Las palas que no se vayan a reutilizar, se trocearán in situ con las protecciones pertinentes y se transportarán directamente en transporte convencional para su gestión como residuo.

Fuente: Surus



Ilustración 16. Transporte de palas a zonas de acopio

9.3.1.2 Desmontaje de la góndola

En segundo lugar, se procederá al desmontaje y bajada de la góndola en su totalidad. Para el descenso de la góndola se eslinga en sus 4 enganches superiores, se desatornilla de la unión con el fuste y posteriormente se baja hasta el nivel del terreno.

Fuente: Surus



Ilustración 17. Desmontaje, bajada, transporte y acopiado de la góndola

9.3.1.3 Desmontaje de la torre

Posteriormente se procede al desmontaje de los tramos de la torre, descendiéndolos individualmente. Al finalizar la retirada de toda la torre se procederá a la desconexión y desmontaje de los equipos y su izado desde el interior. Debido a la reducción de diámetro de los diferentes tramos, se pueden embutir utilizando unos herrajes específicos para poder transportar el fuste en un trasporte único y seguro.

9.3.1.4 Acopio de las partes de los aerogeneradores

Todos los elementos desmontados se copian en la zona del parque o campa cercana destinada a tal fin. Se debe marcar el número de máquina para su respectiva identificación por parte del comprador o gestor de residuos.

Fuente: Surus



Ilustración 18. Elementos desmontados y acopiados

El ritmo de desmantelamiento de aerogenerador considerado para este parque eólico es de 2.5 días por aerogenerador desmontado, planificando una parada del 20% por alteraciones climáticas.

9.3.2 Desmantelamiento de las cimentaciones

La cimentación, de hormigón armado, de los aerogeneradores originalmente instalados tiene un diámetro de 13.80 metros de diámetro. Para su intervención se realizará excavación de 80 cm de profundidad circundando el pedestal.

El hueco que rodea al pedestal se rellenará con material adecuado procedente de la excavación.

El proceso de desmantelamiento de las cimentaciones de los aerogeneradores consistirá en los siguientes pasos:

- Desbroce superficial y acopio de la tierra vegetal obtenida, la cual se ubicará de manera temporal junto a las áreas de intervención para su reutilización disposición final en caso de no ser necesario.
- Corte y retirada de la parte visible de los anclajes de acero.
- Demolición, mediante excavadora de martillo hidráulico, del hormigón de la zapata hasta la profundidad deseada (80 cm).
- Carga y transporte de los anclajes de acero y del hormigón a las instalaciones de una entidad autorizada para su reciclaje
- Relleno de la cavidad resultante con el material previamente extraído compactado
- Recubrimiento de la zapata con la tierra vegetal acopiada previamente

- Restauración de la zona mediante aporte de tierra vegetal evitando cambios topográficos.

9.3.3 Desmantelamiento de plataformas de montaje y viales de acceso

Una vez se vayan desmontando los aerogeneradores y sus cimentaciones, se procederá al desmantelamiento de las plataformas de montaje y caminos de acceso, en los casos requeridos. Esto quiere decir que se mantendrán los caminos de acceso que puedan ser utilizados para la repotenciación del parque.

Se mantendrá el camino principal que discurre por la cresta de la montaña, ya que tiene una buena integración en el paisaje y facilita el acceso de los habitantes de la zona a las parcelas colindantes al mismo.

El desmantelamiento de los viales y plataformas incluirá las siguientes operaciones:

- Escarificado profundo de las carreteras existentes y transporte de los productos a un vertedero autorizado.
- Extracción y retirada de las capas granulares del pavimento a un vertedero autorizado.
- Adaptación del perfil topográfico a la morfología del terreno natural mediante el relleno con material de excavación de la propia obra, de cunetas, pasos de ganado, obras de drenaje transversal, desmontes, etc.
- Restitución de capa de tierra vegetal mediante suministro y extendido de 0.3 m de espesor de tierra vegetal y perfilado final conforme a las curvas de nivel existentes del terreno natural.
- Plantación de semillas de especies herbáceas y arbustivas locales en zonas donde no se vaya a recuperar el uso agrícola.

La superficie total del desmantelamiento es la siguiente:

Tabla 2. Medidas desmantelamiento

ELEMENTO	UNIDADES	LONGITUD (m)	ANCHURA (m)	SUPERFICIE TOTAL (m^2)
Caminos	-	6 500	4.90	31 850
Plataformas de montaje + torre +cimentación	27	-	-	8 100
Zonas de acopio	-	-	-	3 116.40

Fuente: Surus

9.3.4 Desmantelamiento de la red subterránea de media tensión.

La red subterránea de MT existente, en 20 kV, está compuesta por los siguientes cables:

- Cables de potencia tipo RHZ1-AL, unipolar de aluminio aislado con polietileno reticulado, apantallado, para una tensión nominal de 12/20 kV
- Cable de cobre desnudo de sección 50 mm^2 para el sistema de puesta a tierra
- Cable de fibra óptica para comunicaciones

La longitud total de la zanja es de aproximadamente 6 500 metros lineales. El procedimiento para su desmantelamiento será:

1. Retiro de la tierra vegetal y acopio a un lado de la zanja
2. Excavación de la zanja (mecánicamente hasta encontrar la placa de señalización y a mano tras encontrarla) y acopio de material
3. Retirada del cableado
4. Relleno de la zanja con el material de excavación acopiado
5. Revegetación

Cabe destacar que España carece de normativa que regule si se debe o no extraer los cables soterrados, por lo que se decidirá si dejarlos enterrados o no según criterios medioambientales, con la finalidad de reducir el impacto medioambiental a lo mínimo.

9.3.5 Retirada de la torre de medición existente

Las etapas que se seguirán para el procedimiento de desmontaje de las torres de medición existente son:

- Con una grúa de capacidad de 80 Toneladas se engancha la torre desde el punto de anclaje superior con eslingas adecuadas para este tipo de operaciones.
- Una vez sujeta la torre y se procede con el desmontaje de las partes ancladas a la zapata.
- Se liberan los anclajes de la zapata luego se procede con la maniobra de tumbar la torre en el suelo, y su posterior desmontaje

Para el desmontaje de la cimentación se llevarán a cabo las siguientes actuaciones:

- Retirada y recogida de la tierra vegetal en la zona alrededor de las cimentaciones.
- Demolición del hormigón.
- Retirada de los residuos resultantes y de los perfiles metálicos que constituyen el anclaje de la torre; carga y transporte a entidad autorizada para su reciclaje.
- El agujero se rellena con los materiales extraídos de la misma excavación, con una ligera compactación y con aporte de tierra nueva complementaria.
- Extendido, en la zona afectada, de una capa uniforme de unos 20 centímetros de tierra vegetal, previamente separada y conservada para este fin.
- Revegetación de toda la superficie.

Para mayor detalle, se adjunta en el *Anejo 12* el *"Estudio de Desmantelamiento del PE Raposeras"* realizado por la empresa SURUS.

10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

El proyecto híbrido Raposeras se conformará por los siguientes elementos:

- Un parque eólico con seis (6) aerogeneradores Nordex modelo N163 de 98 m HH y de 7.00 MW de potencia nominal unitaria, que hacen un total de 42 MW de potencia instalada. Se implementarán las plataformas adecuadas para la correcta instalación de los aerogeneradores.
- Red de viales internos que permiten acceder a todos los elementos del parque.
- Instalación eléctrica para interconectar y evacuar la energía generada de los aerogeneradores (*Ver 11.3)* con la subestación eléctrica del parque.
- Un sistema de almacenamiento formado por cuatro (4) contenedores de baterías de 5 015 kWh con una potencia total instalada de 5.0 MW_{ac} y una energía instalada de 20.06 MWh, resultando una capacidad de almacenamiento de cuatro 4 horas de descarga, un (1) centro de transformación para elevar la tensión a 20 kV y un sistema de interconexión con la subestación de parque (*Ver 13.0*) mediante un circuito de MT.
- Una planta fotovoltaica, con una potencia pico instalada de 20.06 MW_p, con 30 394 módulos bifaciales de 660 W_p y 52 inversores de string de 320 kVA (40°C), que suman una potencia nominal instalada de 16.64 MWn, que se conectan a cuatro (4) estaciones de potencia y un sistema de interconexión con la subestación del parque, a una tensión de 20 kV (Ver *12*) mediante un circuito de MT.
- Una torre de medición, para realizar la futura medición de curva de potencia, calibración de emplazamiento y estudio de recurso eólico durante toda la operación del PE (*Ver 11.7)*
- Un sistema de control que permita gestionar y regular la potencia de la instalación híbrida cumpliendo en todo momento con el código de red. (*Ver 14*)
- Otras instalaciones temporales que permitan un correcto desempeño de las obras (*Ver 15).*
- Una subestación eléctrica que elevará la tensión para la evacuación a red (Subestación Raposeras). Esta subestación es existente, pero recibirá modificaciones en la parte de MT para adaptarla a las condiciones de repotenciación e hibridación. La línea de evacuación actual en 66 kV y el PCR se mantendrán.

11 PARQUE EÓLICO

11.1 AEROGENERADOR

11.1.1 Modelo de aerogenerador

Se ha seleccionado un aerogenerador tipo 3 (convertidor parcial) de potencia nominal 7 MW que cumplirá con los requerimientos técnicos a nivel de UGE (Unidad de Generación de Electricidad) establecidos en la última versión de la Norma Técnica de Supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631.

Se tratará de aerogeneradores con rotor de tres palas que operan a velocidad variable. El ángulo de ataque (pitch) es controlado de manera computarizada.

Las características principales del modelo escogido son las que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3. Características básicas del modelo de aerogenerador

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL MODELO DE AEROGENERADOR	
Modelo de aerogenerador	N163
Vin-Vout [m/s]	3-26
Potencia Nominal [MW]	7.00
Altura de buje [m]	98
Diámetro del rotor [m]	163
Clase IEC	S
Origen de la curva de potencia y Ct	Fabricante

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de la ficha técnica del tecnólogo.

De entre las posibilidades estándar de altura de buje (HH, *hub height*) se ha optado por HH98.

Para más información se puede consular el *Anejo 3* del presente Proyecto.

11.1.2 Recurso eólico y producciones

Se prevé que la generación eólica suponga una producción eléctrica neta anual de 102 397 MWh, traducida en 2 438 equivalentes netas.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados energéticos del parque obtenidos.

Tabla 4. Resultados de la generación eólica

GENERACIÓN EÓLICA	
Modelo de aerogenerador	N163-7 MW
Número de aerogeneradores	6
Altura de buje (m)	98
Diámetro del rotor (m)	163
Potencia total instalada (MW)	42
Área Barrida del parque (m2)	125 203
Producción bruta (MWh/año)	124 786
Pérdida por estelas (%)	4.2
Producción bruta después de estelas (MWh/año)	119 563
Pérdidas técnicas y operacionales (%)	14.40
Producción neta (MWh/año)	102 397
Densidad de producción neta (kWh/(m2·año))	818
Horas equivalentes	2 438

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Para más detalle, consultar el estudio de recurso eólico de la zona adjunto en el *Anejo 1* del presente proyecto.

11.1.3 Ubicación de aerogeneradores

Teniendo en cuenta las posiciones actuales de los aerogeneradores que se quieren desmantelar, el recurso eólico de la zona, la orografía y las restricciones descritas anteriormente, se ha optimizado la ubicación de los **6 aerogeneradores** (total 42 MW). Sus coordenadas se presentan en la siguiente tabla en UTM ETRS89.

Tabla 5. Coordenadas de los aerogeneradores

Aerogenerador	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
RAP001	581 364.00 E	4 682 777.00 N
RAP002	581 374.66 E	4 683 244.38 N
RAP003	581 805.81 E	4 683 436.95 N
RAP004	582 063.00 E	4 683 927.00 N
RAP005	581 666.73 E	4 684 359.54 N
RAP006	581 883.32 E	4 685 080.75 N

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

En la siguiente ilustración se muestra la ubicación de las nuevas posiciones.

Fuente: Barlovento, elaboración propia sobre Google Earth

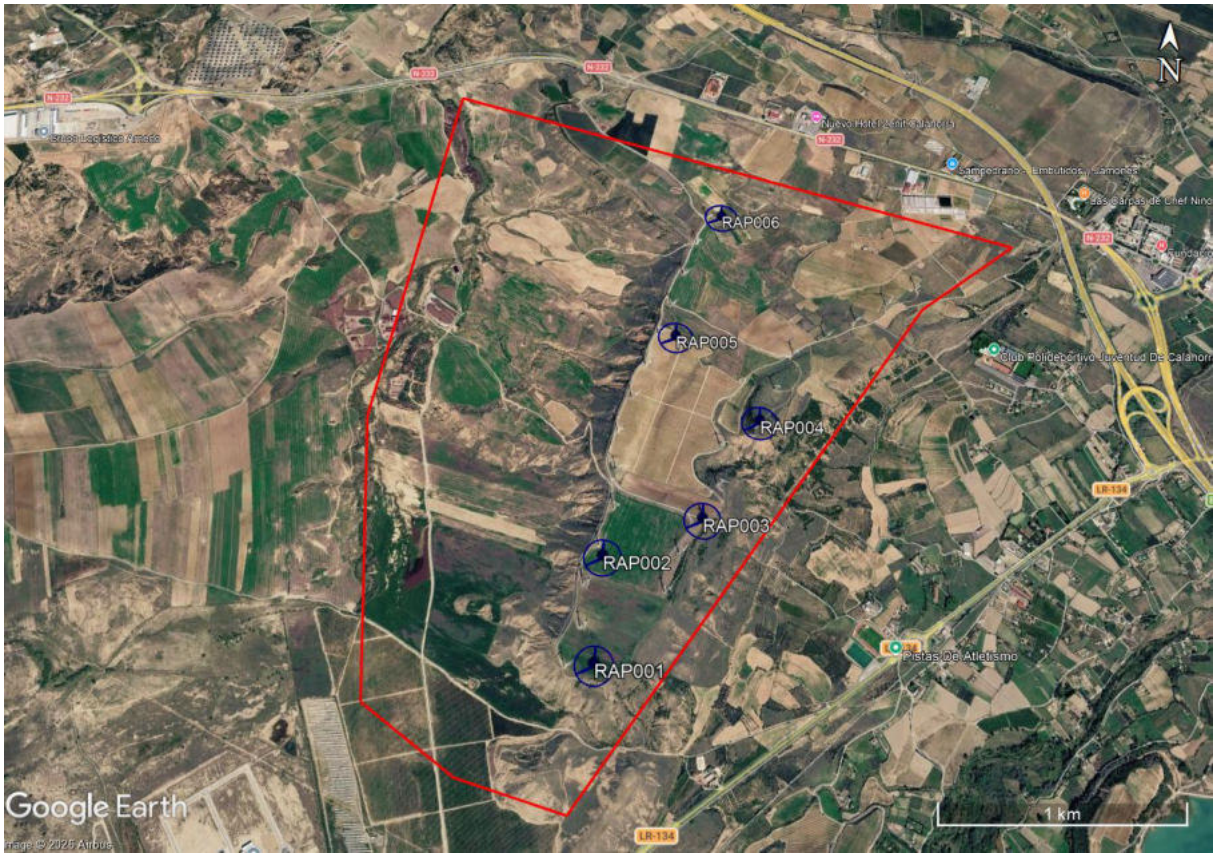


Ilustración 19. Posiciones de los aerogeneradores de la repotenciación.

11.1.4 Señalamiento e iluminación

Para el diseño preliminar de los aerogeneradores se han tenido en consideración las directrices establecidas por la "Guía de señalamiento e iluminación de turbinas y parques eólicos" según el Anexo 14 de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), transpuesto a la legislación española mediante el Real Decreto 862/2009.

Los aerogeneradores irán pintados con una cromaticidad comprendida dentro de los límites establecidos en la *figura A1-1 del Apéndice 1*, del actual RD 862/2009 "Normas Técnicas de Diseño y Operación de Aeródromos de Uso Público". La coloración de las palas de los aerogeneradores vendrá definida por el estudio de impacto ambiental del proyecto y se ajustará a los requisitos del tecnólogo.

11.2 OBRA CIVIL

El presente capítulo describe las actuaciones previstas en materia de obra civil para la repotenciación del parque eólico, las cuales comprenden la ejecución de las cimentaciones de los aerogeneradores, las plataformas de trabajo asociadas a cada posición, la red de caminos internos que garantizarán el acceso a todas las instalaciones del parque y las zanjas destinadas al tendido de canalizaciones eléctricas y de comunicaciones.

Las actividades de obra civil incluirán trabajos de excavación, relleno y nivelación, necesarios para adecuar el terreno a las condiciones requeridas para cada elemento constructivo. Como paso previo a dichas labores, se procederá al desbroce de la vegetación existente y a la retirada de una capa de tierra vegetal de aproximadamente 20 cm de espesor. Este material será acopiado de forma temporal en las proximidades de las zonas de intervención, con el fin de garantizar su posterior reutilización en tareas de recuperación ambiental o, en su defecto, su correcta disposición en vertedero autorizado, en caso de no ser necesario su aprovechamiento.

11.2.1 Cimentación de los aerogeneradores

Con base en los materiales esperables en el sustrato, con capacidades portantes superiores a 2 kg/cm^2 y ángulo de fricción superior a 30º, se ha prediseñado una cimentación superficial consistente en una zapata circular de canto variable de 23 metros de diámetro, donde se embebe el carrete de conexión a la torre.

En aquellas zonas donde la capacidad portante sea inferior a los kg/cm^2 mencionados, se realizarán las mejoras de terreno para adecuarlas a los requerimientos mínimos de los fabricantes

En una etapa posterior de cálculo de detalle, se habrán de solicitar, del fabricante seleccionado, las especificaciones técnicas para el diseño de las cimentaciones. La documentación proporcionada por el fabricante contendrá, al menos:

- Cargas extremas
- Cargas de fatiga
    - Matrices de Markov

El esquema de zapata de este predimensionamiento se muestra en la siguiente imagen.

Fuente: Barlovento, elaboración propia

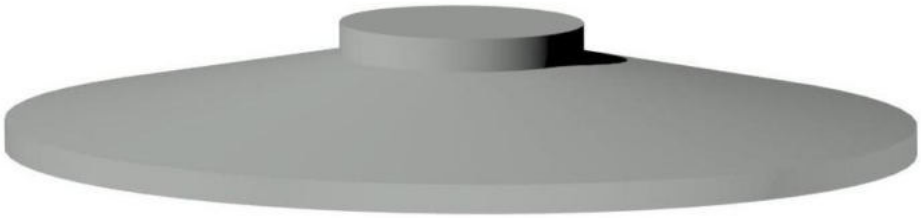


Ilustración 20. Concepto 3D de zapata de aerogenerador

Fuente: Barlovento, elaboración propia

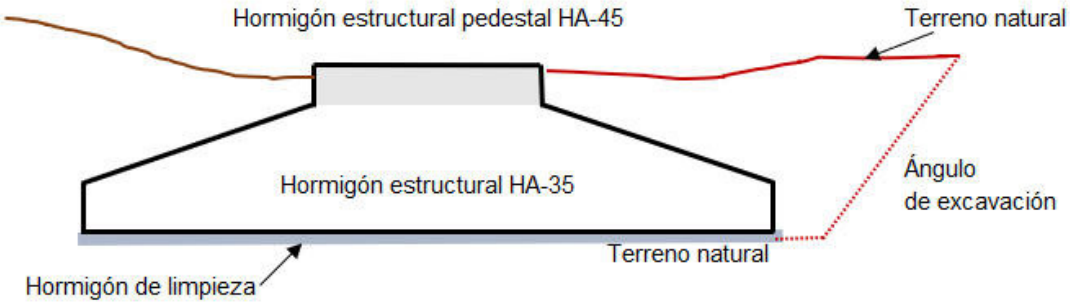


Ilustración 21. Esquema dimensional de zapata (sin escala)

Las dimensiones seleccionadas en este prediseño son:

Tabla 6. Predimensionamiento de zapata

DIMENSIONES DE ZAPATA		
Diámetro de la zapata (Φz)	23	m
Diámetro del pedestal (Φp)	6.00	m
Canto de borde (Hb)	0.50	m
Canto de pedestal (Hp)	0.50	m
Altura de zapata (sin pedestal) (Hz)	3.00	m
OTROS PARÁMETROS RELEVANTES		
Espesor de hormigón de limpieza HL-150	0.10	m
Pendiente talud de excavación	45	º

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Los resultados de cantidades constructivas resultantes dada la geometría, son los siguientes:

Tabla 7. Principales cantidades por zapata

PRINCIPALES CANTIDADES POR ZAPATA		
Hormigón estructural HA-45	759.9	m^3
Hormigón estructural pedestal HA-50	17.00	m^3
Estimación acero en barras B500S	97 751.20	kg
Hormigón de limpieza HL-150	42.3	m^3
Superficie impermeabilización (si se requiriera)	469.00	m^2
Encofrado	45.60	m^2
Excavación	2 725.30	m^3
Material de relleno	1923.20	m^3

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Para más información consultar el *Plano 16* del presente proyecto.

11.2.2 Plataformas de instalación de los aerogeneradores

Las plataformas o áreas de maniobra son explanaciones, adyacentes a los aerogeneradores, que permiten llevar a cabo la excavación de la zapata y, especialmente, llevar a cabo los procesos de descarga y ensamblaje, así como el estacionamiento de las grúas para posteriores izados de los diferentes elementos que componen el aerogenerador.

Se han diseñado según las especificaciones técnicas del fabricante de los aerogeneradores.

Para el posicionamiento de las plataformas de la grúa principal se ha realizado teniendo en cuenta que la plataforma de la grúa principal debe estar a la misma altura que la carrera de acceso.

Además de esto, teniendo en cuenta las limitaciones de la zona, como son las pendientes pronunciadas y la vía pecuaria existente se ha optado por colocar a diferente altura la zona de acopio de palas con la de la plataforma de la grúa para reducir las afecciones a la vía pecuaria.

Las plataformas estarán compuestas por las siguientes zonas:

- Zona de grúa principal
- Zona de acopio de componentes de aerogenerador
- Zona de acopio de palas
- Zona de ensamblaje de pluma

A continuación, se muestra la superficie afectada por plataforma.

Fuente: : Nordex, documento DG200853

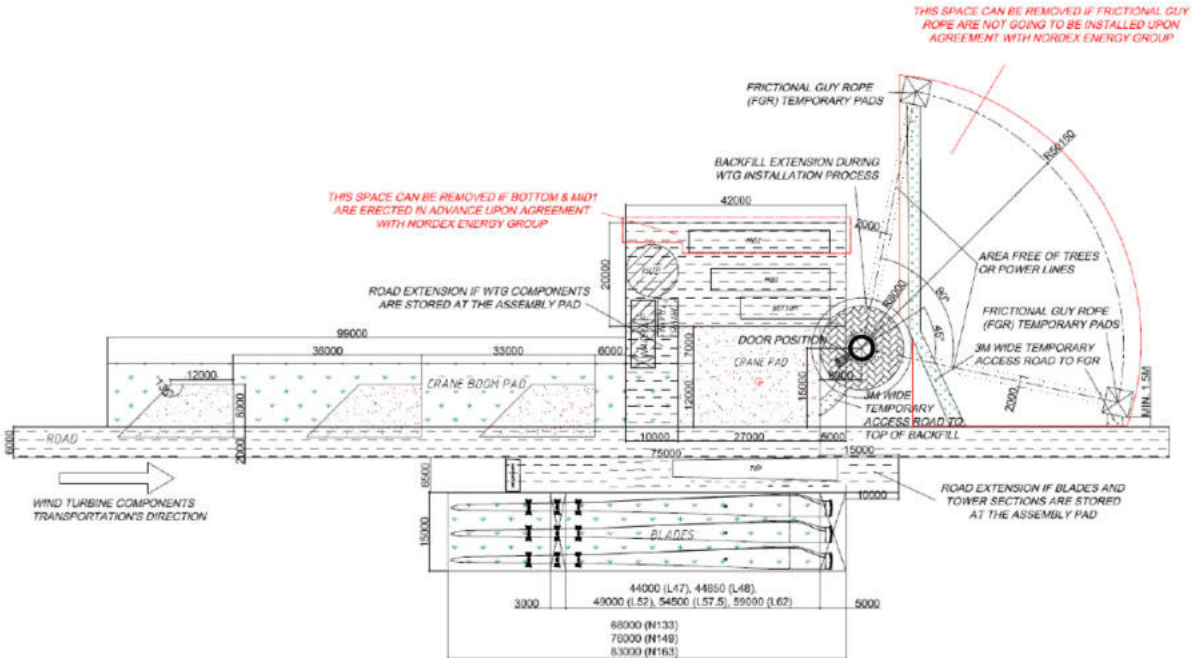


Ilustración 22. Esquema plataforma TS98-01/ N163

Es preciso alcanzar en la zona de estacionamiento de grúa una capacidad portante superior a la que transmita la grúa y un factor de seguridad. Para el presente caso se usarán 3 kg/cm^2. Para las zonas de acopio (tramos de torre y palas) se usarán 2 kg/cm^2.

Tras el montaje de los aerogeneradores se restaurarán las zonas de plataformas de palas, así como las ocupaciones temporales. La zona de grúa principal se mantendrá en servicio.

Para más información se puede consultar *Plano 15* del presente proyecto.

11.2.3 Camino de acceso

En el marco del proyecto técnico-administrativo para la repotenciación e hibridación del PE Raposeras, el acceso al parque eólico se realizará a partir de la carretera nacional N-232, utilizando los caminos de dominio público existente en la zona para acceder a las distintas agrupaciones de máquinas.

En la siguiente ilustración se muestra en magenta el acceso al PE Raposeras:

Fuente: Barlovento, elaboración propia, sobre Google Earth



Ilustración 23. Camino de acceso al PE Raposeras.

11.2.4 Caminos internos del parque eólico

Los caminos de acceso y los viales internos del PE repotenciado conforman una red que permite el acceso a cada uno de los aerogeneradores, sirve como soporte para el tendido de las canalizaciones de media tensión y facilita la conexión del parque con su entorno.

El acceso al parque se realizará desde la carretera nacional N-232, tomando una vía existente que atraviesa la zona. Esta vía será utilizada como acceso principal al parque y deberá ser acondicionada para garantizar su funcionalidad durante las fases de transporte y construcción, adaptándola a las exigencias del camión de diseño.

En cuanto a los caminos internos, el trazado en planta se ha definido alineando los ejes sobre el centro de la calzada existente siempre que sea posible, con el objetivo de minimizar la afección al terreno natural.

El camino principal del parque actual se reutilizará como base para el trazado del parque repotenciado, previa adecuación para permitir el tránsito seguro y eficiente de vehículos especiales, considerando las dimensiones y radios de giro requeridos.

Tanto los nuevos viales como aquellos que se restauren o acondicionen cumplirán con las condiciones y características establecidas por los ayuntamientos competentes

Criterios de diseño

El diseño de los caminos del parque eólico ha tenido como principal restricción el transporte de las palas, por lo que se han aplicado radios mínimos de curvatura y sobreanchos conforme a las recomendaciones del fabricante Nordex (Ref. DG200853). Para los ramales de acceso se ha considerado un radio mínimo de 45 m y se han previsto simulaciones de maniobrabilidad o, en su defecto, el uso de tablas de sobreancho proporcionadas por el fabricante.

El trazado en planta prioriza el aprovechamiento de caminos existentes, y en alzado se han aplicado pendientes máximas de hasta 8.11 %, dentro de los límites establecidos por Nordex, y

radios verticales mínimos (Kv) de 750 m, para asegurar un tránsito seguro y continuo. Se han proyectado plataformas horizontales en las ubicaciones de los aerogeneradores, necesarias para las operaciones de montaje y descarga.

Sección transversal

La sección tipo del vial considerada está representada gráficamente en el *Plano 12. Secciones Características.*

El ancho del camino será de 6,0 m para los ejes de caminos internos. Dado que la grúa se desmontará y montará en cada posición del aerogenerador, el pavimento deberá diseñarse con una capacidad portante mínima de 2 kg/cm^2 (200 kN/m^2). En caso de que se utilice una grúa de orugas en desplazamiento parcial o totalmente montada, se deberá considerar una capacidad portante mínima de 5 kg/cm^2 (500 kN/m^2), y evaluar los esfuerzos multiaxiales inducidos. Si se considera otro tipo de grúa o un desplazamiento montado entre posiciones, deberán aplicarse las condiciones establecidas por el fabricante Nordex en los documentos técnicos adjuntos, especialmente los relacionados con las especificaciones de caminos para grúas, como el documento DG200853

Capacidad portante y capas granulares

Se requerirá un módulo de deformación Ev2 ≥ 60 MPa en el segundo escalón de carga del ensayo de placa, conforme a la norma DIN 18134 o equivalente. La compactación del material deberá garantizar una densidad seca superior al 95 % del Proctor Normal (PN).

Sobre la explanada se dispondrán las capas de subbase y base, cada una con un espesor de 20 cm, constituidas por zahorra artificial ZA-25 de granulometría controlada, conforme al artículo 510 del PG-3, compactadas al 98 % del Proctor Modificado.

Una vez finalizada la construcción del firme, se deberá verificar mediante ensayo de placa que el módulo de elasticidad en el segundo escalón de carga (Ev2) alcanza al menos 100 MPa.

En los tramos donde se requiera una mejora adicional de la capacidad portante, se sustituirá la capa de base por una losa de hormigón de firme de 20 cm de espesor, con una resistencia a tracción por flexión mínima de 4 MPa.

El diseño de los taludes se ha realizado conforme a la información geotécnica disponible, adoptando los siguientes valores:

Talud de desmonte: 1H:1V

Talud de terraplén: 3H:2V

La pendiente transversal de los caminos, para asegurar el adecuado drenaje superficial, será del 2 % desde el eje hacia ambos extremos.

11.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Para interconectar los aerogeneradores que componen el parque, con la subestación de evacuación, se ha diseñado un sistema de colección de media tensión a 20 kV, compuesto por los siguientes elementos:

- Transformador elevador trifásico y elementos de protección, medición, control y maniobra (celdas de media tensión), ubicados en el interior de cada uno de los aerogeneradores.

- Cableado de media tensión. Se corresponderá con circuitos trifásicos a 20 kV, directamente enterrados en el suelo o enterrados bajo tubo, en el interior de zanjas. Se aprovecharán dichas zanjas para instalar también el cableado de fibra óptica y el sistema de puesta a tierra.

11.3.1 Transformador elevador trifásico

El transformador de potencia instalado en el interior del aerogenerador tiene las siguientes características eléctricas principales.

Tabla 8. Características básicas del transformador MT/BT

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL TRANSFORMADOR MT/BT	
Ubicación	Interior aerogenerador
Tipo de aislamiento	Ester
Frecuencia	50 Hz
Número de fases	3
Potencia nominal aparente	7 800 kVA
Tensión nominal primaria	20 kV
Tensión nominal secundaria	0.95 kV
Grupo de conexión	Dy5

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a paritr de la ficha técnica del tecnólogo [Ver 26-Ref.3.].

11.3.2 Celdas de MT

Los tipos de celda de media tensión empleadas en los centros de transformación, control y maniobra de los aerogeneradores cumplirán con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2024/573 del parlamento europeo y del consejo de 7 de febrero de 2024 sobre los gases fluorados de efecto invernadero, por el que se modifica la Directiva (UE) 2019/1937, y se deroga el Reglamento (UE) nº 517/2014, que dicta lo siguiente:

"Se prohibirá la puesta en funcionamiento de la siguiente aparamenta eléctrica que use gases fluorados de efecto invernadero, o cuyo funcionamiento dependa de ellos, en un medio aislante o de ruptura:

- *A partir del 1 de enero de 2026, aparamenta eléctrica de media tensión para distribución primaria y secundaria de hasta 24 kV."*

De modo que, el conjunto de celdas de MT de hasta 24 kV deberá estar libre de gases fluorados.

Las principales características eléctricas de las celdas de medida tensión, ubicadas en el interior de los aerogeneradores, son las mostradas a continuación:

Tabla 9. Características básicas de las celdas de MT

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS CELDAS DE MT	
Ubicación	Interior aerogenerador
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal barras principales	630 A
Corriente nominal de corta duración	25 kA
Tensión nominal, U_r	24 kV

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a paritr de la ficha técnica del tecnólogo.

Las celdas deberán disponer en sus frontales de sinópticos o mímicos representativos que permitan su perfecta identificación.

Así mismo, contará con enclavamientos mecánico y eléctrico que asegure que la maniobrabilidad se lleva a cabo con la mayor seguridad posible para el personal y para los equipos.

CLASIFICACIÓN DE LOS CENTROS DE MANIOBRA

Desde el punto de vista práctico, los tipos de centros de media tensión se han clasificado en dos: Tipo I y Tipo II, según la posición que ocupa cada aerogenerador en la red interna de conexión del parque:

Tabla 10. Tipo de Celdas de MT según aerogeneradores

TIPO	AEROGENERADOR
Tipo I	RAP006, RAP005 y RAP004
Tipo II	RAP001, RAP002 y RAP003

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Las principales características de los centros Tipo I y Tipo II son las detalladas a continuación.

1 CENTRO TIPO I (1P+1L)

Es un centro terminal donde solo está asociado un aerogenerador y está compuesto por las siguientes celdas.

- **Celda de protección (1P).** Que incluye principalmente la siguiente aparamenta en MT.
  - Un (1) interruptor automático tripolar cuya misión es proteger al transformador elevador frente a sobrecargas y cortocircuitos.
  - Un (1) seccionador en carga con seccionador de puesta a tierra tripolar.
  - Tres (3) transformadores de corriente para medición y protección.
  - Un (1) relé de protección con, al menos, las siguientes funciones 50/51, 50N/51N, 27 y 59, que será el encargado de accionar la apertura del interruptor.
  - Tres (3) descargadores de sobretensión.
  - Un (1) juego de barras principales.

- Una (1) pletina de puesta a tierra.
- Un (1) testigo de presencia de tensión.
- Un (1) juego trifásico de bornas de salida para los cables de MT con conexión enchufable.

- **Celda de línea (1L).** Que incluye principalmente la siguiente aparamenta en MT.
  - Un (1) seccionador en carga con seccionador de puesta a tierra tripolar.
  - Un (1) juego de barras principales.
  - Una (1) pletina de puesta a tierra.
  - Un (1) testigo de presencia de tensión.
  - Un (1) juego trifásico de bornas de salida para los cables de MT con conexión enchufable.

En la siguiente imagen puede verse el esquema de unifilar para un centro de transformación tipo I.

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

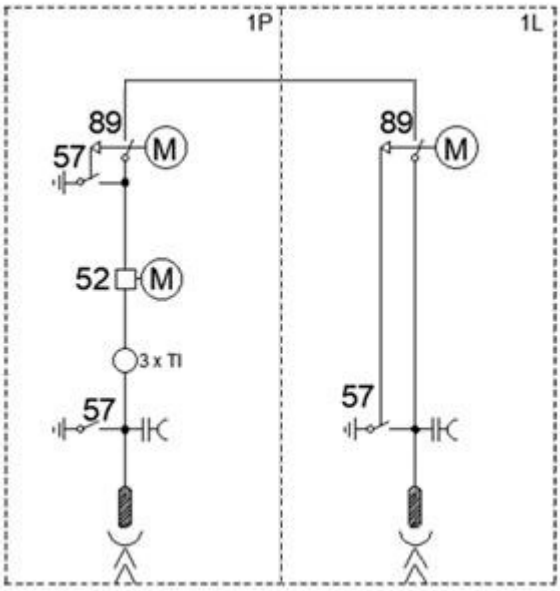


Ilustración 24. Esquema unifilar centro de transformación Tipo I

2 CENTRO TIPO II (1L+1P+1L)

Es un centro de transformación, control y maniobra compuesto por tres celdas, que permite interconectar un aerogenerador con el siguiente y éste a su vez con otro aerogenerador o con el centro de control (subestación), como ocurre en el caso que nos compete.

- **Dos celdas de línea (1L).** Que incluyen principalmente la siguiente aparamenta en MT.
  - Un (1) seccionador en carga con seccionador de puesta a tierra tripolar.
  - Un (1) juego de barras principales.
  - Una (1) pletina de puesta a tierra.

- Un (1) testigo de presencia de tensión.
- Un (1) juego trifásico de bornas de salida para los cables de MT con conexión enchufable.

- **Celda de protección (1P).** Que incluye principalmente la siguiente aparamenta en MT.
  - Un (1) interruptor automático tripolar cuya misión es proteger al transformador elevador frente a sobrecargas y cortocircuitos.
  - Un (1) seccionador en carga con seccionador de puesta a tierra tripolar.
  - Tres (3) transformadores de corriente para medición y protección.
  - Un (1) relé de protección con, al menos, las siguientes funciones 50/51, 50N/51N, 27 y 59, que será el encargado de accionar la apertura del interruptor.
  - Tres (3) descargadores de sobretensión.
  - Un (1) juego de barras principales.
  - Una (1) pletina de puesta a tierra.
  - Un (1) testigo de presencia de tensión.
  - Un (1) juego trifásico de bornas de salida para los cables de MT con conexión enchufable.

En la siguiente imagen puede verse el esquema unifilar para el centro de transformación Tipo II.

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

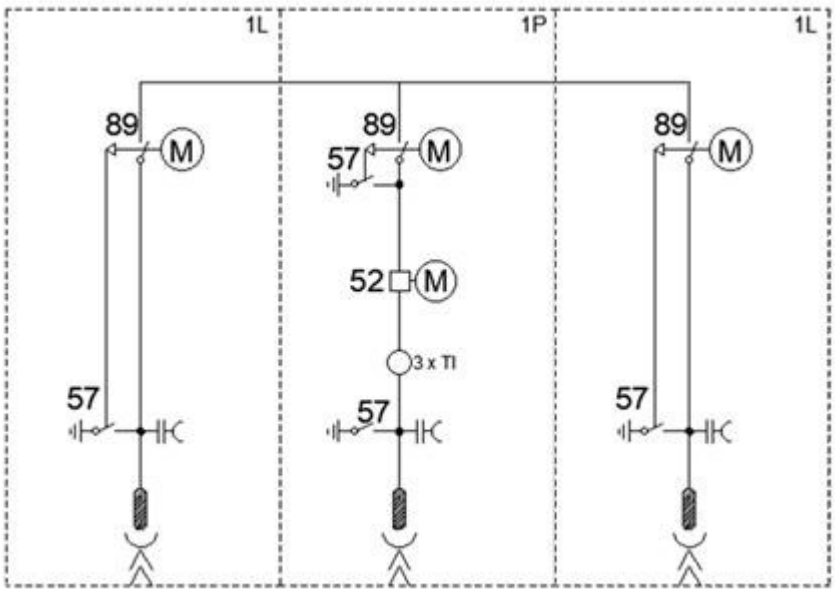


Ilustración 25. Esquema unifilar centro de transformación Tipo II

11.3.3 Circuitos MT

Teniendo en cuenta las posiciones de los aerogeneradores y de la subestación de evacuación dentro del emplazamiento del parque y las potencias máximas admisibles por los conductores, se

han dimensionado tres (3) circuitos de MT a 20 kV para manejar y conducir la energía producida por los seis (6) aerogeneradores que conforman la planta, con una capacidad total instalada de 42.00 MW. Estos circuitos de MT serán los encargados de unir los centros de transformación (CT) de cada uno de los aerogeneradores con las celdas de línea situadas en la Subestación. Las características generales de la instalación quedan definidas con mayor detalle en el *Anejo 6* del presente proyecto.

La selección de la ruta de los circuitos tiene como premisa minimizar secciones y longitudes, los criterios de diseño buscan minimizar afectación, pérdidas técnicas y costos, planteándose como un diseño multiobjetivo.

En la siguiente tabla se indican los circuitos de MT diseñados para la interconexión del parque:

Tabla 11. Descripción circuito de MT

CIRCUITO	AEROGENERADORES	N.º AEROS	POTENCIA (MW)
1	RAP001 y RAP006	2	14.00
2	RAP005 y RAP002	2	14.00
3	RAP004 y RAP003	2	14.00

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

El cable utilizado en los cálculos es unipolar, con conductor de aluminio (Al), aislado con polietileno reticulado (XLPE), con pantalla de cinta de aluminio y sin armadura, para una tensión nominal de 12/20 kV, con cubierta de poliolefina termoplástica. Sus características principales se exponen en el *Anejo 6.*

El criterio de elección de las secciones de los cables se basa en las siguientes premisas:

- Intensidad admisible: el conductor debe soportar 125% de la máxima corriente prevista en el circuito, además se tomarán en cuenta los factores de corrección establecidos en la ITC-LAT-06 y UNE-21144, de tal modo que la ampacidad admisible corregida del conductor sea superior a la corriente máxima prevista en el conductor.
- Pérdidas eléctricas: pérdidas totales en la subestación inferiores al 3%.
- Caída de tensión: caída de tensión acumulada en el circuito inferior al 3%.
- Cortocircuito: el conductor y la pantalla deben estar dimensionadas para soportar las condiciones de cortocircuito (corriente térmica) según la metodología seguida en la IEC 60909-0 y los límites establecidos en la ITC-LAT-06 y UNE 21192-92.

Además, las secciones finales de cable elegidas están optimizadas sobre la base del análisis económico de pérdidas de potencia y coste de la sección de cable seleccionado.

El cumplimiento de los criterios de selección y los resultados obtenidos del diseño de los mismos queda reflejado en el *Anejo 6* del presente proyecto.

11.3.4 Canalizaciones subterráneas de media tensión

Las conducciones eléctricas que conectan los aerogeneradores del PE repotenciado Raposeras serán subterráneas para protegerlas de posibles daños causados por agentes externos. El tipo de

canalización que se utilizará será la de zanjas con conductores directamente enterrados con una configuración de conductores en trébol. No obstante, por norma general en las zonas de paso de vehículos y en tramos en los que la zanja, y por ende el conductor, vaya a estar sometida a una sobrecarga, permanente o no, se colocará una protección adicional, colocando los cables dentro de tuberías con relleno de hormigón.

El trazado de las zanjas será lo más rectilíneo posible y respetará los radios de curvatura mínimos del conductor utilizado. Asimismo, han sido diseñadas para que discurran, siempre que sea posible, paralelas a los caminos y por detrás de las estructuras de soporte, interfiriendo al mínimo con espacios críticos tanto para la construcción como para labores de mantenimiento posteriores.

Desde el punto de vista técnico, los circuitos han sido agrupados de forma que se minimice la sección de los conductores y, en consecuencia, los costos asociados. En ese sentido, se obtuvo una **agrupación de un máximo de tres (3) ternas en una misma canalización**. El ancho de la zanja dependerá del número de ternas que en cada caso existan en cada tramo.

Teniendo en cuenta la distribución geográfica de las posiciones de los aerogeneradores y las características topográficas de la localidad. así como las restricciones encontradas, se han diseñado **tres (3) circuitos que discurren aproximadamente 4.77 kilómetros de zanja y 26.05 kilómetros de conductor equivalente**.

El cableado de media compartirá ruta con los conductores que forman parte integral del sistema de puesta a tierra y con cables de fibra óptica para el sistema de comunicaciones. Todos los cables de cada una de las canalizaciones irán conveniente protegidos mediante placas de protección y señalizados mediante cintas plásticas de advertencia de riesgo eléctrico. A lo largo del trazado de la zanja, se instalarán hitos cada 50 metros, así como en los cambios de dirección

Cabe mencionar que el tramo de zanja de media tensión del PE repotenciado comprendido entre el aerogenerador RAP001 y la subestación de evacuación (SET Raposeras 66/20 kV) irá por el mismo recorrido que la zanja de media tensión existente del PE original, de forma que, no se causará una nueva afección. La actuación consiste en la apertura puntual de la zanja existente para la sustitución del cable de media tensión, manteniéndose el trazado existente y aplicándose, una vez finalizadas las obras, las correspondientes medidas de restauración del terreno devolviendo este a su estado original.

Empalmes y terminales

Los circuitos de media tensión estarán compuestos por las celdas de media tensión en los extremos (elemento generador y subestación) de los cables. Los cables por su parte están compuestos por el propio cable y sus accesorios (empalmes y terminales).

Los empalmes y terminales no deben limitar la capacidad o ampacidad de los cables, tanto en condiciones normales como de sobrecarga. Para ello, se seleccionarán de acuerdo con el tipo y sección de los cables, realizándose con elementos de unión que no aumenten la resistencia eléctrica de éstos.

Del mismo modo, los empalmes y terminales deben admitir las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Tampoco deberán de disminuir las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado debiendo cumplir las siguientes condiciones básicas:

- La conductividad de los cables empalmados no puede ser inferior a la de un sólo conductor sin empalmes de la misma longitud.
- El aislamiento del empalme ha de ser tan efectivo como el aislamiento propio del cable. El empalme debe estar protegido para evitar el deterioro mecánico y la entrada de humedad
- Se efectuarán siguiendo métodos que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento. utilizando los materiales adecuados de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- El empalme debe resistir los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito. así como el efecto térmico de la corriente tanto en régimen permanente como en el caso de sobrecargas y cortocircuitos.

Arquetas

En los cambios de dirección con el objeto de facilitar la manipulación de los cables se podrán instalar arquetas.

Así mismo, en los tramos rectos se podrán instalar arquetas intermedias registrables con objeto de no sobrepasar las tensiones de tiro para el tipo de cable que se va a utilizar.

A la entrada de las arquetas, las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos

11.4 RED DE COMUNICACIONES

Las comunicaciones entre los aerogeneradores, la torre meteorológica y el centro de control de la subestación del parque se realizará con FO monomodo de 24 fibras.

Los cables de FO a emplear tendrán las características que se listan a continuación:

- Cable de 24 fibras
- 9/125 µm fibra óptica monomodo.
- Atenuación máxima a 1.310 nm de 0.40 dB/km.
- Atenuación máxima a 1.550 nm de 0.30 dB/km.
- Resistencia al fuego.
- Protección contra penetración del agua.
- Protección contra roedores.
- Adecuado para tendido subterráneo.

El cable de FO se instalará en la misma zanja que los cables de potencia de media tensión, directamente enterrado o bajo tubo, bajo las mismas consideraciones expuestas para los cables de media tensión. De este modo, se instalará un total de **13 245 m** de cable de fibra óptica.

Los circuitos de fibra óptica tendrán una configuración en anillo por seguridad. Para la correcta conexión de los cables con los equipos de comunicación se utilizarán conectores del tipo SC o LC.

Una vez tendido el cable de FO se deberán realizar las correspondientes pruebas de atenuación reflectométrica en ambos sentidos con el objetivo de evaluar la continuidad de la fibra y detectar posibles defectos y medir empalmes. Las medidas se realizarán a 1.310 nm y 1.550 nm.

11.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los objetivos del Sistema de Puesta a Tierra (SPT) son la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y compatibilidad electromagnética.

Las funciones del SPT son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- Transmitir señales de RF en onda media y lardo.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Dentro del PE, podemos distinguir entre:

Sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores

Para el diseño del SPT de los aerogeneradores se seguirá la disposición de PAT tipo B de la IEC 62305-3. La disposición tipo B comprende o bien un anillo conductor exterior a la estructura a proteger, en contacto con el terreno en el 80% de su longitud, o un electrodo de cimentación formando un anillo cerrado. Estos electrodos de tierra pueden ser mallados.

En el caso que nos ocupa, el diseño de puesta a tierra del aerogenerador propuesto está compuesto por dos electrodos, uno de acero galvanizado compuesto por tres anillos unidos por conductores radiales que se encuentran embebidos en la cimentación y unidos al mallazo del armado de la misma y un electrodo de cobre desnudo de sección mínima 50 mm^2 formando un anillo perimetral alrededor de la cimentación y con 4 picas de acero cobrizado de 14 mm de diámetro y de 2 m de longitud cada una. Ambos electrodos irán interconectados entre sí mediante terminales o grapas bimetálicos o bien mediante tramos de unión con cinta anti-corrosión.

En caso de que la resistividad del terreno fuera elevada, podrían existir varios electrodos adicionales externos a la cimentación con el objetivo de cumplir con los valores de resistencia de puesta a tierra exigidos y con los valores admisibles de tensiones de paso y contacto en el acceso al aerogenerador. De acuerdo con la norma, los electrodos adicionales deben conectarse los más equitativamente posible.

Se recomienda un valor máximo de resistencia de puesta a tierra inferior a 10 ohmios (véase la norma IEC 61400-24 y UNE-EN 62305-3), medida preferentemente con el apantallamiento de los cables de red desconectados. En el caso de las tomas de tierra en suelos rocosos, el requisito de 10 ohmios no es aplicable, tal y como puede consultarse en las normas UNE EN 62305-3 y IEC 61400-24 y de las especificaciones del propio tecnólogo.

Dentro del sistema de puesta a tierra, es importante recalcar que la propia torre del aerogenerador se considerará conductor de tierra de protección primaria y hará de conexión equipotencial debido a la elevada altura que presentan y a la necesidad de esperar que en caso de que aparezcan eventos atmosféricos transitorios, estos se adhieran a su estructura por lo que para el diseño de las torres metálicas que soportarán los aerogeneradores, se deberá tener en cuenta esto para el diseño de la misma acorde al apartado 9 de la IEC 61400-24. Luego la torre será un componente que deberá garantizar la equipotencialidad y la continuidad de las posibles corrientes que puedan aparecer como consecuencia de un evento de estas características por lo que todos los elementos metálicos susceptibles de transportar corriente deberán ser conectados a la torre.

Además, dado que las cimentaciones de cada aerogenerador formarán parte de la trayectoria de impacto de los rayos o de cualquier falla a tierra, se deberá garantizar la continuidad eléctrica en las estructuras de hormigón armado. Para conseguir lo anterior, es necesario que la estructura del acero embebido en el hormigón, tanto las barras horizontales como verticales deben estar conectadas entre sí y con el sistema de puesta a tierra propio del aerogenerador, consiguiendo de esta forma, una resistencia del sistema menor.

Fuente: Barlovento, elaboración propia

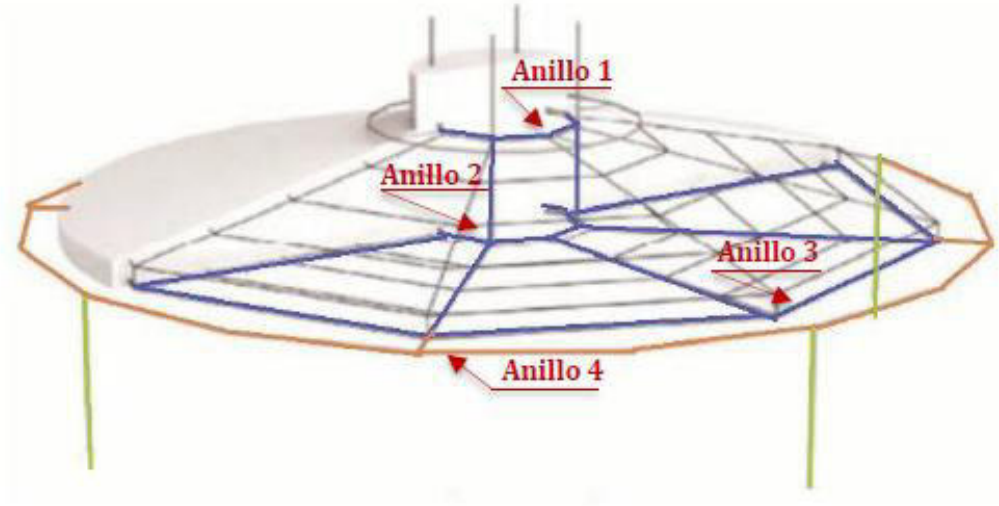


Ilustración 26. Propuesta de configuración de puesta a tierra de los aerogeneradores

Sistema de puesta a tierra de la red colectora de media tensión

De acuerdo con la IEC 61400-24, cada aerogenerador debe tener su propio sistema de puesta a tierra y, a su vez, la puesta a tierra de cada aerogenerador y la de la subestación del parque, deben conectarse, a ser posible, mediante cables horizontales, con el fin de formar un único sistema de puesta a tierra.

En la misma zanja en la que discurren los cables de potencia de MT y los de FO, en el fondo de la excavación, en contacto directo con el terreno, se prevé la instalación del cable de puesta a tierra que unirá la PAT de los aerogeneradores con la malla de puesta a tierra de la SET Raposeras. Este cable de PAT se realizará mediante conductor de cobre desnudo con una sección mínima de 50 mm^2.

Con esta interconexión se logrará una mejor disipación de la energía en caso de defecto a tierra ya que se amplía la cantidad de conductor enterrado y dicha unión permite una mejora de la respuesta del sistema de puesta a tierra reduciendo los potenciales y las tensiones de paso y contacto que pudieran aparecer.

Sistema de puesta a tierra de la torre de medición

El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V, de acuerdo a la instrucción ITC-BT-18 del reglamento de baja tensión.

Se instalará un único sistema que cumpla con las condiciones de protección contra el rayo y para protección de los equipos eléctricos de baja tensión, de comunicaciones y como cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema de puesta a tierra.

Para ello la torre de medición contará con un pararrayos en la parte más alta de la torre de medición, teniendo un cable conductor de 50 mm^2 de cobre que descenderá por la estructura de la torre hasta el sistema de puesta a tierra de la misma, realizado alrededor de la torre mediante cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección mínima. En las cuatro esquinas de dicha red se colocarán 4 picas alineadas enterradas, de dimensiones 1.50 metros y diámetros de 16 milímetros.

11.6 TORRE DE MEDICIÓN

Con el objetivo de realizar un seguimiento de la operación del PE y de realizar ensayos de curva de potencia se instalará una torre de medición. A continuación, se describen sus principales características.

- Ubicación:

Tabla 12. Coordenadas de la torre de medición (UTM ETRS89,30T)

ELEMENTO	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Z_{UTM} [m]
Torre de medición	582 223.604	4 685 302.830	378.5

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

- Tipo de torre: autosoportada.
- Equipos:

Tabla 13. Equipos de la torre de medición

EQUIPO	COTA [m]	ORIENTACIÓN [°]
Anemómetro 1 (principal)	98	-
Anemómetro 2 (control)	93.50	225
Veleta 1 (principal)	93.50	45
Anemómetro sónico o de componente vertical	91.50	225

EQUIPO	COTA [m]	ORIENTACIÓN [°]
Temperatura/Humedad	90.50	45
Presión	90.50	45
Veleta 2	57.00	45
Anemómetro 3	43.00	225
Veleta 3	43.00	45
Anemómetro 4	17.00	225
Configuración conforme a edición 3 de la norma IEC61400-12-1 (deriva a la norma IEC61400-50-1)		

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

La posición de la torre de medición cumple con todos los requerimientos de la norma vigente. En una etapa posterior de detalle, se deberá solicitar al fabricante de los aerogeneradores el contrato de garantía de los mismo con los requerimientos para el posicionamiento de la torre de medición.

12 PLANTA FOTOVOLTAICA

En este apartado se van a describir los componentes fotovoltaicos que constituyen el Parque Hibrido Raposeras. El sistema fotovoltaico propuesto, de 20.06 MW_p de potencia pico y 16.64 MW de potencia instalada, se divide en los siguientes elementos.

- Sistema de generación con módulos fotovoltaicos de tecnología Bifacial half-cell de silicio monocristalino.
    - Sistema de control de potencia y conversión continua/alterna para inyección a red de energía y monitorización de la instalación (solución de inversores de string).
    - Centros de transformación de 3 200, 4 480 y 8 960 kVA.
- Cableado y conexiones de baja y media tensión.
- Estaciones meteorológicas.
- Servicios auxiliares.
- Obra civil: movimiento de tierras, vallado, casetas y edificaciones, canalizaciones, caminos internos, sistema de drenaje y cimentaciones.

El resumen de la configuración es la siguiente:

Tabla 14. Configuración de la PSFV Raposeras

PSFV RAPOSERAS		
Potencia Instalada [kW]		16.640
Potencia pico [kW_p]		20.060
Potencia inversores (40ºC) [kW]		16.640
Ratio (DC/AC)		1.10
Ubicación	X [m] [Sistema UTM. Huso 30T]	580 963
	Y [m] [Sistema UTM. Huso 30T]	4 683 907
CONFIGURACIÓN		
Módulo	Fabricante y Modelo	Longi Solar - LR7-72HYD-660M
	Tecnología	Monocristalino Half-Cell Bifacial
	Potencia [Wp]	660
	Cantidad	30 394
Inversor	Fabricante y Modelo	Sungrow SG350HX
	Potencia nominal (cos φ=1) (30 ºC / 40 ºC)	352 kVA / 320 kVA
	Cantidad	52
String	Módulos en serie	26
	Cantidad	1 169
Estructura soporte	Fabricante y Modelo	PVHardware / Monoline +2P
	Tipo	Seguidor mono axial eje N-S (tracker)

PSFV RAPOSERAS		
	Ángulo de inclinación	± 55º (110º)
	Azimut (referencia: 0º = Norte) [º]	0º
	Pendiente admisible (N-S / E-O)	15% / sin límite
Configuración mesas	Disposición módulos	2V x 13 (1 string por tracker) 2V x 26 (2 string por tracker)
	Pitch [m]	11.00
	Pasillo [m]	6.22
	Altura mesas [m]	2.50
	Nº de mesas	621
	Nº de strings por mesa	1 / 2
ESTACIÓN DE POTENCIA		
EP	Fabricante y Modelo	Sungrow MVS3200-LV Sungrow MV4480-LV Sungrow MVS8960-LV
	Potencia Transformador (30 ºC / 40 ºC)	3 520 kVA / 3 200 kVA 4 928 kVA / 4 480 kVA 9 856 kVA / 8 960 kVA
	Cantidad	2 x (3 200 kVA) 1 x (4 480 kVA) 1 x (8 960 kVA)
	Tensión [kV]	0.80/ 20
CIRCUITOS DE MT		
Tensión de evacuación [kV]		20
Número de circuitos		1

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

La instalación diseñada posee una potencia pico de 20.06 MW_p y una potencia nominal de inversores de 16.64 MW repartidos en 52 inversores de string con potencia nominal de 320 kW (40 °C) cada uno.

Los 30 394 módulos que forman parte del Parque híbrido Raposeras se distribuyen en series de 26 módulos, repartidos en 1 169 strings o cadenas. La estructura soporte de los módulos es mediante seguidor fotovoltaico (tracker) cuya separación entre ejes de filas es de 11.00 metros, quedando un espacio entre pasillos de 6.22 metros. Las estructuras presentan dos configuraciones; 2Vx13, la cual albergará 1 string y 2Vx26, que recogerá 2 strings.

La PFV cuenta con cuatro (4) estaciones de potencia. Éstos recogen los 52 inversores de string junto con los transformadores de BT correspondientes (3 200 / 4 480 / 8 960 kVA a 40 ºC) cada uno, junto con toda la aparamenta necesaria de MT.

Las estaciones de potencia se conectan a través de un (1) circuito de MT con la SET Raposeras.

El layout de la planta se puede observar en la siguiente imagen y en el *Plano 22* del presente proyecto.

Fuente: Barlovento, elaboración propia.



Ilustración 27. Layout del PSFV RAPOSERAS

12.1 COMPONENTES PRINCIPALES

NOTAS GENERALES

Los equipos especificados en el presente proyecto son indicativos. Llegado el momento de construcción de la planta, en función de la disponibilidad y condiciones de mercado, dichos equipos podrían sustituirse por equipos similares garantizándose, en cualquier caso, que la potencia instalada de la instalación se mantiene dentro de los márgenes normativos establecidos de forma que dichas modificaciones no tengan la consideración de cambios sustanciales.

Llegado el caso, la dirección facultativa de obra deberá de valorar si es procedente la actualización del presente proyecto en función de los cambios de equipos finalmente realizados y las repercusiones que esto pudiera tener sobre el diseño del proyecto.

12.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los responsables de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Se han seleccionado módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino. Se trata de módulos bifaciales, es decir, que captan la energía tanto por su lado frontal como por su lado posterior. De esta forma, se aprovecha la llamada radiación de albedo, procedente del suelo. El albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella.

El fabricante y el modelo de módulo fotovoltaico seleccionado es Longi Solar, modelo LR7-72HYD-650M (o similar). En la siguiente tabla se resumen sus principales características.

Tabla 15. Características de los módulos fotovoltaicos, en condiciones STC.

CARACTERÍTICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Fabricante y modelo	Longi Solar - LR7-72HYD-660M
Tipo	Silicio monocristalino
Tecnología	Bifacial
Dimensiones	2 382 x 1 134 x 30 mm
Peso	33.50 kg
Sección de cable	4 mm^2
PARÁMETROS ELÉCTRCIOS, EN STC.	
Potencia nominal ($P_{máx}$)	660 W_p
Tolerancia de potencia nominal	0 ~ 3 %
Tensión en el punto Pmáx (V_{MPP})	45.07 V
Corriente en el punto Pmáx (I_{MPP})	14.65 A
Tensión en circuito abierto (V_{OC})	54.42 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	15.30 A
Eficiencia (ηm)	24.40 %
Coeficiente de temperatura de Pmáx	-0.26%/ºC
Coeficiente de temperatura de V_{OC}	-0.20%/ºC
Coeficiente de temperatura de I_{SC}	0.05%/ºC
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Tensión máxima del sistema (IEC)	1 500 V DC

Temperatura de funcionamiento	-40ºC~+85ºC
Capacidad máxima de los fusibles en serie	30 A
Carga estática máxima	5 400 Pa (front) / 2 400 Pa (back)
Bifacialidad [3]	70±5%
DEGRADACIÓN DEL MÓDULO Y GARANTÍA	
Degradación del primer año / degradación lineal de 30 años	< 1.0% / ≤ 0.35%
Degradación del primer año / degradación lineal de 30 años	12-year / 30-year

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de la ficha técnica del fabricante.

Estos módulos fotovoltaicos están garantizados por el fabricante durante un período de 12 años y cuentan con una garantía de rendimiento durante 30 años.

12.1.2 Estructura soporte módulos

La función de la estructura es soportar y fijar los paneles al terreno, además de proporcionar la orientación e inclinación óptima de los mismos, con el objeto de obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre seguidores solares, con una inclinación de ±55° respecto a la horizontal del terreno. Cada soporte tendrá 2 filas de módulos instalados en vertical y 13 / 26 columnas, según el tracker en cuestión. En total, se instalarán 621 mesas y según el tipo de seguidor se albergará 1 o 2 string.

Los ejes centrales de los seguidores estarán separados 11.00 metros (pitch) para evitar sombreados y posibilitar mantenimientos, dejando un pasillo libre de 6.22 m entre el vuelo de una mesa y el inicio de la siguiente.

A continuación, se indican las principales características de la estructura elegida para este proyecto:

Tabla 16. Características de la estructura soporte de los módulos

CARACTERÍTICAS DE LOS SEGUIDORES	
Fabricante y modelo	PVHardware / Monoline +2P
Tipo	Seguidor mono axial eje N-S (tracker)
Ángulo de inclinación	± 55º (110º)
Azimut (referencia: 0º = Norte) [º]	0º
Pendiente admisible (N-S / E-O)	15% / sin límite
Configuración de los módulos sobre la estructura	2 módulos verticales (Portrait)
GARANTÍAS	
Componentes electrónicos	5 años
Componentes estructurales	10 años
Ampliación total de la garantía del producto	25 años

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de la ficha técnica del fabricante.

12.1.3 Inversor solar

El inversor solar transforma la energía de CC procedente de los módulos fotovoltaicos en CA. El inversor seleccionado para la instalación pertenece al fabricante Sungrow, modelo SG350HX de 320 kW de potencia nominal de salida en CA (40 ºC). A continuación, se resume sus principales especificaciones técnicas:

Tabla 17. Características básicas del inversor solar

CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES	
Fabricante y modelo	Sungrow SG350HX
Tipo	Inversor string trifásico
ENTRADA (CC)	
Max. Tensión FV	1 500 V
Rango de tensión MPPT	500 – 1 500 V
Corriente máx. de entrada	6 x 75 A
Corriente de cortocircuito máxima	6 x125 A
Nº entradas MPPT independientes	6
Nº máximo de entradas por MPPT	5

SALIDA (CA)	
Potencia nominal (cos φ=1) (30 ºC / 40 ºC)	352 kVA / 320 kVA
Corriente máxima de salida	254 A
Tensión nominal CA	800 V
Rango de tensión CA	640 - 920 V
Frecuencia de red	50 Hz / 60 Hz
Eficiencia máx. / Eficiencia Euro	99.02 % / 98.8 %
PROTECCIÓN	
Dispositivo de desconexión de CC y AC	Si / No
Protección contra sobretensión de CC y AC	Descargador de sobretensión del tipo II
DATOS GENERALES	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1 148 x 779 x 371 mm
Peso	< 106 kg
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	–30 °C a 60 °C
Valor máximo permitido para la humedad relativa	0% – 100 %

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de la ficha técnica del fabricante.

Se puede tener más detalle sobre los equipos en el *Anejo 4* del presente proyecto.

12.2 ESTUDIO DE RESCURSO SOLAR

Para la simulación de producción de esta planta, se ha decidido utilizar el software PVsyst y la base de datos meteorológicos de Solargis.

El Año Meteorológico Típico (TMY) es una colección de los diferentes valores meteorológicos obtenidos durante un año hipotético. Los datos proporcionados en este año "artificial" permiten modelar el comportamiento de las plantas solares fotovoltaicas con mayor precisión que utilizando los valores de un año determinado o los valores medios mensuales.

A continuación, se muestran los valores medios mensuales del TMY de Solargis Prospect para la ubicación del proyecto.

Tabla 18. TMY (Typical Meteorological Year) de SOLARGIS PROSPECT

MES	GHI	DHI	DNI	Tª	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	[kWh/m²]	[kWh/m²]	[kWh/m²]	[ºC]	[m/s]	[%]
ENE	56	25.1	87.9	5.7	2.8	77
FEB	77.3	31.9	103.2	6.6	2.9	72
MAR	126.4	49.6	139.9	9.4	3	66
ABR	153	62	143.2	11.8	3	64
MAY	184.8	75.4	159.5	15.6	2.8	62
JUN	202.1	75.6	178.8	19.7	2.8	60
JUL	220.5	70.1	214.9	22	2.8	58
AGO	191	65.6	188.8	22.1	2.7	58
SEP	139.8	53.7	146.6	18.6	2.6	63
OCT	97.7	40.6	118.8	14.9	2.6	69
NOV	59.9	27.3	86.8	9.3	2.8	76
DIC	47	22.5	76	6.3	2.5	78
AÑO	**1 555.5**	**599.4**	**1 644.5**	**13.5**	**2.8**	**67**

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

12.3 IRRADIACIÓN EN EL PLANO DEL MÓDULO

Se ha considerado que el seguidor solar funciona con retroceso (backtracking). Este modo de funcionamiento permite a los rastreadores evitar las sombras cercanas producidas por otros rastreadores cercanos, desviando ligeramente su trayectoria solar para evitar los momentos en que aparecen las sombras. Esto reduce ligeramente la producción de electricidad en momentos concretos, pero es una buena estrategia para evitar posibles riesgos para los módulos fotovoltaicos, como los fallos en los "puntos calientes". Esta estrategia no sólo evita estos riesgos, sino que también reduce los costes de mantenimiento durante la vida útil de la planta.

Los valores de radiación anual y mensual que existen en el plano del módulo, considerando el movimiento del seguidor solar, pueden verse en la siguiente tabla:

Tabla 19. Irradiación en el plano del módulo (GTI) y ganancia relativa a la horizontal (GHI)

MES	GHI	GTI	Ganancia Irradiación
	[kWh/m²]	[kWh/m²]	[%]
ENE	56.0	73.1	30.6%
FEB	77.3	101.1	30.9%
MAR	126.4	165.2	30.7%
ABR	153.0	196.6	28.5%
MAY	184.8	240.6	30.2%
JUN	202.1	259.6	28.4%
JUL	220.5	291.2	32.1%
AGO	191.0	250.8	31.3%
SEP	139.8	183.6	31.4%
OCT	97.7	128.7	31.7%
NOV	59.9	78.1	30.4%
DIC	47.0	61.8	31.6%
AÑO	**1 555.5**	**2 030.5**	**30.5%**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

De la tabla anterior se desprende que la ganancia de irradiación puede alcanzar el **32.1%** gracias al seguidor solar.

Para obtener la irradiancia global en el plano del módulo (GTI), se aplicó el modelo de transposición de Pérez utilizando el software PVsyst. La transposición se calcula por separado para cada componente de la irradiación:

- La componente directa (DNI) implica una transformación puramente geométrica (efecto coseno), que no implica ninguna suposición física.
- La componente difusa (DHI) se calcula introduciendo una "banda del horizonte" que divide el cielo en sectores y parametriza las transformaciones de la banda circunsolar y del horizonte según las correlaciones establecidas a partir de numerosos datos medidos.
- La componente de albedo se evalúa como una determinada fracción (coeficiente de albedo) de la irradiancia global, ponderada por la fracción definida entre horizontal y oblicua, que es la fracción (1-cos(i)) /2).

12.4 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN

Esta sección presenta los resultados finales de la producción solar de la PSFV Raposeras. El procedimiento utilizado se basa en las características del recurso solar disponible en el emplazamiento del proyecto y en el rendimiento de producción anual previsto para el proyecto fotovoltaico situado en España. En el siguiente cuadro se muestra un breve resumen de los resultados:

Tabla 20. Resumen comportamiento de la PSFV Raposeras

RESUMEN RESULTADOS			PSFV RAPOSERAS
Potencia nominal inversores [AC] a 40ºC			16.64 MW
Potencia instalada [DC]			20.06 MW_p
Relación DC/AC			1.10
PR / pérdidas del primer año [%]			86.1 / 13.9
PR / pérdidas medias largo plazo (30 años) [%]			81.7 / 18.3
Incertidumbre de producción (largo plazo) [%]			6.0
Primer año	**Horas equivalentes [kWh/kW_p]**	**P50**	1 748
		P90	1 605
	Producción [MWh]	**P50**	35 058
		P90	32 187
Largo Plazo (30 años)	**Horas equivalentes [kWh/kW_p]**	**P50**	1 659
		P90	1 532
	Producción [MWh]	**P50**	33 279
		P90	30 736

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

Se puede tener más detalle sobre el recuso solar y producciones en el *Anexo 2* del presente proyecto.

12.5 ESTACIONES METEOROLÓGICAS

Las estaciones meteorológicas permitirán la monitorización de las variables meteorológicas relevantes para el análisis del funcionamiento de la planta fotovoltaica, así como el tratamiento y almacenamiento de datos. A su vez, proporcionarán versatilidad para las comunicaciones, la configuración local y remota y la programación.

Las estaciones meteorológicas estarán especialmente diseñadas para la instalación al aire libre, en zonas alejadas y/o desatendidas. Todos los dispositivos incluidos cumplirán con los requisitos técnicos mínimos incluidos en "EN 60529 Grados de protección proporcionados por los recintos (código IP)" para dispositivos de instalación al aire libre Grado IP 65 o superior. Las superficies metálicas de las diferentes estructuras y dispositivos contarán con un tratamiento superficial o procedimiento de pintura para evitar la degradación debida a la corrosión. Otros materiales como el plástico o los polímeros deberán ser aptos para su instalación al aire libre.

Las estaciones meteorológicas permitirán la posibilidad de programar alarmas de forma independiente para cada canal, así como de generar mensajes de aviso al personal de mantenimiento para parámetros críticos por vía SMS o correo electrónico. Todas contarán con un "data logger" para el almacenamiento de datos.

Cada estación meteorológica medirá las siguientes variables: temperatura ambiente, temperatura de módulo, humedad relativa, precipitaciones, presión ambiente, viento (tanto velocidad como dirección) y radiación global (piranómetro).

Cada estación incluirá un módulo FV y una batería como fuente de alimentación. Estará, además, conectada a la red de servicios auxiliares.

12.6 VALLADO

Todos los recintos de la instalación estarán protegidos mediante un vallado perimetral con objeto de:

- -Evitar el ingreso de personas ajenas a la instalación. Evitando así, que lleguen a estar próximas a elementos en tensión, protegiéndolas de su integridad física.
- -Proteger a las instalaciones de posibles daños y/o robos.

El vallado a instalar será tipo cinegético de malla metálica anudada galvanizada tipo 200-18-30. Por tanto, el cerramiento tendrá una altura máxima de 2 m y el ancho de los huecos será 0.30 m, elevándose al menos 25 cm respecto al suelo para permitir el paso de pequeños animales. El vallado será acorde con las siguientes especificaciones:

- No constituirán obstáculo para el paso de aguas de cauces públicos, ni para caminos públicos y vías pecuarias. Se respetarán los correspondientes retranqueros y servidumbres, de acuerdo con las normas específicas, las ordenanzas municipales y el Código Civil.
- La instalación de los cerramientos cinegéticos se realizará de forma que no impida el tránsito de la fauna presente en la zona, ni produzca quebranto físico a los animales, por lo que se deben cumplir las siguientes características:
  - Debe carecer de alambre de espino ni elementos cortantes o punzantes.
  - La altura máxima del cerramiento será de dos metros y no podrá tener voladizo o visera superior.
  - Sin anclaje al suelo entre postes de sujeción, ni cable tensor inferior.
  - No debe presentar dispositivos para su conexión a corriente eléctrica, salvo autorización expresa.
  - Sin dispositivos que sólo permitan la entrada y no la salida de fauna.

En el perímetro del vallado perimetral se instalará una pantalla vegetal de unos 5 metros de ancho que llegue a cubrir la parte superior del vallado en todo el perímetro. Esta pantalla vegetal tiene por objeto evitar colisiones de la avifauna con el vallado perimetral, así como enriquecer la variedad de elementos del paisaje que favorezca la biodiversidad y su integración visual. En caso de que la pantalla vegetal no cubra inicialmente la parte superior del vallado, se colocarán placas o señales anticolisión en el vallado perimetral para tal efecto.

Dicha pantalla vegetal estará formada por especies autóctonas de la zona, evitando en la medida de lo posible la utilización de especies pertenecientes a la familia de las cupresáceas y coníferas; siendo conveniente que sean de Regiones de Procedencia y/o Regiones de Identificación y Utilización de Material Forestal de Reproducción presentes en la Comunidad Autónoma de La Rioja o especies arbustivas y/o arbóreas propias de los cultivos de la zona. (Ver 'Manual Básico de Plantación de Especies Forestales en La Rioja' Gobierno de La Rioja, 2006). De igual forma, no se utilizarán las especies *Crataegus monogyna* y *Prunus espinosa* en base a la normativa de lucha contra el fuego bacteriano.

A continuación, se muestran las coordenadas de los vértices de los vallados de la PSFV

Tabla 21. Vértices de los vallados de la PSFV Raposeras

CAMPO SOLAR	VÉRTICE	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
1	1	580 586.57	4 683 743.98
	2	580 586.57	4 683 649.98
	3	580 594.66	4 683 618.74
	4	580 597.58	4 683 595.66
	5	580 597.23	4 683 575.67
	6	580 597.05	4 683 552.63
	7	580 596.07	4 683 539.73
	8	580 597.77	4 683 527.06
	9	580 598.30	4 683 524.55
	10	580 601.39	4 683 507.26
	11	580 606.53	4 683 491.75
	12	580 616.24	4 683 458.60
	13	581 063.90	4 683 333.22
	14	581 064.16	4 683 392.52
	15	581 129.90	4 683 372.25
	16	581 134.35	4 683 476.69
	17	581 134.35	4 683 476.91
	18	581 134.35	4 683 581.18
	19	580 987.23	4 683 625.92
2	20	581 058.85	4 684 264.76
	21	581 054.49	4 684 247.07
	22	581 046.11	4 684 232.04
	23	581 033.60	4 684 208.33
	24	581 009.95	4 684 184.07

CAMPO SOLAR	VÉRTICE	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
	25	581 009.82	4 684 115.52
	26	581 030.48	4 684 106.90
	27	581 051.95	4 684 096.43
	28	581 068.38	4 684 078.56
	29	581 078.83	4 684 076.81
	30	581 092.19	4 684 073.33
	31	581 102.51	4 684 060.15
	32	581 109.59	4 684 046.88
	33	581 169.43	4 684 032.06
	34	581 182.56	4 684 018.53
	35	581 191.23	4 684 014.99
	36	581 237.23	4 683 997.50
	37	581 271.72	4 684 008.07
	38	581 271.95	4 684 059.36
	39	581 264.64	4 684 087.46
	40	581 264.95	4 684 144.24
	41	581 261.48	4 684 155.14
	42	581 251.73	4 684 179.57
	43	581 228.86	4 684 208.38
	44	581 221.06	4 684 213.41
	45	581 205.43	4 684 223.51
	46	581 201.52	4 684 226.03
	47	581 197.72	4 684 228.55
	48	581 182.52	4 684 238.61
	49	581 167.33	4 684 248.65

CAMPO SOLAR	VÉRTICE	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
	50	581 151.75	4 684 252.53
	51	581 138.30	4 684 248.08
	52	581 125.60	4 684 248.27
	53	581 101.48	4 684 264.72
3	54	580 804.38	4 684 597.85
	55	580 805.46	4 684 551.46
	56	580 796.67	4 684 545.50
	57	580 756.23	4 684 546.30
	58	580 737.27	4 684 546.18
	59	580 704.13	4 684 545.98
	60	580 687.82	4 684 531.99
	61	580 688.26	4 684 498.06
	62	580 705.40	4 684 494.84
	63	580 748.82	4 684 491.13
	64	580 783.12	4 684 472.80
	65	580 798.25	4 684 457.42
	66	580 795.81	4 684 440.08
	67	580 815.86	4 684 422.45
	68	580 882.75	4 684 368.79
	69	580 896.92	4 684 367.97
	70	580 911.14	4 684 367.14
	71	580 915.88	4 684 366.86
	72	580 947.14	4 684 364.62
	73	580 956.22	4 684 399.26
	74	580 969.49	4 684 432.41

CAMPO SOLAR	VÉRTICE	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
	75	581 000.94	4 684 461.79
	76	581 016.11	4 684 439.05
	77	581 047.41	4 684 418.87
	78	581 067.44	4 684 426.14
	79	581 067.88	4 684 454.18
	80	581 059.05	4 684 471.20
	81	581 051.25	4 684 489.05
	82	581 022.56	4 684 505.40
	83	581 021.47	4 684 524.73
	84	581 041.20	4 684 538.15
	85	581 046.61	4 684 554.13
	86	581 049.85	4 684 562.35
	87	581 049.02	4 684 600.50
	88	581 039.01	4 684 607.50
	89	581 026.49	4 684 621.52
	90	580 986.61	4 684 640.02
	91	580 969.90	4 684 643.35
	92	580 943.27	4 684 628.83
	93	580 894.91	4 684 618.02
	94	580 882.91	4 684 606.04
	95	580 862.90	4 684 598.75

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

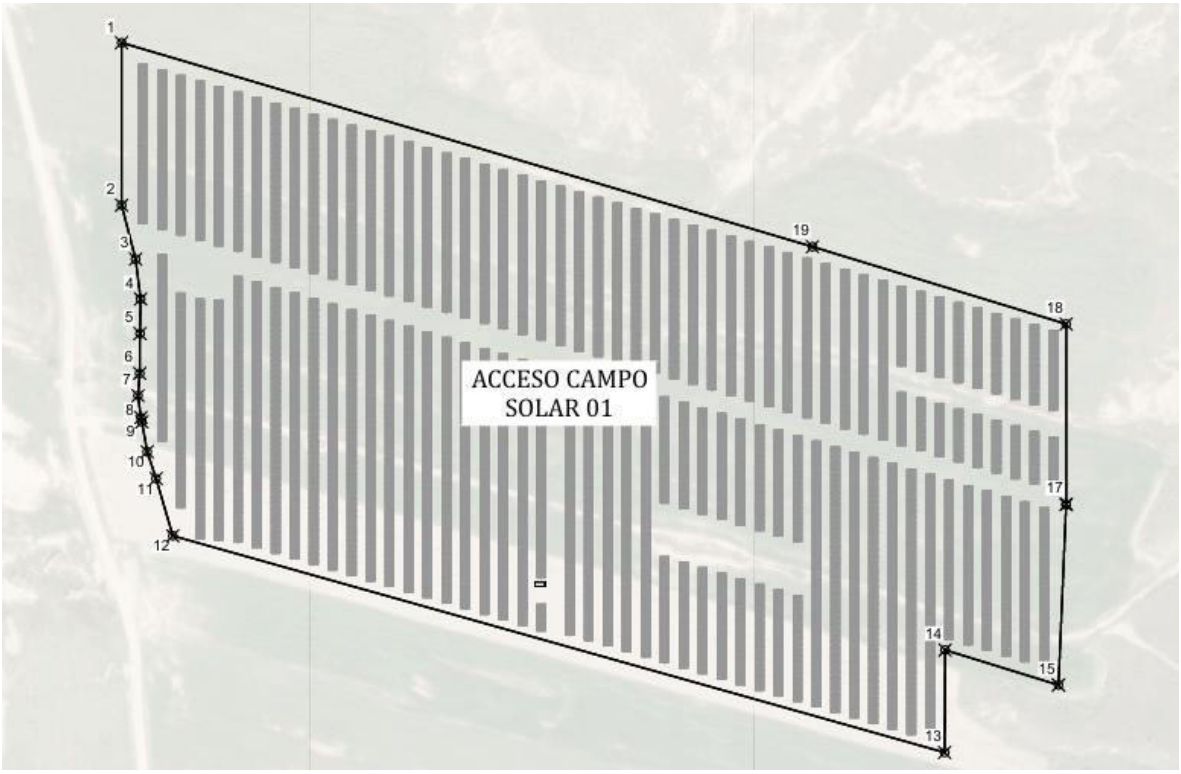


Ilustración 28. Vértices del vallado Campo solar 1

Fuente: Barlovento, elaboración propia.



Ilustración 29. Vértices del vallado Campo solar 2 y 3

12.7 OBRA CIVIL

El presente capítulo describe el alcance de las actividades de obra civil contempladas para la construcción de la planta solar fotovoltaica. Estas comprenden, principalmente, la ejecución de las cimentaciones de los seguidores solares y de las estaciones de potencia, así como la construcción de los caminos internos y las zanjas necesarias para las canalizaciones eléctricas y de comunicaciones.

Las tareas de obra civil requerirán la realización de excavaciones, rellenos y compactaciones, garantizando en todo momento la adecuada preparación del terreno para las distintas estructuras. Previamente al inicio de estas actividades, se llevará a cabo el desbroce y la retirada de una capa superficial de tierra vegetal de aproximadamente 20 cm de espesor. Este material será acopiado de forma temporal junto a las áreas de intervención, con el objetivo de su posterior reutilización en labores de revegetación o, en su caso, su disposición final en vertedero autorizado si no resulta necesaria su reincorporación.

12.7.1 Cimentaciones de los seguidores solares

La solución escogida para la cimentación de los seguidores solares será de hincado directo en el terreno (1.50 m de profundidad). Si el terreno fuera duro y no fuera posible dicha hinca, se procederá primero a una perforación del terreno para hincado, posteriormente se rellenará el agujero con hormigón o con el propio terreno.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que, para definir la longitud y sección de la solución final de la cimentación, se deberá realizar una campaña geotécnica para caracterizar el tipo de terreno donde se encuentra la planta, así como los pertinentes pull-out test para verificar que la solución propuesta en la ingeniería de detalle es válida.

Otro aspecto importante de la cimentación será la protección contra la corrosión que deberá cumplir con normativa y estándares internacionales. Se deberá definir el tipo de protección en función del ambiente del área de proyecto y la corrosión del terreno.

12.7.2 Cimentaciones de las estaciones de potencia

La cimentación para la estación de potencia de la PSFV constará de dados de hormigón armado HA-25 y acero B500 que permita que al menos estos elementos estén 20 cm sobre el terreno natural. Se estima para un diseño preliminar que consiste en 8 zapatas de 0.6 x 0.6 m, 4 de en las esquinas de 0.40 m de espesor y 4 centrales de 0.35 m de espesor

Como trabajo previo, se deberá retirar la cubierta de tierra vegetal y el material inadecuado y una excavación de 0.60 m de profundidad, para cada cimentación y según indicaciones del fabricante en la zona de apoyo.

12.7.3 Camino de acceso

En el marco del proyecto técnico-administrativo para la repotenciación e hibridación del PE Raposeras, el acceso a la planta solar fotovoltaica y al BESS se realizará a partir de la carretera nacional N-232, utilizando los caminos de dominio público existente en la zona. En la siguiente imagen se muestra en color magenta, el acceso a la PSFV y al BESS de Raposeras:

Fuente: Barlovento, elaboración propia, sobre Google Earth



Ilustración 30. Acceso a la PSFV y al BESS Raposeras

A partir de la entrada, se ha diseñado una red de caminos internos de la planta que permiten la circulación y acceso a los inversores y centros de transformación durante la etapa de construcción y de mantenimiento.

Estos caminos estarán compuestos por una subbase firme y base de 20 cm de espesor, la cual deberá estar compactada de acuerdo con la normativa de carreteras española

La explanada sobre la que se extenderá los caminos deberá ser evaluada para verificar el cumplimiento con el módulo de elasticidad requerido en la normativa.

Características geométricas

Todas las entradas a la planta solar fotovoltaica deben cumplir algunas especificados mínimas que son establecidas como:

- Carga por eje de carretera: 12 T.
- Anchura del camino: 5.0 m.
- Pendiente máxima: 10%.
- Bombeo transversal: 2%.
- Inclinación de desmonte: 1H/V1.
- Inclinación del terraplén: 3H/V2.

12.8 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

12.8.1 Circuitos de BT

Los módulos fotovoltaicos se conectarán eléctricamente a través del cableado solar en serie respetando la polaridad y el número máximo de módulos en una misma serie.

Las instalaciones deberán cumplir en todo momento con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), así como con sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), Real Decreto 842/2002, que tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y las garantías que deben cumplir las instalaciones eléctricas de BT.

En cumplimiento con el punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador (posición final de string) y el punto de conexión (inversor) no será superior al 1.50%.

Los cables deberán ser 1.5/1.5 kV (Uo = 1.8 kV), con conductor de cobre de un solo núcleo, flexible, no propagadores de llama y libre de halógenos, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, la abrasión y los impactos. Además, los cables de CC se deben fabricar como cable flexible de Clase 5 con protección solar UV especial (ZZ-F). Dado que los cables irán en canalización enterrada, deberán contar con protección mecánica contra roedores.

Estos cables irán fijados a la estructura y bajo tubo en zanja hasta llegar al inversor (ubicado en la posición final de string).

Para la conexión de los inversores con las estaciones de potencia, en baja tensión de corriente alterna, se empleará un cable de tensión asignada 0.6/ 1 kV, con conductor de aluminio y aislamiento XLPE que también deberán contar con protección mecánica contra roedores.

Para la determinación reglamentaria de la sección de los conductores se deberán satisfacer simultáneamente las tres condiciones siguientes.

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de la caída de tensión.
- Criterio de pérdida de potencia

Asimismo, los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del equipo de CC (1 500 Vdc).

Los equipos situados en intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65.

Las características de los circuitos de BT de la PSFV quedan definidas con mayor detalle en el *Anejo 6* del presente proyecto.

12.8.2 Circuitos de MT

Teniendo en cuenta las posiciones de las estaciones de potencia y de la subestación del parque, así como las potencias máximas admisibles de los conductores, se ha dimensionado un (1) circuito de MT a 20 kV para conducir la energía colectada en las cuatro (4) estaciones de potencia que conforman la planta fotovoltaica, siendo la potencia total nominal instalada en la PSFV igual a 16.64 MW, hasta la subestación del parque. Dichos conductores serán unipolares de aluminio

aislado de polietileno reticulado (XLPE), con pantalla de cinta de aluminio y sin armadura para una tensión de 12/20 kV. Al igual que en los conductores de BT, estos cables contarán con protección mecánica contra roedores.

A continuación, se resumen las características generales del circuito de MT de la PSFV.

- Sistema ..... Corriente Alterna Trifásica
- Potencia nominal instalada (inversores)……..……..16.64 MW
- Frecuencia (Hz)..... 50
- Factor de potencia (cos φ)..... 0.95
- Tensión nominal (kV)..... 20
- Tensión más elevada de la red (kV)..... 24
- Tensión soportada a frecuencia ind. (kV)……..50
- Tensión de impulso tipo rayo (kV) …….. 125
- Tipo de conductor..... AL RH5Z1-OL
- Tipo de aislamiento..... XLPE
- Tipo de canalización..... Directamente enterrado/ Bajo tubo
- Configuración de la instalación ..... Trébol
- Longitud total zanja subterránea (km) ..... 3.46 km
- Longitud total de conductores (km)..... 5.30 km
- Número de circuitos..... 1
- Número de ternas máximo por zanja..... 3
- Separación entre circuitos en zanja (m)..... 0.4 (para minimizar afectación)
- Profundidad máxima de la zanja (m)..... 1.10
- Profundidad máxima de canalización (m) … 1.00
- Anchura máxima de la zanja (m)..... 0.90 / 1.00 (directamente enterrado / bajo tubo)
- Máxima caída de tensión acumulada……..,1.38% (<3%)
- Máxima pérdida de potencia acumulada……1.17 % (< 3%)

La red de MT de la PSFV se ha diseñado bajos los mismos criterios de corriente máxima admisible, caída de tensión, porcentaje mínimo de pérdidas y cortocircuito con los que se ha diseñado la red de MT del PE.

Las características del circuito de MT de la PSFV quedan definidas con mayor detalle en el *Anejo 6* del presente proyecto.

12.8.3 Canalizaciones subterráneas de media tensión

Los circuitos irán canalizados en el interior de zanjas. Las zanjas se han diseñado para que discurran paralelas a los caminos, donde sea posible y por detrás de las estructuras de soporte, interfiriendo lo mínimo con espacios críticos tanto para la construcción, como para labores de mantenimiento.

Los cables de MT que interconectan las estaciones de potencia de la PSFV con la Subestación del Parque irán directamente enterrados o, según el tramo de zanja, en zonas de cruces de caminos o entrada a cuarto de celdas de la subestación, se proveerá de una protección adicional, colocando los cables en tuberías en zanjas con hormigón y rellenos adecuados para tal fin.

En total, para la parte fotovoltaica, discurren **3.46 kilómetros de zanja y 5.30 kilómetros de conductor equivalente**. Es importante remarcar que la longitud de cable equivalente es la longitud de cada circuito multiplicada por tres, considerando el número de fases en los circuitos (circuitos trifásicos).

Para más información se puede consultar el *Anejo 6.*

Los detalles de las zanjas contempladas, sus dimensiones y características de los materiales de relleno, se pueden observar en el *Plano 42* y *43*.

12.8.4 Sistema de puesta a tierra

Para garantizar la seguridad de las personas que operen en la planta fotovoltaica y de los equipos que hay en ella instalados, al igual que en el parque eólico, la planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de puesta a tierra con la finalidad de limitar las tensiones de paso y contacto que pudieran a parecer en la instalación en caso de defecto a tierra.

La planta fotovoltaica dispondrá de varios sistemas de puesta a tierra que estarán interconectados entre sí: la puesta a tierra de las estaciones de potencia consistentes en un anillo perimetral con electrodos verticales, la puesta a tierra de todas las masas de la instalación fotovoltaica (módulos, estructura, inversores de string, etc) así como los conductores que discurrirán a lo largo de las zanjas de MT y que interconectarán los anillos de las puestas a tierra de las estaciones de potencia entre sí y las de estas con la subestación del parque, así como los que irán canalizados por las zanjas de BT por el interior del parque para permitir la interconexión de las masas metálicas de la planta fotovoltaica con el sistema de puesta a tierra. Uniendo las diferentes puestas a tierra, se creará una red equipotencial. En todo caso, el diseño de esta red de puesta a tierra deberá realizarse de tal forma que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución ni a las instalaciones privadas de acuerdo al punto 8.1 de la ITC-BT 40 del REBT.

El diseño de la red de tierras de las estaciones de potencia, se realizarán de acuerdo a lo especificado en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión. Con el fin de conseguir limitar los valores de las tensiones de paso y contacto y que estos sean inferiores a los valores máximos admisibles expuestos en dicha ITC, cada estación de potencia estará dotada de un anillo perimetral de cobre desnudo de 50 mm^2 enterrado a una profundidad de 0.80 m con dispuesto a 1 metro del perímetro de la estación. A lo largo de cada anillo, irán dispuestas 8 picas de tierra de acero cobrizado de 14 mm de diámetro y 2 m de longitud.

Se conectarán a estas tierras de protección todas las partes metálicas de la instalación que no se encuentren en tensión normalmente pero que puedan estarlo como consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones como las envolventes de las celdas, cuadros

eléctricos, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc, así como la propia armadura del edificio prefabricado.

La interconexión entre las estaciones de potencia y entre estas y la subestación de evacuación, estará constituida por un cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección mínima que discurrirá de forma paralela a los circuitos de media tensión sobre las zanjas. Dicho cable irá enterrado a una profundidad de 1.10 m en contacto con el terreno. Las pantallas de los conductores de MT se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos y en los puntos intermedios.

Por otra parte, las masas de la instalación fotovoltaica tales como los módulos, la estructura y los inversores, irán conectados al sistema de puesta a tierra general mediante conductores de cobre desnudos de 35 mm^2 de sección mínima que discurrirán por las zanjas de BT entre cada uno de los inversores de y las estaciones de potencia.

Una vez construida la instalación deberán realizarse las comprobaciones y verificaciones in situ y se realizarán las modificaciones que fueran necesarias para cumplir con los valores admisibles.

12.8.5 Servicios auxiliares

Cada estación de potencia deberá disponer de un grupo de circuitos para suplir la demanda de servicios auxiliares que sean requeridos para los elementos de control y protecciones instalados. Estos serán dimensionados según las especificaciones finales de la integración tecnológica entre las celdas de media tensión y los inversores, en la fase de ingeniería de detalle.

13 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

13.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS, por sus siglas en inglés, *Battery Energy Storage System*) se ubica dentro del recinto de la PSFV Raposeras y lo más próximo a la subestación eléctrica del parque, con el fin de reducir las distancias del cableado (minimizar pérdidas de carga/descarga).

La solución propuesta está compuesta por cuatro (4) contenedores de baterías de 5 015 kWh de capacidad unitaria con una potencia total instalada de 5.0 MWac y una capacidad total de 20.06 MWh, resultando en una capacidad de almacenamiento de 4 horas de carga/descarga.

En la siguiente tabla se muestran las principales características del proyecto.

Tabla 22 Características generales del sistema de baterías (BESS)

CARACTERÍSTICA GENERALES	VALOR
Potencia instalada (CA)	5.0 MW
Capacidad (CC)	20.06 MWhcc
Duración de carga/descarga	4 h
Número total de inversores	24
Número de inversores dentro de cada batería	6
Número de transformadores de potencia BT/MT	1
Número de contenedores de baterías	4
Número de centros de transformación	1
Número de contenedores conectados al CT	4
Número de líneas de evacuación de MT	1
Tensión de evacuación [kV]	20

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

13.2 EQUIPOS PRINCIPALES

NOTAS GENERALES

Los equipos especificados en el presente proyecto son indicativos. Llegado el momento de construcción de la planta, en función de la disponibilidad y condiciones de mercado, dichos equipos podrían sustituirse por equipos similares garantizándose, en cualquier caso, que la potencia instalada de la instalación se mantiene dentro de los márgenes normativos establecidos de forma que dichas modificaciones no tengan la consideración de cambios sustanciales.

Llegado el caso, la dirección facultativa de obra deberá de valorar si es procedente la actualización del presente proyecto en función de los cambios de equipos finalmente realizados y las repercusiones que esto pudiera tener sobre el diseño del proyecto.

13.2.1 Contenedores de baterías

Las baterías irán instaladas en racks en el interior de contenedores, los cuales a su vez incorporarán un sistema de iluminación, un sistema de refrigeración y un sistema de detección de incendios capaz de extinguir cualquier propagación de fuego en el interior del contenedor.

Se instalarán cuatro (4) contenedores de baterías del fabricante Sungrow modelo ST5015UX o similar. Las principales características de los contenedores de baterías se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 23. Características de los contenedores de baterías

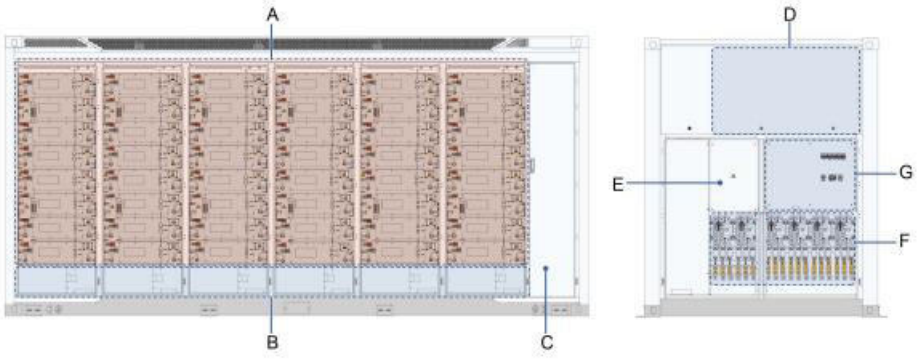
CARACTERÍSTICA CONTENEDOR DE BATERÍAS	
Fabricante	Sungrow
Modelo	PowerTitan 2.0 ST5015UX-4h
BATERÍAS	
Tipo	LFP
Configuración	416S12P
Capacidad nominal [kWh]	5 015
Rango de tensión de salida del sistema [V]	1 123.2 – 1 497.6
Dimensiones del contenedor [mm]	6 058 x 2 896 x 2 438
Número de contenedores	4
INVERSORES	
Cantidad total	24
Cantidad por batería	6
Potencia nominal de salida CA. [kVA]	210
Corriente nominal de salida CA [A]	175.72
Tensión nominal de salida CA [V]	690
Frecuencia [Hz]	50

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de la ficha técnica del fabricante.

A continuación, se muestran unas imágenes del contenedor de batería con sus dimensiones y sus componentes principales.



Ilustración 31. Dimensiones externas del contenedor de baterías



Donde:

- A= Racks de baterías
- B= Caja de terminales y convertidor CC/AC
- C= Cabina integrada
- D=Sistema de refrigeración por líquido
- E= Caja de control del sistema de refrigeración por líquido.
- F=Panel de conexión de las baterías.
- G= Panel de alimentación de las baterías

Ilustración 32. Componentes internos del contenedor de baterías

Las baterías deberán cumplir con los requisitos y características establecido en la normativa internacional (IEC 62619, IEC 62485-2, IEC 62133-2, IEC 61427-2, IEC 62281).

Para más detalle consultar el *Plano 38.*

13.2.2 Centro de transformación

El centro de transformación es un contenedor cuyo objetivo es transformar de baja tensión a media tensión la energía que proviene de las baterías, con el propósito de facilitar su evacuación.

Se instalará (1) centro de transformación del fabricante Sungrow modelo MVS5140-LS o similar.

Las características principales del centro de transformación se definen en la siguiente tabla.

Tabla 24. Características del centro de transformación del BESS

CARACTERÍSTICAS CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	
Fabricante	Sungrow
Modelo	MVS5140-LS
Dimensiones	6 058 x 2 896 x 2 438 mm
TRANSFORMADOR BT/MT	
Cantidad	1
Potencia nominal [kVA]	5 140 kVA
Relación de transformación de tensión BT/MT	0.69 / 20 kV
Grupo de conexión	Dy11
Frecuencia [Hz]	50

Fuente: Barlovento, elaboración propia, a partir de la ficha técnica del fabricante.

A continuación, se muestran unas imágenes del centro de transformación con sus dimensiones y sus componentes principales.

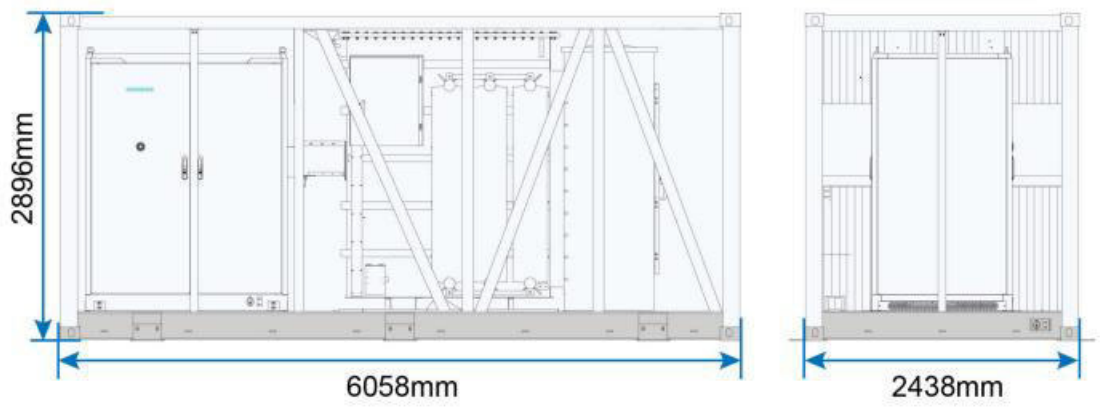
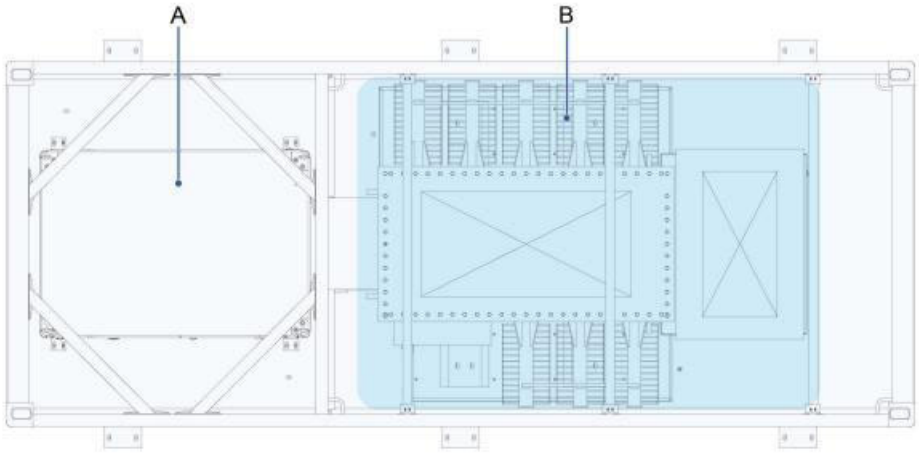


Ilustración 33. Dimensiones externas del centro de transformación del BESS



Donde:

- A= Cuadro de control
- B= Transformador MT/BT

Ilustración 34. Componentes del centro de transformación del BESS

Para más detalle consultar el *Plano 39*.

13.2.3 Distancias entre equipos

Según el estándar NFPA 855 "*Standard for the installation of Stationary Energy Storage Systems*", las distancias de seguridad entre contenedores y entre contenedores y centro de transformación son fijas: 0.9144 m y 1.524 m, respectivamente.

De igual modo, deberán seguirse las recomendaciones de fabricante para garantizar la seguridad y la eficiencia del sistema.

13.3 OBRA CIVIL

El sistema de almacenamiento requiere una cimentación específica compuesta por 8 zapatas aisladas: cuatro en las esquinas y cuatro intermedias, distribuidas a lo largo de los laterales largos. Estas zapatas se dimensionan para soportar las cargas verticales, asegurar la estabilidad estructural y facilitar la fijación segura del contenedor al terreno.

- Dimensiones de las zapatas

Las zapatas se han dimensionado de forma preliminar según la carga que recibe cada una, distinguiendo entre zapatas de esquina y zapatas centrales:

Zapatas de esquina (4 unidades):

Carga de diseño: 93.6 kN (incluye coeficiente de seguridad)

Dimensiones: 0.80 m × 0.80 m.

Espesor: 0.40 m.

Zapatas centrales (4 unidades):

Carga de diseño: 62.4 kN (incluye coeficiente de seguridad).

Dimensiones: 0.60 m × 0.60 m.

Espesor: 0.35 m.

Estas dimensiones están sujetas a verificación mediante el estudio geotécnico del emplazamiento, el cual deberá confirmar la capacidad portante del terreno y otros parámetros relevantes.

13.4 INSTALACIONES ELÉCTRICA

Las instalaciones eléctricas que permitirán la conexión entre la red y el sistema de almacenamiento están conformadas de manera general, por los siguientes elementos funcionales:

- Cableado en CC en BT, de la salida de los racks de baterías de cada contenedor a los inversores ubicados en el interior de los contenedores de baterías.
- Cableado en CA en BT, de la salida de los inversores al transformador de potencia, ubicado en el interior del centro de transformación del BESS.
- Cableado en CA en MT, para colectar la energía transformada en el centro de transformación y llevarla a la subestación (1 circuito a 20 kV)
- Cables de comunicaciones (fibra óptica).
- Sistema de puesta a tierra.
- Equipos de protección.

Las características del circuito de MT del sistema de almacenamiento quedan definidas en el *Anejo 6* del presente proyecto.

La configuración de la interconexión eléctrica propuesta del sistema de almacenamiento, tanto del lado de BT como de MT, se puede ver en *Plano 40*.

14 DEFINICIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA

A continuación, se define la potencia instalada del Proyecto Híbrido Raposeras conforme a lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se apruebas medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.

El Proyecto Híbrido Raposeras está formado por los siguientes módulos:

- Módulo de generación eólica.
- Módulo de generación fotovoltaica.
- Módulo de almacenamiento electroquímico.

De acuerdo con lo establecido en la norma citada:

"*La potencia instalada de un módulo de generación será la potencia activa máxima que puede alcanzar dicho módulo y vendrá determinada por la menor de las potencias instaladas del grupo motor, turbina, alternador, panel fotovoltaico, transformador, inversor o convertidor instalados en serie que integren el módulo.*

Cuando el módulo esté configurado por varios motores o varias turbinas o varios alternadores o varios paneles fotovoltaicos o varios transformadores o varios inversores o varios convertidores conectados en paralelo, deberán sumarse las potencias especificadas en las placas de características de aquellos elementos que se encuentren en paralelo".

En base a esta definición, se obtienen las siguientes potencias instaladas de los distintos módulos que componen el proyecto.

- Potencia instalada del módulo eólico: viene determinada por la menor potencia activa máxima de los elementos eléctricos conectados en serie que lo integran, concretamente los convertidores, generadores y transformadores asociados a cada aerogenerador.

  En el caso del PE repotenciado Raposeras, dicha potencia queda limitada por la potencia activa del generador, ubicado en el interior de cada aerogenerador (N163), al ser el elemento más restrictivo de la cadena eléctrica. La potencia activa nominal del generador es de 7 000 kW para cada aerogenerador.

  El PE Raposeras repotenciado está formado por seis (6) aerogeneradores. Por tanto, se concluye que la potencia instalada del módulo eólico es igual a **42.00 MW**.

- Potencia instalada del módulo fotovoltaico: viene determinada por la menor potencia activa máxima de los elementos conectados en serie que lo integran, concretamente los módulos, los inversores de string y los transformadores asociados a casa estación de potencia.

  Se especifican a continuación las potencias de los elementos conectados en serie que configuran el módulo de generación fotovoltaico:

  - Panel fotovoltaico: 30 394 unidades x 660 Wp x 1.15 (factor de bifacialidad) =23 069 kWp
  - Inversor: 52 unidades x 320 kW (40ºC) = 16 640 kW
  - Transformadores: 2 x 3 200 kW + 1 x 4 480 kW + 1x 8 960 kW = 19 840 kW

Por tanto, se concluye que la potencia instalada del módulo fotovoltaico es igual a **16.64 MW**.

- Potencia instalada del módulo de almacenamiento electroquímico: viene determinada por la menor potencia activa máxima de los elementos conectados en serie que lo integran, concretamente las baterías, los inversores y el transformador ubicado en el interior del centro de transformación.

  Se especifican a continuación las potencias de los elementos conectados en serie que configuran el módulo de generación de almacenamiento:

  - Batería: 4 contenedore x 1 250 kW =5.0MW
  - Inversor: 24 unidades x 210 kW (40°C) = 5.0 MW
  - Transformadores: 1 x 5 140 kW = 5.1 MW

  Por tanto, se concluye que la potencia instalada del módulo de almacenamiento electroquímico es igual a **5.0 MW**.

Potencia instalada total de la planta híbrida

De acuerdo con los establecido en el artículo 5.4 del Real Decreto 997/2025, la potencia instalada de una instalación vendrá determinada por el criterio más restrictivo entre los siguientes.

"La potencia instalada de una instalación será la menor entre:

a) La suma de la potencia instalada de cada uno de los módulos de generación de electricidad y de los módulos de almacenamiento electroquímico que la componen.

b) La potencia activa máxima del transformador común de la instalación, o, en su caso, la suma de las potencias activas máximas del conjunto de transformadores comunes conectados en paralelo. Se entenderá que un transformador es común de la instalación o, en su caso, que varios transformadores conectados en paralelo son comunes de la misma cuando la evacuación de la energía eléctrica generada por la instalación se realiza a través de dicho transformador o conjunto de transformadores en paralelo. Para determinar la potencia activa máxima de un transformador se aplicará un factor de potencia igual a la unidad"

En el proyecto Híbrido Raposeras, la suma de las potencias instaladas de los tres módulos de generación que integran la instalación (eólico, fotovoltaico y de almacenamiento electroquímico) es igual a 63.64 MW.

No obstante, atendido al punto b) del párrafo citado de la norma, los tres módulos evacuan la energía generada a través de un transformador de potencia común, con una potencia aparente nominal de 45 MVA. Aplicando un factor de potencia igual a la unidad, la potencia activa máxima del transformador común resulta equivalente a 45 MW.

Dado que este último valor resulta inferior a la suma de las potencias instaladas de los módulos, en aplicación al RD 997/2025, se concluye que:

La potencia instalada del "PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS" es igual a 45 MW.

15 SISTEMA DE CONTROL

Atendiendo a lo expuesto en el RD 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, las instalaciones de generación de energía eléctrica cuya potencia total instalada supere la capacidad de acceso otorgada en su permiso de acceso, deberán de disponer de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que esta pueda inyectar a la red, supere dicha capacidad de acceso.

Por tanto, cada tecnología constará de un sistema de control PPC (Power Plant Controller) que permita un funcionamiento completamente automatizado cumpliendo en todo momento con el código de red aplicable, permitiendo la gestión dinámica de los niveles de potencia activa en el punto de conexión. Cada uno de los PPC asociados a cada planta (PE, PSFV y BESS) estarán integrados en un único armario si bien estarán completamente identificados.

Con independencia de lo anterior, al existir varias tecnologías que puedan generar de forma simultánea, se hace necesaria la implementación de un sistema de control jerárquico superior HPPC (Hybrid Power Plant Controller) a los sistemas de control de cada planta, que permita un **control coordinado que impida que se supere en algún momento la capacidad de acceso máxima concedida, que es de 40.50MW**, y de la misma forma implemente todos los modos de regulación exigidos de la hibridación. Dicho sistema de control irá implementado en un armario específico para este cometido.

Además, la planta contará con un sistema de gestión energética (EMS, por sus siglas en inglés "Energy Management System") encargado de coordinar y monitorizar, en tiempo real, la producción, acumulación y entrega de energía con el objetivo de tomar decisiones óptimas que maximicen la eficiencia global del sistema. El EMS se comporta como el cerebro operativo del parque híbrido y se comunica con los sistemas de control de este. Prioriza el uso directo de la energía renovable disponible, decide cuando cargar o descargar las baterías, asegura el cumplimiento de los requisitos técnicos de conexión red. Además, permite una operación predictiva, basada en pronósticos meteorológicos para anticipar la producción, y algoritmos de optimización energética y económica. Este sistema estará integrado en un armario independiente.

Tanto los armarios de PPC de todas las tecnologías, así como el HPPC y el EMS, irán ubicados en la subestación Raposeras, desde donde se supervisará el control completo de todo el proceso.

15.1 SCADA DE LA PLANTA HÍBRIDA

Dado que se va a llevar a cabo una repotenciación e hibridación del PE existente pasando a tener tres tecnologías renovables diferentes, se implementará un nuevo sistema SCADA para la visualización, monitorización y operación en local de la planta híbrida.

Dicho sistema estará en un armario instalado en la sala de control de la SET Raposeras. Dicho SCADA tendrá comunicación con cada una de las plantas mediante la red de comunicaciones de fibra óptica. A este sistema llegará toda la información en tiempo real así como las señales proporcionadas por los equipos instalados en campo asociados a cada una de las plantas. La comunicación con los equipos de campo se realizará mediante protocoles industriales tales como Modbus TCP u otros.

Con la información de los equipos de campo, el SCADA genera una imagen completa del estado de la planta que facilita su gestión y supervisión, permitiendo detectar fallos en tiempo real, tomar acciones correctivas para prevenir la desactivación de los equipos y la correspondiente pérdida de disponibilidad/servicio.

16 INSTALACIONES TEMPORALES (CAMPA DE OBRA)

En concordancia con los requerimientos de la obra y las especificaciones técnicas de los proveedores de aerogeneradores, se propone la habilitación de dos zonas de campa de obra. Estas áreas darán soporte tanto a las actividades de desmantelamiento del parque eólico original, como a la construcción del nuevo parque repotenciado, la planta solar fotovoltaica (PSFV) y el sistema de almacenamiento con baterías (BESS).

- La **zona para la repotenciación** tendrá una superficie aproximada de **1 825 m²**.
- La **zona para la PSFV y BESS** tendrá una superficie aproximada de **1 000 m²**.

A continuación, se expone en color rojo, la ubicación de la campa de obra para la repotenciación del PE:

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

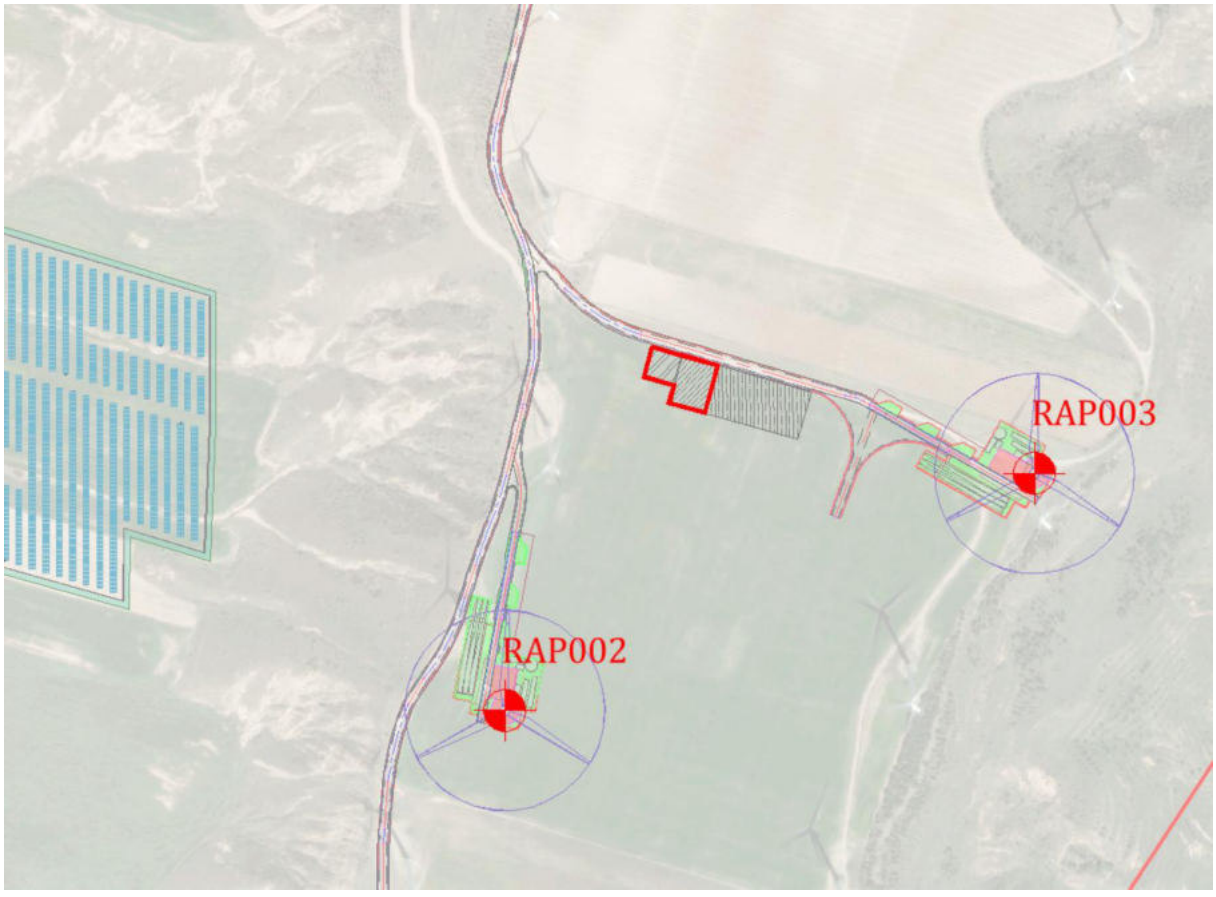


Ilustración 35. Campa de obra para la repotenciación del PE.

En la siguiente imagen se muestra marcada en rojo, la ubicación de la campa de obra asociada a las instalaciones de la PSFV y el BESS:

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

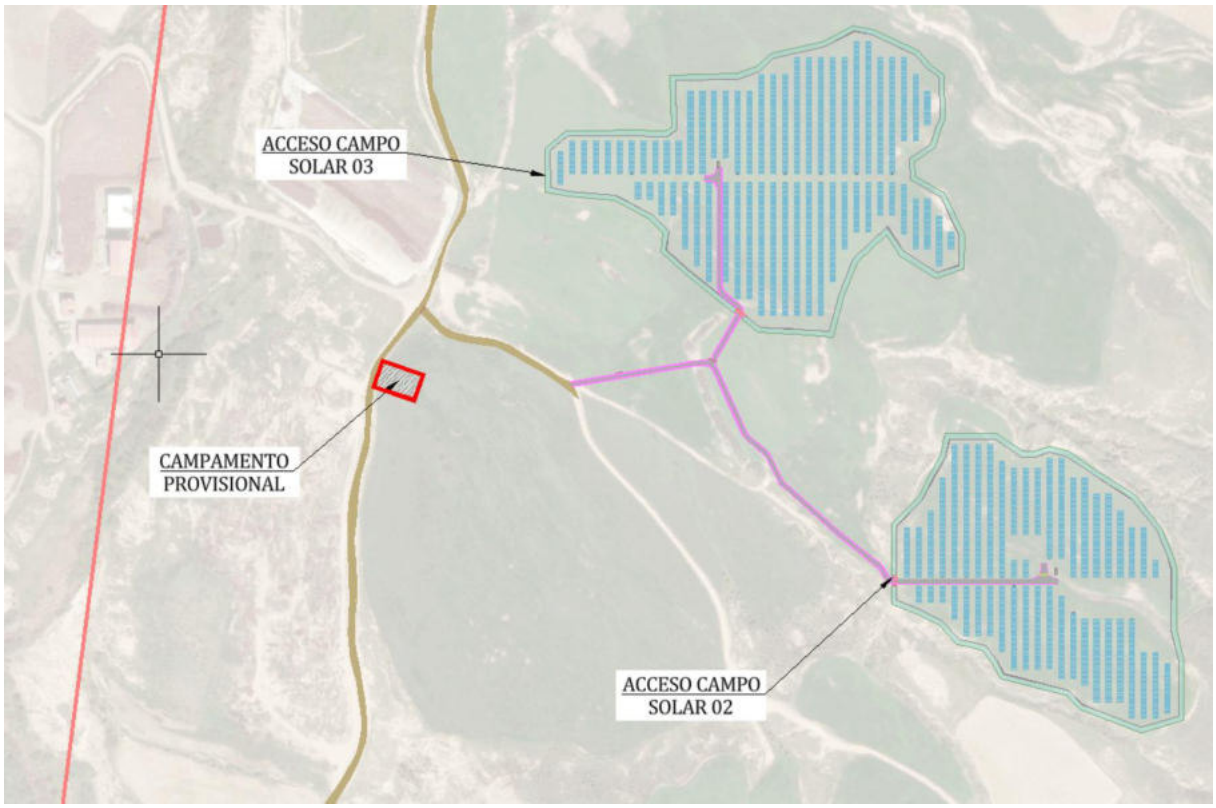


Ilustración 36. Campa de obra para la PSFV y el BESS.

Ambas zonas estarán dotadas de las siguientes instalaciones:

- Área de oficinas y recepción de personal y mercancías
- Área de manipulación y almacenamiento de componentes pequeños y materiales auxiliares
- Contenedores habilitados como vestuarios, comedor, botiquín y oficinas técnicas
- Depósito temporal para residuos valorizables y peligrosos
- Aparcamiento para vehículos del personal
- Sistema de tratamiento de aguas residuales mediante fosa séptica o biodigestor
- Zona de acopio temporal de tierras

Además, estas áreas dispondrán de depósitos para el suministro de agua potable destinada al personal, así como de un tanque adicional para agua de uso industrial.

La ubicación exacta de ambas zonas de campa se detalla en el *Plano 09*.

El tratamiento de las aguas residuales generadas será gestionado mediante fosa séptica o biodigestor, con retirada y tratamiento posterior por parte de una empresa especializada, conforme a la normativa ambiental aplicable.

Cabe señalar que estas zonas no se utilizarán para el acopio de componentes de gran tamaño de los nuevos aerogeneradores, ya que dicha función será desempeñada por las plataformas

logísticas específicas. No obstante, se habilitará un área adicional adyacente a la campa oeste, con una superficie de **3 116.40 m²**, destinada al acopio temporal de los componentes retirados durante el proceso de desmantelamiento del parque eólico existente. En la imagen que se muestra a continuación, puede observarse la superficie destinada al acopio de los componentes retirados durante el desmantelamiento del PE actual:

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

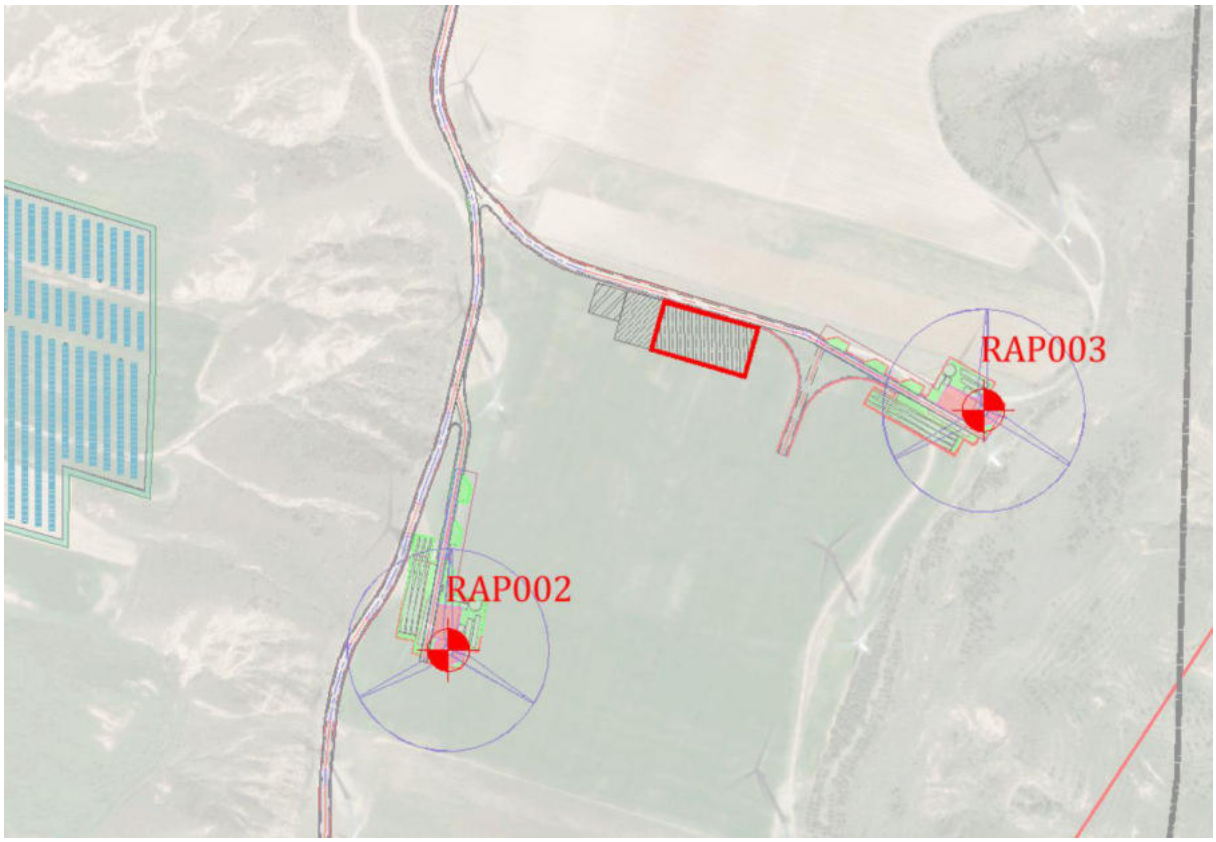


Ilustración 37. Campa de obra para el acopio de los componentes del PE a desmantelar.

Una vez finalizadas las obras, todas las instalaciones temporales serán retiradas y los terrenos ocupados serán debidamente restaurados y naturalizados.

17 ÁREAS AFECTADAS

En este apartado, se presenta un resumen de las áreas afectadas y volumetrías de las actuaciones a realizar, desmantelamiento y repotenciación del PE, incluyendo volúmenes de excavación de los distintos materiales, así como los rellenos necesarios en cada uno de los casos (tanto con productos de la propia excavación, como de préstamo) y volúmenes sobrantes a trasladar a vertedero.

17.1 ÁREAS AFECTADAS DURANTE EL DESMANTELAMIENTO

Se ha realizado una evaluación del área de afectación de los distintos elementos del parque, durante el desmantelamiento de este:

- Plataformas y cimentaciones
- Caminos de acceso
- Zanjas de media tensión
- Torres de parque
- Instalaciones temporales

Se ha considerado que se mantiene el camino principal que discurre por la cresta de la montaña, ya que tiene una buena integración en el paisaje y facilita el acceso de los habitantes de la zona a las parcelas colindantes al mismo.

La tabla siguiente muestra la superficie afectada por cada elemento:

Tabla 25. Tabla resumen de las afecciones del desmantelamiento

TERRENO AFECTADO	
ELEMENTOS	**AREA AFECTADA (m^2)**
Caminos internos (PE) y plataformas	43 066.40
Cimentaciones	3 332.87
Zanjas Media Tensión	10 920
Torre de Parque	9.00
Instalaciones temporales	3 116.40
TOTAL	**60 444.67**

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

17.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS DURANTE EL DESMANTELAMIENTO

A continuación, se muestra un detalle de la cubicación en función de la infraestructura del parque a naturalizar:

Tabla 26. Resumen del movimiento de tierras

VOLUMETRÍA DEL MOVIMIENTO TIERRAS		
ELEMENTOS	**DESMONTE (m^3)**	**TERRAPLÉN (m^3)**
Caminos y plataformas	12 919.92	8 613.28
Cimentaciones aerogeneradores	1 250.49	2 591.92
Zanjas Media Tensión	5 460.00	5 460.00
TOTAL	**19 630.41**	**16 665.2**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

A este cuadro habría que añadir dos elementos:

El primero de ellos sería la tierra vegetal que se utilizará para naturalizar el terreno afectado. Se estima que el grosor de esta capa será de 20 cm con especies autóctonas de la zona. El volumen de este material se estima en 9 281.65 m^3

El segundo sería el hormigón que se retirará a vertedero de las cimentaciones y otras estructuras del parque. El volumen de este material se evalúa en 1 609.71 m^3.

17.3 ÁREAS AFECTADAS DURANTE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN

Se ha realizado una evaluación del área de afectación de los distintos elementos de la instalación, incluyendo:

- Plataformas y cimentaciones
- Mejora de caminos internos y de acceso
- Zanjas de media tensión
- Áreas con instalaciones temporales
- Torre de medición
- Sistema de almacenamiento
- Planta fotovoltaica

La tabla siguiente muestra la superficie afectada por cada elemento (considerando taludes):

Tabla 27. Tabla resumen de las afecciones de la repotenciación

TERRENO AFECTADO		
ELEMENTOS	**PERMANENTE (m^2)**	**TEMPORAL (m^2)**
Caminos internos y plataformas	14 049.80	33506.89
Cimentaciones de los aerogeneradores	2 451.21	-
Zanjas Media Tensión y su servidumbre	11 619.09	-
Torre de parque	127.77	-
Planta fotovoltaica (Área encerrada por los vallados + pantalla vegetal)	26 9270.16	-
Instalaciones temporales	-	5 945.19
TOTAL	297 518.03	39 452.08

Fuente: Barlovento, elaboración propia

18 EVACUACIÓN

La energía generada por el parque híbrido de Raposeras será transportada a través de la red de MT en 20 kV hasta la Subestación elevadora Raposeras 66/20 kV existente, para luego ser evacuada, mediante la línea de interconexión de alta tensión 66 kV Raposeras-Quel hacia la Subestación Quel 220/66 kV, perteneciente a Red Eléctrica de España en el lado de 220 kV (en adelante, REE) y a Grupo Eólicas Riojanas (en adelante GER) el lado de 66 kV. El Punto de Conexión a Red (PCR) del parque híbrido Raposeras se establece en barras de 220 kV de la SET QUEL, propiedad de REE.

18.1 MODIFICACIÓN DE LA SET RAPOSERAS

Se quiere realizar la modificación de la Subestación Raposeras para integrar la repotenciación del PE Raposeras, así como de la PSFV y del sistema de almacenamiento mediante baterías, cumpliendo a su vez con lo establecido en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, aprobado por Real Decreto 337/2014, 9 mayo, B.O.E.: 09/06/2014.

18.1.1 Alcance de la modificación

La repotenciación proyectada en el PE Raposeras tiene prevista la hibridación de este con un sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) y con una PSFV. De este modo, será necesaria la realización de modificaciones en la subestación Raposeras 66/20 kV con el fin de integrar los nuevos módulos de generación mencionados.

Para ello, se sustituirá el actual sistema de 20 kV, correspondiente al PE Raposeras original, por uno nuevo. A su vez, se instalará un transformador de Servicios Auxiliares de nueva fabricación de 50 kVA de tipo seco para instalación en interior con relación de transformación 20/0.40 kV. Este irá directamente conectado a la celda de protección del transformador de servicios auxiliares del nuevo sistema de 20 kV.

También desde el nuevo sistema de celdas de 20 kV, se dará alimentación al transformador de SSAA del BESS de 160 kVA mediante una línea de MT que saldrá de la subestación y por la misma zanja por donde discurre el circuito de MT asociado al BESS, alimentará al transformador ubicado en una caseta prefabricada situada muy próxima al sistema de almacenamiento.

Se mantendrá, sin modificaciones, la infraestructura eléctrica del sistema de 66 kV.

18.1.2 Instalación tras la modificación

La subestación Raposeras 66/20 kV evacuará la energía generada por el Parque Híbrido Raposeras, cuya potencia instalada es igual a 45 MW, atendiendo a lo descrito en el apartado 14 de la presente memoria. En cualquier caso, la potencia total vertida a red será limitada a la potencia de evacuación de 40.50 MW. La energía será evacuada mediante una línea existente de 1 775 m a una tensión de 66 kV a la subestación QUEL 220/66 kV.

Tras la modificación la subestación constará de las siguientes instalaciones:

Sistema de 66 kV

Para el nivel de tensión de 66 kV se tendrá una configuración AIS de simple barra formada por una (1) posición de transformador 66/20 kV, 45 MVA – salida de línea hacia SET QUEL 220/66 kV., equipada con la siguiente aparamenta.

- Seis (6) autoválvulas.
- Tres (3) transformadores de intensidad.
- Un (1) interruptor automático, tripolar, de corte en SF6.
- Un (1) seccionador tripolar con puesta a tierra.
- Tres (3) transformadores de tensión.
- Un (1) seccionador tripolar.
- Un (1) transformador de potencia (T1) 66/20 kV de 45 MVA, de instalación en exterior sobre bancada, aislado en aceite mineral, conexión Dyn11, con regulación en carga. Está complementado con la instalación de pararrayos autoválvulas de tensión nominal 20 kV, situados lo más cerca posible de las bornas del transformador.

La infraestructura eléctrica en 66 kV de la SET Raposeras (existente) no se modificará.

En el *Plano 46* se muestra el esquema unifilar del sistema de 66 kV de la subestación Raposeras.

Sistema de 20 kV

La instalación de MT de 20 kV estará formada por un conjunto de celdas normalizadas de ejecución metálica para interior para el parque híbrido Raposeras. Este módulo presenta una configuración de simple barra que se alimenta del secundario del transformador T1 de 66/20 kV y está constituido por las siguientes posiciones:

- Tres (3) posiciones de línea blindadas con interruptor, correspondientes al PE.
- Una (1) posición de protección del transformador servicios auxiliares blindada con seccionador y fusibles.
- Una (1) posición de protección del transformador de potencia blindada con interruptor.
- Una (1) posición de línea blindada con interruptor, correspondientes a la PSFV.
- Una (1) posición de línea blindada con interruptor, correspondientes al circuito del sistema de almacenamiento (BESS).
- Una (1) posición de protección de transformador de servicios auxiliares del sistema de almacenamiento (BESS) blindada con seccionador y fusibles.

El sistema de 20 kV estará debidamente equipado con todos los elementos de maniobra, medida, control, protección y telecomunicaciones necesarios para su operación segura, tal y como puede observarse en el P*lano 47.*

Las celdas de media tensión empleadas en el interior de la subestación cumplirán con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2024/573 del parlamento europeo y del consejo de 7 de febrero de 2024 sobre los gases fluorados de efecto invernadero, por el que se modifica la Directiva (UE) 2019/1937, y se deroga el Reglamento (UE) nº 517/2014, que dicta lo siguiente:

"Se prohibirá la puesta en funcionamiento de la siguiente aparamenta eléctrica que use gases fluorados de efecto invernadero, o cuyo funcionamiento dependa de ellos, en un medio aislante o de ruptura:

- A partir del 1 de enero de 2026, aparamenta eléctrica de media tensión para distribución primaria y secundaria de hasta 24 kV."

De modo que, el conjunto de celdas de MT de hasta 24 kV, ubicadas en el interior de la SET Raposeras, deberá estar libre de gases fluorados.

Transformador de SS.AA.

La celda de servicios auxiliares alimentará a un (1) transformador trifásico tipo seco de 50 kVA, relación 20 kV + 2,5% + 5% + 7.5% / 0.40 kV, el cual irá instalado en interior.

18.1.3 Configuración de los equipos de medida

La medida de energía se diseñará y ejecutará conforme con el Reglamento de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

18.1.3.1 Medida de la planta híbrida

Cada tecnología que compone la plata híbrida (PE repotenciado, PSFV y BESS) dispondrá de un sistema de medida independiente, con configuración principal y redundante. Las medidas asociadas a cada una de las plantas se tomarán en las celdas de 20 kV de la SET Raposeras. En el caso de la PSFV y el BESS, para la medida de intensidad, las celdas dispondrán de transformadores de intensidad con un secundario destinado a medida fiscal. Para el caso del PE y dado que son tres circuitos, los transformadores de intensidad irán incorporados en el embarrado de la celda 3 correspondiente al circuito nº 3 del PE con la finalidad de permitir leer la suma de las intensidades de los tres circuitos que conforman el nuevo parque eólico. Asimismo, se instalará una medida totalizadora, también con configuración principal y redundante, en la celda de protección del transformador de potencia, que integrará la medida conjunta del PE repotenciado, la PSFV y el BESS. En el apartado 18.1.3.3 se incluyen las características de los equipos de cada punto de medida.

18.1.3.2 Punto de medida oficial

De acuerdo con lo dispuesto en artículo 5 del Real Decreto 1110/2007 se instalará y operará un concentrador principal de medidas eléctricas y análogamente, con el fin de poner la información a disposición de los participantes, se instalarán y operarán concentradores secundarios de medida, comprobante o redundante, asociados a los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.

El sistema de medida principal y redundante o comprobante contará, al menos, con los siguientes equipos:

1. Contador de energía activa y reactiva
2. Transformadores de medida

3. Otros equipos complementarios (Registrador, módem, etc.)

De acuerdo con lo dispuesto en el punto 3 de la Orden TEC/1281/2019, el punto de medida principal deberá ubicarse en el mismo lugar en el que se encuentra la frontera salvo imposibilidad técnica o excepcional coste de dicha ubicación. Se considera que el punto de medida está en la frontera si la distancia entre punto de medida principal y la misma, se encuentra a menos de 150 m para medida en niveles de tensión entre 66 kV y 132 kV, como es el caso que nos compete.

El proyecto cuenta con una medida principal en el punto de interconexión en la SET Quel 220/ 66 kV, por lo que se cumple con el punto anterior. Además, cuenta con medida comprobante en la posición de salida de línea de 66kV de la SET Raposeras. Los equipos para la medida oficial del proyecto se mantienen sin modificaciones con respecto a los del PE original Raposeras.

18.1.3.3 Características de los equipos de medida

A continuación, se muestran las principales características de los equipos de medida:

- El registrador de energía activa y reactiva operará en todos los sentidos y cuadrantes.
- Dispondrán de sistema de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida.
- Para permitir la lectura local y la parametrización de los equipos en modo local, dispondrán de, al menos, un canal de comunicación apropiado ya sea a través de un puerto serie RS-232 o un optoacoplador.
- Los equipos de medida deberán disponer de, al menos, un integrador totalizador o elemento visualizador de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, incluso cuando la opción horaria o por periodos sea elegida durante un tiempo no inferior a seis meses para todos los puntos de medida.
- Se instalarán registradores con carácter general, los cuales podrán estar integrados en un contador combinado o constituir un dispositivo independiente de los contadores. Cada registrador podrá almacenar información de uno o más equipos de medida.
- La clase de precisión de los transformadores de medida y los contadores de energía activa atenderá a los requisitos de la normativa una vez que quede definido el tipo de punto de medida

De acuerdo con el RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, la clase de precisión de los transformadores de medida y los contadores de energía activa y reactiva que deberán cumplir los equipos de medida se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 28. Clase de precisión de los equipos de medida

Tipo de punto	Clase de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	0.2	0.2 S	≤ 0.2 S	≤ 0.5

Fuente: Barlovento, a partir del RD 110/2007

A continuación, se especifican las características básicas de los transformadores de medida en cada uno de los puntos:

Punto de medida principal y redundante del PE:

- Transformadores de Tensión:
  - Relación de transformación: 20:$\sqrt{3}$ / 110:$\sqrt{3}$ – 110:$\sqrt{3}$ – 110:3 V
  - Potencias y clases de precisión:
    - Devanado de medida fiscal: 25 VA Cl. 0.2.
    - Devanado de protección: 25 Cl. 0.5-3P.
    - Devanado de protección: 50 Cl. 3P.
- Transformadores de Intensidad (embarrado celda nº 3):
  - Relación de transformación: 2 000/5-5 A.
  - Potencias y clases de precisión:
    - Devanado de medida fiscal: 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de medida (reserva): 10 VA Cl. 0.5.

Punto de medida principal y redundante de la PSFV:

- Transformadores de Tensión: ídem al punto de medida principal y redundante del PE.
- Transformadores de Intensidad (circuito celda nº 6):
  - Relación de transformación: 630/5-5-5-5 A.
  - Potencias y clases de precisión:
    - Devanado de medida fiscal: 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de medida (PPC PSFV): 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de medida (Analizador de redes): 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de protección: 10 VA Cl. 5P20.

Punto de medida principal y redundante del BESS:

- Transformadores de Tensión: ídem a los puntos de medida principal y redundante del PE y la PSFV.
- Transformadores de Intensidad (circuito celda nº 7):
  - Relación de transformación: 300/5-5-5-5 A.
  - Potencias y clases de precisión:
    - Devanado de medida fiscal: 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de medida (PPC BESS): 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de medida (Analizador de redes): 10 VA Cl. 0.2S.
    - Devanado de protección: 10 VA Cl. 5P20.

Punto de medida principal y redundante totalizador:

- Transformadores de Tensión: ídem a los puntos de medida principal y redundante del PE, la PSFV y el BESS.
    - Transformadores de Intensidad (celda nº 5 protección transformador de potencia):
    - Relación de transformación: 2 000/5-5-5 A.
    - Potencias y clases de precisión:
        - Devanado de medida fiscal: 10 VA Cl. 0.2S.
        - Devanado de medida (Analizador de redes): 10 VA Cl. 0.2S.
        - Devanado de protección: 10 VA Cl. 5P20.

Para más información sobre los equipos de medida y sus conexionados, consultar los *Planos 47* y *48*.

18.1.4 Instalaciones complementarias

Además de los circuitos y elementos principales descritos en los anteriores apartados, también se dispondrá de los correspondientes aparatos de medida, mando, control, protección y comunicaciones necesarios para la adecuada explotación de la instalación, y de los sistemas de distribución de servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua desde los respectivos equipos rectificadores-batería.

Por sus características, estos aparatos son de instalación interior, y para su control y fácil maniobrabilidad, se ubicarán en el interior de cuadros y armarios situados en las salas de control y comunicaciones, habilitadas en el edificio de control, donde se instalan todos aquellos componentes que, por su función, centralizan de alguna manera el control de la subestación.

18.2 LÍNEA DE EVACUACIÓN (NO TRANSPORTE)

La instalación enlace para la evacuación de la energía generada por el Proyecto se compone de la Línea Subterránea de Alta Tensión a 66 kV, SET Raposeras 66/20 kV – SET QUEL 220/66 kV, que conecta la subestación del parque eólico con la subestación que permite la conexión con la red de transporte. Dicha infraestructura de evacuación es existente por lo que, no sufrirá ninguna modificación derivada de este proyecto.

La línea discurre directamente desde su origen, en la posición de línea/transformador de 66 kV de la Subestación Raposeras 66/20 kV, hasta la Subestación de Conexión, propiedad de GER en el lado de 66 kV y de REE en el lado de 220 kV.

Se trata de una línea eléctrica trifásica subterránea con una longitud de 1.775 km formada por tres conductores agrupados a tresbolillo en una canalización directamente enterrada. Los cables son de polietileno reticulado (XLPE) RHZ1 de Al 36/66 kV 1x630 mm2 +1x25 mm2 de pantalla de hilos de cobre.

El diseño de la línea cumple con los requerimientos técnicos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-LAT) y las normas UNE correspondientes.

A continuación, se muestran las características principales de la línea [Ver 24.- Ref 4.].

- Tensión nominal: 66 kV
  - Tensión máxima: Um: 72.5 kV
- Categoría: Segunda
- Frecuencia: 50 Hz
- Capacidad de transporte: 74.87 MVA
- Temperatura máxima de servicio: 90ºC
- Longitud de la línea: 1 775 m
- Nº circuitos: 1
- Conductor: RHZ1 36/66 kV 1x630 Al + H25
- Conexión a tierra de pantallas: Single Point
- Instalación: Canalización directamente enterrada / bajo tubo en cruzamientos bajo viales o cuerpos de agua.

La capacidad máxima de la línea existente permite la evacuación de la potencia máxima de evacuación del Proyecto, igual a 40.50 MW.

En el Plano 09 puede verse el trazado de la línea de evacuación de 66 kV hacia la SET Quel.

19 PLAN DE OBRA

En el Anejo *Nº8. "Plan de Obra"* se propone un cronograma de desarrollo del proyecto, donde se ha tenido en cuenta las actividades a realizar y las mediciones de las unidades más importantes para la construcción de la planta.

La duración total prevista de las obras es de 27 meses. El plazo meses ha sido determinado considerando la envergadura y los requerimientos técnicos del proyecto, así como las mejores prácticas de la industria. Este tiempo permitirá realizar cada fase del proyecto de manera segura y eficiente, contribuyendo al cumplimiento de los estándares de calidad y los plazos establecidos.

20 PLAN DE CONTROL DE CALIDAD

Se ha realizado una valoración de los ensayos que se deben efectuar para el control de la ejecución de obras. De esto modo se garantizará que no se presente a la Administración ninguna unidad de obra como ejecutada sin que el contratista haya hecho sus propias comprobaciones y ensayos para asegurar que el material cumple las especificaciones indicadas en el *Documento Nº 4 "Pliego de Prescripciones Técnicas*" del presente proyecto. Para ello, el Contratista dispondrá en obra de los equipos necesarios y suficientes (laboratorio con sus instalaciones y aparatos adecuados), así como medios humanos capacitados para la correcta ejecución de los trabajos.

A partir de los datos del Proyecto, se ha estimado un coste total de los ensayos de **198 540.66 €** (CIENTO NOVENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS CUARENTA EUROS con SESENTA Y SEIS CÉNTIMOS).

Este importe no supera el 1 % del Presupuesto de Ejecución Material de la obra, por lo que correrá a cargo del Contratista.

21 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

En el *Documento Nº5. "Estudio de Seguridad y Salud"* se ha redactado un Estudio de Seguridad y Salud en cumplimiento de lo dispuesto en el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, teniendo como objetivos la prevención de accidentes laborales, enfermedades profesionales y daños a terceros que las actividades y medios materiales previstos puedan ocasionar durante la ejecución del proyecto de construcción.

Asciende el presupuesto de ejecución material del estudio de seguridad y salud a la expresada cantidad de **235 597.87 €** (DOSCIENTOS TREINTA Y CINCO MIL QUINIENTOS NOVENTA Y SIETE EUROS con OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS).

22 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

En el *Documento Nº6*. "*Estudio de Gestión de Residuos*" se ha redactado un estudio de gestión de residuos, de acuerdo con el RD 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición y por la imposición dada en el artículo 4.1 sobre las obligaciones del productor de Residuos de Construcción y Demolición (RCD's), que debe incluir en el proyecto de ejecución de la obra un Estudio de Gestión de RCD's.

En dicho estudio se ha realizado una estimación de los residuos previstos que se producirán en los trabajos directamente relacionados con la obra y que servirá de base para la redacción del correspondiente Plan de Gestión de Residuos por parte del Contratista.

De acuerdo con la valoración de la cantidad de residuos generados, se ha estimado un coste total sobre la gestión de residuos de construcción de la hibridación y repotenciación del PE Raposeras, así como de la demolición del PE original de **883 247.31 €** (OCHOCIENTOS OCHENTA Y TRES MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE EUROS con TREINTA Y UN CÉNTIMOS).

23 CONSUMOS AUXILIARES

El proyecto tiene un consumo de servicios que deben soportarse incluso cuando no hay producción de energía hacia la red con el objetivo de garantizar la operatividad y seguridad del parque, por lo tanto, estos servicios tienen un tratamiento aparte y, dentro del proceso administrativo, debe estimarse su valor para el contrato de suministro.

Las instalaciones que tienen un consumo eléctrico que deben soportar los servicios auxiliares se dividen en:

- Aerogeneradores: cada aerogenerador tiene un consumo de servicios propios (motores, control, carga de baterías, pérdidas joule en transformadores, etc.) que deben ser suministrados permanentemente para su buen funcionamiento. En condiciones de producción, el propio aerogenerador las suministra, pero si el aerogenerador no está produciendo (no hay viento o está fuera de servicio), dicho consumo debe ser provisto por la red a la cual está interconectado.
- Subestación: la subestación tiene un consumo de servicios auxiliares relacionados con los sistemas de control, comunicación, climatización, iluminación y servicios generales de espacios de oficinas. De estos servicios, no se han considerado debido a que es una instalación existente.
- Sistema de almacenamiento: cada contenedor de baterías y estación de potencia del sistema de almacenamiento deberá disponer de un grupo de circuitos para suplir la demanda de servicios auxiliares que sean requeridos para el sistema de refrigeración forzada, elementos de control, comunicaciones y protecciones instalados. Para garantizar el suministro de energía a los servicios auxiliares del sistema de almacenamiento, se dispondrá de un transformador en baño de aceite de 160 kVA cercano al sistema de almacenamiento que quedará alimentado a través de una línea de MT que saldrá de una de las celdas de 20 kV situadas en la SET Raposeras.

- Planta fotovoltaica: de igual forma que para el sistema de almacenamiento, la planta fotovoltaica deberá disponer de un grupo de circuitos para suplir la demanda de los sistemas de control, comunicaciones y protecciones instalados.

En la tabla siguiente, se estiman los consumos auxiliares de los sistemas descritos.

Tabla 29. Potencia contratada prevista preliminarmente para el proyecto

INSTALACIÓN	CONSUMOS UNITARIO [kW]	UNIDADES	POTENCIA CONTRATADA [kW]
Aerogeneradores	40	6	240
Sistema BESS	140	1	140
Planta Fotovoltaica	20	1	25
SET del parque	50	1	50
TOTAL:			**455**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Por tanto, la **potencia total prevista** preliminarmente a contratar para el consumo de los servicios auxiliares del Proyecto es de **455 kW**.

24 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Se ha elaborado un presupuesto de ejecución material de la construcción, que se puede consultar en *el Documento Nº 4*.

Se ha empleado el método de las partidas y se han utilizado precios en euros procedentes de la base de precios de la Dirección General de Carreteras y de proveedores habituales de productos eléctricos en España.

El presente presupuesto es meramente preliminar y estimativo y no constituye una oferta de ningún tipo. Su resumen es el siguiente:

Tabla 30. Resumen del presupuesto de Ejecución Material

CAPÍTULO		IMPORTE (€)
1	OBRA CIVIL DEL PARQUE EÓLICO	2 879 153.74
2	OBRA CIVIL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	290.318.43
3	TORRE DE PARQUE	97 794.10
4	AEROGENERADORES	29 400 000.00
5	PLANTA FOTOVOLTAICA	8 329 407.17
6	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS	2 850 000.00
7	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	2 717 345.61
8	SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL (SCADA)	500 000
9	SISTEMA CCTV	200 000
10	MODIFICACIÓN SUBESTACIÓN ELEVADORA PARQUE 66/20 kV	561 960
11	INSTALACIONES TEMPORALES	57 918.16
12	DESMANTELAMIENTO DEL PE ORIGINAL	1 992 889.30
13	SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS	235 597.87
14	GESTIÓN DE RESIDUOS	883 247.31
15	CONTROL DE CALIDAD	198 540.66
TOTAL, PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		**51 194 172.36**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Asciende el Presupuesto Preliminar de Ejecución Material de la construcción del PE Raposeras a la expresada cantidad de **51 194 172.36 €** (CINCUENTA Y UN MILLONES CIENTO NOVENTA Y CUATRO MIL CIENTO SETENTA Y DOS EUROS con TREINTA Y SEIS CÉNTIMOS).

Se debe indicar que el coste de las medidas medioambientales no ha sido estimado y serán vinculantes las detalladas en el presupuesto de EIA del proyecto.

El presente Presupuesto Preliminar se refiere tan solo a la ejecución material, es decir, no incluye costes indirectos, costes de gestión, costes de consultoría, diseño y ensayos, así como tampoco impuestos, gastos financieros u otros costes no estrictamente constructivos.

Una estimación del Presupuesto de Ejecución por Contrata (IVA no incluido) es la siguiente:

Tabla 31. Resumen del presupuesto de Ejecución por Contrata

CONCEPTO	IMPORTE (€)
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	51 194 172.36
GASTOS GENERALES (15% s/PEM)	7 679 125.85
BENEFICIO INDUSTRIAL (6% s/PEM)	3 071 650.34
TOTAL, PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (SIN IVA)	**61 944 948.56**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Considerando el Presupuesto de Ejecución obtenido anteriormente y sin tener en cuenta el Impuesto sobre el Valor Añadido se obtiene un Presupuesto de Ejecución por Contrata de **61 944 948.56 €** (SESENTA Y UN MILLONES NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y OCHO EUROS con CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS)

25 CONCLUSIONES

El presente documento se considera suficientemente descrito para cumplir con el objetivo propuesto, se espera que se encuentre todo en conformidad para que surta los efectos precisos.

[redacted]

Al servicio de la empresa Barlovento Recursos Naturales S.L.U.

26 REFERENCIAS

La siguiente tabla muestra las fuentes de datos y las referencias utilizadas.

Tabla 32. Referencias

Nº.	Nombre / Descripción	Origen / Autor	Archivo	Fecha
Ref.1	Estudio de restricciones de la repotenciación del PE Raposeras (40.50 MW)	Barlovento	K25-05-01_PE_Raposeras_memoria_ESTUDIO DE RESTRICCIONES_Rev01	20.03.2025
Ref.2	Recogida de la pala en el P.E Bon Vent Vilalba	bcircular	https://www.bcircular.com/es/recogida-de-la-pala-en-el-p-e-bon-vent-vilalba/	/
Ref.3	Technical Description Delta4000-N163/6.X	Nordex	2014649EN_10_pdf_2014649EN_10_CC 01_Technical_description_N163_6X 1	06.2024
Ref.4	Proyecto línea subterránea de 66 kV de evacuación del PE Raposeras	Energías Alternativas Eólicas-Riojanas	129_CARPETA Nº 1.4 PROYECTO LÍNEA SUBTERRÁNEA A 66KV DE ALIMENTACIÓN A E.T.D. "QUEL" EN LOS TERMINOS MUNICIPALES DE PRADEJÓN Y QUEL_2002	12/2002

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº1-ESTUDIO_DE_RECURSO_EÓLICO Y PRODUCCIONES

PE RAPOSERAS

LA RIOJA



Barlovento



REFERENCIA	**K25-05-02**
Cliente	**ENI PLENITUDE**
Fecha	**18/05/2026**

EVALUACIÓN PRELIMINAR DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA REPOTENCIACIÓN DEL P.E. RAPOSERAS (ESPAÑA)

BARLOVENTO RECURSOS NATURALES S.L.Pintor Sorolla 8, 1ºA26007 Logroño (ESPAÑA)T +34 941 287 347M brn@barloventoapplus.comW barloventoapplus.com

EVALUACIÓN PRELIMINAR DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA REPOTENCIACIÓN DEL P.E. RAPOSERAS

LISTA DE DOCUMENTACIÓN Y CRONOLOGÍA DE LAS REVISIONES

CÓDIGO	REV	TÍTULO	FECHA
K25-05-02	04	Evaluación preliminar de producción de energía de la repotenciación del P.E. Raposeras (España)	18/05/2026
K25-05-02	03	Evaluación preliminar de producción de energía de la repotenciación del P.E. Raposeras (España)	16/04/2026
K25-05-02	02	Evaluación preliminar de producción de energía de la repotenciación del P.E. Raposeras (España)	13/06/2025
K25-05-02	01	Evaluación preliminar de producción de energía de la repotenciación del P.E. Raposeras (España)	07/05/2025
K25-05-02	00	Evaluación preliminar de producción de energía de la repotenciación del P.E. Raposeras (España)	24/04/2025

CONTROL DE COPIAS Y DISTRIBUCIÓN

NÚMERO DE COPIA	CÓDIGO / REVISIÓN	CIRCULACIÓN
1	K25-05-02 / 04	ENI PLENITUDE RENEWABLES SPAIN S.L.U.
2	K25-05-02 / 04	BARLOVENTO RECURSOS NATURALES S.L.

NÚMERO DE COPIA CONTROLADA:

1

Author: Alex Calvo / Marian Pascual	Verificado: Daniel Ortiz	Aprobado: Daniel Ortiz

AVISO LEGAL:
Este documento ha sido preparado en nombre de y para uso exclusivo del Cliente.
Barlovento Recursos Naturales no aceptará ninguna responsabilidad con respecto al uso de o en relación con este documento por terceras partes.
Si el material provisto por el Cliente o terceras partes (datos, documentos, notas, diagramas, etc.) y utilizados en el informe no pueden ser comprobados, Barlovento no asumirá ninguna responsabilidad ni garantizará la exactitud de los cálculos aquí presentados.
El resultado de este informe sólo puede ser interpretado dentro del contexto completo del informe y bajo la consideración de las observaciones del autor sobre los resultados y las incertidumbres calculadas.

Tabla de Contenidos

1 RESUMEN EJECUTIVO 5
1.1 Evaluación del rendimiento energético de un parque eólico real 5
1.2 Repotenciación 5
2 INTRODUCCIÓN 6
3 PRODUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO ACTUAL 7
3.1 Disponibilidad 8
3.2 Producción a largo plazo 8
4 REPOTENCIACIÓN 9
4.1 Descripción del sitio 9
4.1.1 Datos topográficos 9
4.1.2 Configuración del parque eólico 10
4.2 Metodología 12
4.2.1 Serie Virtual NEWA 12
4.2.2 Modelo a microescala, WAsP 12
4.2.3 Datos geofísicos 13
4.3 Estadísticas de viento 14
4.4 Evaluación del perfil del viento 15
4.5 Evaluación de la densidad del aire 16
4.6 Aerogenerador 16
4.7 Modelización del campo de viento 18
4.7.1 Orografía 18
4.7.2 Datos de viento 18
4.7.3 Densidad de aire, potencia y curva Ct 18
4.8 Evaluación de la zona 19
4.9 Evaluación de la producción energética 20
4.9.1 Pérdidas técnicas y operacionales 20
4.9.2 Resultados energéticos del parque eólico 21
5 REFERENCIAS 22

TABLAS

Tabla 1-1 Principales características del parque eólico. 5
Tabla 1-2 Configuración para el diseño repotenciado. 5
Tabla 1-3 Resultados de la repotenciación. 5
Tabla 2-1 Principales características de los parques eólicos. 6
Tabla 3-1 Datos actuales de funcionamiento del parque eólico. 8
Tabla 3-2 Producción vendida del parque eólico a largo plazo. 8
Tabla 4-1 Características del modelo digital del terreno. 9
Tabla 4-2 Longitud de rugosidad. 9
Tabla 4-3 WTG seleccionados para la configuración repotenciada. 10
Tabla 4-4 Coordenadas reales del WTG del parque eólico. 10
Tabla 4-5 Parque eólico repotenciado. Coordenadas WTG. 11
Tabla 4-6 Condiciones de viento del sitio (posición del mástil NEWA_RAPOSERAS). 14
Tabla 4-7 Distribución sectorial de la dirección y velocidad del viento en el mástil NEWA_RAPOSERAS. 14
Tabla 4-8 Perfil vertical aceptado en el sitio. 15
Tabla 4-9 Aerogenerador considerado. 16
Tabla 4-10 Curva de potencia y de Ct usada para el proyecto, N163-7.0 MW. 17
Tabla 4-11 Resultados de la producción energética de los aerogeneradores del P.E. Raposeras – N163-7.0 MW. 20
Tabla 4-12 Pérdidas técnicas y operacionales. 20
Tabla 4-13 Resultados de producción del parque eólico Raposeras. 21
Tabla 5-1 Referencias y fuentes de datos 22

FIGURAS

Figura 4-1 Configuración del parque eólico. 11
Figura 4-2 Condiciones de viento del sitio (posición del mástil NEWA_RAPOSERAS). 14
Figura 4-3 Velocidad esperada del viento a 98 m en la zona. 19

1 RESUMEN EJECUTIVO

ENI PLENITUDE (en adelante el Cliente) ha encargado a Barlovento Recursos Naturales la realización de la evaluación preliminar de energía para la repotenciación del parque eólico en funcionamiento Raposeras, cuyas principales características se muestran en la siguiente tabla.

Proyecto	Raposeras
Localización (País / Región)	Calahorra (España / La Rioja)
Inicio de la operación (COD)	2004
Fabricante	General Electric
Modelo de turbina eólica	GE1.5 s.l.
Clase IEC	WZ II
Potencia nominal (MW)	1.5
No. WTG's	26
Capacidad instalada de WF (MW)	39

Tabla 1-1 Principales características del parque eólico.

Este informe se centra en la repotenciación del parque eólico Raposeras (Ref. 2). En la siguiente tabla se muestran las características de la configuración para la repotenciación de Raposeras.

Modelo de aerogenerador	Número de aerogeneradores instalados	Altura del buje (m)
N163-7.0 MW	6	98

Tabla 1-2 Configuración para el diseño repotenciado.

1.1 Evaluación del rendimiento energético de un parque eólico real

La producción neta estimada a largo plazo para el parque eólico actual se ha establecido en **77 257 MWh/año** (ver sección 3.2).

1.2 Repotenciación

Se ha realizado una simulación del parque eólico repotenciado con tecnología más reciente, y el aumento esperado de la producción después de la repotenciación se puede ver en la siguiente tabla.

P.E. Raposeras	
Modelo de aerogenerador	N163-7.0 MW
Número de aerogeneradores	6
Altura de buje (m)	98
Diámetro del rotor (m)	163
Potencia total instalada (MW)	42
Área Barrida del parque (m2)	125 203
Producción bruta (MWh/año)	124 786
Pérdida por estelas (%)	4.2
Producción bruta después de estelas (MWh/año)	119 563
Pérdidas técnicas y operacionales (%)	14.4
Producción neta (MWh/año)	102 397
Densidad de producción neta (kWh/(m2·año))	818
Horas equivalentes	2 438

Tabla 1-3 Resultados de la repotenciación.

2 INTRODUCCIÓN

ENI PLENITUDE ha encargado a Barlovento Recursos Naturales la realización de la evaluación preliminar de energía para la repotenciación del parque eólico en funcionamiento Raposeras, cuyas principales características se muestran en la siguiente tabla.

Proyecto	Raposeras
Localización (País / Región)	Calahorra (España / La Rioja)
Inicio de la operación (COD)	2004
Fabricante	General Electric
Modelo de turbina eólica	GE1.5 s.l.
Clase IEC	WZ II
Potencia nominal (MW)	1.5
No. WTG's	26
Capacidad instalada de WF (MW)	39

Tabla 2-1 Principales características de los parques eólicos.

El informe se organiza en apartados que analizan las posibles estrategias futuras a tener en cuenta para los parques eólicos:

- Sección 3 Describe las condiciones actuales y la producción del parque eólico.
- Sección 4 analiza una hipotética repotenciación del parque eólico.

3 PRODUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO ACTUAL

En la siguiente tabla se muestra la producción actual y la disponibilidad del parque eólico Raposeras. Barlovento ha sido capaz de analizar la información sobre la energía a través de datos históricos (Ref. 1) e información sobre la disponibilidad a través del histórico de producciones (Ref. 1).

Mes	P.E. Raposeras	
	Energía Vendida (MWh)	Disponibilidad Real (%)
2016-01	-	97.5
2016-02	-	97.1
2016-03	-	97.7
2016-04	-	97.7
2016-05	-	97.6
2016-06	-	97.3
2016-07	-	97.7
2016-08	-	96.9
2016-09	-	97.4
2016-10	-	96.8
2016-11	-	97.0
2016-12	-	96.2
2017-01	-	97.0
2017-02	-	97.5
2017-03	-	96.5
2017-04	-	97.9
2017-05	-	97.2
2017-06	-	97.2
2017-07	-	95.5
2017-08	-	97.1
2017-09	-	96.8
2017-10	-	97.1
2017-11	-	97.0
2017-12	-	96.9
2018-01		97.9
2018-02	-	98.2
2018-03	-	98.3
2018-04	-	97.7
2018-05	-	98.3
2018-06	-	97.6
2018-07	-	97.3
2018-08	-	98.1
2018-09	-	98.3
2018-10	-	97.1
2018-11	-	97.9
2018-12	-	98.0
2019-01	-	98.3
2019-02	-	97.4
2019-03	-	98.0
2019-04	-	98.3
2019-05	-	98.0
2019-06	-	97.5

Mes	P.E. Raposeras	
	Energía Vendida (MWh)	Disponibilidad Real (%)
2019-07	-	95.3
2019-08	-	97.3
2019-09	-	97.5
2019-10	-	97.3
2019-11	-	97.2
2019-12	-	97.0
2020-01	-	98.0
2020-02	-	98.2
2020-03	-	97.8
2020-04	-	97.8
2020-05	-	97.4
2020-06	-	97.4
2020-07	-	97.7
2020-08	-	98.1
2020-09	-	98.3
2020-10		97.9
2020-11	-	98.0
2020-12	-	98.0
2021-01	-	-
2021-02	-	-
2021-03	-	-
2021-04	-	-
2021-05	-	-
2021-06	-	-
2021-07	-	-
2021-08	-	-
2021-09	-	-
2021-10	-	-
2021-11	-	-
2021-12	-	-
2022-01	9211.4	-
2022-02	6438.5	-
2022-03	9820.3	-
2022-04	8914.2	-
2022-05	7233.9	-
2022-06	4721.5	-
2022-07	5906.0	-
2022-08	4490.4	-
2022-09	5537.2	-
2022-10	5507.7	-
2022-11	4402.9	-
2022-12	4000.5	-

Mes	P.E. Raposeras	
	Energía Vendida (MWh)	Disponibilidad Real (%)
2023-01	10950.7	-
2023-02	7328.7	-
2023-03	6285.4	-
2023-04	6302.3	-
2023-05	9018.0	-
2023-06	5077.4	-
2023-07	4137.6	-

Mes	P.E. Raposeras	
	Energía Vendida (MWh)	Disponibilidad Real (%)
2023-08	5011.2	-
2023-09	2823.6	-
2023-10	2786.5	-
2023-11	6135.6	-
2023-12	6685.6	-
2024-01	4376.1	-

Tabla 3-1 Datos actuales de funcionamiento del parque eólico.

3.1 Disponibilidad

La disponibilidad estimada a largo plazo para P.E. Raposeras es del 97.5 % (Ref. 1). Se ha utilizado la disponibilidad media mensual histórica mostrada anteriormente (para años completos) y se considerará representativa de las condiciones a largo plazo.

3.2 Producción a largo plazo

Con el fin de representar las condiciones actuales del parque eólico y tener un período de datos aceptable para establecer las correlaciones, se ha seleccionado el período entre 2022 y 2023 como período de referencia para el cálculo a largo plazo.

Para evaluar las expectativas de producción a largo plazo, Barlovento ha aplicado el método velocidad del viento (V). Un ajuste lineal mensual de la velocidad de ERA 5 (36.0N_5.75W) con la producción medida. Este método consiste en establecer una correlación lineal potencia medida mensual vs velocidad ERA5 que puede ser utilizada para estimar la producción esperada para cada mes y la producción de energía a largo plazo introduciendo en la correlación el valor de velocidad de ERA 5 esperado a largo plazo.

Utilizando la metodología descrita, los datos de referencia y los datos disponibles para obtener una estimación de la producción del parque eólico, se ha estimado la producción a largo plazo del parque eólico. En la siguiente tabla se muestra el resultado:

Serie de referencia	Producción a largo plazo (MWh/año)
ERA5_42.25N_-2.0E	77 257

Tabla 3-2 Producción vendida del parque eólico a largo plazo.

4 REPOTENCIACIÓN

El Cliente ha solicitado a Barlovento la evaluación preliminar de producción de una planta repotenciada.

El Cliente ha proporcionado el modelo de aerogenerador y la altura del buje a tener en cuenta. Barlovento ha definido el layout utilizando las posiciones de los aerogeneradores existentes y las zonas vecinas, intentando reducir las pérdidas por estela y respetando distancias razonables entre aerogeneradores.

Se han tenido en cuenta las restricciones identificadas en el informe K25-05-01 para la definición del layout.

4.1 Descripción del sitio

4.1.1 Datos topográficos

En la siguiente tabla se muestran las principales características del modelo digital del terreno utilizado para la evaluación:

	Orografía	Rugosidad
Extensión	21.6 x 22.3 km^2	21.6 x 22.3 km^2
Formato	Malla de datos	Malla de datos
Fuente de datos	CNIG[1]	Imágenes de Google Earth
Resolución	5 m	30 m
Proyección geográfica utilizada*	UTM ETRS89, Zona 30 S	

**Esta proyección se utiliza en todos los mapas y planos, a menos que se indique lo contrario.*

Tabla 4-1 Características del modelo digital del terreno.

Las longitudes de rugosidad comúnmente utilizadas se muestran en la siguiente tabla:

Características de la superficie del terreno	Longitud de rugosidad (m)
Bosque alto	> 1
Ciudad	1
Bosque	0.8
Barrios residenciales	0.5
Cortavientos	0.3
Muchos árboles y/o arbustos	0.2
Terrenos de cultivo de apariencia cerrada	0.1
Terrenos de cultivo de apariencia abierta	0.05
Terrenos con muy pocos edificios/árboles	0.03
Zonas de aeropuerto con edificios y árboles	0.02
Pistas de rodadura del aeropuerto	0.01
Hierba baja	0.008
Suelo sin vegetación (regular)	0.005
Superficies de nieve (regular)	0.001
Superficies de arena (regular)	0.0003
Áreas de agua (lagos, fiordos, mar)	0.0001

Tabla 4-2 Longitud de rugosidad.

[1] National Geographic Information Center (CNIG): https://www.cnig.es/home

4.1.2 Configuración del parque eólico

La configuración del parque eólico actual consiste en 26 aerogeneradores GE1.5MW s.l. a 61.5 m de altura de buje.

Se ha considerado el siguiente número de WTGs, teniendo en cuenta las condiciones proporcionadas por el Cliente (Ref. 2):

Modelo de aerogenerador	Número de aerogeneradores instalados	Altura del buje (m)	Potencia total instalada (MW)
N163-7.0 MW	6	98	42

Tabla 4-3 WTG seleccionados para la configuración repotenciada.

En la siguiente tabla se muestran las coordenadas de los aerogeneradores para el parque eólico actual (facilitadas por el Cliente (Ref. 2)), altitud y distancia al aerogenerador más cercano (en diámetros de rotor).

WTG	X m)	Y m)	Altitud m)	26 aerogeneradores Aerogenerador más cercano Distancia en diámetros de rotor GE
WTG01	581231	4682762	450	WTG02 - 2.7
WTG02	581291	4682958	450	WTG03 - 2.2
WTG03	581303	4683125	450	WTG02 - 2.2
WTG04	581349	4683300	450	WTG03 - 2.3
WTG05	581408	4683479	445	WTG06 - 2.2
WTG06	581413	4683652	450	WTG05 - 2.2
WTG07	581409	4683836	450	WTG06 - 2.4
WTG08	581466	4684025	450	WTG09 - 2.3
WTG09	581523	4684190	446	WTG08 - 2.3
WTG10	581581	4684364	440	WTG11 - 2.3
WTG11	581637	4684535	427	WTG10 - 2.3
WTG12	581697	4684714	422	WTG11 - 2.5
WTG13	581761	4684911	414	WTG14 - 2.1
WTG14	581809	4685068	411	WTG13 - 2.1
WTG15	581651	4683099	450	WTG16 - 2.5
WTG16	581714	4683278	450	WTG17 - 2.5
WTG17	581810	4683441	442	WTG18 - 2.2
WTG18	581881	4683595	441	WTG17 - 2.2
WTG19	581874	4683789	441	WTG18 - 2.5
WTG20	582042	4683893	440	WTG19 - 2.6
WTG21	582142	4684094	427	WTG22 - 2.6
WTG22	582233	4684272	416	WTG21 - 2.6
WTG23	582388	4684400	409	WTG24 - 2.4
WTG24	582544	4684493	402	WTG25 - 2.3
WTG25	582694	4684581	396	WTG24 - 2.3
WTG26	582855	4684702	389	WTG25 - 2.6

Tabla 4-4 Coordenadas reales del WTG del parque eólico.

La siguiente tabla muestra las coordenadas de los aerogeneradores propuestas por Barlovento para el parque eólico repotenciado.

WTG	X m)	Y m)	Altitud m)	6 WTG WTG más cercano Distancia en diámetros de rotor N163
RAP001	581364	4682777	450	RAP002 - 2.9
RAP002	581375	4683245	450	RAP001 - 2.9
RAP003	581806	4683437	442	RAP002 - 2.9
RAP004	582063	4683927	440	RAP003 - 3.4
RAP005	581667	4684360	432	RAP004 - 3.6
RAP006	581883	4685081	405	RAP005 - 4.6

Tabla 4-5 Parque eólico repotenciado. Coordenadas WTG.

La siguiente figura muestra las coordenadas de los aerogeneradores actuales y de los aerogeneradores repotenciados propuestos por barlovento.

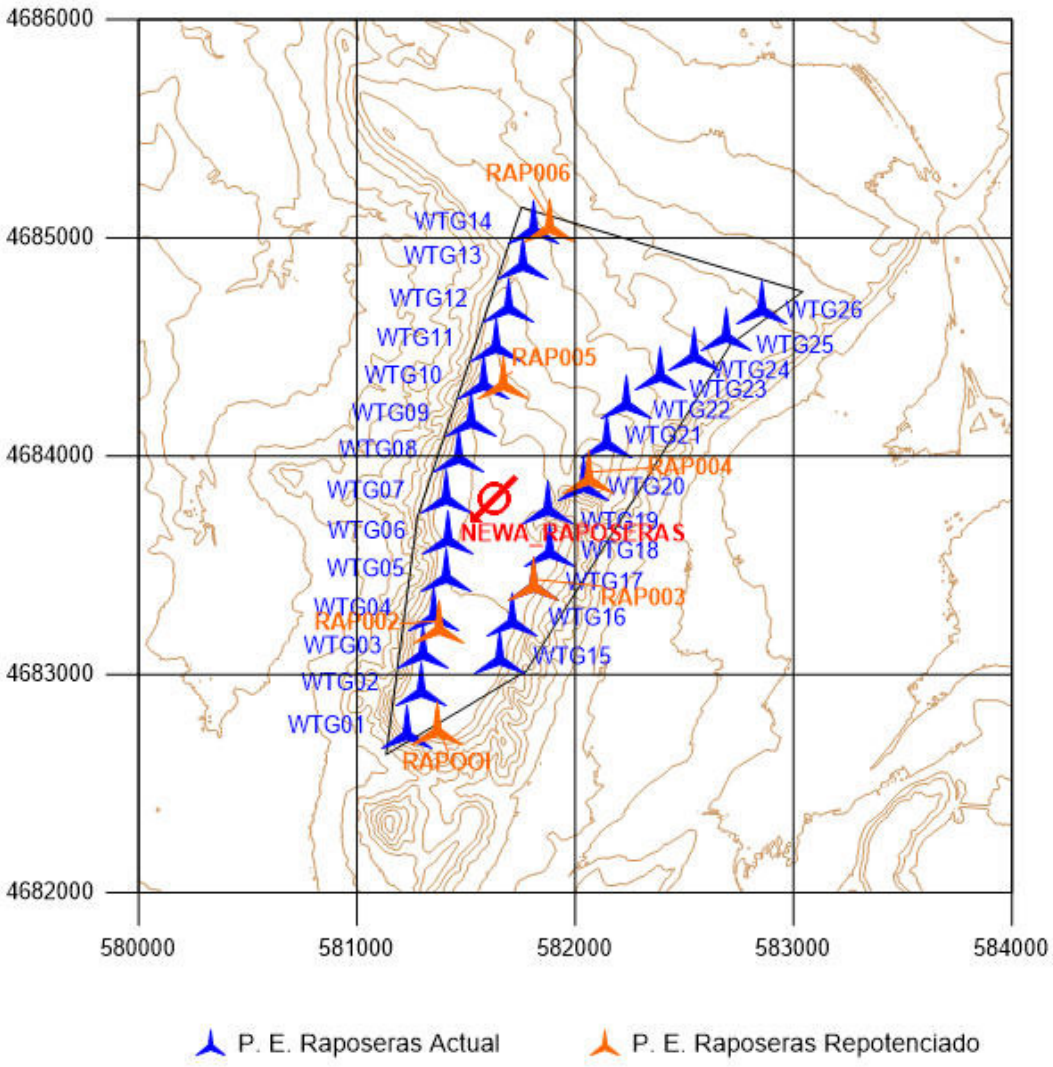


Figura 4-1 Configuración del parque eólico.

4.2 Metodología

La metodología utilizada para la evaluación del recurso eólico en la zona se basa en la simulación del campo eólico mediante un modelo meteorológico. Las herramientas elegidas para la modelización son una serie Virtual NEWA obtenida próxima al parque eólico y WAsP.

NEWA, a través de su producto Serie Virtual, proporciona información meteorológica de un punto elegido a varias alturas sobre el nivel del suelo. Los datos de la serie virtual en un emplazamiento se extrapolarán al resto de la zona mediante la modelización a microescala WAsP.

La producción del parque eólico real y la producción del parque eólico repotenciado se han modelizado mediante WAsP. No se dispone de mediciones de viento in situ para la evaluación, por lo que se han utilizado datos de reanálisis en relación con la producción real del parque eólico. Por último, los resultados se basan en la posición virtual de NEWA y en las series temporales de NEWA, ya que reproducen mejor el rendimiento del parque eólico repotenciado.

4.2.1 Serie Virtual NEWA

El objetivo del proyecto New European Wind Atlas (NEWA) consiste en crear un atlas eólico probabilístico en Europa. El proyecto proporciona un conjunto unificado de datos de alta resolución y disponible sobre recursos eólicos y parámetros de emplazamiento en Europa. Las estadísticas eólicas cubren Europa y 100 km mar adentro, además del Mar Báltico y el Mar del Norte, con una cuadrícula horizontal de 50 metros a 3 alturas relevantes. El nuevo atlas del viento proporciona información sobre las condiciones de idoneidad de los emplazamientos (intensidad de las turbulencias, cizalladura del viento, velocidad extrema del viento), variabilidad del viento y predictibilidad de la energía eólica desde el día anterior hasta escalas temporales decenales. El conjunto de datos se basa en 30 años (1989-2018) de simulaciones a mesoescala con el modelo Weather, Research and Forecasting (WRF) a una resolución de 3 km x 3 km x 30 min que se reducen con un modelo linealizado a microescala utilizando un enfoque estadístico de reducción de escala hasta la malla final de 50 m.

La posición de la serie virtual NEWA ha sido definida por Barlovento con el objetivo de ser utilizada como representativa de las posiciones de los aerogeneradores, con una mejor exposición al flujo libre del viento en la zona, considerando las rosas de viento esperadas, así como las características orográficas y pendientes de la zona. Se ha obtenido una estimación de la velocidad y dirección del viento a partir de la serie virtual NEWA.

4.2.2 Modelo a microescala, WAsP

En esta fase, la evaluación del recurso del emplazamiento se calcula a partir de los datos proporcionados por los datos de reanálisis. La resolución se aumenta hasta un valor suficiente para la evaluación del recurso del parque eólico. Dicha resolución está limitada por la resolución de los datos de entrada de la orografía, en este caso, 5 m. El modelo a microescala adapta la variación del flujo del viento a los efectos topográficos locales y de rugosidad del terreno.

En este proceso, se han utilizado los datos de la serie virtual NEWA. Para obtener un campo de viento detallado del emplazamiento, se ha utilizado el modelo WAsP, utilizando como datos de entrada los proporcionados por las series virtuales NEWA. Este modelo ha sido elaborado por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) con el que se han elaborado el Atlas Eólico Europeo, varios Atlas Eólicos nacionales y regionales, así como numerosas evaluaciones de parques eólicos.

Como resultado de la simulación, se han obtenido los siguientes valores:

- Velocidad a la altura del buje de los aerogeneradores.
- Frecuencia y rosas de energía.

- Distribución de velocidades.
- Perfil vertical del viento.

Asimismo, a partir de la curva de potencia de los aerogeneradores, el modelo calcula la producción bruta y neta una vez deducidas las pérdidas por estelas.

Las pérdidas por estelas se han calculado utilizando el modelo PARK2, también desarrollado por DTU, es un modelo para calcular las pérdidas de producción debidas a las sombras entre aerogeneradores. El modelo PARK2 está integrado en la versión 12.10 de WAsP.

Como los datos de entrada en la primera fase son estadísticas a largo plazo, los resultados de producción también tendrán un estado a largo plazo.

4.2.3 Datos geofísicos

Deben introducirse los datos de orografía y rugosidad requeridos por los modelos de mesoescala y microescala. El modelo de elevación MDT05 del CNIG (Centro Nacional de Información Geográfica) se utiliza como entrada de datos topográficos para este estudio de mesoescala. Los valores de rugosidad superficial se han asignado a partir de la vegetación existente en la zona de estudio.

4.3 Estadísticas de viento

En esta sección, se muestran las principales estadísticas para el régimen de vientos estimado. Estos se han derivado a través del proceso descrito anteriormente, a partir de la serie de datos NEWA en una posición representativa.

Las siguientes tablas y figuras muestran un resumen estadístico de los principales parámetros del viento.

Velocidad media del viento (m/s)	6.80
Weibull A (m/s)	7.7
Weibull k	1.82
Potencia eólica media (W/m2)	383
Cizalladura media del viento	0.13

Tabla 4-6 Condiciones de viento del sitio (posición del mástil NEWA_RAPOSERAS).

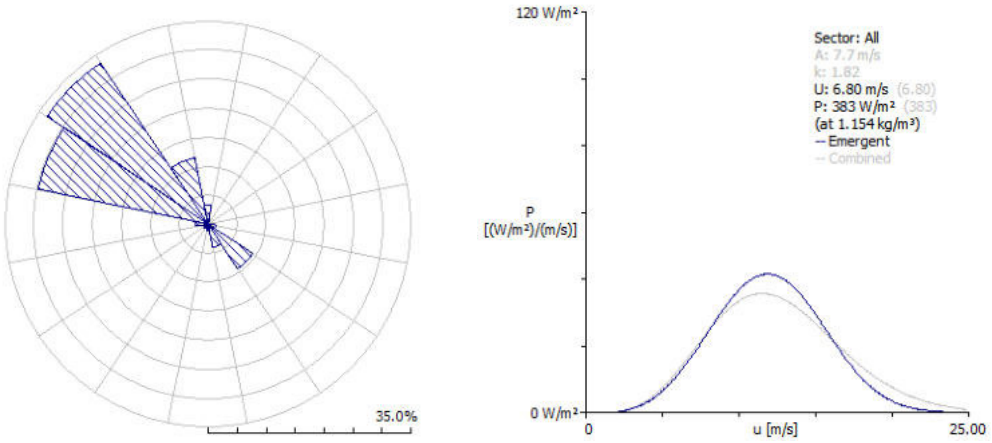


Figura 4-2 Condiciones de viento del sitio (posición del mástil NEWA_RAPOSERAS).

Sector	Frecuencia [%]	Velocidad del viento [m/s]	Potencia [W/m2]
0	8.4	4.86	150
22.5	4.1	3.59	83
45	2.4	2.16	40
67.5	1.9	1.65	14
90	2.4	1.83	14
112.5	5.2	3.86	93
135	10.1	7.17	349
157.5	4.7	6.95	334
180	2.2	5.64	207
202.5	1.6	5.84	223
225	1.4	5.95	253
247.5	1.1	5.01	203
270	1.9	6.95	465
292.5	13.1	10.4	874
315	24.3	8.38	528
337.5	15.3	6.46	294
TOTAL	**100**	**6.8**	**383**

Tabla 4-7 Distribución sectorial de la dirección y velocidad del viento en el mástil NEWA_RAPOSERAS.

4.4 Evaluación del perfil del viento

El perfil vertical del viento se ha calculado asumiendo que la velocidad del viento cambia de altura siguiendo una ley de potencia. La ecuación utilizada se muestra a continuación:

$$V2/V1 = (h2/h1)^{Un}$$

Donde:

- V2 = Velocidad del viento en el nivel 2
- V1 = Velocidad del viento en el nivel 1
- h2 = Altura del nivel 2
- h1 = Altura del nivel 1
- α = exponente de la ley de potencia

En la tabla siguiente se muestra el valor aceptado del perfil vertical:

Mástil meteorológico	Perfil promedio aceptado (α)
NEWA_RAPOSERAS	0.13

Tabla 4-8 Perfil vertical aceptado en el sitio.

Barlovento recomienda confirmar el perfil vertical con mediciones de un LIDAR instalado en el sitio.

4.5 Evaluación de la densidad del aire

La densidad media del aire en el emplazamiento, de 450-388 m sobre el nivel del mar (altitud media del parque eólico repotenciado) se ha estimado a partir de WAsP.

El modelo WAsP incluye la estimación de la densidad del aire para el sitio estudiado. El propio modelo de campo de viento realiza un ajuste de la curva de potencia en cada ubicación de WTG de acuerdo con IEC-61400-12-1 (Ref. 3).

La densidad media del aire en el emplazamiento se ha considerado de 1.16 kg/m^3 en el parque eólico.

4.6 Aerogenerador

En la siguiente tabla se muestran las principales características del modelo de aerogenerador considerado para la repotenciación.

Fabricante / Modelo	N163-7.0 MW
Vin-Vout (m/s)	3-26
Potencia nominal (MW)	7.0
Altura del buje (m)	98
Diámetro del rotor (m)	163
Clase IEC	S
Origen de la curva de potencia y Ct	Base de datos de Barlovento

* Estas curvas de potencia se han utilizado para ajustar el modelado del campo de viento

Tabla 4-9 Aerogenerador considerado.

N163-7.0 MW		
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Ct
3.0	39.7	0.892
3.5	139.7	0.866
4.0	272.8	0.845
4.5	438.1	0.830
5.0	635.7	0.820
5.5	869.8	0.814
6.0	1148.2	0.809
6.5	1474.2	0.806
7.0	1854.5	0.806
7.5	2291.3	0.802
8.0	2787.2	0.787
8.5	3335.9	0.762
9.0	3905.3	0.730
9.5	4469.8	0.694
10.0	5012.8	0.655
10.5	5525.6	0.611
11.0	5974.6	0.565
11.5	6324.6	0.518
12.0	6585.2	0.472
12.5	6772.3	0.427
13.0	6897.6	0.386
13.5	6969.3	0.349
14.0	6996.3	0.316
14.5	7000.0	0.286
15.0	7000.0	0.259
15.5	7000.0	0.235
16.0	7000.0	0.213
16.5	7000.0	0.194
17.0	7000.0	0.177
17.5	7000.0	0.163
18.0	7000.0	0.151
18.5	7000.0	0.141
19.0	7000.0	0.133
19.5	7000.0	0.126
20.0	6882.0	0.119
20.5	6603.0	0.108
21	6331.0	0.097
21.5	6059.0	0.087
22	5794.0	0.078
22.5	5528.0	0.07
23	5270.0	0.063
23.5	5012.0	0.056
24	4760.0	0.051
24.5	4508.0	0.045
25	4264.0	0.041

Tabla 4-10 Curva de potencia y de Ct usada para el proyecto, N163-7.0 MW.

4.7 Modelización del campo de viento

Se han usado técnicas de modelización para extrapolar las características del viento a los emplazamientos de los aerogeneradores:

- Introducción de los datos NEWA en el modelo WA^{S}P. Los resultados de velocidad del viento y producción de energía para el parque eólico se han obtenido mediante el modelo WA^{S}P.
- El modelo de viento creado se ha comparado y ajustado con los datos reales de producción vendida del parque eólico actual (producción largo plazo estimada en la sección 3). Mediante la aplicación de un factor del 6.8 % a la distribución del viento que se introduce a WA^{S}P se reproduce la producción real del parque eólico. Esta comparativa y ajuste se ha utilizado para desarrollar un modelo de parque eólico repotenciado coherente.

En el presente estudio se han utilizado los siguientes modelos: WA^{S}P 12.10.

- **NEWA** es un modelo de campo eólico desarrollado a partir de diferentes programas de financiación nacionales de los países socios y fondos de la UE.
- **WAsP** es un modelo de evaluación del campo de vientos elaborado por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU), con el que se han elaborado el Atlas Eólico Europeo, varios Atlas Eólicos nacionales y regionales, y se han evaluado numerosos parques eólicos.
- **PARK2,** elaborado asimismo por DTU, es un modelo de cálculo de pérdidas de producción debidas a sombras entre aerogeneradores. El modelo PARK2 está integrado en la versión 12.10 de WAsP. Esta versión del programa PARK2 permite calcular las pérdidas de producción entre aerogeneradores de distinto modelo**.**

Los datos de entrada utilizados se describen en esta sección.

4.7.1 Orografía

En los cálculos finales se ha utilizado la topografía obtenida a partir del modelo digital del CNIG[2] con una resolución de 5 m.

4.7.2 Datos de viento

Para la evaluación energética del proyecto se han utilizado los datos de viento de la serie virtual NEWA (resolución de serie 3 km), que sirven de entrada al modelo WAsP (ver apartado 4.3).

4.7.3 Densidad de aire, potencia y curva Ct

La densidad atmosférica media estimada del emplazamiento es de 1,16 kg/m^3. Las curvas de potencia de los aerogeneradores se han ajustado a la densidad del aire del emplazamiento mediante el propio modelo del campo eólico (ver apartado 4.6).

[2] http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/index.jsp

4.8 Evaluación de la zona

Mediante el proceso descrito en apartados anteriores se obtienen los resultados de velocidad en los diferentes puntos del emplazamiento.

En la siguiente figura se muestra el mapa de isoventas del emplazamiento a 98 m de altura de buje:

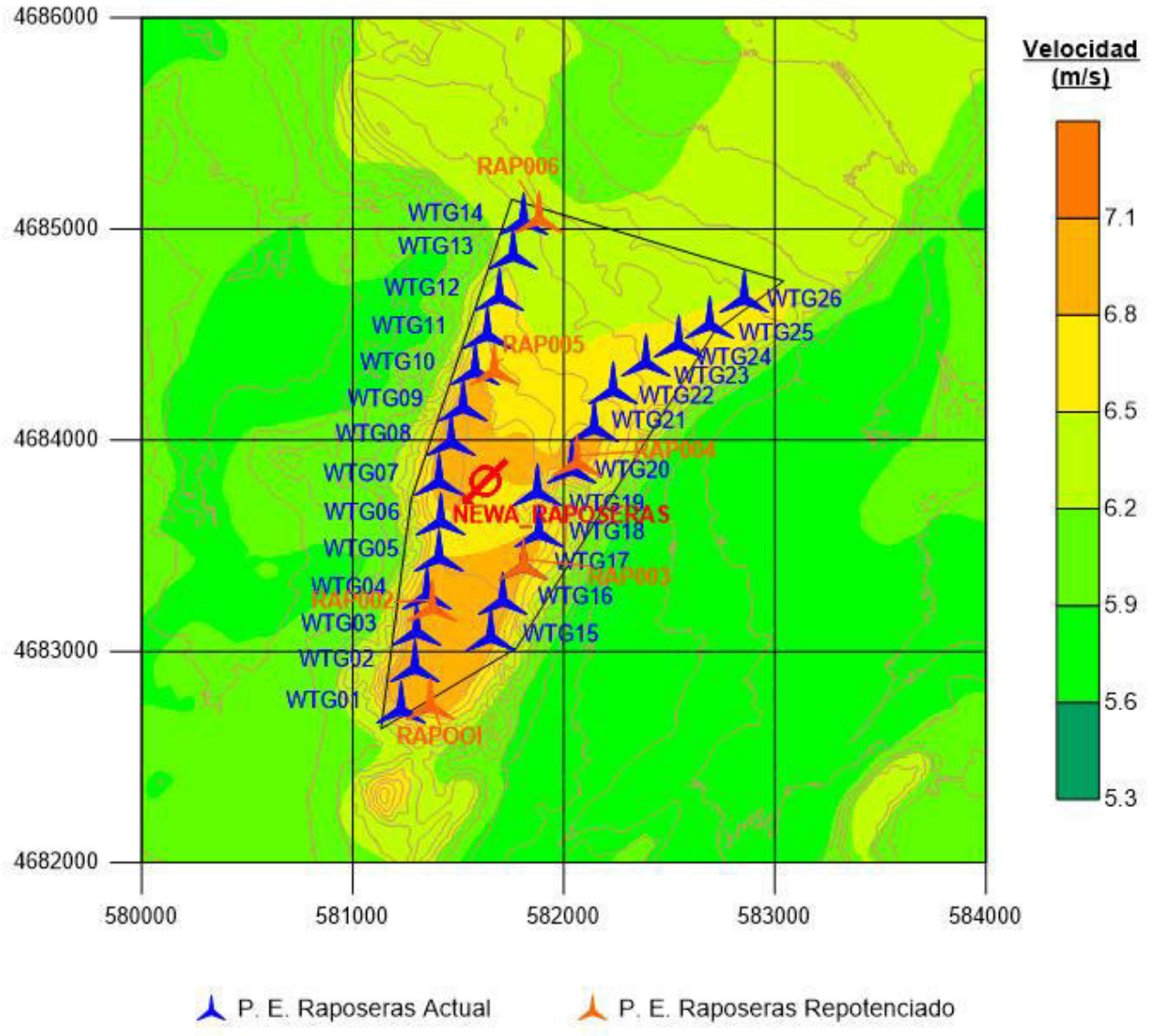


Figura 4-3 Velocidad esperada del viento a 98 m en la zona.

4.9 Evaluación de la producción energética

Con el fin de estimar la producción de energía del parque eólico repotenciado, para cada aerogenerador, la producción bruta ha sido obtenida utilizando el modelo de campo de viento (ver sección 4.7 para más detalles).

Las siguientes tablas muestran los resultados del modelo de campo eólico para el proyecto.

WTG	Elevación (m)	Altura del buje m)	Velocidad del viento (m/s)	Producción bruta (MWh/año)	Pérdidas de estela (%)	Producción bruta, incluidas las estelas (MWh/año)
RAP001	450	98	7.07	22 503	3.1	21 801
RAP002	450	98	7.03	22 258	1.5	21 933
RAP003	442	98	6.62	20 180	3.1	19 552
RAP004	440	98	6.59	20 052	11.8	17 688
RAP005	432	98	6.73	20 753	4.7	19 773
RAP006	405	98	6.42	19 040	1.2	18 815
TOTAL	**436**	**98**	**6.74**	**124 786**	**4.2**	**119 563**

Tabla 4-11 Resultados de la producción energética de los aerogeneradores del P.E. Raposeras – N163-7.0 MW.

4.9.1 Pérdidas técnicas y operacionales

Las pérdidas técnicas y operacionales se aplican para ajustar la producción bruta a la producción neta de un parque eólico operativo conectado a la red eléctrica. En la siguiente tabla se muestran las pérdidas técnicas y operacionales consideradas. Barlovento ha asumido pérdidas típicas, además, el cliente ha proporcionado pérdidas específicas (Ref. 4) para el parque objeto del estudio, de esta forma se ajusta la producción bruta del modelo de campo eólico a la producción neta de un parque eólico operativo conectado a la red eléctrica.

Concepto	Factor	Comentario
Disponibilidad de aerogenerador	0.970	Valor proporcionado por el cliente
Disponibilidad de parque	0.990	Objetivo a conseguir.
Incumplimiento de la curva de potencia	0.970	Valor típico.
Curva de Potencia Site Specific	-	No evaluado.
Suciedad y degradación de las palas	0.995	Estimación Barlovento.
Temperaturas altas	0.998	Valor proporcionado por el cliente
Temperaturas bajas y heladas	-	No evaluado.
Histéresis por vientos altos	-	No evaluado.
Bloqueo + Parque Grande	0.975	Estimación de Barlovento.
Estrategia de paradas por ruido	-	No evaluado.
Pérdidas eléctricas	0.970	Objetivo a conseguir.
Regulación del sistema eléctrico	-	No evaluado.
Otras limitaciones de producción	0.979	Bat curtailment (estimación cliente)
TOTAL	**0.856**	**Obtenido multiplicando los factores anteriores.**

Tabla 4-12 Pérdidas técnicas y operacionales.

4.9.2 Resultados energéticos del parque eólico

En la siguiente tabla se muestran las características del parque eólico y los resultados energéticos del parque eólico repotenciado.

P.E. Raposeras	
Modelo de aerogenerador	N163-7.0 MW
Número de aerogeneradores	6
Altura de buje (m)	98
Diámetro del rotor (m)	163
Potencia total instalada (MW)	42
Área Barrida del parque (m2)	125 203
Producción bruta (MWh/año)	124 786
Pérdida por estelas (%)	4.2
Producción bruta después de estelas (MWh/año)	119 563
Pérdidas técnicas y operacionales (%)	14.4
Producción neta (MWh/año)	102 397
Densidad de producción neta (kWh/(m2·año))	818
Horas equivalentes	2 438

** Teniendo en cuenta la capacidad instalada.*

Tabla 4-13 Resultados de producción del parque eólico Raposeras.

5 REFERENCIAS

En la siguiente tabla se muestran las fuentes de datos disponibles y las referencias utilizadas.

No.	Nombre / Descripción	Origen / Autor	Archivos / Hardware	Fecha
Ref. 1	Histórico de producción y disponibilidad.	Cliente	Metered productions.xlsx	Marzo-2025
Ref. 2	Coordenadas de los aerogeneradores (WWFF real)	Cliente	Raposeras.kmz	Marzo-2025
Ref. 3	IEC 61400-12-1, Ed.3 2022	Barlovento	IEC 61400-12-1. Sistemas de generación de energía eólica – Parte 12-1: Mediciones del rendimiento energético del viento productor de electricidad. Turbinas. Edición 3.0; 2022-09.	Septiembre-2022
Ref. 4	Pérdidas técnicas y operacionales	Cliente	RE Entrega informe de recurso y estimación de producción para la repotenciación del PE Raposeras.msg	Abril-2025

Tabla 5-1 Referencias y fuentes de datos.



www.barloventoapplus.com

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº2-ESTUDIO DE RECURSO SOLAR Y PRODUCCIONES

PSFV RAPOSERAS

LA RIOJA



Barlovento

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: K25-05_Raposeras

Variant: rev04

Tracking system with backtracking

System power: 20.06 MWp

K25-05_Raposeras - Spain

Author

Barlovento Recursos Naturales S.L. (Spain)

Project summary

Geographical Site
K25-05_Raposeras
Spain

Situation

Latitude	42.30 °(N)
Longitude	-2.02 °(W)
Altitude	371 m
Time zone	UTC+1

Weather data
K25-05_Raposeras
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.17	0.17	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.18	0.17	0.17

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Tracking system with backtracking

Orientation #1
Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt	-0.2 °
Avg axis azim.	0 °
Phi min / max.	-/+ 55 °
Diffuse shading	all trackers

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings
According to strings : Slow (simul.)
Electrical effect 100 %

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules	30394 units
Pnom total	20.06 MWp

Inverters

Nb. of units	52 units
Total power	18304 kWac
Pnom ratio	1.10

Results summary

Produced Energy	35058 MWh/year	Specific production	1748 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.07 %
				Bifacial perf. ratio	83.16 %

Table of contents

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

General parameters

Grid-Connected System

Tracking system with backtracking

Orientation #1

Tracking plane, tilted axis	
Avg axis tilt	*-0.2 °*
Avg axis azim.	*0 °*
Phi min / max.	*-/+ 55 °*
Diffuse shading	*all trackers*
Tracking algorithm	
Astronomic calculation	
Backtracking activated	

Field properties	
Nb. of trackers	*621 units*
Tracking plane, tilted axis	
Sizes	
Tracker Spacing	*11.0 m*
Sensitive width	*4.78 m*
GCR Shading	*43.5 %*
Backtracking limit angle	
Phi limits	*+/- 64.2 °*
Backtracking parameters	
Backtracking pitch	*11.0 m*
Backtracking width	*4.78 m*
Left inactive band	*0.00 m*
Right inactive band	*0.00 m*
GCR Backtracking	*43.5 %*
Parameters choice	*Automatic*

Models used

Transposition	*Perez*
Diffuse	*Perez, Meteonorm*
Circumsolar	*separate*

Horizon

Average Height *3.8 °*

Near Shadings

According to strings : Slow (simul.)

Electrical effect *100 %*

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model *Unlimited Trackers 2D model*

Bifacial model geometry	
Tracker Spacing	*11.00 m*
Tracker width	*4.78 m*
Axis height above ground	*2.50 m*
Nb. of sheds	*102 units*
Bifacial model definitions	
Ground albedo average	*0.19*
Bifaciality factor	*75 %*
Rear shading factor	*5.0 %*
Rear mismatch loss	*10.0 %*
Shed transparent fraction	*0.0 %*

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.17	0.17	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.18	0.17	0.17	0.19

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Longi Solar
Model	LR7-72HYD-660M
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	660 Wp
Number of PV modules	30394 units
Nominal (STC)	20.06 MWp
Modules	1169 string x 26 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	18.77 MWp
U mpp	1096 V
I mpp	17127 A

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	352 kWac
Number of inverters	52 units
Total power	18304 kWac
Operating voltage	500-1500 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	20060 kWp
Total	30394 modules
Module area	82028 m²
Cell area	72488 m²

Total inverter power

Total power	18304 kWac
Number of inverters	52 units
Pnom ratio	1.10

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.62 mΩ
Loss Fraction	0.90 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.80 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.40 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.50 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Module average degradation

Year no	1
Loss factor	0.35 %/year
Imp / Vmp contributions	80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion	0 %/year
Vmp RMS dispersion	0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction	1.0 %
	3.7 days,
	3 periods

Auxiliary losses

Proportional to Power	3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	0.65 % at STC

Inverter: SG350HX-20A-Preliminary

Wire section (52 Inv.)	Copper 52 x 3 x 150 mm²
Average wires length	87 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage	20 kV
Wires	Alu 3 x 2000 mm²
Length	6190 m
Loss Fraction	0.48 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage	66 kV
Wires	Alu 3 x 240 mm²
Length	5627 m
Loss Fraction	0.34 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	20 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC	19.76 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	10.62 kVA
Iron loss fraction	0.05 % at STC
Copper loss	204.44 kVA
Copper loss fraction	1.03 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.33 mΩ

HV transfo

Grid voltage	66 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power	24000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	8.00 kVA
Iron loss fraction	0.03 % of PNom
Copper loss	220.00 kVA
Copper loss fraction	0.92 % at PNom
Coils equivalent resistance	3 x 152.78 mΩ

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=42°17'58", Long=-2°1'8", Alt=371m

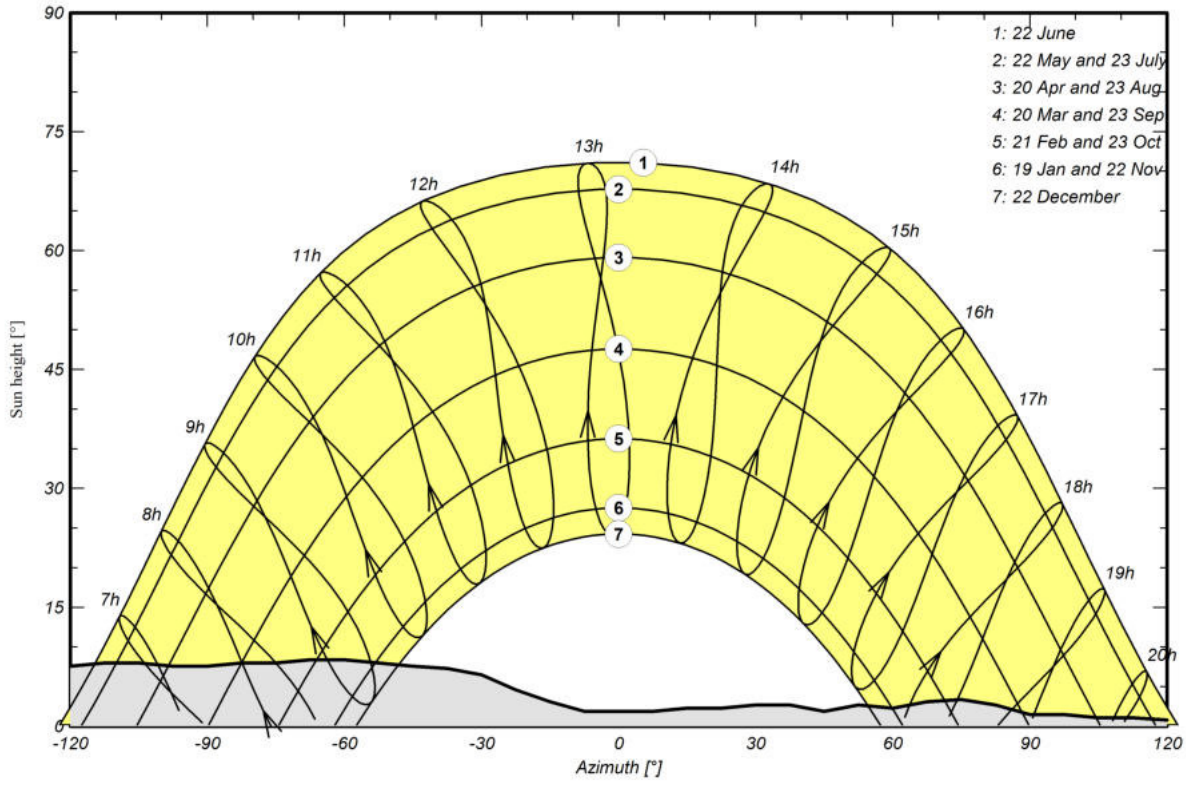
Average Height	*3.8 °*	*Albedo Factor*	*0.00*
Diffuse Factor	*0.99*	*Albedo Fraction*	*100 %*

Horizon profile

Azimuth [°]	*-180*	*-173*	*-158*	*-150*	*-143*	*-135*	*-128*	*-120*	*-113*	*-105*	*-98*	*-90*
Height [°]	*2.3*	*2.7*	*2.7*	*3.1*	*3.4*	*5.0*	*6.9*	*7.6*	*8.0*	*8.0*	*7.6*	*7.6*
Azimuth [°]	*-83*	*-75*	*-68*	*-60*	*-53*	*-45*	*-38*	*-30*	*-23*	*-15*	*-8*	*8*
Height [°]	*8.0*	*8.0*	*8.4*	*8.4*	*8.0*	*7.6*	*7.3*	*6.5*	*4.6*	*3.1*	*1.9*	*1.9*
Azimuth [°]	*15*	*23*	*30*	*38*	*45*	*53*	*60*	*68*	*75*	*83*	*90*	*98*
Height [°]	*2.3*	*2.3*	*2.7*	*2.7*	*1.9*	*2.7*	*2.3*	*3.1*	*3.4*	*2.7*	*1.5*	*1.5*
Azimuth [°]	*105*	*113*	*120*	*128*	*135*	*143*	*158*	*165*	*173*	*180*		
Height [°]	*1.1*	*1.1*	*0.8*	*0.8*	*0.4*	*0.8*	*1.5*	*1.9*	*2.3*	*2.3*		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

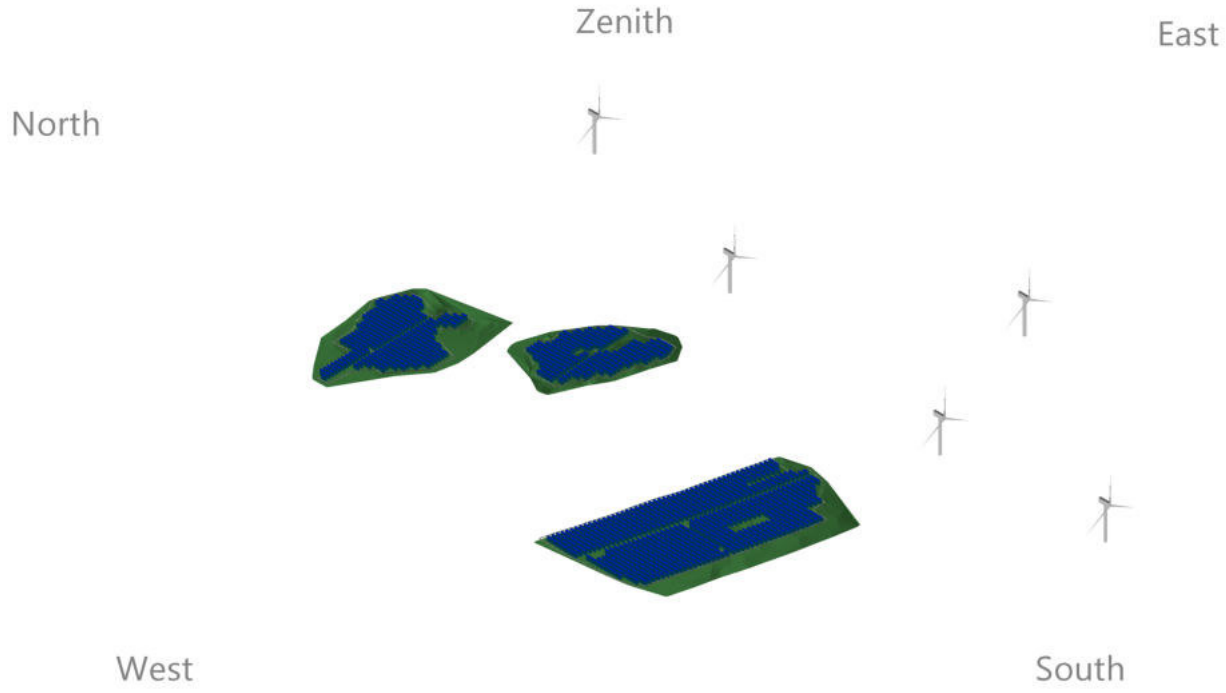
Orientation #1



PVsyst V8.0.21
VC5, Simulation date:
30/03/26 09:58
with V8.0.21

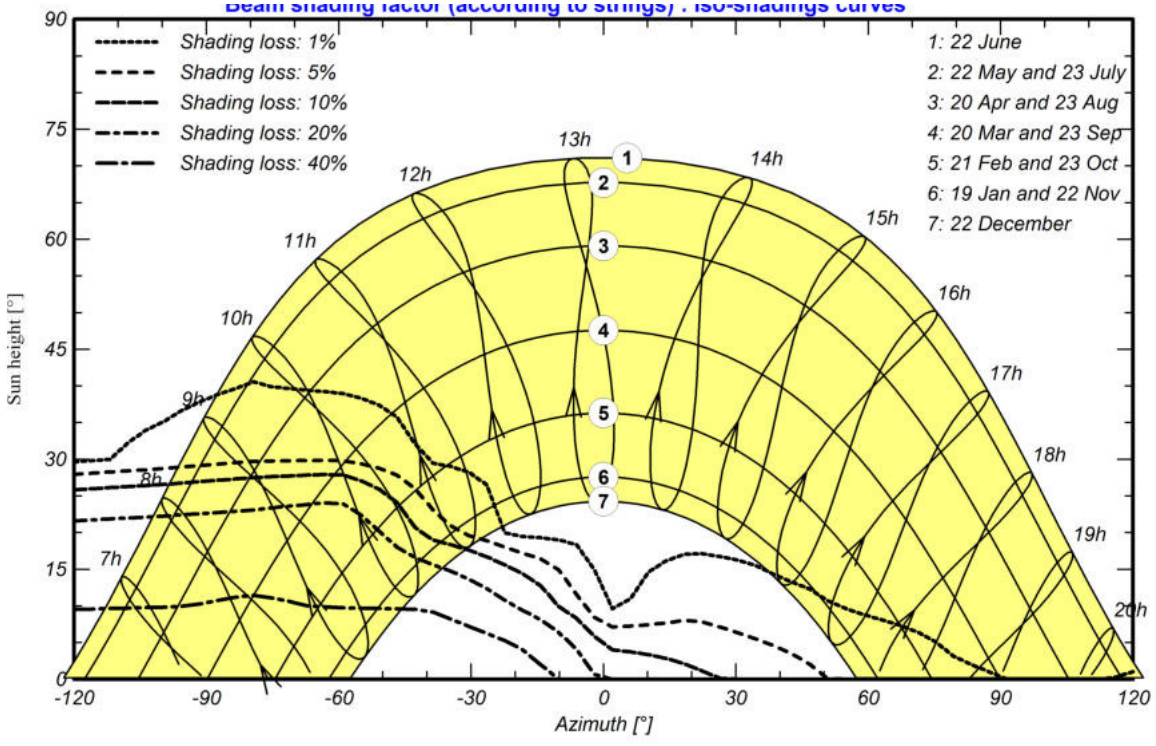
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 -

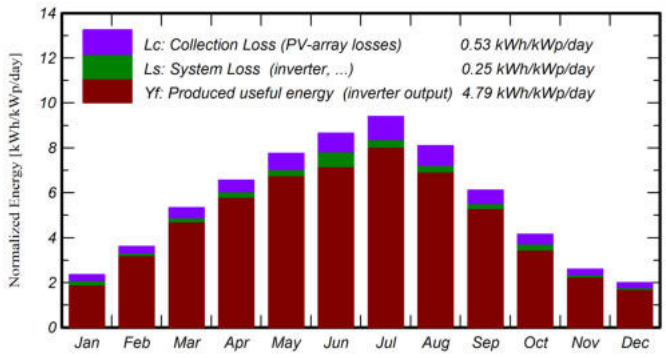


Main results

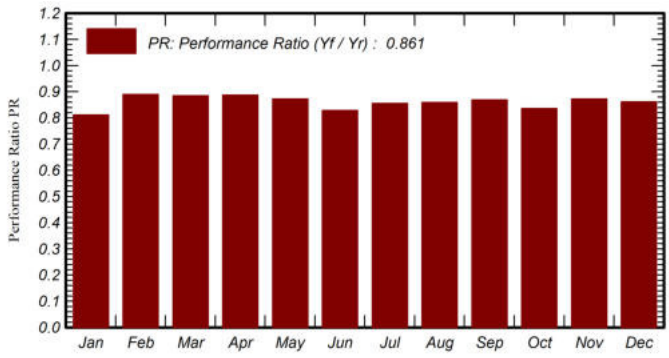
System Production

Produced Energy	*35058 MWh/year*	*Specific production*	*1748 kWh/kWp/year*
		Perf. Ratio PR	*86.07 %*
		Bifacial perf. ratio	*83.16 %*

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



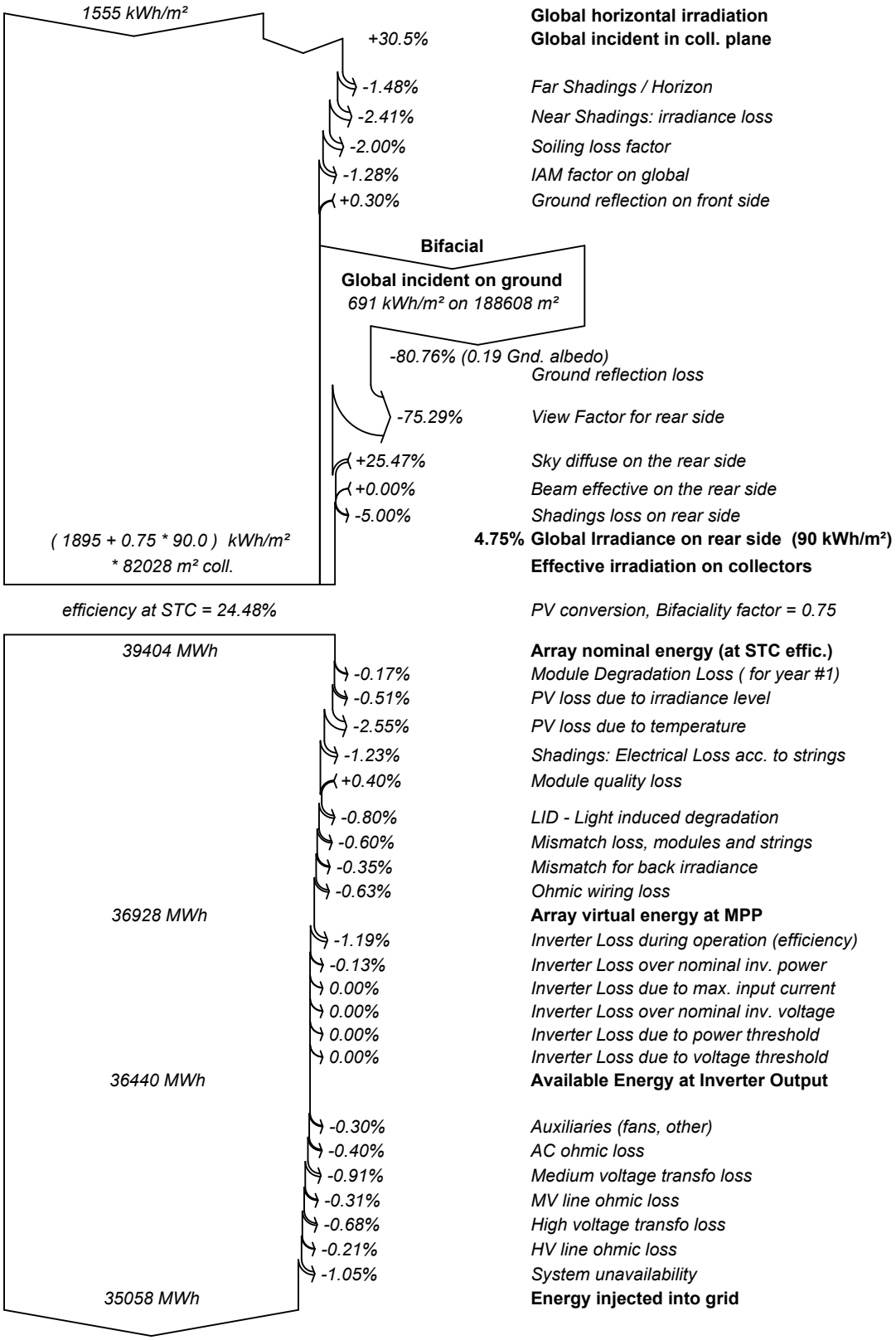
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PRBifi	PR
	kWh/m²	*kWh/m²*	*°C*	*kWh/m²*	*kWh/m²*	*MWh*	*MWh*	*ratio*	*ratio*
January	*56.0*	*25.10*	*5.70*	*73.1*	*65.2*	*1311*	*1189*	*0.785*	*0.811*
February	*77.3*	*31.90*	*6.60*	*101.1*	*93.1*	*1873*	*1805*	*0.861*	*0.890*
March	*126.4*	*49.60*	*9.40*	*165.2*	*153.9*	*3048*	*2931*	*0.855*	*0.885*
April	*153.0*	*62.00*	*11.80*	*196.6*	*184.6*	*3644*	*3499*	*0.857*	*0.888*
May	*184.8*	*75.40*	*15.60*	*240.6*	*226.1*	*4386*	*4211*	*0.842*	*0.872*
June	*202.1*	*75.60*	*19.70*	*259.6*	*244.9*	*4723*	*4315*	*0.800*	*0.829*
July	*220.5*	*70.10*	*22.00*	*291.2*	*274.9*	*5215*	*4998*	*0.828*	*0.856*
August	*191.0*	*65.60*	*22.10*	*250.8*	*236.2*	*4502*	*4319*	*0.829*	*0.858*
September	*139.8*	*53.70*	*18.60*	*183.6*	*171.4*	*3327*	*3198*	*0.838*	*0.868*
October	*97.7*	*40.60*	*14.90*	*128.7*	*118.3*	*2319*	*2157*	*0.808*	*0.836*
November	*59.9*	*27.30*	*9.30*	*78.1*	*70.8*	*1419*	*1367*	*0.843*	*0.872*
December	*47.0*	*22.50*	*6.29*	*61.8*	*55.2*	*1112*	*1069*	*0.832*	*0.862*
Year	*1555.5*	*599.40*	*13.54*	*2030.5*	*1894.6*	*36880*	*35058*	*0.832*	*0.861*

Legends

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

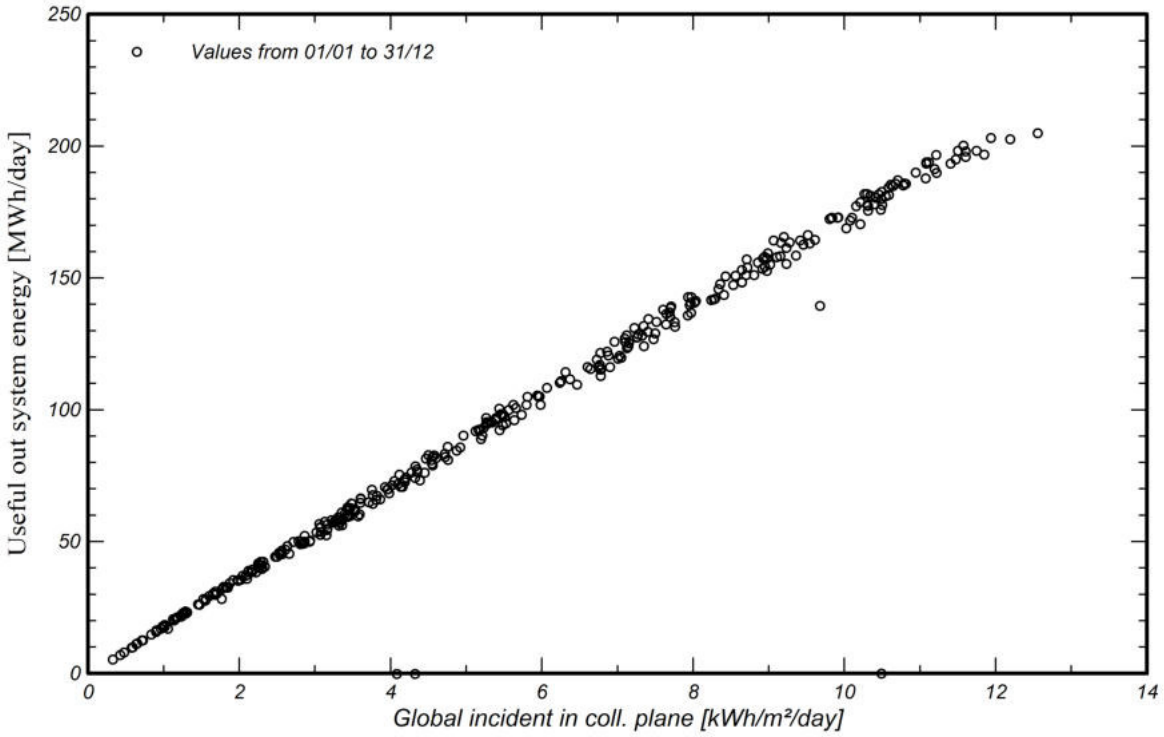
Loss diagram



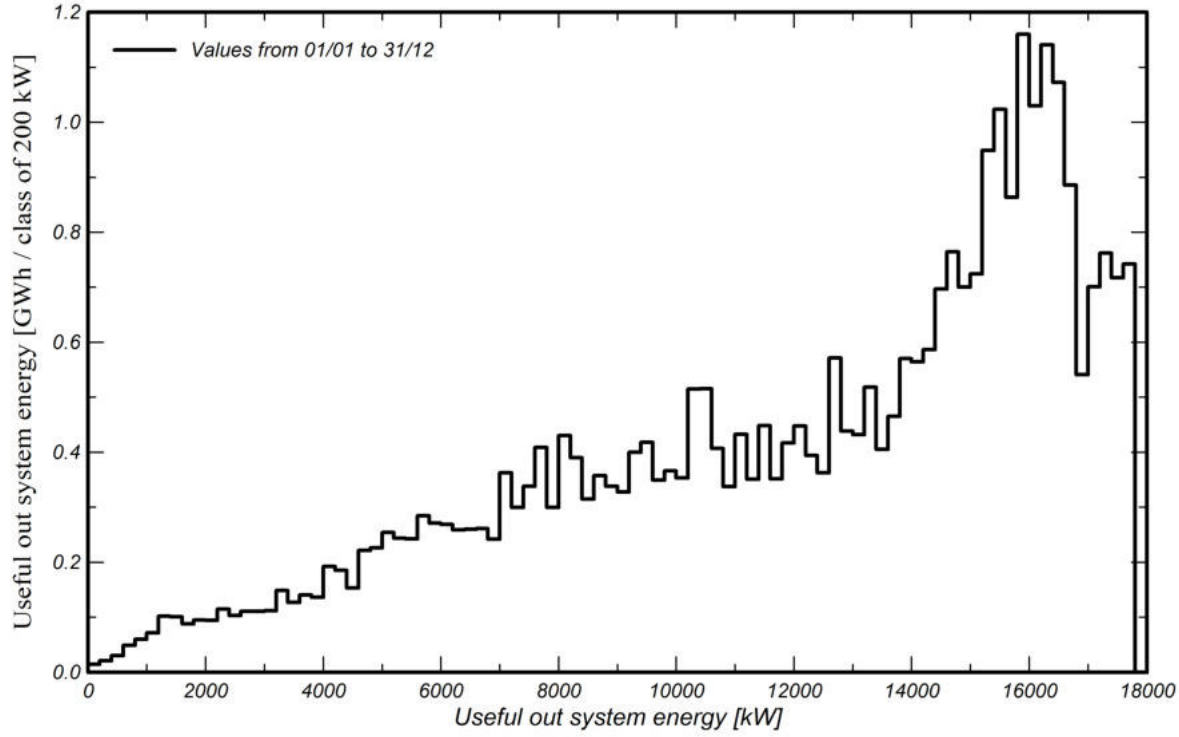
PVsyst V8.0.21
VC5, Simulation date:
30/03/26 09:58
with V8.0.21

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



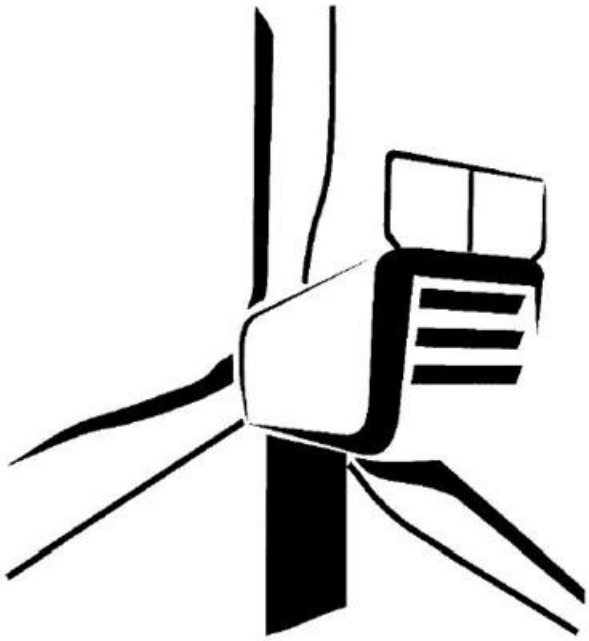
DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº3 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR

LA RIOJA



Barlovento



- Original document -

Language: EN - English

Department: Engineering/CPS

© 2024 NORDEX GROUP. All rights reserved.

This document, including any presentation of its contents in whole or in parts, is the intellectual property of Nordex Energy SE & Co. KG. The information contained in this document is intended exclusively for Nordex employees and employees of trusted partners and subcontractors of Nordex Energy SE & Co. KG., Nordex SE and their affiliated companies as defined in Section 15ff. of the German Stock Corporation Act (AktG) and must never (not even in extracts) be disclosed to third parties.

All rights reserved.

© 2024 Nordex Energy SE & Co. KG., Hamburg, Germany

This document contains information which property rights belong to the Nordex Group and cannot be copied, used, published or disclosed in any form to third parties without the prior written consent of authorized personnel within the Nordex Group. All information contained herein must be kept secret and be used just for the exclusive benefit of the Nordex Group.

Address of manufacturer as per Machinery Directive:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Germany

Phone: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

http://www.nordex-online.com

Validity

Turbine generation	Product series	Product
Delta	Delta4000	N163/6.X

1. Structure 5
1.1 Tower 5
1.2 Rotor 6
1.3 Nacelle 6
1.4 Auxiliary systems 7
1.4.1 Automatic lubrication system 7
1.4.2 Heaters 7
1.4.3 E-chain hoist and crossbeam 8
1.4.4 Cooling system 8
2. Control and electrical system 9
2.1 Safety systems 9
2.2 Lightning/surge protection, electromagnetic compatibility (EMC) 10
2.3 Medium-voltage system 10
2.4 Low-voltage grid types 11
2.5 Auxiliary power of the wind turbine 11
3. Options 12
4. Technical data 13
4.1 Technical design 13
4.2 Towers 14
4.3 Rotor and rotor blades 14
4.4 Nacelle 15
4.4.1 Rotor shaft 15
4.4.2 Brake and gearbox 15
4.4.3 E-chain hoist and crossbeam 16
4.5 Electrical system 16
4.5.1 Transformer 17
4.5.2 Medium-voltage switchgear 18
4.5.3 Generator 19
4.6 Cooling system 19
4.7 Pitch system 19
4.8 Yaw system 20
4.9 Corrosion protection 20
4.10 Automation systems 20

1. Structure

The Nordex N163/6.X wind turbine (WT) is a speed-variable wind turbine with a rotor diameter of 163 m and a rated power of 7000 kW, which can be adapted dependent on location. The wind turbine is designed for class S in accordance with IEC 61400-1 or wind zone S in accordance with DIBt 2012 and is available in 50 Hz and 60 Hz variants.

A Nordex N163/6.X wind turbine consists of the following main components:

- Rotor with rotor hub, three rotor blades and the pitch system
- Nacelle with rotor shaft and bearing, gearbox, generator, yaw system, medium voltage transformer and converter
- Tubular steel tower or hybrid tower with medium-voltage switchgear.

1.1 Tower

The wind turbine N163/6.X can be erected on a steel tower or on a hybrid tower. The tubular steel tower consists of several conical or cylindrical sections. This tower is bolted to the anchor cage embedded in the foundation. The bottom part of the hybrid tower consists of a concrete tower and the top part of a tubular steel tower with two sections.

A climbing assistance, e. g a service lift or a climb assist, the vertical ladder with fall protection system as well as resting and working platforms inside the tower allow for a weather-protected ascent to the nacelle.

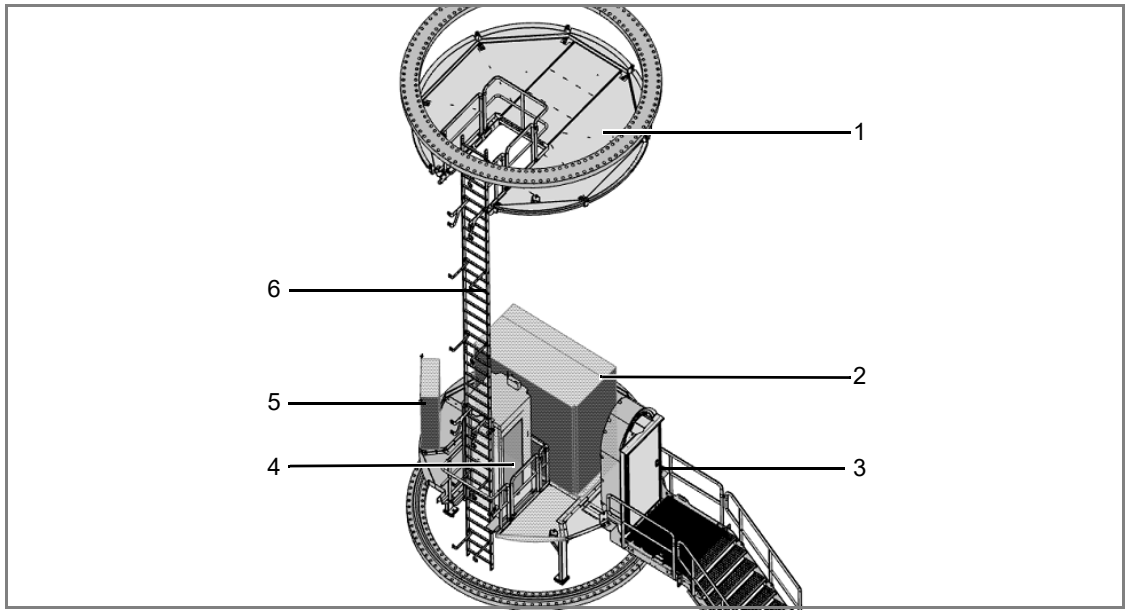


Fig. 1: Overview of installations in the bottom section of the steel tube tower with a service lift (in case of a climb assist different image)

1 Flange platform
2 MV switchgear
3 Tower access
4 Tower service lift
5 Control cabinet
6 Ladder path

The foundation structure of all towers depends on the soil conditions at the intended location.

1.2 Rotor

The rotor consists of the rotor hub with three slewing bearings, the pitch system for blade adjustment and three rotor blades.

The **rotor hub** consists of a base element with support system and spinner. The base element consists of a stiff cast structure, on which the pitch bearings and the rotor blades are assembled. The rotor hub is covered with the spinner which enables the direct access from the nacelle into the rotor hub.

The **rotor blades** are made from high quality fiber glass- and carbon-fiber reinforced plastic. The rotor blade is tested statically and dynamically in accordance with the guidelines IEC 61400-23 and DNVGL-ST-0376.

The **pitch system** serves to adjust the pitch angle of the rotor blades set by the control system. For each individual rotor blade the pitch system comprises an electromechanical drive with rotary current motor, planetary gear and drive pinion, as well as a control unit with frequency converter and emergency power supply. Power supply and signal transfer are realized through a slip ring in the nacelle.

1.3 Nacelle

The nacelle contains essential mechanical and electric components of the wind turbine.

The **rotor shaft** transmits the rotary motion of the rotor to the gearbox and is mounted in the **rotor bearing** in the nacelle. A rotor lock is integrated in the rotor bearing housing, with which the rotor can be reliably locked in place mechanically.

With the mechanical **rotor brake** the rotor is locked during maintenance work. For this, a sufficient oil pressure is generated by the hydraulic pump.

The **gearbox** increases the rotor speed until it reaches the speed required for the generator. The gearbox bearings and gearings are continuously lubricated with oil. A combination filter element with coarse, fine and ultrafine filter retains solid particles. The control system monitors the contamination of the filter element. The gear oil used for lubrication also cools the gearbox. The temperatures of the gearbox bearings and the oil are continuously monitored. If the optimum operating temperature is not yet reached, a thermal bypass directs the gear oil directly back to the gearbox. Only when the gear oil temperature reaches a predetermined value is the transmission oil cooled by an oil / water cooler, which is located directly on the gearbox. As a result, the gear oil temperature is kept in a narrow temperature range during operation.

The **coupling** acts as force-transmitting connection between the gearbox and the generator.

The **generator** is a 6-pole doubly-fed induction machine. The generator has a built-on air-water heat exchanger and is connected to the cooling circuit.

The **converter** connects the electrical grid to the generator which means the generator can be operated with variable rotational speeds.

The **transformer** converts the low voltage of the generator-converter system into medium voltage of the wind farm grid. The transformer is cooled by the connection to the cooling circuit.

In the **switch cabinet**, all electrical components required for the control and supply of the turbine are located.

The cooling water is re-cooled by a **passive cooler** on the nacelle roof.

The **yaw drives** optimally rotate the nacelle into the wind. The yaw drives are located on the machine frame in the nacelle. A yaw drive consists of an electric motor, multi-stage planetary gear, and a drive pinion. The drive pinions mesh with the external gearing of the yaw bearing. In the aligned position the nacelle is held with the yaw drives.

All nacelle assemblies are protected against wind and weather conditions by means of a **nacelle housing**.

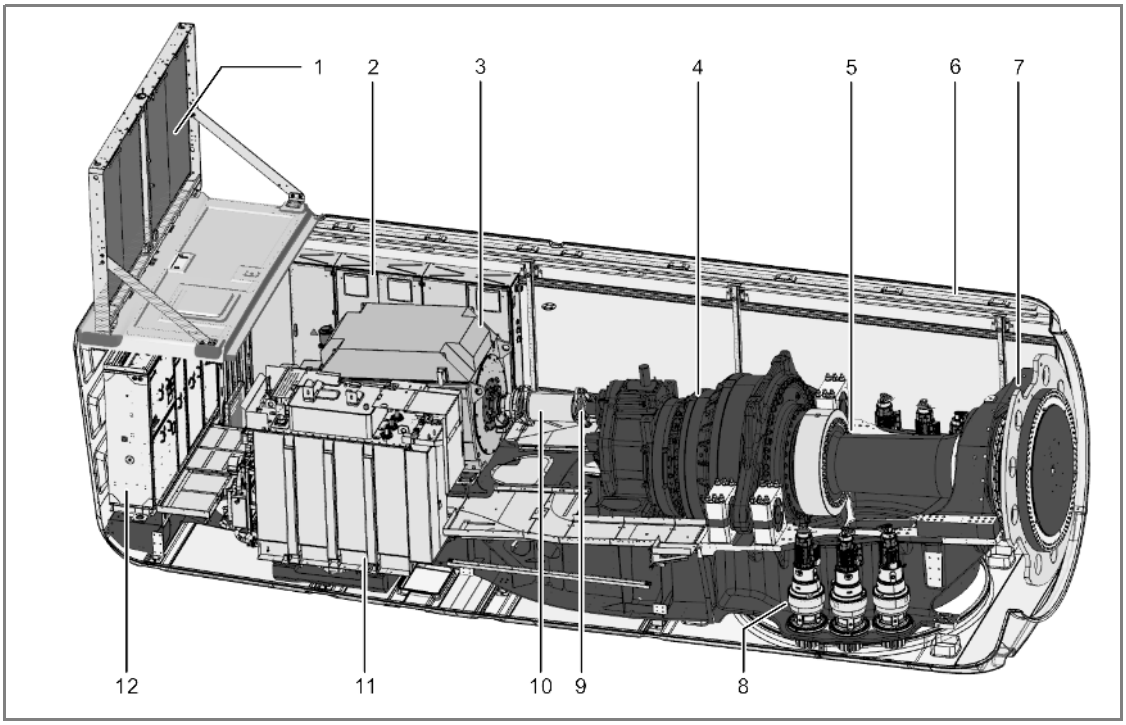


Abb. 2: Schematic diagram of the nacelle

1 Passive cooler
2 Switch cabinet
3 Generator
4 Gearbox
5 Rotor shaft
6 Nacelle housing
7 Rotor bearing
8 Yaw drives
9 Rotor brake
10 Coupling
11 Transformer
12 Converter

1.4 Auxiliary systems

1.4.1 Automatic lubrication system

Generator bearing, gearing of the pitch bearings, rotor bearing and gearing of the yaw bearing are each equipped with an **automatic lubrication system**.

1.4.2 Heaters

Gearbox, generator, cooling circuit and all relevant switch cabinets are equipped with **heaters**.

1.4.3 E-chain hoist and crossbeam

An electric **chain hoist** is installed in the nacelle which is used for lifting tools, components and other work materials from the ground into the nacelle.

A crossbeam including a sliding trolley is prepared for the use of a manual chain hoist to move the materials within the nacelle.

1.4.4 Cooling system

Two separate cooling circuits ensure cooling of the large components. Converter and gearbox are cooled in one cooling circuit and generator and transformer in the other.

Both cooling circuits are connected to passive coolers on the nacelle roof, in which the water is recooled.

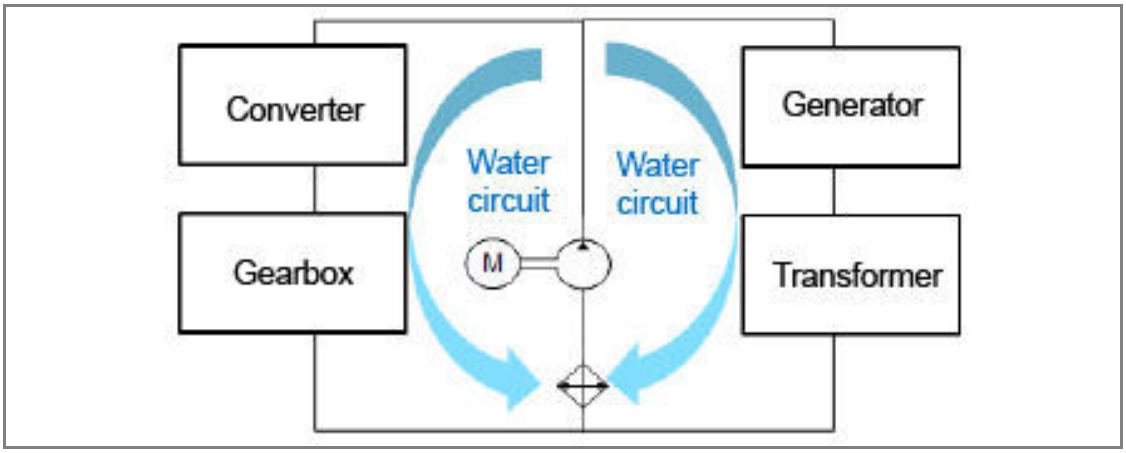


Abb. 3: Schematic representation of the cooling circuit

2. Control and electrical system

The WT operates automatically. A programmable logic controller (PLC) continuously monitors the operating parameters using various sensors, compares the actual values with the corresponding setpoints and issues the required control signals to the WT components. The operating parameters are specified by Nordex and are adapted to the individual location. The controller is located in a switch cabinet in the tower base.

When there is no wind the WT remains in idle mode. Only various auxiliary systems are operational or activated as required: e.g., heaters, gear lubrication or PLC, which monitors the data from the wind measuring system. All other systems are switched off and do not use any energy. The rotor idles. When the cut-in wind speed is reached, the WT changes to the "ready for operation" condition. Now all systems are tested, the nacelle turns into the wind and the rotor blades turn into the wind. When a certain speed is reached, the generator is connected to the grid and the WT produces electrical energy.

At low wind speeds the WT operates at part load. The rotor blade remain turned into wind to the maximum extent. The power produced by the WT depends on the wind speed.

When the nominal wind speed is reached, the WT switches over to the nominal load range. If the wind speed continues to increase, the speed control changes the rotor blade angle so that the rotor speed and thus the power output of the WT remain constant.

The yaw system ensures that the nacelle is always optimally aligned to the wind. To do this two separate wind measuring systems on the nacelle measure the wind direction. Only one wind measuring system is used for the control system, while the second system monitors the first and takes over in case the first system fails. If the wind direction measured deviates too much from the nacelle alignment, the nacelle is yawed into the wind.

The wind energy absorbed from the rotor is converted into electrical energy using a doubly-fed induction machine with slip ring rotor. Its stator is connected directly, and the rotor is connected via a specially controlled frequency converter, to the MV transformer which connects the turbine to the grid. As a result, only a part of the power needs to be routed via the converter, permitting low electrical system losses.

2.1 Safety systems

Nordex wind turbines are equipped with technical equipment and devices that protect people and systems and ensure permanent operation. The entire turbine is designed in accordance with the Machinery Directive 2006/42/EC and certified as per IEC 61400.

Safety-related parameters in the system control are monitored continuously. Here, the sensor data of the safe sensors are transmitted via a safe bus system to the safe controller for evaluation. If specified parameters are exceeded, the system is stopped via actuators and set to a safe state.

Depending on the cut-out cause, different brake programs are triggered. In event of external causes, such as excessive wind speeds or below operating temperatures, the wind turbine is gently braked by means of rotor blade adjustment. Other safety functions are used to stop drives safely for maintenance work.

2.2 Lightning/surge protection, electromagnetic compatibility (EMC)

The lightning/surge protection of the wind turbine is based on the EMC-compliant lightning protection zone concept, which comprises the implementation of internal and external lightning/surge protection measures under consideration of the standard IEC 61400-24. The wind turbine is designed according to lightning protection class I.

The wind turbine with the electrical equipment, consumers, the measurement, control, protection, information and telecommunication technology meets the EMC requirements according to IEC 61400-1.

2.3 Medium-voltage system

The medium voltage components are used to connect a WT to the wind farm medium-voltage grid or the local grid operator. The tower base contains the **MV switchgear**. It consists of a transformer field with circuit breakers and at least one ring cable field as default and up to three ring cable fields as an option (dependent on the wind farm configuration). The transformer panel consists of a vacuum circuit breaker and the disconnector with ground switch. The ring cable panel consist of a switch disconnector with a ground switch. The entire MV switchgear is assembled on a support/adapter frame.

Further characteristics of the MV switchgear:

- Routine tests of each switchgear in compliance with IEC 62271-200
- Type tested, SF6 insulation
- Internal switchgear for self-contained electrical systems (min. IP2X)
- SF6 tank: metal-clad, metal-enclosed (min. IP65), independent of environmental influences
- Switch positions shown "On - Off - Grounded"
- Test terminal strip for secondary test
- Low-maintenance in accordance with class E2 (IEC 62271-100)

In case of technical availability Nordex as an alternative to traditional SF6 insulated switchgear can also supply SF6-free switchgear. This option is to be agreed upon with Nordex in advance.

The system protection of the MV switchgear is achieved by the following items:

- Improved personal safety and system protection in case of arcing by type testing in compliance with IEC 62271-200
- Protection device supplied with converter current and stabilized for inrush current as DMT relay (independent maximum current protection)
- Actuating openings for switchgear are interlocked to preclude operation of more than one simultaneously, and can be locked as an option
- Corrosion protection of the switchgear cells through hot-dip galvanization and painted surfaces
- Pressure relief by pressure absorber duct in case of arcing. Alternatively, for the USA, an arc suppressor can be installed in the tank and in the cable connection compartment.

Transformer and **converter** are located in the nacelle. The transformer has been specified in accordance with IEC 60076-16.

The steel components at the transformer are dimensioned for corrosion protection class C3 (H). Additional protection measures:

- Grounded tank (Ester transformer)
- Overtemperature protection with temperature sensor and relay
- Hermetic protection (leakage) and overpressure protection for ester transformer

2.4 Low-voltage grid types

The **950 V low voltage grid** is the primary wind turbine low voltage energy system. It is insulated from the ground as an IT grid and three phase AC network. The elements of the electrical operating and measuring devices of this network are grounded directly or via separate protective equipotential bonding cables. A central insulation monitor has been installed as another protective measure for personal and turbine safety in the 950-V-IT system.

The **400 V/230 V low voltage grid** is the auxiliary wind turbine low voltage system. It has its neutral point grounded directly in the supplying grid transformers as a TN system and three-phase system. The equipment grounding conductor PE and the neutral conductor are available separately. The bodies of electrical equipment and consumers, including the additional protective equipotential bonding, are connected directly, through protective earthing conductor connections, straight to the neutral points of the supply grid transformers.

2.5 Auxiliary power of the wind turbine

The auxiliary low voltage required by the wind turbine in stand-by mode and feed-in mode is requested by the following consumers:

- System control including main converter control
- 400 V/230 V auxiliary power of the main converter
- 230 V AC UPS supply including 24 V DC supply
- Yaw system
- Pitch system
- Auxiliary drives such as pumps, fans and lubrication units
- Heating and lighting
- Auxiliary systems such as service lift, obstacle lights

Long-term measurements show that the average annual base load of the low-voltage auxiliary power plant in WT feed-in operation is approx. 15 kW in the average 10-min average value and the maximum 10-min average value can reach up to 25 kW/32 kVA. These values are already included in the power curves. For locations with an average annual wind speed of 6.5 m/s approx. 10 MWh auxiliary consumption arise, however, this value is greatly dependent on location.

Auxiliary consumption is defined as the energy consumption of the WT from the grid for a period during which the WT does not supply current to the grid.

3. Options

Various options are available upon request as additional equipment for Nordex wind turbines.

The option of optional equipment must be coordinated with Nordex in advance.

4. Technical data

4.1 Technical design

Technical design	
Survival temperature	-40 °C to +50 °C
Operating temperature range of the Normal Climate Version	-20 °C to +40 °C[1]
Operating temperature range of the Cold Climate Version	-30 °C to +40 °C[1]
Stop	Standard: -20 °C, restart at -18 °C CCV: -30 °C, restart at -28 °C
Max. height above MSL	2000 m [1]
Certificate	In accordance with IEC 61400-22 and DIBt 2012
Type	3-blade rotor with horizontal axis Upwind turbine
Output control	Active single blade adjustment
Rated power	Up to 7000 kW [1]
Rated power starting at wind speeds of (at air density of 1.225 kg/m^3)	Approx. 13.5 m/s
Operating speed range of the rotor	6.0 min^{-1} to 11.6 min^{-1}
Nominal speed	Approx. 10.0 rpm
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	26 m/s [2]
Cut-back-in wind speed	25.5 m/s [2]
Calculated service life	≥ 25 years

[1] Rated power is achieved depending on the power factor and the installation altitude up to defined temperature ranges.

[2] Depending on the project, the cut-out wind speed can be decreased to safeguard the structural stability.

4.2 Towers

Towers	TS98-01	TS108-07	TS113-00	TS118-03	TS118-04	TS119-00
Hub height*	98.5 m	108.0 m	113.0 m	118.0 m	118.0 m	118.5 m
Tower type	Tubular steel tower					
Wind class	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S DIBt S	IEC S	IEC S
Surface finish	Color system coating					

Towers	TS138-00	TS148-01	TS159-01	TS169-00	TCS164B-03
Hub height*	138.0 m	148.0 m	158.5 m	168.5	164.0 m
Tower type	Tubular steel tower				Hybrid tower
Wind class	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S DIBt S
Surface finish	Color system coating				**

* Includes foundation height above ground level

** Steel section: Color system coating; Concrete part: Fair-faced concrete

4.3 Rotor and rotor blades

Rotor	
Rotor diameter	163.0 m
Swept area	20867 m^2
Rated power/area	326 W/m^2
Rotor shaft inclination angle	5 °
Blade cone angle	5.5 °

Rotor blade	
Material	Fiber glass and carbon-fiber reinforced plastic
Total length	79.7 m

Rotor hub	
Material of the rotor hub base body	Casting
Material spinner	Glass-fiber reinforced plastic

4.4 Nacelle

Nacelle	
Support structure	Welded steel structure
Cladding	Glass-fiber reinforced plastic
Machine frame	Casting
Generator frame	Welded steel construction

4.4.1 Rotor shaft

Rotor shaft/rotor bearing	
Type	Forged hollow shaft
Material	42CrMo4 or 34CrNiMo6
Bearing type	Spherical roller bearing
Lubrication	Regularly using lubricating grease

4.4.2 Brake and gearbox

Mechanical brake	
Type	Actively actuated disk brake
Location	On the high-speed shaft
Number of brake calipers	1
Brake pad material	Organic pad material

Gearbox	
Type	Multi-stage planetary gear + spur gear stage
Gear ratio	50 Hz: i = 122.4 60 Hz: i = 146.9
Lubrication	Forced-feed lubrication
Oil quantity including cooling circuit	Max. 800 l
Oil type	VG 320
Max. oil temperature	Approx. 77 °C
Oil change	Change, if required

4.4.3 E-chain hoist and crossbeam

Electric chain hoist and lifting beam	
Electrical chain hoist max load	Min. 850 kg
Crossbeam max load	Sliding trolley to accommodate a manual chain hoist 1000 kg

4.5 Electrical system

Electrical system*	
Rated power P_{nG}	7000
Nominal voltage	3 x AC 950 V ± 10 % (specific to grid code)
Nominal current during full reactive current feed-in I_{nG} at S_{nG}	4727 A
Nominal apparent power S_{nG} at P_{nG}	7778 kVA
Frequency	50 and 60 Hz

* All data are maximum values. The values may deviate depending on the rated voltage, rated apparent power and WT active power.

4.5.1 Transformer

Transformer*	**50 Hz**	**60 Hz**
Total weight	Approx. 10 t	
Insulation medium	Ester	
Rated voltage OV, U_r	950 V	
Maximum rated voltage OS, dependent on MV grid, U_r	20 kV/30 kV/34 kV	
Taps, overvoltage side	20 kV and 30 kV: + 4 x 2.5 % 34 kV: + 4 x 0.5 kV	
Grid voltage OS	20; 20.5; 21; 21.5; 22 kV 30; 30.75; 31.5; 32.25; 33 kV 34; 34.5; 35; 35.5; 36 kV	
Rated frequency, f_r	50 Hz	60 Hz
Vector group	Dy5	
Installation altitude (above MSL)	Up to 2000 m	
Rated apparent power, S_r	7800 kVA	
Impedance voltage, U_z	9 % ± 10 % tolerance	
Minimum peak efficiency index, η, (EU) 2019/1783, 548/2014	99.590%	–
Inrush current	≤5.5 x I_N (peak value)	
Power loss** No-load losses Short circuit losses	 3050 W 80000 W	 4300 W 80700 W

* The values are, if not specified otherwise, maximum values. The values may deviate depending on the rated voltage, rated apparent power and WT active power.

** Guide values

4.5.2 Medium-voltage switchgear

Medium-voltage switchgear	
Rated voltage (depending on MV network)	24; 36; 38 or 40.5 kV
Rated current	50 Hz: 630 A 60 Hz: 600 A
Rated short-circuit duration	1 s
Rated short circuit current	24 kV: 16 kA (20 kA optional) 36/38/40.5 kV: 20 kA (25 kA optional)
Minimum/maximum ambient temperature during operation	NCV: -25 °C to +40 °C
	CCV: -30 °C to +40 °C
Connection type	External cone type C according to EN 50181 USA: External cone type E according to IEEE 386
Circuit breaker	
Number of switching cycles with rated current	E2
Number of switching cycles with short-circuit breaking current	E2
Number of mechanical switching cycles	M1
Switching of capacitive currents	Min. C1 - low
Switch disconnector	
Number of switching cycles with rated current	E3
Number of switching cycles with short-circuit breaking current	E3
Number of mechanical switching cycles	M1
Disconnector	
Number of mechanical switching cycles	M0
Ground switch	
Switching number with rated short-circuit inrush current	E2
Number of mechanical switching cycles	≥ 1000

4.5.3 Generator

Generator	
Type	6-pole doubly-fed induction machine
Degree of protection	IP 54 (slip ring box IP 23)
Nominal voltage	950 V
Frequency	50 and 60 Hz
Speed range	50 Hz: 650 to 1500 min^{-1} 60 Hz: 780 to 1800 min^{-1}
Poles	6
Weight	Approx. 13.5 t

4.6 Cooling system

Cooling system	
Gearbox	
Type	Oil circuit with oil/water heat exchanger and thermal bypass
Filters	Coarse filter 50 µm / fine filter 10 µm / ultrafine filter <5 µm
Generator	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger and thermal bypass
Coolant	Water/glycol-based coolant
Converter	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger and thermal bypass
Coolant	Water/glycol-based coolant
Transformer	
Coolant	Water/glycol-based coolant
Cooling circuit	Ester circuit with ester/water heat exchanger

4.7 Pitch system

Pitch system	
Pitch bearing	Double-row four-point contact bearing
Gearing/raceway lubrication	Regular lubrication with grease
Drive	Electric motors incl. spring-loaded brake and multi-stage planetary gear
Emergency power supply	Batteries

4.8 Yaw system

Yaw system	
Yaw bearing	Double-row four-point contact bearing
Gearing/raceway lubrication	Regular lubrication with grease
Drive	Electric motors incl. spring-loaded brake and four-stage planetary gear
Number of drives	6
Yaw speed	Approx. 0.4 °/s

4.9 Corrosion protection

Corrosion protection*	Inside	Outside
Nacelle	C3	C4
Hub, including material spinner	C3	C4
Tower Steel sections Concrete components	C3 Color system coating Fair-faced concrete	C4 Color system coating Fair-faced concrete

* Categories of corrosion protection according to ISO 12944-2

4.10 Automation systems

Automation system	
Field bus system	Profinet
Safe fieldbus system	Profisafe via Profinet
Turbine control	Profinet system control
Safety control	Integrated safety control

© 2024 by Nordex Energy SE & Co. KG

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº4-CARACTERíSTICAS DE LOS ESQUIPOS DE LA PSFV Y DEL BESS

LA RIOJA



Hi-MO 9

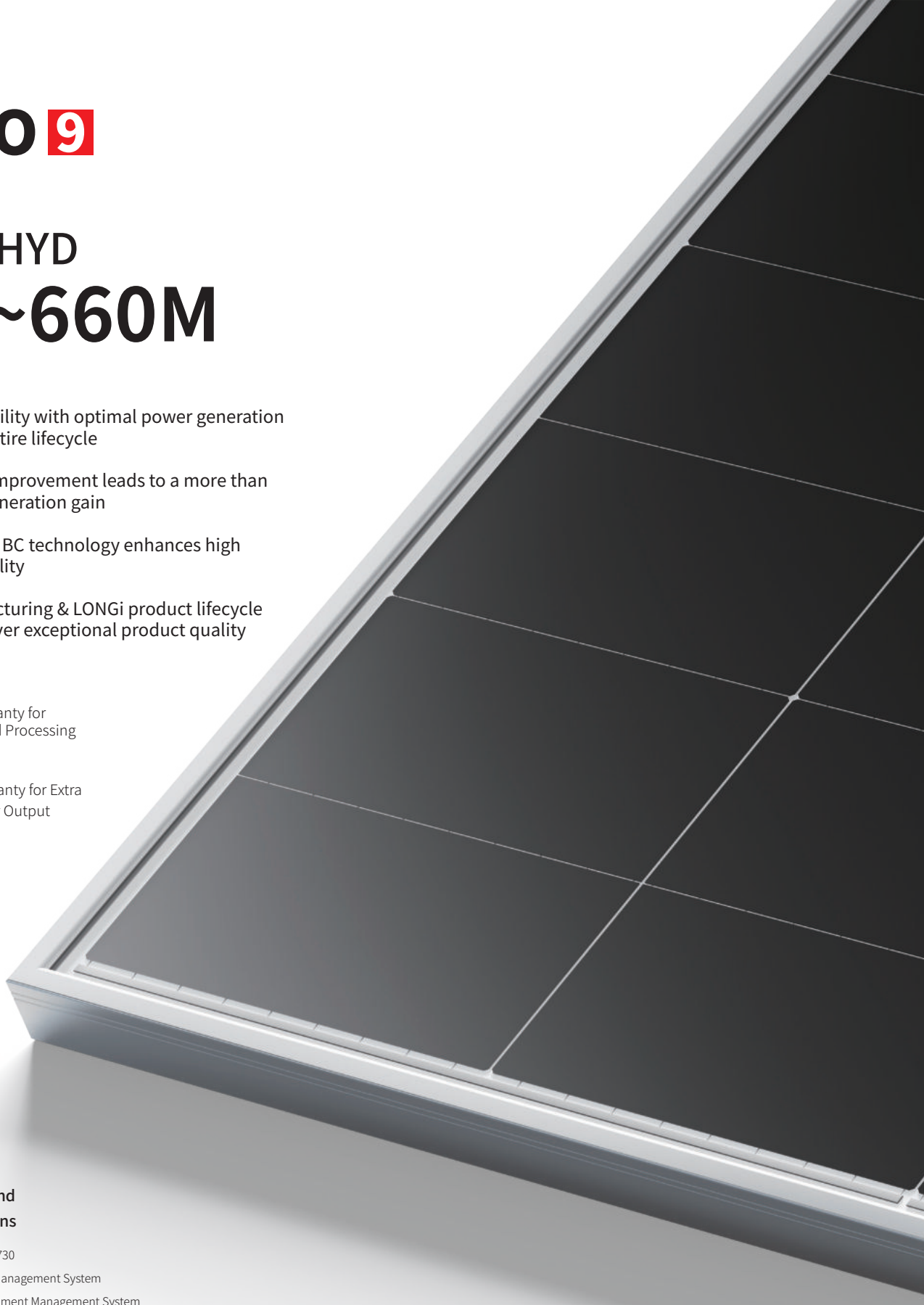
LR7-72HYD

625~660M

- Products for utility with optimal power generation through the entire lifecycle
- Performance improvement leads to a more than 6.5% power generation gain
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi

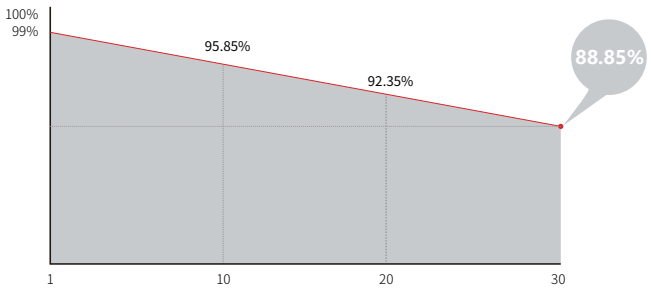
Hi-MO 9

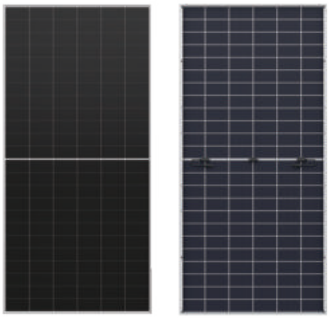
LR7-72HYD 625~660M

24.4%	0~3%	<1%	0.35%	BC-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	LOWER OPERATING TEMPERATURE

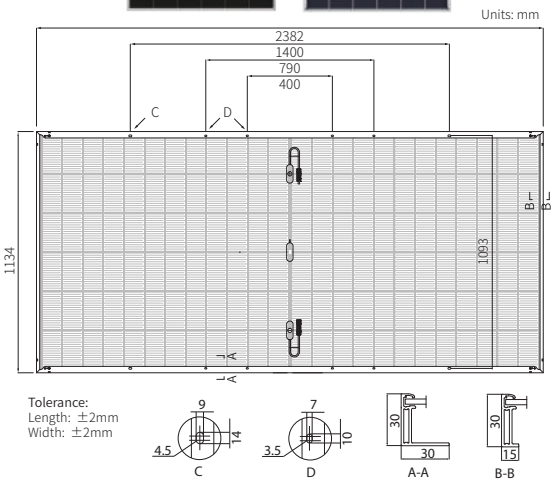
Additional Value

30-Year Power Warranty





Units: mm



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HYD-625M		LR7-72HYD-630M		LR7-72HYD-635M		LR7-72HYD-640M		LR7-72HYD-645M		LR7-72HYD-650M		LR7-72HYD-655M		LR7-72HYD-660M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	625	475.8	630	479.6	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4
Open Circuit Voltage (Voc/V)	53.72	51.05	53.82	51.15	53.92	51.24	54.02	51.34	54.12	51.43	54.22	51.53	54.32	51.62	54.42	51.72
Short Circuit Current (Isc/A)	14.73	11.83	14.81	11.90	14.89	11.96	14.98	12.03	15.06	12.10	15.14	12.16	15.22	12.22	15.30	12.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.37	42.17	44.47	42.26	44.57	42.36	44.67	42.45	44.77	42.55	44.87	42.64	44.97	42.74	45.07	42.83
Current at Maximum Power (Imp/A)	14.09	11.29	14.17	11.36	14.25	11.42	14.33	11.49	14.41	11.55	14.49	11.61	14.57	11.68	14.65	11.75
Module Efficiency(%)	23.1		23.3		23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 645W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
677	54.12	15.81	44.77	15.13	5%
710	54.12	16.57	44.77	15.85	10%
744	54.22	17.32	44.87	16.57	15%
776	54.22	18.07	44.87	17.29	20%
808	54.22	18.83	44.87	18.01	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

LONGi

Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
LONGi reserves the right of final interpretation. (20241024V01)

BROCHURE

MONOLINE+ 2P

Our advanced two-in-portrait (2P) solution has been thoughtfully redesigned to meet the growing demands of modern solar installations. With the capability to accommodate XXL modules, **Monoline +2P** offers exceptional adaptability for projects across diverse terrains. Our 2P solution ensures a seamless integration that maximizes efficiency and performance.

Thanks to the **TotalStow** strategy, our tracker gains additional robustness, reinforcing its position as the most durable 2P tracker on the market. This unique combination of flexibility and superior strength ensures long-term reliability and reduced maintenance needs.

With **TotalStow™** Strategy

ENGINEERED FOR XXL MODULES & MAXIMUM EFFICIENCY



PVH

REDEFINING ADAPTABILITY

Engineered with a focus on practicality and cutting-edge innovation, our **Monoline +2P** is designed to meet the evolving demands of the solar energy sector. Its advanced architecture supports the integration of the latest generation of XXL photovoltaic modules, ensuring full compatibility with current industry trends while providing a future-proof solution for utility-scale and commercial projects.

Monoline +2P offers unparalleled adaptability, making it ideal for both site expansions and the optimization of existing installations. Thanks to the **TotalStow** strategy, it gains additional robustness, enhancing its mechanical stability and reinforcing its ability to withstand challenging environmental conditions while maintaining operational efficiency. This unique combination of durability and flexibility positions **Monoline +2P** as a high-performance solution for developers, EPCs, and operators seeking to maximize energy yield and project ROI.

By incorporating the latest technological advancements, **Monoline +2P** not only pushes the boundaries of solar tracking systems but also delivers a scalable and cost-effective platform that meets the demands of modern solar energy production. Whether deployed in flat terrains or complex topographies, this solution ensures long-term performance and adaptability, making it a cornerstone for next-generation solar projects.

MINIMUM NUMBER OF
MANHOURS ON SITE

DELIVERED
PRE-ASSEMBLED

TotalStow STRATEGY

ADAPTED TO **XXL MODULES**

IN-HOUSE **MANUFACTURING**
* providing local content

PV CLEANER TESTED
Certified by module manufacturer



PVH

GENERAL ESPECIFICATIONS

BROCHURE

MONOLINE+ 2P

Tracker	Mono-row. Horizontal single-axis
Drive	Slew Drive
Maximum length	Up to 70 m. (230 ft) per motor
Maximum width	5 m. (16.4 ft)
Module configuration	2 modules in portrait
Rotational range	E-O: +/- 55°
Motor per MWp	Around12
Ground cover ratio	30-50%
Module supported	All market available modules
Slope tolerance	N-S: up to 15%.
	E-W: unlimited
Module attachment	By bolts and rivets
Allowable wind load	Tailored to site specific conditions in stow
Operating temperature range	SELFPOWERED (LFP): -20 °C to +60 °C (-4 °F to +140 °F) SELFPOWERED (LTO) or AC Power: -40 °C to +65 °C (-40 °F to +149 °F)

Prepared for XXL modules

COMMUNICATIONS & CONTROL deeptrack by PVH

Solar tracking method	Astronomical algorithm with GPS input
Control System	Central control unit per plant
	Wireless communication with trackers
	Redundancy of wireless gateways to guarantee communication
	Self powered
SCADA interface	Modbus TCP or OPC-UA
Communication	Wireless (LoRaWAN)
Nigthttime stow	Configurable
Advanced Algorithms	Backtracking 3D (optional)

INSTALATION & SERVICES

On-site training and commissioning

Warranty	Structure: 10 years
	Electromechanical components: 5 years.
PV Cleaner	Optional
Certifications	UL 3703,
	IEC 62817



XXL MODULES
UP TO 70m (230 ft)

PVH

PVHardware. Images are for illustrative purposes only. Contents are subject to change without prior notice

SG350HX-20

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

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

LOW COST

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

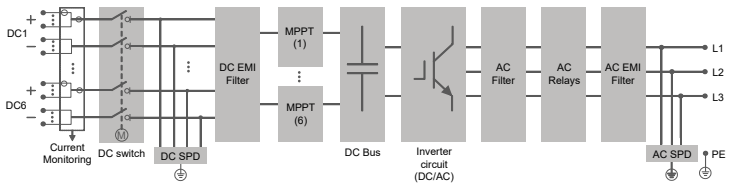
GRID-FRIENDLY

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

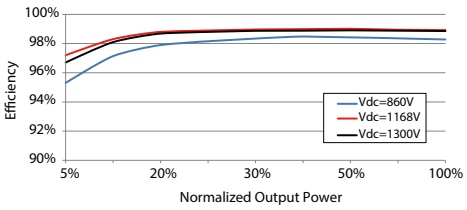
PROVEN SAFETY

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

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



EUROPE

© 2024 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1

SUNGROW
Clean power for all

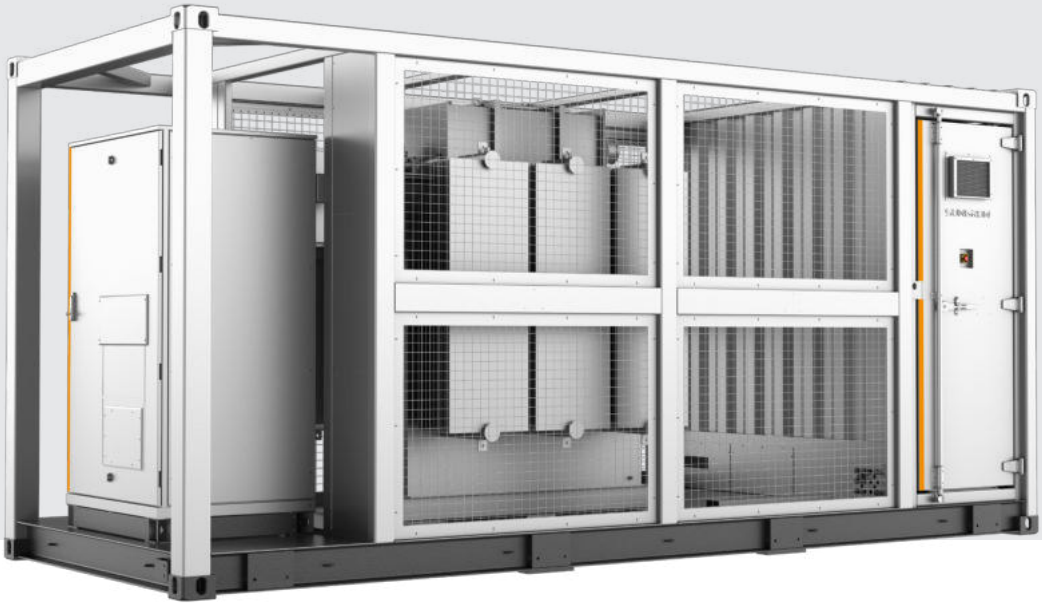
Type designation	SG350HX-20
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	6
Max. number of input connector per MPPT	5
Max. PV input current	6 * 75 A
Max. DC short-circuit current per MPPT	6 * 125 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 ℃ / 320 kVA @ 40 ℃ / 295 kVA @ 50 ℃
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz
THD	< 1 % (Rated Condition)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1148 * 779 * 371 mm
Weight*	≤ 106 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	- 30 to 60 ℃
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Evo2
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 217002, NTS, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.
*Rated Condition: PV input voltage 1080V, AC voltage 800V, AC output power 320kW.

© 2024 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1
EUROPE

MVS3200/4480-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 4.48 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

SAFETY

- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation

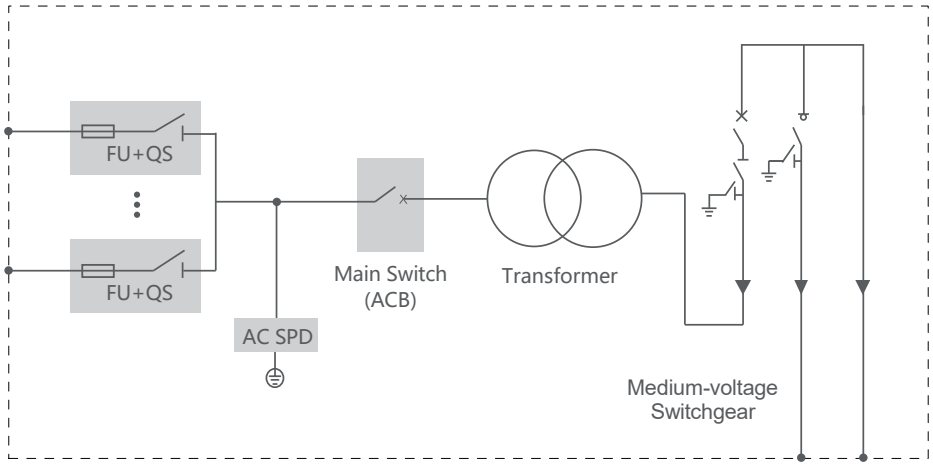
EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main device easy replacement

RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 16

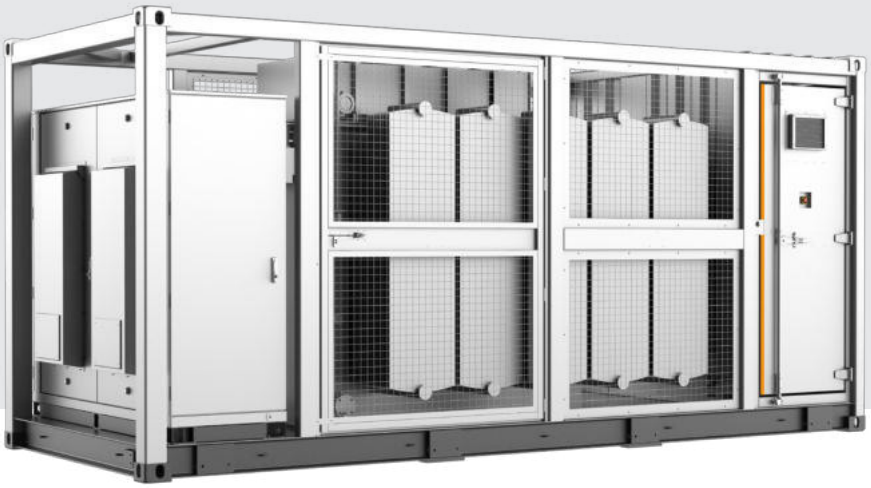
SUNGROW
Clean power for all

Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type	Oil immersed	
Rated power	3200 kVA @ 40 ℃	4480 kVA @ 40 ℃
Max. power	3520 kVA @ 30 ℃	4928 kVA @ 30 ℃
Vector group	Dy11	
LV / MV voltage	0.8 kV / 10 – 35 kV	
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Tapping on HV	0 , ± 2 * 2.5 %	
Efficiency	≥99%	
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Impedance	7 % (± 10 %)	8 % (± 10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Winding material	Al / Al	
Insulation class	A	
MV switchgear		
Insulation type	SF6	
Rate voltage	24 kV – 36 kV	
Rate current	630 A	
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1 s	
Qty. of feeder	3 feeders	
LV panel		
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs	
Disconnector specification	260 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	260 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	400 A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection	FUSE+Disconnector	
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure	
Relay protection	50/51,50N/51N	
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)	
General Data		
Dimensions(W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range	-20 ℃ to 60 ℃ (optional: -30 ℃ to 60 ℃)	
Auxiliary transformer supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)	
Degree of protection	IP54	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Communication	Standard: RS485, Ethernet ; Optional: optical fiber	
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1	

© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 16

MVS8960-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 9.856 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

SAFETY

- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation

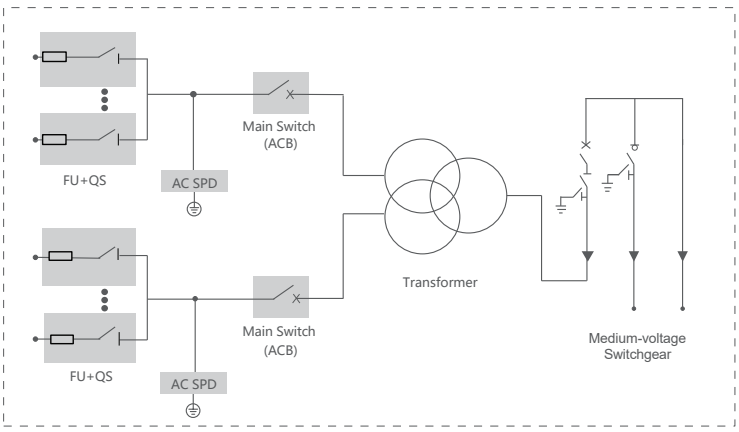
EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main device easy replacement

RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 15

SUNGROW
Clean power for all

Type designation	MVS8960-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	8960 kVA @ 40 ℃
Max. power	9856 kVA @ 30 ℃
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8-0.8 kV / 20 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	3557 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ± 2 * 2.5 %
Efficiency	≥ 99 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	9.5 % (± 10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 kV – 40.5 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1 s
Qty. of feeder	3 feeders
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnector specification	260 A / 800 Vac / 3P, 30 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 84 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnector
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	24 T
Operating ambient temperature range	-20 ℃ to 60 ℃ (optional: -30 ℃ to 60 ℃)
Auxiliary transformer supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 15

ST5015kWh-2500kW-2h
ST5015kWh-1250kW-4h

PowerTitan 2.0 Liquid Cooled Energy Storage System

NEW



OPTIMAL COST

- Intelligent liquid-cooled temperature control system to optimize the auxiliary power consumption
- Pre-assembled, no battery module handling on site, transportation of complete system

SAFETY AND RELIABLE

- Electrical safety management, overcurrent fast breaking and arc extinguishing protection
- The electrical cabinet and battery cabinet are separated to prevent thermal runaway

EFFICIENT AND FLEXIBLE

- High-efficiency heat dissipation, increase battery life and system discharge capacity
- Front single-door-open design, supporting back to back layout drawing
- Function test in factory, limited on-site work, accelerate commissioning process

CONVENIENT O&M

- One-click system upgrade
- Automatic coolant refilling design
- Online intelligent monitoring

© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 3

SUNGROW
Clean power for all

Technical Data	ST5015kWh-2500kW-2h	ST5015kWh-1250kW-4h
DC side		
Cell type	LFP 3.2 V / 314 Ah	
Battery configuration	416S12P	
Nominal capacity	5015 kWh	
Nominal voltage range	1123.2 V - 1497.6 V	
AC side		
Nominal AC power	210 kVA * 12	210 kVA * 6
AC current distortion rate	< 3 % (Nominal Power)	
DC component	< 0.5 %	
Nominal AC voltage	690 V	
AC voltage range	621 V - 759 V	
Termination (LV)	352 A * 3 Phase * 6	352 A * 3 Phase * 3
Power factor	> 0.99 (Nominal Power)	
Adjustable range of reactive power	- 100 % - 100 %	
Nominal frequency	50 Hz	
Isolation method	Transformerless	
System parameter		
Dimension (W * H * D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	42500 kg	42000 kg
Degree of protection	IP55	
Anti-corrosion Degree	C3	
Operation Ambient Temperature Range	- 30 ℃ - 50 ℃ (> 45 ℃ Derating)	
Operation humidity range	0 % - 100 % (Non-condensing)	
Maximum Operation Altitude	4000 m	
Temperature Control Method	Intelligent Liquid Cooling	
Fire suppression system	FACP, FK5112, Flammable gas detector, Smoke detector, Heat detector, Sounder beacon, Alarm bell, War ning sign, Extinguishant abort button, Ventilation system, Pressure relief port, Manual automatic switching and emergency starting device(Default) Sprinkler, Vent panel, Aerosol (Optional)	
Communication	Ethernet	
Standard	IEC61000, IEC62619, IEC62933,AS3000,UKCA,G99,UN38.3/UN3536,CE,IEC62477	

© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 3

SUNGROW
Clean power for all

MVS5140-LS

MV Turnkey Solution for PowerTitan 2.0 MVS Liquid Cooling Energy Storage System

NEW



Product Name	MVS5140-LS
MV transformer	
Rated power	5140 kVA
MV / LV voltage	11 kV ~ 33 kV / 0.69 kV
Transformer vector	Dy11
Insulation level	A
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz
Impedance	8 % (Tolerance ± 10 %)
Material of winding (MV / LV)	Aluminum / Aluminum
Cooling method	ONAN
Degree of protection	Transformer body: IP68 Other parts: IP55
RMU	
Rated voltage	24 kV / 36 kV
Rated current	630 A (50 Hz) / 600 A (60 Hz)
Units	DCV / CCV / CV / DV
Relay protection	ANSI 50 , 50N , 51 , 51N
Rated short-time withstand current	20 kA / 3 s or 25 kA / 1 s
Smart control cabinet	
Protection	AC Breaker
Surge protection	Type II
Meter for main circuit	Optional
AC insulation detection	Support
Temperature control method	Air cooling and HVAC
Degree of protection	IP55
UPS	15 min (Default) 2 / 3 / 4 h (Optional)
General data	
Dimensions (W * H * D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Weight	17400 kg
Cable entry	Bottom Entry
Degree of protection	IP55
Anti-corrosion Degree	C4
Operation temperature range	-40 ˚C ~ 60 ˚C > 40 °C derating (Default) > 45 °C derating (Optional)
Operation humidity range	0 % - 100 %
Max. operating altitude	4500 m
Communication	Ethernet , Optical fiber , RS485
Standard	IEC 62271-202, IEC 61439

* 15min UPS only supplies power for the control and communication devices in the MVS
** 2 / 3 / 4 h UPS supplies power for the control and communication devices in the the MVS, and the ventilation system in the battery container

© 2024 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº5 – RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS

LA RIOJA



Barlovento

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 3
2. PARCELAS AFECTADAS EN EL DESMANTELAMIENTO 4
3. PARCELAS AFECTADAS POR EL PE REPOTENCIA 8
4. PARCELAS AFECTADAS EN LA HIBRIDACIÓN 16

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Relación de parcelas ocupadas en el desmantelamiento del PE Raposeras original 4
Tabla 2. Relación de ocupaciones permanentes del PE Repotenciado 8
Tabla 3. Relación de ocupaciones temporales del PE Repotenciado 15
Tabla 4. Relación de ocupaciones permanentes de la PSFV y del BESS 16
Tabla 5. Relación de ocupaciones temporales de la PSFV y del BESS 19

1. INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de identificar y recoger las afecciones a propietarios de las fincas de titularidad privada derivadas, por un lado, del desmantelamiento del PE Raposeras existente y, por otro lado, de la construcción del PE Raposeras repotenciado, junto con su hibridación mediante una planta solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía con baterías, se redacta el presente anejo de Relación de Bienes y Derechos Afectados.

Las fincas afectadas por el proyecto se localizan en los términos municipales de Calahorra y Pradejón, correspondientes a los códigos 26036 y 26117 respectivamente, ambos pertenecen a la Comunidad Autónoma de La Rioja.

Las actuaciones proyectadas conllevan ocupaciones permanentes, asociadas a la implantación de las nuevas infraestructuras, entre las que se incluyen: aerogeneradores, cimentaciones, plataformas, canalizaciones subterráneas, viales de acceso, áreas delimitadas por los vallados de la PSFV. Asimismo, se prevén ocupaciones de carácter temporal, vinculadas principalmente a las de acopio de materiales y las áreas de vial contempladas para el giro de la maquinaria.

Asimismo, durante la fase de construcción, se prevé la ocupación temporal de algunos espacios adicionales con motivo de acopio de tierra vegetal, superficie adicional en las plataformas, espacios para maquinaria y otras labores relacionadas con la construcción, si bien, estas ocupaciones no se encuentran detalladas en la presente fase del proyecto.

2. PARCELAS AFECTADAS EN EL DESMANTELAMIENTO

La siguiente tabla muestra la relación de parcelas ocupadas durante el desmantelamiento del PE Raposeras original, incluyendo sus principales características:

Tabla 1. Relación de parcelas ocupadas en el desmantelamiento del PE Raposeras original

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS PE RAPOSERAS ORIGINAL		
MUNICIPAL	REFERENCIA CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE PARCELA (m^2)	TERRENO	VUELO (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZONA ACOPIO (m^2)
26036	26036A02500412	25	412	76 417	V- Viñedo vinificación	5 009.2	772.4	-
26036	26036A02500416	25	416	3 691	C- Labor o Labradío secano	732	-	-
26036	26036A02500417	25	417	8 779	E- Erial a pastos	2 128.3	784	-
26036	26036A02500422	25	422	1 668	C- Labor – tierra arable	338.3	11.53	-
26036	26036A02500424	25	424	4 755	C- Labor – tierra arable	1 394.3	347.26	-
26036	26036A02500425	25	425	3 755	C- Labor – tierra arable	849.8	-	-
26036	26036A02500431	25	431	2 068	C- Labor – tierra arable	1 271.9	715	-
26036	26036A02500701	25	701	10 247	C- Labor – tierra arable	1 710	-	-
26036	26036A02500707	25	707	2 008	C- Labor – tierra arable	562.2	-	-
26036	26036A02500712	25	712	4 127	C- Labor – tierra arable	2 360.8	631.24	-
26036	26036A02500713	25	713	15 554	AM Almendros	2 137.3	782.8	-
26036	26036A02500715	25	715	10 715	VR Viñedo vinificación	0.61	-	-
26036	26036A02500751	25	751	10 647	VR Viñedo vinificación	242.3	-	-
26036	26036A02500753	25	753	7 155	C- Labor – tierra arable	333	-	-
26036	26036A02500754	25	754	6 615	C- Labor – tierra arable	3 060.6	784	-
26036	26036A02500755	25	755	5489	C- Labor – tierra arable	254.52	-	-
26036	26036A02500768	25	768	8 208	C- Labor – tierra arable	1 438.8	-	-
26036	26036A02500770	25	770	7 342	VR Viñedo vinificación	758.2	-	-
26036	26036A02500771	25	771	4 670	AM Almendros secano	0.73	-	-
26036	26036A02500841	25	841	3 449	AM Almendros	540.1	150.06	-

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS PE RAPOSERAS ORIGINAL		
MUNICIPAL	REFERENCIA CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE PARCELA (m^2)	TERRENO	VUELO (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZONA ACOPIO (m^2)
26036	26036A02500908	25	908	62 182	E- Pastos	296.52	-	-
26036	26036A02500911	25	911	6 415	E- Pastos	733.6	-	-
26036	26036A02509010	25	9010	10 061	VT Vía de comunicación de dominio público	1 079.7	15.32	-
26117	26117A00700146	7	146	307 175	E-Pastos	1 900.1	-	-
26117	26117A00700280	7	280	120 199	C- Labor -tierra arable	2 378.2	714.59	-
26117	26117A00700407	7	407	508	C- Labor o Labradío secano	447.8	-	-
26117	26117A00700444	7	444	5 874	C- Labor o Labradío secano	177.2	-	-
26117	26117A00700445	7	445	1 136	I- Instalaciones eólicas	684.2	782.12	-
26117	26117A00700447	7	447	8 129	C- Labor o Labradío secano	42.2	-	-
26117	26117A00700532	7	532	227 350	E- Erial a pastos	29.11	-	-
26117	26117A00700534	7	534	11 589	C- Labor -Tierra Arable	1 637.8	134.22	-
26117	26117A00700548	7	548	2 855	C- Labor o Labradío secano	101.6	-	-
26117	26117A00700557	7	557	16 705	C- Labor -tierra arable	3 950.6	924	-
26117	26117A00700573	7	573	3 178	AM Almendro secano	9.85	-	-
26117	26117A00700574	7	574	4 324	C- Labor o Labradío secano	57.9	-	-
26117	26117A00700585	7	585	12 213	C- Labor -tierra arable	2 901.8	422.4	-
26117	26117A00700613	7	613	31 004	V- Viñedo vinificación	2 895.1	644.3	-
26117	26117A00700644	7	644	1 989	V- Viñedo vinificación	475.7	396.2	-
26117	26117A00700645	7	645	7 385	V- Viñedo vinificación	7 389.6	243.6	-
26117	26117A00700646	7	646	158 055	V- Viñedo vinificación	13 487.8	3 289	-
26117	26117A00700674	7	674	6 054	V- Viñedo vinificación	314.4	-	-
26117	26117A00700676	7	676	3 803	V- Viña secano	918.7	-	-
26117	26117A00700679	7	679	406	E- Pastos	339.94	-	-

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS PE RAPOSERAS ORIGINAL		
MUNICIPAL	REFERENCIA CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE PARCELA (m^2)	TERRENO	VUELO (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZONA ACOPIO (m^2)
26117	26117A00700696	7	696	31 393	E- Erial a pastos	1 412.8	12.89	-
26117	26117A00700723	7	723	53 544	C- Labor o Labradío secano	278.1	-	-
26117	26117A00700725	7	725	4 279	AM Almendro secano	972.6	86.32	-
26117	26117A00700726	7	726	39 194	C- Labor -tierra arable	233.4	27.6	-
26117	26117A00700729	7	729	137 958	C- Labor -tierra arable	10 696.2	4 839.94	3 118.4
26117	26117A00700735	7	735	19 327	C- Labor -tierra arable	1 321.1	766.2	-
26117	26117A00700736	7	736	56 770	C- Labor -tierra arable	3 337.6	1 310.4	-
26117	26117A00700769	7	769	26 214	C- Labor o labradío secano	191.7	-	-
26117	26117A00700779	7	779	6 467	E- Pastos	73.8	-	-
26117	26117A00700788	7	788	12 047	C- Labor o labradío secano	113.4	-	-
26117	26117A00700789	7	789	15 064	C- Labor -tierra arable	1 846.8	128.4	-
26117	26117A00700793	7	793	184 779	E- Erial a pastos	3890.4	784	-
26117	26117A00700834	7	834	2 761	C- Labor o labradío secano	226.7	-	-
26117	26117A00700850	7	850	3 845	C- Labor o labradío secano	498.9	3.17	-
26117	26117A00700855	7	855	27 273	F- Pistacho	32.5	-	-
26117	26117A00709006	7	9006	2 155	VT Vía de comunicación de dominio público	87.8	-	-
26117	26117A00709007	7	9007	4 205	VT Vía de comunicación de dominio público	73.1	-	-
26117	26117A00709009	7	9009	2 119	VT Vía de comunicación de dominio público	569.8	252.2	-
26117	26117A00709010	7	9010	2 747	VT Vía de comunicación de dominio público	198	-	-
26117	26117A00709011	7	9011	29 055	VTvía de comunicación de dominio público	4 914.3	678.3	-
26117	26117A00710177	7	10177	52 217	C- Labor -tierra arable	4 191.2	784	-
26117	26117A00710791	7	10791	53 866	C- Labor -tierra arable	150.2	-	-

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS PE RAPOSERAS ORIGINAL		
MUNICIPAL	REFERENCIA CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE PARCELA (m^2)	TERRENO	VUELO (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZONA ACOPIO (m^2)
26117	26117A00720792	7	20792	30 975	C- Labor -tierra arable	3 720.1	784	-

Fuente: Barlovento, elaboración propia.

3. PARCELAS AFECTADAS POR EL PE REPOTENCIA

La siguiente tabla recoge la relación de ocupaciones permanentes de los elementos correspondientes al PE Raposeras repotenciado.

Tabla 2. Relación de ocupaciones permanentes del PE Repotenciado

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26036	25	2	5 785	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	591.85	-
26036	25	412	76 417	E- ERIAL A PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	188.7	-	-	-	-	-	-	2 241.67
26036	25	416	3 691	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	3 692.85	-	-	-	-	-	-	-
26036	25	417	8 779	I- INSTALACIONES EOLICAS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	8 459.54	415.21	513.33	16.42	7.35	-	-	536.53
26036	25	418	4 540	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	1 004.18	-	-	-	-	-	-	-
26036	25	419	4 429	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	692.66	-	-	2.34	2.34	-	-	-
26036	25	422	1 668	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	-	468.46
26036	25	425	3 755	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	-	420.62
26036	25	428	6 214	V- VIÑA SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	-	348.12
26036	25	429	33 222	VR VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	-	1 068.85
26036	25	457	39 510	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	861.88	-
26036	25	908	62 182	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	912.91	-	-	-	-	-	-	-

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26036	25	911	6 415	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	3 759.98	-	-	23.01	23.01	-	-	-
26036	25	912	4 245	E- ERIAL A PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	2 143.18	-	-	-	-	-	-	-
26036	25	9010	10 061	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	-	-	-	-	-	-	41.72
26117	6	9001	139 136	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	9 881.44
26117	7	146	307 175	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	787.28
26117	7	174	82 977	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	0.04
26117	7	222	81 255	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	881.73
26117	7	243	31 697	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	8.95
26117	7	244	13 708	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	24.93
26117	7	245	2 429	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	240.66
26117	7	246	13 942	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	1 175.14
26117	7	251	4 155	O- OLIVAR	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	5.19
26117	7	252	2 189	O- OLIVAR	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	230.44

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26117	7	261	3 039	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	300.47
26117	7	262	2 657	V- VIÑA SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	37.63
26117	7	280	120 199	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	15 602.69	407.2	513.33	38.49	28.19	127.77	2 176.08	439.74
26117	7	309	8 896	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 229.37	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	320	368	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	35.15
26117	7	322	8 579	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	451.58
26117	7	329	7 526	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	0.96
26117	7	336	50 980	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	715.71
26117	7	345	2 807	O-OLIVAR	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	0.04
26117	7	441	1 633	AM ALMENDRO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 625.88	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	442	1 696	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 697.28	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	444	6 419	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	220.21	-	-	33.68	33.68	-	-	24.62
26117	7	445	1 136	I- INSTALACIONES EOLICAS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	24.93	24.93	-	-	179.78

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26117	7	534	11 596	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	49.73	49.73	-	-	187.21
26117	7	557	16 705	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	102.63	97.81	-	-	1 034.59
26117	7	582	1 999	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	50.62
26117	7	585	12 213	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 348.98	-	-	16.14	16.14	-	-	103.81
26117	7	587	4 063	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	311.65	-	-	-	-	-	-	281.88
26117	7	588	60 705	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	1 978.16
26117	7	607	2 394	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	139.26
26117	7	609	6 507	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	961.01	-	-	-	-	-	-	558.66
26117	7	612	2 230	AM ALMENDRO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	860.7	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	613	31 023	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	14 376.46	407.2	513.33	214.67	185.71	-	1 220.98	-
26117	7	616	2 613	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	894.11	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	617	1 907	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	101.12	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	622	15 406	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	246.92

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26117	7	645	7 385	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	31.78	31.86	-	-	7.98
26117	7	646	158 055	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	691.52	691.46	-	-	451.63
26117	7	659	14 010	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	49.38	49.38	-	-	-
26117	7	674	6 054	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	12.57	12.57	-	-	15.52
26117	7	679	406	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	36.46	31.69	-	-	10.37
26117	7	696	31 393	E- ERIAL A PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario		-	-	10.18	10.19	-	-	-
26117	7	726	39 194	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	5 224.36	-	-	56.70	51.84	-	-	28.63
26117	7	729	137 958	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	15 630.67	407.2	513.33	673.78	616.70	-	1 052.75	3 538.99
26117	7	735	19 327	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 102.98	-	-	47.86	36.07	-	204.18	43.63
26117	7	736	56 770	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	14 911.08	407.2	513.33	281.79	263.01	-	378.22	237.61
26117	7	788	12 047	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	37.44	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	789	15 064	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 870.76	-	-	48.25	48.25	-	-	152.08
26117	7	793	184 779	E- ERIAL A PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario y Forestal	20 618.53	407.2	513.33	741.48	722.75	-	773.58	-

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26117	7	836	10 990	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	0.0022
26117	7	843	13 996	E- Pastos	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	4.97
26117	7	845	685	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	225.1
26117	7	854	37 553	C- LABOR – TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	6.12	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	855	27 273	F - PISTACHO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	252.56	-	-	-	-	-	-	-
26117	7	9004	3 328	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	40.28
26117	7	9009	2 119	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	3.80	3.80	-	-	960.98
26117	7	9010	2 747	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	478.13	-	-	3.01	-	-	-	-
26117	7	9011	29 055	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	672.56	-	-	171.46	129.90	-	-	21 581.03
26117	7	9013	6 380	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	3.72
26117	7	9016	6 380	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	354.43
26117	7	10177	52 217	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	179.56	179.56	-	-	696.75
26117	7	10791	53 866	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	165.82	165.82	-	-	546.46

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DEL PARQUE REPOTENCIADO RAPOSERAS							
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	VUELO (m^2)	CIMENTACIÓN (m^2)	PLATAFORMA (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)	TORRE METEOROLÓGICA (m^2)	VIALES(m^2)	
												NUEVOS	ADECUAR
26117	7	10792	141 471	C- LABOR -TIERRA ARABLE/ E- ERIAL A PASTOS	Suelo urbanizable delimitado / Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección Forestal	-	-	-	576.87	576.87	-	-	-
26117	7	20792	30 975	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	235.53	-	-	238.24	238.24	-	648.56	178.45
26117	10	375	1142	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	6.20
26117	10	376	6 173	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	638.24
26117	10	377	2 266	O- OLIVOS SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	494.45
26117	10	382	130	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	20.49
26117	10	385	508	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	1.08
26117	10	424	373	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	27.44
26117	10	9001	71 309	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	11 693.86
26117	10	9006	611	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	302.8
26117	11	9001	115 428	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	-	-	-	-	2 696.37

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La siguiente tabla recoge la relación de ocupaciones temporales de los elementos correspondientes al PE Raposeras repotenciado.

Tabla 3. Relación de ocupaciones temporales del PE Repotenciado

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS TEMPORALES DEL PE REPOTENCIADO		
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO	CAMPA DE OBRA	PLATAFORMA TEMPORAL	VIAL TEMPORAL
26036	25	412	76 417	E- ERIAL A PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	861.98	2555.26
26036	25	416	3 691	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	426.11	-
26036	25	417	8 779	I- INSTALACIONES EOLICAS	Suelo No Urbanizable Genérico por su Inadecuación para el Desarrollo Urbanístico	-	3 164.41	0.77
26117	7	280	120 199	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	4 434.31	-
26117	7	585	12 213	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	166.44	
26117	7	613	31 023	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	7 214.72	-
26117	7	726	39 194	V- VIÑEDO VINIFICACION	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	1.08	-
26117	7	729	137 958	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	4 944.55	4061.4	1 995.71
26117	7	735	19 327	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	792.42	-
26117	7	736	56 770	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	2 432.54	-
26117	7	793	184 779	E- ERIAL A PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario y Forestal	-	3 454.87	1 307.78
26117	7	9011	29 055	VT VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	33.12	-
26117	7	20792	30 975	C- LABOR -TIERRA ARABLE	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	182.12	421.85

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4. PARCELAS AFECTADAS EN LA HIBRIDACIÓN

La siguiente tabla recoge la relación de ocupaciones permanentes de los elementos correspondientes a la hibridación del PE Raposeras repotenciado.

Tabla 4. Relación de ocupaciones permanentes de la PSFV y del BESS

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DE LA HIBRIDACIÓN					
						ÁREA ENCERRADA POR LOS VALLADOS (m²)	ELEMENTOS CON AFECCIÓN FUERA DE LOS VALLADOS				
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m²)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO		SUPERFICIE DE LA PANTALLA VEGETAL (m²)	VIAL EXISTENTE (m²)	VIAL DE NUEVA CREACIÓN (m²)	ZANJA (m²)	SERVIDUMBRE ZANJA (m²)
26117	7	42	1 120	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	184.23	225.55	-	-	-	-
26117	7	46	2 696	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	2 447.31	251.40	-	-	-	-
26117	7	47	4 937	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	4 853.15	86.70	-	-	-	-
26117	7	70	3 309	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 282.61	28.57	-	-	-	-
26117	7	72	3 234	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 234.00	-	-	-	-	-
26117	7	73	8 969	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	8 416.48	353.02	-		-	-
26117	7	74	1 096	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 023.26	56.96	-	-	-	-
26117	7	75	8 050	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	2 253.39	463.47	-	-	-	-
26117	7	76	7 053	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	4 471.35	782.74	-	-	-	-
26117	7	81	3 188	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	2 124.32	233.30	-	-	-	-
26117	7	82	6 153	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 259.72	583.91	-	68.28	5.33	5.29

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DE LA HIBRIDACIÓN					
						ÁREA ENCERRADA POR LOS VALLADOS (m^2)	ELEMENTOS CON AFECCIÓN FUERA DE LOS VALLADOS				
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO		SUPERFICIE DE LA PANTALLA VEGETAL (m^2)	VIAL EXISTENTE (m^2)	VIAL DE NUEVA CREACIÓN (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)
26117	7	83	4 444	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	4 359.95	78.64	-	-	-	-
26117	7	84	4 022	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 365.13	192.29	-	-	-	-
26117	7	94	7 140	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	4 834.27	731.03	-	-	-	-
26117	7	95	1 043	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 043.00	-	-	-	-	-
26117	7	96	11 489	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	1 0723.5	372.66	-	-	-	-
26117	7	97	3 805	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 141.81	438.26	-	-	-	-
26117	7	98	4 185	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 688.19	335.77	-	-	-	-
26117	7	99	836	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	90.98	122.04	-	91.85	12.54	12.54
26117	7	100	1 194	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	243.29	44.81	44.81
26117	7	107	3 770	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	135.7	110.29	-	-	-	-
26117	7	108	10 780	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	107.37	98.67	-	775.04	113.64	100.01
26117	7	109	9 477	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	358.74	28.49	28.04
26117	7	110	8 943	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	-	221.86	71.62	70.14

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DE LA HIBRIDACIÓN					
						ÁREA ENCERRADA POR LOS VALLADOS (m^2)	ELEMENTOS CON AFECCIÓN FUERA DE LOS VALLADOS				
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO		SUPERFICIE DE LA PANTALLA VEGETAL (m^2)	VIAL EXISTENTE (m^2)	VIAL DE NUEVA CREACIÓN (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)
26117	7	131	3 723	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	3 488.45	231.19	-	-	-	-
26117	7	132	7 724	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	7 294.27	414.62	-	-	-	-
26117	7	133	11 715	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	9 743.38	789.84	-	-	-	-
26117	7	146	307175	E- PASTOS	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	21 677.44	2 993.38	-	591.95	97.27	85.11
26117	7	174	106 197	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	71 766.30	1291.29	-	158.82	146.58	141.15
26117	7	723	53 544	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	32 568.26	3492.24	-	-	30.36	30.36
26117	7	769	26 214	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	17 369.95	706.68	-	-	30.40	30.40
26117	7	788	12 047	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	7 735.19	184.18	-	-	20.77	20.77
26117	7	855	27 273	F- PISTACHO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	13 833.27	2 695.87	-	-	47.61	43.03
26117	7	9001	9 458	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	9 458	-	1 223.11	938.59
26117	7	9013	7 497	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	999.44	-	8.47	7.63
26117	7	9014	7 604	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	1 526.84	-	495.70	373.73
26117	7	9015	1 853	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	354.04	-	-	-

DATOS DE LA PARCELA						ELEMENTOS DE LA HIBRIDACIÓN					
						ÁREA ENCERRADA POR LOS VALLADOS (m^2)	ELEMENTOS CON AFECCIÓN FUERA DE LOS VALLADOS				
MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE DE LA PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DEL SUELO		SUPERFICIE DE LA PANTALLA VEGETAL (m^2)	VIAL EXISTENTE (m^2)	VIAL DE NUEVA CREACIÓN (m^2)	ZANJA (m^2)	SERVIDUMBRE ZANJA (m^2)
26117	7	9019	1 816	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	1 817.42	-	1.94	-
26117	7	10792	1 414 71	C-LABOR-TIERRA ARABLE	Suelo urbanizable delimitado	-	-	235.81	-	70.52	52.23
26117	10	9002	7 281	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	5 469.49	-	-	-
26117	10	9003	4 214	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	66.82	-	-	-
26117	10	9007	6 904	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	6 904.00	-	-	-
26117	10	9010	1 489	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	1 489.83	-	-	-
26117	11	32	10 186	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	297.88	-	-	-
26117	11	9001	115 428	VT-VÍA DE COMUNICACIÓN DE DOMINIO PÚBLICO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	-	-	94.66	-	-	-

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La siguiente tabla recoge la relación de ocupaciones temporales de los elementos correspondientes a la hibridación del PE Raposeras repotenciado.

Tabla 5. Relación de ocupaciones temporales de la PSFV y del BESS

MUNICIPIO	REFERENCIA CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE PARCELA (m^2)	TERRENO	CLASIFICACIÓN DE SUELO	ELEMENTO	SUPERFICIE ELEMENTO (m^2)
26117	26117A00700117	7	117	20 889	C- LABOR O LABRADÍO SECANO	Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario	CAMPA DE OBRA	1 000.64

Fuente: Barlovento, elaboración propia

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº6 – CÁLCULOS ELÉCTRICOS

LA RIOJA



Barlovento

INDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO 6
2. NORMATIVA E INSTRUCCIONES EMPLEADAS 7
3. PARQUE EÓLICO 8
   3.1. INTRODUCCIÓN 8
   3.2. RED SUBTERRÁNEA DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN 8
      3.2.1. Características del cable seleccionado 9
      3.2.2. Diseño de la red de conductores de MT 11
      3.2.3. Longitudes por tipo de conductor 24
4. PLANTA FOTOVOLTAICA 25
   4.1. INTRODUCCIÓN 25
   4.2. CONDICIONES DE DISEÑO 25
   4.3. RED DE BAJA TENSIÓN 25
      4.3.1. Dimensionamiento tramo CC (final de string-inversor) 27
      4.3.2. Dimensionamiento del tramo CA (Inversor-estación de potencia) 42
   4.4. RED DE MEDIA TENSIÓN 48
      4.4.1. Diseño de la red de conductores de MT 48
      4.4.2. Criterio de intensidad máxima admisible 50
      4.4.3. Criterio por caída de tensión máxima admisible 50
      4.4.4. Pérdidas de potencia 50
      4.4.5. Criterio de cortocircuito 51
      4.4.6. Longitudes por tipo de conductor 51
   4.5. PUESTA A TIERRA 52
      4.5.1. Diseño del sistema de PAT de protección 53
5. SISTEMA BESS 60
   5.1. INTRODUCCIÓN 60
   5.2. RED DE MEDIA TENSIÓN 60
      5.2.1. Diseño de la red de conductores de MT 60
      5.2.2. Longitudes por tipo de conductor 62
   5.3. SERVICIOS AUXILIARES DEL BESS 63
   5.4. PUESTA A TIERRA 65
      5.4.1. Diseño del sistema de PAT de protección 65
6. REFERENCIAS 71

NDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios 9
Tabla 2. Características del cable de MT 10
Tabla 3. Descripción de los circuitos de MT 12
Tabla 4. Intensidad máxima admisible del cable directamente enterrado 13
Tabla 5. Intensidad máxima admisible del cable bajo tubo 13
Tabla 6. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1 m. 14
Tabla 7. Factor de corrección, para temperatura del terreno distinta de 25 ˚C 14
Tabla 8. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad 15
Tabla 9. Factor de corrección, para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 K.m/W 15
Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares 16
Tabla 11. Coeficientes de corrección para cables directamente enterrados para una separación entre ternas de 0.40 y 0.60m 17
Tabla 12. Coeficientes de corrección para cables bajo tubo para una separación entre ternas de 0.40 m y 0.60m 17
Tabla 13. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito 1 del PE 18
Tabla 14. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito 2 del PE 18
Tabla 15. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito 3del PE 18
Tabla 16. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito 1 del PE 20
Tabla 17. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito 2 del PE 20
Tabla 18. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito 3 del PE 20
Tabla 19. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito 1 del PE 21
Tabla 20. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito 2 del PE 22
Tabla 21. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito 3 del PE 22
Tabla 22. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito 1 del PE 23
Tabla 23. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito 2 del PE 24
Tabla 24. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito 3 del PE 24
Tabla 25. Longitudes por tipo de conductor (PE) 24
Tabla 26. Datos de partida. Dimensionamiento de los conductores de BT de la PSFV, tramo de CC 27
Tabla 27. Características principales del cable de BT. tramo CC (Fuente: Ver 6-Ref.2)) 27
Tabla 28. Coeficientes de variación de resistencia especifica por temperatura del conductor. 31
Tabla 29 Resultados secciones de los conductores de BT, del sistema de CC, de la PSFV Raposeras para el bloque de potencia indicado 33
Tabla 30: Datos de partida. Dimensionamiento de los conductores de BT de la PSFV, tramo de CA. 42

Tabla 31 Características principales del cable de BT. tramo CA (Fuente: Ver 6-Ref.3)) 43
Tabla 32. Resultados secciones de los conductores de BT, del sistema de CA, para el bloque de potencia indicado 47
Tabla 33. Estaciones de potencia de la PSFV 49
Tabla 34. Características de diseño de la red de MT de la PSFV 49
Tabla 35. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito de la PSFV 50
Tabla 36. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito de la PSFV 50
Tabla 37. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito de la PSFV 51
Tabla 38. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito de la PSFV 51
Tabla 39. Longitudes por tipo de conductor (PSFV) 52
Tabla 40 Resistividad según las características del terreno 52
Tabla 41 Intensidades máximas de defecto para diferentes configuraciones de PAT 54
Tabla 42 Tensión de contacto aplicada en función de la corriente de falta 57
Tabla 43. Cumplimiento de las tensiones de paso y contacto de las EP asociadas a la PSFV 59
Tabla 44. Valores máximos de resistencia de PAT en función de la conexión de las pantallas 59
Tabla 45. Características de diseño de la red de MT del BESS 61
Tabla 46. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito del BESS 61
Tabla 47. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito de MT del BESS 61
Tabla 48. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito de MT del BESS 62
Tabla 49. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito del BESS 62
Tabla 50. Longitudes por tipo de conductor (BESS) 62
Tabla 51. Características básicas del Transformador de .SS.AA del BESS 63
Tabla 52. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito del transformador de SS.AA del BESS 64
Tabla 53. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito de MT del transformador de SS.AA del BESS 64
Tabla 54. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito de MT del transformador de SS.AA del BESS 64
Tabla 55. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito del transformador de SS.AA del BESS 65
Tabla 56. Cumplimiento de las tensiones de paso y contacto de la EP 70
Tabla 57. Referencias 71

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Ficha de características del cable Al RH5Z1-OL (Ver 6- Ref.1) 11
Ilustración 2. Distancia, d, entre ternos 16

Ilustración 3. División de bloques de potencia de la PSFV 26

Ilustración 4: Ficha de característica del cable H1Z2Z2-K (Fuente: Ficha técnica del fabricante (Ver 6-Ref.2)) 28

Ilustración 5: Fichas de características cable XZ1-AL (Fuente: Ficha técnica del fabricante (Ver 6-Ref.3)) 44

1.OBJETO

El presente Anejo tiene por objeto el cálculo y diseño de la red de interconexión eléctrica de la repotenciación del PE Raposeras y su hibridación con tecnología fotovoltaica y almacenamiento, siguiendo lo establecido por la normativa vigente.

2. NORMATIVA E INSTRUCCIONES EMPLEADAS

La normativa considerada es la siguiente:

- RD 223/2008. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- RD 337/2014. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- RD 842/2002. Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 52.
- UNE-HD 60364-5-52:2022. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos.
- UNE-HD 60364-7-712:2017. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- UNE-EN 50618:2015. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

3. PARQUE EÓLICO

3.1. INTRODUCCIÓN

El presente apartado tiene por objeto el cálculo y diseño de la red de interconexión eléctrica de media tensión del PE Raposeras repotenciado, aplicando lo establecido en la normativa vigente descrita en el apartado de referencia.

La repotenciación del PE Raposeras consta de seis (6) aerogeneradores de 7.00 MW de potencia nominal, modelo N163, del fabricante Nordex.

La red de MT del PE diseñada a una tensión de 20 kV, comprende:

1. La red subterránea de cables de MT.
2. Los equipos y aparamenta de MT que se ubicarán en el interior de los aerogeneradores.

Las canalizaciones subterráneas consisten en zanjas y arquetas para alojar las instalaciones eléctricas de MT, las cuales están trazadas entre los aerogeneradores y la Subestación de evacuación (SET Raposeras 66/20 kV). Todas las canalizaciones eléctricas y de control del parque serán subterráneas con el fin de evitar cualquier posibilidad de interferencia tanto en fases de construcción y montaje del parque eólico como en la explotación y mantenimiento de este. Además, de la minimización del impacto ambiental que representan.

3.2. RED SUBTERRÁNEA DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN

La instalación propuesta en el presente proyecto queda definida por las siguientes características generales:

- Sistema ..... Corriente Alterna Trifásica
- Frecuencia (Hz) 50
- Factor de potencia (cos φ) 0.90
- Tensión nominal (kV) 20
- Tensión más elevada de la red (kV) 24
- Tensión soportada a frecuencia ind. (kV) 50
- Tensión de impulso tipo rayo (kV) 125
- Tipo de conductor ..... AL RH5Z1-OL
- Tipo de aislamiento ..... XLPE
- Tipo de canalización ..... Directamente enterrado/ Bajo tubo
- Configuración de la instalación ..... Trébol

- Longitud total zanja subterránea (km) ..... 4.77 km
- Longitud total de conductores (km) ..... 26.05 km
- Número de circuitos 3
- Número de ternas máximo por zanja 3
- Separación entre circuitos en zanja (m) ..... 0.4 y 0.6 (para minimizar afectación)
- Profundidad máxima de la zanja (m) 1.10
- Profundidad máxima de canalización (m) 1.00
- Anchura máxima de la zanja (m) ..... 1.80/2.00 (directamente enterrado/ bajo tubo)

De la instrucción técnica complementaria ITC-LAT 06 correspondiente a líneas subterráneas del RD 223/2008, será de aplicación para el cálculo y dimensionado de la red de MT. De esta instrucción, podemos obtener los datos que definen los niveles de aislamiento que son los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 1. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

Tensión nominal de la red, U_n kV	Tensión más elevada de la red, U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0 / U	U_p
20	24	A-B	12/20	125

- U_0, es la tensión nominal eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
- U_p, es el valor cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla para que el que se ha diseñado el cable o accesorios.

Fuente: Barlovento, a partir de Tabla 2 de la ITC-LAT 06

3.2.1. Características del cable seleccionado

Se han tomado como referencia las características técnicas del cable **AL RH5Z1-OL 12/20 kV** de la compañía Prysmian.

El cable utilizado en los cálculos es unipolar, con conductor de aluminio (Al), aislado con polietileno reticulado (XLPE), con pantalla de cinta de aluminio y sin armadura, para una tensión nominal de 12/20 kV, con cubierta de poliolefina termoplástica.

Las características principales de los cables de MT a utilizar son las que se indican a continuación [Ver 6-Ref.1].

Tabla 2. Características del cable de MT

CARACTERÍSTICA	VALOR
Tensión asignada	12/20 kV
Tipo	Unipolar
Aislamiento	XLPE
Material conductor	Al
Instalación	Enterrado/Bajo Tubo
Configuración	Al tresbolillo
Temperatura máxima en servicio permanente	90 ^{0}C
Temperatura máxima en cortocircuito	250 ^{0}C
Condiciones ambientales	- Libre de halógenos (UNE-EN 60754-1) - Reducida emisión de gases tóxicos y corrosivos (UNE-EN 60754-2) - Baja opacidad de humos (UNE-EN 61034-2) - Resistencia a muy baja temperatura (-25^{0}C) - Resistencia a las radiaciones UV (UNE 211605) - Obturación longitudinal de la pantalla - Resistencia al agua - Resistencia a la abrasión, al desgarro y a los impactos (UNE 211620) - Protección mecánica contra roedores.

Fuente: Barlovento, a partir de la ficha técnica del fabricante

Sección Conductor Al (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
12/20 kV									
1X95*	21,2	29,0	885	435	255	205	190	8,93	2,65
1X150*	23,9	31,6	1090	474	335	260	245	14,1	2,98
1X240*	28,0	35,6	1460	534	455	345	320	22,6	3,31
1X400*	33,0	40,7	1985	611	610	445	415	37,6	3,98
1X500	36,7	44,6	2470	669	715	505	480	47,0	4,30
1X630	40,8	48,4	2930	726	830	575	545	59,2	4,81

Sección conductor Al (mm²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
12/20 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,119	0,251	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,206	0,262	0,111	0,294	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,125	0,161	0,102	0,358	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,0778	0,102	0,096	0,436	0,720	0,284	0,436
1X500	0,0605	0,084	0,093	0,494	0,651	0,241	0,494
1X630	0,0469	0,0636	0,090	0,557	0,604	0,216	0,557

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para instalación al aire 40 ^{0}C de temperatura (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terrenos de 1.5 Km/W de resistividad térmica y 25 ^{0}C de temperatura.

Ilustración 1. Ficha de características del cable Al RH5Z1-OL (Ver 6- Ref.1)

3.2.2. Diseño de la red de conductores de MT

A través de la red subterránea de MT se recoge la energía generada por los aerogeneradores del PE Raposeras, para transportarla hasta la subestación de evacuación existente, "Subestación Raposeras", encargada de elevar la tensión de 20 kV a 66 kV para su conexión con la red de transporte, en barras de 66 kV de la denominada "Subestación Quel 220/66 kV".

Teniendo en cuenta las posiciones de los aerogeneradores. la localización y características de la Subestación de evacuación se han diseñado **tres circuitos eléctricos en 20 kV**. Los circuitos de interconexión en 20 kV estarán constituidos por ternas de conductores unipolares agrupados en trébol y directamente enterrados en zanja.

Las secciones del conductor se han adaptado en cada tramo de circuito a las cargas máximas previsibles en cuanto a capacidad de corriente y a una caída de tensión inferior al 3%.

En cualquier caso. los cables seleccionados cumplirán las prescripciones reglamentarias en cuanto a densidad de corriente, cortocircuito y caída de tensión, garantizando asimismo las pérdidas mínimas de transporte. Es por ello por lo que la realización del dimensionado se ha calculado en función de los siguientes criterios:

- Intensidad admisible: el conductor debe soportar 125% de la máxima corriente prevista en el circuito, además se tomarán en cuenta los factores de corrección establecidos en la ITC-LAT-06 y UNE-21144, de tal modo que la ampacidad admisible corregida del conductor sea superior a la corriente máxima prevista en el conductor.
- Pérdidas eléctricas: pérdidas totales en la subestación inferiores al 3%.
- Caída de tensión: caída de tensión acumulada en el circuito inferior al 3%.
- Cortocircuito: el conductor y la pantalla deben estar dimensionadas para soportar las condiciones de cortocircuito (corriente térmica) según la metodología seguida en la IEC 60909-0 y los límites establecidos en la ITC-LAT-06 y UNE 21-192-92.

Inicialmente. las secciones se calculan en función de la máxima intensidad admisible. Posteriormente, las secciones son comprobadas en función del criterio de máxima caída de tensión, realizándose los ajustes de sección necesarios si no se cumpliese algunos de los criterios anteriormente indicados. Finalmente, se sopesan igualmente las pérdidas estimadas a capacidad máxima y en función de ellas. se decide finalmente la sección.

La selección previa de la ruta de los circuitos tiene como premisa minimizar secciones y longitudes y, por tanto, pérdidas y costos asociados.

En la siguiente tabla se indican los circuitos de MT diseñados para la evacuación de la energía del PE repotenciado.

Tabla 3. Descripción de los circuitos de MT

CIRCUITO	AEROGENERADORES	N.º AEROS	POTENCIA [MW]
1	RAP001 y RAP006	2	14.00
2	RAP005 y RAP002	2	14.00
3	RAP004 y RAP003	2	14.00

Fuente: Barlovento, elaboración propia

3.2.2.1. Criterio de intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible es aquella que provoca el calentamiento del conductor hasta la temperatura máxima de trabajo en régimen permanente. en nuestro caso toma un valor de 90^0C.

El conductor y su envolvente aislante se calientan debido al calor producido por:

- Pérdidas por efecto Joule en el conductor.
- Pérdidas dieléctricas del aislante.
- Pérdidas por efecto Joule debidas a la corriente por la pantalla.
- Efecto térmico de la temperatura ambiente y del suelo.
- Efecto térmico por fuentes de calor próximas (otros conductores con corriente en las cercanías).

El calor producido en el conductor es evacuado a través de las distintas capas aislantes hasta la cubierta y transmitido al medio exterior por conducción.

El cálculo de la intensidad admisible se ha realizado en base a la normativa especificada en el apartado de referencia.

En función de la sección de conductor seleccionada para cada uno de los tramos de circuito, se tienen las siguientes intensidades máximas admisibles[1]:

Tabla 4. Intensidad máxima admisible del cable directamente enterrado

SECCIÓN [mm²]	95	150	240	300	400	500	630
Intensidad máxima admisible (A)	205	260	345	390	445	505	575

Fuente: Barlovento, a partir de ficha técnica del fabricante de cable

Tabla 5. Intensidad máxima admisible del cable bajo tubo

SECCIÓN [mm²]	95	150	240	300	400	500	630
Intensidad máxima admisible (A)	190	245	320	365	415	480	545

Fuente: Barlovento, a partir de ficha técnica del fabricante de cable

En función de las características de la instalación del conductor (temperatura y características térmicas del suelo circundante y del relleno, profundidad de enterramiento y agrupación de ternas en la zanja), se deberá aplicar una serie de factores de corrección a los valores de capacidad de corriente de la Tabla 4 y la Tabla 5.

De forma que,

$$I_{máx.adm.correg.} = I_{máx.adm.} \cdot ft \cdot fr \cdot fm\, fp \cdot$$, siendo:

- I máx.adm.correg.: la intensidad máxima admisible del conductor corregida de acuerdo con las condiciones de instalación (A).
- I máx.adm.: la intensidad máxima admisible del conductor antes de aplicar los factores de corrección, en condiciones estándar (A).
- ft: factor de corrección debido a la temperatura ambiente del terreno.
- fr: factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno.
- fm: factor de reducción por agrupamiento de ternas en zanja.
- fp: factor de corrección por profundidad de enterramiento.

En el caso particular de este proyecto se adopta, como hipótesis de partida, que todos los conductores de MT irán enterrados a 1.00 m de profundidad y se considerará 1.50 K.m/W como resistividad del terreno y 25 ^{0}C como temperatura del suelo. Estos parámetros tienen carácter estimativo y deberán ser verificados y, en su caso, ajustados, en fases posteriores de la ingeniería mediante la realización de estudios geotécnicos y térmicos específicos del terreno.

3.2.2.1.1. Coeficiente de corrección por profundidad de enterramiento

En la tabla 11 de la ITC-LAT 06 se indican los factores de corrección de deben aplicarse para profundidades de instalación distintas a 1 metro.

[1] Para instalación enterrada a 1 m de profundidad, terreno de 1.50 Km/W de resistividad térmica y una temperatura del terreno de 25 ^{o}C.

Tabla 6. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1 m.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Fuente: Tabla 11 de la ITC-LAT 06

De esta forma, para una profundidad de enterramiento de los cables de media tensión de 1.00 m, se obtiene un factor de corrección por profundidad de enterramiento, $\mathbf{f_p = 1}$.

3.2.2.1.2. Coeficiente de corrección por temperatura del terreno.

En la Tabla 7 de la ITC-LAT 06 se indican los factores de corrección, de la intensidad admisible para temperaturas del terreno distintas a 25 ˚C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor.

Tabla 7. Factor de corrección, para temperatura del terreno distinta de 25 ˚C

Temperatura °C Servicio Permanente θs	Temperatura del terreno, θt, en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Fuente: Tabla 7 de la ITC-LAT 06

Para temperaturas del terreno diferentes a las de la tabla, se aplica la siguiente formula.

$$F = \sqrt{\frac{\theta_S - \theta_t}{\theta_S - 25}}$$

Donde,

- F, es el factor de corrección para la temperatura del terreno.
- θ_S, es la temperatura nominal del conductor, en °C.
- θ_t, es la temperatura del terreno, en °C.

De esta forma, para una temperatura nominal de conductor de 90 °C y una temperatura ambiente del terreno de 25°C, se obtiene un factor de corrección por profundidad de enterramiento, $\mathbf{f_t = 1}$.

3.2.2.1.3. Coeficiente de corrección por resistividad térmica del terreno

Los conductores de media tensión irán enterrados directamente en una zanja rellena con una capa de arena que cubre todos los circuitos eléctricos, de modo que, para su dimensionamiento se toma como referencia la resistividad térmica de la arena.

Tomando como referencia los valores de resistividad en función de la tipología del terreno de la Tabla 9 de la ITC-LAT 06, se estima un valor de resistividad térmica del terreno de 1.5 K.m/W.

Tabla 8. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Fuente: Tabla 9 de la ITC-LAT 06

En la Tabla 8 de la ITC-LAT 06 se indican, para distintas resistividades térmicas del terreno, los correspondientes factores de corrección de la intensidad admisible

Tabla 9. Factor de corrección, para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 K.m/W

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Fuente: Tabla 8 de la ITC-LAT 06

Para una resistividad térmica igual a 1.5 K.m/W., se obtiene un factor de corrección por profundidad de enterramiento, **f_r=1.**

3.2.2.1.4. Coeficiente de corrección por agrupamiento de ternas en zanja

En el caso de que se deban instalar más de una terna de cables unipolares, a lo largo del recorrido, será necesario tener en cuenta el calentamiento mutuo entre los cables lo que se traducirá en una reducción de la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de un coeficiente de reducción.

En la tabla 10 de la ITC LAT-06, se indican los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternos de cables unipolares y la distancia entre ternos o cables tripolares.

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Fuente: Tabla 10 de la ITC-LAT 06

Fuente: ITC-LAT 06

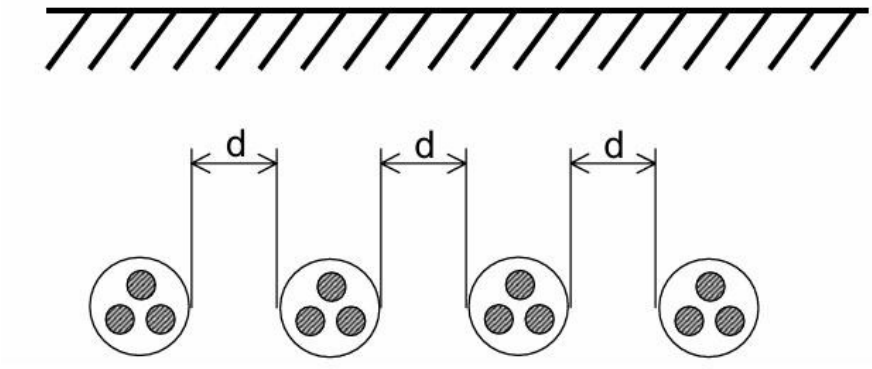


Ilustración 2. Distancia, d, entre ternos

De este modo, en función de la distancia de separación entre conductores, se ha considerado una separación entre ternas de 0.40 m y de 0.60 m (Ver "*Plano 43*") y del número de ternas en la zanja, se aplicarán los factores de corrección resultantes que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11. Coeficientes de corrección para cables directamente enterrados para una separación entre ternas de 0.40 y 0.60m

SEPARACIÓN DE TERNAS [m]	NÚMERO DE TERNAS EN LA ZANJA				
	FACTOR DE CORRECCIÓN				
	1	2	3	4	5
0.40	1	0.86	0.78	0.75	0.72
0.60	1	0.88	0.82	0.79	0.77

Fuente: Barlovento, a partir de la Tabla 10 de la ITC-LAT 06

En el caso de las canalizaciones bajo tubo, los factores de corrección resultantes serán los siguientes:

Tabla 12. Coeficientes de corrección para cables bajo tubo para una separación entre ternas de 0.40 m y 0.60m

SEPARACIÓN DE TERNAS [m]	NÚMERO DE TERNAS EN LA ZANJA				
	FACTOR DE CORRECCIÓN				
	1	2	3	4	5
0.40	1	0.87	0.80	0.77	0.74
0.60	1	0.89	0.83	0.81	0.79

Fuente: Barlovento, a partir de la Tabla 10 de la ITC-LAT 06

En los tramos de circuito en los que existen partes de conductor enterradas bajo tubo y partes de conductor directamente enterradas, se aplica, para la totalidad del tramo, el caso más restrictivo entre los dos anteriores, que se corresponde con el coeficiente de corrección para cables directamente enterrados.

3.2.2.1.5. Resultados

De modo que, se obtienen los siguientes resultados:

Cumpliendo el criterio de máxima intensidad admisible:

Tabla 13. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito 1 del PE

Circuito 1	Potencia [kW]	Intensi-dad [A]	Dist. Ternas [mm]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Imáx. adm	fc_{tot}	Imáx. adm. correg.
RAP006-RAP001	7 000	224.53	400	3	AL-300	385	0.78	300.30
RAP001 - SET	14 000	449.05	600	3	AL-630	575	0.82	471.50

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 14. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito 2 del PE

Circuito 2	Potencia [kW]	Intensi-dad [A]	Dist. Ternas [mm]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Imáx. adm.	fc_{tot}	Imáx. adm. correg.
RAP005-RAP002	7 000	224.53	400	3	AL-300	385	0.78	300.30
RAP002 - SET	14 000	449.05	600	3	AL-630	575	0.82	471.50

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 15. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito 3del PE

Circuito 3	Potencia [kW]	Intensi-dad [A]	Dist. Ternas [mm]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Imáx. adm	fc_{tot}	Imáx. adm. correg.
RAP004-RAP003	7 000	224.53	400	2	AL-300	385	0.86	331.10
RAP003 - SET	14 000	449.05	600	3	AL-630	575	0.82	471.50

Fuente: Barlovento, elaboración propia

3.2.2.2. Criterio por caída de tensión máxima admisible

La caída de tensión se produce por el efecto de los parámetros eléctricos del cable, su longitud y la cantidad de carga que transporta. En general. se considera un parámetro crítico en la operación con calidad del sistema de potencia.

El criterio que se emplea para el diseño de los circuitos de media tensión es limitar la caída de tensión al 3%.

Las caídas de tensión se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U\ (V) = \sqrt{3}\cdot\left(R\cdot\cos\varphi + X\cdot sen\varphi\right)\cdot\sum_{n} I_i\cdot L_i$$. donde:

- R: la resistencia del conductor (Ω/km).
- X: la reactancia del conductor (Ω /km).
- Ii: la intensidad que circula por el tramo i (A).
- Li: la longitud del tramo i (km).

La intensidad que circula por la línea está relacionada con la potencia transportada según la siguiente expresión:

$$I\ (A) = \frac{P}{\sqrt{3}\cdot U\cdot\cos\varphi}$$, siendo:

-P: Potencia activa entregada por la línea (kW).
-U: Tensión compuesta en el extremo de la línea (kV).
-cos φ[2] : Factor de potencia de la potencia entregada.

La caída de tensión en la línea en tanto por ciento de la tensión. en el extremo de la línea se puede expresar como:

$$\Delta U\% = \frac{\left(R\cdot\cos\varphi + X\cdot sen\varphi\right)}{10\cdot U^{2}\cdot\cos\varphi}\cdot P\cdot L$$

El criterio de optimización se basa en permitir una caída de tensión dentro de los parámetros establecidos (3%), minimizando las pérdidas de potencia que se produzcan en total. Para ello, el siguiente paso, es ajustar o verificar las secciones de los cables (ya seleccionadas por criterio de intensidad admisible), para estar dentro del límite de caída de tensión establecido.

De modo que, se obtienen los siguientes resultados.

[2] Se considera un factor de potencia de 0.90

Tabla 16. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito 1 del PE

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kW]	Calibre Cable [mm²]	ΔV [V]	ΔV [%]	Δv-acumulado [%]
RAP006- RAP001	2 619	7 000	AL-300	171.82	0.86	0.86
RAP001 - SET	583	14 000	AL-630	43.78	0.22	**1.08**
	3 203					<3%

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 17. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito 2 del PE

Circuito 2	Longitud [m]	Potencia [kW]	Calibre Cable [mm²]	ΔV [V]	ΔV [%]	Δv-acumulado [%]
RAP005 -RAP002	1 370	7 000	AL-300	89.87	0.45	0.45
RAP002 - SET	1 196	14 000	AL-630	89.75	0.45	**0.90**
	2 566					<3%

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 18. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito 3 del PE

Circuito 3	Longitud [m]	Potencia [kW]	Calibre Cable [mm²]	ΔV [V]	ΔV [%]	Δv-acumulado [%]
RAP004 -RAP003	950	7 000	AL-300	62.31	0.31	0.31
RAP003 - SET	1 966	14 000	AL-630	147.54	0.74	**1.05**
	2 916					<3%

Fuente: Barlovento, elaboración propia

3.2.2.3. Pérdidas de potencia

La pérdida de potencia que se dará en los conductores al circular por ella una intensidad determinada se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P = \sum_{n} 3 \cdot R_i \cdot I_i^2 \cdot L_i$$

, siendo:

-ΔP: pérdida de potencia a plena carga [W].
-Ri: resistencia del conductor i [Ω /km].

-Ii: intensidad que circula por el tramo i [A].
-Li: longitud del tramo i [km].

La pérdida de potencia en la línea en tanto por ciento de la potencia entregada en el extremo de la línea se puede expresar como (en base a la potencia nominal evacuada por el circuito):

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P \cdot 100}{Pn}$$

Sustituyendo los valores conocidos de R, a la temperatura que crea la potencia que circula por el conductor, I, P y L se obtienen los valores de pérdida de potencia activa en tanto por ciento para la potencia de transporte y en función de su factor de potencia cos φ.

También, se puede totalizar la potencia de pérdidas total de la red de media tensión, en función de la potencia nominal del parque.

Se debe resaltar que esta potencia de pérdidas se calcula asumiendo la condición de máxima generación en el parque y en todas las unidades. con las resistencias de los cables a temperatura nominal (90ºC).

Se debe cumplir con:

$$P \leq 3.00\ \%$$

De modo que. se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 19. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito 1 del PE

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad (A)	Calibre Cable [mm²]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]
RAP006- RAP001	2 619	7 000	224.53	AL-300	55.06	0.79
RAP001 - SET	583	14 000	449.05	AL-630	22.45	0.16
	3 203				**115.29**	**0.95**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 20. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito 2 del PE

Circuito 2	Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad (A)	Calibre Cable [mm²]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]
RAP005 -RAP002	1 370	7 000	224.53	AL-300	28.80	0.41
RAP002 - SET	1 196	14 000	449.05	AL-630	46.02	0.33
	2 566				**74.82**	**0.74**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 21. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito 3 del PE

Circuito 3	Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad (A)	Calibre Cable [mm²]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]
RAP004 -RAP003	950	7 000	224.53	AL-300	19.97	0.29
RAP003 - SET	1 966	14 000	449.05	AL-630	75.65	0.54
	2 916				**95.62**	**0.83**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La red de media tensión, bajo el diseño propuesto, tiene unas **pérdidas totales de 247.94 kW,** lo que representa el **0.59 %** de la potencia instalada del PE.

3.2.2.4. Criterio de cortocircuito

Para llevar a cabo este criterio, será necesario determinar la corriente de cortocircuito máxima admisible que puede soportar cada conductor. Para ello, se podrá emplear el cálculo de acuerdo a la norma UNE 21192 o el modelo de cálculo aproximado basado en densidades de corriente que se indica en el apartado 6.2 de la ITC-RAT 06. En este caso, utilizaremos el modelo de cálculo aproximado de densidades de corriente que considera una temperatura inicial dada y una temperatura final, como la máxima asignada al conductor en condiciones de cortocircuito, que en este caso será de 250ºC. Este modelo de cálculo es válido para corrientes de cortocircuito con unas duraciones entre 0.1 y 5 s y considera que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito podrá expresarse mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \cdot \sqrt{\frac{ln\left(\frac{T_{cc}+\beta}{T_i+\beta}\right)}{ln\left(\frac{T_{cc}+\beta}{T_s+\beta}\right)}}$$

Donde:

- I_{cc}: Intensidad de cortocircuito máxima admisible.

- K: coeficiente dependiente del tipo de conductor (94 para un conductor de Aluminio y aislamiento XLPE).

- S: sección del conductor en mm².

- t: duración del cortocircuito en segundos.

- T_{cc}: temperatura de cortocircuito admisible (250ºC para cables XLPE).

- β: coeficiente de la variación de conductividad del material conductor. Para el aluminio, este parámetro toma un valor de 228.

- T_i: temperatura del conductor en régimen permanente. Es la temperatura a la que se inicia el cortocircuito y que será aquella temperatura a la que se encontrará el conductor cuando esté circulando la corriente nominal del circuito.

- T_s: temperatura máxima del conductor en régimen permanente. Para los conductores con aislamiento XLPE, dicha temperatura será de 90ºC.

Para poder determinar la temperatura de cada conductor en régimen permanente y que será la considerada en el inicio del cortocircuito, utilizaremos la siguiente expresión:

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_n}{I_{max}}\right)^2$$

Siendo:

- T_{amb} la temperatura ambiente de la instalación. Como los conductores de la red de MT van enterrados y se ha considerado una temperatura del terreno de 25ºC, ésta será la temperatura ambiente a considerar.

- I_n es la corriente nominal que circula por el conductor. Esta corriente ya es conocida y dependerá del tramo que corresponda dentro del circuito entre el conjunto de aerogeneradores y la SET.

- I_{max} es la corriente máxima que puede recorrer el conductor en las condiciones de la instalación (considerando los factores de corrección correspondientes).

Para poder evaluar si los conductores cumplen el criterio de cortocircuito, es necesario conocer la corriente de cortocircuito trifásico máxima que podrá aparecer en cualquier punto de la red de MT del PE. Puesto que no se dispone de un estudio de cortocircuito que arroje valores sobre los que ajustar la sección de los conductores por este criterio, se considerará como criterio de diseño una corriente de cortocircuito de 25 kA y un tiempo máximo de duración del mismo de 1 segundo. Estos valores de diseño son lo suficientemente conservadores para que los conductores estén cubiertos por este criterio.

De esta forma, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 22. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito 1 del PE

Circuito 1	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ti [ºC]	Icc máx. [kA]
RAP006- RAP001	224.53	3	AL-300	60.41	**28.35**
RAP001 - SET	449.05	3	AL-630	82.95	**59.52**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 23. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito 2 del PE

Circuito 2	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ti [ºC]	Icc máx. [kA]
RAP005- RAP002	224.53	3	AL-300	60.41	**28.35**
RAP002 - SET	449.05	3	AL-630	82.95	**59.52**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Tabla 24. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito 3 del PE

Circuito 3	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ti [ºC]	Icc máx. [kA]
RAP004- RAP003	224.53	2	AL-300	54.13	**28.35**
RAP003- SET	449.05	3	AL-630	82.95	**59.52**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

3.2.3. Longitudes por tipo de conductor

En la siguiente tabla, se muestra, a modo de resumen, las longitudes por tipo de conductor de cada uno de los circuitos del PE:

Tabla 25. Longitudes por tipo de conductor (PE)

CIRCUITO	AL-300 (km)	AL-630 (km)	Total [km]
1	7.86	1.75	**9.61**
2	4.11	3.59	**7.70**
3	2.85	5.90	**8.75**
Total	**14.82**	**11.24**	**26.05**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Es importante remarcar que la longitud de conductor es la longitud del circuito multiplicada por tres considerando el número de fases en los circuitos (circuitos trifásicos).

4. PLANTA FOTOVOLTAICA

4.1. INTRODUCCIÓN

El presente apartado tiene por objeto definir los criterios de diseño para determinar secciones mínimas de los cables del sistema de corriente continua de baja tensión, comprendido entre las posiciones finales de los strings y los inversores de string. Atendiendo a estos criterios se realiza el cálculo de las secciones mínimas de los cables del sistema de BT.

Del mismo modo, se realiza el cálculo y diseño de la red de media tensión de la planta solar, comprendida entre las estaciones de potencia de la planta solar encargados de elevar la tensión de la planta de 800 V a 20 kV, y la subestación del parque, Subestación "Raposeras 66/20 kV".

4.2. CONDICIONES DE DISEÑO

Las condiciones de diseño son las mostradas a continuación:

- Los cables en el lado de baja tensión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.
- Caída de tensión máxima en el lado de corriente continua del 1.50%, teniendo en cuenta la temperatura real del conductor.
- Caída de tensión máxima en el lado de corriente alterna del sistema de media tensión del 3%, teniendo en cuenta la temperatura real del conductor.
- Pérdidas totales en los cables en el lado de corriente continua inferiores al 1.50% del punto de máxima potencia de cada string, en condiciones STC.
- Intensidades máximas admisibles por los cables calculadas de forma que su temperatura máxima no exceda en condiciones normales de operación del valor pico en función del tipo de aislamiento.

4.3. RED DE BAJA TENSIÓN

Se ha tomado como referencia para el cálculo de conductores de la red de baja tensión (en corriente continua y en corriente alterna) el bloque señalado en color azul cian (bloque 03), que se muestra en la siguiente imagen:

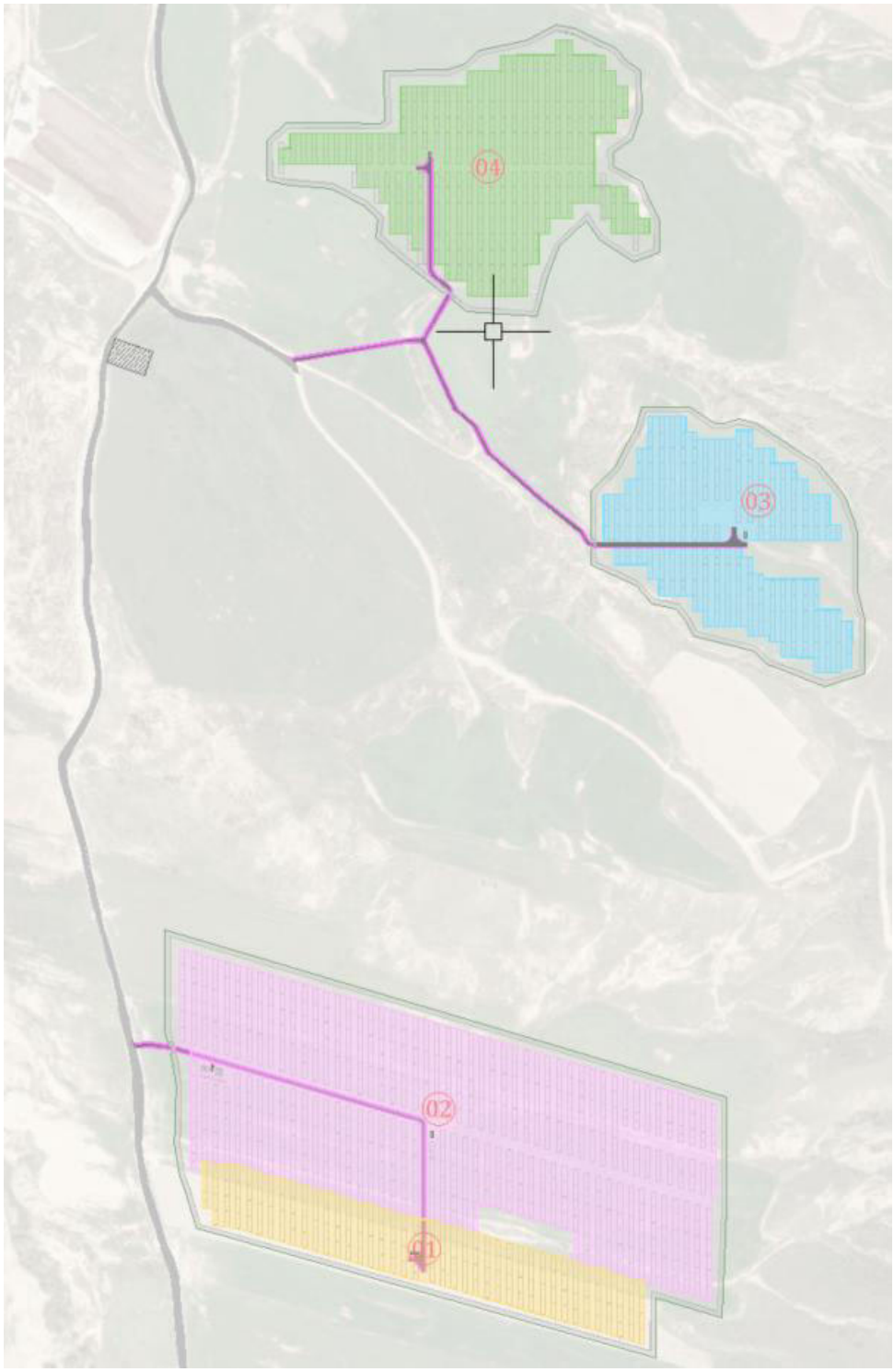


Ilustración 3. División de bloques de potencia de la PSFV

4.3.1. Dimensionamiento tramo CC (final de string-inversor)

4.3.1.1. Datos de partida

Los datos de partida considerados para el dimensionamiento de los conductores de baja tensión de corriente continua (CC) se resumen de la siguiente tabla.

Tabla 26. Datos de partida. Dimensionamiento de los conductores de BT de la PSFV, tramo de CC

Método de instalación:		Enterrado bajo tubo (D1) / Al aire (G)
Tipo de instalación:		Sistema de C.C.
Tramo:	Inicio:	Posición final de string
	Final:	Inversor
Temperatura ambiente del terreno:		25 ^{0}C
Temperatura ambiente del aire:		40 ^{0}C
Resistividad térmica:		1.50 K·m/W
Distancia entre tubos:		Nula (d= 0 m)

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4.3.1.2. Características del cable seleccionado

Se han tomado como referencia las características técnicas del cable **H1Z2Z2-K 1.5/1.5 kVdc** de la compañía Prysmian.

El cable utilizado en los cálculos es unipolar, con conductor de cobre (Cu) recocido estañado y con aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libre de halógenos y con baja emisión de humos, de acuerdo con los requisitos de la Tabla B.1. del Anexo B. de la UNE-EN 50618:2015.

Las características principales del cable de baja tensión de CC (tramo comprendido entre el final de los módulos fotovoltaicos agrupados en strings y el inversor) se indican a continuación.

Tabla 27. Características principales del cable de BT. tramo CC (Fuente: Ver 6-Ref.2))

CARACTERÍSTICA	VALOR
Designación genérica:	H1Z2Z2-K
Norma de diseño:	UNE-EN 50618 / IEC 62930
Tensión asignada (U_0/U):	1.5/1.5 kVdc
Tensión máxima (U_0/U):	1.8/1.8 kVdc
Tipo:	Unipolar
Aislamiento:	De acuerdo con: Tabla B.1. del Anexo B. de la UNE-EN 50618

Material conductor:	Cobre (Cu). recocido en estaño
Secciones empleadas:	4, 6 y 10 mm^2
Temperatura ambiente máxima (por 20 000 h):	90 ^{0}C
Temperatura máxima del conductor (por 20 000 h):	120 ^{0}C
Temperatura de cortocircuito:	250 ^{0}C
Condiciones ambientales	- No propagación de la llama (UNE-EN 60332-1-2) - Libre de halógenos (UNE-EN 60754-1 y -2) - Baja opacidad de humos (UNE-EN 61034-2) - Flexibilidad aumentada - Resistencia a muy baja temperatura (-40^{0}C) - Resistencia a las radiaciones UV (UNE-EN 50618) - Resistencia mecánica. - Fácil pelado de los cables. - Resistencia a la intemperie. - Máxima resistencia al agua en dc (AD8) (UNE-EN 50525-2-21) - Protección mecánica contra roedores.

Siendo:

- U_0: el valor de la tensión eficaz entre un conductor aislado y tierra.
- U: el valor de la tensión eficaz entre dos fases.

- Fuente: Barlovento, a partir de la ficha técnica del fabricante

Número de conductores x sección (mm^2)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90

(3) Instalación en conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos). Temperatura ambiente 60^{0}C (a la sombra) y la temperatura máxima del conductor 120 ^{0}C.

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica de terreno estándar de 2.5 K.m/W y temperatura del terreno 25 ^{0}C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Ilustración 4: Ficha de característica del cable H1Z2Z2-K (Fuente: Ficha técnica del fabricante (Ver 6-Ref.2))

4.3.1.3. Criterios de diseño

A través de los conductores de baja tensión, mediante un sistema de corriente continua, se recoge la energía generada en los módulos fotovoltaicos agrupados en **1 169 strings de 26 módulos** cada uno y se transporta hasta los **52 inversores** de string encargados de transformar la corriente continua en corriente alterna.

Los cables seleccionados deberán cumplir con los siguientes criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible.
- Criterio de máxima caída de tensión admisible.
- Criterio de mínimas perdidas de potencia.

Criterio de máxima intensidad admisible

En condiciones de carga nominal, la temperatura de trabajo del cable ante las condiciones operativas y ambientales especificadas no deberá superar la temperatura admisible máxima de los materiales empleados para el aislamiento. En ese sentido, se trabajará con 90ºC como temperatura máxima admisible.

En este caso, la máxima intensidad del generador fotovoltaico que puede ser generada por los módulos fotovoltaicos es la intensidad de cortocircuito, bajo condiciones estándar (STC).

El uso de módulos bifaciales puede provocar un incremento de la corriente generada por el módulo. Por ello, de forma conservadora, en el cálculo se contempla un factor de corrección sobre la corriente de cortocircuito del módulo.

$$I_{sc,bifacial} = I_{sc,STC} \cdot (1 + BF \cdot G_{rear}) \cdot$$, siendo:

- $I_{sc,bifacial}$: la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones STC, incluida la ganancia bifacial (A).
- $I_{sc,STC}$: la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones STC.
- BF: factor de bifacialidad. Se toma un valor de 0.70, de acuerdo con la ficha técnica del fabricante del módulo.
- G_{rear}: fracción de irradiancia trasera respecto a la frontal. De forma conservadora, se estima un valor medio de 0.15 para el cálculo.

Adicionalmente, para el dimensionamiento de los cables se ha considerado que circula por ellos una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. Por lo tanto, la intensidad de diseño de cada línea viene dada por:

$$I_{diseño} = 1.25 \cdot I_{sc,bifacial}$$: siendo:

- Idiseño: la intensidad máxima absorbida o prevista en la línea. mayorada un 125%, de acuerdo con la ITC-BT-40 (A).
- 1.25: el coeficiente de mayoración de la intensidad máxima del generador, según la ITC-BT-40.
- $I_{sc,bifacial}$: la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones STC, incluida la ganancia bifacial (A).

La corriente máxima admisible del conductor viene dada por las características constructivas del conductor y aparece representada, en función del método de instalación, en la ficha de

características del conductor (Ilustración 4). Está intensidad ha sido calculada en condiciones estándar de acuerdo con la normativa de diseño del conductor y se le deberá aplicar una serie de factores de corrección en función de las condiciones reales de instalación.

En los conductores enterados bajo tubo, se aplica:

$$I_{máx.adm.correg.} = I_{máx.adm.} \cdot ft \cdot fr \cdot fn \cdot fm\ fp \cdot$$, siendo:

- I máx.adm.correg.: la intensidad máxima admisible del conductor corregida de acuerdo con las condiciones de instalación (A).
- I máx.adm.: la intensidad máxima admisible del conductor antes de aplicar los factores de corrección, en condiciones estándar (A).
- ft: factor de corrección debido a la temperatura ambiente del terreno.
- fr: factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- fn: factor de reducción por agrupamiento de tubos.
- fm: factor de reducción por agrupamiento de circuitos en el interior de tubos.
- fp: factor de corrección por profundidad de enterramiento.

En los conductores instalados al aire, se aplica:

$$I_{máx.adm.correg.} = I_{máx.adm.} \cdot fta$$, siendo

- fta: factor de corrección debido a la temperatura ambiente.

Se aplican los factores de corrección para cables enterrados bajo tubo y para cables en el aire establecidos en la norma **UNE-HD 60364-5-52:2022**.

Se aplica la norma francesa **NF C 15-100** que establece factores de corrección específicos para circuitos agrupados en el interior de tubos.

Se aplican los factores de corrección bajo la hipótesis de partida de que todos los conductores de BT de corriente continua irán instalados bajo las condiciones de la Tabla 26. Estos parámetros tienen carácter estimativo y deberán ser verificados y, en su caso, ajustados, en fases posteriores de la ingeniería mediante la realización de estudios geotécnicos y térmicos específicos del terreno.

De este modo, se deberá cumplir el siguiente criterio:

$$I_{diseño} < I_{máx.adm.correg.}$$

<u>Criterio de máxima caída de tensión</u>

La caída de tensión de la línea en corriente continua viene dada por:

$$\Delta U = 2 \cdot I_{mp} \cdot L \cdot R_{T\,^{0}C}$$, siendo:

- ΔU: la caída de tensión en el tramo de circuito considerado (V).
- Imp: la intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones STC, incluida la ganancia bifacial (A).
- L: la longitud de la línea (km).
- $R_{T\,^{0}C}$: la resistencia eléctrica del conductor a la temperatura T (Ω/ km).

Para obtener el valor de la resistencia eléctrica a la temperatura de T. se aplica la siguiente formula:

$$R_{T\,^0C} = R_{20\,^0C} \cdot \left(1 + \alpha \cdot (T - 20)\right), \text{siendo:}$$

- $R_{T\,^0C}$: la resistencia eléctrica del conductor a la temperatura T ((Ω/ km).
- T:la temperatura real del conductor (^{0}C).

El valor de la resistencia aumenta al aumentar la temperatura. De este modo, se toma T=90 ^{0}C. por ser la temperatura de operación máxima admisible del conductor.

- $R_{20\,^0C}$: la resistencia eléctrica del conductor a la temperatura de 20 ^{0}C (Ω/km) (valor típicamente tabulado).
- α: el coeficiente de variación de resistencia especifica por temperatura del conductor en ^{0}C.

Tabla 28. Coeficientes de variación de resistencia especifica por temperatura del conductor.

αCu:	0.00393
αAl:	0.00407

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La caída de tensión porcentual en la línea será:

$$\Delta U\ (\%) = \frac{\Delta U}{V_{mp}} \cdot 100, \text{siendo:}$$

- ΔU: la caída de tensión en el tramo de circuito considerado (V).
  - Vmp: la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones STC (V).

Se establece un valor máximo de caída de tensión para los conductores de corriente continua inferior al 1.50%.

Se debe cumplir con:

$$\Delta U \leq 1.50\%$$

<u>Criterio de pérdida de potencia</u>

Las pérdidas de potencia en la línea vienen dadas por:

$$P = 2 \cdot R_{T\,^0C} \cdot I_{mp}^2 \cdot L\ , \text{siendo:}$$

- P: la pérdida de potencia (kW).
- $R_{T\,^0C}$: la resistencia eléctrica del conductor a la temperatura T ((Ω/ km).
- T: la temperatura real del conductor (^{0}C).

El valor de la resistencia aumenta al aumentar la temperatura. De este modo, se toma T=90 ^{0}C. por ser la temperatura de operación máxima admisible del conductor.

- Imp: la intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones STC, incluida la ganancia bifacial (A).
- L: la longitud de la línea (km).

La pérdida de potencia porcentual en la línea será:

$$P\ (\%) = \frac{P}{I_{mp} \cdot V_{mp}} \cdot 100\ , \text{siendo:}$$

- P: la pérdida de potencia (W).
- Imp: la intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones STC, incluida la ganancia bifacial (A).
    - Vmp: la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones STC (V).

Se debe cumplir con:

$$P \leq 1.50\ \%$$

4.3.1.4. Resultados obtenidos

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con las secciones mínimas necesarias de los conductores, del sistema de corriente continua de la instalación fotovoltaica, para cumplir con los criterios establecidos.

Tabla 29 Resultados secciones de los conductores de BT, del sistema de CC, de la PSFV Raposeras para el bloque de potencia indicado

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NF C 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm²)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ºC)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV1-STR1	3.404	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.65	**0.06%**	0.009	**0.06%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR2	3.404	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.65	**0.06%**	0.009	**0.06%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR3	34.373	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	4.35	**0.37%**	0.064	**0.37%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR4	34.373	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	4.35	**0.37%**	0.064	**0.37%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR5	65.189	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	8.25	**0.70%**	0.121	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR6	65.189	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	8.25	**0.70%**	0.121	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR7	52.087	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	6.59	**0.56%**	0.097	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR8	52.087	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	6.59	**0.56%**	0.097	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR9	82.906	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	10.49	**0.90%**	0.154	**0.90%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR10	82.906	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	10.49	**0.90%**	0.154	**0.90%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR11	63.114	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	7.99	**0.68%**	0.117	**0.68%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR12	63.114	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	7.99	**0.68%**	0.117	**0.68%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR13	93.952	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	11.89	**1.01%**	0.174	**1.01%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR14	93.952	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	11.89	**1.01%**	0.174	**1.01%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR15	83.748	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	7.00	0.57	10	70	24.44	2.49	6.10	**0.52%**	0.089	**0.52%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR16	100.714	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	7.00	0.57	10	70	24.44	2.49	7.33	**0.63%**	0.107	**0.63%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR17	100.714	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	7.00	0.57	10	70	24.44	2.49	7.33	**0.63%**	0.107	**0.63%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR18	21.535	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	4.09	**0.35%**	0.060	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR19	21.535	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	4.09	**0.35%**	0.060	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR20	52.443	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	6.64	**0.57%**	0.097	**0.57%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR21	52.443	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	6.64	**0.57%**	0.097	**0.57%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

[3] La norma (UNE-HD 60364-5-52) no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NFC 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV1-STR22	82.108	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	10.39	**0.89%**	0.152	**0.89%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR23	63.467	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	8.03	**0.69%**	0.118	**0.69%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR24	63.467	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	8.03	**0.69%**	0.118	**0.69%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV1-STR25	93.135	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	11.79	**1.01%**	0.173	**1.01%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR1	48.843	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	6.18	**0.53%**	0.091	**0.53%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR2	48.843	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	6.18	**0.53%**	0.091	**0.53%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR3	37.820	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	4.79	**0.41%**	0.070	**0.41%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR4	37.820	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	4.79	**0.41%**	0.070	**0.41%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR5	68.658	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	5.00	**0.43%**	0.073	**0.43%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR6	68.658	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	5.00	**0.43%**	0.073	**0.43%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR7	98.324	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	7.16	**0.61%**	0.105	**0.61%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR8	26.791	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	3.39	**0.29%**	0.050	**0.29%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR9	26.791	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	3.39	**0.29%**	0.050	**0.29%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR10	57.614	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	7.29	**0.62%**	0.107	**0.62%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR11	57.614	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	7.29	**0.62%**	0.107	**0.62%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR12	3.228	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.61	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR13	3.228	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.61	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR14	34.079	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	4.31	**0.37%**	0.063	**0.37%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR15	34.079	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	4.31	**0.37%**	0.063	**0.37%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR16	35.931	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.55	**0.39%**	0.067	**0.39%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR17	21.275	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	2.69	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR18	21.275	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	2.69	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV2-STR19	52.126	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.91	**0.85%**	0.145	**0.85%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NFC 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV2-STR20	52.126	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.91	**0.85%**	0.145	**0.85%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV2-STR21	56.549	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	7.16	**0.61%**	0.105	**0.61%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV2-STR22	73.492	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	9.30	**0.79%**	0.136	**0.79%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV2-STR23	73.500	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	9.30	**0.79%**	0.136	**0.79%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV2-STR24	104.344	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	6	53	27.82	4.32	13.21	**1.13%**	0.193	**1.13%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV2-STR25	104.351	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	6	53	27.82	4.32	13.21	**1.13%**	0.194	**1.13%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR1	19.788	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	1.44	**0.12%**	0.021	**0.12%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR2	36.791	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	2.68	**0.23%**	0.039	**0.23%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR3	36.793	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	2.68	**0.23%**	0.039	**0.23%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR4	67.645	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	8.56	**0.73%**	0.125	**0.73%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR5	67.648	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	8.56	**0.73%**	0.125	**0.73%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR6	30.823	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	2.24	**0.19%**	0.033	**0.19%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR7	47.822	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	3.48	**0.30%**	0.051	**0.30%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR8	47.825	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	3.48	**0.30%**	0.051	**0.30%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR9	78.677	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	9.96	**0.85%**	0.146	**0.85%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR10	78.679	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	9.96	**0.85%**	0.146	**0.85%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR11	2.143	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-		-	4	55	31.90	6.49	0.41	**0.03%**	0.006	**0.03%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR12	19.147	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	2.42	**0.21%**	0.036	**0.21%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR13	19.148	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	2.42	**0.21%**	0.036	**0.21%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR14	50.001	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	6.33	**0.54%**	0.093	**0.54%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR15	50.002	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	6.33	**0.54%**	0.093	**0.54%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR16	21.346	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	4.06	**0.35%**	0.059	**0.35%**	SÍ	SÍ	SÍ
String EP3-INV3-STR17	21.347	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	4.06	**0.35%**	0.059	**0.35%**	SÍ	SÍ	SÍ

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NFC 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV3-STR18	52.206	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.92	**0.85%**	0.145	**0.85%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR19	52.207	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.92	**0.85%**	0.145	**0.85%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR20	43.405	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	5.49	**0.47%**	0.080	**0.47%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR21	43.408	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	5.49	**0.47%**	0.080	**0.47%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR22	73.087	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	9.25	**0.79%**	0.136	**0.79%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR23	32.374	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.10	**0.35%**	0.060	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR24	32.375	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.10	**0.35%**	0.060	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV3-STR25	62.055	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	7.86	**0.67%**	0.115	**0.67%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR1	43.212	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	5.47	**0.47%**	0.080	**0.47%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR2	43.212	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	5.47	**0.47%**	0.080	**0.47%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR3	53.086	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	6.72	**0.57%**	0.098	**0.57%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR4	72.934	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	9.23	**0.79%**	0.135	**0.79%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR5	52.099	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.90	**0.85%**	0.145	**0.85%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR6	52.099	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.90	**0.85%**	0.145	**0.85%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR7	21.171	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	2.68	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR8	21.171	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	2.68	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR9	61.918	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	7.84	**0.67%**	0.115	**0.67%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR10	32.179	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.07	**0.35%**	0.060	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR11	32.179	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.07	**0.35%**	0.060	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR12	63.878	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	1.00	1.00	4	42	25.72	6.49	12.14	**1.04%**	0.178	**1.04%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR13	34.186	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	1.00	1.00	4	42	25.72	6.49	6.50	**0.55%**	0.095	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR14	34.186	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	1.00	1.00	4	42	25.72	6.49	6.50	**0.55%**	0.095	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR15	3.230	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.61	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NF C 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV4-STR16	3.230	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.61	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR17	81.527	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	10.32	**0.88%**	0.151	**0.88%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR18	51.837	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	6.56	**0.56%**	0.096	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR19	51.837	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	6.56	**0.56%**	0.096	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR20	20.867	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	3.97	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR21	20.867	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	3.97	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR22	31.872	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	6.06	**0.52%**	0.089	**0.52%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR23	31.872	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	6.06	**0.52%**	0.089	**0.52%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR24	62.868	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	11.95	**1.02%**	0.175	**1.02%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV4-STR25	62.868	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	11.95	**1.02%**	0.175	**1.02%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR1	75.964	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	1.00	4	42	31.49	6.49	14.44	**1.23%**	0.212	**1.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR2	75.964	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	9.62	**0.82%**	0.141	**0.82%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR3	86.956	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	11.01	**0.94%**	0.161	**0.94%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR4	86.956	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	11.01	**0.94%**	0.161	**0.94%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR5	80.170	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	10.15	**0.87%**	0.149	**0.87%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR6	80.170	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	10.15	**0.87%**	0.149	**0.87%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR7	49.130	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	6.22	**0.53%**	0.091	**0.53%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR8	49.130	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	6.22	**0.53%**	0.091	**0.53%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR9	64.955	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	12.35	**1.05%**	0.181	**1.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR10	64.955	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	12.35	**1.05%**	0.181	**1.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR11	34.083	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	6.48	**0.55%**	0.095	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR12	34.083	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	6.48	**0.55%**	0.095	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR13	3.118	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.59	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NFC 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV5-STR14	3.118	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.59	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR15	82.898	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	10.49	**0.90%**	0.154	**0.90%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR16	82.898	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	10.49	**0.90%**	0.154	**0.90%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR17	51.996	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	6.58	**0.56%**	0.096	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR18	51.996	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	6.58	**0.56%**	0.096	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR19	21.051	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	2.66	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR20	21.051	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	7.00	0.57	6	53	22.65	4.32	2.66	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR21	73.912	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	9.36	**0.80%**	0.137	**0.80%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR22	73.912	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	9.36	**0.80%**	0.137	**0.80%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR23	43.039	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	8.18	**0.70%**	0.120	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR24	43.039	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	8.18	**0.70%**	0.120	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV5-STR25	84.913	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	10.75	**0.92%**	0.157	**0.92%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR1	65.102	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	8.24	**0.70%**	0.121	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR2	65.102	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	8.24	**0.70%**	0.121	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR3	76.105	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	5.54	**0.47%**	0.081	**0.47%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR4	76.105	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	5.54	**0.47%**	0.081	**0.47%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR5	96.001	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	12.15	**1.04%**	0.178	**1.04%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR6	96.001	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	70	31.49	4.32	12.15	**1.04%**	0.178	**1.04%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR7	20.072	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	4	55	24.74	6.49	3.81	**0.33%**	0.056	**0.33%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR8	31.095	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	3.94	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR9	106.991	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	7.79	**0.66%**	0.114	**0.66%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR10	94.654	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	6.89	**0.59%**	0.101	**0.59%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR11	64.952	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	4.73	**0.40%**	0.069	**0.40%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NFC 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV6-STR12	64.952	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	6.00	0.60	10	70	25.72	2.49	4.73	**0.40%**	0.069	**0.40%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR13	34.020	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	4.31	**0.37%**	0.063	**0.37%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR14	34.020	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	6.00	0.60	6	53	23.84	4.32	4.31	**0.37%**	0.063	**0.37%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR15	3.082	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.59	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR16	3.082	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.59	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR17	113.594	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	14.38	**1.23%**	0.211	**1.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR18	113.594	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	14.38	**1.23%**	0.211	**1.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR19	82.753	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	15.73	**1.34%**	0.230	**1.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR20	82.753	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	15.73	**1.34%**	0.230	**1.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR21	51.870	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.86	**0.84%**	0.144	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR22	51.870	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.86	**0.84%**	0.144	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR23	20.912	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	3.97	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR24	20.912	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	3.97	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV6-STR25	124.595	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	15.77	**1.35%**	0.231	**1.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR1	82.888	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	10.49	**0.90%**	0.154	**0.90%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR2	82.888	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	10.49	**0.90%**	0.154	**0.90%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR3	52.034	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	9.89	**0.84%**	0.145	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR4	52.034	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	9.89	**0.84%**	0.145	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR5	21.061	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	4.00	**0.34%**	0.059	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR6	21.061	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	4.00	**0.34%**	0.059	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR7	113.715	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	14.39	**1.23%**	0.211	**1.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR8	95.710	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	6	53	29.80	4.32	12.12	**1.03%**	0.177	**1.03%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR9	95.710	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	6	53	29.80	4.32	12.12	**1.03%**	0.177	**1.03%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NF C 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV7-STR10	64.887	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	12.33	**1.05%**	0.181	**1.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR11	64.887	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	12.33	**1.05%**	0.181	**1.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR12	34.060	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	6.47	**0.55%**	0.095	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR13	34.060	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	6.47	**0.55%**	0.095	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR14	3.079	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.59	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR15	3.079	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.59	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR16	113.509	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	6	53	27.82	4.32	14.37	**1.23%**	0.210	**1.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR17	113.509	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	6	53	27.82	4.32	14.37	**1.23%**	0.210	**1.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR18	82.688	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	15.72	**1.34%**	0.230	**1.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR19	82.688	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	15.72	**1.34%**	0.230	**1.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR20	51.867	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.86	**0.84%**	0.144	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR21	51.867	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	6.57	**0.56%**	0.096	**0.56%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR22	20.944	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	2.65	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV7-STR23	20.944	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	2.65	**0.23%**	0.039	**0.23%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR1	64.743	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	2.00	0.85	4	42	26.77	6.49	12.31	**1.05%**	0.180	**1.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR2	64.743	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	2.00	0.85	4	42	26.77	6.49	12.31	**1.05%**	0.180	**1.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR3	33.920	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	2.00	0.85	4	42	26.77	6.49	6.45	**0.55%**	0.094	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR4	33.920	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	2.00	0.85	4	42	26.77	6.49	6.45	**0.55%**	0.094	**0.55%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR5	3.072	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.58	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR6	3.072	15.30	21.13	14.65	1172	0.58	-	-	-	-	-	-	-	4	55	31.90	6.49	0.58	**0.05%**	0.009	**0.05%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR7	51.762	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.84	**0.84%**	0.144	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR8	51.762	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	9.84	**0.84%**	0.144	**0.84%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR9	20.943	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	3.98	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

	Longitud (m)	Datos strings				fta	fr (B52.16)	fp^3	ft (B52.15)	Nº de circuitos agrupados en el interior de tubos	fm (NFC 15-100)	Nº de tubos agrupados	fn (B52.19)	Datos H1Z2Z2-K				Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Pérdidas de potenica (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		I_{SC} (A)	I diseño (A) (x 1.25)	Imp (A)	Vmp (V)									Sección (mm^2)	I máx. adm. (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ohm/km-90 ^{0}C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de Tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 1.50%
String EP3-INV8-STR10	20.943	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	3.98	**0.34%**	0.058	**0.34%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR11	72.661	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	13.81	**1.18%**	0.202	**1.18%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR12	43.000	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	8.17	**0.70%**	0.120	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR13	43.000	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	4.00	0.70	4	42	22.04	6.49	8.17	**0.70%**	0.120	**0.70%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR14	61.632	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	7.80	**0.67%**	0.114	**0.67%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR15	31.971	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.05	**0.35%**	0.059	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR16	31.971	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	4.00	0.70	6	53	22.72	4.32	4.05	**0.35%**	0.059	**0.35%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR17	36.405	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	6.92	**0.59%**	0.101	**0.59%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR18	25.381	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	4.82	**0.41%**	0.071	**0.41%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR19	14.536	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	2.76	**0.24%**	0.040	**0.24%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR20	26.824	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	5.10	**0.44%**	0.075	**0.44%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR21	26.827	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	2.00	0.71	3.00	0.75	4	42	23.62	6.49	5.10	**0.44%**	0.075	**0.44%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR22	37.899	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	4.80	**0.41%**	0.070	**0.41%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR23	37.902	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	4.80	**0.41%**	0.070	**0.41%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**
String EP3-INV8-STR24	67.586	15.30	21.13	14.65	1172	-	1.10	1.00	0.96	3.00	0.58	3.00	0.75	6	53	24.35	4.32	8.56	**0.73%**	0.125	**0.73%**	**SÍ**	**SÍ**	**SÍ**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4.3.2. Dimensionamiento del tramo CA (Inversor-estación de potencia)

4.3.2.1. Datos de partida

Los datos de partida considerados para el dimensionamiento de los conductores de baja tensión de corriente alterna (CA) se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 30: Datos de partida. Dimensionamiento de los conductores de BT de la PSFV, tramo de CA.

Método de instalación:		Directamente enterrado (D2) / Enterrado bajo tubo (D1)[4]
Tipo de instalación:		Sistema trifásico. de C.A.
Tramo:	Inicio	Inversor
	Final	Estación de potencia 20/0.80 kV
Temperatura ambiente del terreno:		25 ^{0}C
Resistividad térmica:		1.50 K·m/W
Distancia entre ternas/tubos:		En contacto
Conductividad del cobre, a 20 ^{0}C:		56 m/Ω mm^2
Conductividad del aluminio, a 20 ^{0}C:		35 m/Ω mm^2

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4.3.2.2. Características del cable seleccionado

Se han tomado como referencia las características técnicas del cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) -AL XZ1 (S) de la compañía Prysmian.

El cable utilizado en los cálculos es unipolar. con conductor de aluminio (Al), clase 2, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y con cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos.

Las características principales del cable de baja tensión de CA (tramo comprendido entre los inversores y las estaciones de potencia) a utilizar son las que se indican a continuación.

[4] Los conductores irán enterrados bajo tubo en cruces de caminos.

Tabla 31 Características principales del cable de BT. tramo CA (Fuente: Ver 6-Ref.3))

CARACTERÍSTICA	VALOR
Designación genérica:	XZ1 Al 0.6/1 kVac
Norma de diseño:	UNE-HD 603-5X-1
Tensión asignada	0.6/1 kV
Tipo	Unipolar
Aislamiento	XLPE
Material conductor	Aluminio (Al), Clase 2
Configuración	Al tresbolillo
Secciones empleadas:	400 mm^2
Temperatura máxima en servicio permanente	90 ^0C
Temperatura máxima en cortocircuito	250 ^0C
Condiciones ambientales	- No propagación de la llama (UNE-EN 60332-1-2) - Libre de halógenos (UNE-EN 60754-1 y -2) - Baja opacidad de humos (UNE-EN 61034-2) - Baja emisión de gases corrosivos (UNE-EN 60754-2) - Resistencia a las radiaciones UV (UNE 211605 y UNE-EN 50618) - Resistencia mecánica. - Resistencia a la intemperie. - Resistencia al agua (AD7) - Resistencia a los impactos. - Resistencia a la abrasión. - Resistencia al desgarro (UNE HD 605) - Resistencia a la tracción - Protección mecánica contra roedores.

Fuente: Barlovento, a partir de la ficha técnica del fabricante

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

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

(2) Considerando 2 0 3 conductores cargados tendidos en contracto y directamente enterrados a una profundidad de 0.70 m, temperatura del terreno 20 ^{0}C y resistividad térmica del terreno estándar de 2.5 K.m/W. Según UNE-HD 60364-5-52. Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0.7 m, temperatura del terreno 20 ^{0}C y resistividad térmica del terreno estándar de 2.5 K.m/W. Según UNE-HD 60364-5-52. Instalación tipo D1.

Ilustración 5: Fichas de características cable XZ1-AL (Fuente: Ficha técnica del fabricante (Ver 6-Ref.3))

4.3.2.3. Criterios de diseño

A través de los conductores de baja tensión de corriente alterna se recoge la energía transformada en los **52 inversores** de la instalación y se transporta hasta las **4 estaciones de potencia**, encargados de elevar la tensión de 800 V a 20 kV para su conexión a la "Subestación Raposeras 66/20kV".

Los cables seleccionados deberán cumplir con los siguientes criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible.
- Criterio de máxima caída de tensión admisible.
- Criterio de mínimas pérdidas totales

Criterio de intensidad máxima admisible

La intensidad de diseño de cada línea viene dada por:

$I_{diseño} = 1.25 \cdot I_{máx.sal.AC}$, siendo:

- Idiseño: la intensidad máxima absorbida o prevista en la línea, mayorada un 125%, de acuerdo con la ITC-BT-40 (A).
- 1.25: el coeficiente de mayoración de la intensidad nominal del generador. según la ITC-BT-40.
- I máx.sal.AC.: la intensidad máxima de salida del inversor (A).

La corriente máxima admisible del conductor viene dada por las características constructivas del conductor y aparece representada, en función del método de instalación. en la ficha de características del conductor (Imagen 3). Está intensidad ha sido calculada en condiciones estándar de acuerdo con la norma de referencia UNE-HD 60364-5-52 y se le deberá aplicar una serie de factores de corrección en función de las condiciones reales de instalación.

$$I_{máx.adm.correg.} = I_{máx.adm.} \cdot ft \cdot fr \cdot fn$$, siendo:

- I máx.adm.correg.: la intensidad máxima admisible del conductor corregida de acuerdo con las condiciones de instalación (A).
- I máx.adm.:la intensidad máxima admisible del conductor antes de aplicar los factores de corrección, en condiciones estándar (A).
- ft: factor de corrección debido a la temperatura ambiente del terreno.
- fr: factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- fn: factor de reducción por agrupamiento de circuitos.
- fp: factor de corrección por profundidad de enterramiento. La norma de referencia no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

Se aplican los factores de corrección para cables enterrados establecidos en la norma **UNE-HD 60364-5-52:2022** bajo la hipótesis de partida de que todos los conductores de BT de corriente alterna irán instalados bajo las condiciones de la Tabla 30. Estos parámetros tienen carácter estimativo y deberán ser verificados y, en su caso, ajustados, en fases posteriores de la ingeniería mediante la realización de estudios geotécnicos y térmicos específicos del terreno.

De este modo, se deberá cumplir el siguiente criterio:

$$I_{diseño} < I_{máx.\ adm.\ correg.}$$

<u>Criterio de máxima caída de tensión</u>

La sección del conductor en función de la caída de tensión viene dada por la siguiente expresión.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{máx.\ sal.\ AC} \cdot cos\varphi}{\gamma \cdot \Delta U}$$, siendo:

- L:la longitud de la línea (m).
- I máx.sal.AC.: la intensidad máxima de salida del inversor (A).
- $cos\varphi$: el factor de potencia.
- γ: la conductividad del conductor (m/Ω mm²).
- ΔU: la caída de tensión máxima admisible (V).

Despejando ΔU,se obtiene:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{máx.\ sal.\ AC} \cdot cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

La caída de tensión porcentual en la línea será:

$$\Delta U\ (\%) = \frac{\Delta U}{V} \cdot 100\ \text{, siendo:}$$

- ΔU: la caída de tensión (V).
- V: la tensión compuesta del sistema (V).

Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caía de tensión sea inferior al 1.50%.

$$\Delta U \leq 1.50\%$$

Criterio de pérdida de potencia

De forma adicional se calcula la pérdida de potencia.

$$P\ = 3 \cdot R_{T\,^0C} \cdot\ I^2_{máx.\ sal.\ AC} \cdot L\ \text{, siendo:}$$

- P: la pérdida de potencia (kW).
- $R_{T\,^0C}$: la resistencia eléctrica del conductor a la temperatura T ((Ω/ km).
- T: la temperatura real del conductor (^{0}C).

El valor de la resistencia aumenta al aumentar la temperatura. De este modo, se toma T=90 ^{0}C, por ser la temperatura de operación máxima admisible del conductor.

- I máx.sal.AC.: la intensidad máxima de salida del inversor (A).
- L: la longitud de la línea (km).

La pérdida de potencia porcentual en la línea será:

$$P\ (\%) = \frac{P}{P_T} \cdot 100\ \text{, siendo:}$$

- P: la pérdida de potencia (W).
- P_T: la potencia nominal de la instalación fotovoltaica (W).

Se debe cumplir con:

$$P \leq 0.50\ \%$$

4.3.2.4. Resultados obtenidos

Tabla 32. Resultados secciones de los conductores de BT, del sistema de CA, para el bloque de potencia indicado

Circuitos	Longitud (m)	Datos Inversor			I diseño (x1.25) (A)	Méto-do de insta-lación	fr (B52.16)	fp[5]	ft (B52.15)	Distancia entre ternas /tubos	Nº de circuitos agrupados	fn (B52.18)	Datos XZ1-Al 0.6/1 kVac				Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	Pérdidas de potencia (kW)	Pérdidas de potencia (%)	¿Cumple?		
		P sal. AC. (kVA)	V nom AC. (V)	I máx. sal. AC. (A)									Sección[6] (mm^2)	I máx adm (A)	I máx. adm. correg. (A)	Resistencia (Ω/km 90^0C)					I diseño < I máx. adm. correg.	Caída de tensión ≤ 1.50%	Pérdidas de potencia ≤ 0.50%
EP3-INV-01	116.453	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	3.48	**0.43%**	2.25	**0.08%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-02	56.698	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	1.69	**0.21%**	1.09	**0.04%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-03	61.006	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	1.82	**0.23%**	1.18	**0.04%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-04	65.135	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	1.94	**0.24%**	1.26	**0.04%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-05	15.921	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	0.48	**0.06%**	0.31	**0.01%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-06	58.330	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	1.74	**0.22%**	1.13	**0.04%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-07	90.196	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	2.69	**0.34%**	1.74	**0.06%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
EP3-INV-08	112.190	352	800	254.00	318	D2	1.28	1.00	0.96	En contacto	4	0.70	400	370	318	0.100	3.35	**0.42%**	2.17	**0.08%**	**Sí**	**Sí**	**Sí**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

[5] La norma (UNE-HD 60364-5-52) no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.
[6] La sección máxima del terminal de salida del inversor es de 400 mm^2.

4.4. RED DE MEDIA TENSIÓN

La red subterránea de cables de media tensión de la Planta Fotovoltaica está comprendida desde la salida de las **cuatro (4) estaciones de potencia** encargadas de elevar la tensión del parque solar de 800 V a 20 kV, hasta la subestación del parque, Subestación "Raposeras 66/20 kV" para su conexión con la red de transporte, en la denominada Subestación "Quel 220/66kV", en barras de 66 kV.

4.4.1. Diseño de la red de conductores de MT

La instalación propuesta en el presente proyecto queda definida por las siguientes características generales:

- Sistema ..... Corriente Alterna Trifásica
- Frecuencia (Hz) 50
- Factor de potencia (cos φ) 0.95
- Tensión nominal (kV) 20
- Tensión más elevada de la red (kV) 24
- Tensión soportada a frecuencia ind. (kV) 50
- Tensión de impulso tipo rayo (kV) 125
- Tipo de conductor ..... AL RH5Z1-OL
- Tipo de aislamiento ..... XLPE
- Tipo de canalización ..... Directamente enterrado/ Bajo tubo
- Configuración de la instalación ..... Trébol
- Longitud total zanja subterránea (km) ..... 3.46 km
- Longitud total de conductores (km) ..... 5.30 km
- Número de circuitos 1
- Número de ternas máximo por zanja 3
- Separación entre circuitos en zanja (m) ..... 0.4 (para minimizar afectación)
- Profundidad máxima de la zanja (m) 1.10
- Profundidad máxima de canalización (m) 1.00
- Anchura máxima de la zanja (m) ..... 0.90 / 1.00 (directamente enterrado / bajo tubo)

La selección previa de la ruta de los circuitos tiene como premisa minimizar secciones y longitudes y, por tanto, pérdidas y costos asociados. En la siguiente tabla se muestran las estaciones de potencias asociadas al circuito de evacuación de la PSFV.

Tabla 33. Estaciones de potencia de la PSFV

ESTACIONES DE POTENCIA	POTENCIA (kVA)[40°C]
EP1	3 200
EP2	8 960
EP3	3 200
EP4	4 480

Fuente: Barlovento, elaboración propia

En las siguientes table se definen las características del terreno y la configuración utilizada para el diseño de la red de MT de la planta solar.

Tabla 34. Características de diseño de la red de MT de la PSFV

Temperatura ambiente del terreno:	25 ^{0}C
Resistividad térmica:	1.50 K·m/W
Distancia entre ternas:	0.40 m (para minimizar afección)
Profundidad de enterramiento:	1.00 m

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La red de MT se diseña conforme a las mismas premisas de corriente máxima admisible, caída de tensión, porcentaje mínimo de pérdidas de potencia y cortocircuito con las que ha sido diseñada previamente la instalación de media tensión del PE. De forma que, la red de media tensión de la PSFV, ha sido calculado conforme a los criterios y formulas descritas en el apartado "*3.2.1 Diseño de la red de conductores de MT*" del presente Anejo.

Se han tomado como referencia las características técnicas del cable **AL RH5Z1-OL 12/20 kV** de la compañía Prysmian, mismo conductor que se ha empleado para el diseño de la red de media tensión del PE. Sus principales características técnicas y constructivas aparecen descritas en el apartado "*3.2.1 Características del cable seleccionado"* del presente Anejo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos aplicando los cuatro criterios.

4.4.2. Criterio de intensidad máxima admisible

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 35. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito de la PSFV

Circuito 1	Potencia [kVA]	Intensidad [A]	Nº máx. de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Imáx. adm	fc_{tot}	Imáx. adm. correg.]
EP4-EP3	4 928	142.26	2	AL-300	385	0.86	331.10
EP3-EP2	8 448	243.87	3	AL-300	385	0.78	300.30
EP2-EP1	18 304	528.39	3	2x [AL-300]	770	0.78	600.60
EP1-SET	21 824	630.00	2	2x [AL-300]	770	0.86	662.20

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4.4.3. Criterio por caída de tensión máxima admisible

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 36. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito de la PSFV

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kVA]	Calibre Cable [mm²]	ΔV [V]	ΔV [%]	ΔV-acumulado [%]
EP4-EP3	668	4 928	AL-300	26.87	0.13	0.13
EP3-EP2	1 812	8 448	AL-300	124.95	062	0.76
EP2-EP1	138	18 304	2x [AL-300]	10.33	0.05	0.81
EP1-SET	1 271	21 824	2x [AL-300]	113.19	0.57	**1.38**
	3 888					<3%

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4.4.4. Pérdidas de potencia

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 37. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito de la PSFV

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kVA]	Intensidad (A)	Calibre Cable [mm²]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]
EP4-EP3	668	4 928	142.26	AL-300	5.64	0.11
EP3-EP2	1 812	8 448	243.87	AL-300	44.93	0.53
EP2-EP1	138	18 304	528.39	2x [AL-300]	8.05	0.04
EP1-SET	1 271	21 824	630.00	2x [AL-300]	105.15	0.48
	3 888				**163.76**	**1.17**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La red de media tensión, bajo el diseño propuesto, tiene unas **pérdidas totales de 163.76 kW,** lo que representa el **1.17 %**. Se considera un valor dentro de los límites propuestos como criterio.

4.4.5. Criterio de cortocircuito

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 38. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito de la PSFV

Circuito 1	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ti [ºC]	Icc máx. [kA]
EP4-EP3	142.26	2	AL-300	36.69	**28.35**
EP3-EP2	243.87	3	AL-300	66.78	**28.35**
EP2-EP1	528.39	3	2x [AL-300]	74.03	**28.35**
EP1-SET	630.00	2	2x [AL-300]	82.33	**28.35**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

4.4.6. Longitudes por tipo de conductor

En la siguiente tabla, se muestra, a modo de resumen, las longitudes por tipo de conductor de cada uno de los circuitos de la PSFV:

Tabla 39. Longitudes por tipo de conductor (PSFV)

CIRCUITO	AL-300	Total[km]
1	5.30	**5.30**
Total	**5.30**	**5.30**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Es importante remarcar que la longitud de conductor es la longitud del circuito multiplicada por tres considerando el número de fases en los circuitos (circuitos trifásicos).

4.5. PUESTA A TIERRA

Para la justificación técnica del sistema de Puesta A Tierra (en adelante, PAT) de las **cuatro estaciones de potencia** utilizaremos el Método de Cálculo de Diseño de Puestas a Tierra para Centros de Transformación de tensión nominal ≤ 30 kV desarrollado por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, concretamente en su Manual MT 2.11.33 que cumple con las especificaciones técnicas indicadas en la ITC-RAT-13.

La ITC-RAT-13 en el apartado 4, especifica que en las instalaciones de tercera categoría (como es la instalación que nos ocupa) y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 1 500 A, no será obligatorio realizar una investigación de las características del terreno de bastando con realizar un examen visual del mismo y estimando la resistividad a través de la una tabla que se muestra a continuación, a excepción de que las intensidades de cortocircuito a tierra sean superiores a 1000 A y se empleen para los cálculos resistividades inferiores a 200 Ω·m en cuyo caso será necesario justificar dicho valor de resistividad mediante un estudio que incluya mediciones de este parámetro.

Tabla 40 Resistividad según las características del terreno

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.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 arcillosa.	50 a 500
Arena silícea.	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped.	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo.	1500 a 3000
Calizas blandas.	100 a 300
Calizas compactas.	1000 a 5000
Calizas agrietadas.	500 a 1000
Pizarras.	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo.	800
Granitos y gres procedentes de alteración.	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados.	100 a 600
Hormigón.	2000 a 3000
Basalto o grava.	3000 a 5000

Fuente: ITC-RAT 13

Dado que no se ha realizado un estudio geotécnico, se realiza una investigación previa del terreno donde se ubicará la futura estación de potencia a partir de datos del IGME. A nivel de aspectos geotécnicos del suelo de la zona, la litología predominante donde se hallará la planta fotovoltaica se compone principalmente de arcillas, limos con areniscas conglomerados y calizas. Dada la naturaleza predominante de este material, podemos determinar la resistividad media (ρ), a través de la tabla anterior a la que hace mención la ITC-RAT-13, estaría entre 100 y 200 Ohm·m. Tomaremos como resistividad media, el valor más desfavorable entre el rango que marca la tabla que es el de 200 Ohm·m.

4.5.1. Diseño del sistema de PAT de protección

Lo primero que haremos es calcular la intensidad de defecto a tierra. Se toma como uno de los requisitos para el cálculo que a la estación de potencia se conecta al menos una línea subterránea cuyas pantallas están conectadas a tierra en el otro extremo (otra EP). Para poder determinar este parámetro, primero deberemos determinar la resistencia de PAT de la EP y de las pantallas. Por tanto, necesitaremos conocer el electrodo que vamos a colocar.

Las dimensiones de la estación de potencia son 6 058 x 2 896 x 2 438 mm (ancho x alto x profundidad). Todas las estaciones de potencia (modelos: MVS3200-LV, MVS4480-LV y MVS8960-LV) cuentan con las mismas dimensiones. El anillo se instalará a 1 m del perímetro de la EP), por lo que sus dimensiones son 8 058 x 4 438 mm (ancho x profundidad). Por lo tanto, la configuración de puesta a tierra según la MT 2.11.33 que más se acerca a este caso es la CPT-CT-A-(4.5x8)+8P2. Dicha configuración presenta las siguientes características:

- Coeficiente de resistencia de puesta a tierra, Kr = 0.06303 Ω / Ω m
- Coeficiente de tensión de paso con los dos pies en el terreno, Kp.t-t = 0.01271 V/ Ω m A
- Coeficiente de tensión de paso con un pie en la acera y otro en el terreno, Kp.a-t = 0.03040 V/ Ω m A
- Coeficiente de resistencia de puesta a tierra más desfavorable de los centros de transformación adicionales conectados a través de pantallas, Kr' = 0.088 Ω / Ω m

Con los datos anteriores, ya podremos calcular la resistencia del electrodo considerado para el diseño:

$$R_T = K_r \cdot \rho = 0.06303 \cdot 200 = \ 12.61 \text{ W}$$

La resistencia de la pantalla de los cables la podremos determinar mediante la expresión:

$$R_{pant} = \frac{\rho \cdot K_{r\prime}}{N}$$

Dado que la PSFV está compuesta por cuatro estaciones de potencia, el valor de N (número de centros de transformación o estaciones de potencia adicionales conectados a través de las pantallas de los cables) sería de 3. Sustituyendo en la expresión anterior:

$$R_{pant} = \frac{\rho \cdot K_{r\prime}}{N} = \frac{200 \cdot 0.088}{3} = 5.87\ \Omega$$

Para calcular la resistencia total equivalente estando la resistencia del electrodo en paralelo con la resistencia de la pantalla, la podremos expresar como:

$$R_{TOT} = \frac{R_T \cdot R_{pant}}{R_T + R_{pant}} = \frac{12.61 \cdot 5.87}{12.61 + 5.87} = 4.00\ \Omega$$

Conocida la resistencia total del electrodo considerado incluidas las pantallas de los cables, calcularemos la relación entre la resistencia del electrodo y la resistencia total incluidas las pantallas de los cables:

$$r_E = \frac{R_{TOT}}{R_T} = \frac{4}{12.61} = 0.3172$$

El valor de la reactancia equivalente lo podemos tomar de la tabla 5. de la MT 2.11.33 donde vienen definidos los valores máximos de la corriente de defecto a tierra y los valores de reactancia equivalente en función de la configuración de puesta a tierra y de la tensión nominal de la red:

Tabla 41 Intensidades máximas de defecto para diferentes configuraciones de PAT

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tipo de puesta a tierra **	Reactancia equivalente X_{LTH} (Ω)	Intensidad máxima de corriente de defecto a tierra * (A)
13,2	Rígido	1,863	4500
13,2	Reactancia 4 Ω	4,5	1863
15	Rígido	2,117	4500
15	Reactancia 4 Ω	4,5	2117
20	Zig-Zag 500A	25,4	500
20	Zig-Zag 1000A	12,7	1000
20	Reactancia 5,2 Ω	5,7	2228
30	Zig-Zag 1000 A	2,117	9000

Fuente: MT 2.11.33

Con todo lo anterior, ya podremos calcular la corriente de defecto a tierra ya que como se puede observar en la tabla anterior, el valor de la reactancia X_{LTH} es de 5.7 Ω. Para este caso concreto, tendremos que tener en cuenta las resistencias de las pantallas de los cables. Dicha intensidad de defecto la podremos expresar como:

$$I'_{1Fp} = \frac{1.1 \cdot U_n}{r_E \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{R_T^2 + \left(\frac{X_{LTH}}{r_E}\right)^2}}$$

Sustituyendo valores:

$$I'_{1Fp} = \frac{1.1 \cdot 20\,000}{0.3175 \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{12.61^2 + \left(\frac{5.7}{0.3175}\right)^2}} = 1\,823.52\ A$$

Conocida la corriente de defecto a tierra, determinaremos ahora el tiempo de actuación de las protecciones, que para una red de 20 kV viene definida por:

$$t = \frac{400}{I'_{1Fp}} = \frac{400}{1\,823.52} = 0.2193\ s$$

Con el fin de minimizar el riesgo por la posibilidad de la existencia tensiones de contacto en el exterior, se dotará a la estación de potencia de una losa de hormigón que describirá una acera perimetral de 1 m de espesor. Embebido en dicha acera, existirá un mallazo electrosoldado formando una retícula no superior a 0.30 x 0.30 m. Dicho mallazo se conectará en dos puntos a la tierra de protección de la estación de potencia.

La finalidad de esta solución es que, si una persona necesita acceder o trabajar en una zona de la estación de potencia susceptible de estar en tensión de forma accidental, esta persona quedaría protegida por estar sobre una superficie equipotencial con lo que desaparecería el riesgo de tensión de contacto.

A continuación, vamos a calcular la tensión de paso máxima que puede aparecer en la instalación según diferentes casuísticas que se pueden dar:

- Con los dos pies en el terreno (tensión de paso en exterior), la tensión de paso máxima se determina a través de la expresión:

$$U'_{p1} = K_{p.t-t} \cdot I_E \cdot \rho_S$$

- Siendo $I_E = I'_{1Fp} \cdot r_E$ por tratarse de una estación de potencia con las pantallas de los cables conectadas a tierra. Sustituyendo en la ecuación anterior obtenemos que la tensión de paso máxima en el terreno será:

$$U'_{p1} = 0.01271 \cdot 1\,823.52 \cdot 0.3175 \cdot 200 = 1\,472.14\ V$$

- Con un pie en la acera y otro en el terreno (tensión de paso de acceso), la tensión de paso máxima la podremos expresar como:

$$U'_{p2} = K_{p.a-t} \cdot I_E \cdot \rho_S$$

- Sustituyendo $I_E = I'_{1Fp} \cdot r_E$ en la ecuación anterior, se obtiene:

$$U'_{p2} = 0.0304 \cdot 1\,823.52 \cdot 0.3175 \cdot 200 = 3\,521.08\ V$$

Conociendo lo anterior, determinaremos las tensiones de paso máximas que pueden aplicarse a una persona.

- Para el caso de una persona que tiene los dos pies en el terreno:

$$U'_{pa1} = \frac{U'_{p1}}{1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6\rho_s}{Z_b}}$$

Donde:

- U'_{p1} es la tensión de paso máxima en el terreno.
- R_{a1} es la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2 000 Ω.
- Z_b es la impedancia del cuerpo humano que se suele considerar de 1 000 Ω.

Sustituyendo valores, se obtiene:

$$U'_{pa1} = \frac{1\,472.14}{1 + \frac{2 \cdot 2\,000 + 6 \cdot 200}{1\,000}} = 237.44\,V$$

- Para el caso de una persona con un pie en el terreno y otro en la acera perimetral, la tensión de paso máxima la podremos expresar como:

$$U'_{pa2} = \frac{U'_{p2}}{1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3\rho_s + 3\rho_s^*}{Z_b}}$$

Donde:

- U'_{p2} es la tensión de paso máxima entre el terreno y la acera.
- ρ_s^* es la resistividad de la capa superficial de la acera. Como esta es de hormigón, el valor considerado para este material es de 3 000 Ωm.

Sustituyendo:

$$U'_{pa2} = \frac{3\,521.08}{1 + \frac{2 \cdot 2\,000 + 3 \cdot 200 + 3 \cdot 3\,000}{1\,000}} = 241.17\,V$$

A continuación, haremos el mismo cálculo considerando el caso de una persona sin calzado.

- La tensión de paso máxima aplicada a la persona con los dos pies (sin calzado) en el terreno la podemos expresar como aparece a continuación:

$$U''_{pa1} = \frac{U'_{p1}}{1 + \frac{6\rho_s}{Z_b}}$$

Sustituyendo:

$$U''_{pa1} = \frac{1\ 472.13}{1 + \frac{6 \cdot 200}{1\,000}} = 669.15\,V$$

- Para el caso de una persona con un pie en la acera y otro en el terreno (sin calzado), la tensión máxima de paso aplicada a la persona, la expresaremos como:

$$U''_{pa2} = \frac{U'_{p2}}{1 + \frac{3\rho_s + 3\rho_s^*}{Z_b}}$$

Sustituyendo:

$$U''_{pa2} = \frac{3\,521.08}{1 + \frac{3 \cdot 200 + 3 \cdot 3\,000}{1\,000}} = 332.18\,V$$

La tensión máxima en el exterior de la estación de potencia no debe superar diez veces el valor máximo de la tensión aplicable al cuerpo humano entre manos y pies, establecido por la

Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13. Para la tensión de paso (entre pies separados 1 metro), el valor máximo admisible que no debe ser superado en la instalación viene definido por:

$$V_p = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B}\right) = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1\,000}\right)$$

Respecto a la tensión de contacto máxima admisible para la estación de potencia, viene definida por la ITC-RAT 13 como:

$$V_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B}\right) = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s}{1\,000}\right)$$

Donde U_{ca} es la tensión de contacto aplicada admisible para el cuerpo humano y depende de la duración de la corriente de falta, según se refleja en la siguiente tabla.

Tabla 42 Tensión de contacto aplicada en función de la corriente de falta

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Fuente: MT 2.11.33

Como se ha calculado con anterioridad, el tiempo de duración de la corriente de falta es de 0.20 s. Para un tiempo de duración de la falta de 0.20 s observando la tabla anterior, obtenemos una tensión de contacto de 528 V.

Es muy importante tener en cuenta para este cálculo que, al utilizar una acera perimetral de hormigón alrededor de la estación de potencia que proporciona una alta resistividad en la capa superficial, de forma que se deberá multiplicar el valor de la resistividad de dicha capa por un coeficiente reductor. Dicho coeficiente puede expresarse como:

$$C_S = 1 - 0.106\left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_S + 0.106}\right)$$

Donde:

- h_S es el espesor de la capa superficial en metros, que para el caso que nos compete se ha considerado 20 cm.
- ρ es la resistividad del terreno natural.
- ρ^* es la resistividad de la capa superficial.

Sustituyendo valores tenemos:

$$C_S = 1 - 0.106\left(\frac{1-\frac{200}{3000}}{2\cdot 0.2 + 0.106}\right) = 0.804$$

Teniendo en cuenta este coeficiente reductor para la resistividad, se obtiene:

- La tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales.

$$V_p = 10 \cdot 528 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2\,000 + 6 \cdot (3\,000 \cdot 0.804)}{1\,000}\right) = 102\,857.74\,V$$

- La tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales.

$$V_c = 528 \cdot \left(1 + \frac{\frac{2\,000}{2} + 1.5 \cdot (3\,000 \cdot 0.804)}{1\,000}\right) = 2\,967.44\,V$$

4.5.1.1. Comprobación de que los electrodos seleccionados satisfacen las condiciones exigidas

Tensión de paso y contacto en el interior de la EP

Todos los elementos incluidos en el interior se encuentran a igual potencial, ya que estarán asentados sobre una losa de hormigón armado, conectado al sistema de tierras de protección. Por lo tanto, se puede indicar que los valores de tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación serán prácticamente nulos.

Tensión de contacto en el exterior de la EP

Las puestas y rejillas metálicas que dan al exterior de la estación de potencia no tienen contacto eléctrico con ningún elemento susceptible de quedar en tensión como consecuencia de un defecto a tierra, por lo que la tensión de contacto en el exterior será prácticamente nula.

Tensión de paso en exterior y en el acceso a la EP

Las tensiones de paso (con y sin calzado) calculadas en el exterior de la EP (U'_{pa1} y U''_{pa1}), así como las tensiones de paso (con y sin calzado) calculadas en el acceso a la EP (U'_{pa2} y U''_{pa2}) deberán ser inferiores al máximo valor admisible. En la siguiente tabla se muestra que se cumple con la condición descrita.

Tabla 43. Cumplimiento de las tensiones de paso y contacto de las EP asociadas a la PSFV

COMPROBACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LAS EXIGENCIAS				
Tensiones de paso máximas en la persona (con calzado) estimadas		Valores admisibles		¿Cumple? ≤ Vp
U'_{pa1}	237.44	Vp	102 857.74	SI
U'_{pa2}	241.17	Vp	102 857.74	SI
Tensiones de paso máximas en la persona (sin calzado) estimadas		Valores admisibles		¿Cumple? ≤ Vp
U''_{pa1}	669.15	Vp	102 857.74	SI
U''_{pa2}	332.18	Vp	102 857.74	SI

Fuente: Barlovento, elaboración propia

De modo que, el electrodo considerado para el cálculo CPT-CT-A-(4.5x8)+8P2, **cumple con el requisito reglamentario**. Además, presenta una resistencia de valor $R_T = 12.61$ W, valor inferior al exigido de 100 Ω expuesto en la tabla de la norma MT 2.11.33:

Tabla 44. Valores máximos de resistencia de PAT en función de la conexión de las pantallas

Tensión nominal de la red U_n (kV)	**Conexión de las pantallas**	**Máximo valor de la resistencia de puesta a tierra (Ω)**
≤ 20 kV	Desconectado	50
	Conectado	100
30 kV	Desconectado	30
	Conectado	60

Fuente: MT 2.11.33

Se deberá comprobar en obra que los valores de las tensiones de paso y contacto están por debajo de los máximos admisibles establecidos por la normativa vigente, de tal forma que se asegure que no existe peligro en ningún punto de la instalación.

5. SISTEMA BESS

5.1. INTRODUCCIÓN

El presente apartado tiene por objeto el cálculo y diseño de la red de interconexión eléctrica de MT del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías para la hibridación del PE Raposeras.

5.2. RED DE MEDIA TENSIÓN

5.2.1. Diseño de la red de conductores de MT

La instalación propuesta en el presente proyecto queda definida por las siguientes características generales:

- Sistema ..... Corriente Alterna Trifásica
- Frecuencia (Hz) 50
- Factor de potencia (cos φ) 0.95
- Tensión nominal (kV) 20
- Tensión más elevada de la red (kV) 24
- Tensión soportada a frecuencia ind. (kV) 50
- Tensión de impulso tipo rayo (kV) 125
- Tipo de conductor ..... AL RH5Z1-OL
- Tipo de aislamiento ..... XLPE
- Tipo de canalización ..... Directamente enterrado/ Bajo tubo
- Configuración de la instalación ..... Trébol
- Longitud total zanja subterránea (km) ..... 1 216 m
- Longitud total de conductores (km) ..... 3 647 m
- Número de circuitos 1
- Número de ternas máximo por zanja 2
- Profundidad máxima de la zanja (m) 1.10
- Profundidad máxima de canalización (m) 1.00
- Anchura máxima de la zanja (m) ..... 0.40 / 0.40 (directamente enterrado/ bajo tubo)

La selección previa de la ruta del circuito tiene como premisa minimizar secciones y longitudes y, por tanto, pérdidas y costos asociados.

En la siguiente tabla se definen las características del terreno y la configuración utilizada para el diseño de la red de MT del sistema de almacenamiento.

Tabla 45. Características de diseño de la red de MT del BESS

Temperatura ambiente del terreno:	25 ^{0}C
Resistividad térmica:	1.50 K·m/W
Profundidad de enterramiento:	1.00 m

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La red de MT se diseña conforme a las mismas premisas de corriente máxima admisible, caída de tensión, porcentaje mínimo de pérdidas de potencia y cortocircuito con las que ha sido diseñada previamente la instalación de media tensión del PE y la instalación de media tensión de la PSFV. De forma que, la red de media tensión del BESS, ha sido calculado conforme a los criterios y formulas descritas en el apartado "*3.2.1 Diseño de la red de conductores de MT*" del presente Anejo.

Se han tomado como referencia las características técnicas del cable **AL R5HZ1-OL 12/20 kV** de la compañía Prysmian, mismo conductor que se ha empleado para el diseño de la red de media tensión del PE y de la PSFV. Sus principales características técnicas y constructivas aparecen descritas en el apartado "*3.2.1 Características del cable seleccionado"* del presente Anejo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos aplicando los cuatro criterios.

5.2.1.1. Criterio de intensidad máxima admisible

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 46. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito del BESS

Circuito 1	Potencia [kVA]	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ampacidad [A]	fc_{tot}	Ampacidad Admisible Cable [A]
PCS–SET	5 040	145.49	2	AL-300	385	0.86	331.10

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.2.1.2. Criterio por caída de tensión máxima admisible

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 47. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito de MT del BESS

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kVA]	Calibre Cable [mm²]	ΔV [V]	ΔV [%]	ΔV-acumulado [%]
BESS-SET	1 237	5 040	AL-300	50.90	0.25	**0.25**
	1 237					<3%

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.2.1.3. Pérdidas de potencia

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 48. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito de MT del BESS

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kVA]	Intensidad (A)	Calibre Cable [mm²]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]
BESS-SET	1 237	5 040	145.49	AL-300	10.92	0.22
	1 237				**10.92**	**0.22**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

La red de media tensión, bajo el diseño propuesto, tiene unas **pérdidas totales de 10.92 kW**, lo que representa una pérdida de potencia total acumulada del BESS igual a **0.22%.** Se considera un valor dentro de los límites propuestos como criterio.

5.2.1.4. Criterio de cortocircuito

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 49. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito del BESS

Circuito 1	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ti [ºC]	Icc máx. [kA]
BESS-SET	145.49	2	AL-300	37.23	**28.35**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.2.2. Longitudes por tipo de conductor

En la siguiente tabla, se muestra, a modo de resumen, las longitudes por tipo de conductor del circuito del BESS:

Tabla 50. Longitudes por tipo de conductor (BESS)

Circuito	Longitud por tipo de conductor [km]	
	AL-300	Longitud Total(km)
1	3.71	**3.71**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

Es importante remarcar que la longitud de conductor es la longitud del circuito multiplicada por tres considerando el número de fases en los circuitos (circuitos trifásicos).

5.3. SERVICIOS AUXILIARES DEL BESS

A continuación, se dimensiona el conductor de media tensión que conectará la celda de protección de servicios auxiliares, ubicada en el interior de la sala de celdas de la SET Raposeras, con el transformador de servicios auxiliares del BESS (en adelante, T.SS.AA. BESS), ubicado en la misma zona que este.

Este conductor discurrirá por la misma zanja que el circuito de media tensión encargado de evacuar la energía almacenada en el BESS hacia la SET Raposeras, manteniendo una separación mínima de 0.40 m entre ambos. En consecuencia, para su dimensionamiento se consideran idénticas condiciones de instalación (1 m de profundidad, temperatura del terreno de 25^{0}C y resistividad térmica del terreno igual a 1.50 K·m/W).

Se han tomado como referencia las características técnicas del cable **AL R5HZ1-OL 12/20 kV** de la compañía Prysmian, mismo conductor que se ha empleado para el diseño de la red de media tensión del PE, de la PSFV y del BESS. Sus principales características técnicas y constructivas aparecen descritas en el apartado "*3.2.1 Características del cable seleccionado"* del presente Anejo.

El transformador de servicios auxiliares del BESS tiene las siguientes características.

Tabla 51. Características básicas del Transformador de .SS.AA del BESS

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL TRANSFORMADOR SSAA	
Ubicación	Área BESS Raposeras.
Tipo de aislamiento	Aceite
Frecuencia	50 Hz
Número de fases	3
Potencia nominal aparente	160 kVA
Tensión nominal primaria	20 kV
Tensión nominal secundaria	0.40 kV
Grupo de conexión	Dyn11

Fuente: Barlovento, elaboración propia

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir de los cuatro criterios de dimensionamiento descritos en apartados anteriores.

5.3.1.1. Criterio de intensidad máxima admisible

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 52. Selección del cable de MT por intensidad máxima admisible del circuito del transformador de SS.AA del BESS

Circuito 1	Potencia [kVA]	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ampacidad [A]	fc_{tot}	Ampacidad Admisible Cable [A]
SET -T.SSS.AA BESS	160	4.62	2	AL-300	385	0.86	331.10

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.3.1.2. Criterio por caída de tensión máxima admisible

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 53. Selección del cable de MT por caída de tensión de circuito de MT del transformador de SS.AA del BESS

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kVA]	Calibre Cable [mm²]	ΔV [V]	ΔV [%]	ΔV-acumulado [%]
SET -T.SSS.AA BESS	1 232	160	AL-300	1.61	0.008	0.008
	1 232					<3%

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.3.1.3. Pérdidas de potencia

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 54. Selección del cable de MT por criterio de perdida de potencia del circuito de MT del transformador de SS.AA del BESS

Circuito 1	Longitud [m]	Potencia [kVA]	Intensidad (A)	Calibre Cable [mm²]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [%]
SET -T.SSS.AA BESS	1 232	160	4.62	AL-300	0.011	0.068
	1 232				**0.011**	**0.068**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.3.1.4. Criterio de cortocircuito

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 55. Selección del cable de MT por criterio de cortocircuito del circuito del transformador de SS.AA del BESS

Circuito 1	Intensidad [A]	Nº de Ternas Tramo	Calibre Cable [mm²]	Ti [ºC]	Icc máx. [kA]
SET -T.SSS.AA BESS	4.62	2	AL-300	25.01	**28.35**

Fuente: Barlovento, elaboración propia

5.4. PUESTA A TIERRA

Para la justificación técnica del sistema de Puesta A Tierra (en adelante, PAT) de la **estación de potencia** asociada al sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, utilizaremos al igual que para las estaciones de potencia dela PSFV, el Método de Cálculo de Diseño de Puestas a Tierra para Centros de Transformación de tensión nominal ≤ 30 kV desarrollado por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, concretamente en su Manual MT 2.11.33 que cumple con las especificaciones técnicas indicadas en la ITC-RAT-13.

Puesto que la ubicación del BESS se encuentra muy próxima a la PSFV, tomaremos como resistividad media, el valor de 200 Ohm·m elegido para el diseño.

5.4.1. Diseño del sistema de PAT de protección

Lo primero que será necesario conocer es el valor que toma la intensidad de defecto a tierra. Como requisito para el cálculo de dicho parámetro, es necesario considerar que la configuración de conexión de la estación de potencia en cuanto a las pantallas, es que estas se conectan al menos están conectadas a tierra en un extremo. Para su cálculo, primero deberemos determinar la resistencia de PAT de la EP y de las pantallas. Por tanto, necesitaremos conocer el electrodo que vamos a colocar.

Las dimensiones de la estación de potencia del modelo MVS5140-LS de Sungrow son 6 058 x 2 896 x 2 438 mm (ancho x alto x profundidad). El anillo de tierra se instalará a 1 m del perímetro de la EP, por lo que las dimensiones de dicho anillo serán 8 058 x 4 438 mm (ancho x profundidad). Por lo tanto, la configuración de puesta a tierra según la MT 2.11.33 que más se acerca a este caso es la CPT-CT-A-(4.5x8)+8P2. Dicha configuración presenta las siguientes características:

- Coeficiente de resistencia de puesta a tierra, Kr = 0.06303 Ω / Ω m
- Coeficiente de tensión de paso con los dos pies en el terreno, Kp.t-t = 0.01271 V/ Ω m A
- Coeficiente de tensión de paso con un pie en la acera y otro en el terreno, Kp.a-t = 0.03040 V/ Ω m A
- Coeficiente de resistencia de puesta a tierra más desfavorable de los centros de transformación adicionales conectados a través de pantallas, Kr' = 0.088 Ω / Ω m

Con los datos anteriores, ya podremos calcular la resistencia del electrodo considerado para el diseño:

$$R_T = K_r \cdot \rho = 0.06303 \cdot 200 = \ 12.61 \text{ W}$$

La resistencia de la pantalla de los cables la podremos determinar mediante la expresión ya conocida:

$$R_{pant} = \frac{\rho \cdot K_{r\prime}}{N}$$

Puesto que el sistema de almacenamiento únicamente está compuesto por una estación de potencia, el valor de N (número de centros de transformación o estaciones de potencia adicionales conectados a través de las pantallas de los cables) sería de 1 que sería la propia subestación a la que se conecta dicha estación de potencia. Sustituyendo en la expresión anterior:

$$R_{pant} = \frac{\rho \cdot K_{r\prime}}{N} = \frac{200 \cdot 0.088}{1} = 17.6\ \Omega$$

Para calcular la resistencia total equivalente estando la resistencia del electrodo en paralelo con la resistencia de la pantalla, la podremos expresar como:

$$R_{TOT} = \frac{R_T \cdot R_{pant}}{R_T + R_{pant}} = \frac{12.61 \cdot 17.6}{12.61 + 17.6} = 7.34\ \Omega$$

Conocida la resistencia total del electrodo considerado incluidas las pantallas de los cables, calcularemos la relación entre la resistencia del electrodo y la resistencia total incluidas las pantallas de los cables:

$$r_E = \frac{R_{TOT}}{R_T} = \frac{7.34}{12.61} = 0.58$$

El valor de la reactancia equivalente ya es conocido $X_{LTH} = 5.7\ \Omega$ por lo que, ya podremos calcular la corriente de defecto a tierra ya que como se ha indicado anteriormente. Para este caso concreto, tendremos que tener en cuenta las resistencias de las pantallas de los cables. Dicha intensidad de defecto la podremos expresar como:

$$I'_{1Fp} = \frac{1.1 \cdot U_n}{r_E \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{R_T^2 + \left(\frac{X_{LTH}}{r_E}\right)^2}}$$

Sustituyendo valores:

$$I'_{1Fp} = \frac{1.1 \cdot 20\,000}{0.58 \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{12.61^2 + \left(\frac{5.7}{0.58}\right)^2}} = 1\,366.17\ A$$

Conocida la corriente de defecto a tierra, determinaremos ahora el tiempo de actuación de las protecciones, que para una red de 20 kV viene definida por:

$$t = \frac{400}{I'_{1Fp}} = \frac{400}{1\,366.17} = 0.29s$$

Con el fin de minimizar el riesgo por la posibilidad de la existencia tensiones de contacto en el exterior, se dotará a la estación de potencia de una losa de hormigón que describirá una acera perimetral de 1 m de espesor. Embebido en dicha acera, existirá un mallazo electrosoldado formando una retícula no superior a 0.30 x 0.30 m. Dicho mallazo se conectará en dos puntos a la tierra de protección de la estación de potencia.

La finalidad de esta solución es que, si una persona necesita acceder o trabajar en una zona de la estación de potencia susceptible de estar en tensión de forma accidental, esta persona quedaría

protegida por estar sobre una superficie equipotencial con lo que desaparecería el riesgo de tensión de contacto.

A continuación, vamos a calcular la tensión de paso máxima que puede aparecer en la instalación según diferentes casuísticas que se pueden dar:

- Con los dos pies en el terreno (tensión de paso en exterior), la tensión de paso máxima se determina a través de la expresión:

$$U'_{p1} = K_{p.t-t} \cdot I_E \cdot \rho_S$$

- Siendo $I_E = I'_{1Fp} \cdot r_E$ por tratarse de una estación de potencia con las pantallas de los cables conectadas a tierra. Sustituyendo en la ecuación anterior obtenemos que la tensión de paso máxima en el terreno será:

$$U'_{p1} = 0.01271 \cdot 1\,366.17 \cdot 0.58 \cdot 200 = 2\,023.48V$$

- Con un pie en la acera y otro en el terreno (tensión de paso de acceso), la tensión de paso máxima la podremos expresar como:

$$U'_{p2} = K_{p.a-t} \cdot I_E \cdot \rho_S$$

- Sustituyendo $I_E = I'_{1Fp} \cdot r_E$ en la ecuación anterior, se obtiene:

$$U'_{p2} = 0.0304 \cdot 1\,366.17 \cdot 0.58 \cdot 200 = 4\,839.80\ V$$

Conociendo lo anterior, determinaremos las tensiones de paso máximas que pueden aplicarse a una persona.

- Para el caso de una persona que tiene los dos pies en el terreno:

$$U'_{pa1} = \frac{U'_{p1}}{1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6\rho_s}{Z_b}}$$

Donde:

- U'_{p1} es la tensión de paso máxima en el terreno.
- R_{a1} es la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2 000 Ω.
- Z_b es la impedancia del cuerpo humano que se suele considerar de 1 000 Ω.

Sustituyendo valores, se obtiene:

$$U'_{pa1} = \frac{2\,023.48}{1 + \frac{2 \cdot 2\,000 + 6 \cdot 200}{1\,000}} = 326.37\ V$$

- Para el caso de una persona con un pie en el terreno y otro en la acera perimetral, la tensión de paso máxima la podremos expresar como:

$$U'_{pa2} = \frac{U'_{p2}}{1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3\rho_s + 3\rho_s^*}{Z_b}}$$

Donde:

- U'_{p2} es la tensión de paso máxima entre el terreno y la acera.
- ρ_s^* es la resistividad de la capa superficial de la acera. Como esta es de hormigón, el valor considerado para este material es de 3 000 Ωm.

Sustituyendo:

$$U'_{pa2} = \frac{4\,839.80}{1 + \frac{2 \cdot 2\,000 + 3 \cdot 200 + 3 \cdot 3\,000}{1\,000}} = 331.49\,V$$

A continuación, haremos el mismo cálculo considerando el caso de una persona sin calzado.

- La tensión de paso máxima aplicada a la persona con los dos pies (sin calzado) en el terreno la podemos expresar como aparece a continuación:

$$U''_{pa1} = \frac{U'_{p1}}{1 + \frac{6\rho_s}{Z_b}}$$

Sustituyendo:

$$U''_{pa1} = \frac{2\,023.48}{1 + \frac{6 \cdot 200}{1\,000}} = 919.76\,V$$

- Para el caso de una persona con un pie en la acera y otro en el terreno (sin calzado), la tensión máxima de paso aplicada a la persona, la expresaremos como:

$$U''_{pa2} = \frac{U'_{p2}}{1 + \frac{3\rho_s + 3\rho_s^*}{Z_b}}$$

Sustituyendo:

$$U''_{pa2} = \frac{4\,839.80}{1 + \frac{3 \cdot 200 + 3 \cdot 3\,000}{1\,000}} = 456.58V$$

La tensión máxima en el exterior de la estación de potencia no debe superar diez veces el valor máximo de la tensión aplicable al cuerpo humano entre manos y pies, establecido por la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13. Para la tensión de paso (entre pies separados 1 metro), el valor máximo admisible que no debe ser superado en la instalación viene definido por:

$$V_p = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B}\right) = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1\,000}\right)$$

Respecto a la tensión de contacto máxima admisible para la estación de potencia, viene definida por la ITC-RAT 13 como:

$$V_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B}\right) = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s}{1\,000}\right)$$

Como se ha calculado con anterioridad, el tiempo de duración de la corriente de falta es de 0.29 s. Para un tiempo de duración de la falta de 0.29 s observando la Tabla 33 e interpolando, obtenemos una tensión de contacto de 430.80 V.

Es muy importante tener en cuenta para este cálculo que, al utilizar una acera perimetral de hormigón alrededor de la estación de potencia que proporciona una alta resistividad en la capa superficial, de forma que se deberá multiplicar el valor de la resistividad de dicha capa por un coeficiente reductor. Dicho coeficiente puede expresarse como:

$$C_S = 1 - 0.106\left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_S + 0.106}\right)$$

Donde:

- h_S es el espesor de la capa superficial en metros, que para el caso que nos compete se ha considerado 20 cm.
- ρ es la resistividad del terreno natural.
- ρ^* es la resistividad de la capa superficial.

Sustituyendo valores tenemos:

$$C_S = 1 - 0.106\left(\frac{1 - \frac{200}{3000}}{2 \cdot 0.2 + 0.106}\right) = 0.804$$

Teniendo en cuenta este coeficiente reductor para la resistividad, se obtiene:

- La tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales.

$$V_p = 10 \cdot 430.80 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2\,000 + 6 \cdot (3\,000 \cdot 0.804)}{1\,000}\right) = 83\,922.56\ V$$

- La tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales.

$$V_c = 438.80 \cdot \left(1 + \frac{\frac{2\,000}{2} + 1.5 \cdot (3\,000 \cdot 0.804)}{1\,000}\right) = 2\,421.16\ V$$

5.4.1.1. Comprobación de que los electrodos seleccionados satisfacen las condiciones exigidas

Tensión de paso y contacto en el interior de la EP

Todos los elementos incluidos en el interior se encuentran a igual potencial, ya que estarán asentados sobre una losa de hormigón armado, conectado al sistema de tierras de protección. Por lo tanto, se puede indicar que los valores de tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación serán prácticamente nulos.

Tensión de contacto en el exterior de la EP

Las puestas y rejillas metálicas que dan al exterior de la estación de potencia no tienen contacto eléctrico con ningún elemento susceptible de quedar en tensión como consecuencia de un defecto a tierra, por lo que la tensión de contacto en el exterior será prácticamente nula.

Tensión de paso en exterior y en el acceso a la EP

Las tensiones de paso (con y sin calzado) calculadas en el exterior de la EP (U'_{pa1} y U''_{pa1}), así como las tensiones de paso (con y sin calzado) calculadas en el acceso a la EP (U'_{pa2} y U''_{pa2}) deberán ser inferiores al máximo valor admisible. En la siguiente tabla se muestra que se cumple con la condición descrita.

Tabla 56. Cumplimiento de las tensiones de paso y contacto de la EP

COMPROBACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LAS EXIGENCIAS				
Tensiones de paso máximas en la persona (con calzado) estimadas		Valores admisibles		¿Cumple? ≤ Vp
U'_{pa1}	326.37	Vp	83 922.56	SI
U'_{pa2}	331.49	Vp	83 922.56	SI
Tensiones de paso máximas en la persona (sin calzado) estimadas		Valores admisibles		¿Cumple? ≤ Vp
U''_{pa1}	919.76	Vp	83 922.56	SI
U''_{pa2}	456.58	Vp	83 922.56	SI

Fuente: Barlovento, elaboración propia

De modo que, el electrodo considerado para el cálculo CPT-CT-A-(4.5x8)+8P2, **cumple con el requisito reglamentario**. Además, presenta una resistencia de valor $R_T = 12.61$ W, valor inferior al exigido de 100 Ω expuesto en la tabla 35.

Al igual que en los casos anteriores, se deberá comprobar en obra que los valores de las tensiones de paso y contacto están por debajo de los máximos admisibles establecidos por la normativa vigente, de tal forma que se asegure que no existe peligro en ningún punto de la instalación.

6. REFERENCIAS

Tabla 57. Referencias

No.	Nombre / Descripción	Origen / Autor	Archivo	Fecha
Ref. 1	AL VOLTANE H COMPACT-AL RH5Z1-OL	Prysmian	AL-VOLTANE-H-COMPACT-ALRH5Z1-FCA-MAR23.pdf	/
Ref. 2	PRYSMIAN SOLAR – H1Z2Z2-K	Prysmian	PRYSMIAN-PRYSOLAR-1-5-1-5-KVDC-H1Z2Z2-K-ECA-ENE24.pdf	/
Ref.3	AL VOLTANE FLAMEX CPRO (S) – AL XZ1 (S)	Prysmian	AL-VOLTALENE-FLAMEX-CPRO-S-AL-XZ1-S-ECA-MAR23.PDF	/
Ref.4	Especificaciones particulares para el diseño de puestas a tierra. Para centros de transformación de tensión nominal ≤ 30 kV	Iberdrola	MT 2.11.33_E03_may19-.pdf	Mayo,2019

Fuente: Barlovento, elaboración propia

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº7 – OBRA CIVIL

LA RIOJA



Barlovento

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 4
2. CONTEXTO GEOLÓGICO E HIDROGEOLÓGICO 5
   2.1. CONTEXTO GEOLÓGICO 5
   2.2. CONTEXTO HIDROGEOLÓGICO 6
   2.3. RIESGOS GEOLÓGICOS 7
      2.3.1. Sismicidad 7
      2.3.2. Climatología e hidrología 7
      2.3.3. Colapsabilidad – Karstificación 8
   2.4. RECOMENDACIONES PARA LA CAMPAÑA GEOTÉCNICA PARA LA REPOTENCIACIÓN 9
3. ACCESOS 11
4. DRENAJE DE LA PLANTA EÓLICA 12
5. CIMENTACIÓN DEL AERGOGENERADOR 14
6. PLATAFORMA DE INSTALACIÓN DEL AEROGENERADOR 16
   6.1. COMPOSICIÓN Y ESTRUCTURA DE LAS PLATAFORMAS 16
   6.2. PAQUETE DE FIRMES Y CAPACIDAD PORTANTE EN PLATAFORMAS 16
   6.3. TALUDES DE EXCAVACIÓN Y TERRAPLENADO 17
   6.4. PENDIENTES DE DISEÑO 18
7. CAMINOS DEL PARQUE EÓLICO 19
   7.1. ANCHURA DE CAMINOS 19
   7.2. RADIOS DE GIRO 19
   7.3. TRAZADO EN ALZADO 20
   7.4. SECCIÓN TRANSVERSAL 22
   7.5. ELEMENTOS PARA EL VOLTEO 22
8. CIMENTACIÓN TORRE MEDICIÓN 23
9. INSTALACIONES TEMPORALES 24
   9.1. Repotenciación, PSFV Y BESS 24
10. CAMINOS INTERNOS PSFV 25
11. CIMENTACIONES DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE 26
12. CIMENTACIÓN ESTACIÓN DE POTENCIA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO 27
13. ZANJAS 29
14. MOVIMIENTOS DE TIERRAS REPONTECIACIÓN CAMINOS Y PLATAFORMAS 30
15. MATERIALES PARA CAMINOS REPOTENCIACION Y PLATAFORMAS 32
16. MOVIMIENTOS DE TIERRAS PSFV 33

17. MATERIALES PARA CAMINO ACCESO, CAMINOS INTEROS E INSTALACIONES AUXILIARES PSFV 34

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Predimensionamiento de zapata 15
Tabla 2. Pendientes para caminos internos 21
Tabla 3. Movimiento tierras caminos, zanjas e instalaciones auxiliares 30
Tabla 4. Movimiento de tierras plataformas 30
Tabla 5. Materiales para caminos y plataformas 32
Tabla 6. Tramos con pavimentos de hormigón 32
Tabla 7. Movimiento tierras (volumen de corte y de relleno**)** 33
Tabla 8. Materiales para caminos y plataformas 34

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mapa geológico de Calahorra (hoja 243) 6
Ilustración 2. Mapa de peligrosidad sísmica de España actualizado (2015) 7
Ilustración 3. Temperaturas medias y precipitaciones 8
Ilustración 4.Cuneta triangular. 12
Ilustración 5. Obra de drenaje transversal. 13
Ilustración 6. Concepto 3D de zapata de aerogenerador 14
Ilustración 7. Esquema dimensional de zapata (sin escala) 14
Ilustración 8. Esquema plataforma TS98-01/ N163 17
Ilustración 9. Esquema plataforma montaje de pluma 17
Ilustración 10. Transporte de palas 19
Ilustración 11. Esquema curvatura en alzado 21

1. INTRODUCCIÓN

El presente anejo tiene como finalidad describir los diferentes elementos de obra civil que formarán parte del desarrollo del proyecto de la repotenciación + hibridación del parque eólico Raposeras. Este parque está orientado a la producción de energía renovable a partir del aprovechamiento del recurso eólico y solar, por lo que una planificación precisa de las infraestructuras es esencial para garantizar el éxito del proyecto y la seguridad de las instalaciones.

En este documento se aborda el análisis de las características geológicas, geotécnicas e hidráulicas del emplazamiento, con el fin de asegurar que las condiciones del terreno y su entorno son adecuadas para la correcta implementación de los aerogeneradores, plataformas, paneles solares, caminos de acceso y otras estructuras auxiliares. Se detallarán los procedimientos constructivos previstos, destacando los aspectos más relevantes de la obra civil, como el trazado de los caminos de servicio, la construcción de plataformas para grúas y equipos, zanjas para canalizaciones y la cimentación de los aerogeneradores, estaciones de potencia, BESS y cerramientos.

Además, se incluyen recomendaciones específicas para las campañas de estudio requeridas en la fase de ingeniería de detalle, de acuerdo con las directrices del fabricante seleccionado. Estas recomendaciones son clave para optimizar el diseño y asegurar que todos los aspectos técnicos cumplen con los requisitos normativos y operacionales del proyecto.

Finalmente, se hace énfasis en la importancia de una correcta coordinación entre las diferentes fases de construcción y los agentes implicados, para garantizar que las obras se realicen dentro de los plazos y costes establecidos, asegurando al mismo tiempo el mínimo impacto ambiental posible.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO E HIDROGEOLÓGICO

El presente capítulo tiene como objetivo realizar una caracterización geológica y geotécnica preliminar del emplazamiento previsto para el proyecto de la repotenciación + hibridación del parque eólico Raposeras, que contará con la instalación de 6 aerogeneradores y 30 862 módulos fotovoltaicos, 4 estaciones de potencia y un BESS. Esta caracterización se ha basado en la información disponible en los mapas geológicos de la zona, cuyas referencias se detallan a continuación:

Memoria y Mapa Geológico del IGME, escala 1:50.000. Hoja de Calahorra (n.º 243)

El análisis preliminar incluye la identificación de las formaciones geológicas predominantes en la zona, así como los principales rasgos estructurales y litológicos que puedan influir en el comportamiento del terreno. Este contexto geológico servirá de base para planificar adecuadamente las campañas de investigación geotécnica, necesarias para definir con precisión los parámetros del subsuelo que influirán en el diseño y construcción de las cimentaciones de los aerogeneradores.

Asimismo, se presentarán unas recomendaciones para la ejecución de los trabajos mínimos requeridos en la campaña geotécnica y geofísica que debe llevarse a cabo durante la fase de ingeniería de detalle. Esta campaña permitirá obtener los parámetros geotécnicos específicos, como la resistencia del terreno, su capacidad portante y el comportamiento frente a cargas dinámicas, necesarios para el diseño detallado de las cimentaciones de los aerogeneradores, conforme a los requerimientos establecidos por el fabricante.

Por último, se subraya la importancia de realizar ensayos de campo complementarios, que permitan obtener una imagen precisa del subsuelo y garantizar la seguridad y durabilidad de las cimentaciones durante la vida útil del parque eólico.

2.1. CONTEXTO GEOLÓGICO

El proyecto se ubica en la Hoja de Calahorra, mayoritariamente en La Rioja y parcialmente en Navarra, delimitadas por el río Ebro. Geológicamente, se sitúa en el borde sur de la Depresión del Ebro, dentro del sector oriental del Surco de La Rioja. Afloran principalmente materiales oligo-miocenos (areniscas, lutitas, yesos y calizas) y depósitos cuaternarios (gravas y arenas).

En el suroeste aparecen también materiales mesozoicos del Jurásico y Cretácico Inferior, vinculados a la Sierra de Cameros. Estructuralmente, destacan el sinclinal de la Rioja Baja y el anticlinal del cabalgamiento de Arnedo. Las terrazas fluviales del Ebro y Cidacos presentan espesores entre 5 y 30 m y alturas de hasta 180 m sobre el cauce actual.

Se reconocen ocho niveles de terrazas, aunque solo los cuatro inferiores están bien representados en superficie. Los glacis superiores (G5 a G8), con origen sur y oeste, presentan pendientes elevadas por retrabajamiento. Los cantos silíceos que los componen derivan del reciclaje de conglomerados miocenos.

Se ha identificado una falla normal activa de 7 km que afecta al nivel T2 de las terrazas del Ebro.

Esto evidencia actividad neotectónica reciente en el área del emplazamiento. Las características litológicas y estructurales condicionan la excavabilidad, estabilidad y diseño de cimentaciones.

El análisis geológico es clave para optimizar caminos, plataformas y ubicación de aerogeneradores.

El emplazamiento presenta condiciones geológicas adecuadas para el desarrollo del proyecto

En la zona predominan las arcillas, limos, areniscos y yesos.

Fuente: Mapa Geológico IGME (1:50.000)

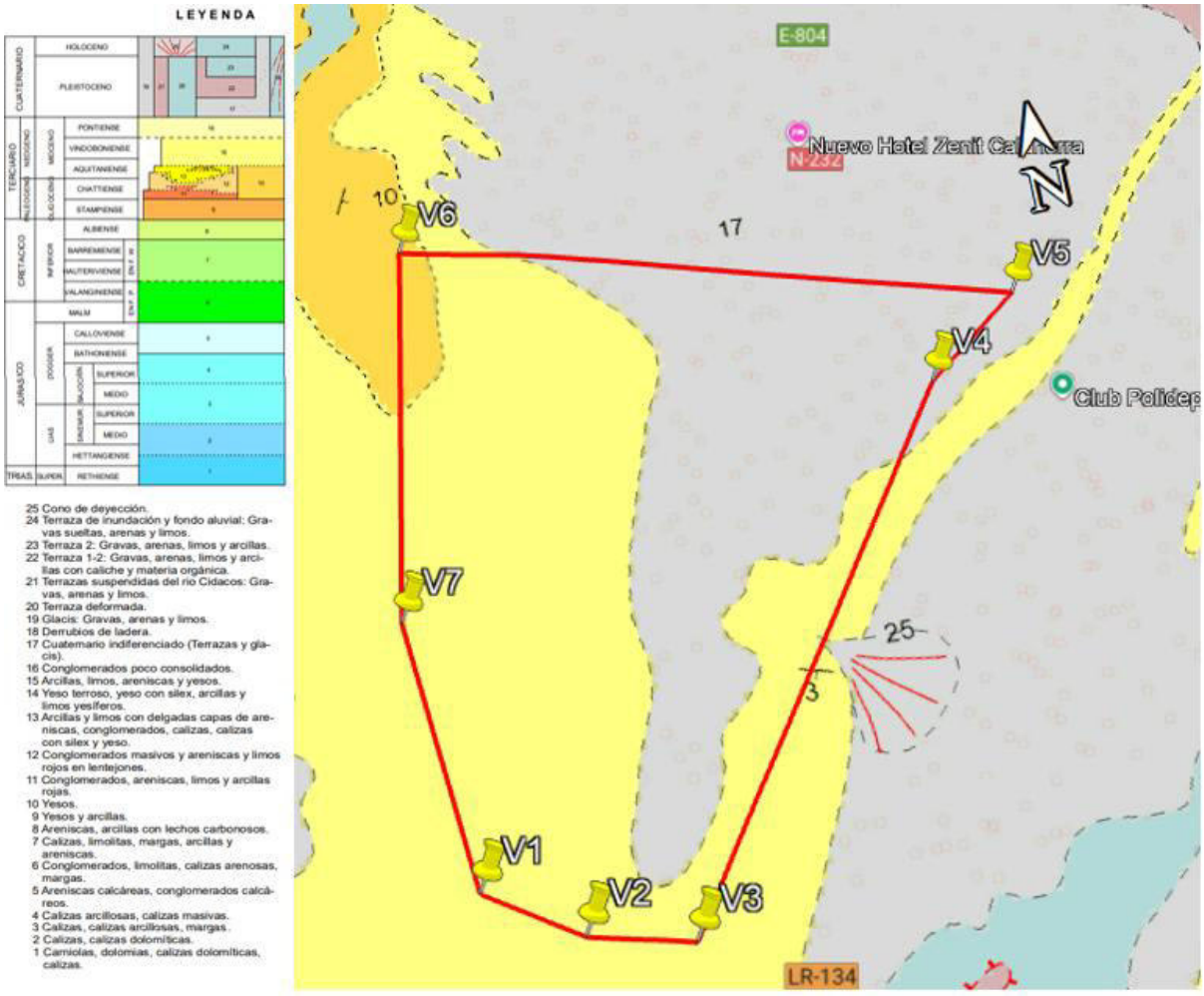


Ilustración 1. Mapa geológico de Calahorra (hoja 243)

2.2. CONTEXTO HIDROGEOLÓGICO

El área de Calahorra, en La Rioja, se encuentra en el entorno de la Unidad Hidrogeológica Aluvial del Ebro, compuesta por acuíferos detríticos formados por gravas y arenas depositadas en las llanuras aluviales y terrazas fluviales asociadas al río Ebro y sus afluentes, como el río Cidacos. Estos acuíferos, de alta permeabilidad, presentan una buena capacidad de almacenamiento y transmisión de agua subterránea, aunque también una elevada vulnerabilidad a la contaminación debido a su naturaleza porosa y escasa cobertura impermeable.

El río Ebro, en su tramo medio, ha modelado una red de terrazas fluviales extensas que actúan como zonas de recarga y flujo subterráneo, mientras que el río Cidacos contribuye a nivel local en la configuración hidrogeológica. No obstante, la zona concreta de implantación del proyecto no se encuentra directamente afectada por cuerpos de agua superficiales ni por elementos hidrogeológicos sensibles, como acuíferos productivos o zonas húmedas de valor ecológico.

En consecuencia, aunque el entorno regional presenta características hidrogeológicas relevantes, la afección directa del proyecto sobre el sistema hidrogeológico es mínima o inexistente. Aun así,

se recomienda mantener buenas prácticas constructivas para evitar cualquier alteración puntual del equilibrio hídrico superficial o subterráneo, especialmente en áreas cercanas a vaguadas o drenajes naturales.

2.3. RIESGOS GEOLÓGICOS

2.3.1. Sismicidad

De acuerdo con la Norma de Construcción Sismorresistente: Parte General y Edificación (NCSR-02), publicada en el BOE 144 el 11 de octubre de 2002, y la Norma de Construcción Sismorresistente para Puentes (NSCP-07), publicada en el BOE el 2 de junio de 2007, así como su actualización en 2015 y el Anejo 5 del Eurocódigo 8, para la zona de estudio se ha determinado que la aceleración sísmica básica (ab) tiene un valor de 0.04 g.

Este valor de aceleración sísmica básica es crucial para la elaboración del proyecto de detalle del parque solar, ya que influye directamente en el diseño estructural y en las medidas de seguridad a adoptar. La correcta integración de este parámetro sísmico en el diseño garantizará la estabilidad y resistencia de las infraestructuras del parque ante posibles eventos sísmicos, cumpliendo así con las normativas vigentes y asegurando la seguridad de las instalaciones a lo largo de su vida útil.

Fuente: NCSR-02

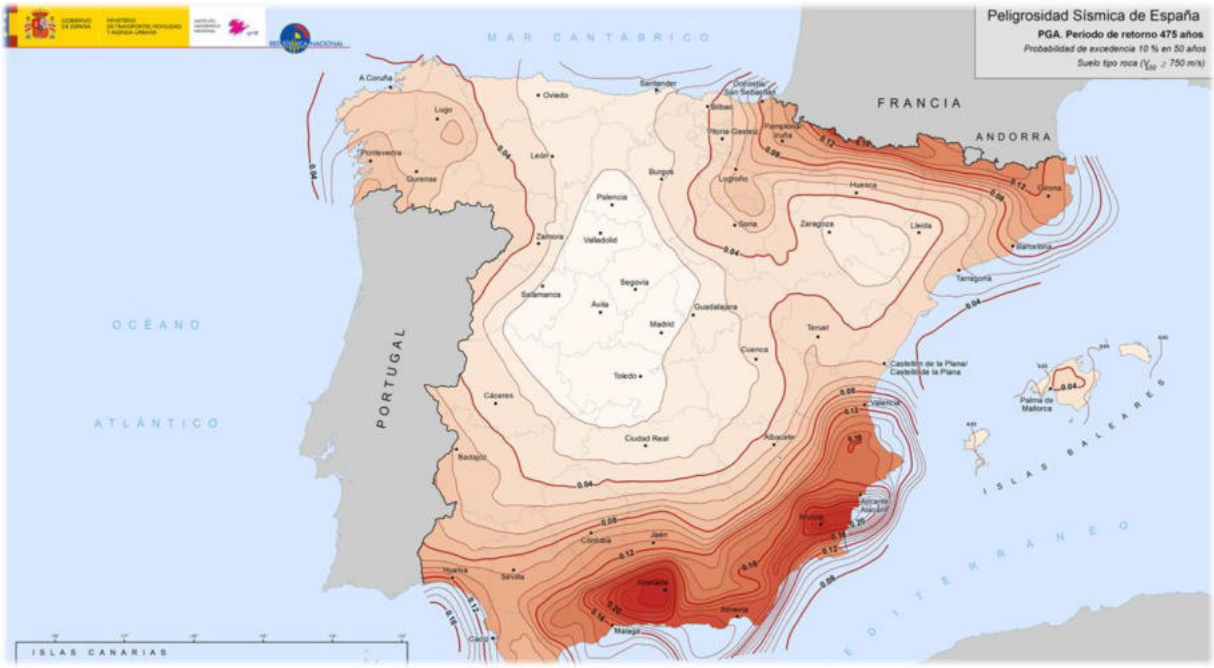


Ilustración 2. Mapa de peligrosidad sísmica de España actualizado (2015)

2.3.2. Climatología e hidrología

Tomando como referencia los datos obtenidos del portal *Climate Data*, el clima de Calahorra es tipo Cfb (de acuerdo con la clasificación climática de Köppen). Este se caracteriza por inviernos fríos o templados y veranos secos y cálidos, en el que las precipitaciones se encuentran bien distribuidas a lo largo del año.

- Al ser clima tipo C, se caracteriza por ser un clima templado mediterráneo con una temperatura media del mes más frío que ronda entre los 5.4°C y los 21.9°C y una temperatura media del mes más cálido superior a los 20°C.
- Dentro del tipo de clima C, el subíndice "f" hace referencia al régimen de lluvias que en este caso se caracteriza por estar bien distribuidas a lo largo del año.
- El subíndice "b" se corresponde a zonas templada, donde el verano es fresco pues no superan los 22°C

A continuación, se muestra el diagrama climático de la localidad de Calahorra, diagrama que pondera una media de 30 años de simulaciones de modelos meteorólogos por horas. Se toma como referencia el clima del municipio de Calahorra, en la provincia de La Rioja, por ser en el que se ubica el mayor porcentaje de la superficie que conforma la poligonal del PE Raposeras.

Fuente: Meteoblue

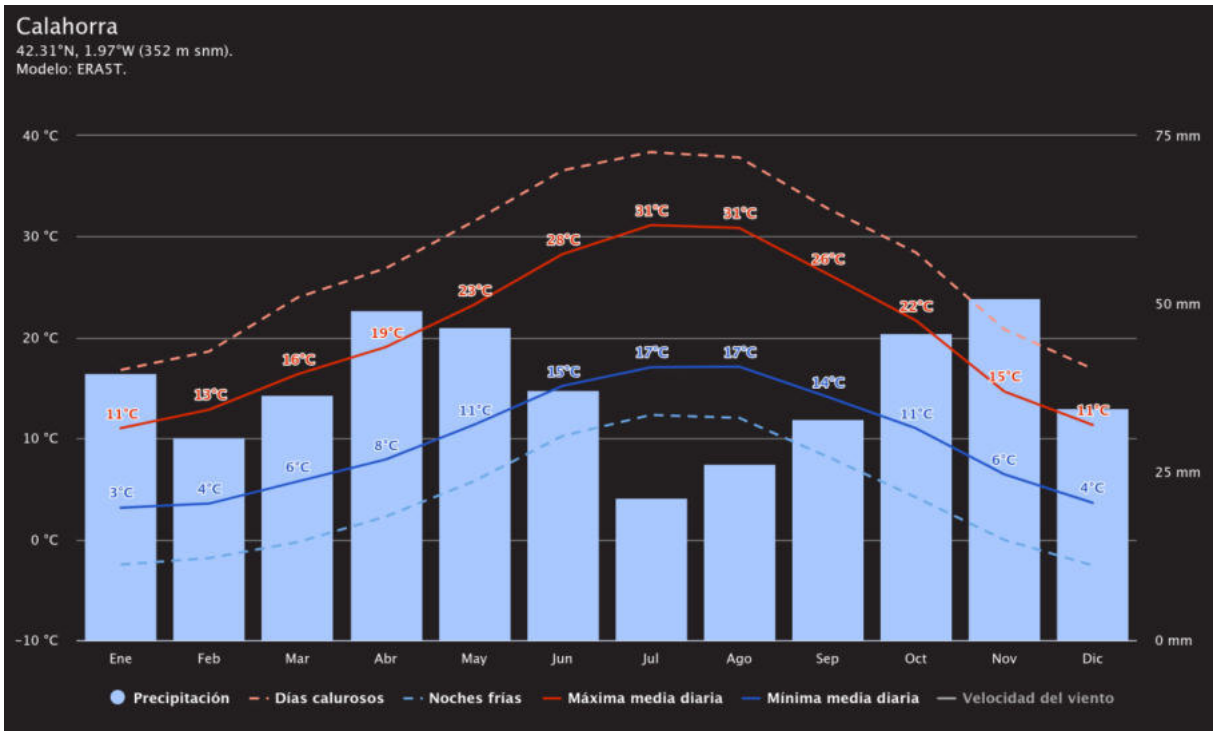


Ilustración 3. Temperaturas medias y precipitaciones

Como parámetros relevantes a efectos de este proyecto, se encuentra que la temperatura mínima media del mes más frío (febrero) es de 3°C y la temperatura máxima media del mes más cálido (julio y agosto) es de 31°C. La precipitación media anual es de 36 mm, siendo los meses de octubre, noviembre, abril y mayo los que mayor índice de precipitación presentan.

2.3.3. Colapsabilidad – Karstificación

En base a la información analizada no se encuentra ninguna zona de dolinas o kársticas en la zona de estudio. Esto deberá ser confirma en posteriores estudios de detalle

2.4. RECOMENDACIONES PARA LA CAMPAÑA GEOTÉCNICA PARA LA REPOTENCIACIÓN

Aunque los requisitos específicos de la campaña geotécnica pueden variar según las especificaciones del fabricante de los aerogeneradores o las indicaciones del ingeniero calculista, se deben considerar los siguientes alcances para asegurar una evaluación completa y precisa del terreno:

Trabajos de campo

Para una cimentación superficial (zapatas), se llevarán a cabo dos sondeos en cada posición prevista. Es fundamental observar el nivel freático y tomar muestras para ensayos de laboratorio. Los trabajos de campo incluirán:

Para suelos granulares:

- Realización del SPT (Standard Penetration Test) cada 1.50 metros de profundidad para evaluar la densidad y resistencia del suelo.

Para suelos cohesivos:

- Realización de 2 CPT (Cone Penetration Test) para determinar la resistencia y características de los suelos cohesivos.

Para suelos rocosos:

- Determinación del Índice RQD (Rock Quality Designation) para evaluar la calidad de la roca.
- Meteorización según la clasificación IRMS

La profundidad de los sondeos debe ser al menos el doble del diámetro de la cimentación, en este caso, 48 metros. Sin embargo, los sondeos podrán detenerse si se encuentran 8 metros consecutivos de roca sana, o antes si se obtiene evidencia de la continuidad de la roca mediante estudios eléctricos o sísmicos.

Si se sospecha la presencia de cavidades (karst, minas u otros), se realizará una tomografía eléctrica. Dado que la zona es sísmica, también se recomienda realizar una tomografía sísmica para una evaluación más completa.

Para los caminos y viales, se efectuarán ensayos de carga en placa en las superficies de los caminos, con uno cada kilómetro lineal de vial. También se tomarán muestras de los materiales de préstamo y cantera.

Trabajos de laboratorio

Por cada muestra (una por cada material representativo extraído o al menos dos unidades), se realizarán los siguientes ensayos:

Ensayos básicos:

- Granulometría
- Límites de Atterberg
- Densidad
- Humedad
- Ensayo triaxial

- Agresividad del terreno al concreto (al menos ión sulfatado y acidez Baumann-Gully)

Y, además:

En caso de suelos cohesivos:

- Ensayos de Compresión Simple
- Ensayo edométrico

En caso de suelos rocosos:

- Porosidad
- Ensayo de compresión simple
- Triaxial para rocas

Además, se evaluará la agresividad del agua extraída al concreto, incluyendo su pH, residuo seco, y contenido de CO2, amonio, ión magnesio e ión sulfato. Para los materiales propuestos como base y sub-base en caminos y rellenos, se realizará un ensayo Proctor Modificado cada 10 000 m^3 de material utilizado.

Contenidos del informe geotécnico

- El informe geotécnico debe incluir:
- Descripción y ubicación de los trabajos de campo.
- Profundidad del nivel freático, si se detecta.
- Resultados de los trabajos de campo.
- Resultados de los trabajos de laboratorio.
- Fotografías del área de estudio.
- Características de las capas de suelo (espesor, clasificación, límites de Atterberg, ángulo de rozamiento interno, cohesión, módulo de Young).
- Recomendaciones para la excavación (tipo de maquinaria, pendientes de taludes, etc.).
- Riesgos geotécnicos detectados (deslizamientos, karst, expansividad, colapsabilidad, agresividad al concreto, etc.).
- Evaluación de riesgos sísmicos.
- Recomendaciones de cimentación basadas en la experiencia.

3. ACCESOS

En el marco del proyecto técnico-administrativo para la repotenciación e hibridación del parque eólico Raposeras, el acceso se realizará a partir de la carretera nacional N-232, utilizando los caminos de dominio público existente en la zona para acceder a las distintas agrupaciones de aerogeneradores y a la planta solar fotovoltaica (PSFV).

4. DRENAJE DE LA PLANTA EÓLICA

El emplazamiento del proyecto de la repotenciación + hibridación del parque eólico Raposeras no tendrá ningún problema de inundaciones.

Por otro lado, se deberá diseñar los elementos de drenaje necesarios para la correcta evacuación del agua en los caminos internos de la repotenciación del PE y de la PSFV.

En general, el drenaje superficial de un proyecto comprende dos sistemas diferenciados, drenaje longitudinal y transversal, cuya disposición cumple con las siguientes finalidades:

- Drenaje longitudinal: asegurar la evacuación del agua procedente de viales y plataformas y garantizar el desagüe del agua aportada por los taludes de desmonte y las cuencas interceptadas. Al ser zonas elevadas, las cuencas de aportación serán pequeñas.
- El drenaje longitudinal constará de cunetas de protección de caminos con forma triangular de 1 m de ancho para la repotenciación del PE excavadas directamente en el terreno con una profundidad de 0.50 m. y de 0.75 m de ancho para la PSFV y 0.25 m de profundidad.

Fuente: NORMA 5.2–IC Tipos de cuneta

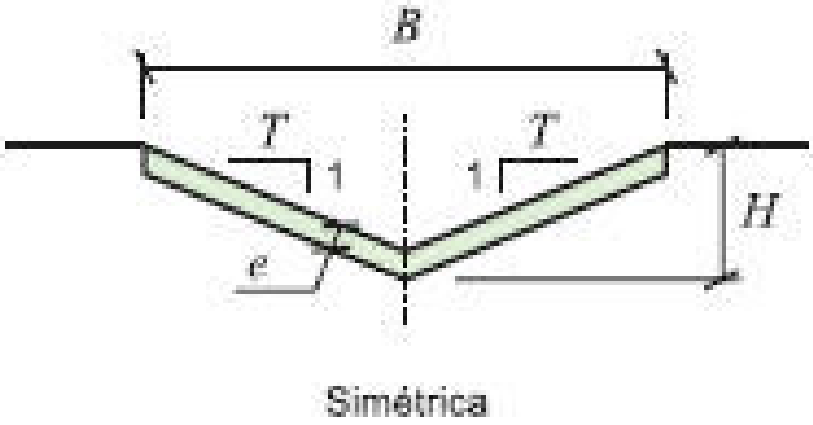


Ilustración 4.Cuneta triangular.

Las pendientes máximas de las cunetas serán de 12% máximo.

- Drenaje transversal: permitir la continuidad de la red de drenaje natural del terreno en el sentido transversal del flujo.

Los elementos de drenaje transversal corresponden a Obras de Drenaje Transversal (ODT) que son generalmente elementos prefabricados de hormigón con forma circular o rectangular que permitirán la continuidad de flujo de agua para atravesar otros elementos del parque como caminos.

La ODTs utilizan unas arquetas de recogida de agua a la entrada y salida de estas en las cuales se producirá la conexión con los elementos de drenaje longitudinal. Estos elementos serán tubos de hormigón con un diámetro de 0.4 m a 0.6, en caso de ser necesarios, según los dispongo el Estudio hidrológico e hidráulico.

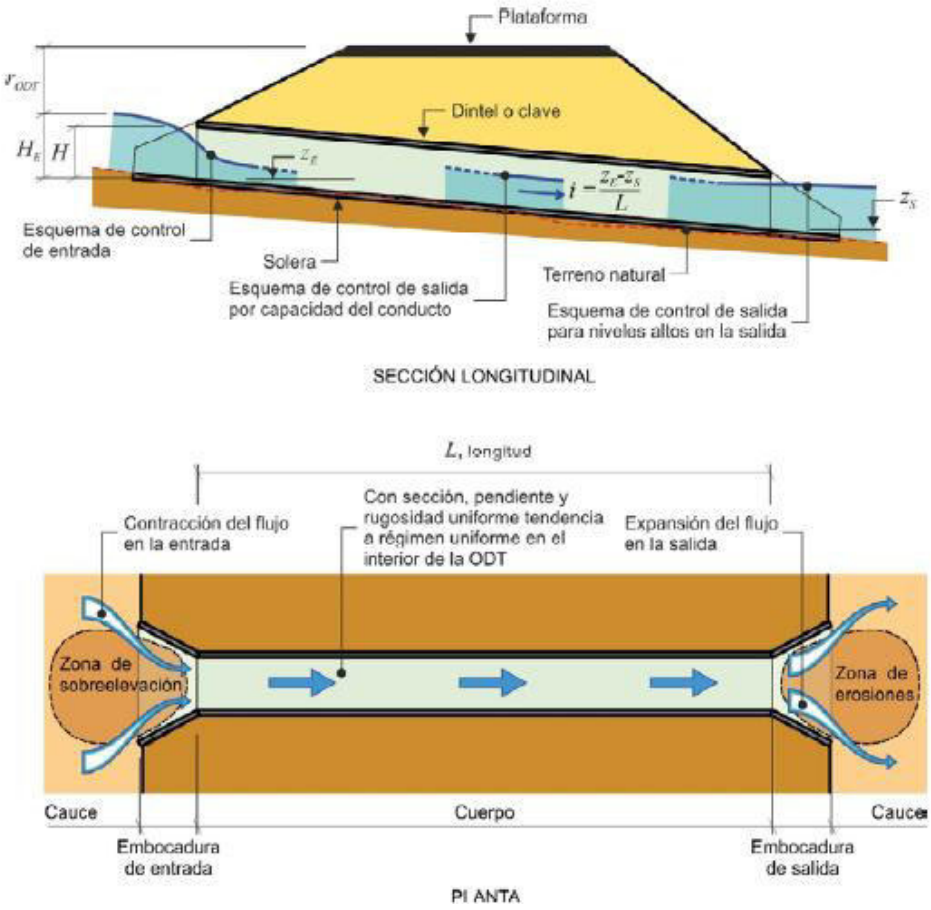


Ilustración 5. Obra de drenaje transversal.

Para el proyecto no se considera la construcción de elementos de drenaje transversal.

5. CIMENTACIÓN DEL AERGOGENERADOR

Basado en los materiales esperables en el sustrato se ha supuesto una cimentación superficial consistente en una zapata circular de canto variable de 23 metros de diámetro, donde se embebe el anclaje de pernos de conexión a la torre.

Para la realización de la ingeniería de detalle de la cimentación de los aerogeneradores N163/6.69, altura de buje 98 m, se deberá realizar un estudio geotécnico en detalle con los parámetros requeridos por el cliente y solicitar al fabricante las cargas transmitidas a la cimentación.

La documentación proporcionada por el fabricante contendrá al menos:

- Cargas extremas
- Cargas de fatiga
- Matrices de Markov

El esquema de zapata de este predimensionamiento es el siguiente:

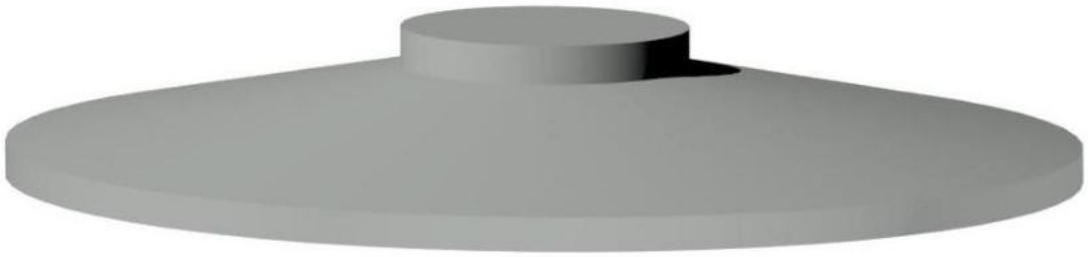


Ilustración 6. Concepto 3D de zapata de aerogenerador

Fuente: Barlovento, elaboración propia

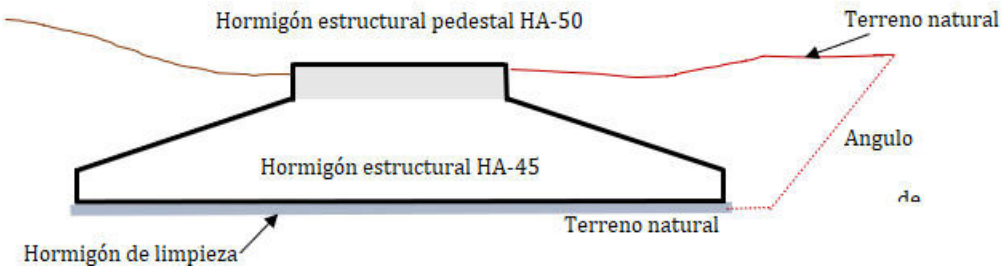


Ilustración 7. Esquema dimensional de zapata (sin escala)

Las dimensiones seleccionadas en este prediseño son:

Tabla 1. Predimensionamiento de zapata

PRINCIPALES CANTIDADES POR ZAPATA	
HORMIGÓN ESTRUCTURAL HA-45 SIN PEDESTAL	759.9 m^3
HORMIGÓN ESTRUCTURAL PEDESTAL HA-50	14.10 m^3
ESTIMACIÓN ACERO EN BARRAS B500S	97 751.2 kg
HORMIGÑON DE LIMPIEZA HL-15	42.3 m^3
SUPERFICIE IMPERMEABILIZACIÓN (SI SE REQUIRIERA)	469.00 m^2
ENCOFRADO	45.60 m^2
EXCAVACIÓN	2 735.30 m^3
MATERIAL DE RELLENO	1 923.20 m^3

Fuente: Barlovento, elaboración propia a partir de datos del fabricante

6. PLATAFORMA DE INSTALACIÓN DEL AEROGENERADOR

En cada una de las posiciones se han proyectado plataformas de montaje y acopio dispuestas junto a su cimentación, para la instalación y puesta en marcha de los aerogeneradores.

6.1. COMPOSICIÓN Y ESTRUCTURA DE LAS PLATAFORMAS

Las plataformas estarán compuestas por las siguientes zonas:

- Zona de grúa principal
- Zona de acopio de componentes de aerogenerador
- Zona de acopio de palas (temporal)
- Zona de grúa pluma

6.2. PAQUETE DE FIRMES Y CAPACIDAD PORTANTE EN PLATAFORMAS

En cada una de las diferentes zonas de plataformas se garantizarán las capacidades portantes siguientes (de acuerdo con el del documento del fabricante DG200853):

- Plataforma de apoyo de grúa principal: Se ha considerado un paquete de firmes de 30 cm de subbase (ZA 0/32, según Art. 510 Orden FOM 2523/2014) + 30 cm de base (ZA 0/32, según Art. 510 Orden FOM 2523/2014) en la plataforma de apoyo de grúa principal garantizando una capacidad portante de 5 kg/cm^2). La sección de firmes definitiva vendrá determinada según los ensayos geotécnicos de cada plataforma.
- Plataforma de acopio de componentes de aerogenerador: Se mantendrá la superficie desbrozada y nivelada garantizando una capacidad portante de 2 kg/cm^2. Si el terreno existente no fuera suficiente, será necesario añadir un paquete de firmes para conseguir los valores mínimos requeridos. Esta plataforma se desmantelará una vez, se termine la repotenciación.
- Plataforma de acopio de palas: Se mantendrá la superficie desbrozada y nivelada. Esta plataforma se desmantelará una vez, se termine la repotenciación.

Fuente: Nordex, documento DG200853

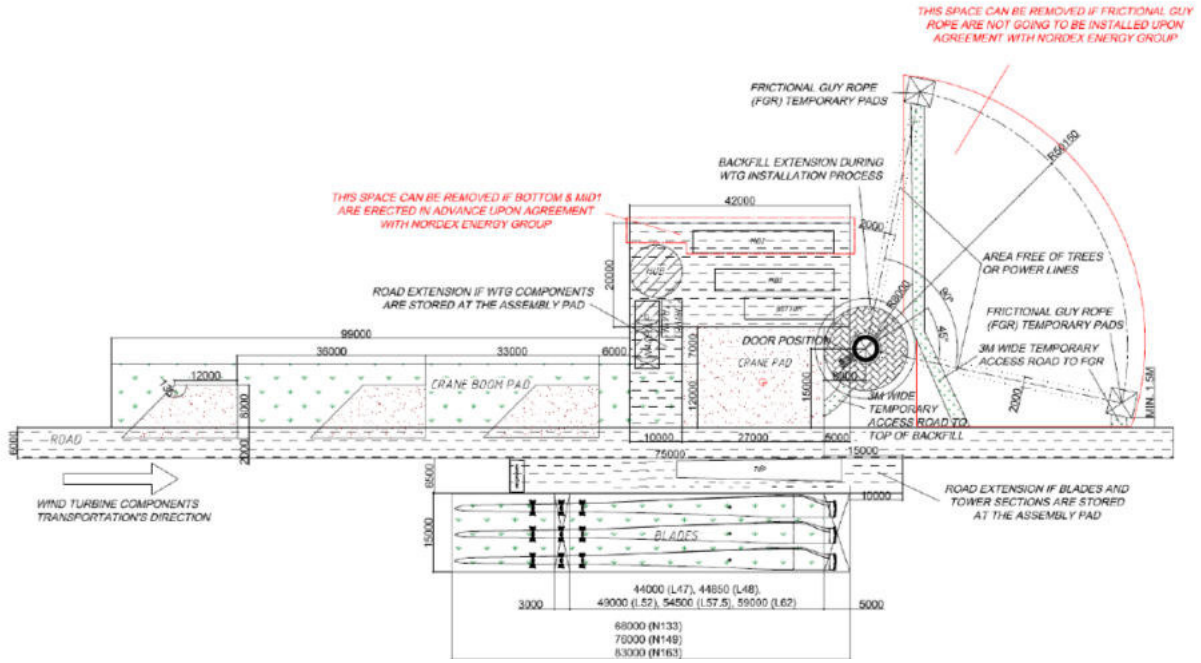


Ilustración 8. Esquema plataforma TS98-01/ N163

- Plataforma de montaje grúa pluma: Se mantendrá la superficie desbrozada y nivelada y con una capacidad portante, al menos de 2 kg/cm^2. La longitud total será la altura de la torre más 19 m y una anchura de 3 m, con un área trapezoidal para las grúas auxiliares que intervienen en el ensamblaje de la pluma. Esta plataforma se desmantelará una vez, se termine la repotenciación.

Fuente: Nordex, documento DG200853

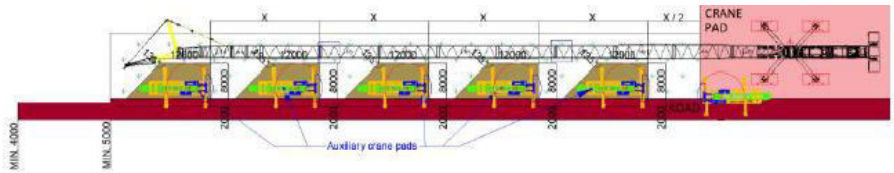


Ilustración 9. Esquema plataforma montaje de pluma

6.3. TALUDES DE EXCAVACIÓN Y TERRAPLENADO

Los taludes de desmonte y terraplén se han determinado a partir de la información analizada, considerando los siguientes valores:

- Talud en desmonte: 1H/1V
- Talud en terraplén: 3H/2V

6.4. PENDIENTES DE DISEÑO

Las pendientes de diseño consideradas son las siguientes:

- Pendiente longitudinal en plataformas: 0,2%≤P≥2% ajustándose a la topografía existente y optimizando el movimiento de tierras
- Pendiente longitudinal de la plataforma grúa principal: máx. 3% o 0.5% hacia la parte posterior de la grúa dependiendo del tipo de grúa a utilizar
- Pendiente longitudinal en plataformas montaje de pluma deberá ser tan plana como sea posible. En caso de haber inclinación deberá ser preferentemente hacia arriba (en la dirección de ensamblaje de la pluma

7. CAMINOS DEL PARQUE EÓLICO

Los caminos del parque eólico se diseñan como una red de viales que permite el acceso a cada uno de los aerogeneradores, facilita la instalación de las canalizaciones de media tensión y conecta el parque con su entorno inmediato. Este informe describe el diseño y la construcción de dichos caminos internos, los cuales han sido desarrollados conforme a los requisitos técnicos del fabricante NORDEX, con el fin de asegurar el transporte seguro de todos los componentes del aerogenerador (palas, torre, nacelle y buje). Para el diseño del trazado de los caminos, se debe tener en cuenta de forma específica el vehículo encargado del transporte de las palas, dado que sus dimensiones y radios de giro condicionan de manera determinante la geometría del vial.

Fuente: NORDEX, documento DG200853

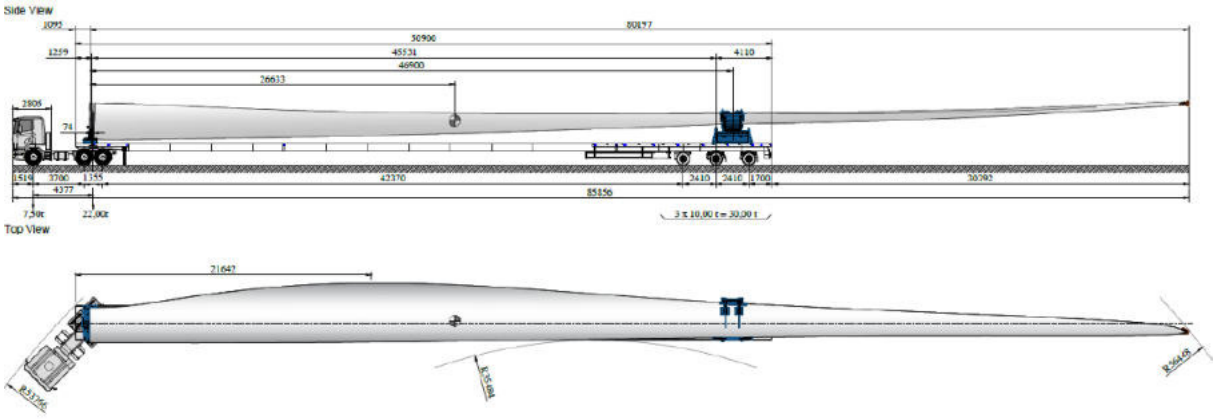


Ilustración 10. Transporte de palas

Los accesos al parque se realizan a partir de la carretera N-232. Esta carretera de acceso servirá de conexión entre los ramales de cada aerogenerador. Se diseñan sobre el trazado de caminos existentes que se deberán ampliar y habilitar para el transporte de los diferentes elementos de los aerogeneradores.

Además de estos caminos principales que se acondicionarán, se construirán cinco (5) tramos nuevos para permitir el acceso o salida a cada posición de aerogenerador. El trazado de estos caminos se ha diseñado intentando que siga las trayectorias de los caminos existentes para limitar la afectación al terreno.

7.1. ANCHURA DE CAMINOS

La anchura mínima que deberán tener los viales será de 6 m en caminos internos y acceso. La anchura de viales se verá afectada en las zonas curvas según el ángulo de giro y el radio de la curva.

7.2. RADIOS DE GIRO

Para el diseño de los radios de curvatura de los caminos del parque eólico, se ha considerado como restricción principal el transporte de las palas de los aerogeneradores, dado su gran longitud y la complejidad de maniobra en curvas cerradas.

De acuerdo con el documento técnico del fabricante Nordex (Ref. DG200853), las maniobras de transporte requieren un análisis específico del sobreancho en curvas en función del ángulo de giro y del radio de la curva. Este documento proporciona valores orientativos de sobreanchos requeridos para diferentes radios y configuraciones de giro.

A menor radio de curvatura, mayor debe ser el sobreancho entre el borde interior y exterior del camino para permitir el paso seguro del vehículo portapalas. En consecuencia, se recomienda realizar simulaciones de maniobrabilidad con software especializado que permita ajustar con precisión el trazado y los sobreanchos necesarios. Alternativamente, se podrán emplear las tablas de sobreanchos contenidas en el anexo 6.1 del citado documento como referencia preliminar.

En el caso de los ramales de acceso a aerogeneradores, se prevé un radio mínimo de giro de 45 metros, conforme a las recomendaciones del fabricante y las condiciones topográficas del emplazamiento.

Para el camino principal, se procurará mantener el trazado existente en la medida de lo posible, con el objetivo de minimizar la afectación al terreno natural. En los puntos donde se presenten giros cerrados o intersecciones críticas, se adaptará el diseño conforme a los requerimientos de radio mínimo y sobreanchos establecidos por NORDEX, garantizando así la viabilidad del transporte de componentes.

7.3. TRAZADO EN ALZADO

El trazado en alzado de los caminos del parque eólico ha sido desarrollado considerando las restricciones asociadas al transporte de grandes componentes, particularmente las palas, siguiendo los lineamientos del documento. DG200853).

Para garantizar un tránsito seguro y continuo de los vehículos especiales, se ha controlado la pendiente longitudinal máxima del trazado. La pendiente máxima alcanzada ha sido de 11.83% aplicada en un tramo breve y justificados por la topografía del emplazamiento. Asimismo, se han empleado radios mínimos de curvatura vertical (Kv) de 750 m, con el fin de asegurar transiciones suaves entre cambios de rasante y evitar interferencias entre el terreno y los componentes transportados. Este valor supera las recomendaciones mínimas del, proporcionando un mayor margen de seguridad y confort en la circulación.

El diseño considera también plataformas horizontales en las posiciones de los aerogeneradores, necesarias para las operaciones de carga, descarga y montaje de equipos.

En conjunto, el trazado en alzado ha sido optimizado para respetar las condiciones topográficas, minimizar el movimiento de tierras y cumplir con los requisitos técnicos del transporte y montaje de aerogeneradores.

Tabla 2. Pendientes para caminos internos

PENDIENTE	TRAMO RECTO	TRAMO CURVO
< 7%	Pavimento granular	Pavimento granular
7 - 10%	Pavimento granular	Pavimento de hormigón
10% - 13%	Pavimento de hormigón o pavimentado	Solo casos excepcionales. Precisa estudio adicional
13% - 15%	Pavimento de hormigón + 6x6 vehículo remolcador	Solo casos excepcionales. Precisa estudio adicional
>15%	Solo casos excepcionales. Precisa estudio adicional	Solo casos excepcionales. Precisa estudio adicional

Fuente: Varios fabricantes

En acuerdos cóncavos y convexos se dispondrán acuerdos con Kv lo más amplios posibles. Se han minimizado los cambios bruscos de rasante, adoptando en todos los casos como forma de la curva de acuerdo una parábola simétrica de eje vertical de ecuación:

$$y = \frac{x^2}{2 \cdot k_v}$$

El parámetro Kv estará relacionado con la Longitud del acuerdo y el valor absoluto de la diferencia algebraica de las inclinaciones del acuerdo.

$$k_v = \frac{2T}{\theta}$$

Fuente: Barlovento, elaboración propia

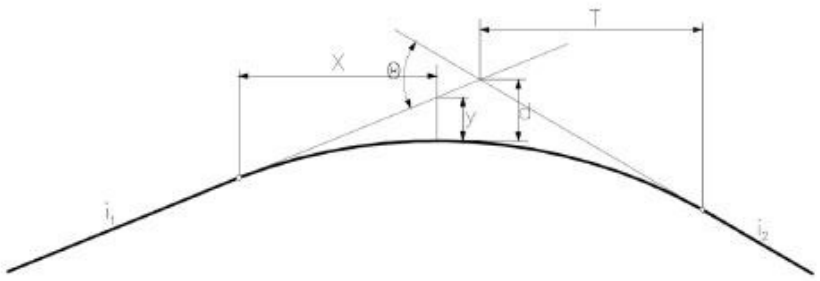


Ilustración 11. Esquema curvatura en alzado

En el diseño particular se ha utilizado un parámetro de curvatura de 750 min para acuerdos convexos y cóncavos, así como ya se ha mencionado.

7.4. SECCIÓN TRANSVERSAL

La sección tipo del vial considerada está representada gráficamente en el *Plano 12. Secciones Características.*

El ancho del camino será de 6,0 m para los ejes de caminos internos. Dado que la grúa se desmontará y montará en cada posición del aerogenerador, el pavimento deberá diseñarse con una capacidad portante mínima de 2 kg/cm^2 (200 kN/m^2). En caso de que se utilice una grúa de orugas en desplazamiento parcial o totalmente montada, se deberá considerar una capacidad portante mínima de 5 kg/cm^2 (500 kN/m^2), y evaluar los esfuerzos multiaxiales inducidos. Si se considera otro tipo de grúa o un desplazamiento montado entre posiciones, deberán aplicarse las condiciones establecidas por el fabricante NORDEX en los documentos técnicos adjuntos, especialmente los relacionados con las especificaciones de caminos para grúas, como el documento DG200853

Capacidad portante y capas granulares

La explanada de los caminos debe tener un valor mínimo del módulo de elasticidad de EV2= 60Mpa para el segundo escalón de carga, del ensayo de placa de carga según DIN18134 o equivalente. La compactación de este material deberá asegurar una densidad seca mayor de 95% PN.

Las capas de subbase y base, extendidas encima de la explanada, serán de capa de 20 cm de espesor cada una, de agregado graduado, zahorra artificial ZA-25, según PG3 (artículo 510), compactado al 98% de su Proctor Modificado.

Una vez acabada la construcción se deberá comprobar que el módulo de elasticidad para el segundo escalón de carga en un ensayo de placa de carga será al menos de Ev2=100Mpa.

Para los tramos donde sea necesario mejorar la capa superficial, se sustituirá la capa base por 20 cm de hormigón de firme con una resistencia a flexo tracción de 4 Mpa

Los taludes de desmonte y terraplén se han determinado a partir de la información analizada, considerando los siguientes valores:

- Talud en desmonte: 1H/1V
- Talud en terraplén: 3H/2V

La pendiente transversal en los caminos para evacuación de agua de lluvia se ha considerado del 2% desde el centro del camino.

7.5. ELEMENTOS PARA EL VOLTEO

Se llevó a cabo una evaluación más detallada que permitió diseñar una zona específica para el volteo o giro de los camiones de transporte especial. Estas zonas tienen como objetivo principal facilitar las maniobras de los vehículos, tanto al dar la vuelta después de descargar el material (como góndolas, elementos de torre o palas de aerogeneradores), como al realizar maniobras con camiones aún cargados.

En particular, se han diseñado unas zonas de giro en los accesos a los aerogeneradores en la parte norte del PE , asegurando que los camiones puedan maniobrar eficientemente, optimizando así la logística del transporte dentro del parque.

Los elementos para el volteo se desmontarán una vez se terminé la construcción.

8. CIMENTACIÓN TORRE MEDICIÓN

Se instalará una torre meteorológica autoportante de gran altura, cuya estructura estará formada por una robusta celosía metálica destinada a la sujeción de los equipos de medición necesarios para la caracterización del emplazamiento, medición de curva y medición del recurso eólico durante toda la operación del parque eólico. La torre, diseñada para garantizar la estabilidad y fiabilidad de los datos recogidos, soportará anemómetros, veletas, sensores de temperatura, humedad y presión, así como los sistemas de alimentación y transmisión de datos asociados.

La torre estará compuesta por módulos prefabricados, atornillados entre sí para facilitar el montaje y desmontaje. Cada módulo se fabricará a partir de perfiles angulares de acero laminado de alta resistencia (grado S355JO o equivalente), galvanizados en caliente para asegurar una protección óptima frente a la corrosión y a las condiciones atmosféricas adversas, prolongando así su vida útil.

La torre se fijará al terreno mediante una cimentación especialmente diseñada para garantizar la estabilidad estructural durante todo el periodo de medición. La cimentación consistirá en una zapata de hormigón armado de **11 m x 11 m y 0.70 m de espesor**, sobre la que se dispondrán tres pedestales de hormigón armado de 1.50 m de altura y sección 0.15 m x 0.15 m. Sobre estos pedestales se instalará una base metálica de anclaje, unida mediante pernos embebidos en el hormigón. Esta base permitirá el montaje vertical de la torre y facilitará su posterior desmontaje, minimizando el impacto sobre el entorno.

Las dimensiones indicadas corresponden a un diseño preliminar, orientado a la planificación técnica y constructiva del proyecto. No obstante, en la fase constructiva será imprescindible desarrollar un diseño detallado de la cimentación, el cual deberá ajustarse a los resultados del estudio geotécnico específico del emplazamiento. Dicho estudio definirá la capacidad portante del terreno, el nivel freático y otros parámetros esenciales para garantizar la estabilidad y seguridad de la torre.

El diseño estructural definitivo de la torre y su cimentación se realizará conforme a la normativa técnica vigente en España, en particular a lo establecido en los Eurocódigos Estructurales (Eurocodes), adoptados como norma de referencia mediante el Código Estructural aprobado por Real Decreto 470/2021, de 29 de junio. La torre cumplirá con los requisitos de resistencia, seguridad y durabilidad exigidos para este tipo de infraestructuras, garantizando la integridad de los equipos instalados y la precisión de las mediciones.

Para mayor detalle, se puede consultar el "*Plano 18*", donde se incluyen los planos y especificaciones técnicas completas de la estructura.

9. INSTALACIONES TEMPORALES

9.1. REPOTENCIACIÓN, PSFV Y BESS

En concordancia con los requerimientos de la obra y las especificaciones técnicas de los proveedores de aerogeneradores, se propone la habilitación de dos zonas de campa de obra. Estas áreas darán soporte tanto a las actividades de desmantelamiento del parque eólico original, como a la construcción del nuevo parque repotenciado, la planta solar fotovoltaica (PSFV) y el sistema de almacenamiento con baterías (BESS).

- La **zona para la repotenciación** tendrá una superficie aproximada de **1 825 m²**.
- La **zona para la PSFV y BESS** tendrá una superficie aproximada de **1 000 m²**.

Ambas zonas estarán dotadas de las siguientes instalaciones:

- Área de oficinas y recepción de personal y mercancías
- Área de manipulación y almacenamiento de componentes pequeños y materiales auxiliares
- Contenedores habilitados como vestuarios, comedor, botiquín y oficinas técnicas
- Depósito temporal para residuos valorizables y peligrosos
- Aparcamiento para vehículos del personal
- Sistema de tratamiento de aguas residuales mediante fosa séptica o biodigestor
- Zona de acopio temporal de tierras
- Zona de acopio temporal de tierra vegetal, previo a su extendido

Además, estas áreas dispondrán de depósitos para el suministro de agua potable destinada al personal, así como de un tanque adicional para agua de uso industrial.

La ubicación exacta de ambas zonas de campa se detalla en el **Plano 09**.

El tratamiento de las aguas residuales generadas será gestionado mediante fosa séptica o biodigestor, con retirada y tratamiento posterior por parte de una empresa especializada, conforme a la normativa ambiental aplicable.

Cabe señalar que estas zonas no se utilizarán para el acopio de componentes de gran tamaño de los nuevos aerogeneradores, ya que dicha función será desempeñada por las plataformas logísticas específicas. No obstante, se habilitará un área adicional adyacente a la campa oeste, con una superficie de **3 116.40 m²**, destinada al acopio temporal de los componentes retirados durante el proceso de desmantelamiento del parque eólico existente.

Una vez finalizadas las obras, todas las instalaciones temporales serán retiradas y los terrenos ocupados serán debidamente restaurados y naturalizados.

.

10. CAMINOS INTERNOS PSFV

Los caminos internos de la Planta Solar Fotovoltaica (PSFV) deberán tener una anchura mínima de 3.50 metros, que garantice la circulación y el acceso a los distintos componentes de la planta durante las fases de construcción y mantenimiento.

La explanada sobre la cual se construirán los caminos deberá ser evaluada previamente, con el fin de verificar el cumplimiento de los requisitos normativos asociados al transporte de los distintos equipos y componentes. De forma preliminar, se ha previsto la nivelación y compactación de 20 cm del terreno natural como base de apoyo, sobre la cual se dispondrá una capa de zahorra artificial de 20 cm de espesor, ejecutada conforme a lo establecido en la Sección 510 del Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG-3) garantizando así las propiedades mecánicas y de durabilidad requeridas.

Características geométricas

Deben cumplir algunas especificados mínimas:

- Carga por eje de carretera: 12 T
- Anchura del camino: 3.50 m
- Pendiente máxima: 10%
- Bombeo transversal: 2%
- Inclinación de desmonte: 1H/V1
- Inclinación del terraplén: 3H/V2

Drenaje

Para el manejo adecuado de aguas pluviales a lo largo del camino interno de la planta fotovoltaica, se deberá construir un sistema de drenaje longitudinal mediante cunetas excavadas en el terreno. Estas cunetas tendrán una sección transversal triangular, con un ancho en la base de 0.75 metros y una profundidad de 0.25 metros, lo que permitirá una evacuación eficiente del agua y contribuirá a la estabilidad del camino.

Para más detalle se pueden consultar el "*Plano 35*" y el "*Plano 36*".

11. CIMENTACIONES DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

La solución escogida para la cimentación de la estructura soporte será de hincado directo en el terreno (1.50 m de profundidad). Si el terreno fuera duro y no fuera posible dicha hinca, se procederá mediante un taladro del terreno y posterior hincado del mismo.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que, para definir la longitud y sección de la solución final de la cimentación, se deberá realizar una campaña geotécnica para caracterizar el tipo de terreno donde se encuentra la planta, así como los pertinentes pull-out test para verificar que la solución propuesta en la ingeniería de detalle es válida.

Otro aspecto importante de la cimentación será la protección contra la corrosión que deberá cumplir con normativa y estándares internacionales. Se deberá definir el tipo de protección en función del ambiente del área de proyecto y la corrosión del terreno

12. CIMENTACIÓN ESTACIÓN DE POTENCIA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La cimentación para la estación de potencia de la PSFV constará de dados de hormigón armado HA-25 y acero B500 que permita que al menos estos elementos estén 20 cm sobre el terreno natural. Se estima para un diseño preliminar que consiste en 8 zapatas de 0.60 x 0.60 m, 4 en las esquinas de 0.40 m de espesor y 4 centrales 0.35 de espesor

Como trabajo previo, se deberá retirar la cubierta de tierra vegetal y el material inadecuado y una excavación de 0.6 m de profundidad, para cada cimentación y según indicaciones del fabricante en la zona de apoyo.

El sistema de almacenamiento requiere una cimentación específica compuesta por 8 zapatas aisladas: cuatro en las esquinas y cuatro intermedias, distribuidas a lo largo de los laterales largos. Estas zapatas se dimensionan para soportar las cargas verticales, asegurar la estabilidad estructural y facilitar la fijación segura del contenedor al terreno.

- Dimensiones de las zapatas

Las zapatas se han dimensionado de forma preliminar según la carga que recibe cada una, distinguiendo entre zapatas de esquina y zapatas centrales:

Zapatas de esquina (4 unidades):

Carga de diseño: 93.6 kN (incluye coeficiente de seguridad)

Dimensiones: 0.80 m × 0.80 m

Espesor: 0.40 m

Zapatas centrales (4 unidades):

Carga de diseño: 62.4 kN (incluye coeficiente de seguridad)

Dimensiones: 0.60 m × 0.60 m

Espesor: 0.35 m

Estas dimensiones están sujetas a verificación mediante el estudio geotécnico del emplazamiento, el cual deberá confirmar la capacidad portante del terreno y otros parámetros relevantes.

- Requisitos generales de cimentación

Según las especificaciones del fabricante y la normativa aplicable, la cimentación debe cumplir con los siguientes criterios:

El terreno debe presentar una compactación mínima del 98% del Proctor modificado.

La superficie de apoyo debe estar perfectamente nivelada, con una tolerancia máxima de ±10 mm entre puntos de apoyo.

La altura libre del basamento debe situarse por encima del nivel máximo histórico de agua o escorrentía para evitar el riesgo de inundación o deterioro por humedad.

Las zapatas deben incluir elementos de fijación, como pernos de anclaje o canales metálicos 30#-C embebidos, para sujeción mediante soldadura o anclajes mecánicos (L en ángulo).

Se debe prever el paso de canalizaciones eléctricas y de comunicación, dejando registros o tubos embebidos en la cimentación según los diagramas del fabricante.

Se recomienda ejecutar un sistema de drenaje perimetral para evitar la acumulación de agua en la base del contenedor.

Todos los trabajos deberán ajustarse a los Eurocódigos aplicables, en particular:

Eurocódigo 7 (EN 1997): Requisitos geotécnicos.

Eurocódigo 2 (EN 1992): Diseño estructural en hormigón armado.

Finalmente, se recomienda que la cimentación sea inspeccionada y nivelada antes del izado del contenedor, garantizando que todos los apoyos trabajen de forma uniforme y que no se produzcan tensiones indebidas sobre la estructura.

Como trabajo previo, se deberá retirar la cubierta de tierra vegetal y el material inadecuado y una excavación de 0.6 m de profundidad, para cada cimentación y según indicaciones del fabricante en la zona de apoyo.

13. ZANJAS

La red de MT que conecta los diferentes aerogeneradores entre sí y con la SET así como las diferentes estaciones de potencia de la PSFV y del BESS irá directamente enterrada por lo que será necesario cavar zanjas para su instalación.

De la misma forma, el tendido de cables de BT tanto de corriente continua para conectar cada string con el inversor como de corriente alterna para conectar cada inversor con el cuadro de protecciones de la estación de potencia correspondiente también será subterráneo lo que precisará de zanjas para su tendido.

El volumen de desmonte a realizar es la multiplicación de cada una de las partes por sus distancias totales.

Las zanjas de MT asociadas a la repotenciación del PE se han diseñado paralelas a los viales nuevos y existentes con el fin de afectar en la medida de lo posible, a las parcelas colindantes por donde transcurren y siendo lo más accesibles posible. Por otra parte, las zanjas asociadas a la PSFV se han diseñado para que discurran por detrás de las estructuras de soporte, interfiriendo al mínimo con espacios críticos tanto para la construcción, como para labores de mantenimiento.

Existen varias secciones de zanja en función de cada caso. Se pueden distinguir entre tramos directamente enterrados y tramos con bajo tubo con relleno de hormigón cuando es necesario el cruce de caminos o cauces de agua.

En cuanto al relleno de la zanja para la instalación directamente enterrada, en el fondo de la excavación se coloca una capa de arena de río lavada hasta cubrir cada uno de los circuitos eléctricos de MT. Para el caso de tramos donde la instalación de MT va tendida bajo tubo, los tubos asociados a los circuitos irán tendidos sobre una capa de 10 cm de hormigón y dichos tubos quedarán embebidos para garantizar la correcta protección de los cables que albergan.

Para más detalles de las zanjas se puede consular el "*Plano 42*".

14. MOVIMIENTOS DE TIERRAS REPONTECIACIÓN CAMINOS Y PLATAFORMAS

A continuación, se muestra un detalle de la cubicación en función de los caminos definidos, las cimentaciones de los aerogeneradores y de la torre de parque y las zanjas de media tensión.

Tabla 3. Movimiento tierras caminos, zanjas e instalaciones auxiliares

ELEMENTOS	MOVIMIENTO DE TIERRAS PE		
	EXCAVACIÓN TIERRA VEGETAL	EXCAVACIÓN	RELLENO/TERRAPLÉN
	(m^3)	(m^3)	(m^3)
Camino interior 01 (H-01)	440.58	3 768.32	0
Camino interior 02 (H-02)	2 100.38	6 530.81	136.19
Camino interior 03 (H-03)	809.80	2 398.12	39.97
Camino interior 04 (V04)	318.14	381.14	5 737.84
Camino interior 04 (V06)	307.16	565.37	283.74
Adecuación vial de acceso (V01)	4 796.02	10 048.17	325.35
Zona de giro RA-02 (VL-02)	203.10	388.25	60.82
Zona de giro RA-03 (VL-03)	224.04	663.26	0
Zona de giro RA-04 (VL-04)	215.44	811.51	0
Camino torre de medición	606.12	1 170.92	1.57
Instalaciones auxiliares (Campa + Zona de acopio para desmantelamiento)	785.7	1 426.77	1 423.98
TOTAL	**10 806.48**	**28 152.64**	**8 009.46**

Fuente: Barlovento. elaboración propia

Antes de iniciar la construcción de la explanación de los caminos o de la base de las plataformas, se deberá realizar el desbroce de la vegetación existente y la retirada de la capa de tierra vegetal, estimada en 20 cm de espesor. Esta tierra vegetal se acopiará de forma temporal en zonas adyacentes a los caminos o junto a las bases de las plataformas, debidamente protegida, con el fin de garantizar su conservación y permitir su posterior reutilización en las zonas del proyecto que lo requieran.

Tabla 4. Movimiento de tierras plataformas

	MOVIMIENTO TIERRAS		
ELEMENTOS	EXCAVACION TIERRA VEGETAL	EXCAVACION TERRENO NATURAL	TERRAPLÉN
	(m^3)	(m^3)	(m^3)
PLATAFORMA RAP-01	403.3	955.03	479.69
PLATAFORMA RAP-02	399.2	884.27	559.21
PLATAFORMA RAP-03	776.15	2 243.59	0

	MOVIMIENTO TIERRAS		
ELEMENTOS	EXCAVACION TIERRA VEGETAL	EXCAVACION TERRENO NATURAL	TERRAPLÉN
	(m^3)	(m^3)	(m^3)
PLATAFORMA RAP-04	806.06	9933.41	1344.13
PLATAFORMA RAP-05	10.46	259.20	52 147.37
PLATAFORMA RAP-06	771.19	8347.80	1 358.20
TOTAL	**3 166.36**	**22 623.30**	**55 888.60**

Fuente: Barlovento. elaboración propia

15. MATERIALES PARA CAMINOS REPOTENCIACION Y PLATAFORMAS

En siguiente cuadro muestra el volumen total de base y subbase necesario para la construcción de los caminos y el área de trabajo de la grúa principal. Se empleará. tanto para la capa base como para la capa subbase 20 cm de material granular.

También se añade el volumen necesario para la instalación temporales teniendo en cuenta unos 20 cm de subbase.

Tabla 5. Materiales para caminos y plataformas

	FIRMES	
ELEMENTOS	**BASE (m^3)**	**SUBBASE (m^3)**
Camino interior 01 (H-01)	322.77	307.22
Camino interior 02 (H-02)	1 581.30	1 462.04
Camino interior 03 (H-03)	632.09	595.53
Camino interior 04 (V04)	225.03	215.95
Camino interior 04 (V06)	291.88	285.03
Adecuación vial de acceso (V01)	3 579.31	3 292.41
Zona de giro RA-02 (VL-02)	175.07	167.31
Zona de giro RA-03 (VL-03)	189.14	181.07
Zona de giro RA-04 (VL-04)	174.49	166.76
Camino torre de medición	425.01	373.02
Instalaciones auxiliares (Campa)	365.00	
TOTAL	**7 961.09**	**7 046.34**

Fuente: Barlovento. elaboración propia

Tabla 6. Tramos con pavimentos de hormigón

TRAMOS	LONGITUD m	HORMIGÓN m^3
Camino interior 01 (H-01) P.K.: 1+000 - 1+0.6318	63.18	75.82
TOTAL		**75.82**

Fuente: Barlovento. elaboración propia

16. MOVIMIENTOS DE TIERRAS PSFV

A continuación. se muestra un detalle de la cubicación en función de los caminos internos y las zanjas de media tensión.

Tabla 7. Movimiento tierras (volumen de corte y de relleno**)**

	MOVIMIENTO TIERRAS		
ELEMENTOS	**TIERRA VEGETAL (m^3)**	**VOLUMEN DE CORTE (m^3)**	**VOLUMEN DE RELLENO (m^3)**
CAMINO-AL01	608.09	1 174.11	-
CAMINO-AL02	687.58	1 225.38	42.72
CAMINO-AL03	260.37	544.41	2.90
CAMINO-ZONA DE GIRO 1	28.57	72.32	-
CAMINO-ZONA DE GIRO 2	25.71	114.22	-
CAMINO-ZONA DE GIRO 3	25.02	64.67	-
Cimentación Estaciones de potencia	12.00	36.00	31.68
Cimentación BESS	12.00	36.00	29.89
Insta. Aux	200	70	5
TOTAL	**1 859.34**	**3 337.11**	**112.19**

Fuente: Barlovento. elaboración propia

A este cuadro habría que añadir. que previo a la construcción de la explanada de los caminos o de las cimentaciones se deberá desbrozar la vegetación existente y retirar la tierra vegetal (20 cm). Este material puede ser acopiado en obra para su posterior extensión sobre las áreas de trabajo temporal.

17. MATERIALES PARA CAMINO ACCESO, CAMINOS INTEROS E INSTALACIONES AUXILIARES PSFV

En siguiente cuadro muestra el volumen total de Base (Zahorra artificial) necesario para la construcción de los caminos de la PSFV.

También se añade el volumen necesario para la instalación temporales teniendo en cuenta unos 20 cm de Base (Zahorra Artificial).

Tabla 8. Materiales para caminos y plataformas

	FIRMES
ELEMENTOS	BASE (ZAHORRA)
	(m^3)
CAMINO-AL01	338.52
CAMINO-AL02	384.62
CAMINO-AL03	144.08
CAMINO- ZONA DE GIRO 01	17.59
CAMINO-ZONA DE GIRO 02	14.25
CAMINO-ZONA DE GIRO 03	16.74
Insta. Aux	200.00
TOTAL	**1 151.98**

Fuente: Barlovento. elaboración propia

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº8 - PLAN DE OBRA

LA RIOJA



Barlovento

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 3
2. OBJETIVOS 4
3. PLAN DE OBRA 5

1. INTRODUCCIÓN

El presente Anejo se propone un programa de desarrolla de los trabajos o plan de obra, de carácter indicativo, con previsión del tiempo.

En su elaboración, se han tenido en cuenta las actividades a realizar y las mediciones de las unidades más importantes. El cronograma corresponde a un planteamiento de desarrollo ideal de la obra que, en la práctica, puede sufrir modificaciones debido a múltiples factores. Para prever imprevistos se han considerado unas holguras razonables en las actividades y en los rendimientos.

El programa aquí indicado debe ser tomado a título orientativo, pues si fijación a nivel de detalle corresponderá al adjudicatario de la obra, habida cuenta de los medios con los que cuente y el rendimiento de los equipos que, lógicamente, deberán contar con la aprobación de la Dirección de las Obras.

2.OBJETIVOS

La programación de la obra se ha realizado con el fin de conseguir los siguientes objetivos:

- Garantizar la viabilidad técnica de la misma.
- Evitar interferencias entre los diferentes tajos que componen la obra.
- Lograr la utilización óptima de los diferentes recursos, con el fin de lograr una alta rentabilidad de estos.
- Realizar una estimación suficientemente ajustada de los plazos parciales y totales de la obra.

Una vez confeccionado el Plan de Obra, de su análisis se deducen las actividades críticas (que componen la ruta crítica del proyecto) a las que habrá que dedicar una mayor atención durante la ejecución de los trabajos, para evitar que por causas no previstas se originen retrasos en ellas, ya que una demora en la ejecución de estas actividades provoca un retraso generalizado de las actividades que la suceden, y, por tanto, un retraso del plazo de ejecución total de la obra.

3. PLAN DE OBRA

Se adjunta, a continuación, un diagrama de barras en el que se han reflejado las actividades más importantes que componen el presente Proyecto y las duraciones estimadas para cada una de ellas.

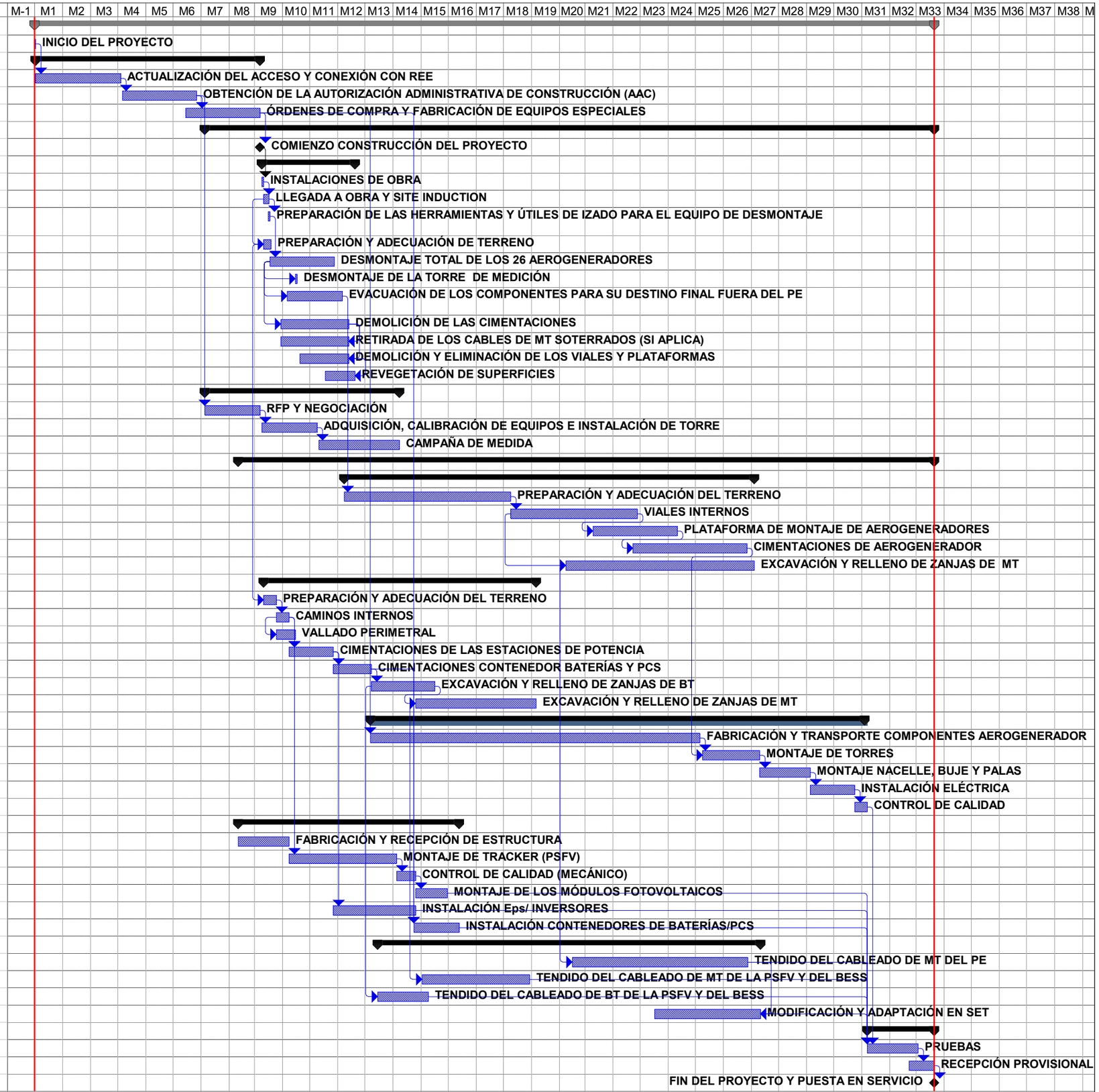
Al realizar los programas de ejecución de las obras se han tenido en cuenta, en el cálculo de la duración de cada actividad, los coeficientes de los días laborables, tomando como media semanal 5 días, siendo la jornada diaria de trabajo de 8 horas.

Los rendimientos conseguidos en cada frente de trabajo dependen directamente de los medios empleados, con un límite impuesto físicamente por la interferencia entre ellos en un espacio reducido.

La duración total prevista de las obras es de es de **27 meses.**

A continuación, se muestra el Plan de Obra del Proyecto:

Id	Nombre de tarea
0	**PARQUE EÓLICO RAPOSERAS REPOTENCIADO E HIBRIDADO**
1	**INICIO DEL PROYECTO**
2	**TRAMITACIÓN, INGENIERÍA Y COMPRAS**
3	ACTUALIZACIÓN DEL ACCESO Y CONEXIÓN CON REE
4	OBTENCIÓN DE LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE CONSTRUCCIÓN (AAC)
5	ÓRDENES DE COMPRA Y FABRICACIÓN DE EQUIPOS ESPECIALES
6	**CONSTRUCCIÓN REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN**
7	COMIENZO CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO
8	**TRABAJOS DE DESMANTELAMIENTO DEL PE EXISTENTE**
9	INSTALACIONES DE OBRA
10	LLEGADA A OBRA Y SITE INDUCTION
11	PREPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS Y ÚTILES DE IZADO PARA EL EQUIPO DE DESMONTAJE
12	PREPARACIÓN Y ADECUACIÓN DE TERRENO
13	DESMONTAJE TOTAL DE LOS 26 AEROGENERADORES
14	DESMONTAJE DE LA TORRE DE MEDICIÓN
15	EVACUACIÓN DE LOS COMPONENTES PARA SU DESTINO FINAL FUERA DEL PE
16	DEMOLICIÓN DE LAS CIMENTACIONES
17	RETIRADA DE LOS CABLES DE MT SOTERRADOS (SI APLICA)
18	DEMOLICIÓN Y ELIMINACIÓN DE LOS VIALES Y PLATAFORMAS
19	REVEGETACIÓN DE SUPERFICIES
20	**TORRE DE MEDICIÓN**
21	RFP Y NEGOCIACIÓN
22	ADQUISICIÓN, CALIBRACIÓN DE EQUIPOS E INSTALACIÓN DE TORRE
23	CAMPAÑA DE MEDIDA
24	**CONSTRUCCIÓN PE REPOTENCIADO, PSFV Y ALMACENAMIENTO**
25	**OBRA CIVIL Y MONTAJE DE AEROGENERADORES**
26	PREPARACIÓN Y ADECUACIÓN DEL TERRENO
27	VIALES INTERNOS
28	PLATAFORMA DE MONTAJE DE AEROGENERADORES
29	CIMENTACIONES DE AEROGENERADOR
30	EXCAVACIÓN Y RELLENO DE ZANJAS DE MT
31	**OBRA CIVIL PSFV Y BESS**
32	PREPARACIÓN Y ADECUACIÓN DEL TERRENO
33	CAMINOS INTERNOS
34	VALLADO PERIMETRAL
35	CIMENTACIONES DE LAS ESTACIONES DE POTENCIA
36	CIMENTACIONES CONTENEDOR BATERÍAS Y PCS
37	EXCAVACIÓN Y RELLENO DE ZANJAS DE BT
38	EXCAVACIÓN Y RELLENO DE ZANJAS DE MT
39	**MONTAJE DE AEROGENERADORES**
40	FABRICACIÓN Y TRANSPORTE COMPONENTES AEROGENERADOR
41	MONTAJE DE TORRES
42	MONTAJE NACELLE, BUJE Y PALAS
43	INSTALACIÓN ELÉCTRICA
44	CONTROL DE CALIDAD
45	**MONTAJE ELECTROMECANICO**
46	FABRICACIÓN Y RECEPCIÓN DE ESTRUCTURA
47	MONTAJE DE TRACKER (PSFV)
48	CONTROL DE CALIDAD (MECÁNICO)
49	MONTAJE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
50	INSTALACIÓN Eps/ INVERSORES
51	INSTALACIÓN CONTENEDORES DE BATERÍAS/PCS
52	**INSTALACIONES ELÉCTRICAS**
53	TENDIDO DEL CABLEADO DE MT DEL PE
54	TENDIDO DEL CABLEADO DE MT DE LA PSFV Y DEL BESS
55	TENDIDO DEL CABLEADO DE BT DE LA PSFV Y DEL BESS
56	MODIFICACIÓN Y ADAPTACIÓN EN SET
57	**PUESTA EN MARCHA**
58	PRUEBAS
59	RECEPCIÓN PROVISIONAL
60	**FIN DEL PROYECTO Y PUESTA EN SERVICIO**



DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº9 - PLAN DE AUTOPROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

LA RIOJA



Barlovento

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO Y ALCANCE 3
2. LEGISLACIÓN APLICABLE 4
3. DATOS REFERENTES AL proyecto 5
4. RIESGOS DE INCENDIO 7
5. MEDIDAS PREVISTAS EN LOS AEROGENERADORES 8
6. MEDIDAS PREVISTAS EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA 10
7. MEDIDAS PREVISTAS EN LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. 12
8. MEDIDAS PARA DISMINUIR EL RIESGO DE INCENDIO EN LAS FASES DEL PROYECTO 13
   8.1. Fase De Ejecución y desmantelamiento 13
   8.2. Fase De Explotación 15
9. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES 16
   9.1. Mantenimiento preventivo de las instalaciones de riesgo 16
   9.2. Inspecciones De Seguridad 16
10. PLAN DE EXTINCIÓN 18
   10.1. Detección Y Alarma 18
   10.2. Actuación En Caso De Incendio 19
      10.2.1. Si el incendio no se puede controlar con los medios internos 19

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ubicación de los aerogeneradores del PE Raposeras 5
Tabla 2. Ubicación de la PSFV de Raposeras 5
Tabla 3. Ubicación del sistema BESS de Raposeras 5
Tabla 4. Centro Geométrico del proyecto 6
Tabla 5. Instalaciones y medios de extinción 18

1. OBJETO Y ALCANCE

De acuerdo con el RD 393/2007, de 23 de marzo, por el que se aprueba la Norma Básica de Autoprotección (NBA) de los centros, establecimientos y dependencias dedicados a actividades de puedan dar origen a situaciones de emergencia, las plantas de generación renovable objeto del presente proyecto deberán contar con unos recursos, materiales y humanos, con el fin de responder eficazmente ante las situaciones de emergencia y garantizar así la seguridad y salud de los trabajadores.

De este modo, se elabora el presente documento con el objeto de describir las medidas de protección contra incendios (PCI) que se establecen para las fases de construcción y explotación del PE Raposeras repotenciado y su hibridación con tecnología solar y tecnología de almacenamiento.

En la Comunidad Autónoma de La Rioja, la normativa de protección contra incendios se divide en dos áreas principales: incendios forestales y protección en edificaciones e instalaciones industriales:

1. Incendios Forestales:
    - **Orden AGM/71/2024, de 3 de octubre:** Establece medidas para la prevención y lucha contra incendios forestales en terrenos rústicos de La Rioja.
    - **Resolución 779/2024, de 18 de junio:** Define limitaciones para actividades en función del riesgo de incendio forestal, basándose en el Índice de Potencial de Gran Incendio Forestal (IPOGIF).
    - **Decreto 31/2017, de 30 de junio:** Aprueba el Plan Especial de Protección Civil de Emergencia por Incendios Forestales en La Rioja (INFOCAR), coordinando acciones de prevención y respuesta ante emergencias.
2. Protección Contra Incendios en Edificaciones e Instalaciones Industriales:
    - **Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo):** Establece condiciones para el diseño, ejecución y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios.
    - **Reglamento de Seguridad Contra Incendios en Establecimientos Industriales (Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre):** Regula la seguridad contra incendios en el ámbito industrial.
    - **Código Técnico de la Edificación (CTE):** Incluye el Documento Básico de Seguridad en caso de Incendio (DB-SI), aplicable a edificaciones.

2. LEGISLACIÓN APLICABLE

- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Corrección de errores del Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Real Decreto 842/2013, de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 393/2007, de 23 de marzo, por el que se aprueba la Norma Básica de Autoprotección de los centros, establecimientos y dependencias dedicados a actividades que puedan dar origen a situaciones de emergencia.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- UNE-EN 50308. Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.
- UNE-EN IEC 61400-24. Aerogeneradores. Parte 24: Protección contra el rayo".

NORMATIVA DE INCENDIOS FORESTALES DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA RIOJA

- Orden AGM/71/2024, de 3 de octubre.
- Resolución 779/2024, de 18 de junio.
- Decreto 31/2017, de 30 de junio.
- Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo).
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en Establecimientos Industriales (Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre).

3. DATOS REFERENTES AL PROYECTO

El "PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE LA REPOTENCIACIÓN E HIBRIDACIÓN DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS" consta de seis (6) aerogeneradores modelo N163 de 7.00 MW (o similar) de potencia nominal unitaria, que suman una potencia total instalada en el PE de 42.00 MW. El PE estará hibridado con una PSFV de 16.64 MW y un sistema de almacenamiento BESS de 5.0 MW y 20.06 MWh de capacidad de almacenamiento. Esto permitirá dar una mayor garantía de potencia en el PCR.

En cualquier caso, independientemente de la potencia instalada de cada una de las tecnologías, la potencia máxima a evacuar por la instalación hibrida estará limitada por el sistema de control a los 40.50 MW concedidos por REE en el PCR.

A continuación, se muestran las coordenadas de la ubicación de los seis (6) aerogeneradores, así como de la PSFV y del sistema de almacenamiento:

Tabla 1. Ubicación de los aerogeneradores del PE Raposeras

Aerogenerador	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
RAP001	581 364.00 E	4 682 777.00 N
RAP002	581 374.66 E	4 683 244.38 N
RAP003	581 805.81 E	4 683 436.95 N
RAP004	582 063.00 E	4 683 927.00 N
RAP005	581 666.73 E	4 684 359.54 N
RAP006	581 883.32 E	4 685 080.75 N

Tabla 2. Ubicación de la PSFV de Raposeras

PSFV	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
CG de la Planta Solar Fotovoltaico	580 920.57 E	4 683 980.13 N

Tabla 3. Ubicación del sistema BESS de Raposeras

BESS	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
CG del Sistema de almacenamiento	580 627.23E	4 683 608.58 N

Tabla 4. Centro Geométrico del proyecto

PROYECTO	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
Proyecto	581 792.53 E	4 684 011.50 N

4. RIESGOS DE INCENDIO

El riesgo de incendio en un aerogenerador tiene variadas causas y orígenes, entre las que destaca:

- La caída de rayos: Es la fuente más común de incendios en aerogeneradores.
- Fallo mecánico e hidráulico: El fallo mecánico o rotura de maquinaria es otro factor responsable por causar incendios en las turbinas eólicas. Los fallos pueden ocurrir en diversas partes de la turbina y por diferentes razones como el desgaste o daños en engranajes, sobrecalentamiento de cojinetes, fatiga, uso de aceites incorrectos o temperatura de aceite incorrecta, vibraciones, frenados mecánicos del rotor y sobrecarga son algunas de las causas más comunes de incendios por fallo mecánicos.
- Fallo en las instalaciones eléctricas: Los fallos en los componentes eléctricos de los aerogeneradores figuran entre las causas más comunes de incendio. Tanto los factores externos como los defectos pueden causar sobrecargas que posteriormente pueden someter estos dispositivos a un sobrecalentamiento y desencadenar un incendio. Otros factores causantes de incendio en los sistemas eléctricos y electrónicos son el fallo en la tierra, cortocircuitos y arcos eléctricos. Entre los componentes que más presentan riesgo en la góndola está los disyuntores, inversores, capacitores, filtro de harmónicos, sistemas de control, baterías y transformadores.

5. MEDIDAS PREVISTAS EN LOS AEROGENERADORES

Todos los aerogeneradores del parque estarán equipados con un sistema de pararrayos permanente, desde la carcasa hasta su cimentación, de forma que las descargas eléctricas se deriven a la red de tierra.

Los aerogeneradores a instalar en el PE Raposeras tienen protección contra rayos basada en los requerimientos de compatibilidad electromagnética (EMC, por sus siglas en ingles "*Electromagnetic Compatibility*"), de acuerdo con las medidas de protección internas y externas establecidas en la norma UNE-EN IEC 61400-24 "Aerogeneradores: Parte 24: Protección contra el rayo".

Los aerogeneradores del PE adoptan un sistema de protección de nivel I (NPR I). Es decir, tanto el sistema de captación como de puesta a tierra cumplen los requisitos más exigentes en lo que se refiere a las corrientes que son capaces de conducir, la energía específica y la carga transferida, tal y como se especifica en la norma citada. Por tanto, la peligrosidad de los fenómenos tormentosos se reduce hasta valores de riesgo bajo.

Los aerogeneradores disponen de palas mejoradas con receptores de rayos, aspecto que reduce sustancialmente el riesgo frente a caída de rayos.

Las turbinas están equipadas con un sistema de detección y aviso de incendios para reducir daños en caso de que se produzca un incendio. El sistema consta de varios detectores de humo.

Los detectores de humo internos se colocan en los cuadros eléctricos para la detección inmediata de humo en el evento de un error De acuerdo con la norma EN 54, los detectores de humo se colocan en todas las instalaciones eléctricas importantes y están conectados a entradas digitales individuales en el sistema de control de la turbina eólica. El control del sistema monitoriza los detectores de humo y activa todas las unidades de alarma, sirena y baliza si se produce un incendio. Además, se envía una alarma al sistema SCADA que indica la ubicación del evento.

Los circuitos del detector de humo son a prueba de fallos. La extracción de un detector de humo de su base también acciona el circuito de alarma. Cuando se registra una alarma por humo en un panel (o se detecta un fallo en el circuito detector de humo), la turbina se detiene y los ventiladores de refrigeración en todos los cubículos se apagan para reducir la admisión de aire a un posible incendio y para evitar la propagación de humo y gases en la torre y góndola. Además, todos los motores y el disyuntor principal se apagarán. Una alarma del detector de humos en la sala del transformador también hace que se dispare la aparamenta de MT y se apague el transformador.

Los detectores de humo están conectados a entradas digitales individuales y se tratan como detectores de humo estándar. Las alarmas sonoras y visuales se activan en caso de que se detecte humo por uno de los detectores de humo estándar o adicionales y puede silenciarse el uso del terminal manual de servicio.

Los materiales de construcción que absorben el aceite no deben incorporarse en la góndola o en la torre cuando una fuga de material pueda resultar en un material saturado de aceite.

Las rutas de escape, incluyendo instalaciones de trepado, deben mantener su función por un mínimo de 30 min en caso de incendio.

Si están instalados, los extintores de incendios, destinados a una utilización local para extinguir un fuego incipiente, deben tener una capacidad mínima comparable con un extintor de CO_2 de 2 kg de contenido.

De este modo, en el interior de cada aerogenerador se dispondrá de al menos dos extintores portátiles de incendios de $C0_2$ de 5 o 6 kg, uno de ellos en la góndola y otro en la base de la torre, de dos detectores de arco ubicados en el compartimento del transformador, dos alarmas y un detector de humos colocado en el techo de la nacelle de aerogeneradores, sobre el generador.

Como protección pasiva de incendios, el exceso de grasa y el aceite derramado se recoge en depósitos para limpiarlos durante el Mantenimiento Programado. El sistema de frenos está protegido alrededor de las partes móviles, lo que garantiza que posibles chispas no se extiendan a la góndola.

La turbina eólica tiene una protección contra rayos eficiente y como protección adicional contra incendios, se ha evitado el uso de materiales inflamables. Se aplican cables libres de halógenos.

Considerando una probabilidad baja de incendio en el rotor debido a las protecciones antincendios de las que está dotado, se evalúa la magnitud del daño que provocaría el incendio en el rotor y/o la góndola. Considerando una probabilidad baja de incendio en el rotor y/o góndola y una magnitud de daño media-baja, el riesgo de daño en el medio ambiente derivado del incendio en alguno de los aerogeneradores se considera de riesgo bajo.

6. MEDIDAS PREVISTAS EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA

La PSFV, al ser una instalación de alta tensión prevista para funcionar en exterior, le será de aplicación la ITC-RAT 15, en lo referido a protección contra incendios, del RD 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad

La norma dicta lo siguiente:

Sistemas contra incendios

1. Se deberán adoptar las medidas de protección pasiva y activa que eviten en la medida de lo posible la aparición o la propagación de incendios en las instalaciones eléctricas de alta tensión teniendo en cuenta:
   a) La propagación del incendio a otras partes de la instalación.
   b) La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación por lo que respecta a daños a terceros.
   c) La gravedad de las consecuencias debidas a los posibles cortes de servicio.
2. Los riesgos de incendio se particularizan principalmente en los transformadores o reactancias aislados con líquidos combustibles, en los que se tomarán una o varias de las siguientes medidas, según proceda:
   a) Dispositivos de protección rápida que corten la alimentación de todos los arrollamientos del transformador. No es necesario el corte en aquellos arrollamientos que no tengan posibilidad de alimentación de energía eléctrica.
   b) Elección de distancias suficientes para evitar que el fuego se propague a instalaciones próximas a proteger, o colocación de paredes cortafuegos.
   c) En el caso de instalarse juntos varios transformadores, y a fin de evitar el deterioro de uno de ellos por la proyección de aceite u otros materiales al averiarse otro próximo, se instalará una pantalla entre ambos de las dimensiones y resistencia mecánica apropiadas.
   d) La construcción de fosas colectoras del líquido aislante.

      Las instalaciones deberán disponer de cubas o fosas colectoras. Cuando la instalación disponga de un único transformador la fosa colectora debe tener capacidad para almacenar la totalidad del fluido y si hubiera más de un transformador la fosa debe estar diseñada para recibir, al menos, la totalidad del fluido del transformador más grande.

      No obstante, cuando el transformador contenga líquido aislante, pero su potencia sea menor o igual de 250 kVA, la fosa podrá suprimirse. Asimismo, también podrá suprimirse cuando se utilice líquido aislante biodegradable que no puede derramarse a cauces superficiales o subterráneos o a canalizaciones de abastecimiento de aguas o de evacuación de aguas residuales.

      Para los transformadores de distribución ubicados en el interior de una envolvente al pie de un apoyo les será de aplicación lo indicado en la ITC-RAT 14.

   e) Instalación de dispositivos de extinción apropiados, cuando las consecuencias del incendio puedan preverse como particularmente graves, tales como la proximidad de los transformadores a inmuebles habitados.

En las instalaciones dotadas de sistemas de extinción de tipo fijo, automático o manual, deberá existir un plano detallado de dicho sistema, así como instrucciones de funcionamiento. Los extintores, si existen, estarán situados de forma racional, según las dimensiones y disposición del recinto que alberga la instalación y sus accesos. En la elección de aparatos o equipos extintores móviles o fijos se tendrá en cuenta si van a ser usados en instalaciones en tensión o no, y en el caso de que sólo puedan usarse en instalaciones sin tensión se colocarán los letreros de aviso pertinentes. El proyectista deberá justificar que ha adoptado las medidas suficientes en cada caso.

En base a estos requerimientos solicitados en la ITC-RAT-15 se cumplen las soluciones con los centros de transformación:

a) Disponen de detectores de humo, que, junto con otros equipos de medición como sensores de temperatura, permiten una lógica en el sistema de control que desconectará. Las celdas y el sistema de control tendrán la información de los datos de los sensores de humo junto con los de temperatura que permitirán determinar una situación de fuego para poder actuar.

b) Los centros de transformación se han instalado manteniendo una distancia mínima entre ellos como para poder abrir sus puertas, por ello no se podría dar la situación de tener dos estaciones juntas y que de este modo se propague el fuego de una estación a otra. Por otro lado, la acera perimetral será un "cortafuegos para su propagación a otras partes de la instalación.

En relación con los requerimientos específicos para los transformadores, que son los elementos en los que el riesgo de incendio es más elevado se incluye un tanque de recogida de aceite para su instalación en planta. Estos tanques están especialmente diseñados para la recogida del aceite de los centros de transformación porque se tiene en cuenta la disposición de los orificios de salida de aceite para el guiado de las posibles fugas hacia el tanque de recogida de aceite. Con esto evitamos la propagación del incendio a otras partes de la instalación o a terceros.

Para la Planta Fotovoltaica, se instalarán extintores portátiles de 5 kg de dióxido de carbono (CO_2) con eficacia mínima de 55B distribuidos principalmente en zonas de presencia de inversores a una altura entre 80 y 120 cm de tal forma que la distancia desde cualquier punto de la planta al extintor más cercano, no exceda los 15 m tal y como exige el RD 513/2017.

7. MEDIDAS PREVISTAS EN LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

El sistema de almacenamiento de energía (BESS) compuesto por baterías de LiFeP, dispondrá de diferentes métodos para el control de temperatura y evitar que, durante la operación, se alcancen valores peligrosos que puedan originar incendios. Estos métodos de control de temperatura se citan a continuación:

- Detector de gases inflamables.
- Detector de humos.
- Detector térmico.
- Sirena luminosa.
- Señal de alarma.
- Señal de advertencia.
- Botón de interruptor de extintor.

El sistema de almacenamiento está equipado con un sistema automático de alarma contra incendios y control de conexión, un sistema de alivio de explosiones, un sistema de detección y alarma de gases combustibles con posibilidad en caso necesario, de implementar un sistema de escape y un sistema de extinción de incendios a base de agua. Además, está equipado con detectores de humo y de temperatura con opción a poder equiparlo con detectores de gases combustibles. En caso de detección de alguna anomalía, el controlador del sistema de baterías se conecta al controlador local mediante conexión ethernet para la señalización de alarmas, el control del apagado del BESS y el control lógico del sistema.

Independientemente del sistema de extinción cada uno de los contenedores de baterías ST5015UX-4H y de la propia estación de potencia asociada a los mismos para la evacuación de la energía, la planta de almacenamiento de energía dispondrá de dos extintores de 5 kg de dióxido de carbono (CO_2) con eficacia mínima de 55B distribuidos uno para cada grupo de dos contenedores de baterías adyacentes y colocados a una altura entre 80 y 120 cm de tal forma que la distancia desde cualquier punto de la planta al extintor más cercano, no exceda los 15 m tal y como exige el RD 513/2017.

8. MEDIDAS PARA DISMINUIR EL RIESGO DE INCENDIO EN LAS FASES DEL PROYECTO

En primer término, se analizan los posibles impactos negativos, diferenciándolos en los generados en fase de ejecución, como son la producción de incendios forestales, entorpecimiento de operaciones de extinción por corte de caminos o pistas forestales, de los de explotación, como son la reducción del campo visual de los observatorios de prevención de incendios y limitación de la utilización de medios aéreos en las labores de extinción en su entorno inmediato.

A continuación, se proponen una serie de medidas para cada una de las fases.

8.1. FASE DE EJECUCIÓN Y DESMANTELAMIENTO

Durante la fase de ejecución de las obras del PE Raposeras y sus infraestructuras, se aplicarán las siguientes medidas.

a) Habrá un agente forestal encargado de vigilar que las obras se realicen con el menor riesgo posible de incendio. Esta persona será la encargada de ponerse en contacto con las brigadas de extinción en caso de producirse alguna incidencia de este tipo.

b) Información/formación a los trabajadores sobre la problemática ambiental del proyecto, con el objetivo de crear hábitos de trabajo que reduzcan o eliminen riesgos innecesarios para el medio ambiente. De este modo, los operarios vinculados a las obras de las instalaciones serán instruidos en las medidas de prevención de incendio a adoptar, en las actuaciones inmediatas a efectuar delante de un conato de incendio y conocerán el procedimiento de comunicación en caso de incendio forestal.

c) Limpiar la zona en la que se efectúen actividades en las que se utilice un soplete o elemento similar, en un radio de 3.50 m. Dichas tareas, se efectuarán con un radio mínimo de 10 m de distancia de árboles que posean una circunferencia mayor de 60 cm, medida ésta a 1.20 m del suelo.

d) En todas las actuaciones en las que intervengan máquinas, sean automotrices o no, que utilicen materiales inflamables y que puedan ser generadoras de riesgo de incendio o de explosión, se facilitará un extintor (tipo ABC) de 5 Kg a menos de 5 m de la misma.

e) En todos los trabajos que se realicen en terrenos forestales, se ha de disponer, para uso inmediato, de extintores mochila cargados y de las herramientas adecuadas que permitan sofocar cualquier conato de incendio.

f) La maquinaria que funcione defectuosamente será sustituida, ya que puede producirse un incendio al saltar una chispa.

g) Para evitar el incremento de partículas en suspensión, polvo, etc. durante las obras, y que de esta forma se produzca una mínima alteración del medio ambiente atmosférico, se proponen las siguientes medidas:

   - Evitar que el material removido quede directamente a merced del viento, acopiando el mismo a reparo, o mantenerlo constantemente húmedo ante la previsión de vientos, evitando así la voladura de los materiales más finos del suelo.
   - Regar periódicamente los accesos y todas aquellas vías que sean necesarias para el acceso a la obra y que estén desprovistos de capa asfáltica de rodadura, para reducir al mínimo el levantamiento de polvo durante la fase de obras.

- En todo momento se mantendrán en buen estado de conservación y libres de obstáculos los caminos y pistas forestales afectados por los trabajos, de tal manera que no interrumpa el funcionamiento normal de los medios de prevención y extinción de incendios.

h) Se retirarán inmediatamente todos los restos de los desbroces.

i) Se realizará de manera general la mejora de los accesos y del firme para facilitar la llegada de los vehículos de extinción, disponiendo de viales interiores para facilitar el acceso a cada una de las tecnologías de generación y, por tanto, facilitar, a su vez, las tareas de mantenimiento.

j) Para el adecuado cumplimiento de las medidas de seguridad, se alertará del riesgo de incendios forestales con la colocación de carteles informativos, en aquellas áreas más susceptibles de sufrir un incendio (masas forestales, matorrales...).

k) Todos los caminos y pistas forestales que se vean afectados por los trabajos se mantendrán en buen estado de conservación y sin ningún tipo de obstáculo que pueda interrumpir las operaciones de los medios de prevención y extinción de incendios forestales.

l) En las épocas de peligro extremo y alto, y en los días en los que el "índice de riesgo de incendios forestales" emitido por el 112 de La Rioja establezca un nivel alto de peligrosidad de incendios, se paralizarán temporalmente todos los trabajos o actividades que puedan generar un grave riesgo de incendio.

m) Tras la realización de los trabajos de eliminación de vegetación (talas o desbroces), los restos de poda o tala se apilarán para posteriormente ser retirados a la mayor brevedad posible.

n) Se habilitarán espacios seguros para el almacenaje y residuos de materiales inflamables, lubricantes, restos de vegetación, etc. que posteriormente serán trasladados a vertederos autorizados.

o) Los depósitos de material y maquinaria estarán siempre a una distancia mínima de 5 m del terreno forestal existente.

p) Se prohíbe cualquier tipo de incineración de material sobrante de las obras y cualquier otra emisión de gases que perjudique a la atmósfera y suponga riesgo de incendios.

q) Todos los trabajos que se realicen en días con un índice de riesgo de incendio alto y con aparatos de soldadura, motosierras , equipos de corte (radiales), pulidoras de metal así como cualquier otro en el que la utilización de herramientas o maquinaria en contacto con metal, roca o terrenos pedregosos puedan producir chispas, habrán de ser seguidos de cerca por un operario controlador dotado de una mochila extintora de agua cargada, con una capacidad mínima de 14 litros, cuya misión exclusiva será el control del efecto que sobre la vegetación circundante producen las chispas, así como el control de los posibles conatos de incendio que se pudieran producir.

r) Las máquinas que se utilicen en terrenos forestales o áreas contiguas se han de utilizar extremando la precaución de uso y haciéndoles un adecuado mantenimiento (se aplicarán métodos de trabajo que eviten la provocación de chispas). El suministro de combustible de esta maquinaria se ha de realizar en zonas de seguridad situadas en claros de combustible vegetal y evitando derrames.

s) En ningún caso se transitará o estacionarán vehículos carentes de sistema de protección en el sistema de escape y catalizador, en zonas de pasto seco o rastrojo dado el riesgo de incendio por contacto.

t) Los recipientes que contengan productos inflamables dispondrán de cierres herméticos y estarán almacenados según la legislación vigente.

u) Ante derrames de combustibles o aceites, se extraerá la zona de tierra afectada, depositándola en lugar adecuado hasta su traslado al vertedero autorizado.

v) En la revegetación de taludes, las especies forestales que se utilicen tendrán que mantener un contenido de humedad elevado durante la época de máximo riesgo de incendio.

8.2. FASE DE EXPLOTACIÓN

Durante la fase de explotación del PE y sus infraestructuras asociadas, se aplicarán las siguientes medidas:

a) Se vigilarán las instalaciones, de manera que éstas estén en perfectas condiciones y no puedan provocar riesgos de incendio. En esta fase, la vigilancia se llevará a cabo por el personal dedicado al mantenimiento de las instalaciones.

b) Se reforzará la vigilancia en la zona de influencia, bien mediante sistemas automáticos de detección de incendios forestales o mediante el personal del parque.

c) Se establecerá un plan de mantenimiento de los accesos de manera que se garantice su operatividad durante la época de máximo riesgo de incendios.

d) De forma continua en la actividad del proyecto, se realizarán las revisiones oportunas para comprobar el estado de funcionamiento de los elementos de prevención:

   - Estado de herramientas de las instalaciones.
   - Funcionamiento de los medios de extensión: extintores, hidrantes, bombas, válvulas, etc.
   - Estado de actualización de todo el “Plan de Autoprotección”.

e) Los aparatos, equipos, sistemas y componentes se someterán a operaciones de revisión después de un incendio y, con la frecuencia que establezca la legislación vigente para los diversos tipos de instalaciones, el fabricante, suministrador o instalador, o en su defecto con frecuencia mínima anual.

f) Los operarios vinculados a la explotación de las instalaciones serán instruidos en la existencia de riesgo de incendio forestal, en las medidas de prevención a adoptar, en las actuaciones inmediatas a efectuar delante de un conato de incendio y conocerán el procedimiento de comunicación en caso de incendio.

9. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS INSTALACIONES DE RIESGO

El mantenimiento preventivo de PCI se deberá llevar a cabo según lo estipulado en la reglamentación específica para cada una de las instalaciones y teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Los aparatos, equipos, sistemas y componentes a que se refiere el presente apartado, se someterán a operaciones de revisión después de un incendio y, con la frecuencia que establezca la legislación vigente para los diversos tipos de instalaciones, el fabricante, suministrador o instalador, o en su defecto con frecuencia mínima anual.

b) Las actas de las revisiones que deban ser realizadas por empresas autorizadas y registradas por el órgano competente de la Comunidad Autónoma, en las que debe figurar el nombre, sello y número de registro correspondiente, así como la firma del técnico que ha procedido a las mismas, deben estar a disposición de los servicios competentes de inspección en materia de prevención de incendios, al menos durante cinco años a partir de la fecha de su expedición.

c) En cada tipo de instalación, se deben sustituir o reparar los componentes averiados cada vez que se detecten.

Las instalaciones de riesgo susceptibles de mantenimiento son:

d) Todos los tipos de instalaciones eléctricas (alta, media y baja tensión).

e) Instalaciones de contención de derrames.

Se llevará a cabo el programa mínimo de mantenimiento de los equipos y sistemas de protección contra incendios descrito en el Anexo II del El Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.

9.2. INSPECCIONES DE SEGURIDAD

De acuerdo con el Art. 6 del Capítulo III del RD. 2267/2004, respecto a Inspecciones periódicas con independencia de la función inspectora asignada a la Administración pública competente en materia de industria de la comunidad autónoma y de las operaciones de mantenimiento previstas en el RD 513/2017, los titulares de los establecimientos industriales a los que sea de aplicación este reglamento deberán solicitar a un organismo de control facultado para la aplicación de este reglamento la inspección de sus instalaciones.

En esta inspección se comprobará:

a) Que no se han producido cambios en la actividad ni ampliaciones.

b) Que se sigue manteniendo la tipología del establecimiento, los sectores y/o áreas de incendio y el riesgo intrínseco de cada uno.

c) Que los sistemas de protección contra incendios siguen siendo los exigidos y que se realizan las operaciones de mantenimiento conforme a lo recogido en el anexo 2 del

Reglamento de instalaciones de protección contra incendios, aprobado por el RD. 513/2017, de 22 de mayo.

En establecimientos adaptados parcialmente a este reglamento, la inspección se realizará solamente a la parte afectada.

La periodicidad con que se realizarán dichas inspecciones no será superior a tres años, para los establecimientos de riesgo intrínseco medio. De dichas inspecciones se levantará un acta, firmada por el técnico titulado competente del organismo de control que ha procedido a la inspección y por el titular o técnico del establecimiento industrial, quienes conservarán una copia.

El órgano directivo competente en materia de seguridad industrial del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá promover, previa consulta con el Consejo de coordinación para la seguridad industrial, programas especiales de inspección para aquellos sectores industriales o industrias en que estime necesario contrastar el grado de aplicación y cumplimiento de este reglamento.

Estas inspecciones serán realizadas por los órganos competentes de las comunidades autónomas o, si estos así lo estableciesen, por organismos de control facultados para la aplicación de este reglamento.

Si como resultado de las inspecciones a que se refieren los artículos 6 y 8 se observasen deficiencias en el cumplimiento de las prescripciones reglamentarias, deberá señalarse el plazo para la ejecución de las medidas correctoras oportunas; si de dichas deficiencias se derivase un riesgo grave e inminente, el organismo de control deberá comunicarlas al órgano competente de la comunidad autónoma para su conocimiento y efectos oportunos.

En todo establecimiento industrial habrá constancia documental del cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo de los medios de protección contra incendios existentes, realizados de acuerdo con lo establecido en el anexo 2 del RD 513/2017, de las deficiencias observadas en su cumplimiento, así como de las inspecciones realizadas en cumplimiento de lo dispuesto en este reglamento

10. PLAN DE EXTINCIÓN

Debe estar en conocimiento del personal de mantenimiento y vigilancia, y recoger los medios humanos y materiales, así como el procedimiento operativo, en función del riesgo de incendio según épocas.

La extinción debe estar basada en la intervención inmediata de las brigadas de extinción, y constituir la defensa ante la extensión del fuego sobre los cortafuegos naturales, mezcla de especies y por la disposición de las masas forestales en forma de mosaico.

Las operaciones de extinción deben ir encaminadas a apagar un incendio mediante la utilización de unas instalaciones, medios materiales y recursos de extinción, entre los que se incluyen:

Tabla 5. Instalaciones y medios de extinción

INSTALACIÓN	PRIORIDAD
Extintores de incendio	1
Señalización de evacuación y medios contra incendios	1
Alumbrado de emergencia	1
Sistema manual de alarma de incendio	2
Comunicación de alarma	2
Sistema automático de detección	2
Sectores de incendio	2
Recorridos de evacuación	2

Fuente: elaboración propia

Los extintores de incendios estarán ubicados en lugares accesibles y bien señalizados deberán poder ser utilizados por cualquier persona de la instalación que deba actuar en una primera intervención para apagar el conato de incendio, siendo su disponibilidad y facilidad de operación inmediata.

10.1. DETECCIÓN Y ALARMA

La detección y alarma consiste en descubrir lo antes posible la existencia de un incendio y avisar para iniciar su extinción y la evacuación del personal en caso necesario.

Si se detectase un incendio, y el INFOCA no lo detectase desde alguna torre, lo primero que habría que hacer es contactar con el “112”, Centro de Coordinación de Emergencias.

La información que solicitará el operador de demanda del Centro Coordinador 112 será la siguiente:

- Identificación del interlocutor.
- ¿Qué ocurre?
- ¿Dónde ocurre?
- Existencia de heridos y/o atrapados.
- Tipo y gravedad de éstos.

Otra información de interés que pueda aportar el interlocutor:

- Lugares que pueden verse afectados por la emergencia.
- Edificios colindantes.
- Necesidad de evacuación.
- ¿Se ha activado el plan de emergencia?
- ¿Se ha avisado a otros servicios? (bomberos, policía, etc.).

La evacuación es una forma de protección, y consiste en desalojar las instalaciones en caso de producirse cualquier tipo de emergencia.

Está previsto un Plan de Emergencia, éste debe ser divulgado a los trabajadores, realizándose simulacros de forma periódica. El objetivo fundamental del Plan de Emergencia es optimizar los medios de extinción disponibles y asegurar comportamientos seguros del personal.

Las vías de evacuación deben ser amplias, estar señalizadas y libres de obstáculos.

10.2. ACTUACIÓN EN CASO DE INCENDIO

Si se detecta un incendio en sus comienzos se puede intentar sofocar echando agua o tierra sobre la base de las llamas o golpeando con una rama de árbol que estuviera verde.

Si transcurrido más de un minuto el fuego no ha podido ser sofocado, es preciso llamar inmediatamente a los bomberos o autoridades más cercanas. Además, se aplicará de forma inmediata el plan de evacuación por parte de los empleados de las instalaciones, intentando mantener en todo momento la calma.

10.2.1. Si el incendio no se puede controlar con los medios internos

En caso de que la situación no se pueda controlar con los medios internos se realizará los siguiente a la mayor brevedad posible:

- Se informará inmediatamente al Jefe de emergencia con el objeto de movilizar los Medios de Ayuda Exterior necesarios.
- Se aplicará el Plan de Evacuación siguiendo las normas de actuación en él descritas.
- Se intentará evitar la propagación del fuego: apartar combustibles próximos al foco de incendio, cerrar puertas y ventanas para dificultar la entrada de oxígeno y la extensión del humo a otras zonas no afectadas.
- En caso de peligro inminente, se desalojará la zona afectada. Si no se puede controlar el incendio, se cerrarán puertas y ventanas de los despachos o áreas y se saldrá hacia el Punto de Reunión.
- Controlar las instalaciones que pudiesen influir en el desarrollo del incendio:
    - Cortar el sistema de ventilación, cortar el suministro eléctrico en caso de incendio generado por el sistema o si se utiliza agua en la extinción.
    - Los cortes de suministro eléctrico en instalaciones de alta tensión serán llevados a cabo por personal cualificado.

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº10 – ESTUDIO DE CAMPOS MAGNÉTICOS

LA RIOJA



Barlovento

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 3
2. DEFINICIONES 4
3. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL CAMPO MAGNÉTICO 5
3.1. PRINCIPIOS TEÓRICOS 5
3.2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS 8
4. CARACTERÍSTICAS DE LA RED SUBTERRÁNEA 9
5. EVALUACIÓN DEL CAMPO MAGNÉTICO 12
6. CONCLUSIONES 13

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Detalles de los circuitos de Media Tensión del PE 9
Tabla 2. Detalles de los circuitos de Media Tensión de la PSFV 10
Tabla 3. Detalles de los circuitos de Media Tensión del BESS 10

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Variables eléctricas y geométricas para el cálculo del campo magnético 6
Ilustración 2. Campo magnético en el plano XY 7
Ilustración 3. Sección tipo de zanjas según el número de ternas 11
Ilustración 4. Representación del campo magnético simulado para la instalación 12

1. INTRODUCCIÓN

En el Real Decreto 337/2014 del 9 de mayo, en su ITC-RAT 20, y particularmente en su apartado 3.2.1.g, indica que, en las memorias de proyectos, se debe incluir un "Estudio Sobre los Campos Magnéticos en la Proximidad de Instalaciones de Alta Tensión"; Es precisamente el objeto de este anejo el presentar dicho estudio para el proyecto que nos ocupa.

En el presente documento se realiza el estudio de los Campos Magnéticos (CM) producidos por los circuitos que conforman la red subterránea de media tensión de interconexión del Parque Eólico **"RAPOSERAS"** así como de la hibridación de dicho parque mediante una Planta Solar Fotovoltaica y de un Sistema de Almacenamiento de Energía**.**

En el entorno legislativo hay que resaltar la aprobación de una recomendación de la Unión Europea (1999/519/CE) sobre límites de exposición del público en general a campos electromagnéticos de 0 Hz a 300 Hz, basada en una guía elaborada por ICNIRP (Comisión Internacional para la Protección frente a las Radiaciones No Ionizantes), organismo vinculado a la OMS. En España, el Ministerio de Sanidad y Consumo elaboró un informe que concluye que a los niveles recomendados por la Unión Europea no existe ningún peligro para la salud.

Por otra parte, el R.D. 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el "Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a las emisiones radioeléctricas", adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas.

Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz, **el límite establecido es de 100 µT**, valor que se ha tomado como límite de diseño para el presente estudio de campos magnéticos.

2. DEFINICIONES

Intensidad de campo magnético (H): magnitud vectorial que, junto con la densidad de flujo magnético, determina un campo magnético en cualquier punto del espacio. Se expresa en amperios dividido por metro (A/m).

Densidad de flujo magnético o inducción magnética (B): "Campo Magnético" magnitud vectorial definida en términos de fuerza ejercida sobre cargas en movimiento; se expresa en teslas (T). En el espacio libre y en la materia biológica, la densidad de flujo magnético y la intensidad de campo magnético se pueden utilizar indiferentemente según la equivalencia:

$$B = \mu_o H$$

Siendo $\mu_o = 4\ \pi\ 10^{-7}$, la permeabilidad magnética del vacío.

3. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL CAMPO MAGNÉTICO

3.1. PRINCIPIOS TEÓRICOS

La estimación del campo magnético en el plano de corte xy de una red eléctrica se hace en dos pasos: Primero se calculan los potenciales vectoriales magnéticos Ax, Ay, Az y segundo, utilizando el principio $\vec{B} = \nabla \times \vec{A}$, se evalúa la densidad del campo magnético (Wb/m² =Tesla) y su módulo |Bxyz| para los puntos de dicho plano.

La información básica está constituida por las corrientes Iz perpendiculares al plano xy de estudio y las corrientes Ix, Iy horizontales y verticales contenidas en dicho plano xy; y también por todos los datos geométricos de los elementos contenidos en el corte xy estudiado.

Obtenido todo valor Bxyz, se puede hacer un seguimiento del módulo del campo magnético a lo largo del recorrido de los conductores energizados longitudinales y transversales, para obtener una función de campo magnético contra distancia B=f(x,y), a fin de comparar este resultado contra el valor máximo permitido.

El método para el cálculo del CM en la red subterránea de MT sigue el procedimiento expuesto por EPRI (EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Red Book, Third edition, Dec. 2005) y los anexos de la norma IEC 62110 "Electric and magnetic field levels generated by ac power systems – measurement procedures with regard to public exposure", para evaluación del campo magnético producido por varios cables que conforman los circuitos dentro de una zanja, distribuidos en un espacio tridimensional x, y, z, la cual indica que, para estos casos, se debe seguir la ley de Biot-Savart, que se expresa en la siguiente forma:

$$\vec{B}_2 = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_{L_1} \frac{\vec{I_1} \times \hat{a}_r}{r^2} . dl_1 \qquad (T)$$

Donde:

- $\vec{B}_2$ es campo magnético observado debido a $\vec{I}_1$ (Wb/m² = T)
- μ_0 es la permeabilidad magnética del aire de valor $4\pi x10^{-7}$ (H/m)
- $\vec{I}_1$ es la corriente de un conductor en el espacio xyz (A)
- $\hat{a}_r$ es vector unitario desde un diferencial del conductor dl1 (m) hasta el punto donde se produce el campo magnético $\vec{B}$
- r es distancia desde un diferencial del conductor dl1 hasta el punto donde se produce el campo magnético $\vec{B}$

Una forma práctica para seguir el procedimiento citado, es expresar la ley de Biot-Savart en términos del potencial vectorial magnético $\vec{A}$ mediante un operador rotacional así:

Ley de Biot-Savart: $\vec{B} = \nabla \times \vec{A}$

Donde, $\vec{A}$ es el potencial vectorial magnético, expresado por:

$$\vec{A} = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_{L_1} \frac{\vec{I_1}.dl_1}{r} \quad (Wb/m)$$

El potencial vectorial magnético $\vec{A}$ resulta ser un vector siempre paralelo a la corriente inductora $\vec{I}_1$.

Esta propiedad sugiere que el procedimiento de cálculo del CM se facilita, si se hace el cálculo de $\vec{A}$ a partir de las corrientes $\vec{I}$ (figura 1).

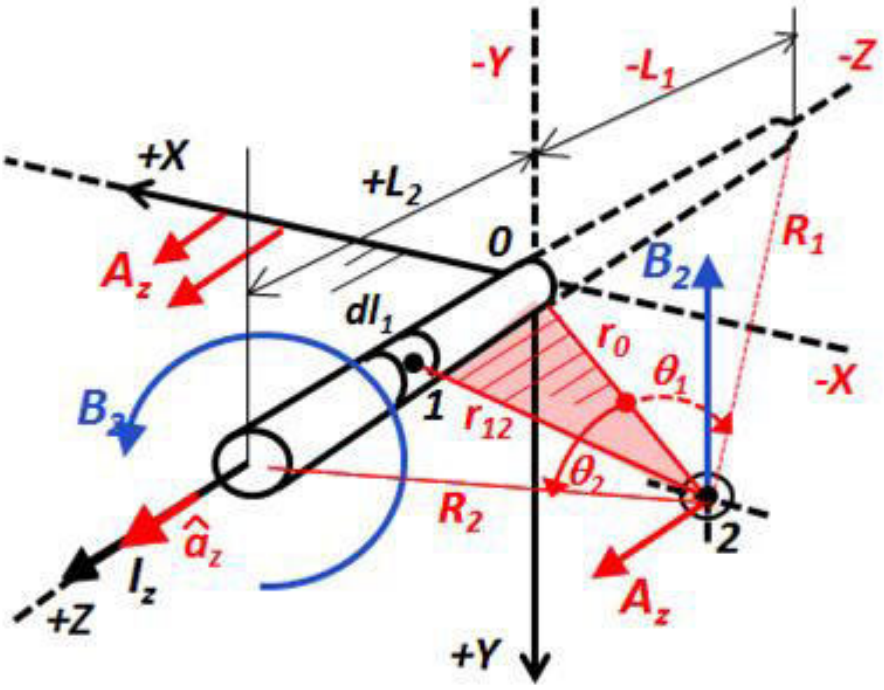


Ilustración 1. Variables eléctricas y geométricas para el cálculo del campo magnético

Considerando la red subterránea como un conjunto de cables de longitud infinita, el cálculo se puede simplificar en el plano XY, tal como de muestra en la ilustración 2.

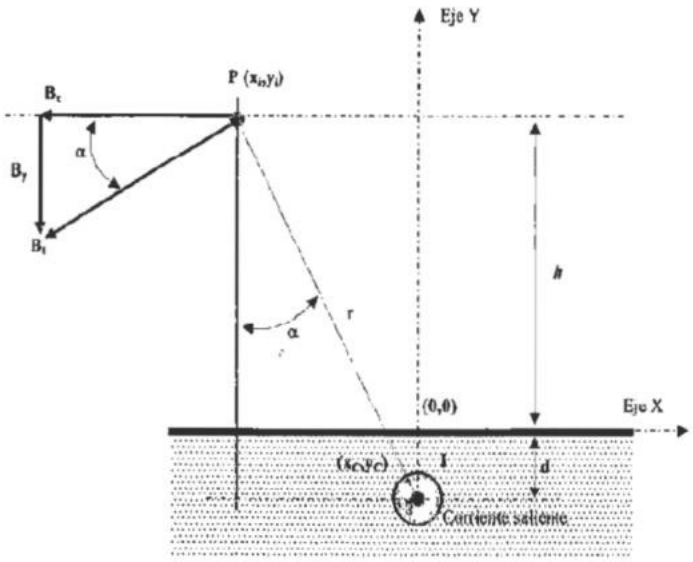


Ilustración 2. Campo magnético en el plano XY

Desarrollando la expresión ($\vec{B}$) en coordenadas (x,y), considerando que las corrientes en el conductor tienen un comportamiento temporal, expresado como un desfasaje(I[θ]), que igual puede representarse como un número complejo($I_r + jI_i$), se determinan las ecuaciones generales de cálculo que permiten determinar la magnitud del campo magnético (B_x , B_y) en cualquier punto p del espacio en función de la posición del cable (x_c , y_c) , resumida en las expresiones siguientes,

$$B_{xp} = \frac{-\mu_0 (I_r + j\, I_i)\left(y_p - y_c\right)}{2\,\pi}\left[\frac{1}{\left(x_c - x_p\right)^2 + \left(y_c - y_p\right)^2}\right]$$

$$B_{yp} = \frac{\mu_0 (I_r + j\, I_i)\left(x_p - x_c\right)}{2\,\pi}\left[\frac{1}{\left(x_c - x_p\right)^2 + \left(y_c - y_p\right)^2}\right]$$

En nuestro estudio se ha considerado que la medida del CM a la altura de 1 m es el caso más desfavorable, distancia cercana a la que una persona en dicho emplazamiento tendría colocados sus pies.

El análisis de alturas más elevadas supondría obtener valores más reducidos del CM, con lo cual no se ve necesario su estudio. En consecuencia, solo se evalúa el caso de y_p=1 m.

La instalación consta de un circuito de MT subterráneo para colectar la energía generada.

El método de cálculo descrito anteriormente establece las siguientes consideraciones:

- Cada cable subterráneo se considera un conductor solido, recto y de longitud infinita por el que circula una intensidad de valor y fase determinadas.
- No contempla las intensidades que pueden circular por las pantallas de los cables productor del desbalance.

3.2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

La elaboración del análisis del campo magnético se ha desarrollado con una aplicación que realiza la simulación y cálculo del campo magnético en los puntos deseados de la instalación y su entorno.

La aplicación desarrollada se llama CRMag. El cálculo está basado en un cálculo analítico realizado sobre el conjunto de conductores 3D de una instalación, discretizados a segmentos rectilíneos, y sobre un periodo de onda completo para obtener valores eficaces.

El cálculo no tiene en cuenta el campo generado por los transformadores, solo por los conductores. Esta simplificación no afecta de forma significativa a los resultados obtenidos según se indica en UNE- CLC/TR-50453.

De igual forma, no se consideran los posibles apantallamientos debidos a pantallas de cables o envolventes de la aparamenta eléctrica, quedando el cálculo por el lado de la seguridad.

La entrada de datos de la aplicación es la topología en 3D del conjunto de conductores de la instalación, así como las corrientes que circulan por cada conductor. Las corrientes consideradas para el cálculo son las máximas previstas para cada posición o tramo de ella, de forma que se obtiene el máximo campo magnético.

El estado de carga máximo planteado es técnicamente posible de alcanzar, pero difícil que se produzca en realidad, y en todo caso durante un breve espacio de tiempo.

Los resultados obtenidos se presenten en los límites exteriores de la instalación accesibles por el público, considerándose para el cálculo una altura de 1 m, según UNE- EN 62110.

4. CARACTERÍSTICAS DE LA RED SUBTERRÁNEA

La red subterránea de cable de media tensión propuesta en el presente proyecto queda definida por las siguientes características generales:

- Sistema..... Corriente Alterna Trifásica
- Frecuencia (Hz)..... 50
- Tensión nominal (kV)..... 20
- Tensión más elevada de la red (kV)..... 24
- Tensión soportada a frecuencia ind. (kV)..... 50
- Tensión de impulso tipo rayo (kV) 125
- Tipo de conductor..... AL RH5Z1-OL
- Tipo de aislamiento..... XLPE
- Tipo de canalización..... Directamente enterrado/ Bajo tubo
- Configuración de la instalación..... Trébol

A continuación, se detallen las características particulares de los circuitos de media tensión del proyecto.

Tabla 1. Detalles de los circuitos de Media Tensión del PE

CIRCUITO1				
Aerogeneradores	**Longitud (m)**	**Potencia (kW)**	**Intensidad (A)**	**Sección cable (mm²)**
RAP006-RAP001	2 619	7 000	224.53	AL-300
RAP001 - SET	583	14 000	449.05	AL-630
CIRCUITO 2				
Aerogeneradores	**Longitud (m)**	**Potencia (kW)**	**Intensidad (A)**	**Sección cable (mm²)**
RAP005-RAP002	1 370	7 000	224.53	AL-300
RAP002 - SET	1 196	14 000	449.05	AL-630
CIRCUITO 3				
Aerogeneradores	**Longitud (m)**	**Potencia (kW)**	**Intensidad (A)**	**Sección cable (mm²)**
RAP004-RAP003	950	7 000	224.53	AL-300
RAP003 - SET	1 966	14 000	449.05	AL-630

Tabla 2. Detalles de los circuitos de Media Tensión de la PSFV

CIRCUITO 1				
EPs PSFV	**Longitud (m)**	**Potencia (kVA)**	**Intensidad (A)**	**Sección cable (mm²)**
EP4-EP3	668	4 928	142.26	AL-300
EP3-EP2	1 812	8 448	243.87	AL-300
EP2-EP1	138	18 304	528.39	2x [AL-300]
EP1-SET	1 271	21 824	630.00	2x [AL-300]

Tabla 3. Detalles de los circuitos de Media Tensión del BESS

CIRCUITO 1				
CT BESS	**Longitud (m)**	**Potencia [kVA]**	**Intensidad (A)**	**Sección cable (mm²)**
CT -SET	1 237	5 040	145.49	AL-300

La evaluación del campo magnético se realiza bajo las hipótesis de grado de carga máximo para todos y cada uno de los circuitos, con lo que los valores de campo reales no superarán los mostrados por la simulación.

El análisis, por tanto, se realiza para la máxima intensidad (A), y se propone estudiar el caso más desfavorable, que es el arreglo de interconexión con la subestación del parque de los cinco (5) circuitos, divididos en tres (3) zanjas independientes por tecnología.

En la siguiente figura se muestra el arreglo y disposición de los circuitos utilizados para la evaluación del campo magnético según el diseño de zanjas asociado a cada tecnología:

Fuente: Elaboración propia

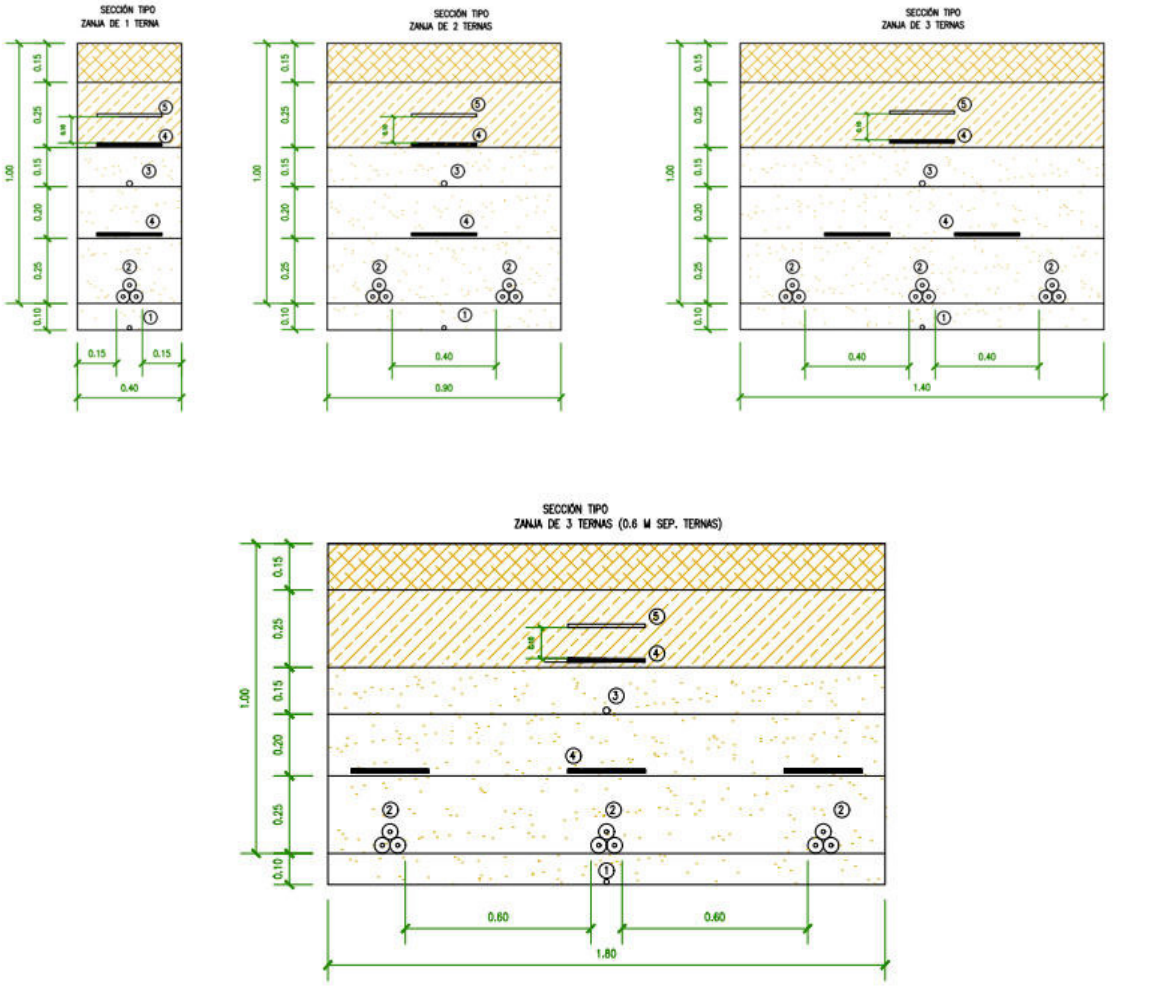


Ilustración 3. Sección tipo de zanjas según el número de ternas

5. EVALUACIÓN DEL CAMPO MAGNÉTICO

La simulación del campo magnético ha sido realizada con el estado de carga máximo realizable.

Por tanto, los valores de campo magnético calculado y representado serán superiores a los que se producirán durante el funcionamiento habitual.

Mediante el software de simulación se ha obtenido que el campo magnético debido a los circuitos de MT analizados a un metro de altura con respecto al suelo es de 10.76 µT. Dicho valor aparece en la zona más crítica que es el tramo donde se juntan todos los circuitos de las tres tecnologías para acometer a la SET.

Se presenta a continuación la gráfica del campo magnético obtenido:

Fuente: CRMag

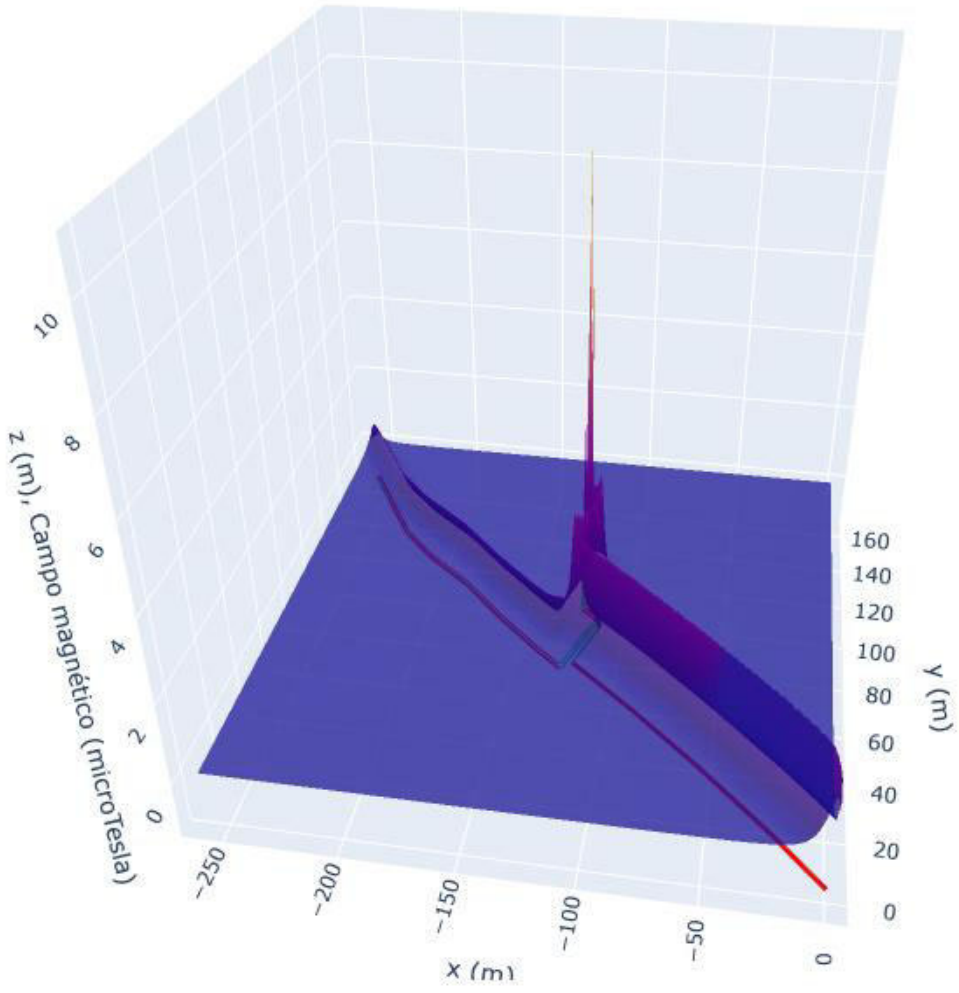


Ilustración 4. Representación del campo magnético simulado para la instalación

6. CONCLUSIONES

La amplitud del rango de inducción de campo magnético estimado para la instalación no supera el límite recomendado por el RD 299/2016 y la normativa internacional fijada en 100 µT ya que los valores de campo magnético obtenidos son bastante inferiores respecto a los límites permisibles (10.76 µT).

En definitiva, las magnitudes de campo magnético presentan valores poco significativos respecto del marco regulatorio de referencia.

DOCUMENTO Nº 1.MEMORIA

ANEJO Nº11- ESTUDIO DE EMISIONES ACÚSTICAS

LA RIOJA



Barlovento

Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto técnico administrativo de la Repotenciación e Hibridación del Parque Eólico

Anejo X de Estudio acústico

Pradejón y Calahorra (La Rioja)		Junio 2026	
Nº de expediente	-	Ref. corporativa	22B213BAD08
Destinatario	Dirección General de Empresa, Energías e Internacionalización Consejería de Economía, Innovación, Empresa y Trabajo Autónomo de La Rioja		

ENI PLENITUDE
RENEWABLES SPAIN S.L.U

Índice

Abreviaturas 7

1. INTRODUCCIÓN 8

1.1. Antecedentes 8

1.2. Introducción y objeto 9

1.3. Normativa 11

1.3.1. Normativa europea 12

1.3.2. Normativa nacional 13

1.3.3. Normativa autonómica y local 14

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 18

2.1. Características generales 18

2.2. Ámbito de estudio 23

2.3. Principales focos de ruido 27

2.3.1. Situación operacional actual y preoperacional del proyecto 27

2.3.2. Fase de desmantelamiento del PE Raposeras 32

2.3.3. Fase de construcción del proyecto 33

2.3.4. Situación operacional 34

3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACÚSTICA EN LAS DIFERENTES FASES 37

3.1. Metodología para la modelización de los mapas sonoros 37

3.2. Situación operacional actual y preoperacional del proyecto 39

3.3. Fase de desmantelamiento del PE Raposeras 42

3.4. Fase de construcción del proyecto 45

3.5. Situación operacional del nuevo proyecto 48

4. CRITERIOS NORMATIVOS DE APLICACIÓN: ÁREAS ACÚSTICAS Y LÍMITES SONOROS 52

4.1. Zonificación acústica 52

5. MEDIDAS CORRECTORAS 62

FIRMA 63

CONTROL DE REVISIONES 64

6. ANEXO I. CARTOGRÁFICO 66

PLANO 01. Localización del proyecto. Escala 1:50.000 66

PLANO 02. Situación operacional actual y preoperacional del proyecto. Escala 1:25.000. 66

PLANO 03. Mapa sonoro desmantelamiento PE Raposeras. Escala 1:25.000. 66

PLANO 04. Fase de construcción del proyecto. Escala 1: 25.000. 66

PLANO 05. Mapa sonoro en situación operacional y sinergias. Escala 1: 25.000. 66

7. ANEXO II. MEDIDAS DE NIVEL SONORO PARA EVALUAR LA AFECCIÓN EN EL ENTORNO DEL PARQUE EÓLICO RAPOSERAS 67

Índice de figuras

Figura 1.. Ámbito de estudio del proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras. Fuente: IGN 23

Figura 2. Caracterización de los rangos de altitudes del marco de estudio. Fuente: IGN y elaboración propia. 24

Figura 3. Caracterización de los rangos de pendientes del marco de estudio. Fuente: IGN y elaboración propia. 25

Figura 4. Usos del Suelo en la zona de implantación del proyecto. Fuente: Inventario Corine Land Cover 2018. 26

Figura 5. Situación operacional actual del proyecto. Fuente: BTN25. 32

Figura 6. Situación operacional futura del proyecto. Fuente: BTN25, SABIA y portales de información pública de expedientes de la Comunidad autónoma de la Rioja. 36

Figura 7. Zonificación acústica del ámbito de estudio en la situación operacional actual y preoperacional del proyecto. Fuente: Elaboración propia, IGN 42

Figura 8. Zonificación acústica del ámbito de estudio durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual. Fuente: Elaboración propia, IGN 45

Figura 9. Zonificación acústica del ámbito de estudio durante la fase de construcción del proyecto Fuente: Elaboración propia, IGN 48

Figura 10. Zonificación acústica del ámbito de estudio durante la fase de funcionamiento del proyecto Fuente: Elaboración propia, IGN 51

Figura 11. Propuesta de zonificación acústica para el término municipal de calahorra y situación del proyecto. Fuente: Ordenanza municipal sobre ruido y vibraciones del Ayuntamiento de Calahorra 54

Figura 12. Detalle de afección a edificaciones en uso durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual. Fuente: Elaboración propia. 57

Figura 13. Detalle de impacto acústico del PE Raposeras actual sobre edificaciones cercanas en el ámbito de estudio. Fuente: Elaboración propia y BTN25. 59

Figura 14. Detalle de impacto acústico del PE Raposeras repotenciado sobre edificaciones cercanas en el ámbito de estudio. Fuente: Elaboración propia y BTN25 60

Figura 15. Edificaciones y potencialidad de habitabilidad del ámbito de estudio. Fuente: BTN25 61

Índice de tablas

Tabla 1. Objetivos de calidad acústica para ruido aplicables a áreas urbanizadas existentes. Fuente: Real Decreto 1367/2007. 16

Tabla 2. Características generales del PE Raposeras actual. Fuente: Datos proporcionados por el promotor. 18

Tabla 3. Características generales del PE Raposeras repotenciado. Fuente: Datos proporcionados por el promotor. 18

Tabla 4. Características generales de la PSFV Raposeras. Fuente: Datos proporcionados por el promotor. 19

Tabla 5. Características generales de la Instalación de Almacenamiento con Baterías BESS Raposeras. Fuente: Datos proporcionados por el promotor. 19

Tabla 6. Coordenadas de los aerogeneradores del PE Raposeras actual. Sistema de referencia ETRS89, UTM huso 30. Fuente: Datos proporcionados por el promotor. 20

Tabla 7. Coordenadas de los aerogeneradores del PE Raposeras repotenciado. Sistema de referencia ETRS89, UTM huso 30. Fuente: Datos proporcionados por el promotor. 20

Tabla 8. Coordenadas UTM de los vértices del vallado de la PSFV Raposeras. Fuente: Memoria Proyecto Técnico Administrativo de la Repotenciación e hibridación del PE Raposeras. 21

Tabla 9. Coordenadas UTM del sistema de almacenamiento con baterías. Fuente: Datos proporcionados por el promotor: 22

Tabla 10. Coordenadas UTM de los vértices que forman la SET Raposeras. Fuente: Datos proporcionados por el promotor: 23

Tabla 11. Distancias mínimas a los núcleos de población. Fuente: Elaboración propia. 29

Tabla 12. Distancias mínimas a vías de comunicación del entorno. Fuente: Elaboración propia. 29

Tabla 13. Distancias mínimas a las instalaciones industriales del entorno. Fuente: Elaboración propia. 29

Tabla 14. Distancias mínimas a instalaciones deportivas existentes en el entorno. Fuente: Elaboración propia. 30

Tabla 15. Equipos de trabajo susceptibles de generar ruido e intervalos de potencias de emisión estimadas. Fuente: Departament For Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA), 2004. 33

Tabla 16. Proyectos existentes en el entorno de estudio en la situación operacional. Fuente: BTN25, SABIA y portales de información pública de expedientes de la Comunidad autónoma de la Rioja. 35

Tabla 17. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas, durante la fase operacional actual y preoperacional del proyecto. Fuente: Elaboración propia. 39

Tabla 18. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual. Fuente: Elaboración propia. 43

Tabla 19. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase de construcción del proyecto. Fuente: Elaboración propia. 45

Tabla 20. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase operacional del PE Raposeras repotenciado. Fuente: Elaboración propia. 48

Tabla 21. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase operacional de la PSFV Raposeras y su sistema de almacenamiento con baterías asociado. Fuente: Elaboración propia. 49

Tabla 22. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas por parte de los proyectos de energías renovables presentes en el ámbito de estudio. Fuente: Elaboración propia. 50

Abreviaturas

- BESS: Battery Energy Storage System.
- BOE: Boletín Oficial del Estado.
- dB: Decibelio.
- MPE: Módulo de Parque Eléctrico.
- m.s.n.m: Metros sobre el nivel del mar.
- PCR: Punto de Conexión con la Red de Transporte.
- PNOA: Plan Nacional de Ortofotografía Aérea.
- PSFV: Planta Solar Fotovoltaica.
- PE: Parque Eólico.
- RD: Real Decreto.
- SET: Subestación Eléctrica Transformadora.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

El presente documento se redacta y presenta como Anexo al Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) del Proyecto técnico administrativo de la Repotenciación e Hibridación del parque eólico de Raposeras (en adelante, Proyecto Raposeras).

El promotor ENI PLENITUDE RENEWABLES SPAIN S.L.U. propone la repotenciación del parque eólico (PE) Raposeras que se encuentra próximo al final de su vida útil. La repotenciación supone una oportunidad para mejorar la competitividad y rentabilidad del PE, al reducir los costes de operación y mantenimiento, aumentar la producción y el valor de la energía, y prolongar la vida útil del activo. Asimismo, la repotenciación contribuye a la reactivación económica y social del territorio, al generar empleo, actividad industrial y desarrollo local.

El PE original se encuentra situado en los municipios de Pradejón y Calahorra, todos en la comunidad autónoma de La Rioja. El PE Raposeras, actualmente en operación, consta de 26 aerogeneradores modelo GE1.5 s.l. del fabricante General Electric, de 1 500kW de potencia nominal, que suman 39 MW.

La repotenciación del PE actual conlleva el desmantelamiento de los 26 aerogeneradores actuales y la instalación de 6 aerogeneradores del fabricante NORDEX, modelo N163 de potencia unitaria 7 MW y torre de acero (TS) de 98m.

El PE repotenciado se hibridará con una planta solar fotovoltaica (PSFV) de 20 MWp de potencia pico (potencia en módulos) y 16,64 MW de potencia nominal (potencia en inversores), dando una mayor garantía de potencia en el Punto de Conexión con la Red de transporte (PCR).

Además, se implantará un sistema de almacenamiento (BESS, por sus siglas en inglés, Battery Energy Storage System), de 5 MW de potencia instalada y 20.06 MWh de capacidad de almacenamiento, lo que equivale a 4 h de duración de carga. Mediante este sistema de almacenamiento, se pueden almacenar los excedentes de energía del Módulo de Parque Eléctrico (en adelante, MPE), para posteriormente descargarlas a la red y mejorar con ello la estabilidad de la energía eléctrica suministrada, dentro de los límites de potencia de acceso autorizada en la red, que es de 40.50 MW.

Además, para cumplir tales objetivos, también se modificará la subestación existente del parque "SET Raposeras" para posibilitar la instalación de los equipos correspondientes a la repotenciación del PE, al Sistema BESS y a la PSFV y también para permitir la conexión de las líneas subterráneas de evacuación de estas instalaciones de generación a un nivel de tensión de 20 kV. El trazado de la línea de evacuación de 66 kV actual y el PCR, se mantendrán en la repotenciación e hibridación del PE Raposeras.

1.2. Introducción y objeto

El sonido es una perturbación que se propaga en un medio elástico, producida por un objeto que vibra, y transmite la vibración a las partículas del aire generando una variación de presión que puede ser detectada por el oído. El sonido se define por lo tanto como un fenómeno físico objetivo, mientras que la definición de ruido es puramente subjetiva, ya que denominamos ruido al sonido no deseado, que provoca una sensación molesta y puede llegar a tener consecuencias sobre la salud de las personas. Teniendo en cuenta ambas consideraciones, la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, define la contaminación acústica como la presencia en el ambiente de ruidos o vibraciones, cualquiera que sea el emisor acústico que los origine, que impliquen molestia, riesgo o daño para las personas, para el desarrollo de sus actividades o para los bienes de cualquier naturaleza, o que causen efectos significativos sobre el medio ambiente.

Las causas de la contaminación acústica son de origen antropogénico, es decir, ligadas a la actividad humana: el transporte por carretera, ferroviario, aéreo o marítimo, la construcción de edificios y obras públicas, y la actividad industrial, comercial y de ocio son las causas principales de que la población y el medio ambiente se encuentren sometidos a altos niveles de ruido, y de que se considere a la contaminación acústica como uno de los factores más importantes de la disminución o la alteración de la calidad de vida.

Las molestias debidas al ruido dependen de numerosos factores:

a) La energía sonora: Las molestias que produce un sonido están directamente relacionadas con la energía de este. A más energía (sonido más fuerte) más molestia. El índice básico relacionado con la energía sonora es el nivel de presión sonora.

b) Tiempo de exposición: Para un mismo nivel de ruido, la molestia depende del tiempo al que un determinado sujeto está expuesto a ese ruido. Podemos estar contemplando periodos de segundos, minutos, horas o incluso una vida laboral entera. En general, un mayor tiempo de exposición supone un mayor grado de molestia.

c) Características del sonido: Para un mismo nivel de ruido y un mismo tiempo de exposición, la molestia depende de las características del sonido: espectro de frecuencias, ritmo, etc. La música es un sonido que en general resulta agradable

d) El receptor: No todas las personas consideran el mismo grado de molestia para el mismo ruido. Dependiendo de factores físicos, distintas sensibilidades auditivas, y en mayor medida de factores culturales, lo que para uno son ruidos muy molestos, para otros pueden no serlo. Los factores culturales están relacionados con la experiencia vital del sujeto y sus expectativas. Distintas sociedades reaccionan de manera diferente frente a sonidos más o menos "familiares". En las culturas occidentales, las mayores diferencias se encuentran entre los habitantes de los pequeños núcleos rurales y los de las grandes ciudades. Dentro de un mismo sector de población, el factor edad parece ser también significativo.

e) La actividad del receptor: Para un mismo sonido, dependiendo de la actividad del receptor, éste puede ser considerado como un ruido o no. El caso más evidente es el de los periodos de descanso. Un sonido que puede ser considerado como agradable (un concierto de música) se convierte en un ruido molesto si el receptor pretende dormir. Sonidos que durante la actividad laboral pasan desapercibidos, se convierten en ruidos perfectamente reconocibles en periodos de descanso. Algunas actividades o estados requieren ambientes sonoros más silenciosos (lectura, enfermedades, conversaciones, etc.), percibiéndose como ruido cualquier sonido que no esté relacionado con la actividad.

f) Las expectativas y la calidad de vida: Dentro de este epígrafe se engloban aquellos aspectos subjetivos, difíciles de evaluar, que están relacionados con la calidad de vida de las personas. Para ciertos grupos de personas, las exigencias de calidad ambiental para el tiempo y los espacios dedicados al ocio son muy superiores a las de otras situaciones. El caso más frecuente es

el de las viviendas de segunda residencia, en las que los ruidos se perciben en general como mucho más molestos que en la vivienda principal, debido a las expectativas de descanso depositadas en la segunda residencia. También sucede habitualmente que, en entornos de una gran calidad ambiental, se aceptan peor los ruidos que en entornos medioambientalmente degradados.

Por ello, se elabora el presente estudio acústico con el objetivo de calcular los niveles de ruido que generarán sobre su entorno tanto las obras del proyecto (durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual y durante la construcción del PE Raposeras repotenciado, la PSFV y el sistema de almacenamiento con baterías BESS) como el propio proyecto en sí durante su fase de funcionamiento, estimando mediante procedimientos predictivos el impacto acústico que van a producir estos trabajos en su entorno, y ofreciendo la posibilidad, si procede, de planificar con antelación medidas preventivo-correctoras contra la contaminación acústica (sistemas de reducción de ruido en las fuentes, instalación de pantallas acústicas temporales y móviles, reubicación de focos sonoros, etc.) garantizando así el cumplimiento de los objetivos de calidad acústica exigidos por la normativa de referencia.

De igual forma, se procede a la representación cartográfica de estos resultados (isolíneas) con el modelo de simulación para la situación en la que funcionarán las diferentes infraestructuras del proyecto (aerogeneradores, transformadores de la PSFV y sistema de almacenamiento con baterías), según los datos proporcionados por el fabricante. También se ofrecen los resultados obtenidos de la modelización de los impactos acústicos causados por otros proyectos cercanos, se encuentren en fase de tramitación como en fase de explotación.

1.3. Normativa

Para evaluar el impacto acústico asociado a las obras y a la operación del proyecto, es necesario definir los niveles de ruido máximos que se admitirán en el ámbito de estudio, esto es, definir los objetivos de calidad acústica en función de los usos del suelo del entorno del proyecto.

El **objetivo** de la actual normativa sobre ruido ambiental es conseguir **que el ruido soportado por la población no sobrepase ciertos niveles admisibles**. Dada la naturaleza subjetiva del ruido, estos niveles variarán según la fuente del ruido, la

naturaleza del receptor y la actividad que éste desarrolla, así como el tiempo de exposición.

Para definir estos objetivos de calidad acústica en primer lugar se analiza la normativa de referencia en materia acústica, que es la siguiente:

1.3.1. Normativa europea

- Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2002, sobre evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Directiva (UE) 2015/996 de la Comisión, de 19 de mayo de 2015, por la que se establecen métodos comunes de evaluación del ruido en virtud de la Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Directiva (UE) 2020/367 de la Comisión de 4 de marzo de 2020 por la que se modifica el anexo III de la Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo relativo al establecimiento de métodos de evaluación para los efectos nocivos del ruido ambiental.
- Directiva Delegada (UE) 2021/1226 de la Comisión de 21 de diciembre de 2020 por la que se modifica, para adaptarlo al progreso científico y técnico, el anexo II de la Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a los métodos comunes para la evaluación del ruido.
- Reglamento (UE) 20119/1010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo a la adaptación de las obligaciones de información en el ámbito de la legislación relativa al medio ambiente y por el que se modifican los Reglamente (CE) nº 166/2006 y (UE) nº 995/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 2022/49/CE, 2004/35/CE, 2007/2/CE, 2009/147/CE y 2010/63/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, los Reglamentos (CE) nº338/97 y (CE) nº 2173/2005 del Consejo, y la Directiva 86/278/CEE del Consejo

1.3.2. Normativa nacional

- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Real Decreto 1038/2012, de 6 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1367, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Orden PCI/1319/2018, de 7 de diciembre, por la que se modifica el Anexo II del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación del ruido ambiental.
- Orden PCM/542/2021, de 31 de mayo, por la que se modifica el Anexo III del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Orden PCM/80/2022, de 7 de febrero, por la que se modifica el anexo II del Real Decreto 1513/2003, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.

1.3.3. Normativa autonómica y local

- Decreto 29/2018, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento de desarrollo del Título I "Intervención Administrativa" de la Ley 6/2017 de Protección de Medio Ambiente.
- Ordenanzas Municipales de los términos afectados:
  - Ordenanza Municipal sobre Ruido y Vibraciones del Ayuntamiento de Calahorra (9 de septiembre de 2010).
  - Ordenanza Municipal sobre Ruido y Vibraciones del Ayuntamiento de Padrejón (9 de julio de 1997).

Se describe a continuación la principal normativa de referencia:

La Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2002, define el ruido ambiental como el sonido exterior no deseado o nocivo generado por las actividades humanas, incluido el ruido emitido por los medios de transporte, por el tráfico rodado, ferroviario y aéreo y por emplazamientos de actividades industriales como los descritos en el anexo I de la Directiva 96/71/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación.

Dicha directiva tiene por objeto establecer un enfoque común destinado a evitar, prevenir o reducir con carácter prioritario los efectos nocivos, incluyendo las molestias, de la exposición al ruido ambiental. Asimismo, tiene por objeto sentar unas bases que permitan elaborar medidas comunitarias para reducir los ruidos emitidos por las principales fuentes, en particular vehículos e infraestructuras de ferrocarril y carretera, aeronaves, equipamiento industrial y de uso al aire libre y máquinas móviles.

El ámbito de aplicación de dicha directiva se define en su artículo 2. Ésta se aplicará al ruido ambiental al que estén expuestos los seres humanos en particular en zonas urbanizadas, en parques públicos u otras zonas tranquilas en una aglomeración, en zonas tranquilas en campo abierto, en las proximidades de centros escolares y en los alrededores de hospitales, y en otros edificios y lugares vulnerables al ruido.

La Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, regula la contaminación acústica con un alcance y un contenido más amplio que el de la propia Directiva, ya que, además de establecer los parámetros y las medidas para la evaluación y gestión

del ruido ambiental, incluye el ruido y las vibraciones en el espacio interior de determinadas edificaciones. Asimismo, dota de mayor cohesión a la ordenación de la contaminación acústica a través del establecimiento de los instrumentos necesarios para la mejora de la calidad acústica de nuestro entorno.

El Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental, completó la transposición de la Directiva 2002/49/CE y precisó los conceptos de ruido ambiental y sus efectos sobre la población, junto a una serie de medidas necesarias para la consecución de los objetivos previstos, tales como la elaboración de los mapas estratégicos de ruido y los planes de acción o las obligaciones de suministro de información.

En consecuencia, el Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, ha supuesto un desarrollo parcial de la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, ya que ésta abarca la contaminación acústica producida no sólo por el ruido ambiental, sino también por las vibraciones y sus implicaciones en la salud, bienes materiales y medio ambiente, en tanto que el citado Real Decreto, sólo comprende la contaminación acústica derivada del ruido ambiental y la prevención y corrección, en su caso, de sus efectos en la población.

El Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, tiene como principal finalidad completar el desarrollo de la citada Ley. Así, se definen índices de ruido y de vibraciones, sus aplicaciones, efectos y molestias sobre la población y su repercusión en el medio ambiente; se delimitan los distintos tipos de áreas y servidumbres acústicas definidas en el artículo 10 de la citada Ley; se establecen los objetivos de calidad acústica para cada área, incluyéndose el espacio interior en determinadas edificaciones; se regulan los emisores acústicos fijándose valores límite de emisión o de inmisión así como los procedimientos y los métodos de evaluación de ruidos y vibraciones.

En la Tabla A del Anexo II, modificada por el Real Decreto 1038/2012, de 6 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas; se establecen los

objetivos de calidad acústica para ruido aplicables a áreas urbanizadas existentes y zonas con tipología de suelo industrial:

Tabla 1. Objetivos de calidad acústica para ruido aplicables a áreas urbanizadas existentes. Fuente: Real Decreto 1367/2007.

	TIPO DE ÁREA ACÚSTICA	ÍNDICES DE RUIDO		
		Ld	Le	Ln
e	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera de especial protección contra la contaminación acústica.	60	60	50
a	**Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial.**	**65**	**65**	**55**
d	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en c).	70	70	65
c	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos.	73	73	63
b	**Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial.**	**75**	**75**	**65**
f	Sectores del territorio afectados a sistemas generales de infraestructuras de transporte, u otros equipamientos públicos que los reclamen (1)	(2)	(2)	(2)

(1) En estos sectores del territorio se adoptarán las medidas adecuadas de prevención de la contaminación acústica, en particular mediante la aplicación de las tecnologías de menor incidencia acústica de entre las técnicas disponibles, de acuerdo con el apartado a), del artículo 18.2 de la Ley 37/2003, de 17 de noviembre.

(2) En el límite perimetral de estos sectores del territorio no se superarán los objetivos de calidad acústica para ruido aplicables al resto de áreas acústicas colindantes con ellos.

Nota: Los objetivos de calidad aplicables a las áreas acústicas están referenciados a una altura de 4 m.

En las áreas urbanizadas existentes el ruido ambiental no podrá superar los valores límite que aparecen en la tabla A del anexo II del Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, los cuales se establecen como objetivos de calidad acústica.

Para el resto de áreas urbanizadas, entre ellas los nuevos desarrollos urbanísticos, se establece como objetivo de calidad acústica para ruido la no superación del valor aplicable según la tabla A del anexo II del Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, disminuido en 5 decibelios.

En el Capítulo III «Zonificación acústica. Objetivos de calidad acústica», se establecen los tipos de áreas acústicas, en atención al uso predominante actual o previsto del suelo, en las siguientes:

- Tipo a) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial.
- Tipo b) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial.
- Tipo c) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos.
- Tipo d) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en el párrafo anterior.
- Tipo e) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera de especial protección contra la contaminación acústica.
- Tipo f) Sectores del territorio afectados a sistemas generales de infraestructuras de transporte, u otros equipamientos públicos que los reclamen.
- Tipo g) Espacios naturales que requieran una especial protección contra la contaminación acústica.

Cabe mencionar que las instalaciones del proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras quedan englobadas dentro de Actividades Industriales (4.7.9) en el PGM del municipio de Pradejón y como Instalaciones o construcciones industriales de producción de energía (artículo 26.e) en la Directriz de protección del Suelo No Urbanizable de La Rioja.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. Características generales

El presente documento constituye la memoria del estudio acústico realizado para el Proyecto técnico administrativo de la Repotenciación e Hibridación del Parque Eólico Raposeras. Las características generales del parque eólico actual son las siguientes:

Tabla 2. Características generales del PE Raposeras actual. Fuente: Datos proporcionados por el promotor.

Características generales del PE Raposeras actual	
Potencia nominal unitaria	1,5 MW
Potencia total instalada	39 MW
Numero de aerogeneradores	26
Modelo de aerogenerador	General Electric GE Wind Energy 1,5 sl.
Altura del buje	61,4 m
Diámetro del rotor	77 m
Velocidad de giro del rotor	10-18 r.p.m.

En cuanto a las características generales del PE Raposeras repotenciado, se adjuntan en la tabla siguiente:

Tabla 3. Características generales del PE Raposeras repotenciado. Fuente: Datos proporcionados por el promotor.

Características generales del PE Raposeras Repotenciado	
Potencia nominal unitaria	7 MW
Potencia total instalada	42 MW
Numero de aerogeneradores	6
Modelo de aerogenerador	NORDEX N163/6.X
Altura del buje	98 m
Diámetro del rotor	163 m
Velocidad de giro del rotor	6-11.6 rpm

En el caso de la planta solar, sus características principales son:

Tabla 4. Características generales de la PSFV Raposeras. Fuente: Datos proporcionados por el promotor.

Características generales de la PSFV Raposeras	
Área de vallado	24,96 ha
Potencia nominal instalada	16,64 MW
Inversores	Sungrow SG350HX
Potencia nominal del Inversor	352 kVA/320 kVA
Número de inversores	52
Potencia pico	20,06 MWp
Módulo fotovoltaico	Longi Solar – LR7-72HYD-660M
Potencia del módulo	660 Wp
Número de módulos	30.394

En cuanto al sistema de almacenamiento con baterías, la tabla a continuación muestra sus características generales:

Tabla 5. Características generales de la Instalación de Almacenamiento con Baterías BESS Raposeras. Fuente: Datos proporcionados por el promotor.

Características generales de la BESS Raposeras	
Potencia nominal instalada	5 MW
Nº de inversores total	24
Nº de inversores/contenedor	6
Nº de estaciones de Potencia (skids)	1
Nº de bastidores/armarios de baterías (racks)	48
Nº de contenedores de baterías	4

Además de estas infraestructuras, se desmantelará la torre meteorológica actual del PE, construyéndose una nueva, mientras que las líneas de media tensión de evacuación en 20kV del PE repotenciado, la PSFV Raposeras y el sistema de almacenamiento con baterías BESS, la constituirán tres líneas subterráneas que desembocarán en la subestación de parque, que también se considera como infraestructura adicional a las listadas para el proyecto.

La situación de los aerogeneradores del PE Raposeras actual queda reflejada mediante coordenadas (ETRS89, huso 30) en la siguiente tabla:

Tabla 6. Coordenadas de los aerogeneradores del PE Raposeras actual. Sistema de referencia ETRS89, UTM huso 30. Fuente: Datos proporcionados por el promotor.

PUNTO	COORDENADA X	COORDENADA Y	PUNTO	COORDENADA X	COORDENADA Y
WTG01	581.237	4.682.762	WTG014	581.811	4.685.076
WTG02	581.297	4.682.937	WTG015	581.648	4.683.105
WTG03	581.299	4.683.122	WTG016	581.706	4.683.279
WTG04	581.356	4.683.297	WTG017	581.810	4.683.432
WTG05	581.413	4.683.474	WTG018	581.868	4.683.610
WTG06	581.412	4.683.659	WTG019	581.879	4.683.801
WTG07	581.411	4.683.843	WTG020	582.042	4.683.908
WTG08	581.468	4.684.022	WTG021	582.135	4.684.109
WTG09	581.525	4.684.197	WTG022	582.229	4.684.309
WTG10	581.582	4.684.373	WTG023	582.384	4.684.411
WTG11	581.637	4.684.545	WTG024	582.539	4.684.514
WTG12	581.697	4.684.725	WTG025	582.692	4.684.615
WTG13	581.760	4.684.917	WTG026	582.846	4.684.718

Mientras que las coordenadas de las posiciones de aerogeneradores a repotenciar se localizan en las siguientes coordenadas (ETRS89, Huso 30):

Tabla 7. Coordenadas de los aerogeneradores del PE Raposeras repotenciado. Sistema de referencia ETRS89, UTM huso 30. Fuente: Datos proporcionados por el promotor.

PUNTO	COORD. X	COORD. Y
RAP001	581.364,00	4.682.777,00
RAP002	581.374,66	4.683.244,38
RAP003	581.805,81	4.683.436,95
RAP004	582.063,00	4.683.927,00
RAP005	581.666,73	4.684.359,54
RAP006	581.883,32	4.685.080,75

La PSFV Raposeras estará formada por tres zonas, con sus correspondientes vallados perimetrales, cuyos principales vértices presentan las siguientes coordenadas UTM (sistema de referencia ETRS89, Huso 30 N):

Tabla 8. Coordenadas UTM de los vértices del vallado de la PSFV Raposeras. Fuente: Memoria Proyecto Técnico Administrativo de la Repotenciación e hibridación del PE Raposeras.

CAMPO SOLAR	VÉRTICE	XUTM [m]	YUTM [m]	CAMPO SOLAR	VÉRTICE	XUTM [m]	YUTM [m]
1	1	580 586.57	4 683 743.98	3	64	580 783.12	4 684 472.80
	2	580 586.57	4 683 649.98		65	580 798.25	4 684 457.42
	3	580 594.66	4 683 618.74		66	580 795.81	4 684 440.08
	4	580 597.58	4 683 595.66		67	580 815.86	4 684 422.45
	5	580 597.23	4 683 575.67		68	580 882.75	4 684 368.79
	6	580 597.05	4 683 552.63		69	580 896.92	4 684 367.97
	7	580 596.07	4 683 539.73		70	580 911.14	4 684 367.14
	8	580 597.77	4 683 527.06		71	580 915.88	4 684 366.86
	9	580 598.30	4 683 524.55		72	580 947.14	4 684 364.62
	10	580 601.39	4 683 507.26		73	580 956.22	4 684 399.26
	11	580 606.53	4 683 491.75		74	580 969.49	4 684 432.41
	12	580 616.24	4 683 458.60		75	581 000.94	4 684 461.79
	13	581 063.90	4 683 333.22		76	581 016.11	4 684 439.05
	14	581 064.16	4 683 392.52		77	581 047.41	4 684 418.87
	15	581 129.90	4 683 372.25		78	581 067.44	4 684 426.14
	16	581 134.35	4 683 476.69		79	581 067.88	4 684 454.18
	17	581 134.35	4 683 476.91		80	581 059.05	4 684 471.20
	18	581 134.35	4 683 581.18		81	581 051.25	4 684 489.05
	19	580 987.23	4 683 625.92		82	581 022.56	4 684 505.40
	20	581 058.85	4 684 264.76		83	581 021.47	4 684 524.73
	21	581 054.49	4 684 247.07		84	581 041.20	4 684 538.15
2	22	581 046.11	4 684 232.04		85	581 046.61	4 684 554.13
	23	581 033.60	4 684 208.33		86	581 049.85	4 684 562.35
	24	581 009.95	4 684 184.07		87	581 049.02	4 684 600.50
	25	581 009.82	4 684 115.52		88	581 039.01	4 684 607.50
	26	581 030.48	4 684 106.90		89	581 026.49	4 684 621.52
	27	581 051.95	4 684 096.43		90	580 986.61	4 684 640.02
	28	581 068.38	4 684 078.56		91	580 969.90	4 684 643.35
	29	581 078.83	4 684 076.81		92	580 943.27	4 684 628.83
	30	581 092.19	4 684 073.33		93	580 894.91	4 684 618.02
	31	581 102.51	4 684 060.15		94	580 882.91	4 684 606.04
	32	581 109.59	4 684 046.88		95	580 862.90	4 684 598.75
	33	581 169.43	4 684 032.06				
	34	581 182.56	4 684 018.53				
	35	581 191.23	4 684 014.99				
	36	581 237.23	4 683 997.50				
	37	581 271.72	4 684 008.07				
	38	581 271.95	4 684 059.36				
	39	581 264.64	4 684 087.46				

CAMPO SOLAR	VÉRTICE	XUTM [m]	YUTM [m]	CAMPO SOLAR	VÉRTICE	XUTM [m]	YUTM [m]
	40	581 264.95	4 684 144.24				
	41	581 261.48	4 684 155.14				
	42	581 251.73	4 684 179.57				
	43	581 228.86	4 684 208.38				
	44	581 221.06	4 684 213.41				
	45	581 205.43	4 684 223.51				
	46	581 201.52	4 684 226.03				
	47	581 197.72	4 684 228.55				
	48	581 182.52	4 684 238.61				
	49	581 167.33	4 684 248.65				
	50	581 151.75	4 684 252.53				
	51	581 138.30	4 684 248.08				
	52	581 125.60	4 684 248.27				
	53	581 101.48	4 684 264.72				
	54	580 804.38	4 684 597.85				
	55	580 805.46	4 684 551.46				
	56	580 796.67	4 684 545.50				
	57	580 756.23	4 684 546.30				
	58	580 737.27	4 684 546.18				
	59	580 704.13	4 684 545.98				
	60	580 687.82	4 684 531.99				
	61	580 688.26	4 684 498.06				
	62	580 705.40	4 684 494.84				
	63	580 748.82	4 684 491.13				

Por último, la situación del sistema de almacenamiento con baterías BESS del proyecto queda determinada por las siguientes coordenadas UTM (sistema de referencia ETRS89, Huso 30 N):

Tabla 9. Coordenadas UTM del sistema de almacenamiento con baterías. Fuente: Datos proporcionados por el promotor:

PUNTO	COORDENADA X	COORDENADA Y
BESS	582.223,604	4.685.302,830

Por otro lado, la subestación SET Raposeras 20/66 kV se verá modificada para incorporar los sistemas necesarios para la evacuación de energía del proyecto al completo, sin modificar las dimensiones de su cerramiento perimetral actual ni de

su plataforma ya existente. Esta infraestructura se encuentra localizada en las coordenadas UTM siguientes (sistema de referencia ETRS89, Huso 30 N):

Tabla 10. Coordenadas UTM de los vértices que forman la SET Raposeras. Fuente: Datos proporcionados por el promotor:

PUNTO DE CONEXIÓN		
COORDENADAS	X	Y
ST Raposeras 20/66 kV	580.853	4.682.695

2.2. Ámbito de estudio

El proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras está situado en el área centro-oriental de la Comunidad autónoma de La Rioja, a unos 38 km de la capital de provincia y a unos 3 km al suroeste del País Vasco. Se destaca la presencia de la población de Calahorra a 1,2 km al este del proyecto y la del municipio de Pradejón a 4,5 km al noroeste, en cuyos términos municipales se enclavan la totalidad de las infraestructuras planteadas.

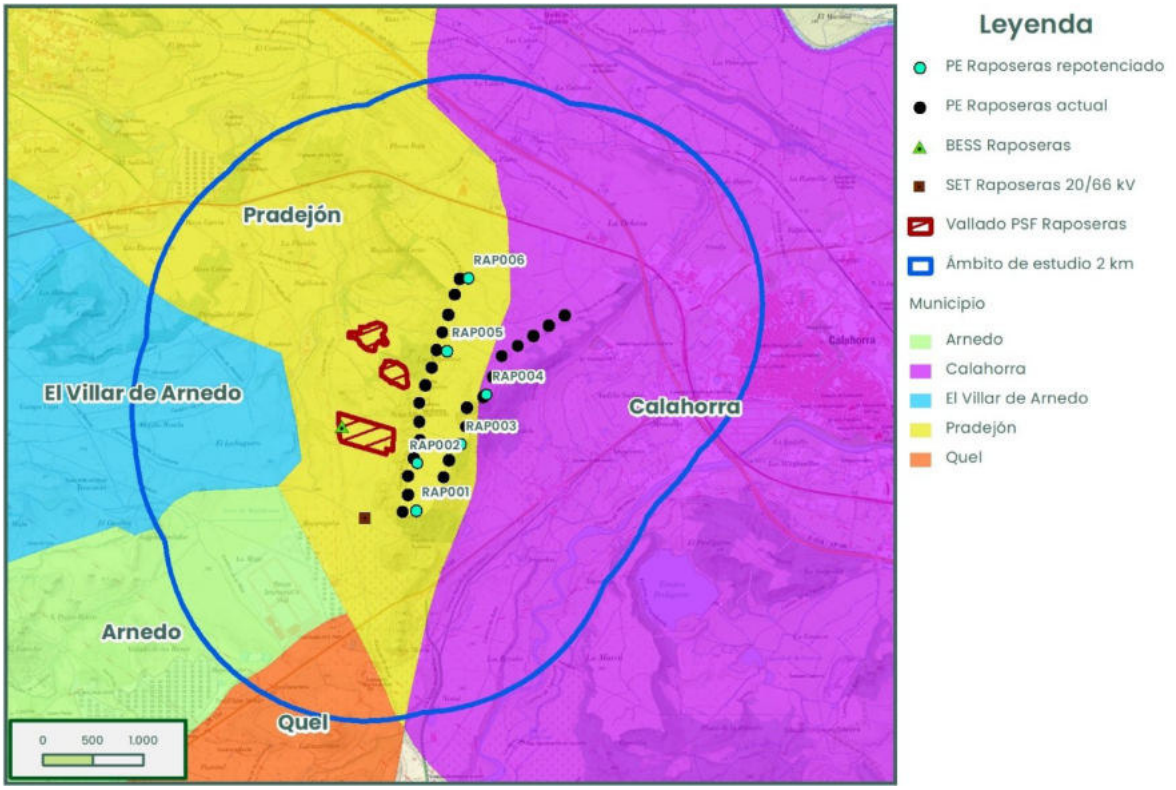


Figura 1.. Ámbito de estudio del proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras. Fuente: IGN

El paisaje es por lo general bastante llano, localizándose tanto el PE Raposeras actual como las nuevas posiciones repotenciadas del parque en un área elevada de orografía muy homogénea, similar a una pequeña meseta cuya altitud oscila entre los 450 y los 500 m.s.n.m. En cambio, la PSFV Raposeras y el sistema de almacenamiento con baterías BESS se sitúan en la zona baja de este accidente geográfico, evitando áreas de mucha pendiente a una altitud de 350-400 m.s.n.m.

Para el caso de la localización del PE, tanto en su situación actual como con respecto a las posiciones repotenciadas, las pendientes son menores al 0-5%, mientras que las parcelas que componen el área de vallado de la PSFV Raposeras presentan un 5-15 % de pendiente, que en algunos casos muy concretos asciende al 25%, ya que se sitúa cercana a áreas donde estos niveles de pendiente aumentan se mantienen en esa cifra debido a la presencia de la ladera cercana al monte donde se localiza el PE. En cuanto al sistema de almacenamiento con baterías, éste también se sitúa en áreas con muy poca o nula pendiente (0-5%).

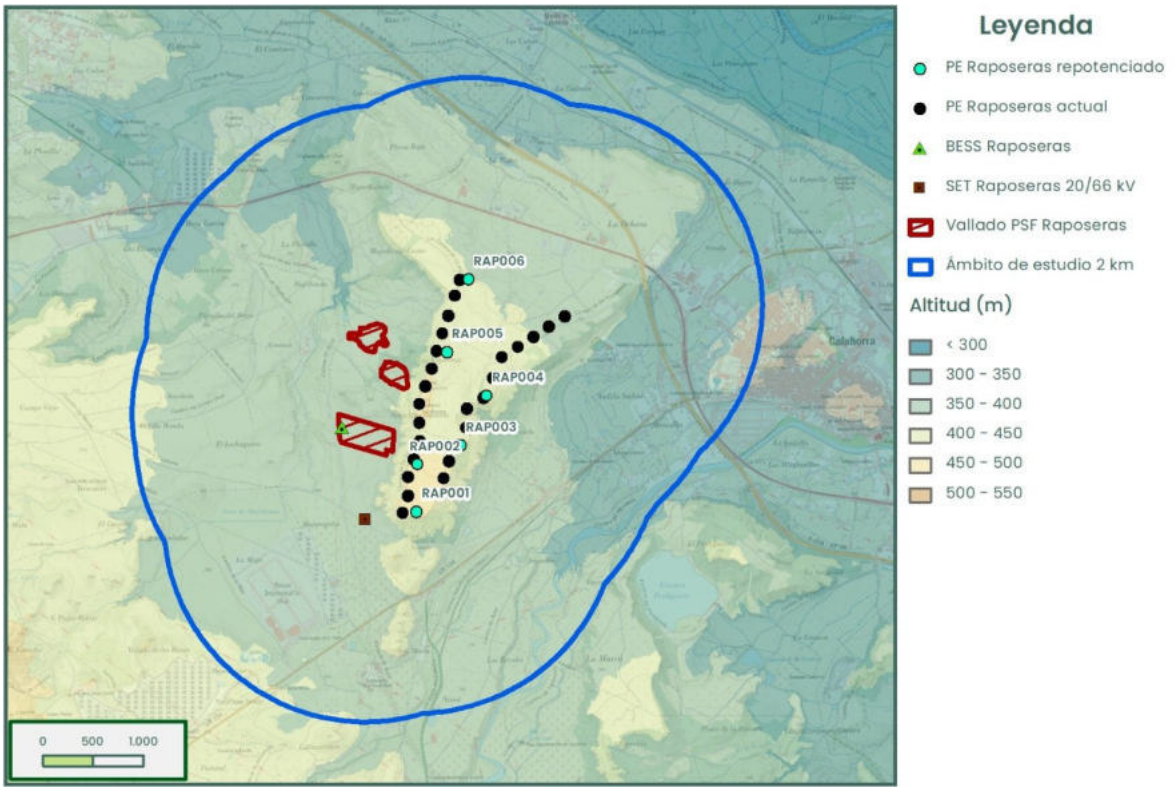


Figura 2. Caracterización de los rangos de altitudes del marco de estudio. Fuente: IGN y elaboración propia.

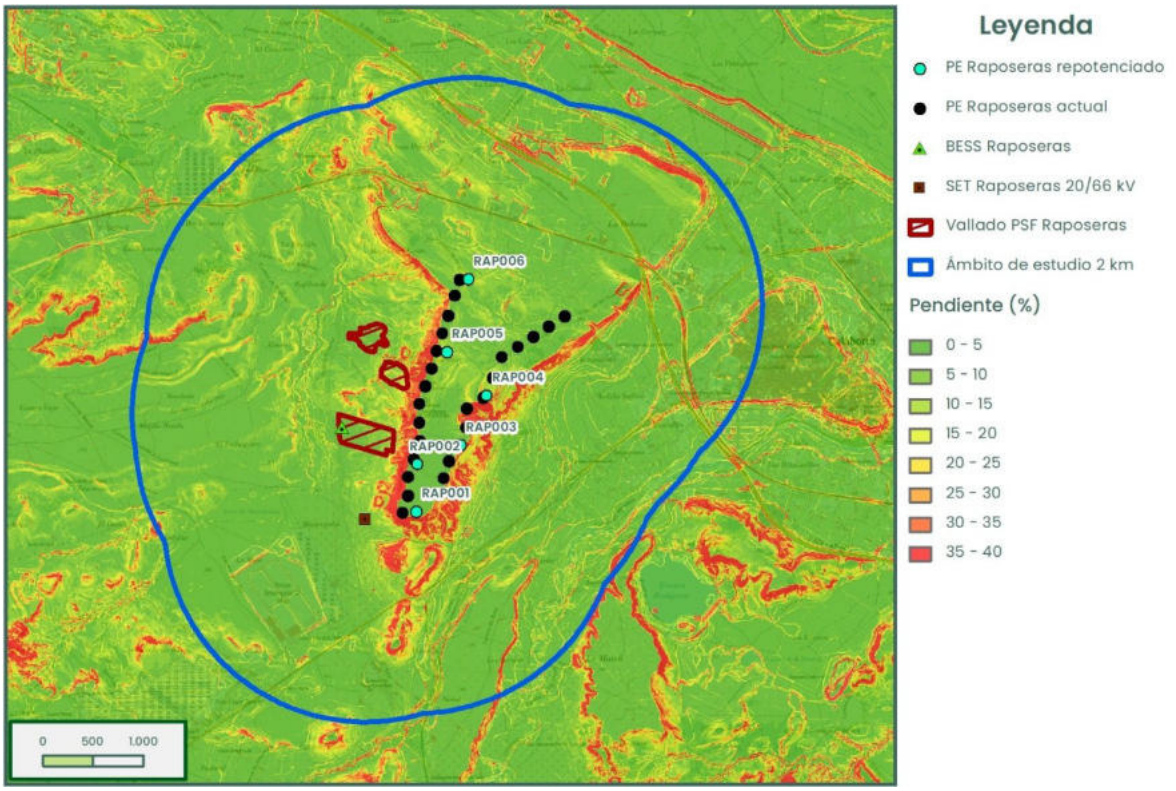


Figura 3. Caracterización de los rangos de pendientes del marco de estudio. Fuente: IGN y elaboración propia.

En cuanto a la vegetación presente, y tomando como base el inventario Corine Land Cover de España (Agencia Europea del Medio Ambiente), el catastro y la ortofotografía de la zona (PNOA máxima actualidad), la totalidad de los terrenos ocupados por el proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras, y su infraestructura de evacuación, se localizan principalmente sobre terrenos agrícolas, tierras de labor en secano y zonas de viñedo, evitando en la medida de lo posible la afección a vegetación natural.

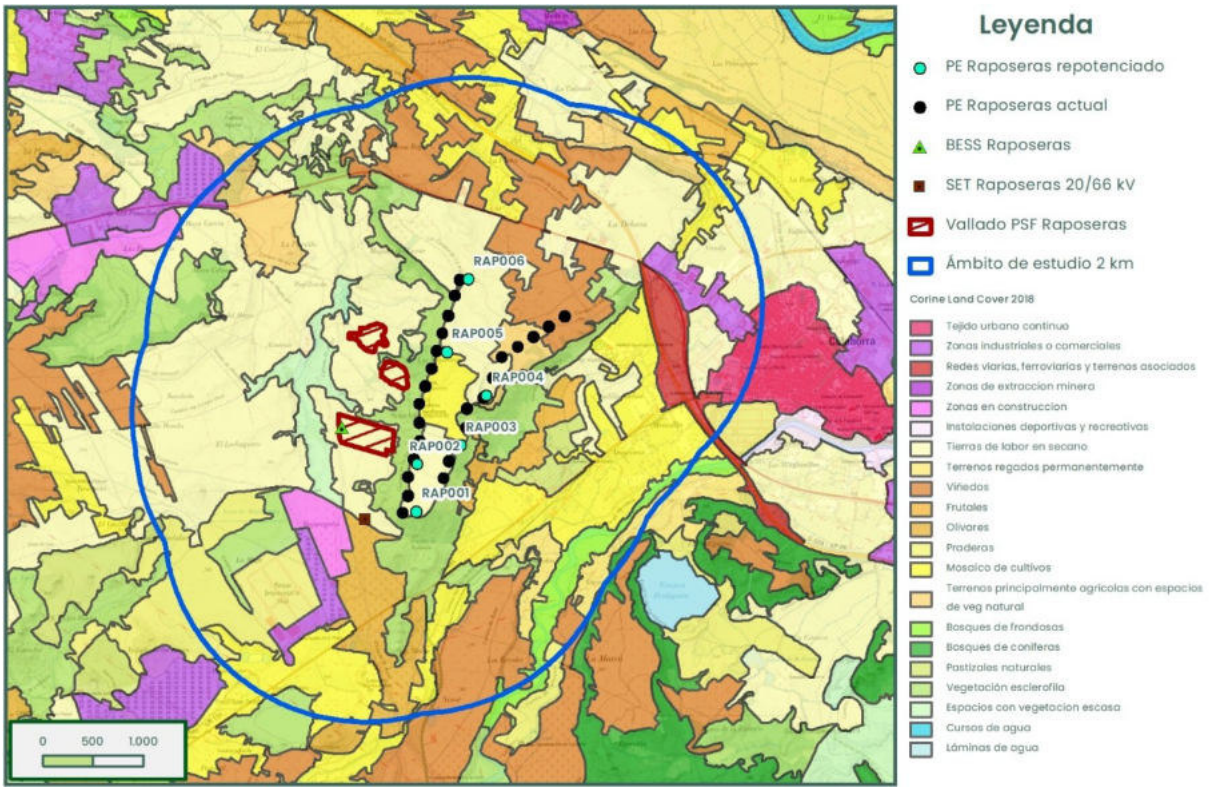


Figura 4. Usos del Suelo en la zona de implantación del proyecto. Fuente: Inventario Corine Land Cover 2018.

Además, el proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras, que se localizan en los términos municipales de Pradejón y Calahorra (La Rioja) se rigen por sendos Planes Generales Municipales; en el caso de Pradejón, aprobado en sesión el 9 de Abril de 2015 y modificado según acuerdo de 30 de enero de 2015 de la Comisión Permanente de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja; y en el caso de Calahorra, aprobado por la Comisión de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja el 10 de noviembre de 2006, adaptado a las entonces vigentes Ley 6/1998, de 13 de abril del Suelo y Valoraciones y Ley 10/1998, de 2 de julio, de Ordenación del Territorio y Urbanismo de La Rioja.

Los terrenos del proyecto se sitúan sobre áreas categorizadas en función de cada uno de los municipios como:

- Padrejón: Suelo No Urbanizable Genérico, con categoría de Protección al Paisaje Agrario.
- Calahorra: Suelo No Urbanizable Genérico.

Por lo que **este caso se encuadra dentro de la tipología "b" de la tabla de objetivos de calidad acústica (ver apartado 1.3.3 de este anejo).** La justificación de la tipología acústica aplicable al ámbito del proyecto y a los receptores analizados se desarrolla en el apartado 4.1 del presente anejo, de acuerdo con la normativa estatal y municipal de referencia.

2.3. Principales focos de ruido

Los focos sonoros asociados al proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras que son objeto de estudio, se han dividido en varias fases operativas:

- Situación preoperacional de la situación actual (PE Raposeras)
- Fase de desmantelamiento del PE Raposeras
- Fase de construcción del proyecto (Repotenciación del PE Raposeras y construcción de la PSFV Raposeras y su sistema de almacenamiento con baterías BESS asociado)
- Situación operacional

A continuación, para cada fase, se exponen los focos de ruido presentes en la zona, las máquinas que se utilizarán en la construcción, así como los equipos en uso en cada una de las fases teniendo en cuenta su importancia y significancia desde un punto de vista acústico.

Para las simulaciones acústicas, se utilizará el valor de potencia acústica más desfavorable para cada equipo.

2.3.1. Situación operacional actual y preoperacional del proyecto

Con objeto de reforzar la caracterización de la situación acústica de partida y aumentar la representatividad del modelo predictivo empleado, se ha tenido en consideración la información procedente de **un estudio de medición acústica en campo realizado sobre el parque eólico Raposeras en su estado actual de funcionamiento** ("Medidas de nivel sonoro para evaluar la afección en el entorno del Parque Eólico Raposeras") que se incluye en el Anexo II de este propio documento.

Dicho estudio experimental se basa en la realización de campañas de medición en puntos representativos del entorno, incluyendo receptores sensibles situados en

las proximidades del parque, tales como edificaciones aisladas, instalaciones de uso terciario y áreas de uso recreativo. Las mediciones fueron efectuadas en condiciones de funcionamiento del parque eólico próximas a régimen nominal, lo que permite disponer de una estimación realista del comportamiento acústico en condiciones desfavorables de operación.

Los resultados obtenidos en estas campañas muestran niveles de inmisión sonora en el entorno comprendidos, de forma general, en intervalos de 40–55 dB(A) en función de la localización del receptor y de las condiciones específicas del ensayo. Estos valores incluyen la contribución conjunta del parque eólico existente y del ruido de fondo ambiental, caracterizado principalmente por la influencia de infraestructuras viarias, condiciones de viento y actividad antrópica difusa.

Debe señalarse que, aunque existe ciertas limitaciones operativas inherentes a este tipo de ensayos, los resultados obtenidos pueden considerarse representativos del escenario acústico real existente en el ámbito de estudio, aportando una visión complementaria a los resultados derivados de la modelización.

La comparación entre los niveles medidos en campo y los obtenidos a partir de la modelización acústica realizada mediante herramienta CADNA, basada en el método CNOSSOS-EU, pone de manifiesto una **coherencia general entre ambos enfoques**, situándose los niveles calculados en rangos similares a los observados experimentalmente. Este hecho permite validar el modelo acústico adoptado y confirmar la adecuación de las hipótesis de partida consideradas para la definición de la situación preoperacional.

En este caso, la situación operacional del proyecto actual, analizándose los principales focos de ruido ya existentes en un ámbito de estudio de 2 km donde destaca la presencia del PE Raposeras actual, además de varios núcleos de población, instalaciones con elementos deportivos, vías de ferrocarril, áreas de explotación minera y varias instalaciones de tipo industrial (principalmente naves industriales, con lo que su impacto acústico es muy bajo), así como una considerable presencia de carreteras. También existen una serie de caminos rurales y de acceso al proyecto, que no suponen afección relevante sobre el confort sonoro.

Las distancias lineales mínimas a los núcleos de población más cercanos al parque eólico existente (teniendo en cuenta los límites más próximos de los aerogeneradores del parque y cuya numeración puede ser consultada en la figura 5) son las siguientes:

Tabla 11. Distancias mínimas a los núcleos de población. Fuente: Elaboración propia.

Municipio	Núcleo	Distancia
Calahorra	Corrales de Valrroyuelo (núcleo deshabitado)	907 m al sureste del aerogenerador 20
	Núcleo urbano de Calahorra	918 m al noreste del aerogenerador 26

También destacan las siguientes vías de comunicación presentes en el entorno:

Tabla 12. Distancias mínimas a vías de comunicación del entorno. Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Tipología	Distancia
LR-482	Carretera provincial	1.825 m al noreste del aerogenerador 26
LR-134	Carretera provincial	765 m al sureste del aerogenerador 1
N-232	Carretera nacional	715 m al norte del aerogenerador 14
LR-282	Carretera provincial	857 m al sur del aerogenerador 1
E-804/AP-68	Autopista	835 m al este del aerogenerador 26

En términos de instalaciones industriales del entorno, se encuentran los siguientes en el ámbito de estudio:

Tabla 13. Distancias mínimas a las instalaciones industriales del entorno. Fuente: Elaboración propia.

Tipología	Distancia	Tipología	Distancia
Nave	1.900 m al noroeste del vallado de la PSFV	Nave	1.670 m al este del aerogenerador 26
Nave	1.850 m al noroeste del vallado de la PSFV	Nave	1.705 m al este del aerogenerador 26
Nave	1.370 m al noroeste del vallado de la PSFV	Nave	1.560 m al este del aerogenerador 26
Nave	1.200 m al noroeste del vallado de la PSFV	Nave	1.615 m al este del aerogenerador 26
Nave	865 m al noroeste del vallado de la PSFV	Nave	1.570 m al este del aerogenerador 26

Tipología	Distancia
Nave	840 m al noroeste del vallado de la PSFV
Nave	777 m al norte del aerogenerador 14
Nave	720 m al norte del aerogenerador 26
Nave	660 m al norte del aerogenerador 26
Nave	1.310 m al norte del aerogenerador 26
Nave	1.010 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.030 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.060 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.170 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.360 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.215 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.410 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.570 m al noreste del aerogenerador 26
Nave	1.820 m al este del aerogenerador 26
Nave	1.475 m al este del aerogenerador 26
Nave	835 m al sureste del aerogenerador 24
Nave	1.450 m al sureste del aerogenerador 24
Nave	1.415 m al sureste del aerogenerador 24
Nave	1.360 m al sureste del aerogenerador 20
Nave	1.320 m al sureste del aerogenerador 20
Nave	1.085 m al sureste del aerogenerador 20
Nave	1.205 m al sureste del aerogenerador 17
Nave	740 m al sureste del aerogenerador 1
Granja	1.965 m al noroeste del vallado de la PSFV
Granja	1.950 m al noroeste del vallado de la PSFV
Granja	1.960 m al suroeste del aerogenerador 1
Silo	820 m al noroeste del vallado de la PSFV
Silo	800 m al noroeste del vallado de la PSFV
Silo	1.560 m al sureste del aerogenerador 18

Y en cuanto a otras infraestructuras del entorno, existen varias zonas categorizadas como “instalaciones deportivas” en dirección este del PE Raposeras existente que se listan a continuación:

Tabla 14. Distancias mínimas a instalaciones deportivas existentes en el entorno. Fuente: Elaboración propia.

Tipología	Nombre	Distancia
Zona deportiva	Polideportivo Municipal Juventud	395 m al sureste del aerogenerador 26
Zona deportiva	Complejo deportivo municipal La Planilla	800 m al sureste del aerogenerador 17
Campo de fútbol	-	815 m al este del aerogenerador 15
Pista deportiva	-	795 m al sureste del aerogenerador 17
Pista deportiva	-	1.090 m al sureste del aerogenerador 17
Pista deportiva	-	1.200 m al sureste del aerogenerador 17
Pista deportiva	-	1.365 m al sureste del aerogenerador 20
Pista deportiva	-	770 m al sureste del aerogenerador 25
Pista deportiva	-	1.215 m al sureste del aerogenerador 25
Pista deportiva	-	1.300 m al sureste del aerogenerador 25
Pista deportiva	-	1.345 m al este del aerogenerador 26
Pista deportiva	-	1.725 m al este del aerogenerador 26
Pista deportiva	-	1.770 m este del aerogenerador 26
Pista deportiva	-	1.720 m este del aerogenerador 26
Pista deportiva	-	1.755 m este del aerogenerador 26
Pista deportiva	-	1.795 m este del aerogenerador 26

En cuanto a industrias extractivas, se localiza un área de explotación minera en uso, de tipo gravera, a unos 1.415 m al noreste del aerogenerador 14. En cuanto a vías férreas, encontramos a unos 1.880 metros al norte del aerogenerador 26 el tramo de ferrocarril convencional de la línea Casetas-Bilbao.

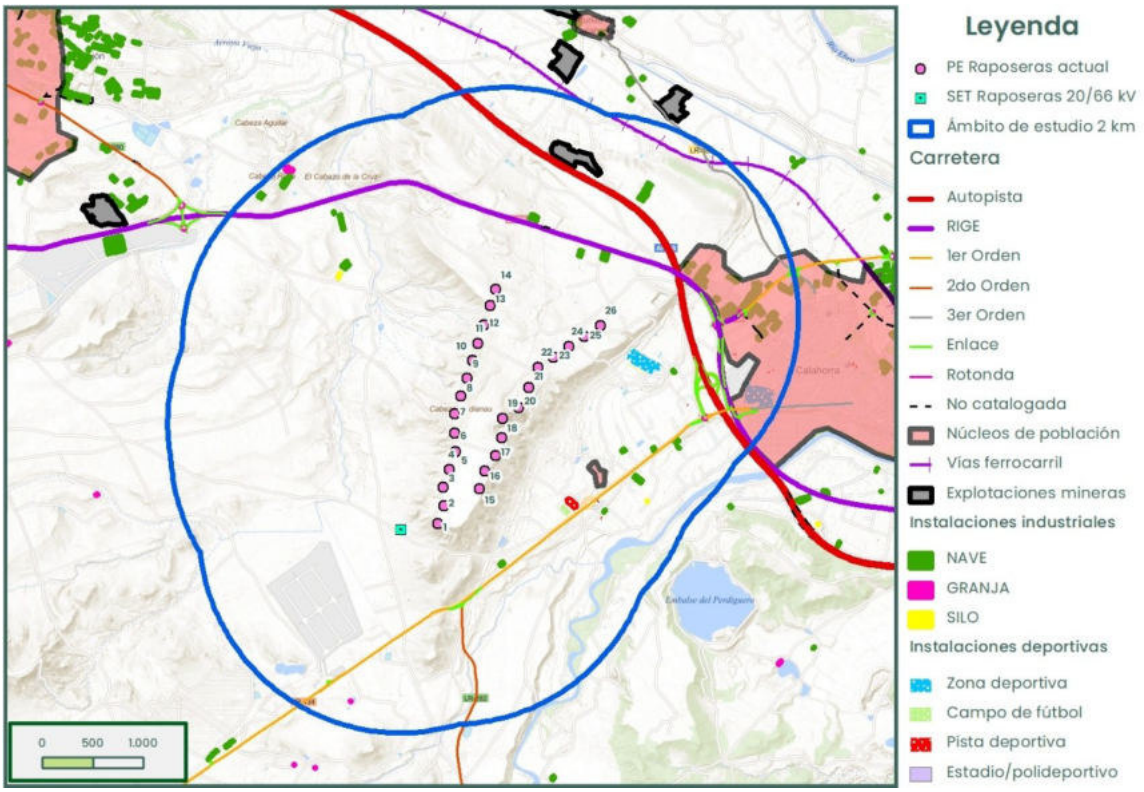


Figura 5. Situación operacional actual del proyecto. Fuente: BTN25.

2.3.2. Fase de desmantelamiento del PE Raposeras

En esta fase del proyecto se procederá a realizar las actuaciones siguientes:

- Desmantelamiento de aerogeneradores.
- Desmantelamiento de la torre de medición actual.
- Desmantelamiento de las cimentaciones.
- Desmantelamiento de las plataformas de desmontaje y viales de acceso.
- Desmantelamiento de la red subterránea de media tensión.

Durante este proceso, debe tenerse en cuenta que se va a aprovechar al máximo la infraestructura ya existente para la ejecución del nuevo parque eólico proyectado, pero se llevarán a cabo una serie de acciones de forma general que incluyen:

- Desmontaje de palas, góndola y torre de los aerogeneradores.
- Traslado de infraestructuras a taller para su desmantelamiento.
- Picado y eliminado parcial de la cimentación existente.
- Restauración de viales.
- Retirada de cableado y aprovechamiento de zanjas de media tensión.

Ello producirá una afección acústica sobre el entorno, derivada del uso de maquinaria para realizar los procesos descritos, entre la que pueden utilizarse de manera general equipos como: camiones de transporte, grúas, martillos neumáticos, retroexcavadoras, etc....

2.3.3. Fase de construcción del proyecto

El desarrollo de esta fase se basa en la realización de los trabajos siguientes:

- Fase 1. Preparación del terreno y montaje de una zona para la recepción de materiales.
- Fase 2. Construcción propiamente dicha (excavaciones de zanjas y zapatas, hincados de perfiles, hormigonados, izado de nacelle, tubos y palas, instalaciones eléctricas, etc.)

Las principales fuentes de ruido en la construcción del proyecto global se producirán por:

- Maquinaria pesada: Excavadoras, grúas, camiones y otros vehículos pesados necesarios para el movimiento de tierra y el transporte de materiales.
- Construcción de estructuras de soporte: Instalación de pilotes y zapatas de los aerogeneradores.
- Montaje de paneles solares y aerogeneradores: Uso de herramientas eléctricas y maquinaria para el ensamblaje y montaje.
- Obras civiles: Incluye la construcción de caminos, cimientos y otras infraestructuras necesarias.
- Operaciones de soldadura y corte: Utilizadas en la instalación de estructuras metálicas y conducciones eléctricas.

Tabla 15. Equipos de trabajo susceptibles de generar ruido e intervalos de potencias de emisión estimadas. Fuente: Departament For Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA), 2004.

Maquinaria	Lw dB (estimativos)	Fases
Motocompresor	90-95	1
Desbrozadora ligera	75-85	1
Camión	80-90	1 y 2
Vehículo	70-90	1 y 2
Grúa	90-100	1 y 2
Martillo	87-95	1 y 2

Maquinaria	Lw dB (estimativos)	Fases
Niveladora	87-95	1
Retroexcavadora	84-93	2
Martillo neumático	103-120	2
Hincadora	102-111	2
Sierra de cortar	99-110	2

El ruido en esta fase estará localizado en la zona de proyecto, pero será variable en función de la maquinaria usada en cada momento.

2.3.4. Situación operacional

Este tercer escenario de cálculo corresponde al análisis del grado de contaminación acústica de la situación operacional prevista, que **incluirá por un lado la evaluación de la emisión de la actividad global del proyecto**, que incluye la actividad tanto del Parque Eólico Raposeras repotenciado como la PSFV Raposeras y el Sistema de Almacenamiento por Baterías BESS hibridado a la planta, **mientras que por otro lado, se tendrá en cuenta la evaluación del conjunto total de emisores incluidos en el ámbito de estudio**, en este caso añadiendo a la situación anterior el conjunto de instalaciones de generación de energía renovable cercanos al proyecto.

El ruido estará provocado primeramente por el funcionamiento de los aerogeneradores, que tiene su origen en dos fuentes distintas. Por un lado, el ruido aerodinámico de las palas en su interacción con el viento debido al sonido silbante, "ruido blanco", que puede oírse en las proximidades de un aerogenerador a velocidades de viento relativamente bajas, así como el ruido en el borde de salida (posterior) de las palas y que es mayor cuanto mayor sea la intensidad del viento. Existe también el ruido mecánico proveniente de los componentes de la máquina, pero que es prácticamente imperceptible desde el suelo en las máquinas actuales.

En segundo lugar y en menor medida, aparecen otras fuentes de ruido asociadas al proyecto, en este caso las correspondientes a la planta solar fotovoltaica durante su funcionamiento, así como los sistemas de almacenamiento con baterías y la subestación del proyecto, que cuentan con inversores que generan ruido electromagnético y mecánico debido a componentes como ventiladores y transformadores internos. Los propios transformadores de las subestaciones

también emiten un ruido mecánico debido a la vibración de las bobinas y el núcleo magnético, así como a diversos sistemas de refrigeración de estas instalaciones usados para mantener los equipos a una temperatura operativa adecuada y que utilizan ventiladores y unidades de aire acondicionado que generan ruido mecánico.

Al considerar como fuentes de ruido todos los proyectos de generación de energías renovables cercanos al proyecto objeto de estudio, incluyéndose: parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento con baterías en un radio de 2 km, se considerará el resultado conjunto del funcionamiento previsible en el futuro de los proyectos existentes y en tramitación, así como su efecto acústico sobre las poblaciones circundantes, lo que podría provocar un efecto acumulativo acústico en el área de estudio considerada.

Por tanto, se tendrán en cuenta los siguientes proyectos existentes en el modelo de cálculo:

Tabla 16. Proyectos existentes en el entorno de estudio en la situación operacional. Fuente: BTN25, SABIA y portales de información pública de expedientes de la Comunidad autónoma de la Rioja.

Nombre	Distancia	Estado
PSFV Cabezo Royo	1.930 m al noroeste	Proyecto construido
Huerto Solar "Calahorra"	775 m al norte	Proyecto construido
PSFV La Maja	960 m al sur	Proyecto construido

En este caso particular, el ámbito de estudio considerado no presenta proyectos adicionales en proceso de tramitación de los cuales se tenga constancia o información pública relevante, por lo que el impacto derivado de las sinergias con otros proyectos en la zona se limita a los posibles efectos que puedan causar las instalaciones ya existentes en funcionamiento y listadas en la tabla anterior.

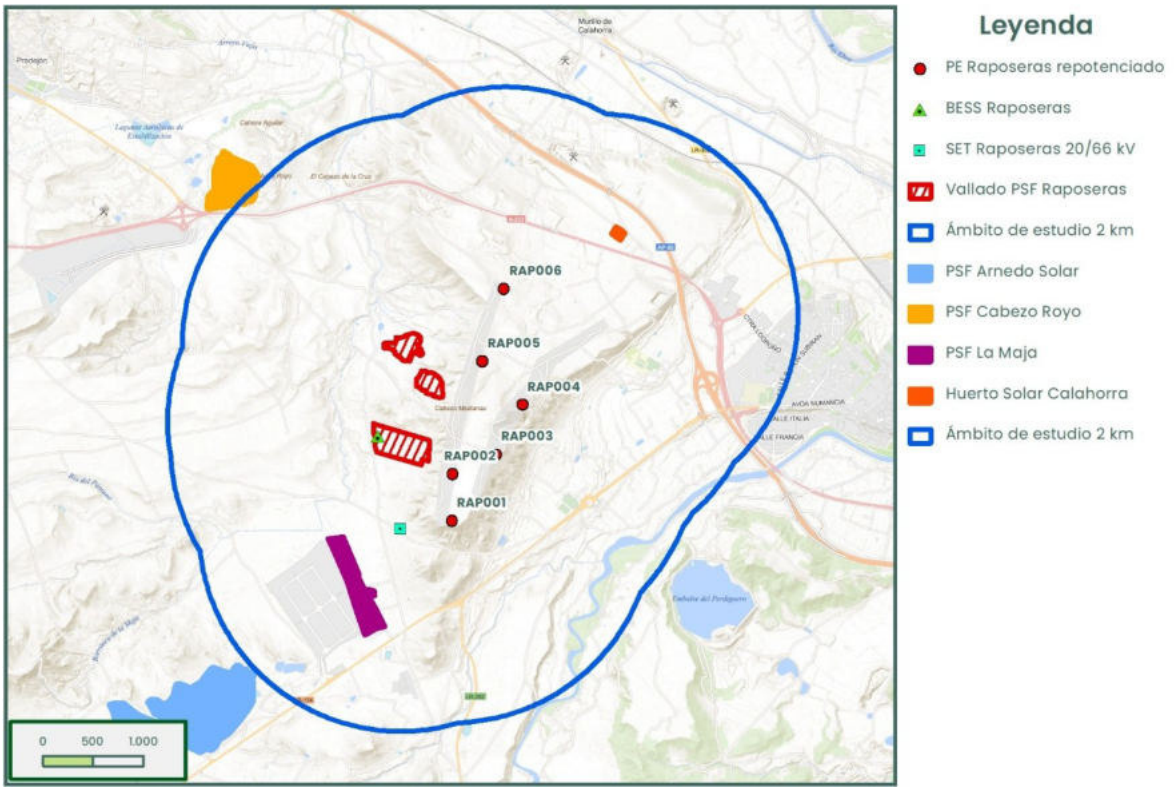


Figura 6. Situación operacional futura del proyecto. Fuente: BTN25, SABIA y portales de información pública de expedientes de la Comunidad autónoma de la Rioja.

El **Nivel de Potencia Sonora** se obtiene a partir de la hoja técnica de los equipos empleados. Para los aerogeneradores (**fabricante NORDEX, modelo N163 de potencia unitaria 7 MW**) se establece un nivel de potencia sonora máximo de **109,4 dB(A)**, correspondiente al modo de funcionamiento nominal y a las condiciones más desfavorables de operación, conforme a la documentación técnica del fabricante. Por su parte, para el sistema de almacenamiento de baterías **BESS**, se adopta un nivel de potencia sonora de **82,6 dB(A)** en el caso más desfavorable.

3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACÚSTICA EN LAS DIFERENTES FASES

Tras la descripción y análisis de los componentes que acústicamente tienen importancia sobre el área de estudio, se han realizado las simulaciones acústicas para poder comparar, estudiar y evaluar los niveles acústicos resultantes, con los valores límite de aplicación.

3.1. Metodología para la modelización de los mapas sonoros

En primer lugar, se procede a la modelización de la situación preoperacional mediante el programa CADNA Versión 2020 ©DataKustik GmbH. Dicho software emplea el método común europeo de evaluación del ruido ambiental denominado CNOSSOS-EU, acrónimo procedente de la denominación "Common NOise aSSessment methOdS". Este programa es un referente en la modelización acústica y ha sido validado a nivel europeo ("Guías para el cálculo y medida del ruido de transporte ferroviario 1996") por el Ministerio de Vivienda, Planificación Territorial, 20 de noviembre 1996, recomendado por la Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre evaluación y gestión del ruido ambiental en su Anexo II y por el Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.

Tras crear un modelo digital del terreno en 3D de la zona objeto de estudio empleando un Sistema de Información Geográfica (SIG) en el que se representa la información cartográfica de interés, se proceden a introducir las fuentes acústicas en el modelo considerando las diferentes alturas sin variación de la topografía, permitiendo el cálculo en los tres ejes X, Y y Z.

En las condiciones de transmisión se ha tenido en cuenta una temperatura de 10 ºC y una humedad relativa de 70 %, mientras que en la absorción del aire y correcciones del espectro de frecuencia se ha establecido de acuerdo a la normativa de referencia.

El número de reflexiones (orden) es de 3, mientras que el grado de absorción del terreno exceptuando el tronco de las infraestructuras y zonas urbanas, se toma como 1 (suelo blando).

La evaluación acústica se ha tenido en cuenta en base al nivel sonoro ponderado en A, tal y como se establece en el Real Decreto 1367/2007.

Se han despreciado otras fuentes de emisión sonora de menor entidad.

Finalmente se obtiene la distribución aproximada de las curvas isófonas en distintos puntos receptores, situados a una altura fija, y separados a una distancia constante entre ellos.

Al ser los mismos los valores de referencia del período de día que el de tarde se ha elaborado los mapas de isófonas teniendo en cuenta el período diurno (7 a 23 horas) y el período nocturno de (23 a 7 horas).

El radio de cálculo o grid de cálculo considerado ha sido de una altura de 4 metros, siguiendo lo indicado en la normativa de referencia, y con un paso de malla de 4x4 metros. Así mismo, los receptores acústicos se han definido a 4 metros de altura, para obtener, de forma concreta, los niveles acústicos que se alcanzan en puntos concretos.

Para simular las fuentes de ruido consideradas, se ha tenido en cuenta un régimen de funcionamiento de máxima emisión acústica, para simular la situación más desfavorable. Así, partiendo de los datos de niveles de potencia sonora, se han caracterizado cada uno de los focos.

Para la creación del modelo predictivo, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- El horario de trabajo durante las fases de desmantelamiento del PE actual y la construcción del proyecto se plantea de 08.00 a 17.00, correspondiéndose al periodo día – indicador Ld- desde un punto vista acústico. En su fase de operatividad del proyecto, la emisión acústica del parque eólico se plantea las 24 horas del día, mientras que para la planta se establece durante las horas de luz solar.
- **Los focos de ruido**, por su propia configuración, funcionalidad y características**, se consideran focos fijos durante la fase de operatividad del proyecto**, por lo que para su disposición, y dado que son focos con

niveles de emisión elevados, se situarán en las posiciones ocupadas por los aerogeneradores, **a excepción de aquellos focos correspondientes a las diferentes máquinas** encargadas de la construcción del proyecto, **que se consideran como focos en movimiento** que se situarán alrededor de las áreas de trabajo a las que son asignadas.

3.2. Situación operacional actual y preoperacional del proyecto

Como resultado de la modelización en la situación preoperacional se obtiene un mapa sonoro en el cual aparece una distribución de isófonas (igual sonoridad) que van desde los 30 dB hasta las mayores de 65 dB(A) en el período diurno y en el período nocturno, cuyo foco de ruido principal lo constituye el PE Raposeras actualmente en funcionamiento, las carreteras incluidas dentro del entorno de estudio, sobre todo la autovía E-804/AP-68 y las plantas solares actualmente en funcionamiento dentro del ámbito de estudio (2 km) **(Ver PLANO 02. Situación operacional actual y preoperacional del proyecto).**

El nivel esperado para las poblaciones y edificaciones más cercanas a las diferentes infraestructuras consideradas en el ámbito de estudio se analiza en la tabla siguiente:

Tabla 17. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas, durante la fase operacional actual y preoperacional del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

Elemento emisor	Elemento receptor	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
Carretera LR-482	**Calahorra**	**380**	**35-55**	**Valor máximo detectado fuera de edificaciones cercanas**	**Límite**
Carretera LR-482	Edificaciones aisladas varias	Variable (10-50)	35-50	-	SI
Carretera LR-134	**Calahorra**	**Colindante**	**35-55**	**Influenciado por presencia de carretera de nivel primario**	**Límite**
Carretera LR-134	Edificaciones aisladas varias	Variable (10-50)	35-50	-	SI

Elemento emisor	Elemento receptor	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
Carretera LR-134	Instalaciones industriales	Variable (10-50)	35-45	-	SI
Carretera N-232	**Calahorra**	**190**	**35-55**	**Influenciado por presencia de carretera de nivel primario**	**Límite**
Carretera N-232	Edificaciones aisladas varias	Variable (10-50)	35-50	-	SI
Carretera N-232	Instalaciones industriales	Variable (10-50)	35-45	-	SI
Carretera LR-282	Edificación aislada	20	40-45	-	SI
Carretera E-804/AP-68	**Calahorra**	**480**	**40-65**	**Valor máximo detectado fuera de edificaciones cercanas**	**NO**
Carretera E-804/AP-68	Instalaciones industriales	Variable (10-50)	40-45	-	SI
Carretera E-804/AP-68	Edificaciones aisladas varias	Variable (10-50)	40-50	-	SI
Huerto Solar "Calahorra"	Edificación aislada	160	35-45	Influenciado por carreteras	SI
PSFV Cabezo Royo y SET asociada	Edificaciones aisladas varias	Variable (10-20)	35-50	-	SI
PSFV Cabezo Royo y SET asociada	Instalaciones industriales	35	35-45	-	SI
PSFV La Maja y SET asociada	Edificación aislada	45	40-45	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 1	140	40-45	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 2	98	45-50	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 3	320	35-40	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 4	340	35-40	-	SI

Elemento emisor	Elemento receptor	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 5	520	35-40	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Polideportivo Municipal Juventud	395	35-40	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 6	480	35-40	-	SI
PE Raposeras actual y SET asociada	Edificación aislada 7	525	35-40	-	SI
SET Quel	Edificaciones aisladas varias	325	35-40	Influenciado por carreteras	SI

Tras el análisis realizado, se destacan en la situación preoperacional de estudio la influencia de las carreteras sobre la cercana población de Calahorra, que según los datos de estudio sufre en algunos puntos valores límite o superiores a la legislación vigente en áreas muy alejadas del proyecto que se corresponden con zonas urbanas.

La situación actual del PE Raposeras no muestra valores límite o superiores a la legislación en puntos receptores de importancia en el ámbito de estudio (como pueda ser el Polideportivo Municipal Juventud o las edificaciones aisladas más cercanas a los aerogeneradores), por lo que **el impacto acústico se estima compatible** con la actividad normal desarrollada en el entorno.

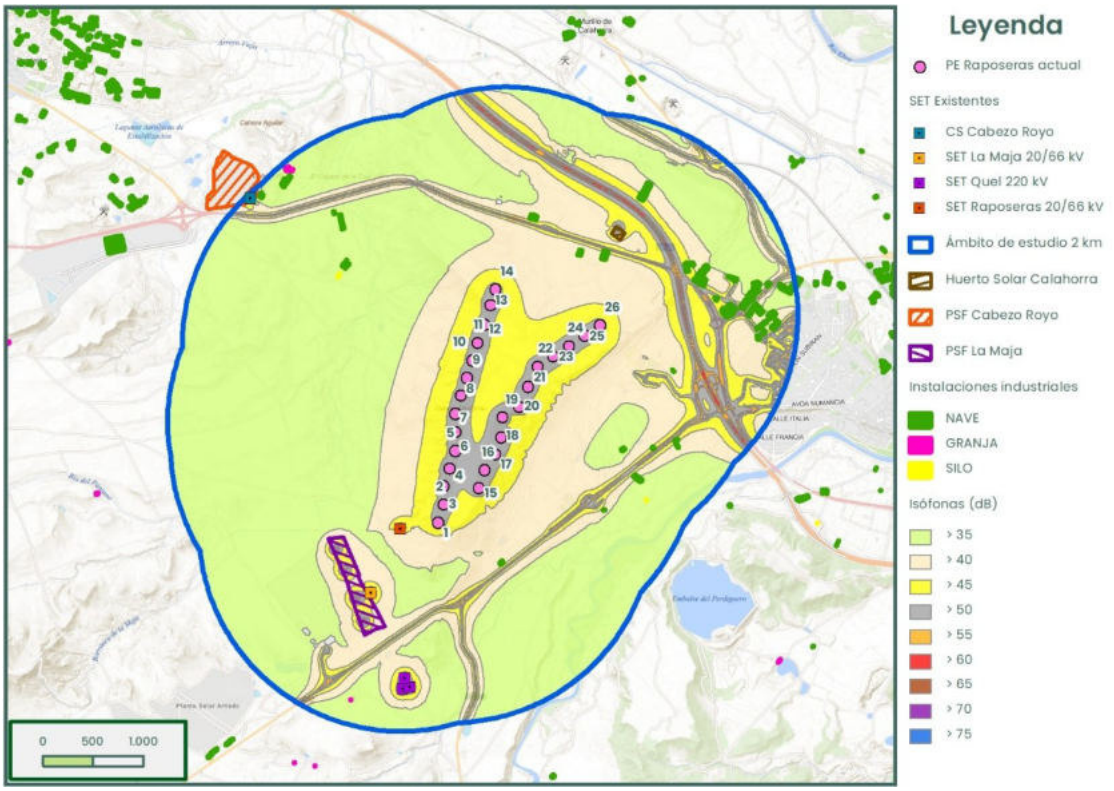


Figura 7. Zonificación acústica del ámbito de estudio en la situación operacional actual y preoperacional del proyecto. Fuente: Elaboración propia, IGN

3.3. Fase de desmantelamiento del PE Raposeras

Para esta fase del proyecto también se obtiene un mapa sonoro con distribución de isófonas (igual sonoridad) que van desde los 30 dB hasta las mayores de 65 dB(A) en el período diurno y en el período nocturno **(Ver PLANO 03. Mapa sonoro desmantelamiento PE Raposeras).**

En este caso, se ha centrado el modelo de cálculo en los aerogeneradores del PE Raposeras actual, incluyendo en el análisis las máquinas y equipos que intervienen en los procesos descritos en el **apartado 2.3.2 Fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual**, trabajando al unísono en el área de trabajo alrededor de las posiciones de los aerogeneradores y considerando la actividad de la SET Raposeras 20/66 kV actualmente existente, representando así la situación más desfavorable posible en esta fase.

El nivel esperado para las poblaciones y edificaciones más cercanas al punto de construcción de las infraestructuras consideradas es el siguiente:

Tabla 18. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual. Fuente: Elaboración propia.

Población afectada	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
Calahorra	**930**	**35-55**	**Influenciado por presencia de carretera de nivel primario**	**Límite**
Corrales de Valrroyuelo (núcleo deshabitado)	900	40-45	Influenciado por carreteras	SI
Edificación aislada 1	**140 (del aerogenerador 21)**	**50-55**	**Edificaciones no residenciales de ocupación no permanente y de carácter agrícola**	**Límite**
Edificación aislada 2	**98 (del aerogenerador 22)**	**55-60**	**Edificaciones no residenciales de ocupación no permanente y de carácter agrícola**	**NO**
Edificación aislada 3	320	45-50	-	SI
Edificación aislada 4	340	40-45	-	SI
Edificación aislada 5	520	40-45	-	SI
Polideportivo Municipal Juventud	395	35-45	-	SI
Edificación aislada 6	480	35-40	-	SI
Edificación aislada 7	525	35-40	-	SI
Complejo deportivo municipal La Planilla	800	40-45	Influenciado por carreteras	SI

Tras el análisis realizado, **se destaca en la fase de desmantelamiento del proyecto la existencia de edificaciones aisladas de uso no residencial (de uso agrícola) en las cercanías de los aerogeneradores a desmantelar que sufren valores límite o superiores a los establecidos según la legislación vigente.** Como se ha indicado

anteriormente, el escenario modelizado responde a una hipótesis conservadora/máximo desfavorable. Además, las superaciones son puntuales y temporales.

Puntualizar al respecto del núcleo de población denominado "Corrales de Valroyuelo" que según información del Instituto Nacional de Estadística (INE), este núcleo de población está reconocido cartográficamente como entidad o paraje, pero no tiene población censada; es común en La Rioja y otras regiones que se registren corrales, majadas o caseríos históricos como entidades diseminadas, aunque hoy estén despoblados

Es necesario reseñar que estas edificaciones son de carácter agrícola, no están habitadas de forma permanente y durante los trabajos de desmantelamiento de los aerogeneradores del PE Raposeras, se tendrán en cuenta medidas de control acústico para evitar afecciones importantes, adaptándose las fechas y horarios de trabajo para disminuir el posible impacto causado en la medida de lo posible.

Por tanto, **el impacto acústico en esta fase se estima compatible** con la actividad normal desarrollada en el entorno, **pero deberá atenderse a las directrices establecidas en el Plan de Vigilancia Ambiental del proyecto** con el objetivo de que no se causen afecciones acústicas relevantes en los puntos receptores cercanos a las zonas donde se llevarán a cabo los trabajos de desmantelamiento.

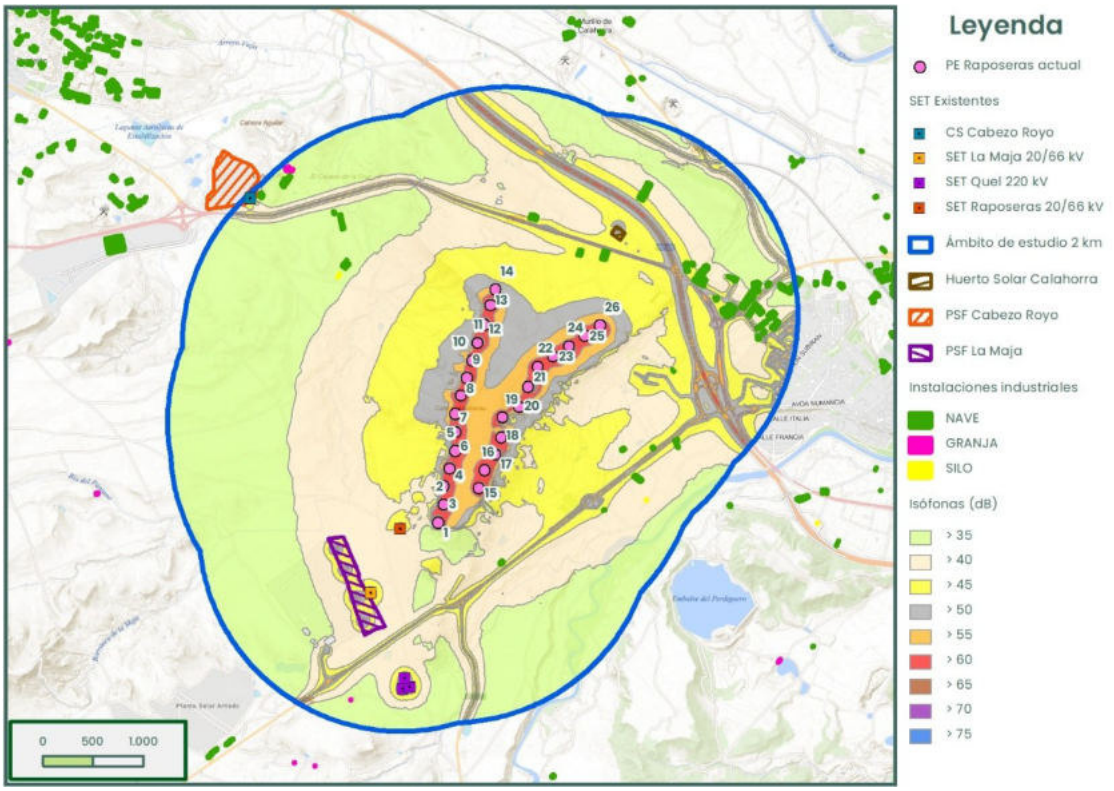


Figura 8. Zonificación acústica del ámbito de estudio durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual. Fuente: Elaboración propia, IGN

3.4. Fase de construcción del proyecto

Para esta fase del proyecto también se obtiene un mapa sonoro con distribución de isófonas (igual sonoridad) que van desde los 30 dB hasta las mayores de 65 dB(A) en el período diurno y en el período nocturno. Los resultados obtenidos pueden consultarse en el **PLANO 04. Fase de construcción del proyecto.**

En este caso, se ha centrado el modelo de cálculo en los aerogeneradores del PE repotenciado, la planta solar y el sistema de almacenamiento con baterías BESS, incluyendo en el análisis algunas de las máquinas y equipos descritos en el **apartado 2.3.3 Fase de construcción del proyecto**, trabajando al unísono en el área de trabajo alrededor de las posiciones de los aerogeneradores y considerando la actividad de la SET Raposeras 20/66 kV actualmente existente, representando así la situación más desfavorable posible en esta fase.

El nivel esperado para las poblaciones y edificaciones más cercanas al punto de construcción de las infraestructuras consideradas es el siguiente:

Tabla 19. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase de construcción del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

Población afectada	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
Calahorra	**1.700 del RAP006**	**35-55**	**Influenciado por presencia de carretera de nivel primario**	**Límite**
Corrales de Valrroyuelo (núcleo deshabitado)	900 del RAP004	35-45	Influenciado por carreteras	SI
Edificación aislada 1	230 del RAP004	45-50	Edificaciones no residenciales de ocupación no permanente y de carácter agrícola	SI
Edificación aislada 2	460 del RAP004	40-45	Edificaciones no residenciales de ocupación no permanente y de carácter agrícola	SI
Edificación aislada 3	730 del RAP006	35-40	-	SI
Edificación aislada 4	970 del RAP006	35-40	-	SI
Polideportivo Municipal Juventud	1.150 del RAP004	35-45	-	SI
Edificación aislada 6	890 del RAP004	30-35	-	SI
Edificación aislada 7	570 del RAP004	35-40	-	SI
Complejo deportivo municipal La Planilla	800 del RAP003	40-45	Influenciado por carreteras	SI

Tras el análisis realizado, se comprueba que las **edificaciones y receptores sensibles identificados en el entorno del proyecto se encuentran a distancias suficientes respecto a las zonas de actuación**, sumado que la mayoría son aisladas de uso no residencial (probablemente de uso agrícola), lo que permite

garantizar que los **niveles de inmisión sonora generados durante la fase de construcción se mantienen por debajo de los valores límite establecidos en la legislación vigente**.

En particular, aunque durante las primeras fases de obra puedan registrarse mayores emisiones acústicas asociadas al uso de maquinaria de mayor potencia, la **atenuación del sonido con la distancia y el carácter puntual y temporal de las actuaciones** hacen que dichos niveles no supongan superaciones en los receptores analizados.

Asimismo, las edificaciones presentes en el entorno, en su mayoría asociadas a usos agrícolas, presentan una **ocupación limitada**, lo que reduce adicionalmente la potencial afección acústica durante esta fase.

En consecuencia, se concluye que el **impacto acústico derivado de la fase de construcción del proyecto es COMPATIBLE**, no suponiendo un incremento significativo respecto a las condiciones acústicas preoperacionales del entorno.

No obstante, y de forma preventiva, se deberá atender a las directrices establecidas en el **Plan de Vigilancia Ambiental**, con el objeto de minimizar posibles molestias puntuales durante la ejecución de las obras.

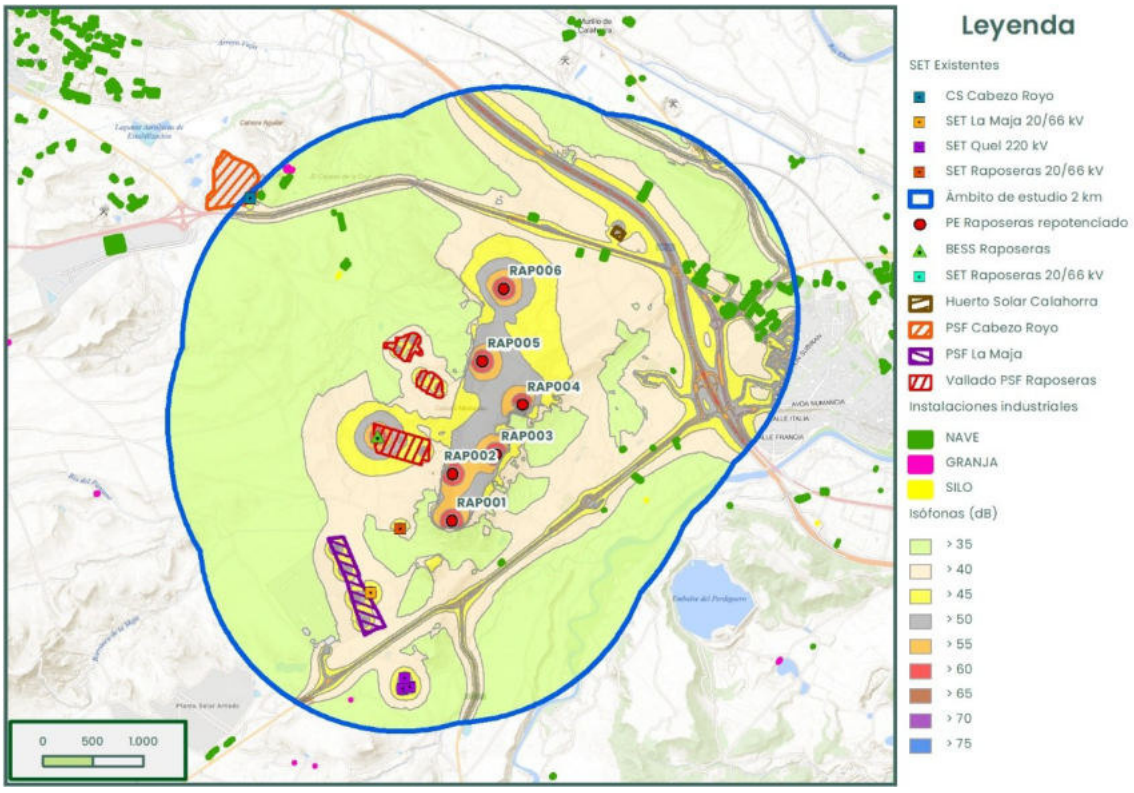


Figura 9. Zonificación acústica del ámbito de estudio durante la fase de construcción del proyecto Fuente: Elaboración propia, IGN

3.5. Situación operacional del nuevo proyecto

En esta última casuística se realizarían dos modelizaciones por norma general, obteniéndose dos mapas sonoros con su distribución de isófonas (igual sonoridad) que van desde los 30 dB hasta las mayores de 65 dB(A) en el período diurno y en el período nocturno. No obstante, en el caso concreto de este proyecto, los resultados obtenidos se enmarcan únicamente en la situación operacional del proyecto con respecto a las instalaciones actualmente existentes en el ámbito de estudio, ya que no existen proyectos de generación de energías renovables en tramitación que contribuyan a aumentar el efecto causado por las sinergias existentes entre las infraestructuras ya en funcionamiento y el proyecto objeto dentro del ámbito de estudio elegido. Los resultados pueden consultarse en el **PLANO 05. Mapa sonoro en situación operacional y sinergias.**

Para el cálculo de la modelización se han incluido en el modelo los focos de ruido correspondientes al PE Raposeras repotenciado, la PSFV Raposeras y su sistema de almacenamiento con baterías (BESS) asociado, así como las carreteras incluidas dentro del entorno de estudio, sobre todo la autovía E-804/AP-68 y las plantas solares actualmente en funcionamiento dentro del ámbito de estudio (2 km), que constituyen los focos principales de ruido.

El nivel esperado para las poblaciones y edificaciones más cercanas a las diferentes infraestructuras consideradas para el PE Raposeras repotenciado es el siguiente:

Tabla 20. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase operacional del PE Raposeras repotenciado. Fuente: Elaboración propia.

Aerogenerador	Población afectada	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
RAP003	Complejo deportivo municipal La Planilla	800	35-45	Influenciado por carreteras	SI

Aerogenerador	Población afectada	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
RAP004	Edificación aislada 1	230	40-45	-	SI
	Edificación aislada 2	460	35-40	-	SI
	Edificación aislada 6	890	30-35	-	SI
	Edificación aislada 7	570	30-35	-	SI
	Polideportivo Municipal Juventud	1.150	35-45	Influenciado por carreteras	SI
RAP006	Edificación aislada 3	730	30-35	-	SI
	Edificación aislada 4	970	30-35	-	SI
	Edificación aislada 5	510	35-40	-	SI

El nivel esperado para las poblaciones y edificaciones más cercanas a las infraestructuras de la PSFV Raposeras y su sistema de almacenamiento con baterías (BESS) es el siguiente:

Tabla 21. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas durante la fase operacional de la PSFV Raposeras y su sistema de almacenamiento con baterías asociado. Fuente: Elaboración propia.

Inversores y transformadores	Población afectada	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
Inversor isla norte	Nave Industrial	545	30-35	-	SI

En cuanto a las afecciones causadas por la sinergia entre proyectos ya existentes en el ámbito de estudio (2 km), se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 22. Niveles resultantes en las poblaciones y edificaciones más próximas por parte de los proyectos de energías renovables presentes en el ámbito de estudio. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto	Población afectada	Distancia (m)	Nivel dB (A)	Observaciones	Cumplimiento
Huerto Solar Calahorra	Edificaciones	Variable (150-450)	35-45	Influenciado por presencia de carretera de nivel primario	SI
	Instalaciones industriales	Variable (250-450)	35-45	Influenciado por carreteras	SI
PSFV Cabezo Royo	Edificaciones aisladas varias	Variable (10-20)	35-50	-	SI
	Instalaciones industriales	35	35-45	-	SI
PSFV La Maja	Edificación aislada	45	40-45	-	SI
	Instalaciones industriales	315	35-45	Influenciado por carreteras	SI
SET Quel	Edificaciones aisladas varias	325	35-40	Influenciado por carreteras	SI

Tras el análisis realizado, **se destaca en la fase de funcionamiento del proyecto la no existencia de elementos receptores que sufran valores límite o superiores a los establecidos según la legislación en el ámbito de estudio.**

Por tanto, el impacto acústico en esta fase se estima compatible con la actividad normal desarrollada en el entorno.

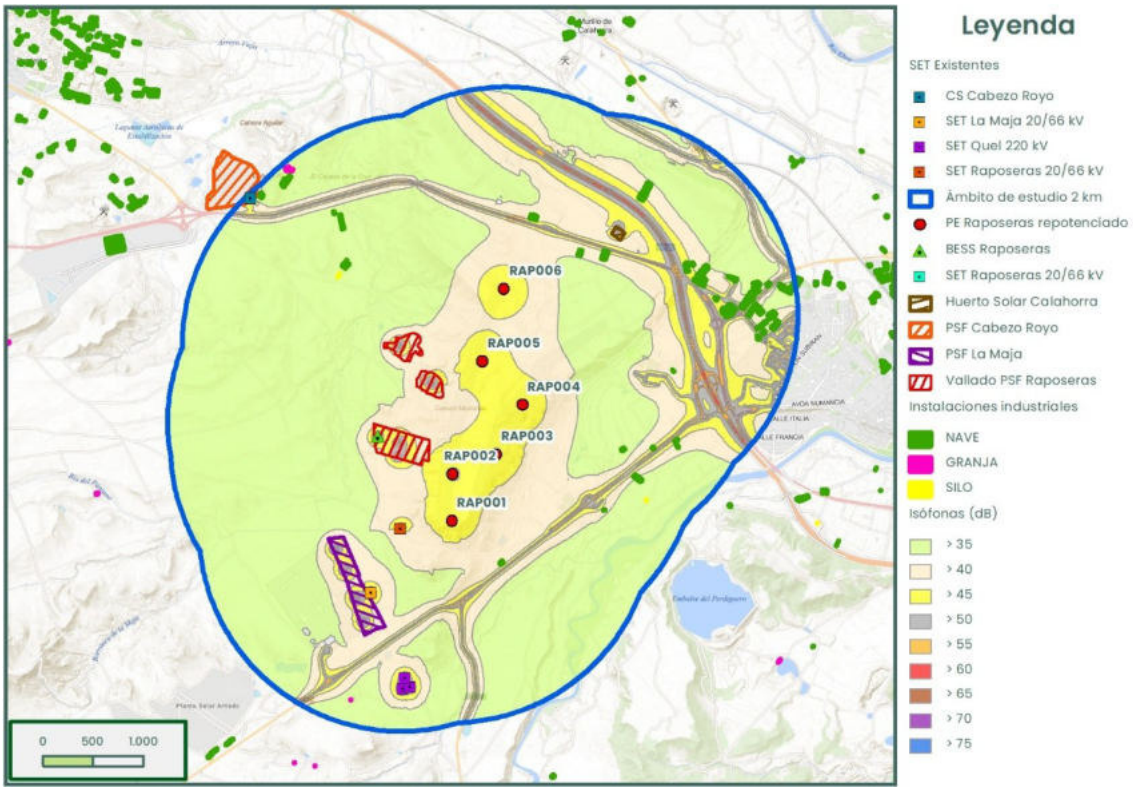


Figura 10. Zonificación acústica del ámbito de estudio durante la fase de funcionamiento del proyecto
Fuente: Elaboración propia, IGN

4. CRITERIOS NORMATIVOS DE APLICACIÓN: ÁREAS ACÚSTICAS Y LÍMITES SONOROS

Como se avanzó en el apartado 1.3, el marco normativo al que aplica el presente estudio es el Real Decreto 1367/2007, que establece la necesidad de evaluación acústica a nivel de planificación, obligando a que todas las figuras de planeamiento incluyan la correspondiente delimitación de las diferentes áreas acústicas de la superficie de actuación, según los niveles sonoros previstos. Asimismo, de acuerdo al artículo 5.4, la zonificación del territorio en áreas acústicas debe mantener la compatibilidad entre ellas, a efectos de calidad, y en su artículo 14, establece los objetivos de calidad acústica aplicables a dichas áreas.

4.1. Zonificación acústica

Tal y como se ha indicado en el apartado 1.3 del presente anejo, el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, establece los tipos de áreas acústicas en atención al uso predominante actual o previsto del suelo. En este sentido, se distinguen las siguientes tipologías:

- Tipo a) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial.
- Tipo b) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial.
- Tipo c) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos.
- Tipo d) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en el párrafo anterior.
- Tipo e) Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera de especial protección contra la contaminación acústica.
- Tipo f) Sectores del territorio afectados a sistemas generales de infraestructuras de transporte, u otros equipamientos públicos que los reclamen.

- Tipo g) Espacios naturales que requieran una especial protección contra la contaminación acústica.

En la Tabla 1 del presente anejo se recogen los objetivos de calidad acústica aplicables a cada una de estas áreas acústicas para los índices Ld, Le y Ln, conforme a lo establecido en la Tabla A del Anexo II del Real Decreto 1367/2007, modificada por el Real Decreto 1038/2012. Así, para la tipología a) correspondiente a sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial, los objetivos de calidad acústica son 65 dB(A) para los periodos día y tarde y 55 dB(A) para el periodo noche, mientras que para la tipología b) correspondiente a sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial, los valores ascienden a 75 dB(A) para los periodos día y tarde y 65 dB(A) para el periodo noche.

En las áreas urbanizadas existentes el ruido ambiental no podrá superar los valores límite recogidos en la citada tabla A del Anexo II del Real Decreto 1367/2007, mientras que para el resto de áreas urbanizadas, entre ellas los nuevos desarrollos urbanísticos, se establece como objetivo de calidad acústica para ruido la no superación del valor aplicable según dicha tabla disminuido en 5 dB(A). Los valores de referencia aplicables a las áreas acústicas están definidos para una altura de 4 metros.

En cuanto a la zonificación acústica del entorno del proyecto, debe considerarse la información disponible en la normativa municipal de los términos afectados. En el caso de Calahorra, la Ordenanza Municipal sobre Ruido y Vibraciones incorpora una propuesta de zonificación acústica del término municipal, cuya representación se incluye en la Figura 11, y que sirve de referencia para la caracterización acústica de los receptores urbanos y equipamientos localizados en dicho municipio.

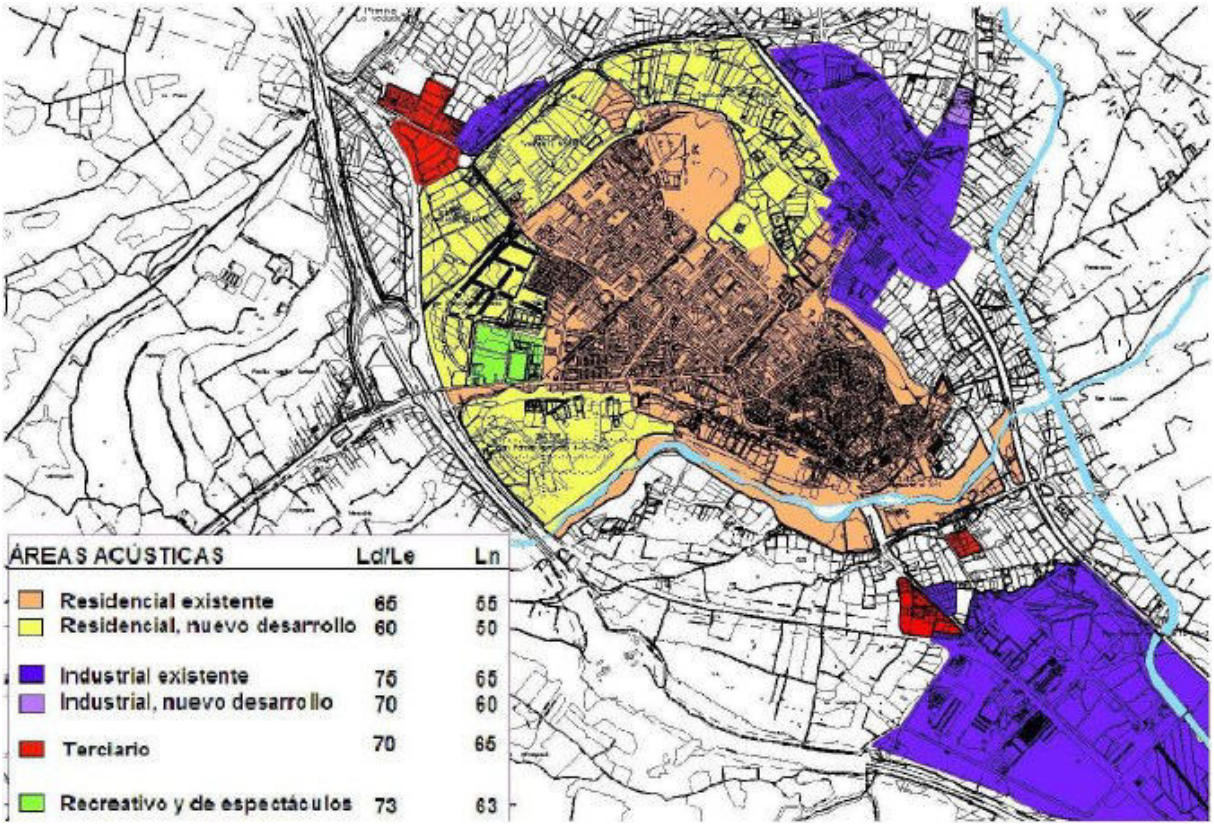


Figura 11. Propuesta de zonificación acústica para el término municipal de calahorra y situación del proyecto. Fuente: Ordenanza municipal sobre ruido y vibraciones del Ayuntamiento de Calahorra

Cabe mencionar que las instalaciones del proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras quedan englobadas dentro de Actividades Industriales (4.7.9) en el PGM del municipio de Pradejón y como Instalaciones o construcciones industriales de producción de energía (artículo 26.e) en la Directriz de protección del Suelo No Urbanizable de La Rioja. En consecuencia, y a efectos de la caracterización del ámbito de implantación de la PSFV Raposeras y del sistema de almacenamiento con baterías BESS como foco emisor, se considera justificada su asimilación a la tipología "b" de la tabla de objetivos de calidad acústica, correspondiente a sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial.

No obstante, la evaluación del cumplimiento acústico del proyecto respecto a su entorno no debe realizarse exclusivamente desde la tipología del suelo de implantación de las infraestructuras, sino atendiendo también a la naturaleza de los receptores potencialmente afectados. Por ello, la interpretación de los resultados obtenidos en la modelización acústica se realiza diferenciando entre el ámbito emisor correspondiente a las infraestructuras del proyecto, cuya implantación y uso previsto permiten su consideración como actividad de carácter

industrial, y los receptores del entorno, entre los que se incluyen el núcleo urbano de Calahorra, instalaciones deportivas y edificaciones aisladas del medio rural.

En este sentido, los receptores situados en el núcleo urbano de Calahorra se valoran con arreglo a la zonificación acústica municipal vigente y, en su caso, al carácter predominantemente residencial del tejido urbano. Del mismo modo, las instalaciones deportivas y otros equipamientos sensibles se analizan de acuerdo con su función efectiva y con el grado de sensibilidad acústica que les corresponde.

Por su parte, las edificaciones aisladas identificadas en el entorno del proyecto, en su mayoría vinculadas a usos agrícolas y de ocupación no permanente, se consideran receptores del medio rural cuya sensibilidad acústica debe interpretarse conforme a su uso efectivo. En estos supuestos, y cuando pueda existir duda sobre su adscripción acústica exacta, se adopta un criterio conservador, aplicando el objetivo de calidad acústica más restrictivo compatible con el uso identificado del receptor.

De este modo, la consideración del proyecto como actividad de carácter industrial resulta plenamente compatible con una evaluación acústica del entorno ajustada a la sensibilidad real de los receptores analizados, diferenciando entre la tipología acústica del ámbito emisor y la correspondiente a los distintos puntos receptores considerados en el presente estudio. En consecuencia, la comparación de los niveles de inmisión sonora obtenidos en la modelización con los objetivos de calidad acústica de referencia se realiza atendiendo a esta doble perspectiva: por un lado, la naturaleza urbanística y funcional del proyecto como instalación de producción energética; y, por otro, la naturaleza y uso efectivo de los receptores localizados en el ámbito de estudio.

En base a la Tasa de disminución del nivel sonoro en función de la distancia que define la norma UNE-EN ISO 14257, sobre la medición y descripción paramétrica de las curvas de distribución sonora espacial en recintos de trabajo para la evaluación de su comportamiento acústico. (ISO 14257:2001) el sonido se reduce en 6 dB cada vez que se duplica la distancia al foco de ruido en condiciones de campo libre y sin barreras como es este caso.

Además, para la verificación del cumplimiento de los objetivos de calidad acústica aplicables a áreas acústicas se emplean los índices Ld, Le y Ln, definidos como el

nivel sonoro medio a largo plazo ponderado A definido en la norma ISO 1996-2:1987 y su actualización, la norma ISO 1996-2:2020, determinado a lo largo de los periodos día, tarde y noche, respectivamente, en intervalo de un año (Art. 4.1 del Real Decreto 1367/2007, y Anexo I del Real Decreto 1513/2005) y referenciándose estos objetivos a una altura de 4 m (Anexo II del Real Decreto 1367/2007).

El punto 1 del apartado A (Índices de ruido) del Anexo I del Real Decreto 1367/2007 define los siguientes periodos de evaluación:

- Periodo día (d): de 12 horas de duración, entre las 7.00 y las 19.00 horas.
- Periodo tarde (e): de 4 horas de duración, entre las 19.00 y las 23.00 horas.
- Periodo noche (n): de 8 horas de duración, entre las 23.00 y las 7.00 horas.

Teniendo en cuenta todo lo anterior y con unos máximos niveles acústicos esperados en la zona de estudio de alrededor de 80 dBA, los cuales se alcanzarían durante la fase de construcción (considerando un radio de 2.000 m para las diferentes fases del proyecto) se concluye que:

- **No se producirá una afección acústica relevante** derivada del proyecto de **repotenciación e hibridación del PE Raposeras**, sobre las edificaciones y núcleos de población del entorno.

  Las **distancias existentes entre las infraestructuras proyectadas y los receptores sensibles**, junto con la **atenuación acústica debida a la propagación**, permiten garantizar que los **niveles de inmisión sonora se mantienen por debajo de los valores límite establecidos en la normativa vigente**, no produciéndose un incremento significativo respecto a la situación acústica preoperacional.

- No obstante, durante la **fase de desmantelamiento** del parque eólico existente, se identifican **afecciones acústicas puntuales en el entorno más próximo**, especialmente en relación con dos edificaciones situadas en las proximidades de los **aerogeneradores nº 21 y 22** del parque actual, a distancias aproximadas de **145 m y 85 m**, respectivamente.

  Para estos puntos, los niveles acústicos estimados en el escenario más desfavorable se sitúan **en el entorno de los valores límite** (en el primer caso) o **puntualmente por encima de los mismos** (en el segundo caso), debido a la proximidad a las zonas de actuación y a la simultaneidad de los trabajos considerados en el modelo

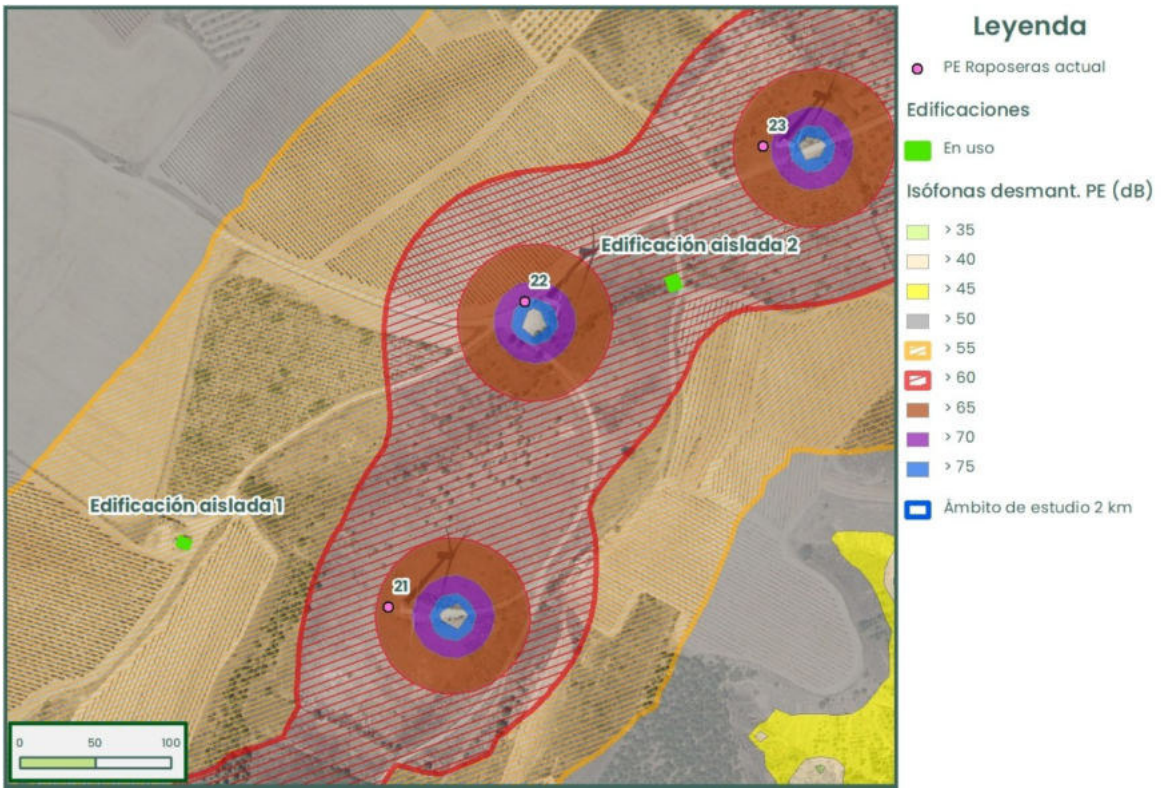


Figura 12. Detalle de afección a edificaciones en uso durante la fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual. Fuente: Elaboración propia.

No obstante, conviene señalar que dichas edificaciones no presentan **ocupación residencial permanente** y están destinadas a **usos agrícolas (almacenamiento de aperos y material agrícola).** Asimismo, los resultados obtenidos corresponden a un **escenario conservador**, en el que se considera la **coincidencia de varias actuaciones de desmantelamiento**, situación que en la práctica se podrá optimizar mediante una adecuada planificación de los trabajos.

En este sentido, se prevé la implementación de **medidas correctoras y de gestión**, descritas en el epígrafe 5, orientadas a minimizar las afecciones acústicas durante esta fase.



Imagen 1. Fotografías tomadas en campo de la "edificación aislada 1" (izquierda) y la "edificación aislada 2" (derecha). Fuente: Ideas Medioambientales

- Durante la fase de construcción, las **emisiones acústicas más elevadas se concentran en las etapas iniciales de obra**, especialmente en las labores de preparación del terreno. No obstante, la **distancia a los receptores sensibles, junto con el carácter temporal y localizado de las actuaciones**, permite garantizar que los **niveles de inmisión sonora se mantienen por debajo de los límites establecidos en la normativa vigente**, sin suponer un incremento significativo respecto a la **situación acústica preoperacional**.
- Con respecto a las diferencias apreciadas tras el proceso de repotenciación del **PE Raposeras** durante la fase operacional, se observa una **reducción significativa del área de afección acústica**, así como de los niveles sonoros generados por el parque eólico repotenciado. Esta mejora se debe principalmente a dos factores:
    - La **modernización del modelo de aerogenerador**, con mejores prestaciones acústicas
    - La **reducción del número de posiciones**, pasando de **26 aerogeneradores en la configuración actual a 6 en la situación repotenciada**
    - La **mayor altura de los aerogeneradores**, que favorece una mayor separación vertical entre la fuente emisora y los receptores, contribuyendo a la **atenuación del ruido a nivel de suelo** y a la reducción de los niveles de inmisión en los receptores sensibles.

- Adicionalmente, el **incremento de la separación entre aerogeneradores** reduce la superposición de las emisiones acústicas, evitándose el efecto de acumulación que se produce cuando varias fuentes de similar nivel se disponen próximas entre sí. De este modo, se elimina la denominada **"barrera de isófonas"**, favoreciendo una mayor dispersión del sonido y reduciendo su propagación hacia el entorno.

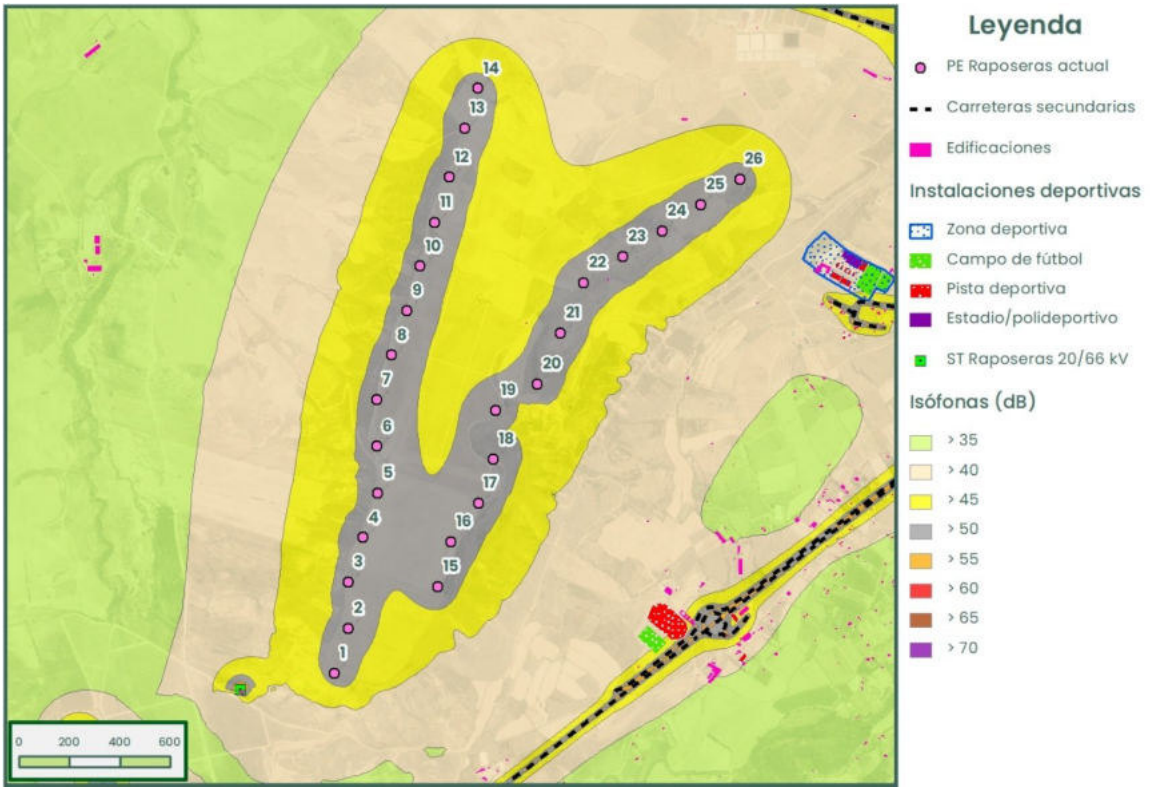


Figura 13. Detalle de impacto acústico del PE Raposeras actual sobre edificaciones cercanas en el ámbito de estudio. Fuente: Elaboración propia y BTN25.

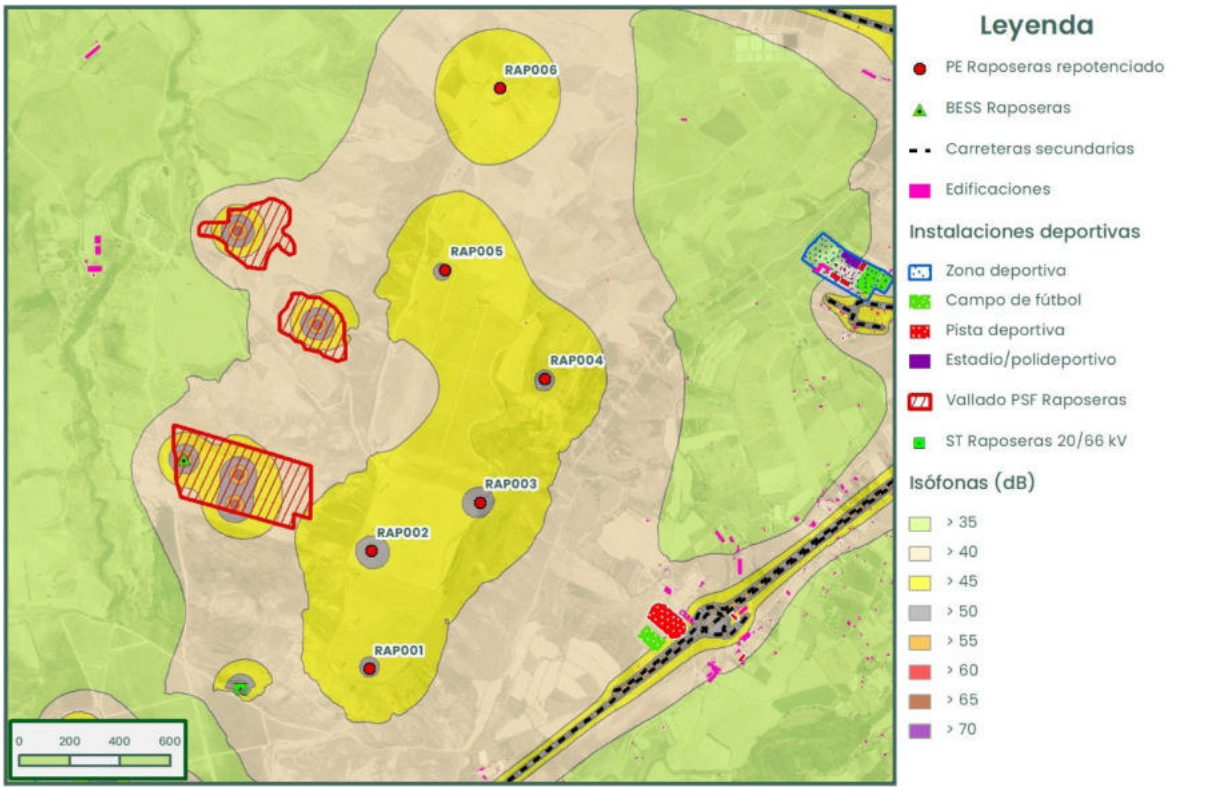


Figura 14. Detalle de impacto acústico del PE Raposeras repotenciado sobre edificaciones cercanas en el ámbito de estudio. Fuente: Elaboración propia y BTN25

Este efecto se manifiesta de forma especialmente notable en el **sector noreste del ámbito de estudio**, donde la eliminación de varios aerogeneradores existentes conlleva una **disminución significativa de los niveles de inmisión sonora**, pasando en determinadas edificaciones de valores del orden de **45–50 dB(A)** en la situación actual a valores en el entorno de **35–40 dB(A)** tras la repotenciación.

En consecuencia, el proceso de repotenciación supone una **mejora global del comportamiento acústico del parque eólico**, reduciendo el potencial de afección sobre el entorno y los receptores sensibles próximos.

- Por tanto, los niveles de ruido en la mayoría de las fases consideradas para el resto del ámbito de estudio se encuentran entre los 35-40 dBA a excepción de aquellas poblaciones o grupos de edificaciones por donde discurren carreteras, cuyos valores aumentan debido a la influencia del tráfico sobre ellas. Si es necesario tener en cuenta que **sobre la población de Calahorra se producen niveles de afección acústica superiores debido a la influencia de la autovía AP-68**, cuya cercanía y sinergia con otras vías de comunicación puedan llegar a ocasionar en determinados momentos esta

afección. Sin embargo, **estos valores no tienen relación alguna con la actividad intrínseca realizada por los elementos que componen el proyecto, por lo que no se consideran impactos derivados de su implantación.**

- Además, la acumulación de proyectos de energías renovables en el ámbito de estudio no generará efectos sinérgicos que contribuyan a aumentar la afección acústica del proyecto de repotenciación e hibridación del PE Raposeras.

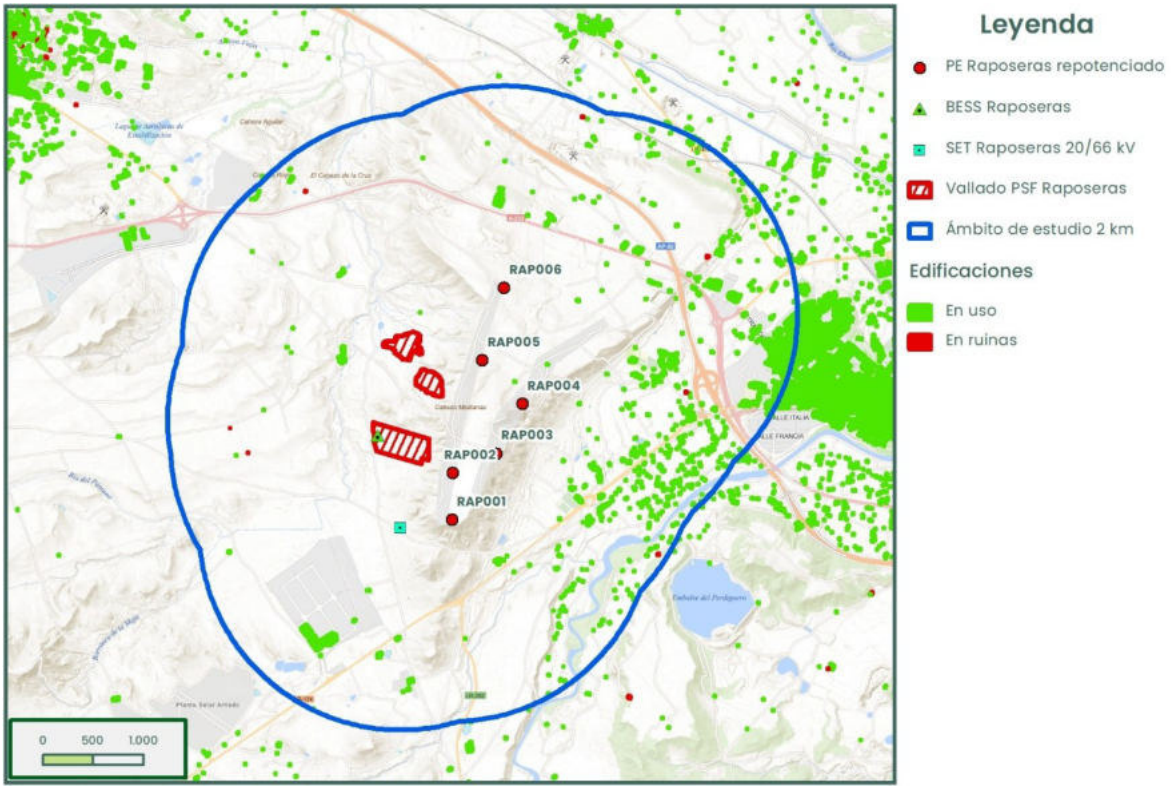


Figura 15. Edificaciones y potencialidad de habitabilidad del ámbito de estudio. Fuente: BTN25

5. MEDIDAS CORRECTORAS

Dado que la actividad evaluada **no produce incrementos significativos de los niveles de ruido ambiental durante las fases de construcción y funcionamiento** del proyecto de repotenciación del PE Raposeras, cumpliéndose en ambos casos los **valores límite establecidos en la normativa vigente**, no se considera necesaria la adopción de medidas correctoras específicas en dichas fases.

No obstante, durante la **fase de desmantelamiento del PE Raposeras actual**, se deberán implementar medidas de carácter preventivo con el fin de **minimizar la afección acústica asociada a las labores de retirada de los aerogeneradores**, especialmente en las zonas más próximas a los receptores identificados.

En este sentido, se proponen las siguientes medidas:

- **Empleo de maquinaria con bajos niveles de emisión sonora**, priorizando equipos más silenciosos y garantizando su correcto mantenimiento.
- **Planificación adecuada de los trabajos**, mediante el control de horarios y la limitación temporal de las actividades más ruidosas, priorizando su ejecución en periodos de menor sensibilidad acústica.
- **Información previa a los propietarios y usuarios de edificaciones cercanas**, con objeto de comunicar las actuaciones previstas y minimizar posibles molestias.
- Evaluación, en caso necesario, de **medidas adicionales de atenuación acústica**, en función de la evolución real de los trabajos.

Asimismo, en todo momento se deberá dar cumplimiento a las directrices establecidas en el **Plan de Vigilancia Ambiental**, en lo relativo al control de emisiones acústicas.

Se realizará un adecuado mantenimiento preventivo de la maquinaria empleada para garantizar el cumplimiento de las prescripciones sobre ruidos y vibraciones establecidas en el citado Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas. Asimismo, la maquinaria y vehículos en las instalaciones cumplirán y mantendrán las inspecciones técnicas en materia acústica.

FIRMA



IDEAS MEDIOAMBIENTALES, SL. está inscrita en el REA y sus técnicos han cumplido en todo momento con la reglamentación vigente en materia de Prevención de Riesgos Laborales y señalizaciones de seguridad aplicables, llevando los EPIS necesarios de acuerdo al trabajo a realizar y respetando las indicaciones del coordinador de seguridad y salud de la obra, así como las prescripciones del plan de seguridad y salud en cuanto al trabajo a desempeñar dentro de la obra.

IDEAS MEDIOAMBIENTALES, SL. se encuentra certificada en calidad y gestión medioambiental según normas UNE ISO 9001/ 14001 por Applus. En virtud de lo establecido en la ley orgánica 15/1999 Ley Orgánica de Protección de Datos de Carácter Personal, el promotor cuyos datos figuran en el presente documento consiente a IDEAS MEDIOAMBIENTALES, SL., el tratamiento de sus datos personales, así como la autorización a la comunicación con aquellas entidades respecto de las cuales IDEAS MEDIOAMBIENTALES SL tuviera concertado contrato de prestación y promoción de servicios. Los datos se incluirán en un fichero automatizado de IDEAS MEDIOAMBIENTALES, SL que dispone de las medidas de seguridad necesarias para su confidencialidad y que el promotor podrá ejercitar conforme a la ley sus derechos de acceso, rectificación, cancelación y oposición dirigiendo un escrito a IDEAS MEDIOAMBIENTALES SL C/ San Sebastián n19 02005 Albacete.ref.datos.

Por todo lo anterior IDEAS MEDIOAMBIENTALES, SL., se compromete a guardar absoluta confidencialidad sobre la información que maneje relativa a los trabajos realizados.

San Sebastián, 19 – 02005 Albacete t 967 610 710 f 967 610 714 ¬ ideas@ideasmedioambientales.com

CONTROL DE REVISIONES

Nº REV.	FECHA	CONTENIDO REVISIÓN
00	29/08/2025	Estudio acústico del proyecto del proyecto técnico administrativo de la Repotenciación e Hibridación del Parque Eólico Raposeras Pradejón y Calahorra (La Rioja)
01	01/06/2026	Estudio acústico del proyecto del proyecto técnico administrativo de la Repotenciación e Hibridación del Parque Eólico Raposeras Pradejón y Calahorra (La Rioja)