PROYECTO PARA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA DE PARQUE EÓLICO CON CONEXIÓN A RED

Parque Eólico 'Ballinger 10', 4,99 MW.

Monreal, Navarra, España

Peticionario: **Enigma Green Power 06, S.L.U.**

Ingeniería: **Astrom Technical Advisors, S.L. (ATA)**

Versión: **v00**

Fecha: **julio 2023**

Astrom Technical Advisors, S.L.
C/ Serrano 8, 3º Izqda. 28001 Madrid
Teléfono: +34 902 678 511
info@ata.email - www.atarenewables.com

Documentos del Proyecto

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

ANEXO I: Fichas Técnicas Equipos Principales

ANEXO II: Estudio de Producción Energética

ANEXO III: Cronograma de Ejecución

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

DOCUMENTO 3: PLANOS

DOCUMENTO 01: MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice

1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO 4

1.1. OBJETO 4
1.2. POTENCIAS DEL PROYECTO 5
1.3. ANTECEDENTES 5
1.4. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD 6
1.5. TITULAR - PROMOTOR 6

2. LEGISLACION APLICABLE 8

2.1. NORMATIVA LOCAL 8
2.2. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA 8
2.3. INSTALACIONES EÓLICAS 9
2.4. INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN 9
2.5. INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN 9
2.6. ESTRUCTURAS Y OBRA CIVIL 9
2.7. SEGURIDAD Y SALUD 10
2.8. MEDIOAMBIENTAL 11
2.9. NORMAS UNE APLICABLES 11

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PARQUE EÓLICO 14

3.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA EÓLICO CONECTADO A LA RED 14
3.2. LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SITIO 15
3.3. POLÍGONOS Y PARCELAS CATASTRALES AFECTADAS 16
3.4. ACCESO AL PARQUE EÓLICO 20
3.5. OROGRAFÍA DEL TERRENO 21
3.6. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA 21

4. AFECCIONES CONSIDERADAS 22

4.1. ESPACIOS PROTEGIDOS 22
4.2. AFECCIONES A LA VIDA SALVAJE 27
4.3. HIDROLOGÍA Y GEOTECNIA 28
4.4. INFRAESTRUCTURAS Y ACTIVIDAD HUMANA 31

5. CRITERIOS DE DISEÑO 35

5.1. CONSIDERACIONES DE PARTIDA 35

5.2. DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO 35
5.3. DISEÑO ELÉCTRICO 35
5.4. DISEÑO CIVIL 36

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE EÓLICO 38

6.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES 38
6.2. CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA 38
6.3. LAYOUT DEL PARQUE EÓLICO 38
6.4. AEROGENERADOR 39
6.5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (MT) 44
6.6. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL 45
6.7. TORRE DE MEDICIÓN 46
6.8. CONTADOR DE ENERGÍA 47

7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LSMT 20 KV 48

7.1. INTRODUCCIÓN 48
7.2. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO 48
7.3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN 49

8. DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS 55

8.1. TRABAJOS PREVIOS 55
8.2. TOPOGRAFÍA 64
8.3. OBRA CIVIL 65
8.4. SUMINISTRO DE EQUIPOS 71
8.5. MONTAJE MECÁNICO 71
8.6. MONTAJE ELÉCTRICO 72

9. ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD 73

9.1. VERIFICACIÓN DE SUMINISTRO POR PROVEEDORES HOMOLOGADOS 73
9.2. ENSAYOS DE RECEPCIÓN EN FÁBRICA 74
9.3. ENSAYOS DE RECEPCIÓN EN CAMPO 74
9.4. RECEPCIÓN EN OBRA 74
9.5. CALIDAD DE CIMENTACIONES 74
9.6. DOCUMENTACIÓN DE LA INSTALACIÓN 75

1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1. Objeto

El objeto del presente documento, que se redacta conforme a las Leyes vigentes, es la descripción del Proyecto formado por el **Parque Eólico "Ballinger 10", de 4,99 MW de potencia instalada** (en adelante el "Parque Eólico"), y su **Línea de Evacuación de Media Tensión de 20kV** (en adelante la Línea de Evacuación"); con la siguiente finalidad:

- En el orden técnico, obtener la correspondiente Autorización Administrativa Previa del Proyecto, que ha sido redactado de acuerdo con lo preceptuado en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, promulgado por el Real Decreto nº 337/2014 de 9 de mayo, publicado en BOE nº 139 de 9 de junio de 2014, así como sus Instrucciones Técnicas Complementarias promulgadas en el mismo Real Decreto.
- En el orden administrativo, obtener la Autorización Administrativa Previa del Proyecto Básico a realizar, según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.
- Informar al ayuntamiento correspondiente de la obra civil y electromecánica que se pretende realizar para llevar a cabo la implantación del Parque Eólico, así como solicitar la correspondiente licencia de obras.
- Servir de base para la contratación de las obras e instalaciones.

El Parque Eólico se proyecta en una parcela perteneciente al municipio de Monreal, Navarra.

La energía generada por el Parque Eólico se evacuará a través de una red subterránea de media tensión de 20 kV hasta un centro de seccionamiento (objeto de otro Proyecto), ubicado en las inmediaciones del Parque Eólico, el cual será compartido por los parques "As de Guía 10" y "Ballestrinque 10" (objetos de otros Proyectos). El punto de medida principal de la energía generada por la instalación se encontrará en las celdas de MT (20 kV) del centro de seccionamiento.

Posteriormente, desde dicho centro de seccionamiento saldrá una línea subterránea de 20 kV (objeto de otro proyecto) que llegará a una Subestación Elevadora 66/20kV (objeto de otro proyecto), desde la cual saldrá una línea aérea de simple circuito de 66kV (objeto de otro Proyecto) con final en la SE Colectora 66kV compartida con otros promotores (no objeto de este proyecto) situada junto a una SE Seccionadora 66kV (I-Distribucion) de la cual sale otra línea de 66kV (I-Distribución) hasta conectar con la LAT 58 – CORDOVILLA-SANGÜESA 66 kV (propiedad I-DE) mediante una apertura de línea.

El Parque Eólico se diseña considerando una plataforma para la construcción del aerogenerador, consistente en la cimentación de la torre y en el propio aerogenerador.

La consecución de estos objetivos implicará la utilización de equipos y materiales de alta calidad que, además, permitan garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red y los restantes sistemas que están conectados a ella.

El diseño del Parque Eólico se adaptará a la nueva normativa impuesta por la implementación del "REGLAMENTO (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red", en adelante "RfG", requisitos que están en proceso de implementación, fundamentalmente, a través de la actualización de los procedimientos operativos 12.1 y 12.2.

1.2. Potencias del Proyecto

En este apartado se definen las potencias del Proyecto de acuerdo con los conceptos establecidos en el Real Decreto 1183/2020 y Real Decreto-Ley 23/2020.

Capacidad de Acceso otorgada en el Punto de Conexión:

El artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2020 establece que:

"La capacidad de acceso será la potencia activa máxima que se le permite verter a la red a una instalación de generación de electricidad."

Por tanto, la **Capacidad de Acceso** del Parque Eólico "Ballinger 10" conforme al Permiso de Acceso de Conexión otorgado por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. es de: **4,99 MW**.

Potencia Instalada:

La potencia instalada será la suma de las potencias de todos los aerogeneradores que componen el Parque Eólico. En el caso de este Proyecto, se ha elegido el modelo de aerogenerador Siemens Gamesa 5.0-145 con 4,99 MW de potencia. Según el Permiso de Acceso y Conexión y con un total de un (1) aerogenerador, la potencia instalada en el Parque Eólico es de **4,99 MW**. Para más detalles sobre la potencia del aerogenerador, ver sección 5.1.

1.3. Antecedentes

La cada vez más extendida preocupación por la degradación medioambiental, así como la conveniencia de reducir la dependencia energética de fuentes de energía no renovables, han sido dos de los factores clave en

la investigación y el desarrollo de fuentes de energía alternativas que puedan aportar mejores soluciones técnicas y económicas a ambas cuestiones.

Actualmente, el sector de las energías renovables se está desarrollando a un ritmo muy superior al que los expertos más optimistas habían estimado, jugando la energía eólica un papel fundamental gracias a su alto grado de desarrollo, su tendencia decreciente en cuanto a costes y su bajo impacto medioambiental.

En este contexto, el promotor de la instalación (ENIGMA GREEN POWER 6, S.L.U.) solicitó a I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. acceso a la red de distribución en la LAT 58 – CORDOVILLA-SANGÜESA 66 kV.

Con fecha 27 de marzo de 2023 se obtiene el Informe de Aceptación emitido por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. para la evacuación de la instalación en la LAT 58 – CORDOVILLA-SANGÜESA 66 kV.

1.4. Descripción de la actividad

La actividad que se llevará a cabo en la zona es la producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, la cual se basa en la transformación de la energía cinética del viento incidente sobre las palas de aerogenerador en energía eléctrica.

No se producirán residuos durante el proceso productivo ni existe peligro de vertidos contaminantes ni emisiones.

La construcción de este Parque Eólico se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios de una política energética medioambiental sostenible. Estos objetivos se apoyan en los siguientes principios fundamentales:

- Reducir la dependencia energética.
- Aprovechar los recursos en energías renovables.
- Diversificar las fuentes de suministro incorporando los menos contaminantes.
- Reducir las tasas de emisión de gases de efecto invernadero.
- Facilitar el cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

1.5. Titular - Promotor

El Titular y a la vez Promotor de la instalación objeto del presente Proyecto Básico es la mercantil ENIGMA GREEN POWER 6, S.L.U. cuyos datos a efectos de notificación se citan a continuación:

- Nombre del titular: **Enigma Green Power 6, S.L.U.**

- Dirección del titular: **CALLE ALBERT EINSTEIN, S/N EDIFICIO INSUR CARTUJA, Planta 5, Módulo 1. 41092, SEVILLA, SEVILLA**
- NIF/CIF: **B-42815845**

2. LEGISLACION APLICABLE

Para la elaboración del presente Proyecto de Ejecución se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

2.1. Normativa local

- Normativa urbanística y ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Monreal, Navarra.

2.2. Producción eléctrica

- 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.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- 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 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.

- Todas las instalaciones cumplirán la Normativa Europea EN, la Normativa CENELEC, las Normas UNE y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).
- Normas particulares de REE.

2.3. Instalaciones eólicas

- 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.
- Guía de señalamiento e iluminación de turbinas y parques eólicos de AESA.

2.4. Instalaciones de baja tensión

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.

2.5. Instalaciones de alta tensión

- 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 aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.

2.6. Estructuras y obra civil

- Real Decreto 248/2019, de 5 de abril, por el que se modifican las servidumbres aeronáuticas del Aeropuerto de Pamplona.
- Orden de 6 de febrero de 1976 del Ministerio de Obras Públicas, por la que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG-3) y sus modificaciones posteriores.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

- Documentos Básicos del CTE aplicables.
- Real Decreto 105/2008 de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la norma 5.2 - IC drenaje superficial de la Instrucción de Carreteras.
- UNE-EN-1990/2019 euro códigos. Bases de cálculo de estructuras.
- UNE-EN 1991-1-4:2018 Eurocódigo 1: Acciones en estructuras. Parte 1-4: Acciones generales. Acciones de viento.

2.7. Seguridad y salud

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- 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 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbar, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.

- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.

2.8. Medioambiental

- 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.
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, que regula la responsabilidad de los operadores de prevenir, evitar y reparar los daños medioambientales.
- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados Proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- Ley 11/2014, de 3 de julio, por la que se modifica la ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.
- Plan Estratégico de Navarra, Horizonte 2030.

2.9. Normas UNE Aplicables

A continuación, se describen la relación de normas UNE incluidas en la ITC-LAT 02 aplicables a este Proyecto.

2.9.1. Generales

- UNE 20324:1993: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 20324/11V1:2000: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 20324:2004 ERRATUM: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- UNE 21308-1:1994: Ensayos en alta tensión. Parte 1: definiciones y prescripciones generales relativas a los ensayos.

- UNE-EN 50102:1996: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102 CORR:2002: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102/A1:1999: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 50102/Al CORR:2002: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 60060-2:1997: Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
- UNE-EN 60060-2/A11:1999: Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
- UNE-EN 60060-3:2006: Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
- UNE-EN 60060-3 CORR.:2007: Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
- UNE-EN 600711:2006: Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- UNE-EN 60071-2:1999: Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
- UNE-EN 60270:2002: Técnicas de ensayo en alta tensión. Medidas de las descargas parciales.
- UNE-EN 60865-1:1997: Corrientes de cortocircuito. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- UNE-EN 60909-0:2002: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.
- UNE-EN 60909-3:2004: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.

2.9.2. Cables y conductores

- UNE 21144-1-1:1997: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
- UNE 21144-1-1/2M:2002: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
- UNE 21144-1-2:1997: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 2: Factores de pérdidas por corrientes de Foucault en las cubiertas en el caso de dos circuitos en capas.
- UNE 21144-1-3:2003: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 3: Reparto de la intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo y cálculo de pérdidas por corrientes circulantes.

- UNE 21144-2-1:1997: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2-1/1M:2002: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2-1/21V1:2007: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2-2:1997: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 2: Método de cálculo de los coeficientes de reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar.
- UNE 21144-3-1:1997: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 1: Condiciones de funcionamiento de referencia y selección del tipo de cable.
- UNE 21144-3-2:2000: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
- UNE 21144-3-3:2007: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 3: Cables que cruzan fuentes de calor externas.
- UNE 21192:1992: Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- UNE 211003-2:2001: Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV (Um= 7,2 kV) a 30 kV (Um=36 kV).
- UNE 211003-3:2001: Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada superior a 30 kV (Um=36 kV).
- UNE 211435:2007: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución.
- UNE-1-113 620-5-E-1:2007: Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 5: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de XLPE. Sección E-1: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 5E-1, 5E-4 y 5E-5).

2.9.3. Accesorios para cables

- UNE 21021:1983: Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72,5 kV.

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PARQUE EÓLICO

3.1. Componentes de un sistema eólico conectado a la red

Los sistemas de energía eólica conectados a red son soluciones alternativas reales a la diversificación de producción de electricidad, y se caracterizan por ser sistemas no contaminantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases nocivos (CO2, SOx, NOx) a la atmósfera, utilizar recursos locales de energía y evitar la dependencia del mercado exterior del petróleo.

Una instalación eólica de conexión a red presenta tres subsistemas perfectamente diferenciados:

- Generador eólico: el generador eólico está formado por las palas que son movidas gracias a la energía cinética del viento. Estas mueven el rotor del generador convirtiendo la energía mecánica en eléctrica.
- Sistema de acondicionamiento de potencia: para poder inyectar la corriente generada por los aerogeneradores a la red eléctrica, es necesario transformarla en corriente alterna de similares condiciones a la de la red. Esta función es realizada por unos equipos denominados convertidores que se encargar de adaptar la corriente AC generada por el generador a la frecuencia fijada por la red.
- Interfaz de conexión a red: para poder conectar la instalación eólica a la red en condiciones adecuadas de seguridad tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran, esta ha de dotarse de las protecciones y elementos de facturación y medida necesarios.

Como principales ventajas de los aerogeneradores de conexión a red se pueden mencionar las siguientes:

- La energía se genera en el propio lugar en que se consume.
- Alta calidad energética con elevada fiabilidad.
- No producen emisiones de ningún tipo por lo que no alteran el medio ambiente.
- Características modulares que hacen sencillas posteriores ampliaciones.
- Son elementos con una alta escalabilidad. Gracias a sus principios de funcionamiento, un aerogenerador con el doble de diámetro de rotor puede producir cuatro veces más energía.

A continuación, se muestra un esquema del principio de funcionamiento de una instalación eólica:

Figura 1: Esquema de una Parque Eólico (Fuente: Greenpeace)

3.2. Localización y características generales del sitio

El Parque Eólico se proyecta en el municipio de Monreal, Navarra, en concreto se instalará en varias parcelas pertenecientes al término municipal.

Las coordenadas (ETRS89 Huso 30) de referencia donde se localizará el Parque Eólico son las siguientes, según el layout propuesto:

	Coordenadas ETRS89 Huso 30
X	623.072 m E
Y	4.730.290 m N

Tabla 1: Coordenadas ETRS89 del emplazamiento

La siguiente imagen ilustra la ubicación del área del proyecto:

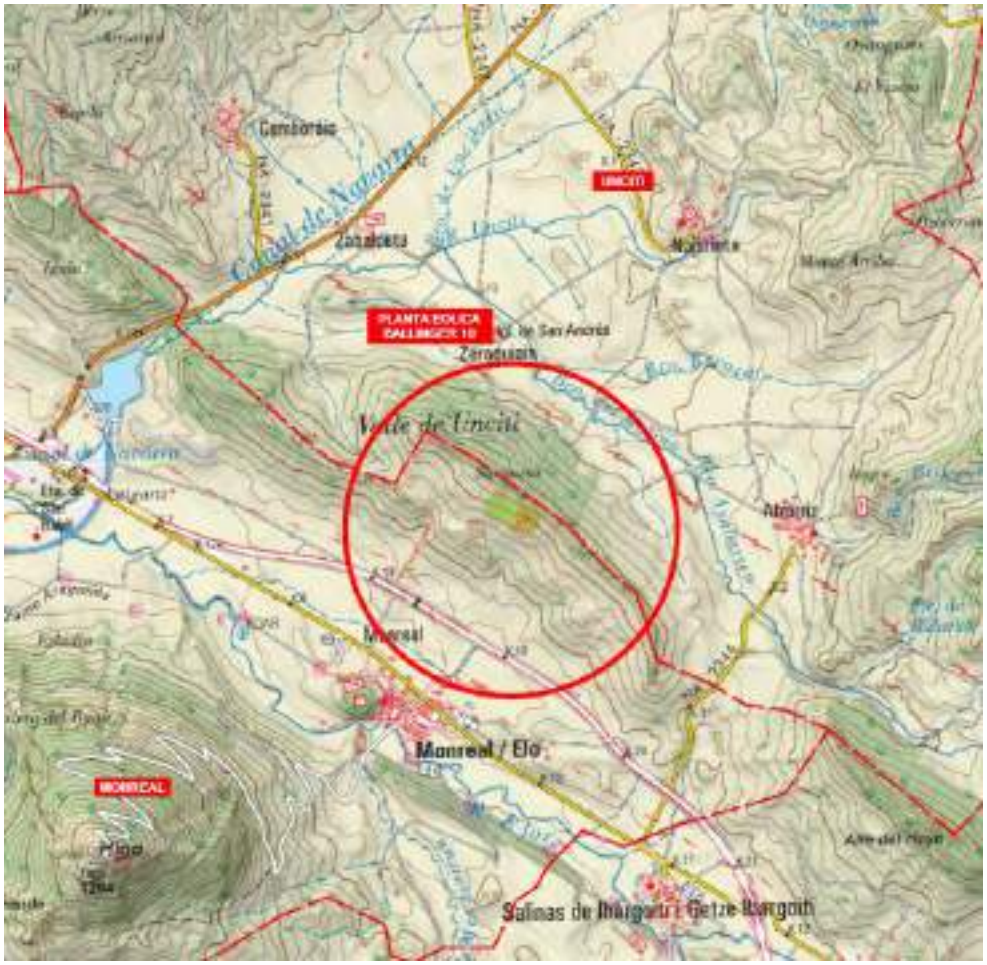


Figura 2: Situación del Parque Eólico

En el Plano 2 “Implantación” se puede ver, con más detalle, el layout del Parque Eólico.

3.3. Polígonos y parcelas catastrales afectadas

Los polígonos y parcelas pertenecientes a los términos municipales de Monreal, sobre los que se proyecta el Parque Eólico (tanto la cimentación del aerogenerador, como el camino de acceso de nueva construcción, y el eje de la Línea de Evacuación), se muestran a continuación:

Referencias Catastrales Área de implantación del aerogenerador				
Polígono	**Parcela**	**Referencia Catastral**	**Término Municipal**	**Superficie (m^2)**
2	340	310000000001293091BH	Monreal	565.727,79
2	202	310000000001292959YW	Monreal	3.653,19
2	203	310000000001292960RM	Monreal	1.928,78
2	204	310000000001292961TQ	Monreal	1.962,83

Referencias Catastrales Área de implantación del aerogenerador				
Polígono	**Parcela**	**Referencia Catastral**	**Término Municipal**	**Superficie (m²)**
2	205	310000000001292962YW	Monreal	2.884,81
2	206	310000000001292963UE	Monreal	2.971,52
2	207	310000000001292964IR	Monreal	3.859,26
2	208	310000000001292965OT	Monreal	1.958,00
2	209	310000000001292966PY	Monreal	2.641,09
2	210	310000000001292967AU	Monreal	3.613,13
2	211	310000000001292968SI	Monreal	3.075,46
2	212	310000000001292969DO	Monreal	3.151,88
2	213	310000000001292970AU	Monreal	2.480,22
2	214	310000000001292971SI	Monreal	1.931,24
2	215	310000000001292972DO	Monreal	2.005,97
2	216	310000000001292973FP	Monreal	1.845,43
2	217	310000000001292974GA	Monreal	2.511,48
2	218	310000000001292975HS	Monreal	4.913,95
2	219	310000000001292976JD	Monreal	2.654,52
2	220	310000000001292977KF	Monreal	2.622,36
2	221	310000000001292978LG	Monreal	2.791,12
2	222	310000000001292979BH	Monreal	2.608,88

Tabla 2: Polígonos y parcelas afectadas por el área de implantación del aerogenerador, según Plano 1.3 "Situación y emplazamiento: Parcelas"

Más allá de las parcelas afectadas por el área de implantación del aerogenerador, están las parcelas afectadas por el camino de nueva construcción, mostradas en la siguiente tabla:

Referencias Catastrales Acceso de nueva construcción				
Polígono	**Parcela**	**Referencia Catastral**	**Término Municipal**	**Superficie (m²)**
2	442	310000000001293189QB	Monreal	256.530,44
2	335	310000000001293086KF	Monreal	4.011,10
2	336	310000000001293087LG	Monreal	8.971,33
2	337	310000000001293088BH	Monreal	5.737,49
2	334	310000000001293085JD	Monreal	9.375,36
2	338	310000000001293089ZJ	Monreal	41.571,29
2	264	310000000001293021JD	Monreal	99.256,52
2	236	310000000001292993TQ	Monreal	13.002,93

Referencias Catastrales Acceso de nueva construcción				
Polígono	**Parcela**	**Referencia Catastral**	**Término Municipal**	**Superficie (m²)**
2	238	310000000001292995UE	Monreal	1.280,80
2	240	310000000001292997OT	Monreal	4.361,54
2	241	310000000001292998PY	Monreal	5.892,04
2	244	310000000001293001EX	Monreal	2.911,72
2	245	310000000001293002RM	Monreal	2.791,32
2	246	310000000001293003TQ	Monreal	1.810,32
2	247	310000000001293004YW	Monreal	8.099,69
2	248	310000000001293005UE	Monreal	1.594,24
2	340	310000000001293091BH	Monreal	565.727,79
2	196	310000000001292953ML	Monreal	3.449,34
2	197	310000000001292954QB	Monreal	1.855,67
2	198	310000000001292955WZ	Monreal	5.018,94
2	199	310000000001292956EX	Monreal	8.439,43
2	200	310000000001292957RM	Monreal	3.387,68
2	201	310000000001292958TQ	Monreal	4.591,19
2	202	310000000001292959YW	Monreal	3.653,19
2	203	310000000001292960RM	Monreal	1.928,78
2	204	310000000001292961TQ	Monreal	1.962,83
2	205	310000000001292962YW	Monreal	2.884,81
2	206	310000000001292963UE	Monreal	2.971,52
2	207	310000000001292964IR	Monreal	3.859,26
2	208	310000000001292965OT	Monreal	1.958,00
2	209	310000000001292966PY	Monreal	2.641,09
2	210	310000000001292967AU	Monreal	3.613,13
2	211	310000000001292968SI	Monreal	3.075,46
2	212	310000000001292969DO	Monreal	3.151,88
2	213	310000000001292970AU	Monreal	2.480,22
2	214	310000000001292971SI	Monreal	1.931,24
2	215	310000000001292972DO	Monreal	2.005,97
2	216	310000000001292973FP	Monreal	1.845,43
2	217	310000000001292974GA	Monreal	2.511,48
2	218	310000000001292975HS	Monreal	4.913,95
2	219	310000000001292976JD	Monreal	2.654,52

Tabla 3: Polígonos y parcelas afectadas por el aerogenerador y el camino de acceso de nueva construcción

En la siguiente tabla se muestran las parcelas afectadas por el eje de la Línea de Evacuación:

Referencias Catastrales LSMT de evacuación (20kV)				
Polígono	**Parcela**	**Referencia Catastral**	**Término Municipal**	**Superficie (m^2)**
2	340	310000000001293091BH	Monreal	565.727,79
2	196	310000000001292953ML	Monreal	3.449,34
2	199	310000000001292956EX	Monreal	8.439,43
2	200	310000000001292957RM	Monreal	3.387,68
2	201	310000000001292958TQ	Monreal	4.591,19
2	202	310000000001292959YW	Monreal	3.653,19
2	203	310000000001292960RM	Monreal	1.928,78
2	204	310000000001292961TQ	Monreal	1.962,83
2	205	310000000001292962YW	Monreal	2.884,81
2	206	310000000001292963UE	Monreal	2.971,52
2	207	310000000001292964IR	Monreal	3.859,26
2	208	310000000001292965OT	Monreal	1.958,00
2	209	310000000001292966PY	Monreal	2.641,09
2	210	310000000001292967AU	Monreal	3.613,13
2	211	310000000001292968SI	Monreal	3.075,46
2	212	310000000001292969DO	Monreal	3.151,88
2	213	310000000001292970AU	Monreal	2.480,22
2	214	310000000001292971SI	Monreal	1.931,24
2	215	310000000001292972DO	Monreal	2.005,97
2	216	310000000001292973FP	Monreal	1.845,43
2	217	310000000001292974GA	Monreal	2.511,48
2	218	310000000001292975HS	Monreal	4.913,95

Tabla 4: Polígonos y parcelas afectadas por el eje de la Línea de Evacuación

El centro de seccionamiento del Parque Eólico (objeto de otro Proyecto) estará ubicado en la siguiente parcela:

Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Término Municipal	Superficie (m^2)
2	340	310000000001293091BH	Monreal	565.727,79

Tabla 5: Polígono y parcela donde se localiza el centro de seccionamiento

Por otro lado, el Parque Eólico contará con una torre de medición (objeto de otro Proyecto), ubicada en la siguiente parcela:

Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Término Municipal	Superficie (m^2)
2	340	3100000000001293091BH	Monreal	565.727,79

Tabla 6: Polígonos y Parcelas donde se localiza la torre de medición

Esta torre de medición recogerá datos que serán empleados para los Parques Eólicos pertenecientes a los Proyectos de “PE Ballinger 10” (objeto de este proyecto), “PE As de Guía 10” y “PE Ballestrinque 10” (objetos de otros Proyectos).

3.4. Acceso al Parque Eólico

El acceso al Parque Eólico se proyecta desde el suroeste hasta el sur del Parque Eólico, a través de una vía auxiliar a las carretera N-2420 (que se inicia en el p.k. 7 + 300 m, aproximadamente), y que discurre paralela a la autovía A-21, por la cual enlazamos con una red de caminos mayoritariamente públicos, a través de los cuales llegaremos al camino de nueva construcción de acceso al aerogenerador. La conexión con esta carretera se define en el punto con las siguientes coordenadas:

	Coordenadas ETRS89 (Huso 30)
X	620.947
Y	4.730.102

Tabla 7: Coordenadas del punto de acceso al Parque Eólico

Los caminos de acceso, ya sean existentes o de nueva construcción, serán adecuados de acuerdo con el tránsito y la funcionalidad, allí donde sea necesario.

Cabe destacar que hay un tramo del acceso de nueva construcción que será reconstituido una vez finalizada la fase de construcción, tomándose un vial alternativo para la fase de explotación.

En el Plano 3.1 “Accesos: Layout General” se muestra el camino completo que deberá ser adecuado hasta la ubicación del Parque Eólico.

3.5. Orografía del terreno

El diseño de la implantación del Parque Eólico ha sido realizado teniendo en cuenta la orografía. Por ello, se han determinado las pendientes máximas de cara a identificar aquellas zonas que cumplan los requisitos de instalación y requerir movimientos de tierra para cumplir con las pendientes máximas admisibles de los caminos:

- Pendiente longitudinal máxima admisible del 8% en caminos con radios de giro menores de 100 m.
- Pendiente longitudinal máxima admisible del 10% en caminos con radios de giro mayores de 100 m.
- Pendiente longitudinal máxima admisible del 14% en caminos rectos.

3.6. Estudio de producción energética

Los resultados del estudio de producción energética del Proyecto se encuentran en el Anexo II. Para este estudio, se ha realizado la compra de datos Vortex, concretamente Vortex BLOCKS. Este tipo de datos están formados por una serie temporal de datos de mesoescala, en resolución sub-horaria y con un mallado que abarca 1.500 km^2.

Una vez obtenidos los datos, mediante WindPro se realiza el estudio de producción para el layout y el modelo de aerogenerador propuestos, y realizando la extrapolación vertical necesaria para la altura de buje.

Para este estudio, se tendrán en cuenta los aerogeneradores pertenecientes a los Proyectos de “PE Ballinger 10” (objeto de este Proyecto), “As de Guía 10” y “Ballestrinque 10” (objetos de otros Proyectos), de manera que la modelización del efecto estela esté mejor definida.

Los resultados de este análisis muestran una producción a 127,5 metros de altura de buje de 14.019 MWh/año, con un 1,7% de efecto estela.

4. AFECCIONES CONSIDERADAS

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

- Ayuntamiento de Monreal.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Administración de la Comunidad Foral de Navarra.
- Sociedad Española de Ornitología.
- Ecologistas en Acción.
- I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.
- Red Eléctrica de España S.A.
- Confederación Hidrográfica del Ebro.
- Departamento de Desarrollo Rural y Medio Ambiente.
- Departamento de Ordenación del Territorio, Vivienda, Paisaje y Proyectos Estratégicos.
- Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA).

Para determinar la relación de posibles afecciones al Proyecto se han analizado diferentes aspectos, detallados en las secciones posteriores.

4.1. Espacios protegidos

4.1.1. Hábitats de Interés Comunitario

El área del Parque Eólico está asentada sobre un hábitat de interés comunitario (HIC), tanto parte del camino de acceso como la ubicación del propio aerogenerador. Esto requerirá de la solicitud de los permisos pertinentes para asegurar la viabilidad del Proyecto.

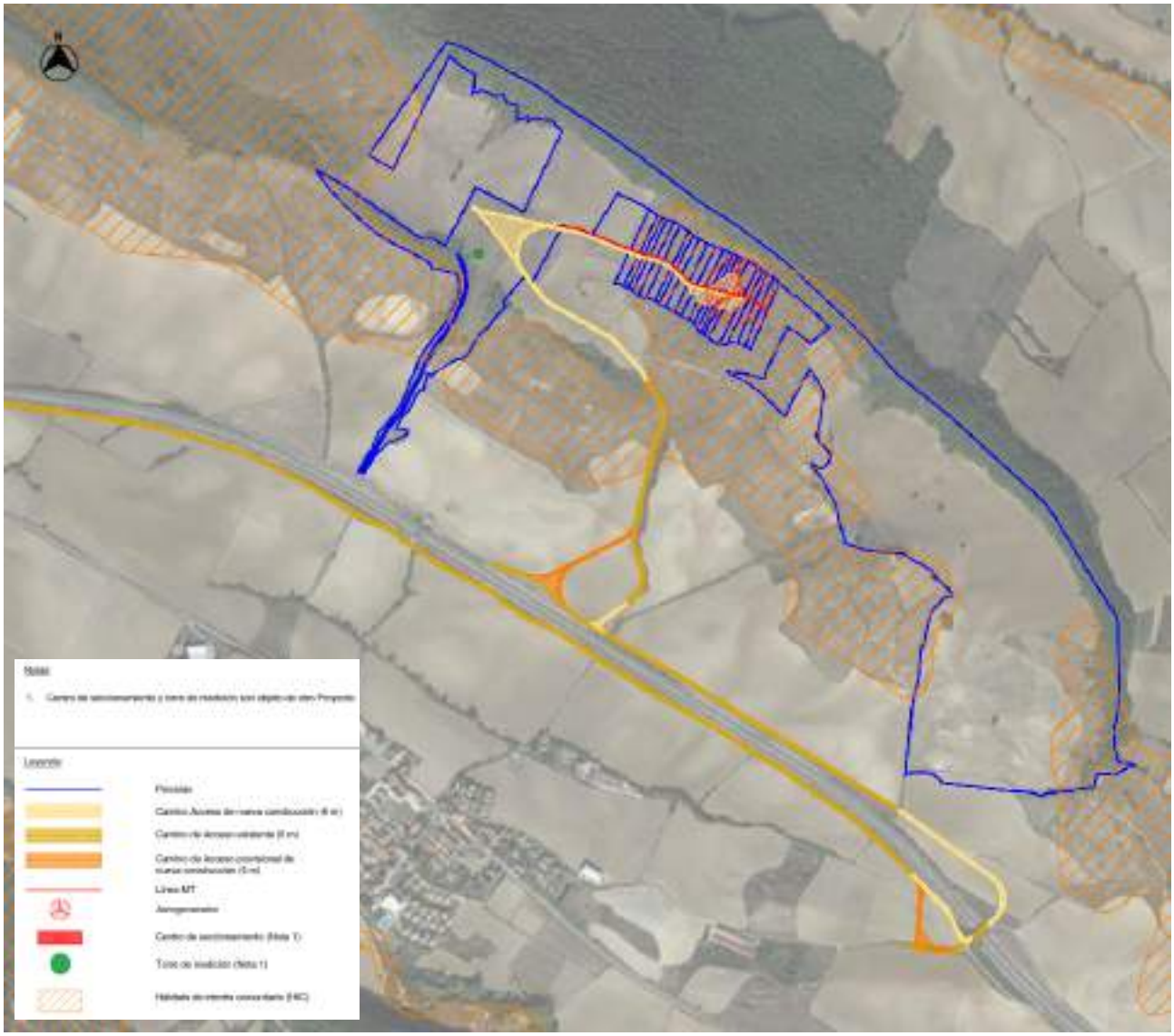


Figura 3. Afecciones del Parque Eólico a Hábitats de Interés Comunitario

Se pueden observar las afecciones de hábitats de interés comunitario en el Plano 4.7 “Afecciones: Hábitats de Interés Comunitario”.

4.1.2. Espacios de Red Natura 2000

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de Red Natura 2000.

4.1.3. Montes de Utilidad Pública

Tanto el aerogenerador como parte de la Línea de Evacuación y parte de los caminos de acceso están ubicados dentro área considerada como Monte Público denominado “La Iga”. Esto requerirá de la solicitud de los permisos pertinentes para asegurar la viabilidad del Proyecto.

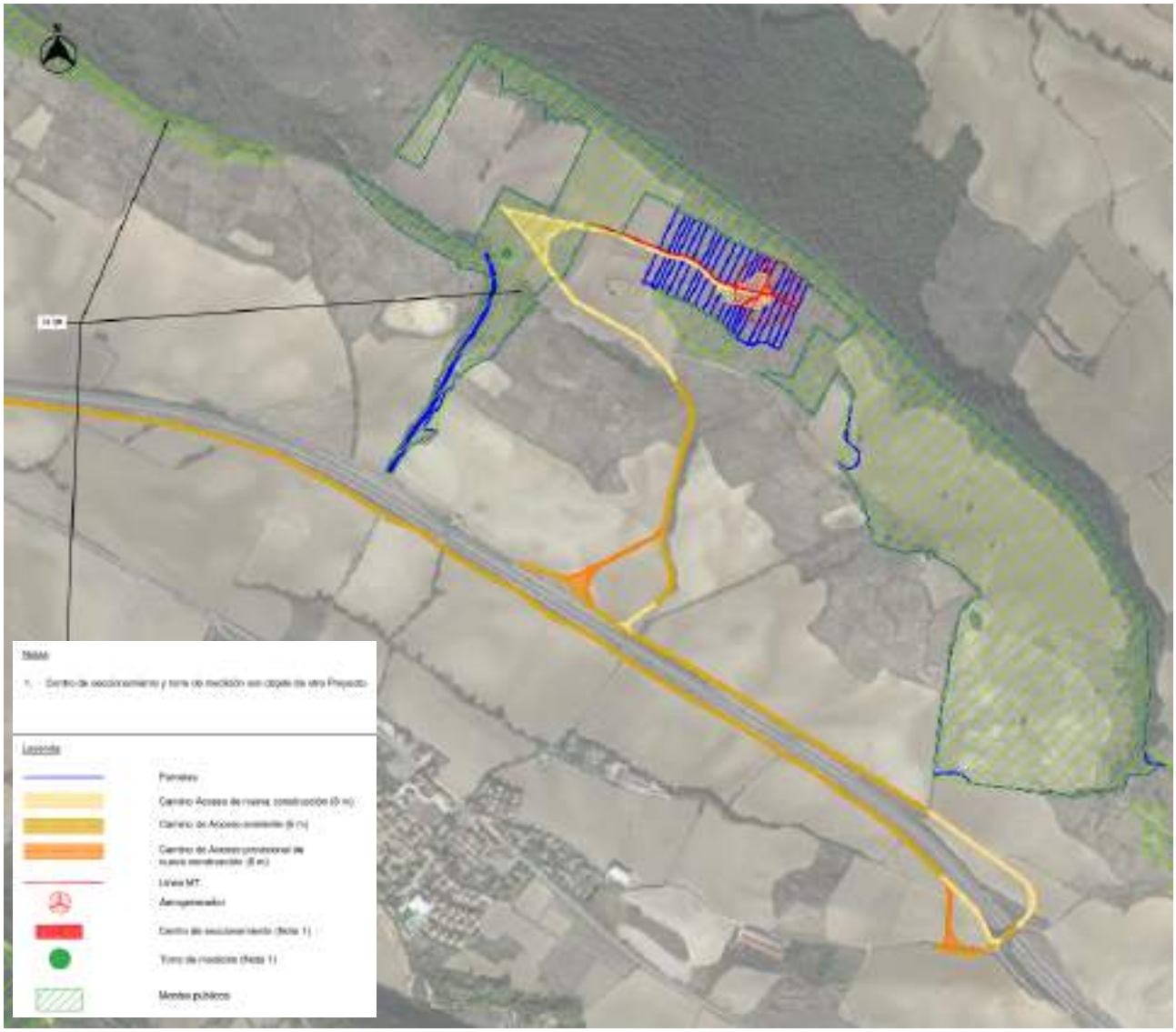


Figura 4. Afecciones del Parque Eólico a Montes Públicos

Se pueden observar las afecciones de montes públicos en el Plano 4.6 “Afecciones: Montes Públicos”.

4.1.4. Vías pecuarias

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de vías pecuarias.

4.1.5. Reservas de la Biosfera

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de reservas de la biosfera.

4.1.6. Espacios Naturales Protegidos

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de espacios protegidos.

4.1.7. Bienes de Interés Cultural

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de bienes de interés cultural.

4.1.8. Lugares de Interés Geológico

El aerogenerador está ubicado en una zona categorizada como de contacto normal. El camino de acceso presenta cruzamientos también con zonas de contacto normal.

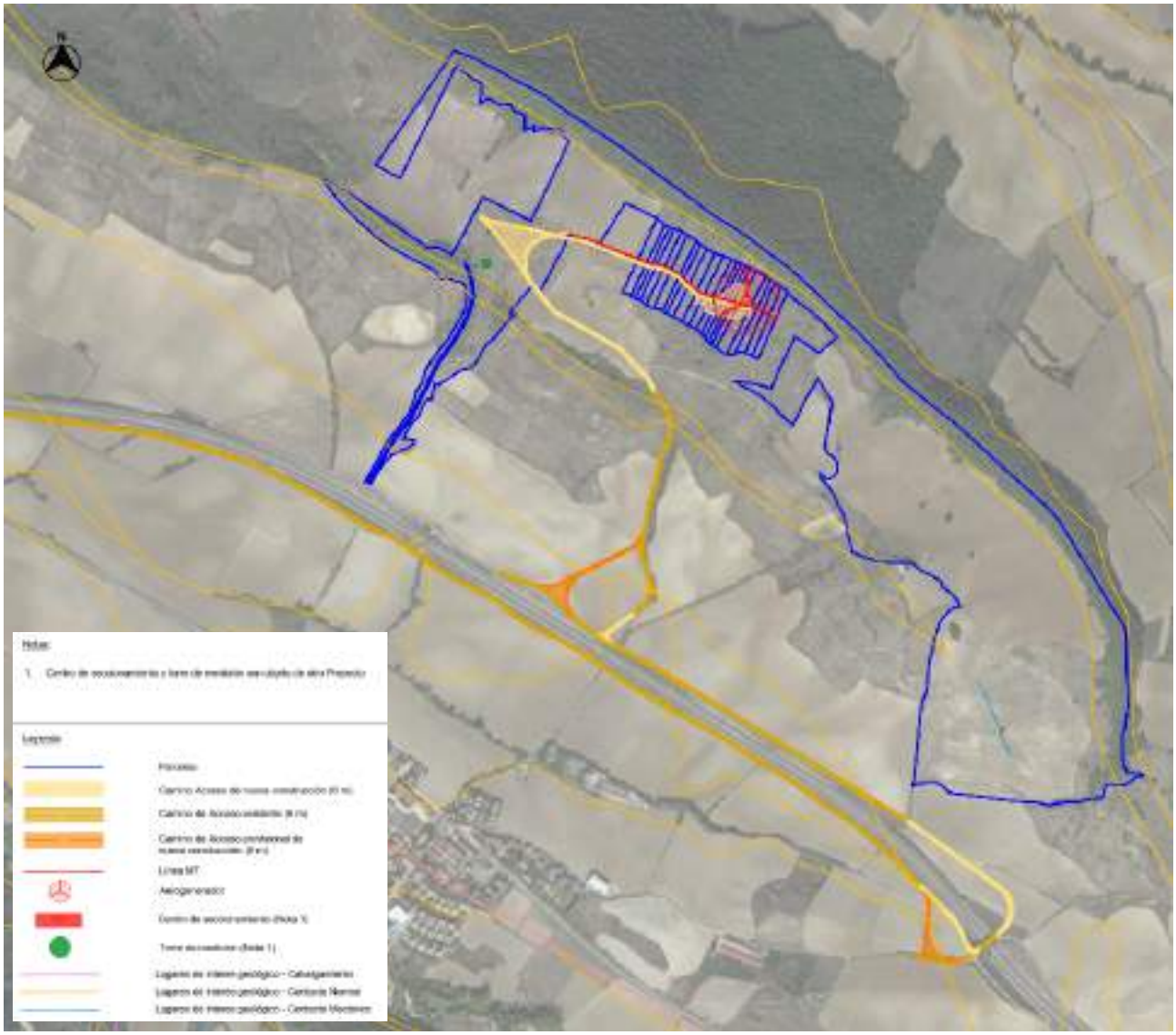


Figura 5. Afecciones del Parque Eólico a Lugares de Interés Geológico

Se pueden observar estas afecciones en el Plano 4.4 “Afecciones: Lugares de Interés Geológico”.

4.2. Afecciones a la vida salvaje

4.2.1. Áreas importantes para la conservación de las aves y la biodiversidad

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de áreas de conservación de las aves.

4.2.2. Zonas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión

El área del Proyecto está completamente asentada sobre una zona de protección de la avifauna contra colisión y electrocución. Las afecciones relacionadas con la avifauna son especialmente sensibles en el caso de instalaciones eólicas, lo que implicará la necesidad de solicitar los permisos pertinentes para asegurar la viabilidad del Proyecto.

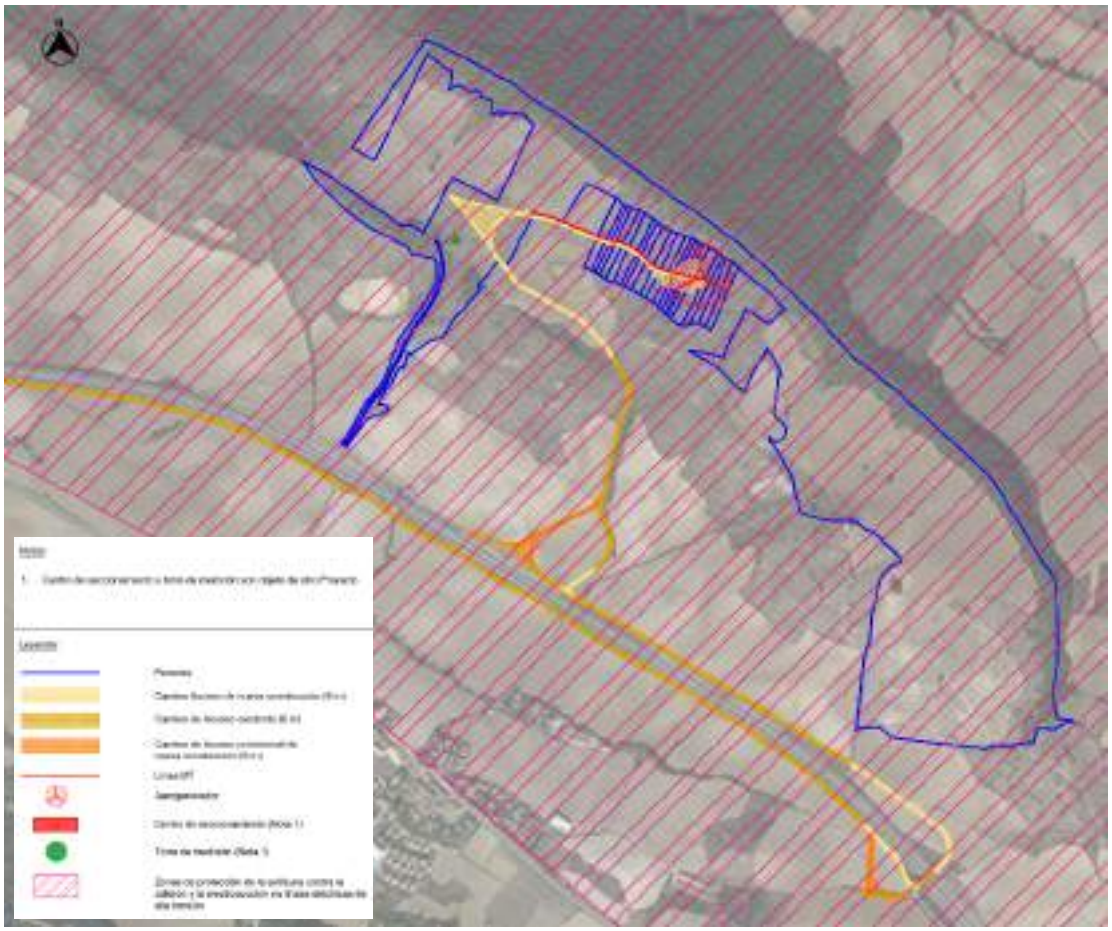


Figura 6. Afecciones del Parque Eólico a Zonas de Protección de la Avifauna

Se pueden observar las afecciones de zonas de protección de la avifauna en el Plano 4.5 “Afecciones: Zonas de Protección de la Avifauna”.

4.3. Hidrología y geotecnia

4.3.1. Riesgo sísmico

Según la base de datos del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), el Proyecto está localizado en la zona sismogénica 20, denominada “Surpirenaica Occidental”. El IGME cataloga esta zona con una peligrosidad relativa Alta, pero no se localizan fallas QAFI cerca de la ubicación del Proyecto. El registro de terremoto más cercano a la ubicación del Proyecto está a más de 2 km de distancia.

Figura 7. Mapa de registros sísmicos (Fuente: IGME)

4.3.2. Hidrografía

En la zona de implantación del Proyecto, se encuentran diferentes cauces sin nombre. A falta de información en detalle sobre los anchos de los caudales, se estima un ancho de 0,5 m a cada lado del eje del cauce para definir el Dominio Público Hidráulico (DPH).

Para cumplir las distancias recogidas en el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, se ha estimado un Dominio Público Hidráulico (DPH) a partir del eje recogido en el Portal del Ministerio de Transición Ecológica, desde el cual se ha respetado 0,50 metros a cada lado. Así mismo se define una distancia de servidumbre de 5 metros desde el Dominio Público Hidráulico (DPH) y una zona de policía de 100 metros desde la misma zona.

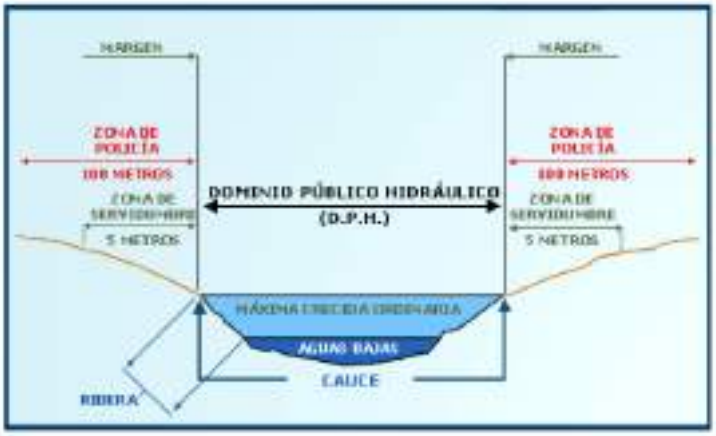


Figura 8. Zonificación del espacio fluvial (Fuente: MITECO)

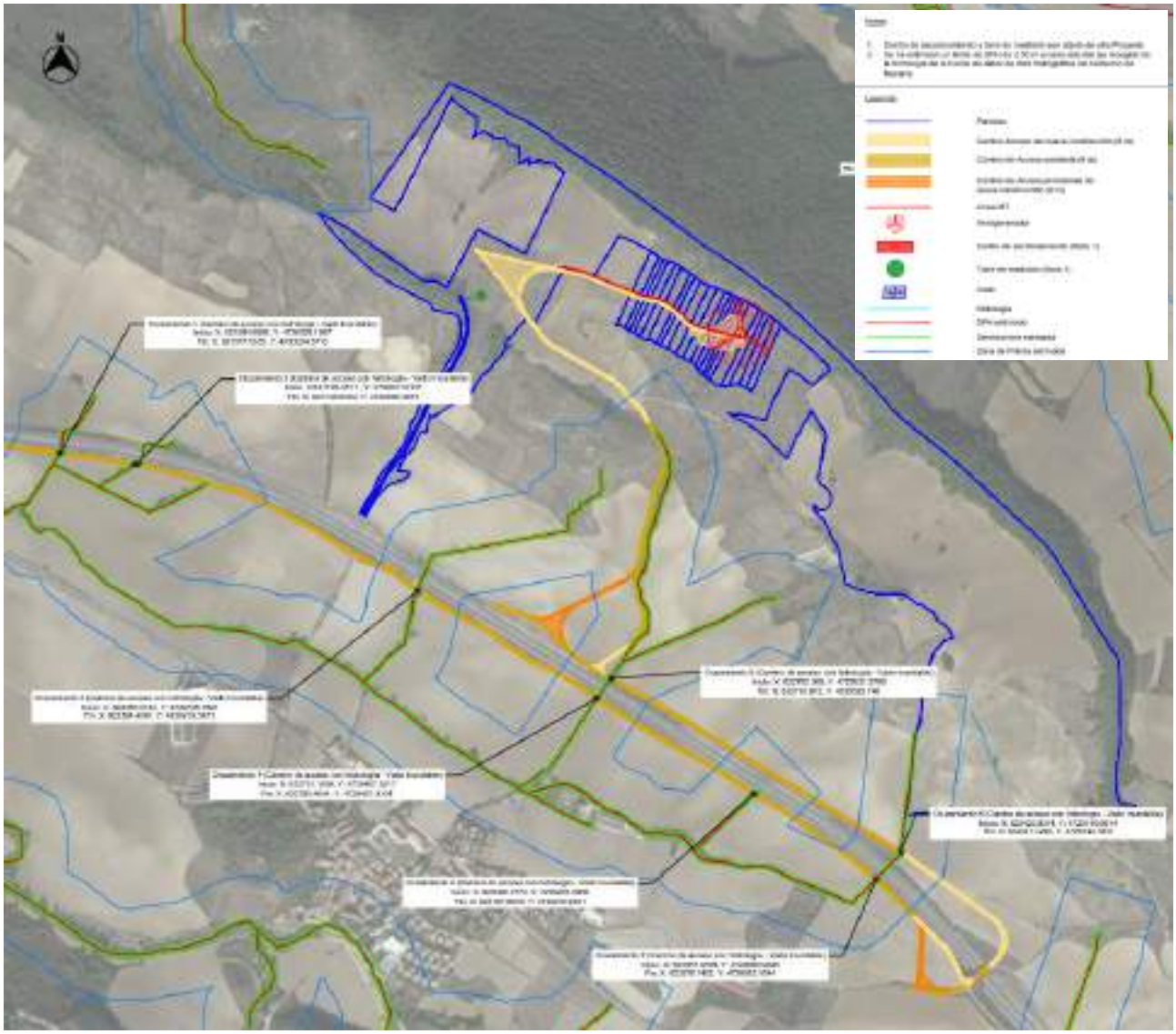


Figura 9. Afecciones del Parque Eólico a la hidrografía

A lo largo del acceso, se produce un cruzamiento entre el camino de acceso de nueva construcción con un cauce, el cual requerirá de la construcción de un vado inundable que permita la extensión del camino de acceso hasta la ubicación del aerogenerador. Así mismo, cuando sea necesario se adecuarán los cruzamientos entre camino existente y cauce.

A continuación, se enumeran los cruzamientos ya sean existentes a adecuar o de los viales de nueva construcción:

Afección	Coordenadas (ETRS89 Huso 30)			
	Inicio		Fin	
	X	Y	X	Y
Cruzamiento 1: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	621.564,9586	4.730.026,1697	621.577,0355	4.730.024,5713
Cruzamiento 2: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	621.729,4511	4.730.001,6137	621.746,6449	4.729.998,9973
Cruzamiento 3: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	622.355,0742	4.729.725,7891	622.364,4091	4.729.719,5473
Cruzamiento 4: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	622.751,1836	4.729.487,5217	622.760,4044	4.729.481,3104
Cruzamiento 5: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	622.782,3650	4.729.531,3768	622.791,9730	4.729.525,7460
Cruzamiento 6: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	623.098,0172	4.729.276,5966	6231.07,6633	4.729.270,6481
Cruzamiento 7: Cruzamiento camino de acceso existente y cauce	623.367,3768	4.729.088,9296	623.376,1452	4.729.082,1644

Tabla 8: Coordenadas ETRS89 de los cruzamientos entre camino de acceso existente y cauces

Afección	Coordenadas (ETRS89 Huso 30)			
	Inicio		Fin	
	X	Y	X	Y
Cruzamiento 8: Cruzamiento camino de acceso de nueva construcción y cauce	623.420,8314	4.729.148,6614	623.431,1299	4.729.142,1831

Tabla 9: Coordenadas ETRS89 de los cruzamientos entre camino de acceso de nueva construcción y cauces

Se pueden observar las afecciones de masas de agua en el Plano 4.3 “Afecciones: Hidrología”.

4.4. Infraestructuras y actividad humana

4.4.1. Ordenación Urbanística y Caminos públicos

A la hora de realizar la implantación del Parque Eólico, se ha respetado lo recogido en la normativa Urbanística del municipio de Monreal.

En la ubicación del Parque Eólico no existen afecciones de núcleos urbanos, siendo el más cercano el pueblo de Monreal, situado a más de 1 km al sur.

En lo referente a caminos públicos, por el área del Proyecto discurren una serie de caminos sin nombre definido. Estos caminos se verán afectados parcialmente por la adecuación de los viales del Parque Eólico, que discurrirá parcialmente por el interior de los límites catastrales de algunos de estos caminos públicos.

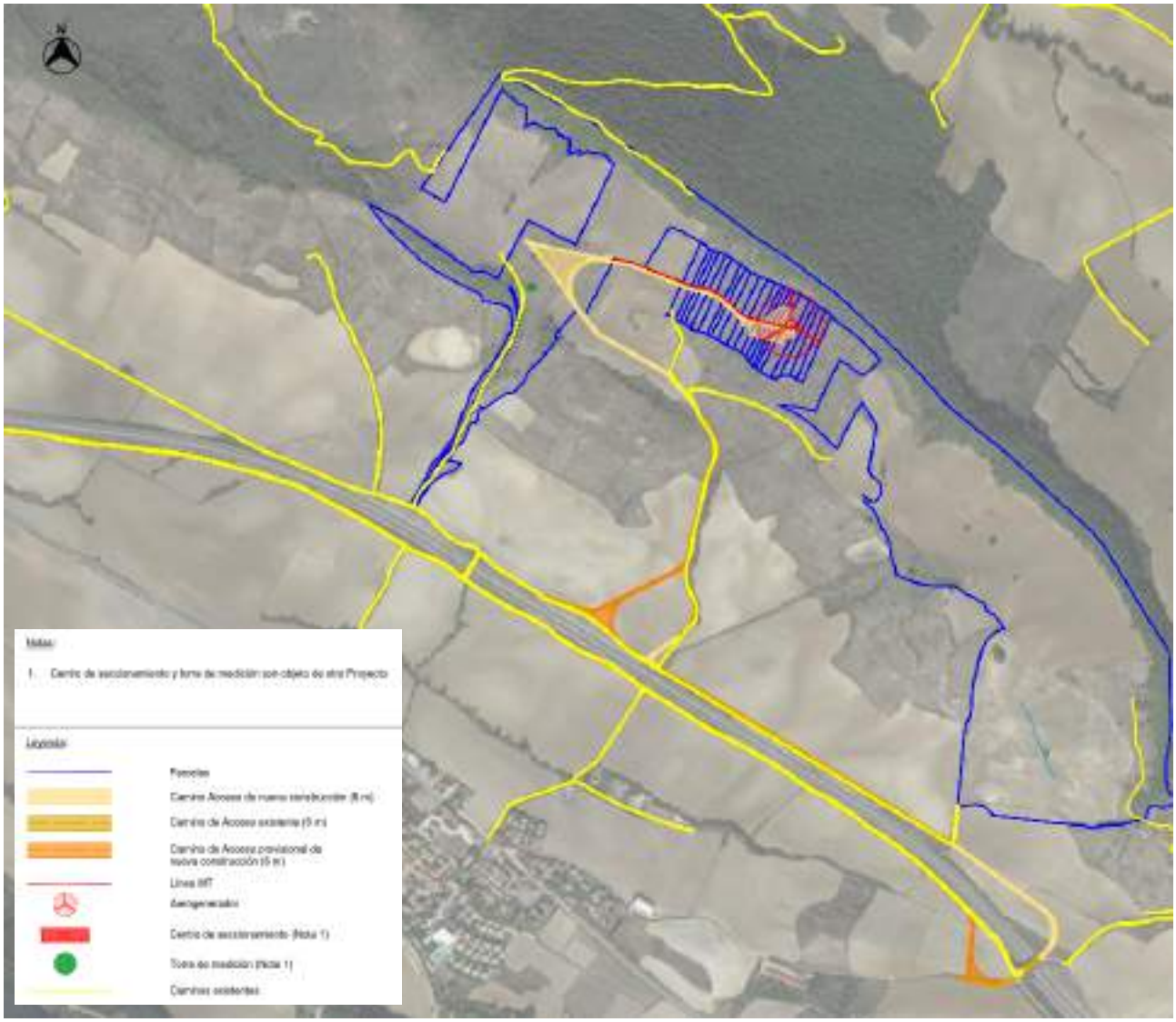


Figura 10. Afecciones del Parque Eólico a caminos públicos

No se producen cruzamientos entre la Línea de Evacuación y caminos públicos.

Se pueden observar las afecciones de caminos públicos en el Plano 4.2 “Afecciones: Caminos Públicos”.

4.4.2. Carreteras

La Autovía A-21 (Autovía del Pirineo) discurre justo al sur del área del Proyecto, así como la carretera N-2420, y el acceso al Parque Eólico desde esta carretera se define en la sección 3.4, en coordenadas ETRS89 (Huso 30).

El Plano 3.2 “Accesos: Detalles” muestra la adecuación que será necesaria en ese punto para respetar los radios de giro necesarios para el acceso de los transportes de equipos.

4.4.3. Líneas férreas

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de líneas férreas.

4.4.4. Líneas eléctricas

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de líneas eléctricas.

4.4.5. Aeropuertos, aeródromos y helipuertos

El aeropuerto de Pamplona es el más cercano a la ubicación del Proyecto, situándose a unos 12 km del Parque Eólico. Como se puede observar en la siguiente imagen, no existe ninguna afección en las servidumbres aeronáuticas:

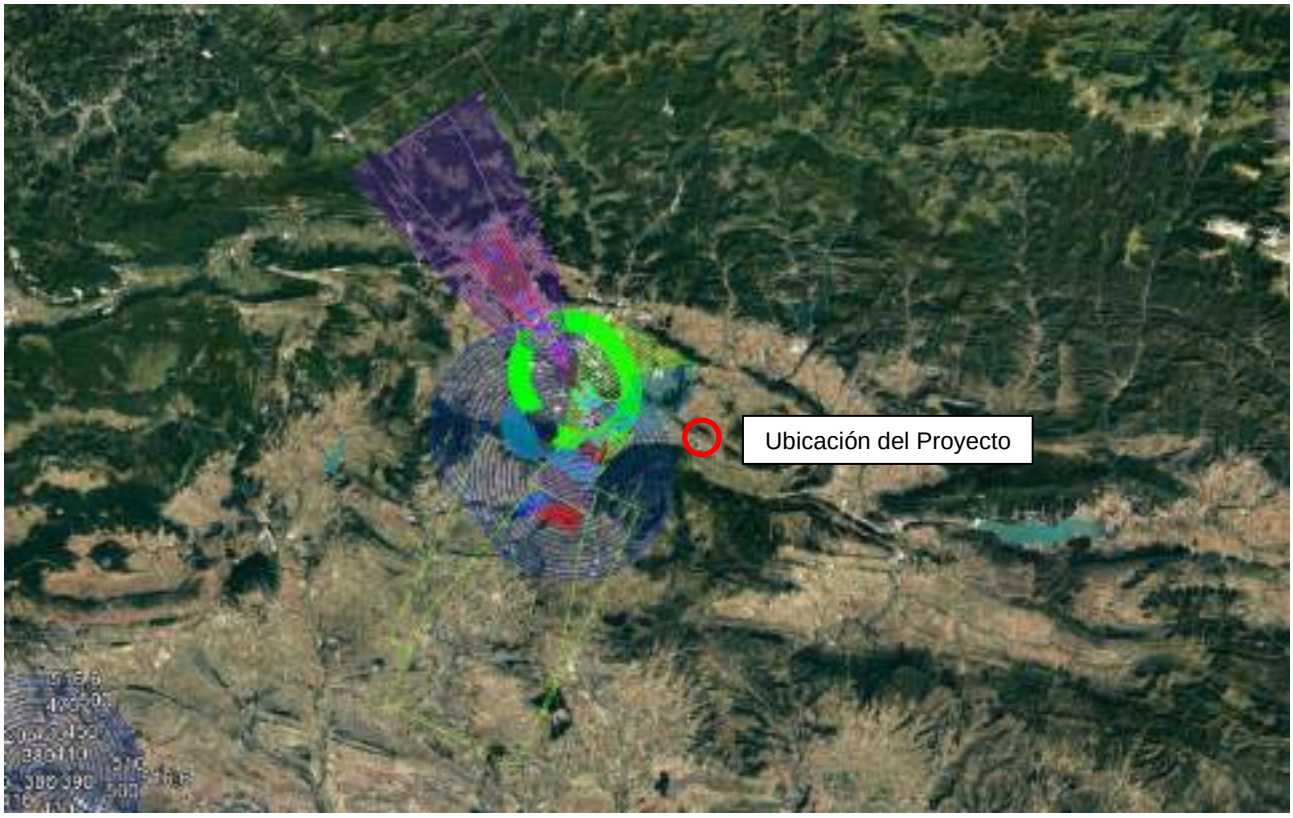


Figura 11. Servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Pamplona (Fuente: AESA)

Sin embargo, según la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA), deben señalizarse e iluminarse, y solicitar la correspondiente autorización, los parques eólicos que se encuentren con las siguientes características:

- Aerogeneradores que se encuentren dentro de las zonas afectadas por Servidumbres Aeronáuticas (Aeródromo, Radioeléctricas y de Operación), independientemente de la altura del aerogenerador (Decreto 584/1972).

- Aerogeneradores fuera de las zonas afectadas por Servidumbres Aeronáuticas y cuya altura sea superior a los 100 m (Artículo 8 del Decreto 584/1972).

Al tratarse de aerogeneradores con una altura superior a 100 m, la tramitación de las mencionadas aprobaciones se hará según el procedimiento legalmente establecido por la Agencia Estatal de Seguridad Aérea.

4.4.6. Gaseoductos y oleoductos

En el emplazamiento del Parque Eólico no existen afecciones de gaseoductos ni oleoductos.

5. CRITERIOS DE DISEÑO

5.1. Consideraciones de partida

Para el diseño del Parque Eólico se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones de partida:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Aerogenerador	Fabricante	-	Siemens Gamesa
	Modelo	-	SG 5.0-145
	Potencia	MW	4,99
	Altura de la torre	m	127,5
	Diámetro del rotor	m	145
	Tensión de evacuación	kV	20
Parámetros de diseño	Potencia instalada	MW	4,99
	Capacidad de acceso en el PdC	MW	4,99
Otros	Radio de giro mínimo de caminos	m	60
	Ancho de caminos internos	m	7
	Pendiente longitudinal máxima de caminos en los giros	%	8 (para radios de giro < 100 m)
			10 (para radios de giro > 100 m)
	Pendiente longitudinal máxima de caminos en tramos rectos	%	14

Tabla 10: Consideraciones de partida

5.2. Dimensionamiento del Parque Eólico

Teniendo en cuenta las consideraciones de partida, se ha realizado el dimensionado del Parque Eólico con los siguientes criterios:

- Respetar las servidumbres y distancias mínimas exigidas.
- Maximizar la generación anual de energía.
- Optimización de longitudes de cableado.
- Optimización de movimientos de tierra y canalizaciones subterráneas que afectan directamente al terreno.

5.3. Diseño eléctrico

- El nivel de tensión considerado para la red de media tensión interna del Parque Eólico es de 20 kV.

- El cableado de aluminio seleccionado para la red de media tensión serán conductores unipolares que irán directamente enterrados en zanjas y bajo tubo cuando se ejecute un cruzamiento con caminos o carreteras existentes.
- La conexión de la red de media tensión será en líneas-antenas y no en anillo.
- Los consumos asociados a los aerogeneradores, sistema de seguridad y otros serán alimentados desde los transformadores de los centros de transformación ubicados en los aerogeneradores.
- Instalación de elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión o interruptor general manual que permita aislar eléctricamente la Instalación Eólica del resto de la red eléctrica.
- Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico como mínimo de tipo básico Clase II en lo que afecta a equipos y al resto de materiales (conductores, cajas, armarios de conexión, etc).
- Se dispondrá de los equipos de medida de energía necesarios con el fin de medir, tanto mediante visualización directa, como a través de la conexión vía módem que se habilite, la energía generada y consumida por el Parque Eólico.

5.4. Diseño civil

- Se ha considerado la limpieza de las zonas ocupadas.
- Se ha considerado el despeje y desbroce de todas las áreas donde se instalen aerogeneradores.
- Los viales internos se han diseñado de 6 metros para que den acceso a todos los aerogeneradores.
- Los aerogeneradores dispondrán de unas plataformas para la grúa y zonas de acopio adyacentes.
- Cada aerogenerador será construido sobre cimentaciones dimensionadas según el aerogenerador elegido.
- El cableado de MT entre los aerogeneradores y el centro de seccionamiento será llevado enterrado directamente en zanja de acuerdo con la normativa y estándares de aplicación.
- El Parque Eólico podrá disponer de un sistema de drenaje tal que permita drenar el agua en el interior del Parque sin afectar al periodo de vida útil de la misma, así como a las labores de operación y mantenimiento. El sistema de drenaje consistirá en una red de drenaje interior en forma de cuneta en el lado de los viales internos donde se recoja el agua de escorrentía.
- El sistema de puesta a tierra del Parque conectará los elementos metálicos a tierra de: aerogeneradores, transformadores, sistema de seguridad, etc. llevando el cable directamente enterrado en las zanjas media tensión.

Además, indicar que el diseño del Parque Eólico seguirá las siguientes normas relacionadas con el diseño civil:

- Pliego de prescripciones técnicas para obras de carreteras y puentes, PG-3.
- Código Técnico de la Edificación, aprobado por RD (1371/2007).
- Instrucción de hormigón estructural EHE-08 RD (1247/2008).
- LEY 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- Orden FOM/273/2016, de 19 de febrero, por la que se aprueba la Norma 3.1- IC Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 5.2-IC. Drenaje Superficial (Orden FOM/298/2016 de 15 de febrero).
- Norma 6.1-IC. Secciones de firme (Orden FOM/3460/2003 de 28 de noviembre).
- Normas UNE.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE EÓLICO

6.1. Características principales

Tomando como base las consideraciones de partida que se mencionaban anteriormente, el diseño final del Parque Eólico obedece a las siguientes características principales:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Configuración Parque Eólico	Potencia instalada	MW	4,99
	Capacidad de acceso	MW	4,99
	Nº de aerogeneradores	Ud.	1

Tabla 11: Configuración general del Parque Eólico

6.2. Configuración eléctrica

El Parque Eólico producirá energía eléctrica a partir de la energía cinética proporcionada por el viento incidente sobre las palas del aerogenerador con un sistema de orientación activa de la góndola (sistema yaw) y un control de ángulo de las palas (sistema pitch), lo cual favorecerá en gran medida la energía generada por el Parque. Posteriormente, gracias a los generadores y un convertidor, se transformará la corriente alterna con las especificaciones de frecuencia de la red y los transformadores elevarán la tensión de baja tensión (BT) a media tensión (MT).

Así, la energía generada será conducida por medio de una red subterránea de media tensión (MT) desde el aerogenerador hasta el centro de seccionamiento del Parque Eólico.

Adicionalmente, el Parque Eólico contará con una torre de medición, objeto de otro Proyecto.

6.3. Layout del Parque Eólico

La siguiente imagen remarca la ubicación propuesta para el Parque Eólico y muestra los caminos de acceso de acuerdo con las consideraciones técnicas indicadas anteriormente:

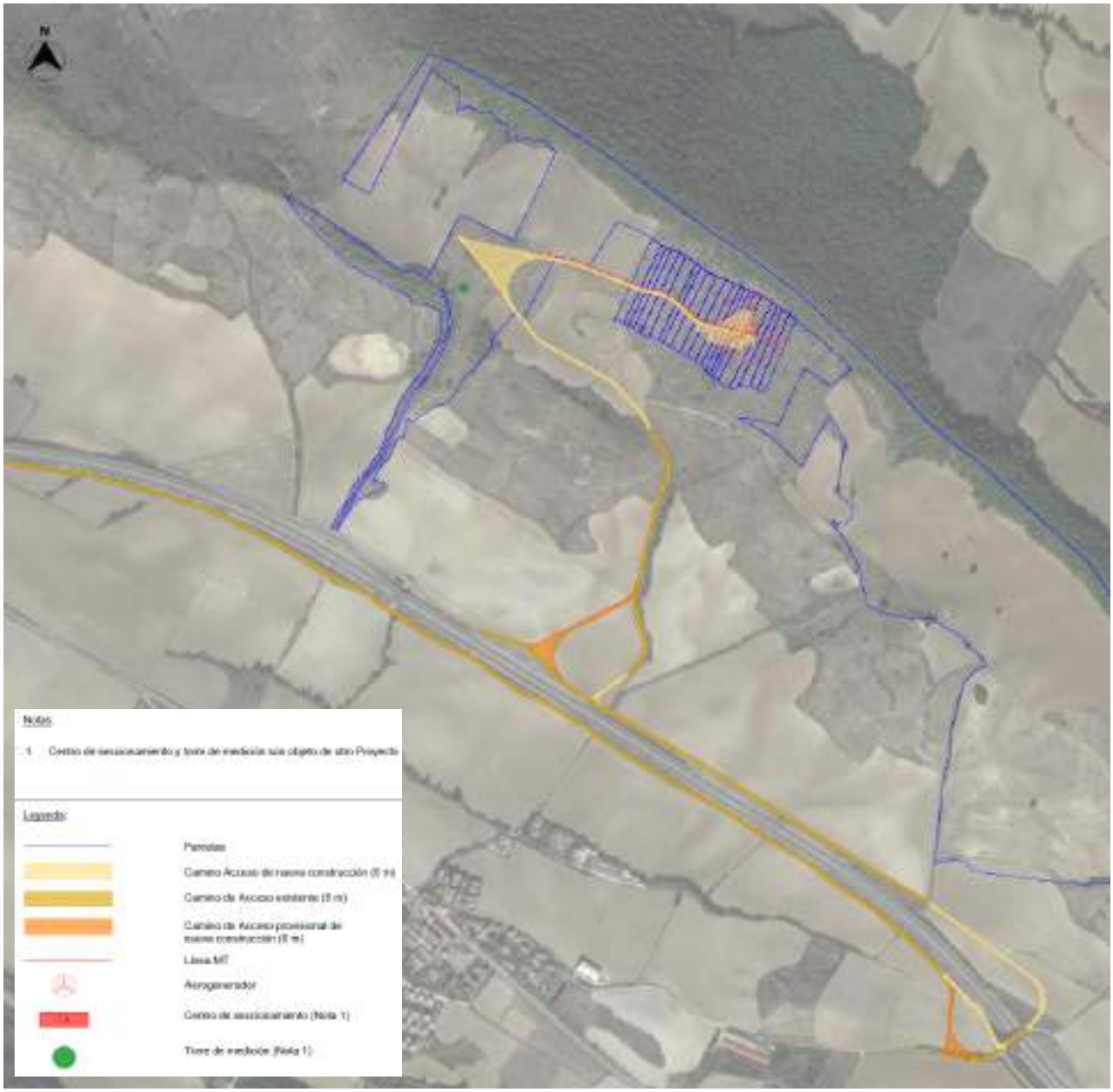


Figura 12: Layout del Parque Eólico

Este layout está recogido en el Plano 2 “Implantación”.

6.4. Aerogenerador

Los aerogeneradores SG 5.0-145 disponen de un rotor tripala a barlovento y su potencia es de 4,99 MW. El diámetro del rotor es de 145 m y la altura de buje se define en 127,5 m.

Los aerogeneradores SG 5.0-145 se basan en los siguientes elementos principales:

- Rotor con buje, tres palas y sistema de cambio de paso variable (pitch).
- Góndola con una multiplicadora, generador y sistema de orientación (yaw).
- Torre de acero modular.
- Transformador de media tensión.
- Sistema de control.
- Protección contra rayos.

6.4.1. Góndola

La góndola ha sido diseñada para facilitar un acceso seguro a todos los puntos de servicio durante las labores de mantenimiento programado. Además, su diseño garantiza que los técnicos de servicio estén presentes en la góndola con total seguridad durante las pruebas de servicio en pleno funcionamiento el aerogenerador. Esto permite llevar a cabo un servicio de gran calidad y facilita unas condiciones óptimas para la resolución de problemas.

La góndola contiene las partes mecánicas y eléctricas esenciales del aerogenerador.

El sistema de frenos de la turbina eólica comprende el acoplamiento combinado de dos sistemas de frenado:

- El freno primario de la turbina eólica es aerodinámico a través de una orientación de las palas en posición de bandera. El sistema del pitch es independiente para cada pala y, por lo tanto, proporciona seguridad en caso de que alguna de ellas falle.
- El freno mecánico consta de un freno de disco accionado hidráulicamente. Este freno mecánico solo se utiliza como freno de estacionamiento o cuando se ha activado un botón de emergencia.

El sistema de control de potencia activa es una unidad de sistemas eléctricos que comprende un generador de doble alimentación que tiene un rotor bobinado con anillos colectores y un convertidor, generando corriente alterna con las especificaciones de frecuencia de la red.

La multiplicadora transmite la potencia del eje principal al generador, aumentando la velocidad de rotación del rotor para adaptarla a los valores requeridos por el generador. La multiplicadora se compone de tres etapas combinadas, dos planetarios y un eje paralelo.

El eje del rotor se sustenta en el rodamiento situado dentro de la góndola. El rodamiento del rotor incorpora un bloqueo del rotor con el que es posible bloquear mecánicamente el rotor de forma fiable en el lugar

correspondiente. El par aerodinámico producido por el viento en el rotor es transmitido a la multiplicadora por el eje principal.

La cubierta protege los componentes del aerogenerador situados en el interior de la góndola frente a agentes meteorológicos y condiciones ambientales del exterior. Está diseñada para soportar su propio peso, el de la carga debida a agentes externos (tiempo atmosférico) y el del personal de servicio. El sistema de orientación permite a la góndola orientarse alrededor del eje de la torre.

6.4.2. Rotor

El rotor convierte las fuerzas aerodinámicas generadas por el flujo de aire sobre la superficie de la pala en un par torsor alrededor del eje. El rotor está compuesto por 3 palas acopladas a un buje mediante rodamientos. La regulación de la demanda de par y cambio de paso controla la potencia de salida. La velocidad del rotor es variable y está diseñada para maximizar la salida de potencia al tiempo que se mantienen el nivel de ruido y las cargas. Las juntas y los sistemas alojados en el buje están tapados por el cono.

El diámetro del rotor para estos aerogeneradores es de 145 metros.

El buje transmite el par torsor creado por las palas al eje principal. También aloja el sistema de control de cambio de paso y sujeta la estructura metálica del cono.

El cono protege los elementos internos del rotor contra condiciones atmosféricas y ambientales externas.

Las fuerzas aerodinámicas generadas sobre las plas se transmiten al resto de la góndola por medio del buje y el rodamiento de la pala. Las palas del aerogenerador SG 5.0-145 miden 71 metros. Las palas se fabrican con un epoxi de fibra de vidrio reforzada, que proporciona la rigidez necesaria sin incrementar el peso de la pala. Las palas disponen de control de cambio de paso para toda la dimensión de estas. El diseño aerodinámico de la pala está destinado a maximizar la producción de energía al tiempo que contiene las cargas y mitiga el ruido.

El sistema de cambio de paso (pitch) sirve para ajustar el ángulo de paso de las palas del rotor. Está compuesto por cilindros hidráulicos independientes que ajustan de manera independiente para cada pala el valor de ángulo pitch.

El sistema de control de cambio de paso actúa de acuerdo con los siguientes ajustes:

- Por debajo de la velocidad de viento nominal, se fija un ángulo de paso óptimo con el fin de maximizar la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento.

- Por encima de la velocidad nominal del viento, el ángulo de paso fijado es el que proporciona la potencia nominal del aerogenerador.

Además, controla la activación del freno aerodinámico en caso de emergencia, situando el aerogenerador en modo seguro, con el ángulo de pitch en 90º y las palas orientadas en posición de bandera respecto a la dirección del viento.

6.4.3. Torre

La plataforma SG 5.0-145 contempla una altura de torre de 127,5 metros para este Proyecto. El aerogenerador se monta de serie en una torre de acero tubular cónica o cilíndrica. Estarán disponibles otras tecnologías en caso de alturas de buje distintas. Está equipadas con plataformas y con iluminación eléctrica interior.

6.4.4. Transformador

El transformador trifásico encapsulado en seco tiene un voltaje de salida de 20 kV, varios rangos de potencia y ha sido diseñado específicamente para aplicaciones de energía eólica.

El compartimento se enfría mediante ventilación forzada del aire exterior seco a través de una rejilla situada debajo del transformador y mediante extracción forzada por el módulo de extracción de aire, situado en la parte superior del compartimento.

Al ser una unidad de tipo seco, se minimiza el riesgo de incendio. Además, el transformador incluye todas las protecciones necesarias contra daños, incluyendo detectores de arco y fusibles de protección.

6.4.5. Sistema de control

El aerogenerador está controlado por un controlador de lógica programable (PLC), que recibe las señales procedentes de los sensores del aerogenerador. El sistema de control consiste en algoritmos de control y monitorización.

El sistema de control selecciona el par óptimo del eje, el ángulo de paso de la pala y las referencias de potencia y los modifica constantemente, dependiendo de la velocidad del viento que llegue al aerogenerador y garantizando de este modo un funcionamiento seguro y fiable con cualquier tipo de viento.

Las ventajas principales del sistema son:

- Maximización de la producción de energía.

- Limitación de cargas mecánicas.
- Reducción aerodinámica del ruido.
- Gran calidad de la energía.

Además, el sistema monitoriza continuamente el estado de los diferentes sensores, así como el de los parámetros internos:

- Condiciones ambientales: velocidad y dirección del viento o temperatura ambiente.
- Parámetros internos de los diversos componentes, por ejemplo: temperatura, niveles y presiones de aceite, vibraciones etc.
- Estado del rotor: velocidad de rotación y posición de control de cambio de paso.
- Situación de la red: generación de energía activa y reactiva, tensión, corrientes y frecuencia.
- Limitación de potencia.

6.4.6. Protección contra rayos

Los aerogeneradores están protegidos contra los rayos por un sistema de transmisión que abarca desde los receptores de la góndola hasta la cimentación. Este sistema impide el paso del rayo por componentes sensibles a este tipo de descargas. El sistema eléctrico también dispone de protección adicional contra sobretensiones.

6.4.7. Protección contra incendios

Los aerogeneradores contarán con de sistemas de detección y extinción de incendios, protegiendo el recinto del aerogenerador contra los incendios de tipo eléctrico o químico, sobrecalentamiento, cortocircuitos, etc.

Adicionalmente, tanto la góndola como la torre contarán con detectores de humo. Estos contarán con un sistema de control remoto y en caso de ser dañados se enviará una advertencia.

En las diferentes zonas, como la góndola, donde sea necesario o requerido, se contará con extintores.

6.4.8. Datos técnicos

En la siguiente tabla se muestran los datos técnicos de los elementos principales de los aerogeneradores:

Aerogenerador SG 5.0-145		
Generador		
Tipo	-	Asíncrono de rotor bobinado y anillos rozantes doblemente alimentado
Potencia (MW)	MW	4,99
Tensión (V)	V	690
Frecuencia (Hz)	Hz	50/60
Clase de protección	-	IP54
Factor de potencia	-	0,9 capacitivo-0,9 inductivo
Rotor		
Número de palas	Ud	3
Diámetro	m	145
Área de barrido	m^2	16.513
Densidad de potencia	W/m^2	296,7
Palas		
Longitud	m	71
Perfil	-	Siemens Gamesa
Material	-	Epoxi de fibra de vidrio reforzada
Multiplicadora		
Tipo	-	3 etapas: 2 etapas planetarias + 1 etapa paralela
Torre		
Tipo	-	Estructura tubular de acero
Altura	m	127,5
Transformador		
Tipo	-	Encapsulado de tipo seco trifásico
Tensión	kV	20
Frecuencia	Hz	50/60

Tabla 12: Datos técnicos del aerogenerador

6.5. Instalación eléctrica de media tensión (MT)

La instalación eléctrica de media tensión (MT) tiene el fin de evacuar la energía generada en la instalación desde el aerogenerador hasta la celda de MT situada en el centro de seccionamiento.

La red eléctrica de MT de la Instalación será en corriente alterna (CA) a 20 kV. El cable será Al RHZ1-OL 12/20 kV de 240 mm^2, con aislamiento dieléctrico seco directamente enterrado, depositado en el fondo de zanjas tipo, sobre lecho de arena, a una profundidad mínima de 0,8 m. Las zanjas se repondrán compactando el terreno de manera apropiada.

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

Los detalles de la línea MT se definen en el apartado DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LSMT 20 kV.

6.6. Sistema de monitorización y control

La monitorización y el control del Parque Eólico se realizará desde la Sala de Control localizada en el centro de seccionamiento.

Para ello, todos los aerogeneradores y la torre meteorológica estarán comunicados mediante una red de fibra óptica con el sistema de control eólico de orientación y potencia, situado en la Sala de Control. Los circuitos de fibra ótica tendrán forma de anillo, es decir, de ida y vuelta, 1 fibras de tipo monomodo 9/125 con conectores tipo SC.

Por lo general, la red de fibra óptica se instalará en las canalizaciones de MT por encima de la cama de los cables.

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

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

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

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

- Aerogeneradores: envían al sistema de control las variables de entrada y salida del aerogenerador, las cuales permiten evaluar el funcionamiento del equipo.
- Torre de medición.
- Remotas de adquisición de E/S de cada centro de transformación.

- Remotas de adquisición de E/S en el centro de seccionamiento.
- Medidores de facturación.
- Sistema de seguridad.

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

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

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

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

6.7. Torre de medición

Los datos de meteorológicos se recogerán de una torre de medición, cuyo diseño será objeto de otro Proyecto. Este tipo de torres están dotadas de anemómetros y veletas para la medición de la velocidad y la dirección del viento a varios niveles de altura diferentes.

En lo referente a este Proyecto, es importante mencionar que la línea de alimentación de la torre se realizará desde el centro de seccionamiento del Parque Eólico, en baja tensión, y será instalada en la misma zanja que la línea de evacuación de media tensión del Proyecto “As de guía 10”.

Las coordenadas de referencia propuestas donde se localizará la torre de medición son las siguientes:

	Coordenadas ETRS89 Huso 30
X	622.499
Y	4.730.373

Tabla 13. Coordenadas de la torre de medición

6.8. Contador de energía

El punto de medida principal de la energía generada por el Parque se encontrará en la entrada del centro de seccionamiento.

Adicionalmente, en el edificio de control se instalará un contador electrónico trifásico bidireccional para la medida en MT de la energía generada por el Parque Eólico, ajustado a la normativa metrológica vigente, al Reglamento de Puntos de Medida y a sus instrucciones técnicas complementarias.

El contador irá conectado a los transformadores de tensión e intensidad del Parque Eólico, será de clase de precisión 0,2 s, y dispondrá de puerto óptico local y puerto remoto serie.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto a la entrada como a la salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora.

7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LSMT 20 kV

7.1. Introducción

La instalación eléctrica de media tensión (MT) tiene el fin de evacuar la energía generada en la instalación desde las celdas de MT correspondientes al aerogenerador hasta las celdas de MT situadas en el centro de seccionamiento (objeto de otro Proyecto).

La información general de esa línea MT se define en la siguiente tabla:

Línea de Evacuación	Tramo Subterráneo
Denominación de la línea	LSMT 20 kV PE Ballinger 10
Tipo de línea	Subterránea
Nivel de tensión (kV)	20
Inicio de la línea	Aerogenerador “PE Ballinger 10”
Final de la línea	Centro de seccionamiento Ventajud
Longitud (m)	438

Tabla 14: Información general de la Línea de Evacuación de 20 kV

7.2. Situación y emplazamiento

Las coordenadas ETRS89 (Huso 30) aproximadas del inicio y final de la línea son las siguientes, desde la ubicación del aerogenerador hasta la entrada del centro de seccionamiento:

Emplazamiento LSMT	Inicio de Línea	Fin de Línea
Abscisa (X)	623.072 m E	622.675,8735 m E
Norte (Y)	4.730.290 m N	4.730.435,8961 m N

Tabla 15: Localización de la Línea de Evacuación

Las parcelas afectadas por la línea MT se pueden ver en la Tabla 4: Polígonos y parcelas afectadas por el eje de la Línea de Evacuación.

7.3. Características de la instalación

7.3.1. Descripción de los materiales

Características Conductor	
Tipo Constructivo	Unipolar
Conductor	Aluminio, semirrígido clase 2 según UNE-EN 60228
Aislamiento	Polietileno Reticulado, XLPE
Nivel de Aislamiento Uo/U (Um)	12/20 kV
Semiconductora Externa	Capa extrusionada de material conductor separable en frío
Pantalla Metálica	Cinta(s) de cobre colocadas helicoidalmente
Temperatura Máx.Admisible en el Conductor en Servicio Permanente	90ºC
Temperatura Máx.Admisible en el Conductor en Régimen De Cc	250ºC
Sección	240 mm^2
Peso Aproximado	1.800 kg/km
Diámetro Nominal Aislamiento	31,36 mm
Diámetro Nominal Exterior	39,5 mm
Intensidad Máxima Admisible Directamente Enterrado (Tª Aire = 30 ºC Tª Terreno = 20 ºC, 1 Km/W)	428 A
Radio de Curvatura	0,5135 m
Fuerza de tracción máxima (daN)	720

Tabla 16: Características del Conductor LSMT.

Las características del cable de comunicación serán:

Características Cable Comunicaciones	
Tipo Constructivo	PKP Cable Holgado Multitubo
Nº Fibras	48
Fibras por Tubos	12
Total de Tubos	2
Tubos Activos	2
Cubierta Interior	Polietileno-Negro
Elementos de Tracción	Hilaturas de Aramida
Cubierta Exterior	Polietileno-Negro

Características Cable Comunicaciones	
Peso (Kg/Km)	113
Diámetro Exterior (mm)	12,6
Máxima Tracción (N)	1000 (Operación) / 1800 (Instalación)
Aplastamiento (N/100mm)	2500 (IEC 60794-1-21 E3)
Rango Temperaturas	-40ºC a +70ºC (IEC 60794-1-22 F1)
Radio Curvatura Mín. (mm):	20 Diámetro Exterior (IEC 60794-1-21 E11)

Tabla 17. Características del conductor de comunicación subterráneo.

7.3.2. Disposición del montaje

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

Figura 13. Colocación de Cables en Formación Tresbolillo

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

7.3.3. Accesorios

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

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

7.3.4. Terminaciones

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

Terminaciones convencionales contráctiles en frío, tanto de exterior como de interior: se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las

conversiones aéreo-subterráneas. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442.

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

7.3.5. Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio. En general se utilizarán siempre empalmes contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

7.3.6. Sistema de puesta a tierra

El objetivo de las puestas a tierra (p.a.t.) es limitar la tensión respecto a tierra que puedan presentar las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados, disminuyendo lo máximo posible el riesgo de accidentes para personas y el deterioro de la propia instalación.

La p.a.t. es la unión directa de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de p.a.t. se deberá conseguir que en el conjunto de la instalación no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

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

Figura 14. Puesta a tierra de cubiertas metálicas

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

Por otro lado, el dimensionado de la red de tierras de la Instalación se rige, fundamentalmente, por la siguiente normativa:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). ITC-BT-18.
- 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. ITC-RAT-13.
- IEEE-80: Guía de seguridad en la puesta a tierra de CA de subestaciones.
- IEC 60909-3 ed3.0: Short-circuit currents in three-phase AC systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth.

En ella se define, entre otras cosas, la formulación para calcular las tensiones de paso y contacto máximas admisibles, tensiones que nunca deben ser alcanzadas en la instalación.

Se dispondrán las siguientes puestas a tierra de protección interconectadas:

- Red general de puesta a tierra: estará formada por un mallado de conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 que discurrirá enterrado por el fondo de las canalizaciones de MT de la Instalación, a una profundidad no menor de 0,6 m. Esta conectará el aerogenerador y el centro de seccionamiento.
- Puesta a tierra del aerogenerador: compuesta por una serie de anillos de cobre desnudo de 50 mm^2 entorno a la cimentación, los cuales se conectarán con el armado de la cimentación, que estarán unidos a la red general de puesta a tierra del Parque Eólico.

7.3.7. Derivaciones

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

7.3.8. Ensayos eléctricos después de la instalación

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

7.3.9. Canalización

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

otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

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

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

7.3.10.Arquetas

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

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

7.3.11.Medidas de señalización y seguridad

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

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

7.3.12.Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema eólico y la red eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema.

El Parque Eólico deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa nacional en materia de protecciones eléctricas y la normativa internacional en el caso de que no existieran normas nacionales relacionadas.

De esta manera, todos los equipos del Parque Eólico estarán provistos de elementos de protección, algunos de los cuales se exponen a continuación:

- Los conductores de corriente alternan estarán protegidos mediante fusibles e interruptores magnetotérmicos para proteger el sistema contra sobreintensidades.
- La conexión a tierra ofrece una buena protección contra sobrecargas atmosféricas, además de garantizar una superficie equipotencial que previene contactos indirectos.

Los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales.

Para ver más detalles de la instalación eléctrica, el esquema unifilar se muestra en el Plano 7 “Esquema unifilar MT”.

8. DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS

En el presente apartado se describen los principales trabajos a ejecutar para acometer el Proyecto de Parque Eólico conectada a red. Los trabajos de ejecución se pueden clasificar principalmente en:

- Trabajos Previos.
- Topografía.
- Obra civil.
- Suministro de equipos.
- Montaje mecánico.
- Montaje eléctrico.

8.1. Trabajos previos

Debido al reducido tamaño del Parque Eólico y a su cercanía con otros Parques, estas podrán compartir las instalaciones requeridas para su construcción. Por tanto, las mismas instalaciones podrán ser compartidas por los Proyectos de “PE Ballinger 10” (objeto de este Proyecto), “PE As de Guía 10” y “PE Ballestrinque 10” (objetos de otros Proyectos).

8.1.1. Instalaciones provisionales

Incluye los trabajos de preparación y adecuación de las instalaciones provisionales. Se denominarán instalaciones provisionales a aquellas que sean necesarias para poder llevar a cabo, con las debidas condiciones de seguridad y salud, los trabajos para la construcción del Parque Eólico, y que una vez que hayan sido realizados, serán retiradas en un período de tiempo definido, generalmente corto. Estas instalaciones provisionales, también conocidas como campamento de obra/faenas o site camp, son:

- Área de Oficinas, que incluye:
    - Oficinas de obra: se habilitarán contenedores metálicos prefabricados o similar de diferentes dimensiones de acuerdo con las necesidades de los contratistas. Incluirán salas de reuniones.
    - Centro de Primeros Auxilios.
    - Vestuarios y áreas de aseo: incluyen baños y aseos para el personal de obra habilitados en contenedores metálicos prefabricados o similar.

- Comedor con cocina: se habilitarán contenedores metálicos prefabricados o similar de diferentes dimensiones en función del número de trabajadores y las exigencias de la normativa nacional.
- Áreas de descanso.

- Estacionamientos: para vehículos y maquinaria de obra.
- Área de control a los accesos al área de campamento.
- Zonas de descarga de material.
- Almacén de materiales y herramientas / taller de trabajo: para el acopio y almacenamiento de pequeña herramienta y material de obra y oficina, así como para realizar pequeños trabajos de carpintería y enfierradura.
- Zonas de acopio: se dimensionarán varias zonas de acopio de materiales al aire libre. Entre los materiales a almacenar se incluyen, por ejemplo, gasolina para los vehículos de obra y agua para la construcción. Para los materiales que lo necesiten se diseñarán zonas de almacenamientos con contenedores metálicos prefabricados. Además, quedarán previstas zonas de acopio de residuos clasificados en función de su peligrosidad y separados por su propio vallado perimetral.
- Área para grupo electrógeno.
- Suministro de agua y energía: incluye los trabajos necesarios para dotar de una red de abastecimiento de agua y energía eléctrica temporal a la zona instalaciones temporales.

Además, los campamentos contarán con las siguientes infraestructuras, levantadas según normativa internacional y local:

- Sistema de detección y contra incendios.
- Sistema de iluminación exterior e interior.
- Sistema de aire acondicionado.
- Sistema de puesta a tierra.
- Sistema de protección contra rayos.
- Sistema de agua sanitaria.
- Sistema de vigilancia.

Los frentes de trabajo serán móviles, y se irán materializando de acuerdo con el desarrollo de las obras. Básicamente, los frentes de trabajo corresponden a los puntos donde se llevarán a cabo las obras del Parque Eólico, y en la práctica, podrán existir varios frentes operando en forma simultánea.

En los frentes de trabajo se contará con las instalaciones sanitarias requeridas, para lo cual se considera la habilitación de baños químicos, servicio a cargo de terceros que cuenten con las autorizaciones sanitarias correspondientes. En general, cualquiera sea el tipo de instalación requerida por las empresas contratistas, ya sea en la Instalación provisionales o frentes de trabajo, el Titular exigirá que dichas instalaciones cumplan con las exigencias en las leyes nacionales de aplicación. Además, el Titular se compromete a gestionar el envío de la documentación que acredite que los residuos de los baños químicos fueron depositados en lugares autorizados para su disposición final.

8.1.2. Vallado de instalaciones provisionales

El cerramiento de las instalaciones provisorias será una de las primeras actividades a realizar para evitar el paso de personas ajenas a la misma y daños a terceros.

Para independizar la Obra y las Instalaciones provisionales de la normal operación del Parque Eólico, el Contratista deberá considerar la construcción de un cerco metálico protegido con sus respectivos accesos peatonales y vehiculares.

La altura mínima de los cerramientos será de 2 metros, aunque habrá que considerar también las actividades que se vayan a desarrollar en la obra, puesto que pueden existir situaciones, que obliguen a colocar vallados de alturas mayores, marquesinas, etc.

El Real Decreto 1627/97 establece a este respecto, como obligación del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, la de adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a ella. La dirección facultativa, asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

Además, se define que los accesos y el perímetro de obra deberán señalizarse y destacarse de manera que sean claramente visibles e identificables.

8.1.3. Acceso a las instalaciones provisionales

En cuanto al acceso del personal, debe situarse de forma separada al de vehículos. Debe situarse en zona próxima a la puerta de entrada al solar y locales destinados a higiene y bienestar.

Es recomendable que las zonas de paso se señalicen y se mantengan limpias y sin obstáculos, pero si las circunstancias no lo permiten, como sería el caso de producirse barros, hay que disponer pasarelas con un ancho mínimo de 60 cm y a ser posible por zonas, que no tengan que ser transitadas por vehículos.

8.1.4. Requerimientos sanitarios

Se requerirá de instalaciones higiénicas para atender los requerimientos sanitarios de los trabajadores, para ello se implementarán baños químicos. La cantidad y disposición de los baños se desarrollará cumpliendo los requisitos señalados por el Ministerio de Salud (Real Decreto 1627/1997 y Real Decreto 486/1997).

Los locales de aseo contarán con espejos, lavabos con agua corriente, caliente si es necesario, jabón y toallas individuales u otro sistema de secado con garantías higiénicas. Estos locales serán tipo cabina temporal o baños químicos. Se dispondrán de retretes, dotados de lavabos, situados en las proximidades de los puestos de trabajo, de los locales de descanso, de los vestuarios y de los locales de aseo, cuando no estén integrados en estos últimos.

No se dispondrán duchas ya que no se realizarán habitualmente trabajos sucios, contaminantes o que originen elevada sudoración.

La implementación de los baños químicos será encargada a una empresa que se encuentre autorizada por la Delegación Provincial de Salud.

8.1.5. Suministro de energía

La energía eléctrica que se requiere para la construcción será suministrada mediante generadores diésel. Se considera la utilización de generadores diésel distribuidos entre la instalaciones provisionales y frentes de trabajo.

Estos equipos estarán declarados ante Delegación de Industria, por un instalador eléctrico autorizado y de clase correspondiente. Los cálculos de cargas y el dimensionamiento de estos serán recogidos en el Proyecto eléctrico de las zonas provisionales que se declarará en Industria.

Los equipos estarán ubicados en una zona delimitada, protegida y debidamente señalizada. La superficie se tratará con una capa impermeable para evitar infiltraciones de combustible al suelo. Esta superficie debe tener una extensión suficiente para el buen manejo del personal que manipule el equipo, para la entrada del vehículo de recarga y para contener bolsas de arena en previsión de posibles derrames de combustibles. También se colocará un extintor en el interior de la zona delimitada.

8.1.6. Abastecimiento de agua potable

Para el uso de las instalaciones de higiene se considera un consumo estimado de 5 m^3/día de agua. El agua necesaria será provista mediante un camión cisterna y almacenada en un estanque o depósito habilitado para este fin y se asegurará su potabilidad mediante procesos de cloración.

Además, los trabajadores deberán disponer de agua potable para bebida, tanto en los locales que ocupen, como cerca de los puestos de trabajo.

El agua de bebida será proporcionada mediante bidones sellados, etiquetados y embotellados por una empresa autorizada.

8.1.7. Abastecimiento de agua industrial

El uso de agua industrial será destinado preferentemente para humectar los materiales que puedan producir material particulado, previo a su transporte.

Es importante indicar que el abastecimiento de agua industrial se realizará mediante camiones aljibes que lo suministrarán desde el exterior, por lo que no será necesaria ningún tipo de instalación auxiliar.

Se considera un consumo estimado de 0,5 m^3/día de este material.

8.1.8. Oficinas de obra

Se utilizarán contenedores metálicos o panel sándwich para dar servicio a la constructora, contratas, la administración competente y la inspección técnica de obra, incluyendo al menos dos puestos de trabajo por oficina y aire acondicionado.

Las instalaciones eléctricas provisionales que darán servicio a estas casetas contarán con sus respectivos fusibles, canalizaciones, cableados y conexiones. Cada contenedor deberá ser aterrizado mediante barra cooper o barra de cobre. Además, se realizará la provisión de muebles en cantidad necesaria para un desempeño cómodo.

8.1.9. Taller de trabajo

En este reciento se dispondrán las herramientas, accesorios de trabajo e instalaciones eléctricas necesarias para la realización de trabajos de carpintería y enfierradura. Serán instalaciones menores dado que la mayor parte de los materiales empleados en la construcción no necesitarán ser conformados en obra.

8.1.10.Almacén de materiales

Para el acopio y almacenamiento de la pequeña herramienta y material de obra y materiales de oficina, se colocarán contenedores marítimos o bodegas modulares metálicas de 20 pies, en la cantidad que se estime conveniente para sus propósitos.

Se debe tener especial cuidado con las Instalaciones Eléctricas las cuales deben contar con sus respectivos fusibles, canalizaciones, cableados y conexiones. Cada contenedor deberá ser aterrizado mediante barra cooper o barra de cobre.

Dado que podría haber materiales inflamables, o de fácil combustión, deberá contar con extinguidores “adhoc” los cuales serán revisados por personal de Prevención de Riesgos del Contratista.

8.1.11.Vestuarios

Se instalarán vestuarios provistos de asientos y de armarios o taquillas individuales con llave, que tendrán capacidad suficiente para guardar la ropa y el calzado. Los armarios o taquillas para la ropa de trabajo y para la de calle estarán separados cuando ello sea necesario por el estado de contaminación, suciedad o humedad de la ropa de trabajo. Se instalarán un local de aseo por cada 10 trabajadores.

Las dimensiones de los vestuarios, de los locales de aseo, así como las respectivas dotaciones de asientos, armarios o taquillas, lavabos e inodoros, deberán permitir la utilización de estos equipos e instalaciones sin dificultades o molestias.

8.1.12.Comedor

El comedor estará dotado con mesas y sillas con cubierta de material lavable y piso de material sólido y de fácil limpieza, contará con sistemas de protección que impidan el ingreso de vectores, además se dispondrá cercano a los lavatorios con agua potable para el aseo de manos y cara.

En el comedor no se instalará cocina debido a que la comida será facilitada desde el exterior del Parque Eólico debidamente preparada para su transporte por una empresa contratada para tal efecto.

Durante el invierno, se procurará establecer algún sistema de calefacción. La edificación estará debidamente aislada del suelo y protegida contra los cambios bruscos de temperatura.

8.1.13.Estacionamientos

Para facilitar el acceso a las instalaciones temporales de los distintos contratistas y técnicos autorizados que vayan a trabajar en la Instalación se habilitará aparcamiento para vehículos en plazas de 2,5 x 5 metros.

Dado el alto riesgo que representa la circulación de vehículos dentro de las instalaciones de faena, se exigirá una señalización mínima que indique, al menos, lo siguiente: estacionamiento, sentido de circulación, ingreso y salida.

8.1.14.Zonas de deposición de residuos

Los residuos de construcción serán almacenados temporalmente en un patio de residuos conformado por una plataforma compactada, debidamente cercada. Esta área se encontrará delimitada, sectorizada y debidamente señalizada.

8.1.14.1. Residuos domiciliarios o asimilables

Hay que destacar dos tipos:

- Residuos orgánicos: estos residuos son los restos de alimentos, considerado como residuos domésticos.
- Residuos reciclables: los residuos reciclables generados en la etapa de construcción corresponden a cartones, vidrios y plásticos procedentes de envoltorios de los materiales y equipos suministrados. Se estima que será posible reciclar un 70% de los residuos industriales generados, para lo cual serán separados en diferentes contenedores según su composición.

Los residuos sólidos domésticos serán recogidos en bolsas de basura o en recipientes cerrados para luego ser dispuestos en tambores debidamente rotulados, los que se mantendrán tapados para evitar la generación de malos olores y atracción y proliferación de vectores.

Se habilitará un sector o patio de residuos, el cual poseerá un sector especial para la acumulación transitoria de los residuos domiciliarios que se generen durante la fase de construcción.

Desde los frentes de trabajo, los residuos serán llevados diariamente hasta el patio de residuos, donde finalmente serán retirados semanalmente.

Una empresa especializada y autorizada será encargada de llevar un registro escrito de control para verificar que los residuos sólidos sean dispuestos en lugares autorizados, y será encargada del traslado a un vertedero autorizado.

8.1.14.2. Residuos industriales no peligrosos

Los residuos definidos como Residuos Industriales no Peligrosos corresponden a escombros (áridos, hormigón), restos de madera, clavos, despuntes de hierros, etc.

Estos se generarán de manera relativamente constante durante toda la etapa de construcción y serán acopiados en un área especial dentro de las instalaciones provisionales que consta de 2 unidades de módulos prediseñados RCA1A donde serán clasificados por tipo y calidad para posteriormente ser llevados a un vertedero autorizado.

Las medidas serán de 6 x 2,4 x 2,6 m y suelo de aluminio estirado. El diseño de los módulos debe garantizar una ventilación adecuada mediante el uso de rejillas de ventilación. Presentarán Puerta metálica de 1,6 x 2,06 m con rampa metálica debidamente reforzada.

Instalación eléctrica 380/220 Vac incluyendo alimentación y circuito de emergencia además de Sistemas de detección y extinción de incendios.

Durante toda la etapa de construcción, se llevará un registro escrito de control para verificar que los residuos sólidos sean dispuestos en lugares autorizados.

8.1.14.3. Residuos industriales peligrosos

Estos residuos corresponden a grasas, aceites y/o lubricantes bien sea impregnado en paños o en material arenoso.

Para las sustancias y los residuos peligrosos manejados durante la etapa de construcción, el Titular se compromete a mantener un registro actualizado de estos, de manera de estar disponibles para cuando la autoridad los solicite.

Los residuos peligrosos serán almacenados en forma segregada al interior de un área especialmente habilitada, la que contará con un cierre perimetral y demarcación interior para las áreas donde se acumularán los distintos tipos de residuos.

Sus características principales son las siguientes:

- Tamaño 6 x 2,4 x 2,6 m.
- Suelo: 30.30.30-2mm Tramex en cubo de 1000 litros con salida de tubería de drenaje. Cubo y Tramex fabricados en acero galvanizado.
- El diseño de los módulos debe garantizar una ventilación adecuada mediante el uso de rejillas de ventilación de aluminio.

- Puerta metálica de 1,6 x 2,06 m con rampa metálica debidamente reforzada.
- Instalación eléctrica 380/220 Vac que incluye alimentación y circuito de emergencia.

8.1.15.Contratación de servicios

Respecto a la contratación de servicios, tales como el suministro y mantenimiento de baños químicos, la seguridad (guardia), el transporte de personal, las telecomunicaciones y el retiro y disposición de residuos industriales y domésticos serán contratados a empresas especializadas y que cuenten con las autorizaciones respectivas.

Una vez realizados los trabajos de construcción correspondientes a la primera etapa del Parque Eólico, se procederá a dejar el terreno que se destinó para el montaje de las instalaciones provisionales tal cual se encontraba previo a su utilización. Esto quiere decir que se eliminarán todo tipo de restos de fundaciones provisorias, posteados eléctricos, restos de construcción y escombros, los cuales serán conducidos a sus respectivos destinos finales autorizados por el servicio de salud ambiental.

8.1.16.Transporte del personal y jornada laboral

En la planificación de las obras no se considera la instalación de campamentos dormitorio para alojamiento del personal, sino que éste residirá en las localidades cercanas, por lo cual se contará con transporte diario facilitado por el contratista principal hacia el lugar de instalaciones provisionales.

La jornada laboral será de 8 horas al día de lunes a viernes, para un total de 40 horas semanales.

El transporte del personal hacia y desde el sitio en que pernocta se hará mediante una flota de buses o vehículos equivalentes. Además, durante la construcción se deberá transportar personal entre los diferentes puntos de la Instalación para ejercer sus funciones. Este transporte se hará mediante camionetas para uso permanente.

El transporte de los materiales del Proyecto se llevará a cabo mediante camiones que serán despachados bajo la responsabilidad del almacén, los cuales repartirán en los puntos especificados para su destino los diferentes materiales.

Los materiales y servicios serán abastecidos por subcontratos otorgados a terceros con circulación diaria de vehículos a lo largo de la construcción. Entre ellos se pueden citar: distribución de agua potable, distribución de combustibles, mantenimiento y traslado de baños químicos, etc.

En las zonas del Proyecto en que se realice carga/descarga y transporte de materiales de excavación, los camiones transitarán a una velocidad máxima de 30 km/h. Los materiales transportados se cubrirán con lonas

debidamente atadas, que cubran toda la carga, para mantener los materiales libres de polvo y evitar la caída del material. Como medida de prevención contra choques y atropellos, los camiones circularán en todo momento con las luces bajas encendidas.

8.1.17.Primeros auxilios

En todos los lugares en los que las condiciones de trabajo lo requieran, se dispondrá de material de primeros auxilios, debidamente señalizado y de fácil acceso.

Una señalización claramente visible, deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio de urgencias más próximo. Se movilizará al afectado al recinto asistencial más cercano y para ello habrá siempre una camioneta disponible para el traslado.

8.1.18.Señalización

Toda actividad y procedimiento en obra será señalizada de acuerdo con la normativa vigente.

En las charlas diarias de seguridad se reforzará el significado de las señalizaciones que pudiesen no tener un claro entendimiento visual, a fin de que el trabajador sea consciente de posibles peligros por desconocimiento de estas.

La delimitación de aquellas zonas de los locales de trabajo a las que el trabajador tenga acceso, en las que se presenten riesgos de caída de personas, caída de objetos, choques o golpes, se realizará mediante un color de seguridad.

La señalización por color referida anteriormente se efectuará mediante franjas alternas amarillas y negras. Las franjas deberán tener una inclinación aproximada de 45°.

Desde que se comienza una obra de construcción se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Colocar la señal adecuada, en el lugar adecuado y justo el tiempo necesario.
- Comprobar que es posible cumplir y hacer cumplir con lo que indica la señal.
- Cuidar y mantener las señales en condiciones limpias.

8.2. Topografía

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

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

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

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

8.3. Obra civil

La obra civil necesaria para la construcción y posterior explotación del Parque Eólico se describe a continuación:

- Preparación del terreno y movimientos de tierra.
- Viales interiores de la instalación y acondicionamiento de los accesos.
- Sistema de drenaje.
- Zanjas y canalizaciones para los cables de potencia y comunicaciones.
- Plataforma de montaje del aerogenerador.
- Cimentación para la torre del aerogenerador.
- Ejecución del edificio de control y del almacén de repuestos.

8.3.1. Preparación del terreno y movimientos de tierra

La preparación del terreno consistirá en una limpieza y desbroce del terreno para eliminar la capa vegetal existente. Para esto se procederá de forma que se extraigan y retiren de las zonas indicadas todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material indeseable según el Proyecto o a juicio de la dirección de obra. Estos trabajos serán los mínimos posibles y los suficientes para la correcta construcción del Proyecto. Esto supone, al menos, los caminos de acceso al Parque Eólico y

los espacios requeridos para la cimentación, la plataforma de montaje, la torre de medición y el centro de seccionamiento.

La ejecución de esta operación incluye las operaciones siguientes:

- Remoción de los materiales objeto de desbroce.
- Retirado y extendido de los mismos en su emplazamiento definitivo.
- Demolición de edificios o posibles estructuras existentes en el terreno y posterior transporte de los escombros a vertedero.
- Remoción de los primeros 10 – 30 cm de terreno de la capa superficial.

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

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

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

Todos los huecos causados por la extracción de tocones y raíces se rellenarán con material procedente de los desmontes de la obra o de los préstamos.

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

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

Una vez finalizada la preparación del terreno, a partir del plano topográfico del terreno, y tratando de ser reducido al mínimo, se hará el movimiento de tierras según corresponda. Hay que distinguir entre los movimientos de tierra necesarios para:

- Adecuación de caminos de acceso al Parque Eólico, de acuerdo con los radios de giro mínimos y las pendientes máximas.

- Adecuación para la plataforma de montaje del aerogenerador, de acuerdo con el área requerida y la pendiente máxima.

8.3.2. Viales

El Parque Eólico contará con una red de viales que permitirán el acceso hasta la ubicación del aerogenerador. Los caminos existentes serán adecuados a un ancho de 6 m, y los caminos de nueva construcción serán construidos con el mismo ancho de 6 m. Estos caminos de nueva construcción estarán compuestos por una subbase de suelo seleccionado compactado al 95% PM con un mínimo de 0,20 m de espesor y una base de zahorra natural de 0,10 m de espesor compactada al 95% PM. El trazado de los viales se diseñará considerando un radio de giro mínimo de 60,00 m.

En los tramos rectos o curvos con un radio de curvatura mayor de 100 m, la pendiente máxima longitudinal de los caminos se establece en un 10%.

En aquellos tramos rectos en los que presenten pendientes mayores, si los hubiera, se hormigonarán consecuentemente con una pendiente máxima longitudinal de 14%. En aquellos tramos curvos con radios de curvatura menores de 100 m y que tengan una pendiente mayor de 8% también irán hormigonados.

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

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

A la hora del diseño de los caminos, se han tenido en cuenta las afecciones medioambientales para producir el menor impacto ambiental posible, haciendo coincidir los caminos internos con los caminos y zonas de paso existentes y donde esto no ha sido posible, se ha tratado de realizar el recorrido más corto por las áreas de menor vegetación y menor movimiento de tierras.

8.3.3. Sistema de drenaje

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

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

El drenaje del Parque Eólico se proyectará a lo largo de los caminos de nueva construcción, mediante un drenaje longitudinal de tipo 1 (cuneta). Este sistema captará el agua de escorrentía y la conducirá hacía los puntos de menor cota

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

8.3.4. Canalizaciones

Las zanjas del Parque Eólico se emplearán para alojar la línea de media tensión y la línea de comunicaciones. En el Plano 5 “Secciones zanjas” se muestra el trazado de los distintos tipos de canalizaciones desde la ubicación del aerogenerador hasta el centro de seccionamiento, con sus medidas de anchura, profundidad y distancia entre líneas (cuando aplique).

Desde la ubicación del aerogenerador del Parque Eólico “Ballinger 10” (objeto de este Proyecto) partirá una canalización para una línea de MT y un cable de comunicación, que será compartida por el Proyecto “Ballestrinque 10” hasta la entrada del centro de seccionamiento.

Allí donde se produzca un cruzamiento entre la zanja y el camino, deberán emplearse conductos de PVC para las líneas, y la zanja debe ir hormigonada, tal como indica el Plano 5 “Secciones zanjas” en la configuración de zanja “bajo camino”.

Todas las canalizaciones estarán formadas por una primera capa de terreno compactado, que alojará las líneas de MT y BT, así como los cables de comunicación, con las distancias que se indican en el Plano 5 “Secciones zanjas”. A continuación, se colocará una capa de suelo natural que alojará la cinta de señalización.

8.3.5. Plataformas de montaje

En el emplazamiento correspondiente a cada generador se acondicionará una plataforma estable, que permita las maniobras de camiones y grúas de gran tonelaje necesarios para la realización de las labores de montaje de las máquinas.

Las plataformas de montaje se han previsto con las dimensiones y distribución que a continuación se describen:

- Zona de trabajo grúas.
- Zona de acopio de componentes.
- Zona de acopio de palas.

Figura 15: Plataforma de montaje y zonas de acopio aerogenerador

Las dimensiones de la plataforma de montaje pueden verse en el Plano 3.2 “Accesos: Detalles”.

Para reducir la superficie requerida para los aerogeneradores, se ha optado por la opción de plataformas denominada “just-in-time”, mediante la cual los distintos tramos de la torre se irán instalando a medida que se transportan uno a uno hasta la ubicación del aerogenerador. Esto permite prescindir de una zona de acopio para los tramos de la torre.

8.3.6. Cimentaciones

En el Plano 6 “Cimentación” se definen las especificaciones de la cimentación. Esta se realizará mediante una zapata circular con 21,4 m de diámetro sobre la que se construirá un pedestal de hormigón con planta circular de 5,7 m de diámetro.

En la zapata se incluirá el acceso de la red de media tensión a la torre con tubos que irán embebidos en el propio hormigón de la cimentación.

El hueco de la cimentación se rellenará con material procedente de la excavación. El terraplenado se realizará de forma que se obtenga una rasante con pendiente hacia el exterior del aerogenerador.

Con el debido estudio del suelo se debe determinar el tipo de terreno sobre el que se asentará la cimentación, distinguiendo entre tres tipos de terreno:

- Roca próxima a la superficie: el aerogenerador requerirá de una cimentación de hormigón armado apoyada en la roca y anclada mediante pernos.
- Terreno firme: el aerogenerador requerirá de una cimentación de hormigón armado que puede incorporar pilotes.
- Terreno de baja capacidad portante: el aerogenerador requerirá de una cimentación de hormigón armado con pilotes.

La geometría de la zapata se calculará de manera que se garantice, entre otros aspectos, la estabilidad de esta (vuelco, deslizamiento, despegue y efectos del nivel freático), y los condicionantes geotécnicos, de manera que la tensión transmitida al suelo sea menor que la máxima capacidad portante del terreno.

En el caso de que las características del terreno no permitan asegurar la estabilidad de la estructura del aerogenerador, se pueden aplicar distintos métodos de mejora:

- Precarga, compactación o vibración, con el objetivo de consolidar el terreno.
- Inyecciones de columnas de cemento mediante “jet-grouting”, con el objetivo de mejorar la capacidad portante.

Si aún con estos trabajos de mejora, la capacidad portante del terreno no fuese suficiente, se necesitará introducir pilotes lo suficientemente profundos como para trasladar las cargas de la estructura a estratos más resistentes.

Simultáneamente a la ejecución de la cimentación, embebidos en el pedestal se colocarán los anclajes de la torre, consistente en una virola de acero a la que posteriormente se atornillará la base de la torre de sustentación del aerogenerador.

8.3.7. Ejecución de edificios

El Parque Eólico requerirá de un edificio de control con oficinas, así como de un edificio destinado a almacén de repuestos y documentación. Ambos edificios serán permanentes, se utilizarán durante toda la vida útil del Parque Eólico y conforman la zona O&M.

Debido al reducido tamaño del Parque Eólico y a su proximidad con otros Parques Eólicos, la mejor solución será la ampliación y adecuación del centro de seccionamiento (objeto de otro Proyecto) para albergar estos edificios, que serán comunes a los Parques Eólicos “Ballinger 10” (objeto de este Proyecto) y “As de Guía 10” y “Ballestrinque 10” (objetos de otros Proyectos).

8.4. Suministro de equipos

Previo al montaje electromecánico del Parque se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas. El suministro de equipos incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción.

8.5. Montaje mecánico

8.5.1. Montaje de aerogeneradores

El aerogenerador se transporta a pie de obra como un conjunto de piezas dispuestas para su ensamblaje, del modo que se detalla a continuación:

- Tramos de la torre tubular, introducidos secuencialmente en el de mayor diámetro.
- Góndola completa, con cables de conexión a la unidad de control a pie de torre.
- Tres palas sin ensamblar.
- Buje del rotor y su protección.
- Unidad de control.
- Accesorios (escalera interior, línea de seguridad, tornillos de ensamblaje, etc).

Como se ha comentado en el apartado 0, para reducir la superficie requerida para las plataformas de montaje, se ha tomado la opción “just-in-time”. Con esta opción de montaje, los tramos de la torre se irán instalando a medida que se van transportando uno a uno hasta la ubicación del aerogenerador.

La instalación del aerogenerador se realizará del modo siguiente:

- Previamente al montaje, se debe construir la cimentación de hormigón en la que quede embutidos los pernos de anclaje de la torre.
- Se instala el primer tramo de la torre, atornillado en la zapata de hormigón.
- Mediante una grúa, se van colocando los distintos tramos de la torre a medida que van siendo transportados a la ubicación, apretándose los tornillos entre la brida inferior y la posterior.
- Se iza la góndola y, cuando está situada sobre el collarín superior de la torre, se aprietan los tornillos de sujeción.
- Se procede al ensamblaje del rotor, también sobre el terreno, acoplando las palas al buje y colocando la protección frontal.

- Se eleva el rotor completo, en posición vertical. Se fija el buje del rotor al plato de conexión situado en el extremo delantero del eje principal de la góndola.
- Se conecta al mecanismo de regulación del paso de las palas.
- Se procede al tendido de los cables de la góndola por el interior de la torre, pasa su posterior conexión a la unidad de control.
- Se coloca la unidad de control sobre los apoyos dispuestos en la cimentación y se conectan los cables de potencia y control de la góndola, quedando el aerogenerador dispuesto para su conexión a la red.

La grúa, de 200 Tn como mínimo para elevar la torre y la góndola, precisa disponer de una plataforma a pie de torre, así como un camino de acceso de viales internos de 6 m de ancho.

8.6. Montaje Eléctrico

Los trabajos de montaje eléctrico del Parque Eólico comprenden la instalación eléctrica de media tensión (MT), de 20 kV. Entre ellos, cabe destacar lo siguiente:

- Con respecto a la obra civil, lo incluido en el apartado referente a la excavación de zanjas, canalización eléctrica, etc.
- Para la instalación eléctrica y características de los materiales, lo incluido en el apartado referente a las instalaciones de MT.

9. ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD

Durante el diseño de, cálculo y redacción del Proyecto se han cumplido los principios descritos en la norma UN-EN ISO 9001. El contratista deberá garantizar que los trabajos correspondientes al Proyecto cumplan los requisitos de la citada norma. Para ello se han de definir en el plan de calidad del contratista de la Instalación.

El plan deberá presentar las actividades en una secuencia lógica, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Una descripción del trabajo propuesto y del orden del programa.
- La estructura de organización para el contrato, así como la oficina principal y cualquier otro centro responsable de una parte del trabajo.
- Las obligaciones y responsabilidades asignadas al personal de control de calidad del trabajo.
- Puntos de control de la ejecución y notificación.
- Presentación de los documentos de ingeniería requeridos por las especificaciones del Proyecto.
- La inspección de los materiales y sus componentes a su recepción.
- La referencia a los procedimientos de la calidad para cada actividad.
- Inspección durante la construcción.
- Inspección final y ensayos.

Al objeto de garantizar la calidad de los materiales de las instalaciones, se establecerá de forma coordinada con el contratista, un proceso de aseguramiento de calidad en la fabricación y recepción técnica de los mismos.

El proceso de aseguramiento de la calidad estará formado por los siguientes aspectos:

- Verificación que los materiales cumplen las especificaciones y son suministrados por proveedores homologados.
- Ensayos de recepción en fábrica.
- Ensayos de recepción en campo.

9.1. Verificación de suministro por proveedores homologados

De cara a garantizar la calidad de los suministradores de materiales se tiene establecido un proceso de homologación de proveedores, basado en el cumplimiento de requerimientos formales y la superación de auditorías e inspecciones de calidad.

9.2. Ensayos de recepción en fábrica

Con carácter general, los ensayos de recepción en fábrica serán los recomendados por la normativa vigente y deberán ser aprobados.

Para todos los materiales que lo requieran, se recibirán los protocolos de los ensayos de recepción en fábrica realizados sobre los mismos.

9.3. Ensayos de recepción en campo

Con carácter general, los ensayos de recepción en campo serán realizados conforme a lo establecido a la compañía de distribución y con su presencia.

Para todos los materiales que lo requieran, se recibirán los protocolos de los ensayos de recepción en campo realizados sobre los mismos.

9.4. Recepción en obra

Durante la obra y una vez finalizada la misma, el director de obra verificará que los trabajos realizados estén de acuerdo con las especificaciones de este pliego de condiciones general y de más pliegos de condiciones particulares.

Una vez finalizadas las instalaciones, el contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra.

El director de obra contestará por escrito al contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

9.5. Calidad de cimentaciones

El director de obra verificará que las dimensiones de las cimentaciones y las características mecánicas del terreno se ajustan a las establecidas en el Proyecto.

Asimismo, podrá encargar la ejecución de los ensayos de resistencia característica del hormigón utilizado en la cimentación tal y como lo establecen el Art. 57 del Código Estructural. El contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas con hormigón que hayan resultado de insuficiente calidad

9.6. Documentación de la instalación

Una vez finalizada y puesta en servicio la línea eléctrica el director de obra entregará a la compañía de distribución la siguiente documentación, previa recepción por parte de los instaladores o contratistas y del organismo afectado:

- Proyecto actualizado con todas las modificaciones realizadas.
- Permisos y autorizaciones administrativas.
- Certificado de final de obra.
- Certificado de puesta en servicio.
- Ensayos de medición de tierras.
- Medida de la tensión de contacto o paso en los apoyos frecuentados.
- Ensayos de resistencia característica del hormigón de las cimentaciones.
- Ensayo de recepción de los materiales utilizados.

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

Índice

1 PRESUPUESTO PARQUE EÓLICO 3

2 PRESUPUESTO TOTAL 4

1 PRESUPUESTO PARQUE EÓLICO

Para el cálculo del presupuesto del Parque Eólico, se utilizan valores tipo de €/W detallados a continuación:

Código	*Capítulo*	*€/W*	*Importe*
1	**Equipos principales**	**0,920**	**4.590.800,00 €**
1.1	Aerogeneradores	0,920	4.590.800,00 €
2	**Obra Civil**	**0,105**	**523.950,00 €**
2.1	Acondicionamiento del terreno	0,013	64.870,00 €
2.2	Viales	0,023	114.770,00 €
2.3	Zanjas	0,008	39.920,00 €
2.4	Cimentaciones	0,058	289.420,00 €
2.5	Sistema de drenaje	0,003	14.970,00 €
3	**Suministro y montaje eléctrico**	**0,071**	**359.280,00 €**
3.1	Cableado BT	0,001	4.990,00 €
3.2	Cableado MT	0,067	334.330,00 €
3.3	Sistema de puesta a tierra	0,004	19.960,00 €
4	**Control, comunicaciones y seguridad**	**0,004**	**39.920,00 €**
5	**Otros (estudios, seguros, etc)**	**0,008**	**179.640,00 €**
	Total Presupuesto de Ejecución Material Parque Eólico		**5.693.590,00 €**
	Gastos generales (3%)		455.487,20 €
	Beneficio industrial (5%)		341.615,40 €
	IVA (21%)		1.363.045,45 €
TOTAL Presupuesto Ejecución Parque Eólico (sin IVA)			**6.490.692,60 €**
TOTAL Presupuesto Ejecución Parque Eólico (con IVA)			**7.853.738,05 €**

Tabla 1: Presupuesto del Proyecto

2 PRESUPUESTO TOTAL

El presupuesto total de ejecución del Proyecto de Parque Eólico se presenta en la siguiente tabla:

PRESUPUESTO TOTAL EJECUCIÓN DEL PROYECTO PARQUE EÓLICO "BALLINGER 10"		
Presupuesto Parque Eólico		**Importe**
1	**Presupuesto de Ejecución Material**	**5.693.590,00 €**
2	**Gastos generales (3%)**	455.487,20 €
3	**Beneficio industrial (5%)**	341.615,40 €
4	**IVA (21%)**	1.363.045,45 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN DEL PROYECTO (SIN IVA)		**6.490.692,60 €**
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN DEL PROYECTO (CON IVA)		**7.853.738,05 €**

Tabla 2: Presupuesto simplificado del Proyecto

DOCUMENTO 3: PLANOS

Índice

1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

2. LAYOUT PLANTA EÓLICA (IMPLANTACIÓN)

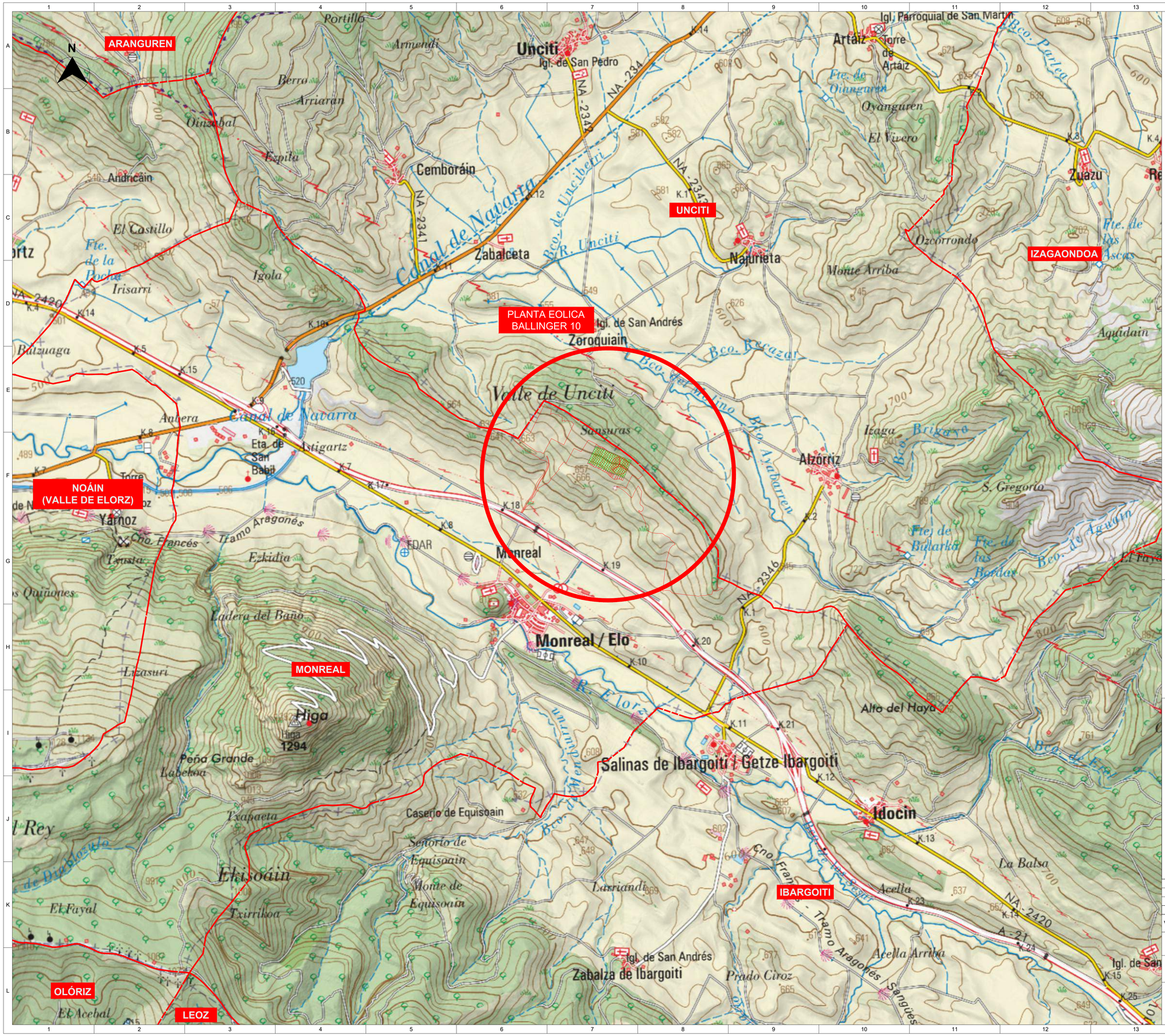
3. ACCESOS

4. AFECCIONES

5. SECCIONES DE LAS ZANJAS

6. CIMENTACIÓN

7. ESQUEMA UNIFILAR



Coordenadas UTM Huso 30		
Aereogenerador	X (m E)	Y (m N)
Ballinger 10	623072	4730290

Leyenda:

- Planta Eólica "Ballinger 10"
- Parcela Catastral
- Aerogenerador
- Límites Administrativos

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Situación
Situación y emplazamiento

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/15.000
Tamaño: A1
Plano nº: 1
Hojas: 3
Hoja nº: 1
Número de proyecto: 13476

Leyenda:

- Planta Eólica "Ballinger 10"
- Parcela Catastral
- Aerogenerador

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente:
Enigma Green Power 06

Ingeniería:
ata

Proyecto:
PE Ballinger 10

Título & Subtítulo:
Emplazamirnto
Situación y emplazamiento

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/3.000
Plano nº: 1
Hojas: 3
Hoja nº: 2
Tamaño: A1
Número de proyecto: 13476

Poligono	Parcela	Referencia Catastral	Termino Municipal	Paraje	Superficie (m²)
2	340	31000000000012930 91BH	Monreal	Monte Gorostiz	565727.790
2	202	31000000000012929 59YW	Monreal	Quiñones	3653.190
2	203	31000000000012929 60RM	Monreal	Quiñones	1928.780
2	204	31000000000012929 61TQ	Monreal	Quiñones	1962.830
2	205	31000000000012929 62YW	Monreal	Quiñones	2884.810
2	206	31000000000012929 63UE	Monreal	Quiñones	2971.520
2	207	31000000000012929 64IR	Monreal	Quiñones	3859.260
2	208	31000000000012929 65OT	Monreal	Quiñones	1958.000
2	209	31000000000012929 66PY	Monreal	Quiñones	2641.090
2	210	31000000000012929 67AU	Monreal	Quiñones	3613.130
2	211	31000000000012929 68SI	Monreal	Quiñones	3075.460
2	212	31000000000012929 69DO	Monreal	Quiñones	3151.880
2	213	31000000000012929 70AU	Monreal	Quiñones	2480.220
2	214	31000000000012929 71SI	Monreal	Quiñones	1931.240
2	215	31000000000012929 72DO	Monreal	Quiñones	2005.970
2	216	31000000000012929 73FP	Monreal	Quiñones	1845.430
2	217	31000000000012929 74GA	Monreal	Quiñones	2511.480
2	218	31000000000012929 75HS	Monreal	Quiñones	4913.950
2	219	31000000000012929 76JD	Monreal	Quiñones	2654.520
2	220	31000000000012929 77KF	Monreal	Quiñones	2622.360
2	221	31000000000012929 78LG	Monreal	Quiñones	2791.120
2	222	31000000000012929 79BH	Monreal	Quiñones	2608.880

Leyenda:

- Planta Eólica "Ballinger 10"
- Parcela Catastral
- Aerogenerador

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Parcelas — Situación y emplazamiento

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/3.000

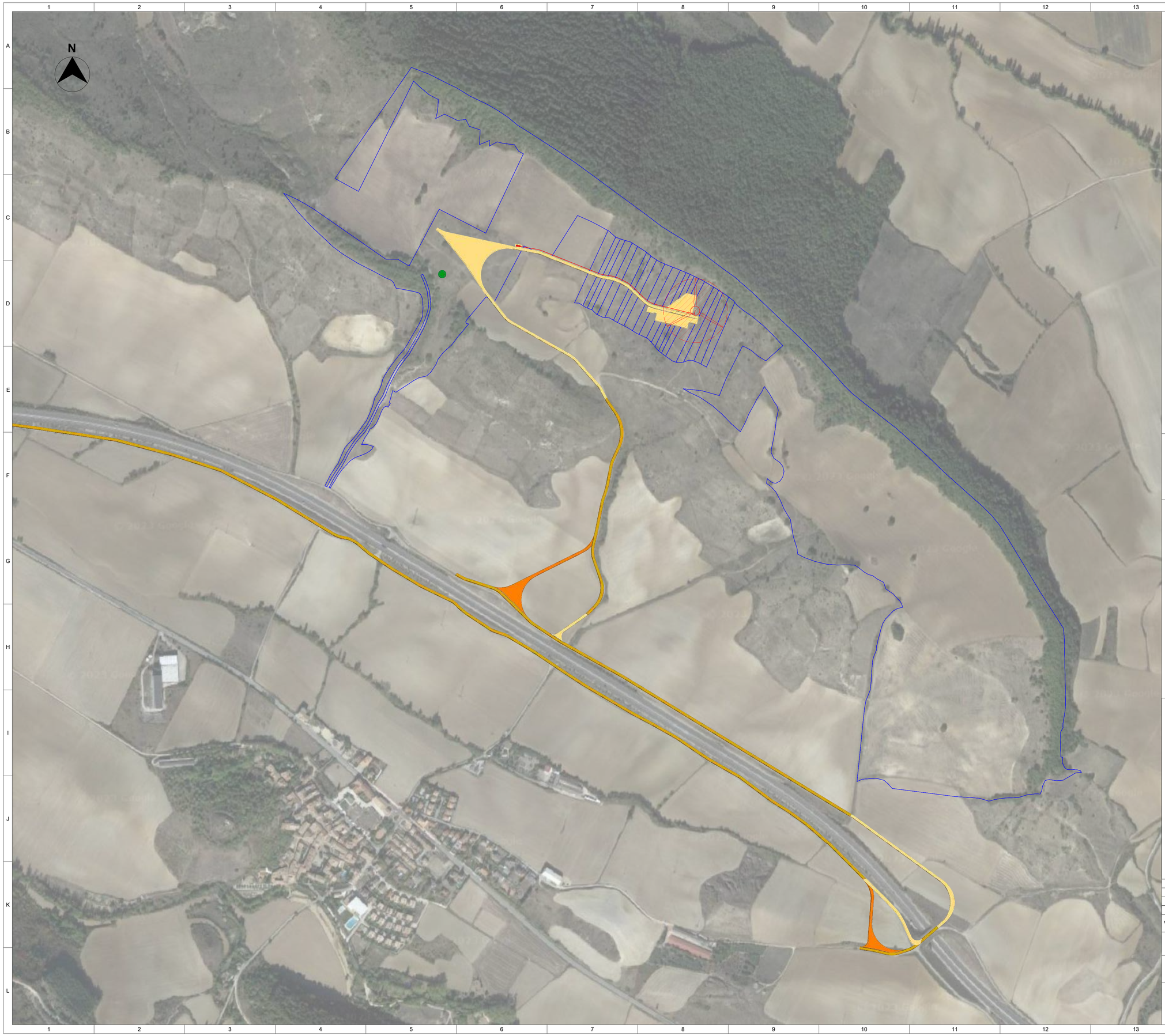
Plano nº: 1

Hojas: 3

Hoja nº: 3

Tamaño: A1

Número de proyecto: 13476



Aerogenerador (Modelo)	Siemens Gamesa SG 5.0-145
Altura buje (m)	127,5
Diametro de rotor (m)	145
Potencia instalada (MW)	4,99

Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Implantación

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000

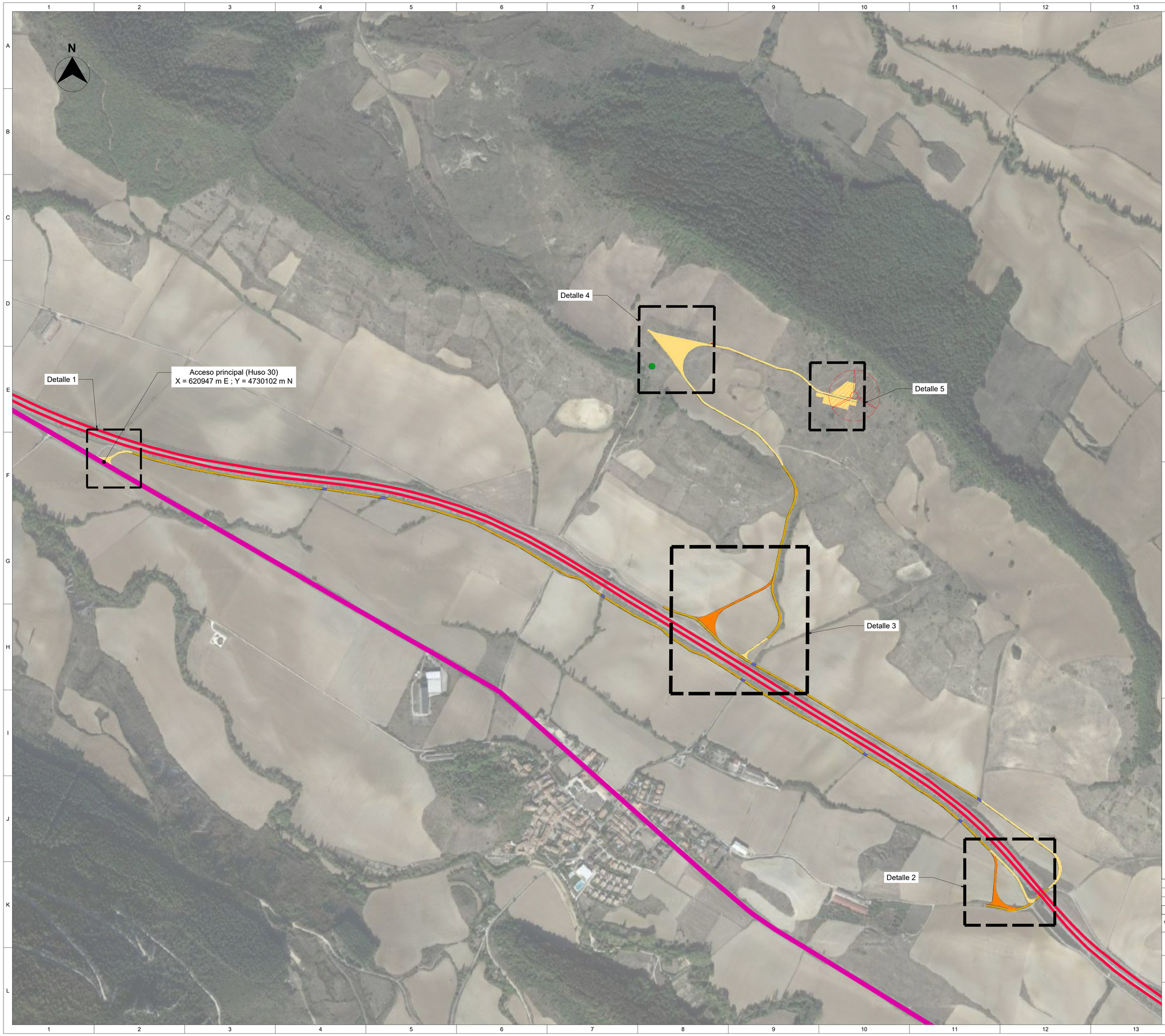
Plano nº: 2

Hojas: 1

Hoja nº: 1

Tamaño: A1

Número de proyecto: 13476



Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Aerogenerador
- Autovía A-21
- Carretera NA-2420
- Torre de medición (Nota 1)
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Vado

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

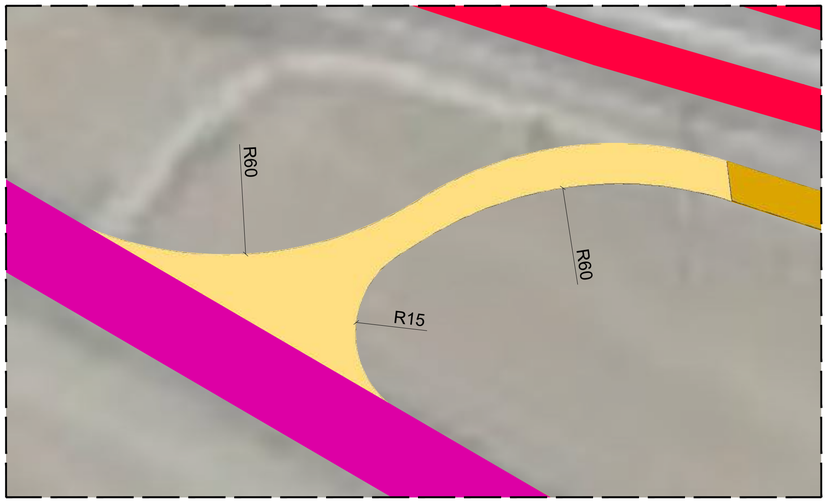
Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

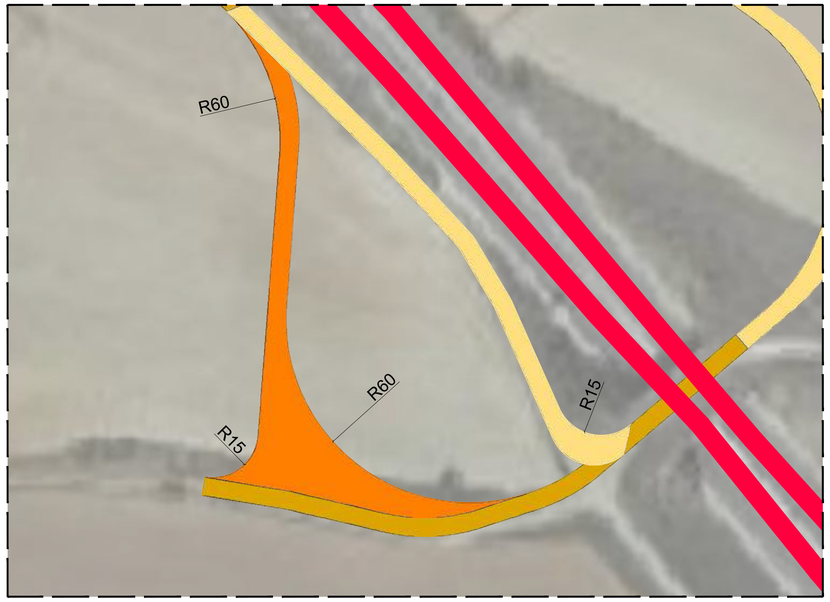
Título & Subtítulo: Layout general
Accesos

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

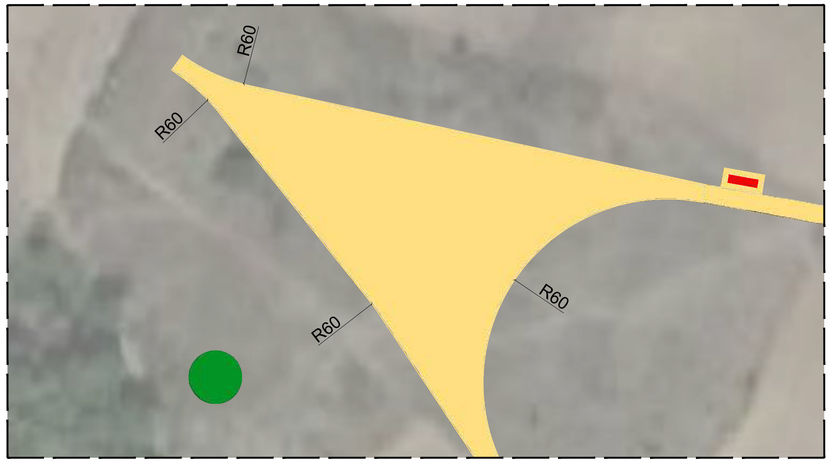
Escala: 1/5.000
Tamaño: A1
Plano nº: 3
Hojas: 2
Hoja nº: 1
Número de proyecto: 13476



Detalle 1: Acceso Carretera NA-2420
Escala 1:500

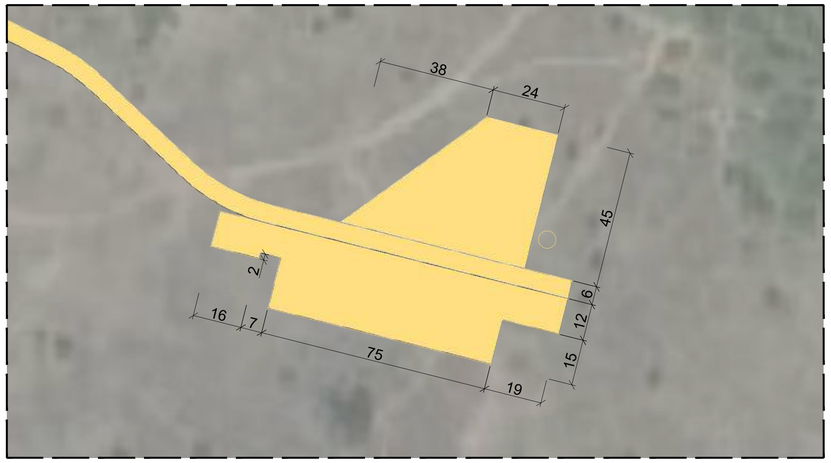


Detalle 2: Acceso a paso elevado sobre la A-21
Escala 1:500



Detalle 4: Plataforma de acceso
Escala 1:1000

Detalle 3
Escala 1:1200



Detalle 5: Plataforma aerogenerador
Escala 1:1000

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Autovía A-21
- Carretera NA-2420
- CS — Centro de seccionamiento
- Vado

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Detalles / Accesos

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: Indicadas
Plano nº: 3
Hojas: 2
Hoja nº: 2
Tamaño: A1
Número de proyecto: 13476

Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto
2. Se ha estimado un límite de DPH de 0.50 m a cada lado del eje recogido de la hidrología de la fuente de datos de Red Hidrográfica del Gobierno de Navarra.

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Vado
- Caminos existentes
- Hidrología
- DPH estimado
- Servidumbre estimada
- Zona de Policia estimada
- Lugares de interes geológico - Cabalgamiento
- Lugares de interes geológico - Contacto Normal
- Lugares de interes geológico - Contacto Mecánico
- Zonas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocucción en líneas eléctricas de alta tensión
- Montes públicos
- Hábitats de interés comunitario (HIC)

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Layout general
Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000
Tamaño: A1
Plano nº: 4
Hojas: 7
Hoja nº: 1
Número de proyecto: 13476

Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Caminos existentes

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Caminos públicos — Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000

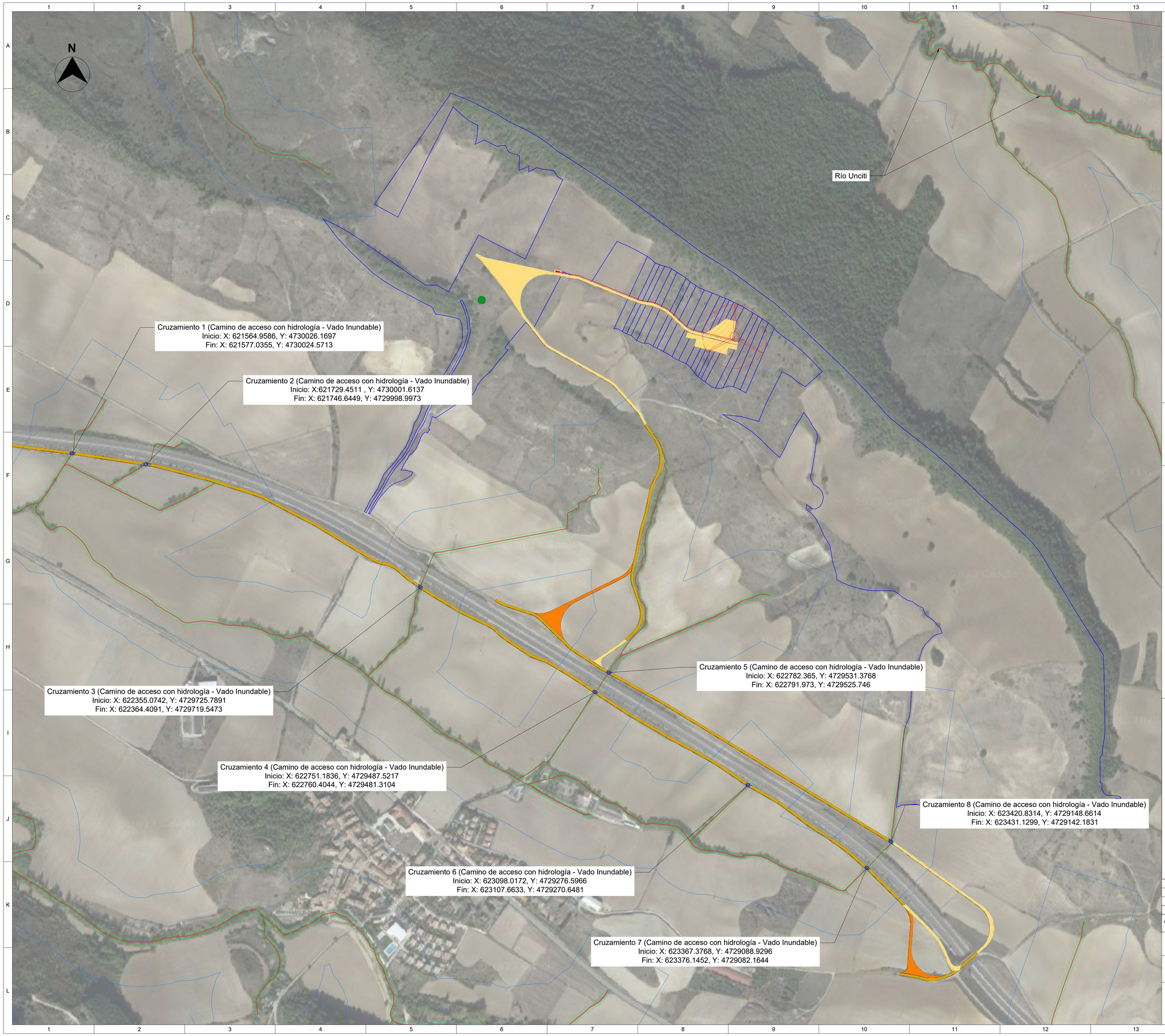
Plano nº: 4

Hojas: 7

Hoja nº: 2

Tamaño: A1

Número de proyecto: 13476



Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto
2. Se ha estimado un límite de DPH de 0.50 m a cada lado del eje recogido de la hidrología de la fuente de datos de Red Hidrográfica del Gobierno de Navarra.

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Vado
- Hidrología
- DPH estimado
- Servidumbre estimada
- Zona de Policia estimada

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Hidrología / Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000

Plano nº: 4

Hojas: 7

Hoja nº: 3

Tamaño: A1

Número de proyecto: 13476

Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Lugares de interes geológico - Cabalgamiento
- Lugares de interes geológico - Contacto Normal
- Lugares de interes geológico - Contacto Mecánico

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente:
Enigma Green Power 06

Ingeniería:
ata

Proyecto:
PE Ballinger 10

Título & Subtítulo:
Lugares de interes geológico
Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000
Tamaño: A1
Plano nº: 4
Hojas: 7
Hoja nº: 4
Número de proyecto: 13476

Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Zonas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

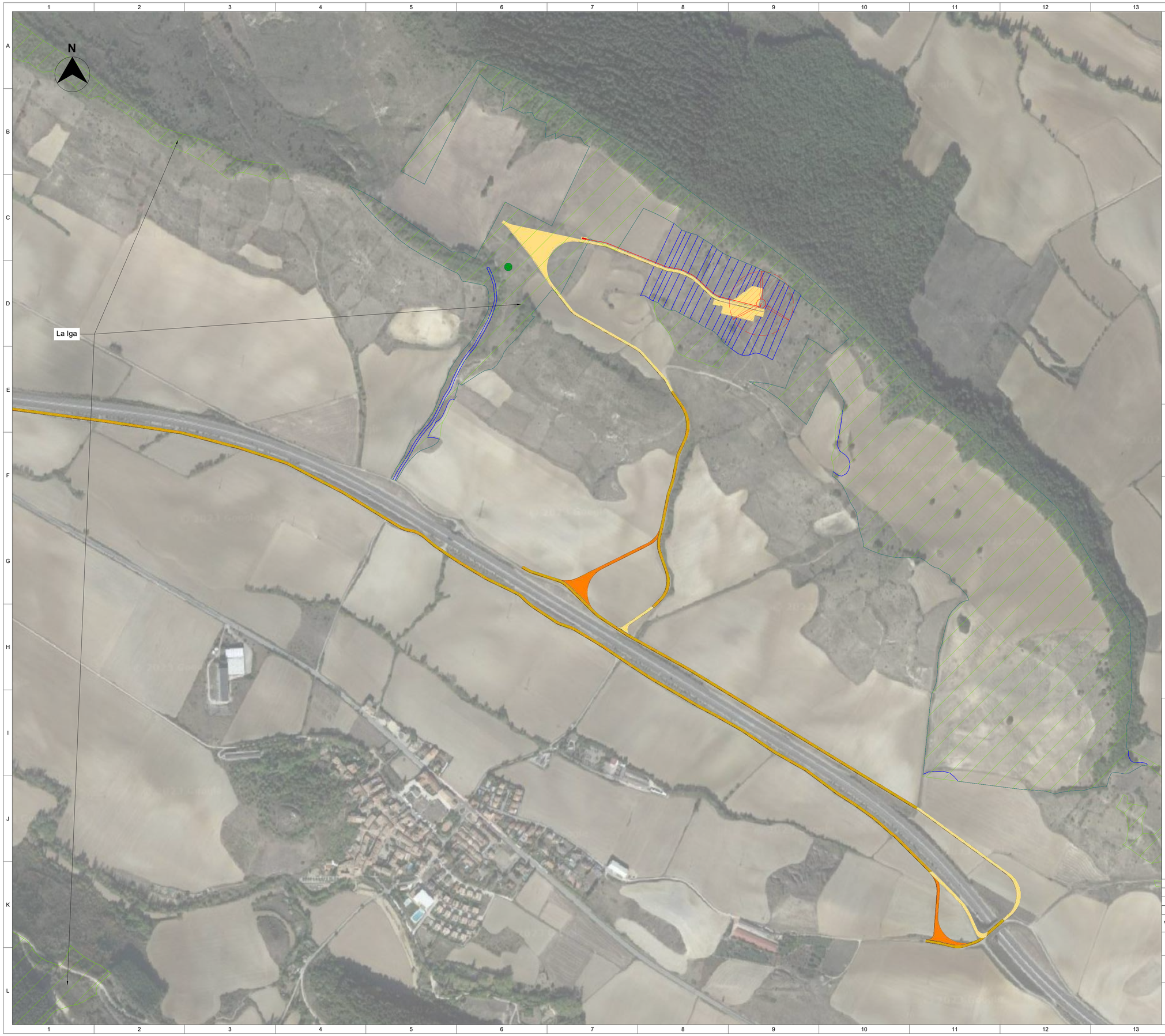
Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Zonas de protección de la avifauna
Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000
Plano nº: 4
Hojas: 7
Hoja nº: 5
Tamaño: A1
Número de proyecto: 13476



Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Montes públicos

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Montes públicos / Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000

Tamaño: A1

Plano nº: 4

Hojas: 7

Hoja nº: 6

Número de proyecto: 13476

Notas:

1. Centro de seccionamiento y torre de medición son objeto de otro Proyecto

Leyenda:

- Parcelas
- Camino Acceso de nueva construcción (6 m)
- Camino de Acceso existente (6 m)
- Camino de Acceso provisional de nueva construcción (6 m)
- Línea MT
- Aerogenerador
- CS — Centro de seccionamiento (Nota 1)
- Torre de medición (Nota 1)
- Hábitats de interés comunitario (HIC)

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Hábitats de interés comunitario (HIC) / Afecciones

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/4.000

Plano nº: 4

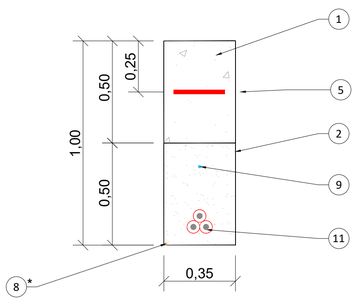
Hojas: 7

Hoja nº: 7

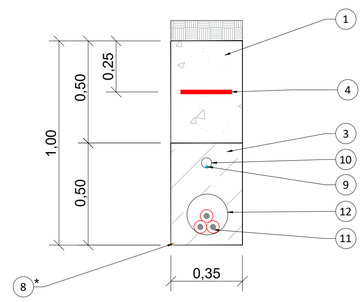
Tamaño: A1

Número de proyecto: 13476

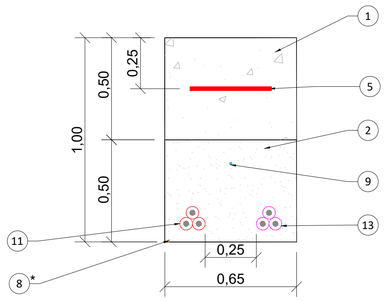
1LÍNEA, CABLE MT
CABLE COMUNICACIÓN
ENTERRADO DIRECTO



1LÍNEA, CABLE MT
CABLE COMUNICACIÓN
BAJO CAMINO



2 LÍNEAS, CABLE MT
CABLE COMUNICACIÓN
ENTERRADO DIRECTO



Notas:

1. Cable de comunicaciones: separación mínima al cableado eléctrico 20 cm.
2. Líneas de MT objeto de otros Proyectos.

PE Ballestrinque 10

Leyenda:

1. Suelo natural
2. Terreno compactado
3. Hormigón
4. Cinta de señalización
5. Cinta de señalización con protección mecánica
6. Cable BT (Al)
7. Conducto de PVC Ø100mm
8. Cable de tierra (* Si procede)
9. Cable de comunicación
10. Conducto de PVC Ø50mm para cable de comunicación
11. Cable MT
12. Conducto de PVC Ø200mm
13. Cable MT. Objeto de otro Proyecto (Ver nota 2)

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente:
Enigma Green Power 06

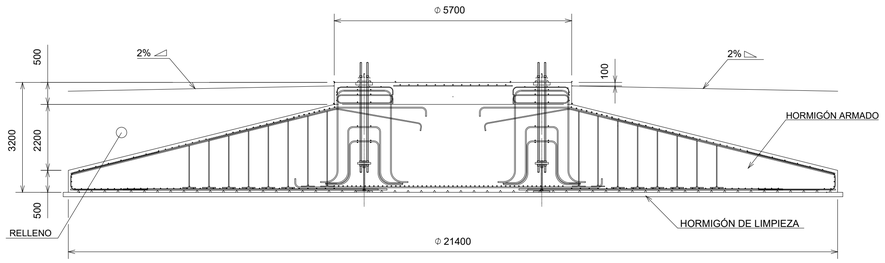
Ingeniería:
ata

Proyecto:
PE Ballinger 10

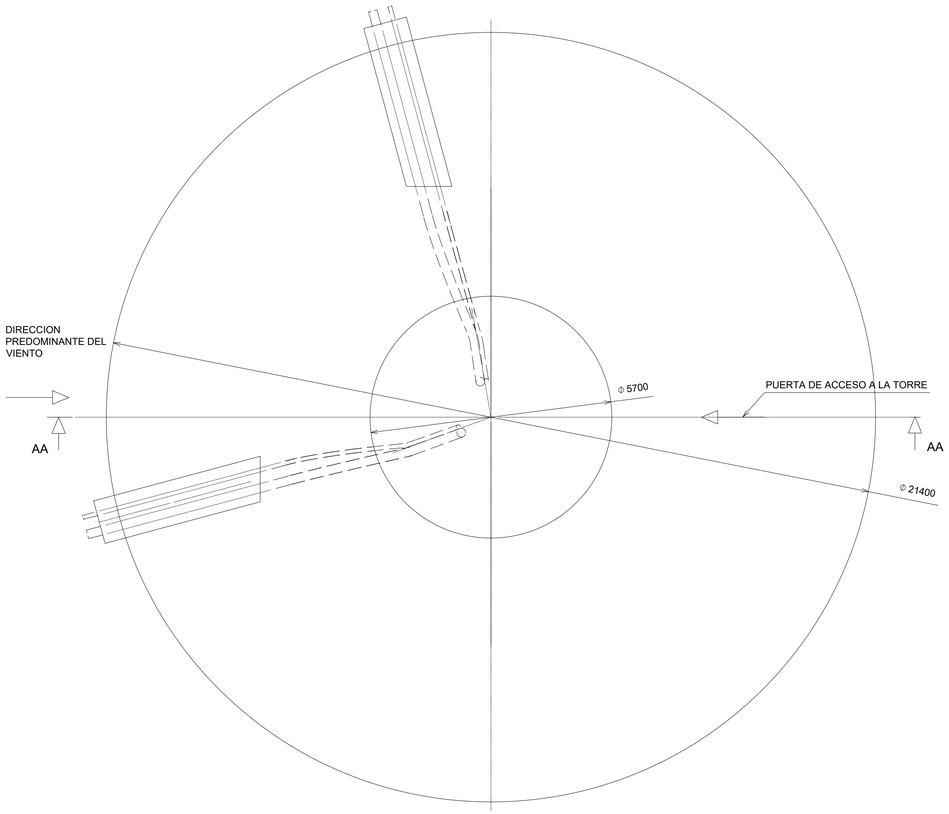
Título & Subtítulo:
Secciones zanjas

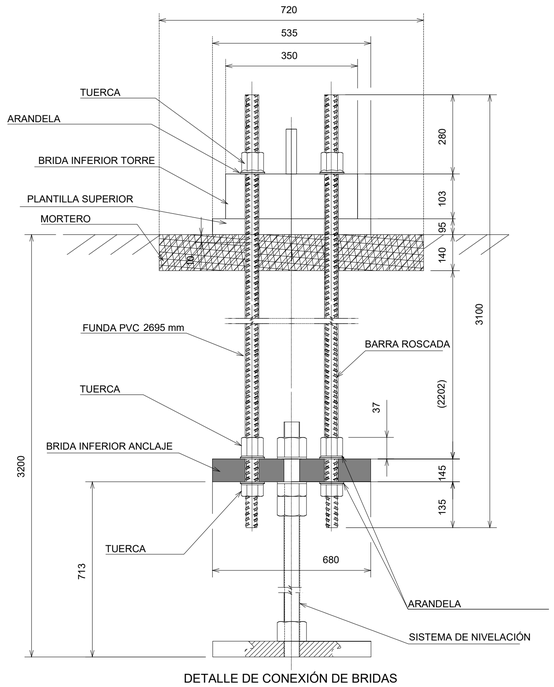
Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: 1/15
Tamaño: A1
Plano nº: 5
Hojas: 1
Hoja nº: 1
Número de proyecto: 13476

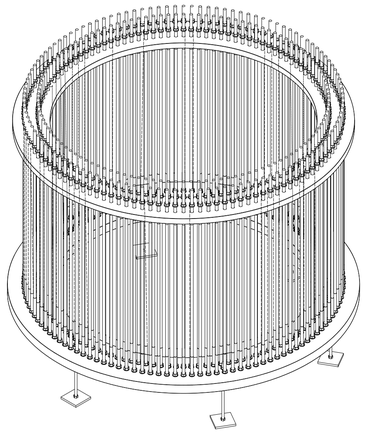


SECCION AA





DETALLE DE CONEXIÓN DE BRIDAS



Jaula de pernos con brida inferior simple.
Vista Isometrica

Notas:

1. Dimensiones de la cimentación son las tipo aportada por el fabricante.
2. Dimensiones definitivas pendientes de realización de estudio geotécnico.

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Cimentación

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: S/E

Plano nº: 6

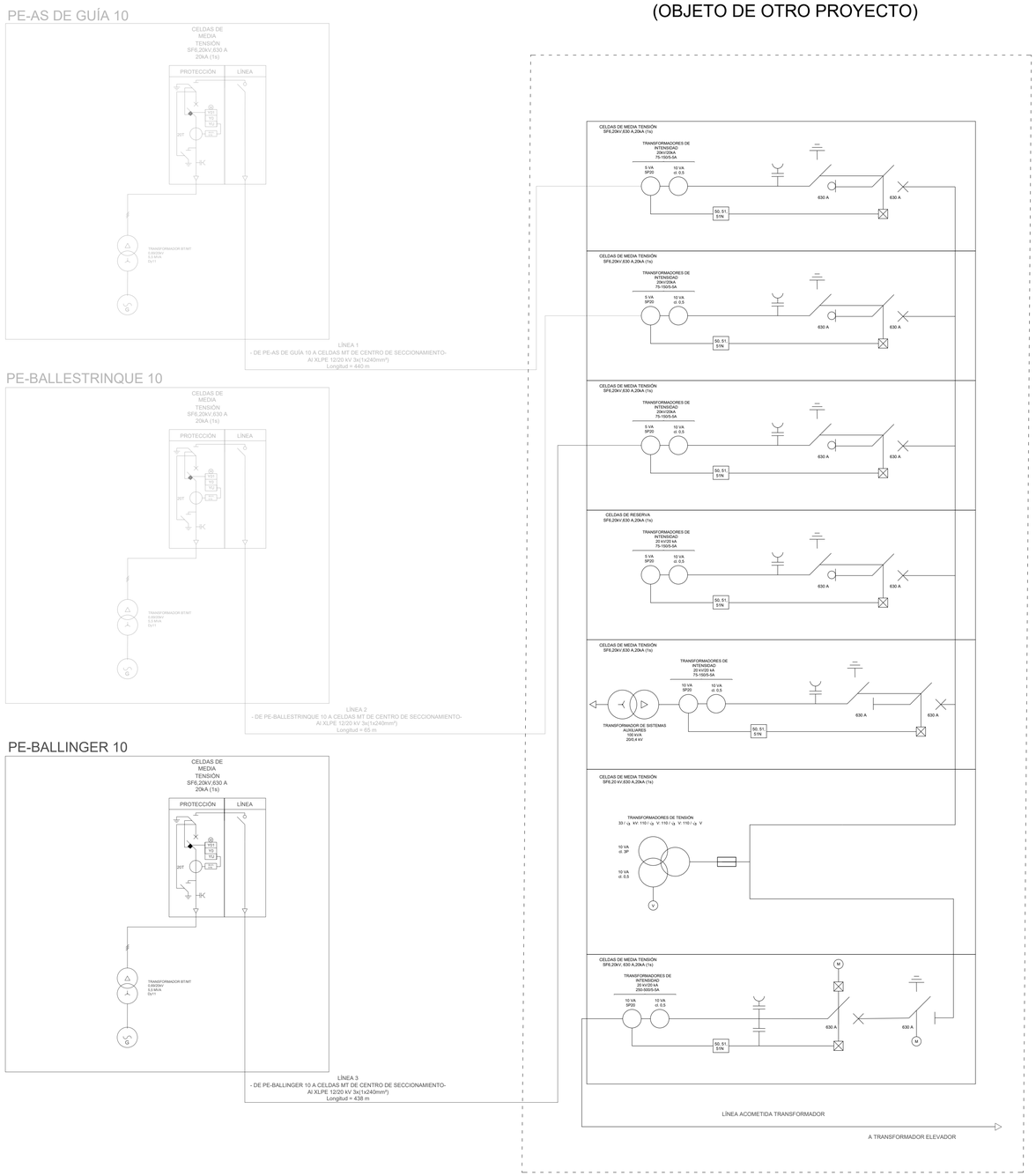
Hojas: 1

Hoja nº: 1

Tamaño: A1

Número de proyecto: 13476

CENTRO DE SECCIONAMIENTO
(OBJETO DE OTRO PROYECTO)



Notas:

1. Son objeto de otro Proyecto el Centro de Seccionamiento y las Plantas Eólicas:

   - PE As de Guía 10
   - PE Ballestrinque 10

Leyenda:

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

LOCALIZACIÓN:

Versión	Fecha	Descripción	Emitido	Dibujado	Revisado	Aprobado
00	10/07/2023	Primera emisión	ATA	MLM	MM	AMH

Cliente: Enigma Green Power 06

Ingeniería: ata

Proyecto: PE Ballinger 10

Título & Subtítulo: Esquema unifilar MT

Este plano es propiedad de Astrom Technical Advisors, S.L. No se puede reproducir, copiar, prestar, ceder o usar bajo ninguna circunstancia sin el previo consentimiento escrito del Propietario.

Escala: S/E

Tamaño: A1

Plano nº: 7

Hojas: 1

Hoja nº: 1

Número de proyecto: 13476

ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS DE EQUIPOS PRINCIPALES

Developer Package SG 5.0-145

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Document ID and revision	Status	Status date (yyyy-mm-dd)	Language
GD477725 R6	Released	2023-02-03	en-US

Original or translation of
Original

File name
GD477725 R6.docx

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use.

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Application of the Developer Package

The Developer Package serves the purpose of informing customers about the latest planned product development from Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE). By sharing information about coming developments, SGRE can ensure that customers are provided with necessary information to make decisions.

Furthermore, the Developer Package can assist in guiding prospective customers with the indicated technical footprint of the SG 5.0-145 in cases where financial institutes, governing bodies, or permitting entities require product specific information in their decision processes.

All technical data contained in the Developer Package is subject to change owing to ongoing technical developments. Information contained within the Developer Package may not be treated separately or out of the context of the Developer Package.

The information contained in the Developer Package may not be used as legally binding documentation and cannot be used in contracts between SGRE and any other parties. This Developer Package contains preliminary technical data on SGRE turbines currently under development and can be used in an indicative capacity only.

All technical data is subject to change according to the technical development of the wind turbine.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Developer Package
SG 5.0-145

Table of contents

Introduction 6
Technical Description 7
Nacelle Arrangement 10
Nacelle Dimensions 11
Elevation Drawing 12
Blade Drawing 13
Design Climatic Conditions 14
Standard Power Curve, Standard power operational mode 16
Standard Ct Curve, Standard power operational mode 18
Power Curve, Air density, Standard power operational mode 19
Ct Curve, Air Density, Standard power operational mode 21
Standard Acoustic Emission 22
Noise Reduction System (NRS) operational modes 23
Electrical Specifications 29
Simplified Single Line Diagram 30
Transformer Specifications ECO 20 kV* 31
Transformer Specifications 34.5 kV* 31
Switchgear Specification 32
Preliminary Foundation Loads 33
Tower Dimensions 34
Estimated Foundation Design 38
Preliminary Grid Performance Specification, 50 Hz 45
Preliminary Grid Performance Specification, 60 Hz 48
Reactive Power Capability, 50 Hz 51
Reactive Power Capability, 60 Hz 54
SCADA, System Description 57
Codes and Standards 59
Other Performance Features 60

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Introduction

The SG 5.0-145 is the second generation product series of the Siemens Gamesa 4.X Platform, which builds on the SG 4.5-145 design features and the Siemens Gamesa technological expertise and operational experience in the wind energy market.

With a 71m blade, a 5.0 MW generator and a tower portfolio with hub heights ranging from 79.5m to 165m, the SG 5.0-145 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

This Developer Package describes the turbine technical specifications and provides preliminary information for the main components and subsystems.

Information included in the present document is specific of the MY21 product configuration and must always be considered together.

For further information, please contact your regional SGRE Sales Manager.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Technical Description

Rotor-Nacelle
The rotor is a three-bladed construction, mounted upwind of the tower. The power output is controlled by pitch and torque demand regulation. The rotor speed is variable and is designed to maximize the power output while maintaining loads and noise level.

The nacelle has been designed for safe access to all service points during scheduled service. In addition the nacelle has been designed for safe presence of service technicians in the nacelle during Service Test Runs with the wind turbine in full operation. This allows a high quality service of the wind turbine and provides optimum troubleshooting conditions.

Blades
The SG 5.0-145 Siemens Gamesa blade is made up of fiberglass infusion-molded components. The blade structure uses aerodynamic shells containing embedded spar-caps, bonded to two main epoxy-fiberglass-balsa/foam-core shear webs. The SG 5.0-145 SGRE blade uses a blade design based on SGRE proprietary airfoils.

Rotor Hub
The rotor hub is cast in nodular cast iron and is fitted to the drive train low speed shaft with a flange connection. The hub is sufficiently large to provide room for service technicians during maintenance of blade roots and pitch bearings from inside the structure.

Drive train
The drive train is a 4-points suspension concept: main shaft with two main bearings and the gearbox with two torque arms assembled to the main frame.

The gearbox is in cantilever position; the gearbox planet carrier is assembled to the main shaft by means of a flange bolted joint and supports the gearbox.

Main Shaft
A forged main shaft ensures a comfortable access from the nacelle cover to the hub.

Main Bearings
The low speed shaft of the wind turbine is supported by two spherical roller bearings. The bearings are grease lubricated.

Gearbox
The gearbox is 3 stages high speed type (2 planetary + 1 parallel).

Generator
The generator is a doubly-fed asynchronous three phase generator with a wound rotor, connected to a frequency PWM converter. Generator stator and rotor are both made of stacked magnetic laminations and formed windings. Generator is cooled by air which is cooled with a liquid/air cooling system.

Mechanical Brake
The mechanical brake is fitted to the non-drive end of the gearbox.

Yaw System
A cast bed frame connects the drive train to the tower. The yaw bearing is an externally geared ring with a friction and sliding plain bearing. A series of electric planetary gear motors drives the yawing.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Nacelle Cover
The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels.

Tower
The wind turbine is as standard mounted on a tapered tubular steel tower. Other tower technologies are available for higher hub heights. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and internal electric lighting.

Controller
The wind turbine controller is a microprocessor-based industrial controller. The controller is complete with switchgear and protection devices. It is self-diagnosing and has a touch panel and display for easy readout of status and for adjustment of settings.

Converter
Connected directly with the Rotor, the Frequency Converter is a back to back 4Q conversion system with 2 VSC in a common DC-link. The Frequency Converter allows generator operation at variable speed and voltage, while supplying power at constant frequency and voltage to the MV transformer. The power conversion system is water cooled and has a modular arrangement for easy maintenance.

SCADA
The wind turbine provides connection to the SGRE SCADA system. This system offers remote control and a variety of status views and useful reports from a standard internet web browser. The status views present information including electrical and mechanical data, operation and fault status, meteorological data and grid station data.

Turbine Condition Monitoring
In addition to the SGRE SCADA system, the wind turbine is equipped with the unique SGRE condition monitoring setup. This system monitors the vibration level of the main components and compares the actual vibration spectra with a set of established reference spectra. Review of results, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser.

Operation Systems
The wind turbine operates automatically. It is self-starting when the aerodynamic torque is enough. Below rated wind speed, the wind turbine controller fixes the pitch and torque references for operating in the optimum aerodynamic point (maximum production) taking into account the generator capability. Once rated wind speed is surpassed, the pitch position demand is adjusted to keep a stable power production equal to the nominal value. If high wind derated mode is enabled, the power production is limited once the wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power. If the average wind speed exceeds the maximum operational limit, the wind turbine is shut down by pitching of the blades. When the average wind speed drops back below the restart average wind speed, the systems reset automatically.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Technical Specifications

Rotor

Type ..... 3-bladed, horizontal axis
Position ..... Upwind
Diameter ..... 145 m
Swept area..... 16,513 m²
Power regulation ..... Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt..... 6 degrees

Blade

Type ..... Self-supporting
Blade length ..... 71.0 m
Root chord ..... 2.856 m
Aerodynamic profile ..... Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material ..... GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy)
Surface gloss ..... Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color..... Light grey, RAL 7035 or Papyrus White, RAL 9018

Aerodynamic Brake

Type ..... Full span pitching
Activation ..... Active, hydraulic

Load-Supporting Parts

Hub ..... Nodular cast iron
Main shaft ..... Forged steel
Nacelle bed frame..... Nodular cast iron

Mechanical Brake

Type ..... Hydraulic disc brake
Position ..... Gearbox rear end

Nacelle Cover

Type ..... Totally enclosed
Surface gloss ..... Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color ..... Papyrus White, RAL 9018

Generator

Type ..... Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power.. 5.0 MW
Voltage ..... 690 V
Frequency ..... 50 Hz or 60 Hz

Yaw System

Type ..... Active
Yaw bearing ..... Externally geared
Yaw drive ..... Electric gear motors
Yaw brake ..... Active friction brake

Controller

Type ..... SGRE Wind Turbine Control architecture
SCADA system ..... SGRE SCADA System

Tower

Type ..... Tubular steel / Hybrid

Hub height ..... 79.5 - 165 m, site-specific

Corrosion protection ..... Painted
Surface gloss ..... Semi-gloss, <30 / ISO-2813

Color ..... Papyrus White, RAL 9018

Operational Data

Cut-in wind speed ..... 3 m/s
Rated wind speed ..... 11.2 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed ..... 27 m/s
Restart wind speed ..... 24 m/s

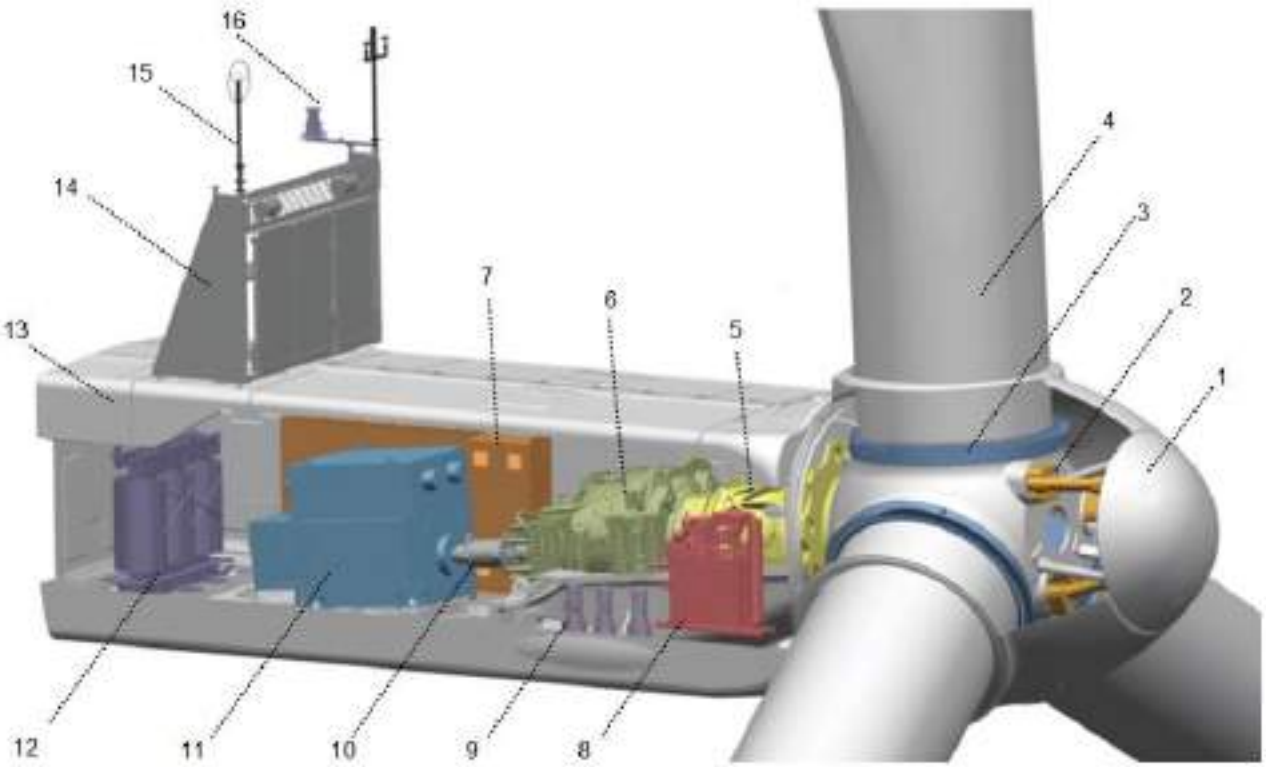
Weight

Modular approach..... All modules weight lower than 95 t for transport

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Nacelle Arrangement

The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.

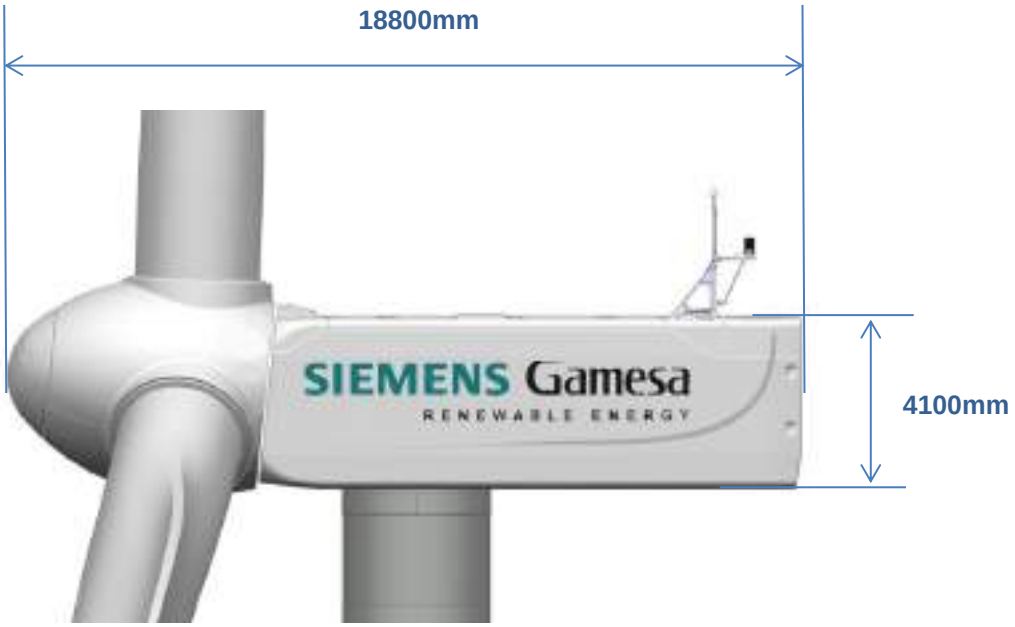


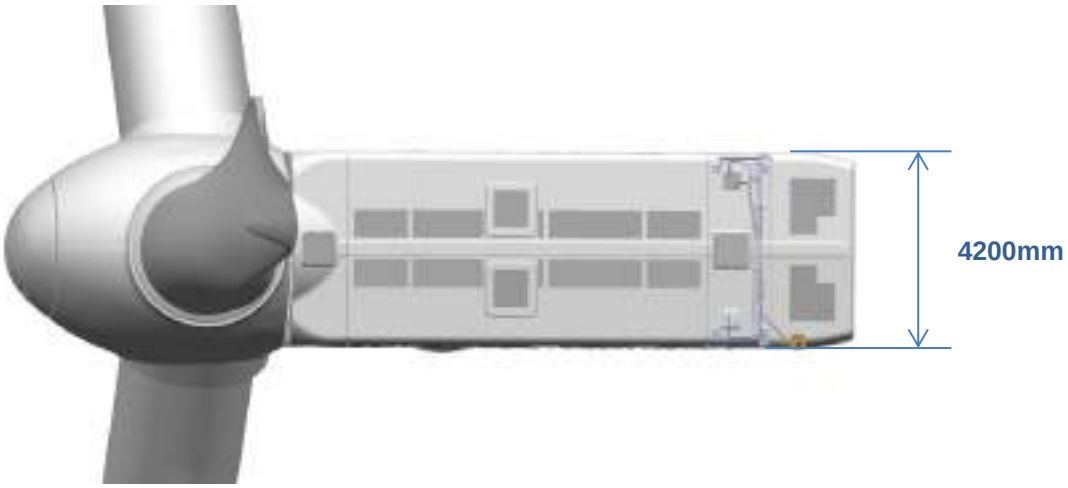
1	Rotor cover	**9**	Yaw system
2	Pitch system	**10**	High speed shaft
3	Blade bearings	**11**	Generator
4	Blades	**12**	Transformer
5	Low speed shaft	**13**	Nacelle cover
6	Gearbox	**14**	Cooling system
7	Electrical cabinets	**15**	Wind sensors
8	Hydraulic group	**16**	Beacon system

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Nacelle Dimensions

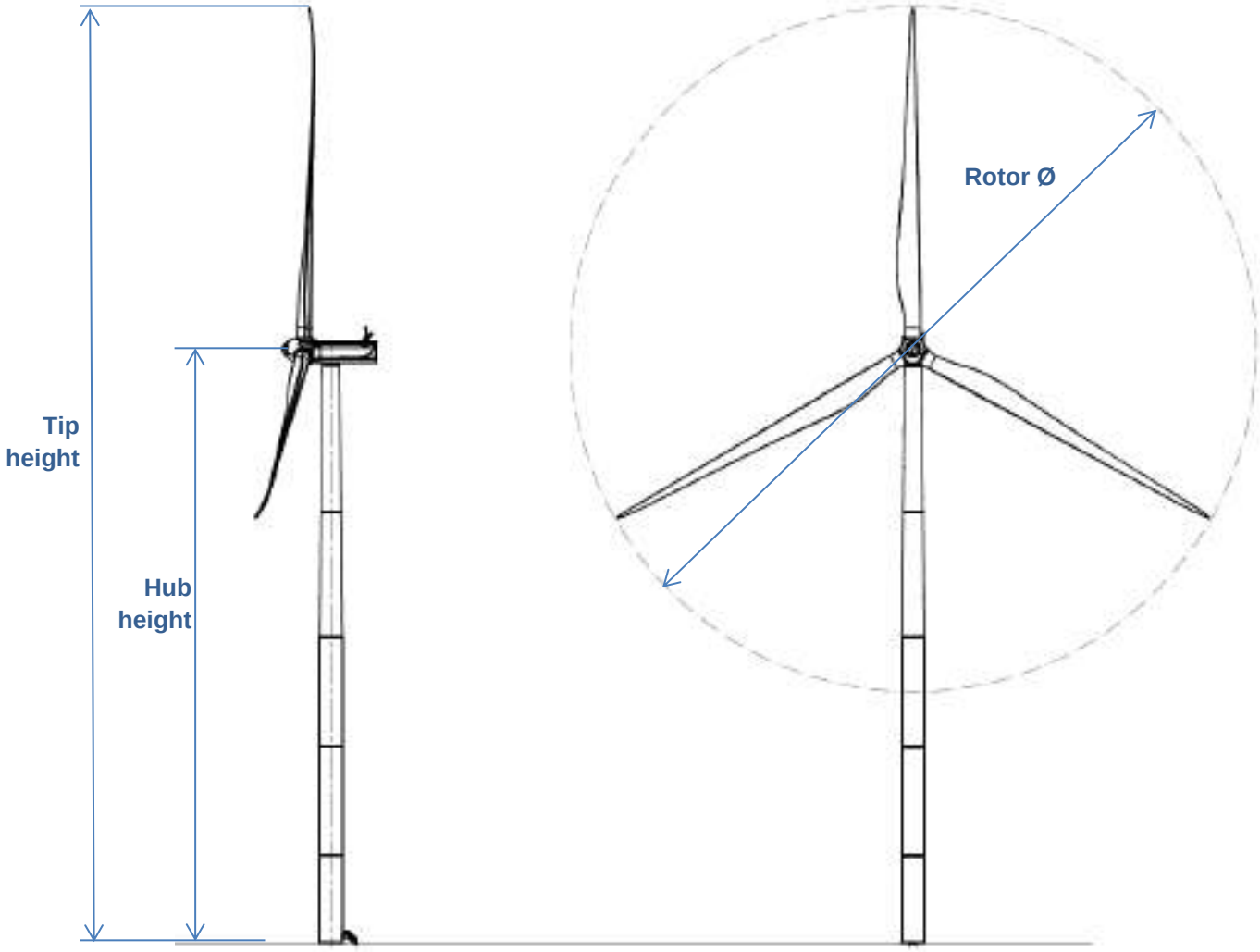
The design and dimensions of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development phases of the product.





© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

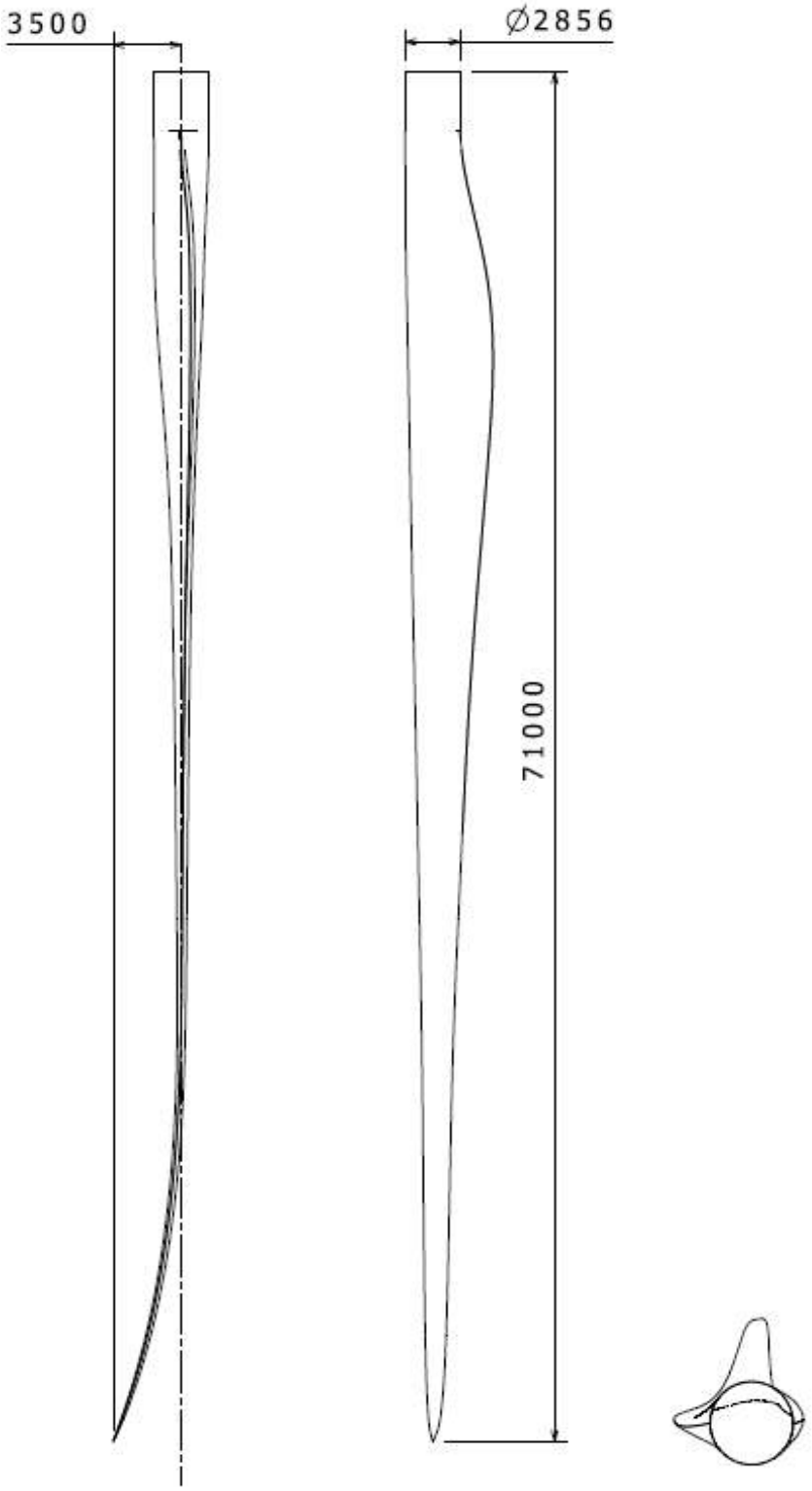
Elevation Drawing



Tip height	163.5m,	168m,	170m,	175m,	200m
Hub height	91m,	95.5m,	97.5m,	102.5m,	127.5m
Rotor diameter	145m				

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Blade Drawing



Dimensions in millimeters.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances. A project site-specific review requires the completion by the Client of the "Project Climatic Conditions" form.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
Design Lifetime	0.1	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1[1]
	0.2	Design lifetime	years	20
Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1[1]
	1.2	IEC class	-	IIB
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m^3	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	8.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	9.59
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.14
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	8
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	3
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	5
Wind, extreme	2.1	Wind definitions		IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m^3	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	42.5
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature, nominal operation, altitude below 1000m, $T_{max, o}$	Deg.C	+25 (Full Power) +45 (Power Derating) [2]
	3.5	Maximum temperature, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	+50
Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C5-M
Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
Dust	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m^3	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m3

[1] All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1 Ed3.0 2005/A1:2010.

[2] Operation maximum temperature is extended up to +45ºC including "Power Derating due to external ambient temperature and altitude" feature. See section "Other Performance Features" for further information.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
Design Lifetime	0.1	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1[1]
	0.2	Design lifetime	years	20
	6.3	Concentration of particles	mg/m^3	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/m3
Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m^2	1000
Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
Obstacles	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H – D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Standard Power Curve, Standard power operational mode

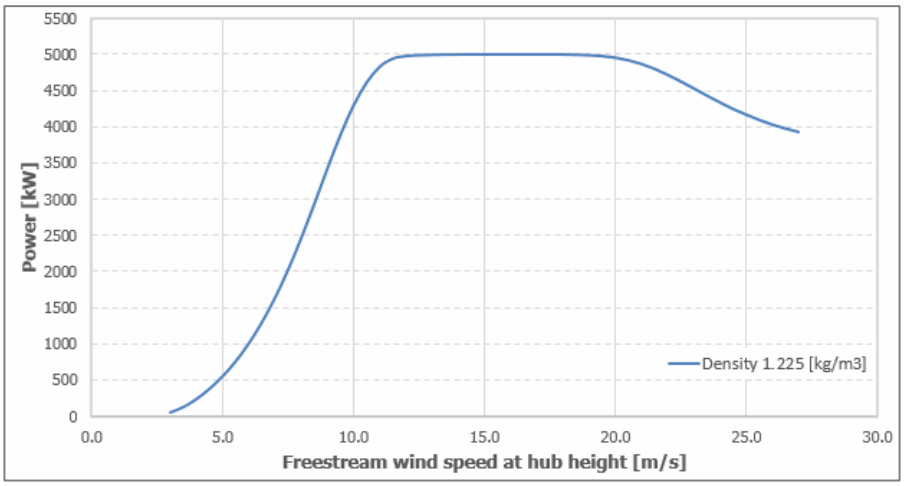
Air density 1.225 kg/m3
Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^o \leq \beta \leq +2^o$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power [kW] as a function of the wind speed [m/s] horizontal referred to the hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m^3. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables. The power curve is for the standard version of the turbine.

SG 5.0-145	
Wind Speed [m/s]	**Power [kW]**
3	56
4	241
5	555
6	1009
7	1638
8	2462
9	3421
10	4294
11	4829
12	4978
13	4995
14	4999
15	5000
16	5000
17	5000
18	4999
19	4990
20	4956
21	4869
22	4720
23	4531
24	4338
25	4169
26	4031
27	3930

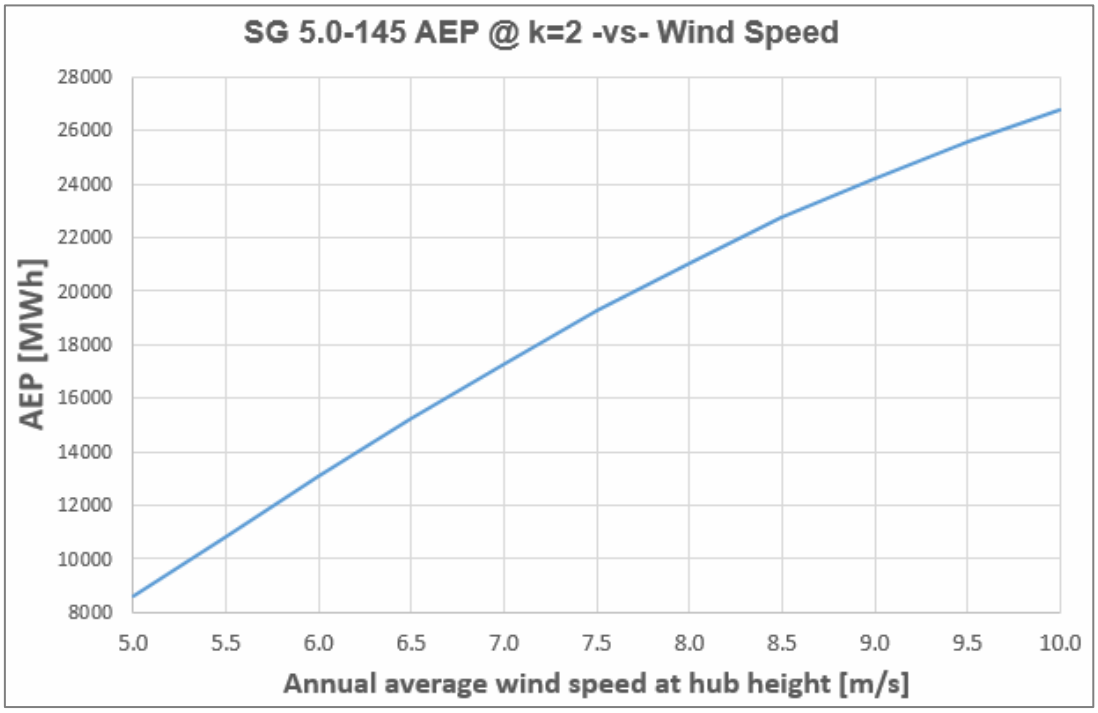


© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh]		**Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height**										
		5	***5.5***	***6***	***6.5***	***7***	***7.5***	***8***	***8.5***	***9***	***9.5***	***10***
Weibull K	***1.5***	9611	11492	13305	15018	16610	18068	19385	20560	21594	22490	23256
	2	8622	10836	13064	15241	17320	19272	21079	22734	24232	25573	26756
	2.5	7675	10014	12483	14979	17417	19737	21901	23890	25698	27328	28784

Annual Production [MWh] SG 5.0-145 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m3.



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Standard Ct Curve, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m3
Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2° \leq \beta \leq +2°$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

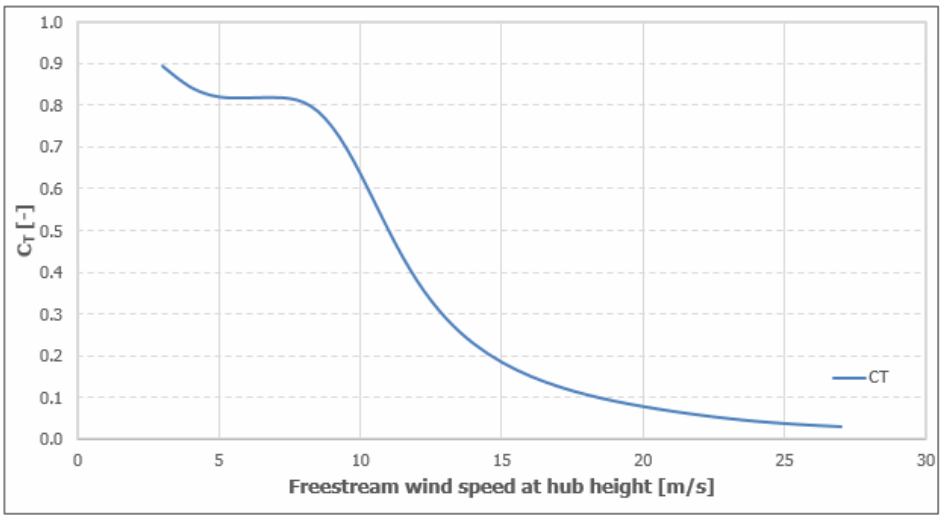
Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

Ct is defined by the following expression:
Ct = F / (0.5*ad*w^2*A)

where
F = Rotor force [N]
ad = Air density [kg/m3]
w = Wind speed [m/s]
A = Swept area of rotor [m2]

SG 5.0-145	
Wind Speed [m/s]	C_T [-]
3	0.8948
4	0.8438
5	0.8207
6	0.8185
7	0.8192
8	0.8075
9	0.7488
10	0.6360
11	0.4994
12	0.3794
13	0.2909
14	0.2283
15	0.1834
16	0.1502
17	0.1250
18	0.1054
19	0.0898
20	0.0769
21	0.0659
22	0.0564
23	0.0482
24	0.0415
25	0.0362
26	0.0319
27	0.0286



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Power Curve, Air density, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m3
Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^o \leq \beta \leq +2^o$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power [kW] as a function of the wind speed [m/s] horizontal referred to the hub height, averaged in ten minutes, for different air densities [kg/m^3]. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables. The power curve is for the standard version of the turbine.

P [kW]	***Air Density [kg/m3]***								
Wind Speed [m/s]	**1.225**	**1.06**	**1.09**	**1.12**	**1.15**	**1.18**	**1.21**	**1.24**	**1.27**
3	56	41	44	46	49	52	54	57	60
4	241	200	207	215	222	230	237	245	252
5	555	471	486	502	517	532	547	563	578
6	1009	864	891	917	943	969	996	1022	1048
7	1638	1409	1451	1492	1534	1576	1617	1659	1700
8	2462	2123	2185	2246	2308	2370	2431	2493	2554
9	3421	2961	3046	3130	3214	3297	3380	3461	3541
10	4294	3799	3898	3994	4085	4173	4255	4332	4403
11	4829	4484	4565	4638	4702	4759	4808	4848	4881
12	4978	4882	4918	4942	4958	4969	4975	4980	4984
13	4995	4982	4986	4989	4991	4993	4994	4995	4996
14	4999	4995	4996	4997	4998	4998	4999	4999	4999
15	5000	4999	4999	4999	4999	5000	5000	5000	5000
16	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
17	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
18	4999	4999	4999	4999	4999	4999	4999	4999	4999
19	4990	4990	4990	4990	4990	4990	4990	4990	4990
20	4956	4956	4956	4956	4956	4956	4956	4956	4956
21	4869	4869	4869	4869	4869	4869	4869	4869	4869
22	4720	4720	4720	4720	4720	4720	4720	4720	4720
23	4531	4531	4531	4531	4531	4531	4531	4531	4531
24	4338	4338	4338	4338	4337	4338	4338	4338	4338
25	4169	4168	4169	4168	4168	4168	4168	4168	4168
26	4031	4031	4031	4031	4031	4031	4031	4031	4031
27	3930	3930	3930	3930	3930	3930	3930	3930	3930

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Rayleigh wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh] @ k=2		**Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height**										
		5.0	***5.5***	***6.0***	***6.5***	***7.0***	***7.5***	***8.0***	***8.5***	***9.0***	***9.5***	***10.0***
Density [kg/m³]	***1.06***	7557	9597	11692	13775	15797	17723	19529	21202	22732	24114	25345
	1.09	7757	9833	11955	14059	16095	18027	19836	21507	23032	24407	25629
	1.12	7955	10063	12213	14335	16383	18322	20131	21799	23319	24686	25900
	1.15	8149	10290	12464	14604	16662	18605	20415	22080	23594	24954	26159
	1.18	8341	10512	12709	14865	16932	18879	20689	22350	23858	25210	26406
	1.21	8529	10729	12947	15118	17193	19143	20952	22609	24110	25454	26642
	1.225	8622	10836	13064	15241	17320	19272	21079	22734	24232	25573	26756
	1.24	8715	10941	13180	15363	17446	19398	21205	22857	24352	25688	26867
	1.27	8897	11150	13407	15602	17690	19644	21448	23096	24584	25912	27083

Annual Production [MWh] SG 5.0-145 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height and for different air densities considering a Rayleigh wind speed distribution.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Ct Curve, Air Density, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m3
Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2° \leq \beta \leq +2°$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The calculated Ct curve data are valid for air densities as stated below, clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

CT [-]	***Air Density [kg/m3]***								
Wind Speed [m/s]	**1.225**	**1.06**	**1.09**	**1.12**	**1.15**	**1.18**	**1.21**	**1.24**	**1.27**
3	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948
4	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438
5	0.8207	0.8194	0.8197	0.8199	0.8202	0.8204	0.8206	0.8207	0.8209
6	0.8185	0.8176	0.8178	0.8180	0.8181	0.8183	0.8184	0.8185	0.8186
7	0.8192	0.8189	0.8189	0.8190	0.8191	0.8191	0.8192	0.8192	0.8193
8	0.8075	0.8074	0.8074	0.8075	0.8075	0.8075	0.8075	0.8075	0.8075
9	0.7488	0.7513	0.7512	0.7510	0.7506	0.7501	0.7493	0.7482	0.7468
10	0.6360	0.6559	0.6538	0.6512	0.6478	0.6437	0.6387	0.6330	0.6266
11	0.4994	0.5442	0.5376	0.5301	0.5220	0.5134	0.5041	0.4946	0.4849
12	0.3794	0.4324	0.4228	0.4131	0.4034	0.3937	0.3841	0.3748	0.3657
13	0.2909	0.3375	0.3283	0.3194	0.3108	0.3026	0.2947	0.2871	0.2800
14	0.2283	0.2655	0.2579	0.2507	0.2439	0.2374	0.2313	0.2255	0.2199
15	0.1834	0.2127	0.2067	0.2010	0.1956	0.1906	0.1857	0.1812	0.1769
16	0.1502	0.1736	0.1688	0.1643	0.1600	0.1559	0.1521	0.1484	0.1450
17	0.1250	0.1441	0.1401	0.1364	0.1329	0.1296	0.1265	0.1235	0.1207
18	0.1054	0.1212	0.1179	0.1148	0.1120	0.1092	0.1066	0.1042	0.1018
19	0.0898	0.1030	0.1003	0.0977	0.0953	0.0930	0.0908	0.0887	0.0868
20	0.0769	0.0881	0.0858	0.0836	0.0816	0.0796	0.0778	0.0761	0.0744
21	0.0659	0.0753	0.0734	0.0716	0.0699	0.0682	0.0667	0.0652	0.0638
22	0.0564	0.0643	0.0626	0.0611	0.0597	0.0583	0.0570	0.0558	0.0546
23	0.0482	0.0548	0.0535	0.0522	0.0510	0.0498	0.0487	0.0477	0.0467
24	0.0415	0.0471	0.0460	0.0449	0.0439	0.0429	0.0420	0.0411	0.0402
25	0.0362	0.0410	0.0400	0.0391	0.0382	0.0374	0.0366	0.0358	0.0351
26	0.0319	0.0362	0.0353	0.0345	0.0337	0.0330	0.0323	0.0316	0.0310
27	0.0286	0.0324	0.0316	0.0309	0.0302	0.0295	0.0289	0.0283	0.0278

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Standard Acoustic Emission

Noise Level (LW): Values reported correspond to the average estimated Sound Power Level emitted by the WTG at hub height, called LW in TS IEC-61400-14. LW values are expressed in dB(A). To obtain LWd value, as defined in IEC-61400-14, it must be applied a 2 dB increase to LW.

dB(A): LW is expressed in decibels applying the “A” filter as required by IEC.

Noise generated at standard power operation mode LW is **106.3 dB(A).**

SG 5.0-145	
Wind Speed [m/s]	**LW [dB(A)]**
3.0	95.1
3.5	95.1
4.0	95.1
4.5	95.1
5.0	95.1
5.5	97.2
6.0	99.2
6.5	101.1
7.0	102.7
7.5	104.3
8.0	105.7
8.5	106.3
9.0	106.3
9.5	106.3
10.0	106.3
10.5	106.3
11.0	106.3
11.5	106.3
12.0	106.3
12.5	106.3
13.0	106.3
13.5	106.3
14.0	106.3
14.5	106.3
Up to cut out	≤106.3

Noise values included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Noise Reduction System (NRS) operational modes

The Noise Reduction System NRS is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work.

The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. This allows wind farms to be located close to urban areas, limiting the environmental impact that they imply.

Noise control is achieved through reducing the active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed.

The task of the Noise Reduction System is to control the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

In order to do this, the SCADA control has to consider the wind speed of each turbine, its direction, and a configured schedule/calendar.

There can be up to 8 low noise modes, besides the full operation one. Noise levels corresponding to each mode are the following:

Mode:	FP	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8
Noise Level [dB(A)]	106.3	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99	98

Noise values included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

Depending on the type of tower selected, some of the low noise modes defined above may not be compatible. In the following table, feasibility of low noise modes vs tower is presented. Low noise modes feasibility vs other tower designs will be analyzed upon request.

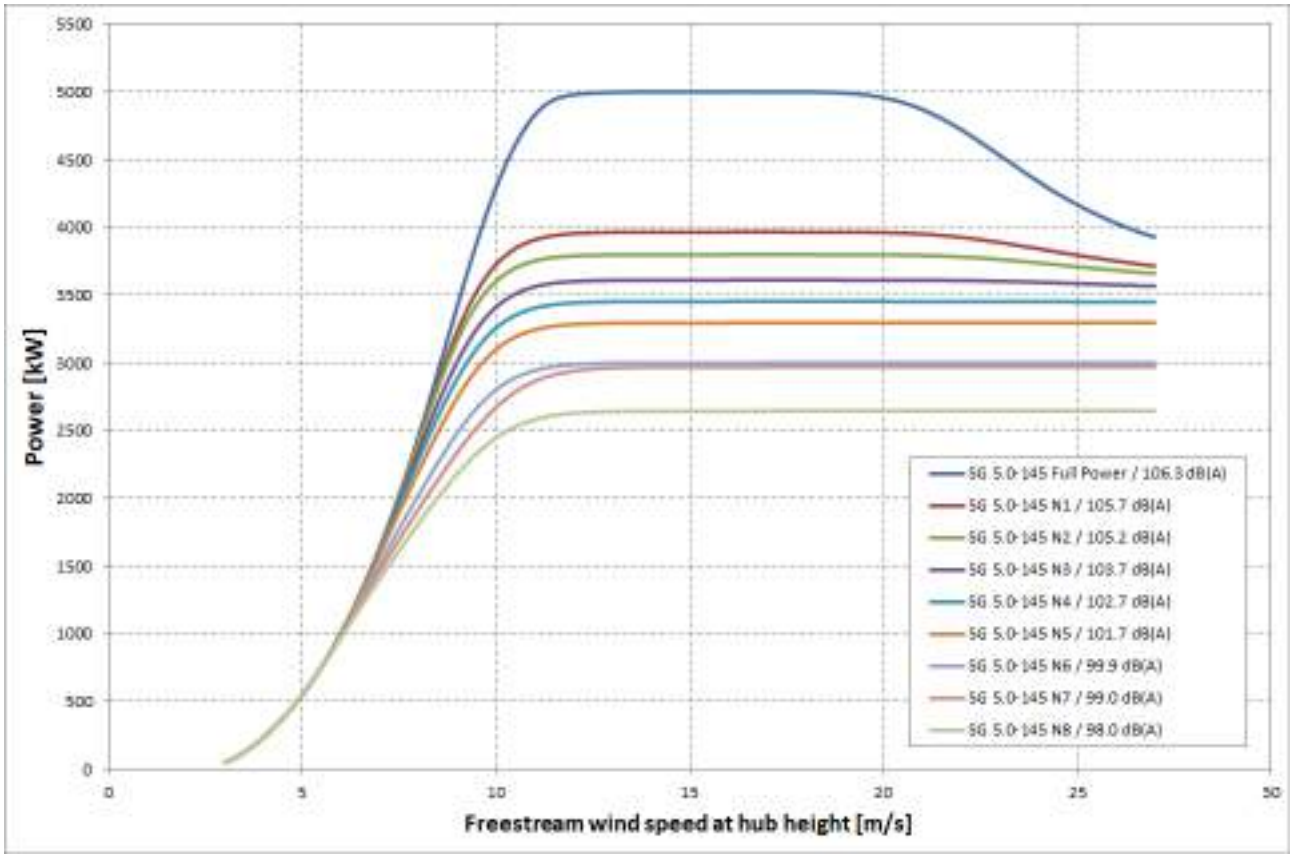
SG 5.0-145	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8
H= 91.0 m (Steel, baseline design)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
H= 95.5 m (Steel, baseline design)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
H= 97.5 m (Steel, baseline design)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
H= 102.5 m (Steel, baseline design)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
H= 127.5 m (Steel, baseline design)	No	No	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Next table presents the power production as a function of the horizontal wind speed measured at hub height for different noise reduction mode settings.

P [kW]	***Low Noise Operation Mode***							
Wind Speed [m/s]	**N1 105.7 dB(A)**	**N2 105.2 dB(A)**	**N3 103.7 dB(A)**	**N4 102.7 dB(A)**	**N5 101.7 dB(A)**	**N6 99.9 dB(A)**	**N7 99.0 dB(A)**	**N8 98.0 dB(A)**
3	56	56	56	56	56	56	56	56
4	241	241	241	241	241	241	241	241
5	555	555	555	555	555	555	555	554
6	1009	1009	1009	1008	1007	1000	990	974
7	1637	1636	1629	1615	1592	1521	1470	1410
8	2437	2422	2355	2286	2203	2027	1925	1819
9	3232	3170	3016	2884	2747	2484	2344	2183
10	3725	3604	3416	3257	3101	2803	2677	2449
11	3907	3755	3567	3402	3246	2946	2869	2583
12	3952	3791	3605	3440	3286	2988	2945	2630
13	3962	3798	3613	3448	3294	2998	2967	2642
14	3963	3800	3615	3450	3296	3000	2973	2644
15	3964	3800	3615	3450	3296	3000	2974	2645
16	3964	3800	3615	3450	3296	3000	2974	2645
17	3964	3800	3615	3450	3296	3000	2974	2645
18	3964	3800	3615	3450	3296	3000	2974	2645
19	3963	3800	3615	3450	3296	3000	2974	2645
20	3960	3799	3615	3450	3296	3000	2974	2645
21	3949	3795	3614	3450	3296	3000	2974	2645
22	3925	3784	3612	3450	3296	3000	2974	2645
23	3887	3765	3607	3449	3296	3000	2974	2645
24	3841	3740	3599	3449	3296	3000	2974	2645
25	3794	3713	3590	3448	3296	3000	2974	2645
26	3750	3685	3580	3446	3296	3000	2974	2645
27	3715	3663	3571	3445	3296	3000	2974	2645

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Next table presents the Ct as a function of the horizontal wind speed measured at hub height for different noise reduction mode settings. The calculated Ct curve data are valid for clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

C_T [-]	***Low Noise Operation Mode***							
Wind Speed [m/s]	**N1 105.7 dB(A)**	**N2 105.2 dB(A)**	**N3 103.7 dB(A)**	**N4 102.7 dB(A)**	**N5 101.7 dB(A)**	**N6 99.9 dB(A)**	**N7 99.0 dB(A)**	**N8 98.0 dB(A)**
3	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948	0.8948
4	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438	0.8438
5	0.8207	0.8207	0.8207	0.8207	0.8207	0.8204	0.8197	0.8176
6	0.8185	0.8184	0.8182	0.8171	0.8138	0.7952	0.7753	0.7472
7	0.8174	0.8158	0.8027	0.7844	0.7575	0.6907	0.6501	0.6081
8	0.7860	0.7747	0.7256	0.6846	0.6412	0.5631	0.5240	0.4862
9	0.6836	0.6616	0.6032	0.5618	0.5229	0.4570	0.4249	0.3909
10	0.5319	0.5084	0.4675	0.4376	0.4103	0.3623	0.3420	0.3102
11	0.3933	0.3747	0.3496	0.3297	0.3117	0.2785	0.2694	0.2412
12	0.2938	0.2802	0.2636	0.2498	0.2372	0.2136	0.2098	0.1867
13	0.2261	0.2160	0.2039	0.1937	0.1843	0.1666	0.1646	0.1464
14	0.1788	0.1710	0.1617	0.1538	0.1465	0.1328	0.1314	0.1170
15	0.1445	0.1384	0.1310	0.1247	0.1189	0.1079	0.1068	0.0953
16	0.1190	0.1140	0.1079	0.1028	0.0981	0.0891	0.0882	0.0788
17	0.0994	0.0953	0.0903	0.0860	0.0821	0.0747	0.0739	0.0661
18	0.0841	0.0807	0.0764	0.0728	0.0696	0.0633	0.0626	0.0561
19	0.0719	0.0690	0.0654	0.0624	0.0596	0.0543	0.0537	0.0481
20	0.0621	0.0597	0.0565	0.0539	0.0515	0.0470	0.0464	0.0417
21	0.0540	0.0520	0.0493	0.0471	0.0450	0.0410	0.0405	0.0364
22	0.0473	0.0456	0.0434	0.0414	0.0396	0.0361	0.0357	0.0321
23	0.0416	0.0404	0.0385	0.0368	0.0352	0.0321	0.0317	0.0286
24	0.0369	0.0360	0.0345	0.0330	0.0316	0.0289	0.0285	0.0257
25	0.0330	0.0323	0.0312	0.0299	0.0286	0.0261	0.0258	0.0233
26	0.0298	0.0293	0.0284	0.0273	0.0261	0.0239	0.0235	0.0212
27	0.0271	0.0267	0.0260	0.0251	0.0240	0.0219	0.0216	0.0195

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

The table below contains the noise levels as a function of the horizontal wind speed measured at hub height for different noise reduction mode settings.

Noise [dB(A)]	***Low Noise Operation Mode***							
Wind Speed [m/s]	**N1 105.7 dB(A)**	**N2 105.2 dB(A)**	**N3 103.7 dB(A)**	**N4 102.7 dB(A)**	**N5 101.7 dB(A)**	**N6 99.9 dB(A)**	**N7 99.0 dB(A)**	**N8 98.0 dB(A)**
3.0	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
3.5	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
4.0	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
4.5	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
5.0	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
5.5	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2
6.0	99.2	99.2	99.2	99.2	99.2	99.2	99.0	98.0
6.5	101.1	101.1	101.1	101.1	101.1	99.9	99.0	98.0
7.0	102.7	102.7	102.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
7.5	104.3	104.3	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
8.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
8.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
9.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
9.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
10.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
10.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
11.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
11.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
12.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
12.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
13.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
13.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
14.0	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
14.5	105.7	105.2	103.7	102.7	101.7	99.9	99.0	98.0
Up to cut out	≤105.7	≤105.2	≤103.7	≤102.7	≤101.7	≤99.9	≤99.0	≤98.0

Noise values included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

The 1/3 octave band noise spectra expressed as A-weighted sound power level for a given frequency band is shown below for 12m/s at hub height, for the standard power operation setting as well as the low noise modes.

	Noise [dB(A)]								
1/3 octave band, center frequency [Hz]	**Standard Power 5.0MW**	**N1**	**N2**	**N3**	**N4**	**N5**	**N6**	**N7**	**N8**
	106.3 dB(A)	**105.7 dB(A)**	**105.2 dB(A)**	**103.7 dB(A)**	**102.7 dB(A)**	**101.7 dB(A)**	**99.9 dB(A)**	**99.0 dB(A)**	**98.0 dB(A)**
10	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1
12.5	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.7	51.7
16	57.5	57.4	57.4	57.4	57.4	57.4	57.3	57.3	57.3
20	62.8	62.8	62.8	62.7	62.6	62.6	62.5	62.4	62.3
25	67.4	67.3	67.3	67.1	67.0	66.9	66.7	66.6	66.5
31.5	72.0	71.9	71.8	71.6	71.4	71.3	71.0	70.8	70.7
40	76.1	75.9	75.8	75.5	75.3	75.1	74.6	74.4	74.2
50	80.6	80.4	80.2	79.8	79.5	79.2	78.6	78.3	78.0
63	84.7	84.5	84.3	83.7	83.3	82.9	82.2	81.8	81.4
80	87.1	86.8	86.5	85.8	85.3	84.8	83.8	83.4	82.8
100	88.8	88.4	88.1	87.2	86.6	86.0	84.8	84.2	83.6
125	90.1	89.7	89.3	88.2	87.5	86.7	85.3	84.6	83.8
160	90.9	90.4	90.0	88.6	87.7	86.8	85.2	84.3	83.4
200	91.9	91.2	90.7	89.2	88.1	87.1	85.2	84.2	83.2
250	93.4	92.7	92.2	90.7	89.6	88.6	86.7	85.7	84.7
315	93.7	93.1	92.6	91.0	90.0	89.0	87.1	86.1	85.0
400	93.5	92.8	92.3	90.8	89.7	88.7	86.8	85.8	84.7
500	93.6	92.9	92.4	90.9	89.8	88.8	86.9	85.9	84.8
630	95.2	94.5	94.0	92.5	91.4	90.4	88.5	87.5	86.4
800	95.0	94.3	93.8	92.3	91.2	90.2	88.3	87.3	86.3
1000	96.0	95.3	94.8	93.3	92.2	91.2	89.3	88.3	87.3
1250	96.7	96.0	95.5	94.0	92.9	91.9	90.0	89.0	88.0
1600	96.6	95.9	95.4	93.9	92.8	91.8	89.9	88.9	87.9
2000	95.5	94.8	94.3	92.8	91.7	90.7	88.8	87.8	86.8
2500	94.1	93.4	92.9	91.4	90.3	89.3	87.4	86.4	85.4
3150	91.9	91.2	90.7	89.2	88.1	87.1	85.2	84.2	83.2
4000	88.8	88.1	87.6	86.1	85.0	84.0	82.1	81.1	80.1
5000	84.5	83.8	83.3	81.8	80.7	79.7	77.8	76.8	75.8
6300	79.3	78.6	78.1	76.6	75.5	74.5	72.6	71.6	70.6
8000	73.5	72.8	72.3	70.8	69.7	68.7	66.8	65.8	64.8
10000	68.9	68.2	67.7	66.2	65.1	64.1	62.2	61.2	60.2

Further information about noise spectra, including other wind speeds, is available upon request.

Noise values included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Electrical Specifications

Nominal output and grid conditions

Nominal power	5000 kW
Nominal voltage.....	690 V
Power factor correction.....	Frequency converter control
Power factor range	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

Generator

Type.....	DFIG Asynchronous
Maximum power	5150 kW
Nominal speed.....	1120 rpm-6p (50Hz) 1344 rpm-6p (60Hz)

Generator Protection

Insulation class	Stator F/H Rotor F/H
Winding temperatures.....	6 Pt 100 sensors
Bearing temperatures	2 Pt 100
Slip Rings	1 Pt 100
Grounding brush…... .....…	On side no coupling

Generator Cooling

Cooling system	Liquid cooling
Internal ventilation	Air
Control parameter.....	Winding, Liquid, Bearings temperature

Frequency Converter

Operation.....	4Q B2B Partial Load
Switching	PWM
Switching freq., grid side...	2.5 kHz
Cooling	Liquid/Air

Main Circuit Protection

Short circuit protection.....	Circuit breaker
Surge arrester.....	varistors

Peak Power Levels

10 min average.....	Limited to nominal

Grid Requirements

Nominal grid frequency.....	50 or 60 Hz
Minimum voltage.....	90 % of nominal
Maximum voltage.....	112 % of nominal
Minimum frequency.....	94 % of nominal
Maximum frequency.....	106 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage).	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid Terminals (690 V)	67 kA

Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by,No yawing.....	10 kW
At stand-by, yawing.....	41 kW

Controller back-up

UPS Controller system.....	Online UPS, Li battery
Back-up time	1 min
Back-up time Scada……	24 h

Transformer Requirements

Transformer impedance requirement.....	8.0 % -9.5%
Secondary voltage	690 V
Vector group	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

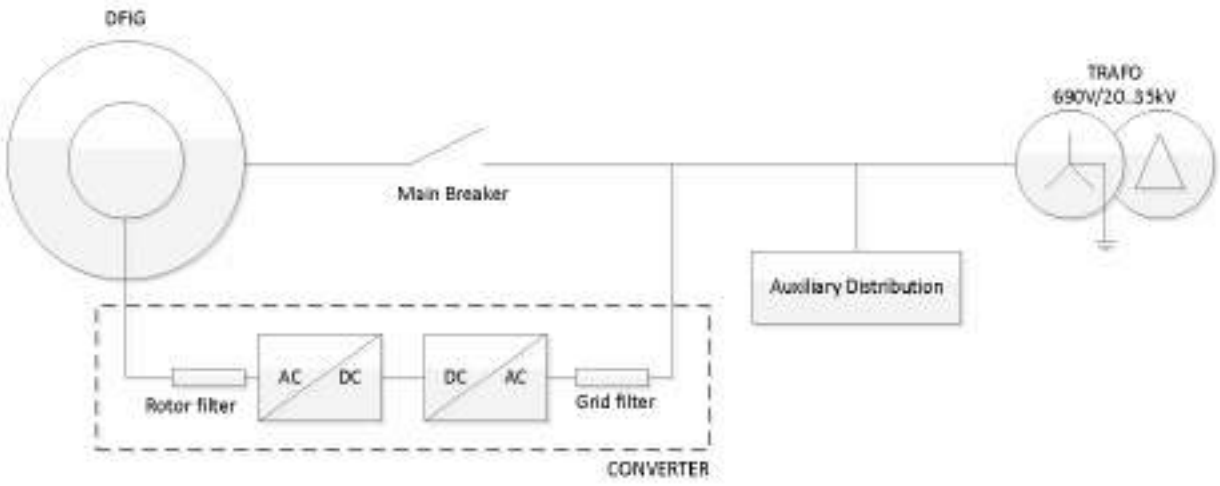
Earthing Requirements

Earthing system	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2006
Foundation reinforcement..	Must be connected to earth electrodes
Foundation terminals	Acc. to SGRE Standard
HV connection.....	HV cable shield shall be connected to earthing system

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Simplified Single Line Diagram



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Transformer Specifications ECO 20 kV*

Transformer

Type	Dry type
Nominal power	5500 kVA @nominal voltage +12%/-10 %
Nominal voltage	20/0.69 kV
Frequency	50 Hz
Transformer impedance	8.59%
Loss (P_0 /$P_{n120^\circ C}$).....	8/45 kW
Vector group	Dyn11
Offload tap changer	Optional (±2.5% / ±5%)
Standard……..	IEC 60076 ECO Design Directive

Transformer Cooling

Cooling system……	AF
Ventilation ……	Forced ventilation of the transformer room
Control parameter.....	Winding & Magnetic core temperature

Transformer Monitoring

WindingTemperature……	PT100 sensor
Mag. Core temperature…	PT100 sensor

Transformer Earthing

Star point	The star point of the transformer must be connected to earth

Transformer Specifications 34.5 kV*

Transformer

Type	Dry type
Nominal power	5500 kVA @nominal voltage +12/-10 %
Nominal voltage	34.5/0.69 kV
Frequency	60 Hz
Transformer impedance	8.77%
Loss (P_0 /$P_{n120^\circ C}$).....	8/45 kW
Vector group	Dyn1
Offload tap changer	Optional (±2.5% / ±5%)
Standard……..	IEEE std C57.12

Transformer Cooling

Cooling system……	AF
Ventilation ……	Forced ventilation of the transformer room
Control parameter.....	Winding & Magnetic core temperature

Transformer Monitoring

WindingTemperature……	PT100 sensor
Mag. Core temperature…	PT100 sensor

Transformer Earthing

Star point	The star point of the transformer must be connected to earth

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Switchgear Specification

The installation of a switchgear is an option available upon request. The minimum requirements that must be complied with, from the point of view of electrical protection, are:

Switchgear Specification (38 kV)

Technical Data for Switchgear

Switchgear	
Type	Gas-insulated switchgear
Operating voltage	30 - 36 kV
Rated current	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Peak withstand current	50 kA
Power frequency withstand voltage	70 kV
Lightning withstand voltage	170 kV
Insulating medium	SF_6
Switching medium	vacuum
Consist of	1, 2 or 3 panels
Grid cable feeder	Load break switch or direct cable riser
Circuit breaker feeder	Circuit breaker
Degree of protection, vessel	IPX8
Degree of protection, front cover	IP2XD
Degree of protection, LV Comp.	IP2XD
Internal arc classification IAC:	A FL 20 kA 1s
Pressure relief	Down
Standard	IEC 62271
Temperature range	-30°C to +40°C
Grid Cable feeder	
Rated current , cubicle	630 A
Rated current , load breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Control	Local
Voltage detection system	Capacitive

Circuit breaker feeder	
Rated current , Cubicle	630 A
Rated current , circuit breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Short circuit breaking current	20 kA/1s
Three position CB switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Tripping mechanism	Stored energy
Motor voltage	Under request
Control	Local
Coil for external trip	230 V AC
Voltage detection system	Capacitive
Protection	
Over-current relay	Ekor.wtp
Functions	50/51 50N/51N
Power supply	Dual (Self & Aux. powered)
Current transformer	300/1A; 0.18VA, Cl. 5P20
Interface- MV Cables	
Grid cable feeder	630A bushings type C M16 Max 2 feeder cables
Cable entry	From bottom
Cable clamp size (cable outer diameter)	up to 48mm
Circuit breaker feeder	630 A bushings type C M16
Cable entry	From bottom
Interface to turbine control	
Breaker status	1 NO + 1 NC contacts
Insulation supervision	Under request
External trip	230 V AC

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.
Example for a 38 kV Switchgear. For other Medium Voltage variants or different grounding systems, contact SGRE.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Preliminary Foundation Loads

Detailed information about foundation loads will be available upon request.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Tower Dimensions

SG 5.0-145 presents a tower portfolio with hub heights ranging from 79.5m to 165m. Information for the baseline towers is included below:

- Tower hub height 91m. Baseline design (T91.41).

TOWER HH 91 SG 5.0-145			
	Section 1 (bottom)	**Section 2**	**Section 3 (top)**
External diameter upper flange (m)	4.224	3.481	3.503
External diameter lower flange (m)	4.470	4.224	3.481
Section's height (m)	25.073	29.260	34.500
Section structural weight (kgs)	76134.7	61649.8	55581.0
Section total weight (kgs)	78556.7	62966.5	57133.5
Total tower height (m)	**88.833**		
Total tower weight (kg)	**198656.7**		

- Tower hub height 95.5m. Baseline design (4 sections, T95.5.41).

TOWER HH 95.5 SG 5.0-145				
	Section 1 (bottom)	**Section 2**	**Section 3**	**Section 4 (top)**
External diameter upper flange (m)	4.4987	4.4933	3.9677	3.5030
External diameter lower flange (m)	4.5000	4.4987	4.4933	3.9677
Section's height (m)	17.940	24.535	25.897	25.120
Section structural weight (kgs)	61029.0	59730.0	47174.0	40929.8
Section total weight (kgs)	63177.7	60834.1	48339.4	42060.2
Total tower height (m)	**93.492**			
Total tower weight (kg)	**214411.4**			

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

- Tower hub height 97.5m. Baseline design (4 sections, T97.5.41).

TOWER HH 97.5 SG 5.0-145				
	Section 1 (bottom)	Section 2	Section 3	Section 4 (top)
External diameter upper flange (m)	4.4243	4.4195	4.0159	3.5030
External diameter lower flange (m)	4.6800	4.4243	4.4195	4.0159
Section's height (m)	19.220	21.090	26.290	28.900
Section structural weight (kgs)	64257.2	52845.8	50163.7	46061.4
Section total weight (kgs)	66305.4	53794.9	51346.8	47361.9
Total tower height (m)	**95.500**			
Total tower weight (kg)	**218808.9**			

- Tower hub height 102.5m (4 sections, T102.5.42).

TOWER HH 102.5 SG 5.0-145				
	Section 1 (bottom)	Section 2	Section 3	Section 4 (top)
External diameter upper flange (m)	4.43	4.422	4.017	3.503
External diameter lower flange (m)	4.40	4.43	4.422	4.017
Section's height (m)	19.700	25.300	28.100	27.336
Section structural weight (kgs)	77660.4	70833.2	58363.2	46332.5
Section total weight (kgs)	79730.4	71971.7	59627.7	47562.6
Total tower height (m)	**100.446**			
Total tower weight (kg)	**258893**			

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

- Tower hub height 102.5m (5 sections, T102.5.43).

TOWER HH 102.5 SG 5.0-145					
	Section 1 (bottom)	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5 (top)
External diameter upper flange (m)	4.431	4.424	4.419	4.416	3.503
External diameter lower flange (m)	4.481	4.431	4.424	4.419	4.416
Section's height (m)	14.100	16.900	19.700	25.300	24.434
Section structural weight (kgs)	61263.3	54665.5	49105.0	49175.9	42364.9
Section total weight (kgs)	63239.2	55426.0	49991.5	50314.4	43464.5
Total tower height (m)	**100.434**				
Total tower weight (kg)	**262435.6**				

- Tower hub height 127.5m. Baseline design (6 sections, T127.5.45).

TOWER HH 127.5 SG 5.0-145						
	Section 1 (bottom)	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6 (top)
External diameter upper flange (m)	4.6550	4.4900	4.4838	4.2698	3.9167	3.5030
External diameter lower flange (m)	4.6800	4.6550	4.4900	4.4838	4.2698	3.9167
Section's height (m)	13.510	17.620	19.955	22.980	24.435	27.000
Section structural weight (kgs)	66214.8	64777.9	62217.4	56958.4	46152.6	43549.4
Section total weight (kgs)	68164.2	65570.8	63115.4	57992.5	47252.2	44764.4
Total tower height (m)	**125.500**					
Total tower weight (kg)	**346859.4**					

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

- Tower hub height 127.5m. Baseline design (7 sections, T127.5.46).

TOWER HH 127.5 SG 5.0-145							
	Section 1 (bottom)	**Section 2**	**Section 3**	**Section 4**	**Section 5**	**Section 6**	**Section 7 (top)**
External diameter upper flange (m)	4.4850	4.486	4.4770	4.4728	4.0900	3.8167	3.503
External diameter lower flange (m)	4.5000	4.4850	4.486	4.4770	4.4728	4.0900	3.8167
Section's height (m)	10.005	11.785	15.095	18.568	22.205	24.845	23.000
Section structural weight (kgs)	54606.8	51948.4	54614.4	54672.8	52405.4	44963.9	36768.1
Section total weight (kgs)	56267.0	52478.7	55293.6	55508.4	53404.6	46081.9	37803.1
Total tower height (m)	**125.503**						
Total tower weight (kg)	**356837.4**						

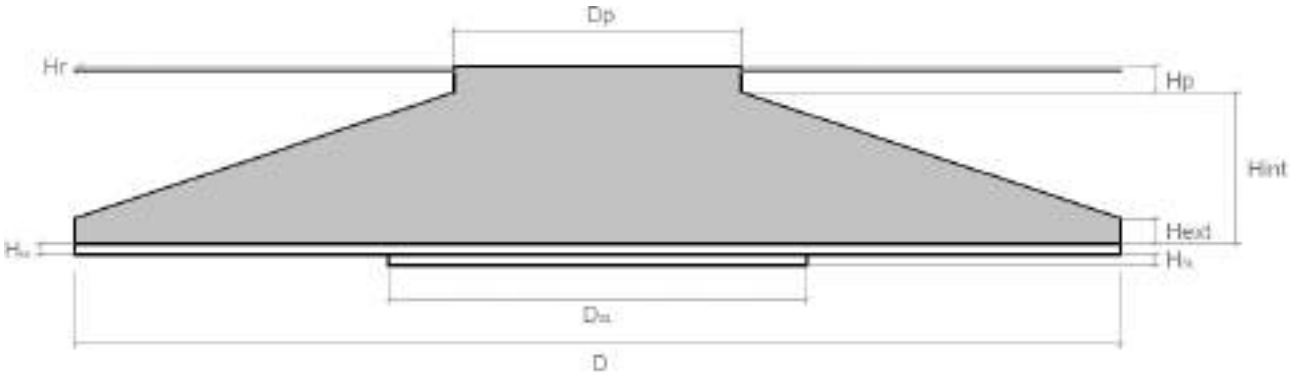
Information about other tower heights will be available upon request.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Estimated Foundation Design

Hub height: 91 m

Volumes
Concrete volume ~431.22 m³, C30/47 – C40/50 MPa
Reinforcement steel ~39991 kg, B 500 S



FOUNDATION GEOMETRY	
D= Slab diameter [m]	18.8
Hext= Outter egde height [m]	0.50
Hint= Inner edge height [m]	2.7
Dp= Pedestal diameter [m]	5.50
Hp= Pedestal height [m]	0.50
D_{SL}=Soil improvement diameter [m]	9.5

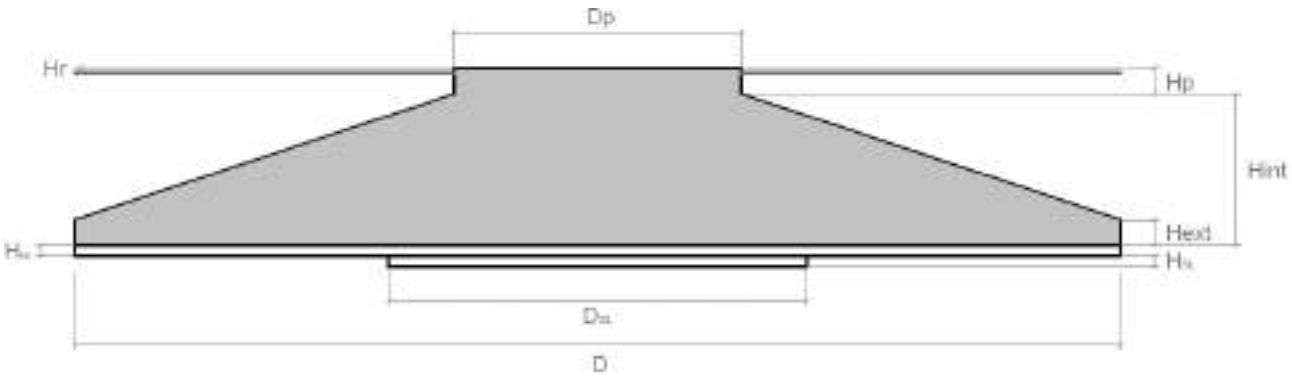
The estimated foundation design is based on the following assumptions:

- Gravity based flat foundation without buoyancy
- Specific weight of backfill 18.0 kN/m³
- Friction angle 30.0°

Additional factors that may impact the foundation design:
Soil conditions, country, designer practice, national codes and standards.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Hub height: 95.5 m
Volumes
Concrete volume ~453.44 m³, C35/40 – C40/50 MPa
Reinforcement steel ~42921 kg, B 500 S



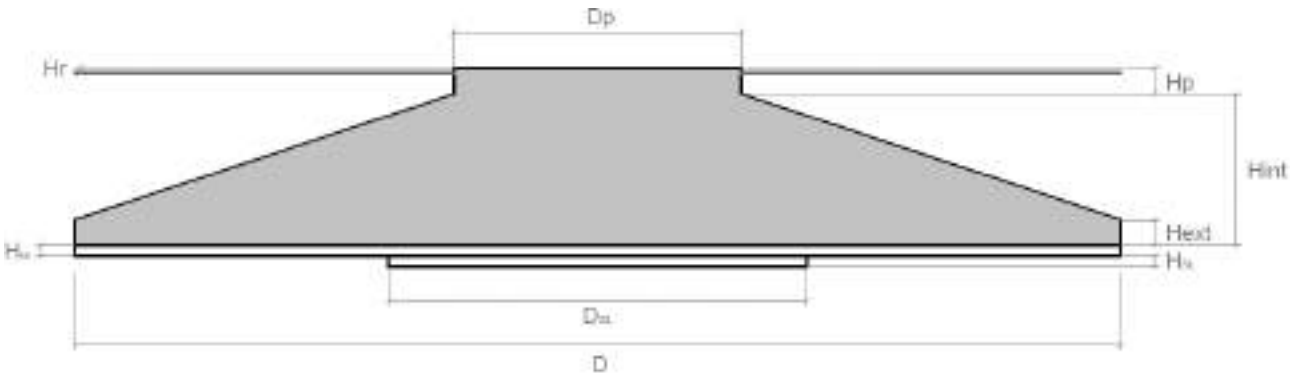
FOUNDATION GEOMETRY	
D= Slab diameter [m]	19.3
Hext= Outter egde height [m]	0.50
Hint= Inner edge height [m]	2.7
Dp= Pedestal diameter [m]	5.6
Hp= Pedestal height [m]	0.50
D_{SL}=Soil improvement diameter [m]	9.1

The estimated foundation design is based on the following assumptions:
- Gravity based flat foundation without buoyancy
- Specific weight of backfill 18.0 kN/m³
- Friction angle 30.0°

Additional factors that may impact the foundation design:
Soil conditions, country, designer practice, national codes and standards.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Hub height: 97.5 m
Volumes
Concrete volume ~455.65 m³, C35/40 – C40/50 MPa
Reinforcement steel ~43295 kg, B 500 S



FOUNDATION GEOMETRY	
D= Slab diameter [m]	19.3
Hext= Outter egde height [m]	0.50
Hint= Inner edge height [m]	2.7
Dp= Pedestal diameter [m]	5.70
Hp= Pedestal height [m]	0.50
D_{SL}=Soil improvement diameter [m]	9.4

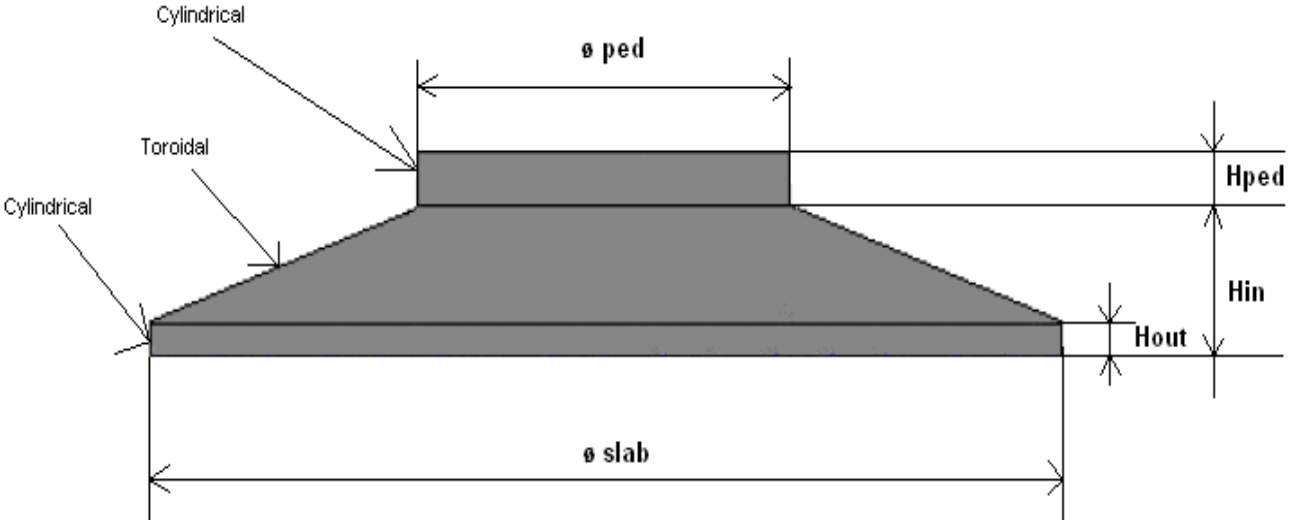
The estimated foundation design is based on the following assumptions:
- Gravity based flat foundation without buoyancy
- Specific weight of backfill 18.0 kN/m³
- Friction angle 30.0°

Additional factors that may impact the foundation design:
Soil conditions, country, designer practice, national codes and standards.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Hub height: 102.5 m (valid for 4 sections & 5 sections tower options)

Volumes
Concrete volume ~544.50 m³, C35/45 – C40/50 MPa
Reinforcement steel ~50910 kg, B 500 S



FOUNDATION GEOMETRY	
øslab= Slab diameter [m]	20.8
Hout= Outter egde height [m]	0.50
Hin= Inner edge height [m]	2.9
øped= Pedestal diameter [m]	5.50
Hped= Pedestal height [m]	0.50

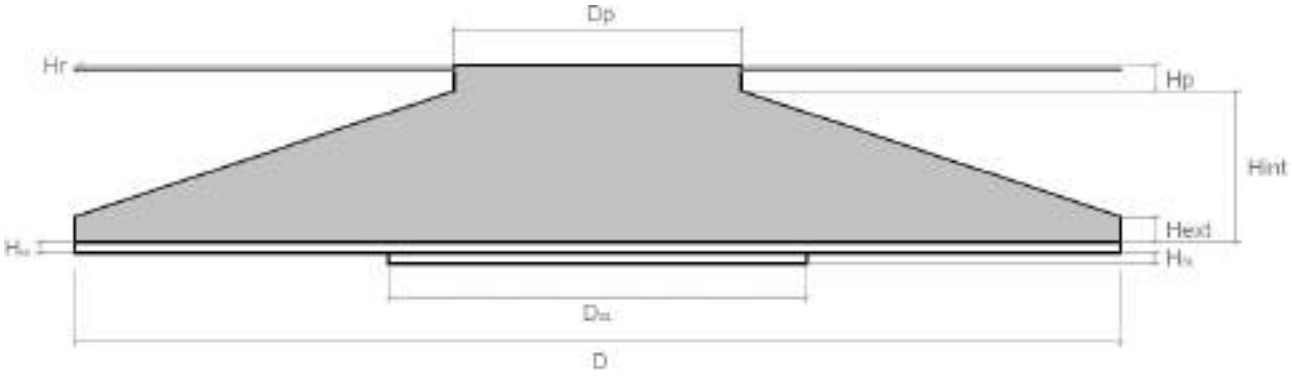
The estimated foundation design is based on the following assumptions:
- Gravity based flat foundation without buoyancy
- Specific weight of backfill 18.0 kN/m³
- Friction angle 30.0°

Additional factors that may impact the foundation design:
Soil conditions, country, designer practice, national codes and standards.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Hub height: 127.5 m (T127.5.45)

Volumes
Concrete volume ~547.89 m³, C35/40 – C50/60 MPa
Reinforcement steel ~57783 kg, B 500 S



FOUNDATION GEOMETRY	
D= Slab diameter [m]	21.4
Hext= Outter egde height [m]	0.50
Hint= Inner edge height [m]	2.7
Dp= Pedestal diameter [m]	5.70
Hp= Pedestal height [m]	0.50
D_{SL}=Soil improvement diameter [m]	9.3

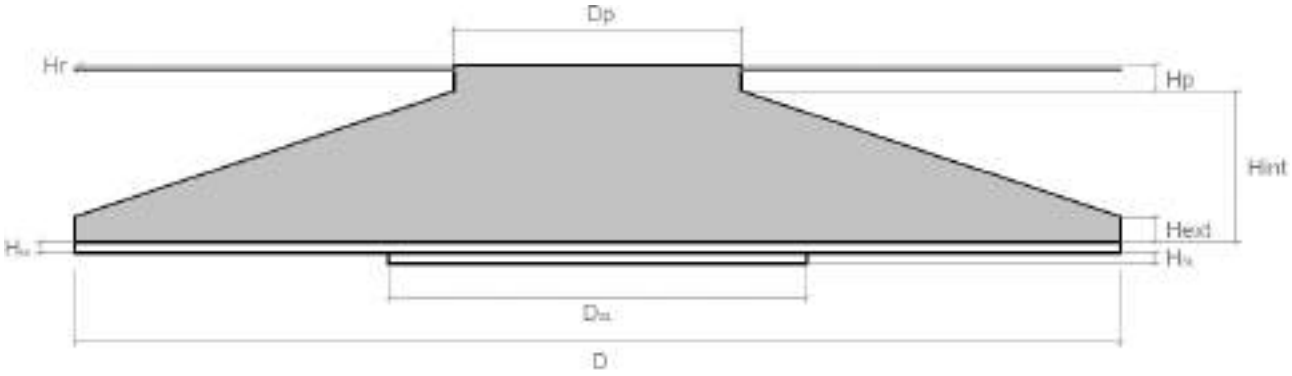
The estimated foundation design is based on the following assumptions:
- Gravity based flat foundation without buoyancy
- Specific weight of backfill 18.0 kN/m³
- Friction angle 30.0°

Additional factors that may impact the foundation design:
Soil conditions, country, designer practice, national codes and standards.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Hub height: 127.5 m (T127.5.46)

Volumes
Concrete volume ~545.47 m³, C35/40 – C50/60 MPa
Reinforcement steel ~57783 kg, B 500 S



FOUNDATION GEOMETRY	
D= Slab diameter [m]	21.4
Hext= Outter egde height [m]	0.50
Hint= Inner edge height [m]	2.7
Dp= Pedestal diameter [m]	5.60
Hp= Pedestal height [m]	0.50
D_{SL}=Soil improvement diameter [m]	9.3

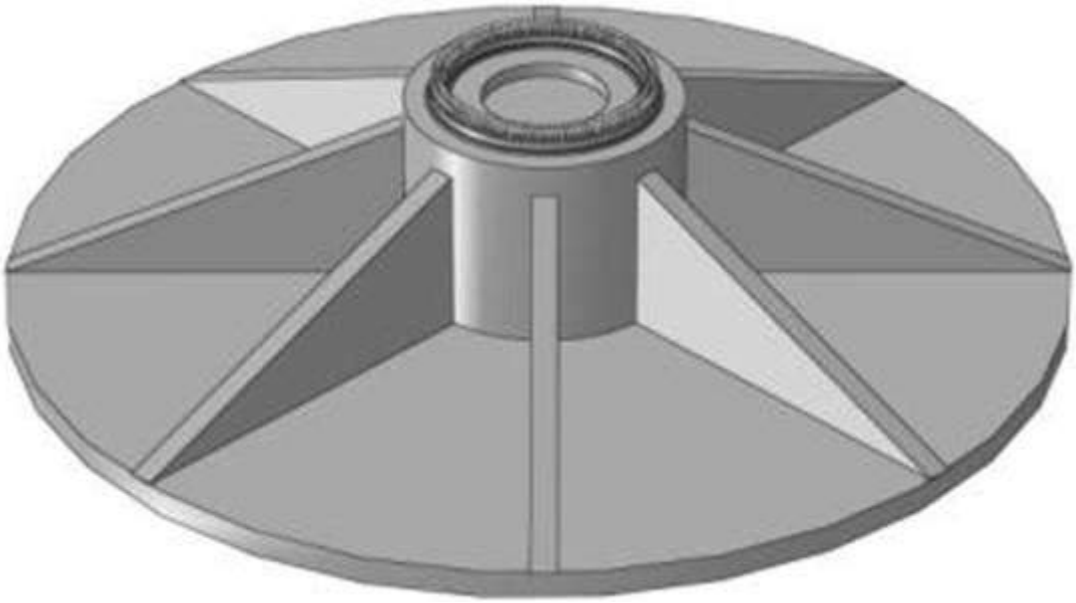
The estimated foundation design is based on the following assumptions:
- Gravity based flat foundation without buoyancy
- Specific weight of backfill 18.0 kN/m³
- Friction angle 30.0°

Additional factors that may impact the foundation design:
Soil conditions, country, designer practice, national codes and standards.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Although the standard and most common foundation concept is the previously shown circular tapered slab, it is also possible to design, based on site specific conditions, the optimized “8 Walls foundation”.

See figure below:



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Preliminary Grid Performance Specification, 50 Hz

General

This document describes the grid performance of the SG 5.0-145, 50 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document are based on the assumption that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to Figure 1 and Figure 2.

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (Sk/Sn) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE in PSS/E. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the SG 5.0-145, 50 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 100 -1000 seconds and in Figure 2 between 0 – 12 seconds.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

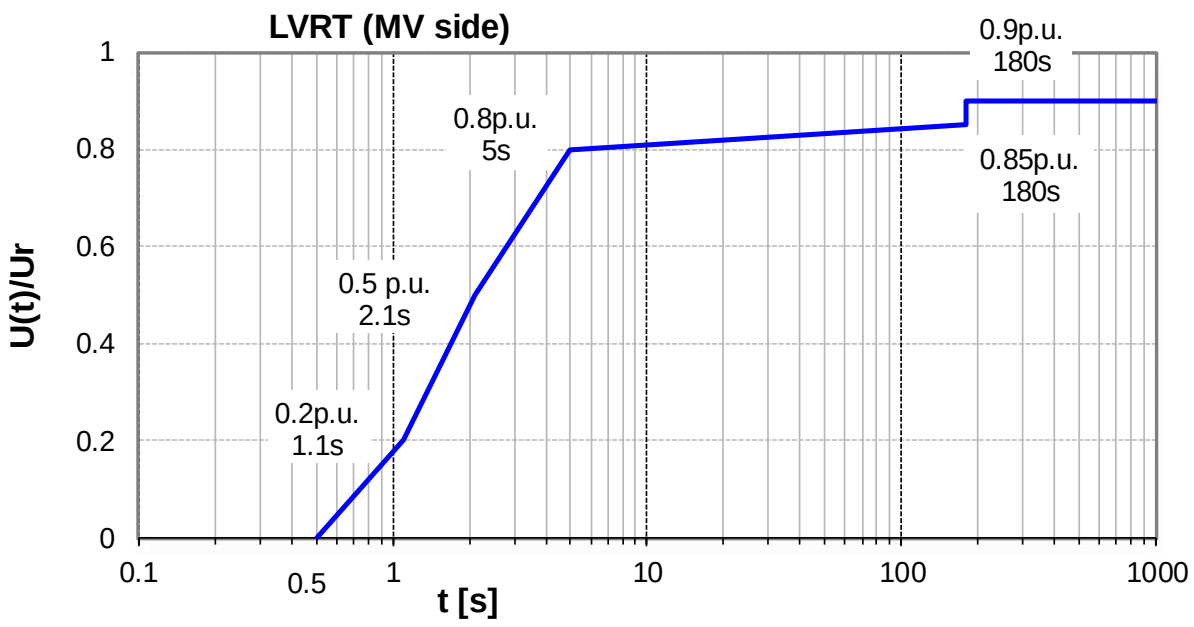


Figure 1. Lower voltage limits for SG 5.0-145, 50 Hz wind turbine in the range of 0-1000 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

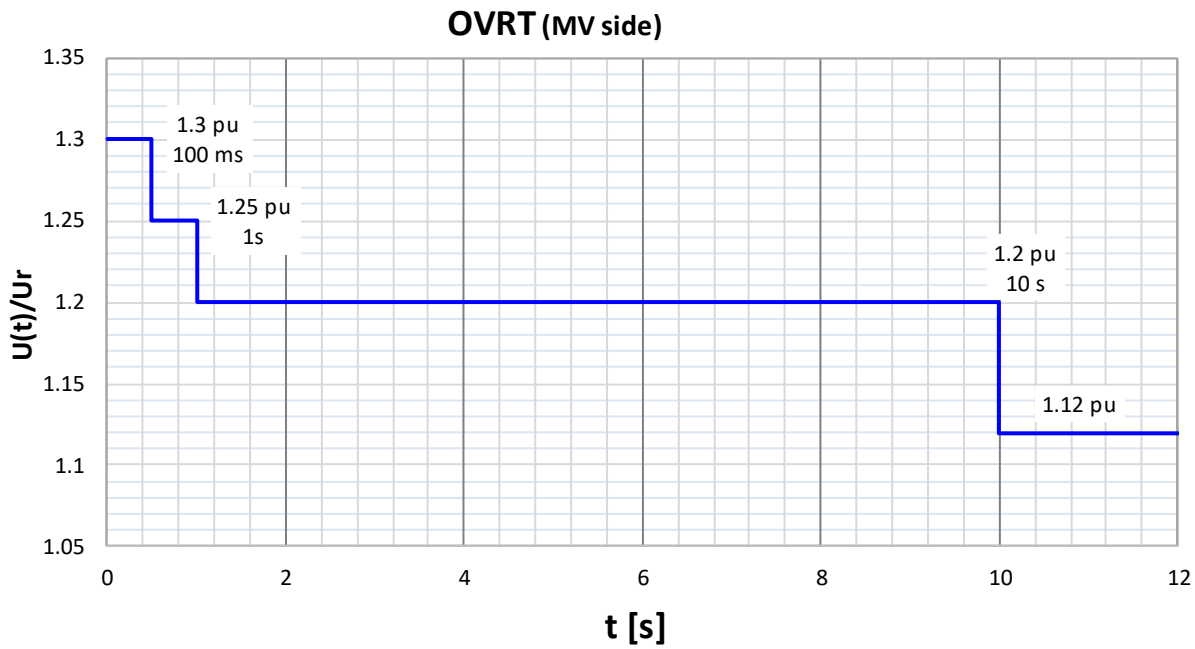


Figure 2. Upper voltage limits for SG 5.0-145, 50 Hz wind turbine in the range of 0-12 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Power Factor (Reactive Power) Capability
The wind turbine is able to operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, at nominal balanced voltage and nominal frequency. The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points.

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability
The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

Frequency Capability
The wind turbine is able to operate in the frequency range between 47 Hz and 53 Hz.

Voltage Capability
The voltage operation range for the wind turbine is between 90% and 112% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 100ms, see Figure 2. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% in order to support the best possible performance by staying within the operation limits.

Flicker and Harmonics
Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

Reactive Power -Voltage Control
The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point Of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

Frequency Control
The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Preliminary Grid Performance Specification, 60 Hz

General

This document describes the grid performance of the SG 5.0-145, 60 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document are based on the assumption that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to Figure 3 and Figure 4.

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (Sk/Sn) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE in PSS/E. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the SG 5.0-145, 60 Hz wind turbine are presented in Figure 3 between 100 -1000 seconds and in Figure 4 between 0 – 12 seconds.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

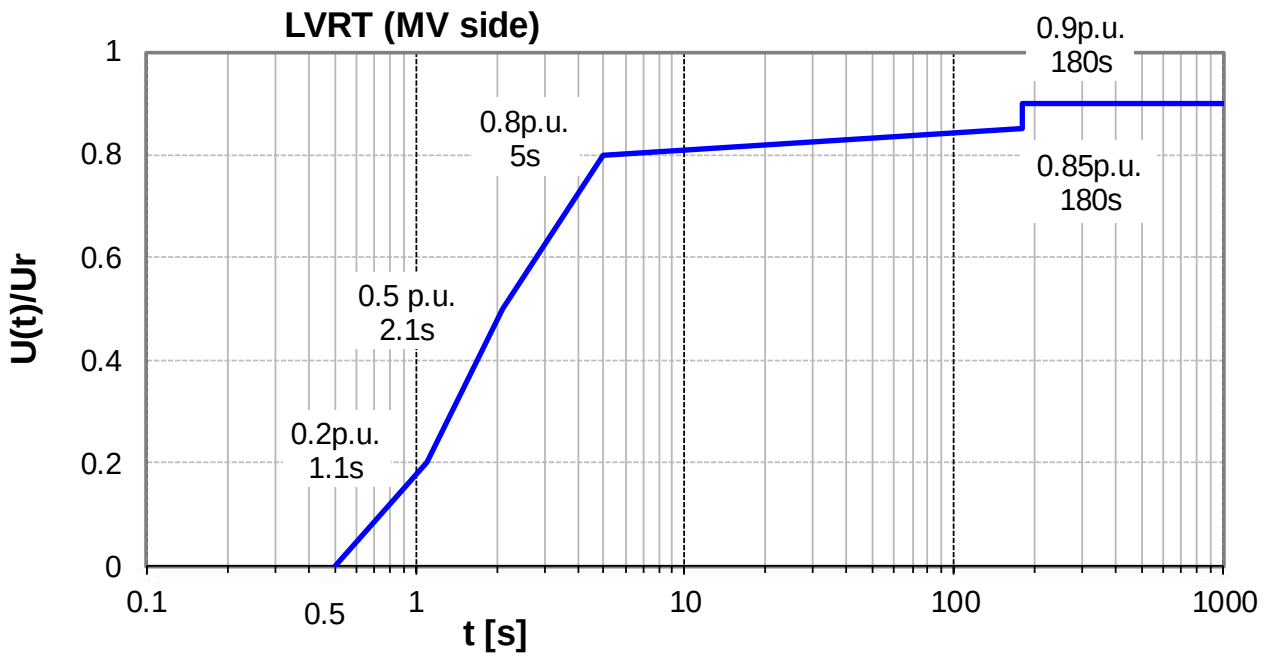


Figure 3. Lower voltage limits for SG 5.0-145, 60 Hz wind turbine in the range of 0-1000 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

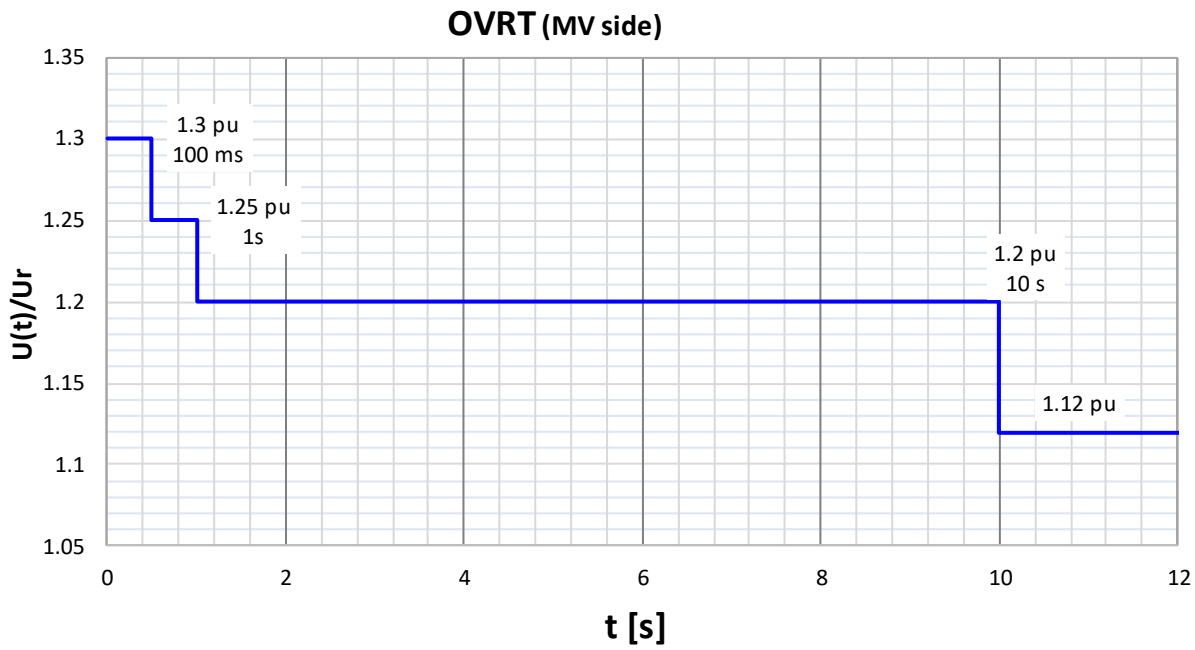


Figure 4. Upper voltage limits for SG 5.0-145, 60 Hz wind turbine in the range of 0-12 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Power Factor (Reactive Power) Capability
The wind turbine is able to operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, at nominal balanced voltage and nominal frequency. The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points.

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability
The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

Frequency Capability
The wind turbine is able to operate in the frequency range between 56.4 Hz and 63.6 Hz.

Voltage Capability
The voltage operation range for the wind turbine is between 90% and 112% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 100ms, see Figure 4. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% in order to support the best possible performance by staying within the operation limits

Flicker and Harmonics
Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

Reactive Power -Voltage Control
The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point Of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

Frequency Control
The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Reactive Power Capability, 50 Hz

General

This document describes the reactive power capability of SG 5.0-145, 50 Hz wind turbines during active power production. SG 5.0-145 wind turbines are equipped with a B2B Partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

Reactive Power Capability Curves

The reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following Figures.

Figure 5 shows the reactive power capability on the LV side of the wind turbine depending on the generated power at LV terminals.

Figure 6 shows the reactive power capability on the LV side of the wind turbine transformer at various voltages between 0.90 p.u. and 1.13 p.u. at the LV terminals.

Figure 7 includes reactive power capability at no wind (QwP0).

The SCADA can send voltage references to the wind turbine in the range of 0.92 p.u. to 1.08 p.u. The wind power plant should be designed to maintain the wind turbine voltage references between 0.95 p.u. and 1.05 p.u. during steady state operation.

The tables and figures assume that the phase voltages are balanced, and that the grid operational frequency and component values are nominal. Unbalanced voltages will decrease the reactive power capability. Component tolerances were not considered in determining curve parameters. Instead, the curves and data are subject to an overall tolerance of ± 5 % of the rated power.

The reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactor and the filter.

The reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the Design Climatic Conditions.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

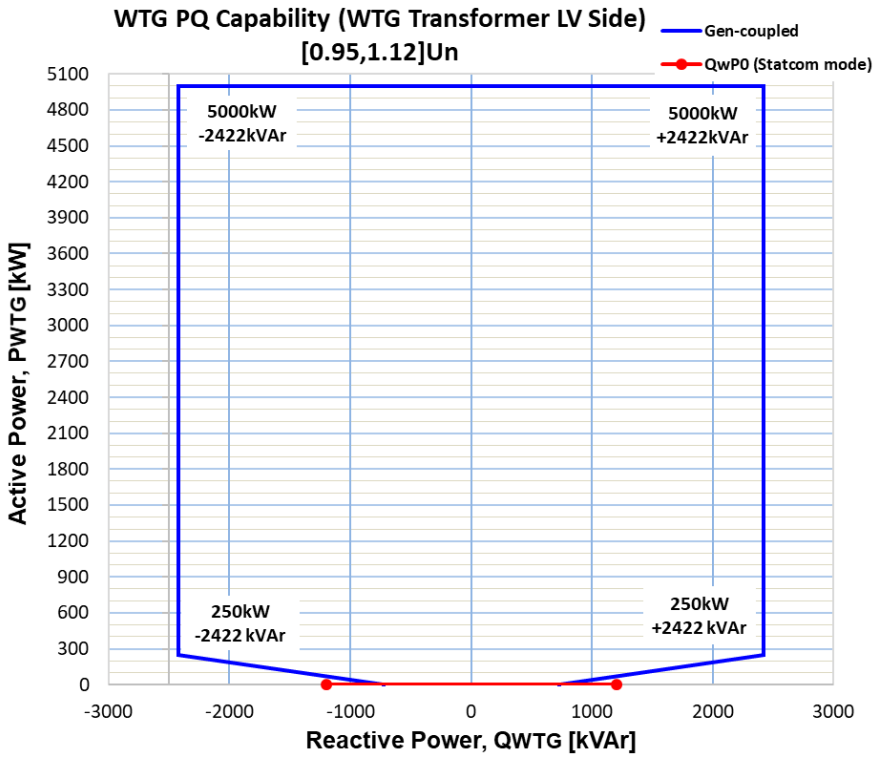


Figure 5: Reactive power capability curves, 50 Hz wind turbine, at LV side of wind turbine transformer.

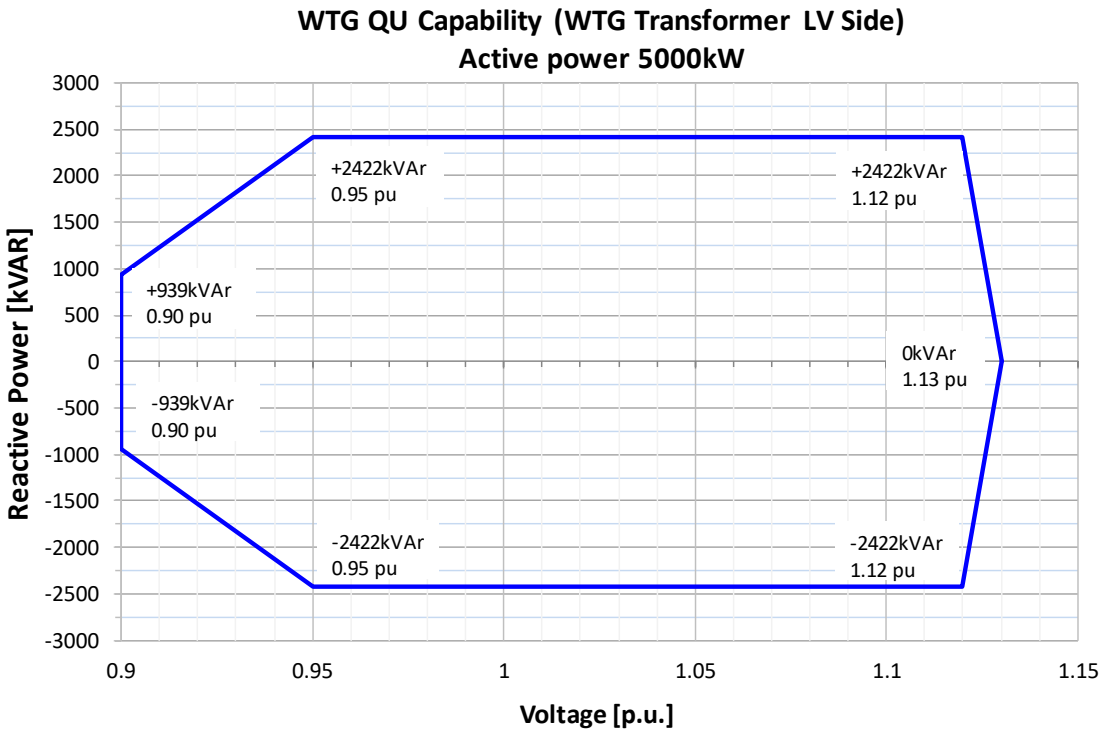


Figure 6. Reactive power capability versus voltage.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

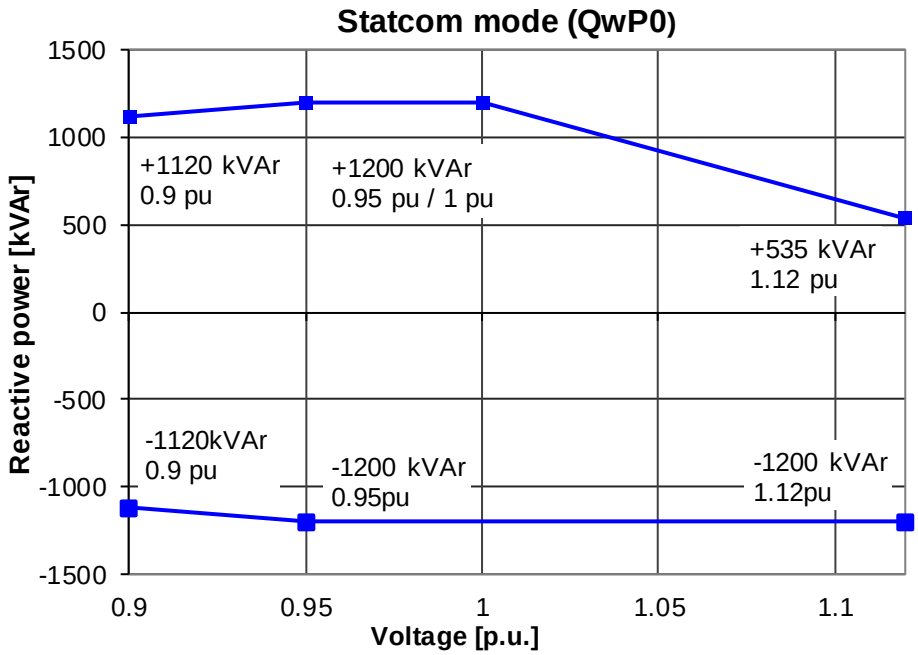


Figure 7. Reactive power capability at no wind (QwP0)

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Reactive Power Capability, 60 Hz

General

This document describes the reactive power capability of SG 5.0-145, 60 Hz wind turbines during active power production. SG 5.0-145 wind turbines are equipped with a B2B Partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

Reactive Power Capability Curves

The reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following Figures.

Figure 8 shows the reactive power capability on the LV side of the wind turbine depending on the generated power at LV terminals.

Figure 9 shows the reactive power capability on the LV side of the wind turbine transformer at various voltages between 0.90 p.u. and 1.13 p.u. at the LV terminals.

Figure 10 includes reactive power capability at no wind (QwP0).

The SCADA can send voltage references to the wind turbine in the range of 0.92 p.u. to 1.08 p.u. The wind power plant should be designed to maintain the wind turbine voltage references between 0.95 p.u. and 1.05 p.u. during steady state operation.

The tables and figures assume that the phase voltages are balanced, and that the grid operational frequency and component values are nominal. Unbalanced voltages will decrease the reactive power capability. Component tolerances were not considered in determining curve parameters. Instead, the curves and data are subject to an overall tolerance of ± 5 % of the rated power.

The reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactor and the filter.

The reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the Design Climatic Conditions.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

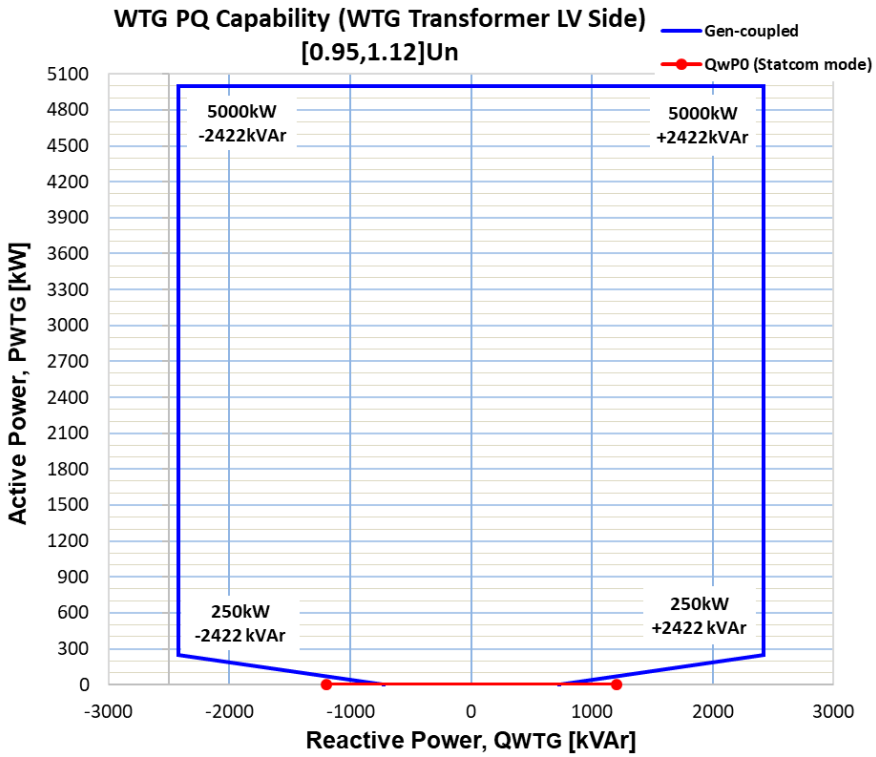


Figure 8. Reactive power capability curves, 60 Hz wind turbine, at LV side of wind turbine transformer

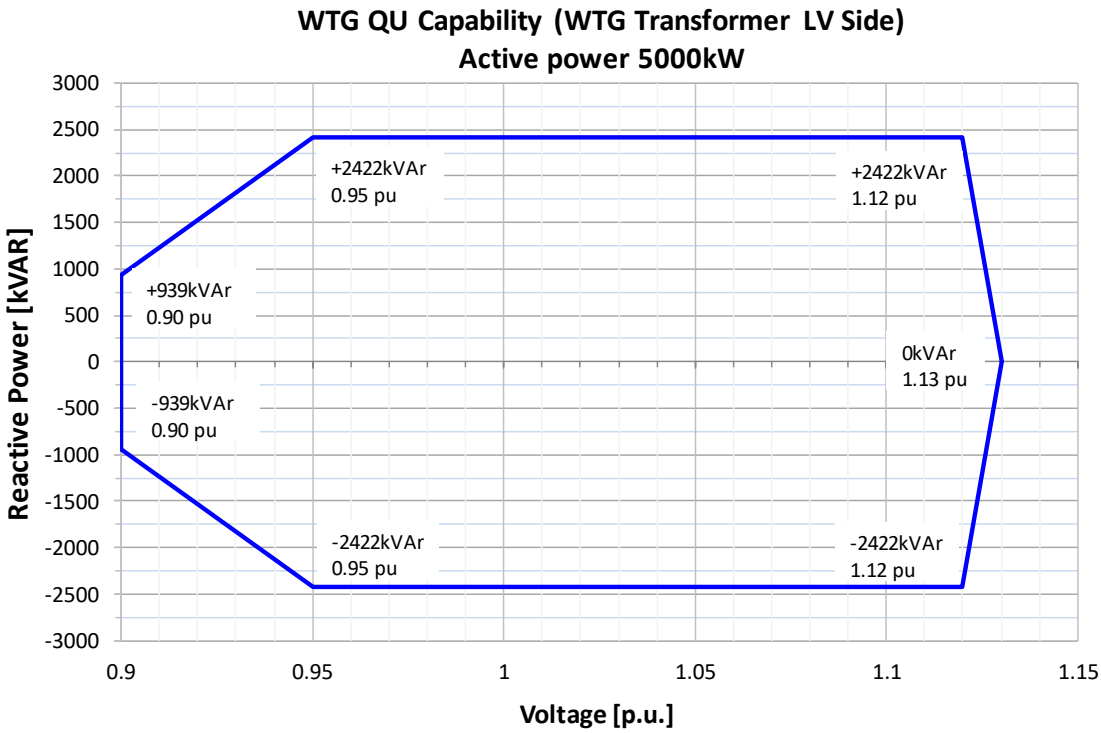


Figure 9. Reactive power capability versus voltage

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

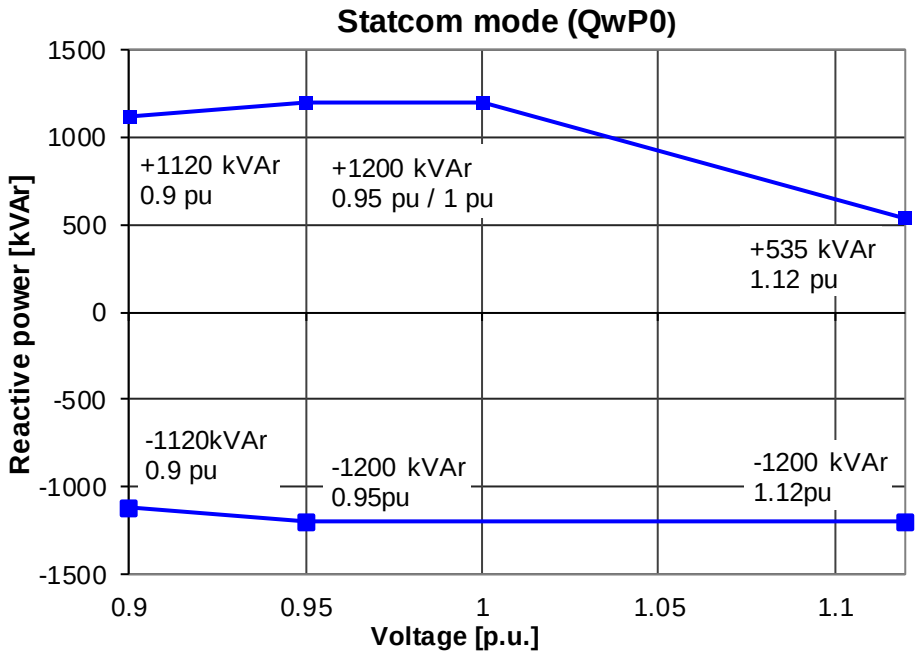


Figure 10. Reactive power capability at no wind (QwP0).

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

SCADA, System Description

General

This is a general description of the Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) SCADA System.

SGRE SCADA system is a wind farm management tool. Overall, the SCADA enables:

- Supervising, monitoring and/or controlling SGRE wind turbines in a given wind farm,
- Monitoring of wind farm components such as meteorological masts, substations, measuring devices, etc.
- Storing and managing information, which provides an advanced capacity to generate reports.
- Connecting to control centers or higher level management systems.
- Wind farm power regulation for both active as well as reactive power.
- Wind farm electricity generation based on environmental conditions.

In short, the SGRE SCADA system is an indispensable communications gateway for incoming and outgoing wind farm data.

Main Features

The SGRE SCADA system has the following main features:

- Wind turbine supervision and control.
- Meteorological mast supervision.
- Monitoring of the wind farm's feed-in substation.
- Alarms and notifications SGRE management.
- Reporting for technical and economic wind farm exploitation.
- Access security via user and profile management.
- Multiple-wind farm management capacity enabling various wind farms to be managed from a single SCADA installation. Optimized SQL database for data management.
- Integration with a preventive maintenance system (PMS)
- Additionally, the SGRE SCADA system has the following optional features:
- Data server for access and/or integration in upper systems: OPC-UA server and IEC104 server.
- Integration of the SGRE Power Manager tool, which includes the active power/frequency regulating tools and reactive power/voltage regulation for the wind farm
- NRS® (Noise Reduction System) to safeguard the acoustic integrity of the area based on wind direction and time
- Shadow Control System to prevent the undesired effects of shadows in residential areas near the wind farm
- Wake Cancellation System for protecting wind turbines from intense turbulence based on wind direction
- Ice Detection System for protecting the surrounding area against ice thrown from wind turbine blades
- Bat Shield System for protecting bats
- Bird Detection System for protecting birds
- Alarm Notification application for distributing SMS and/or email messages to operators and maintenance technicians (SIM card not included)
- ODBC access to the database.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Wind Farm Management System

SGRE's wind farm management system comprises the central system, Service Operations Center (SOC), the SCADAs installed in wind farms and the wide area network (WAN) that links them all together.

During maintenance and/or the warranty period, wind farms with SGRE wind turbines must be integrated in SGRE's central system under the control of the SOC (Service Operations Center). This system compiles data from all connected wind farms, checking and storing the retrieved data in keeping with the specified storage policy. The centralization of wind farm supervision offers excellent resources for monitoring the product, maintenance planning and reports on operating status and maintenance intended for clients.

External access to the wind farm from SGRE's central system requires communication line supplied by the Employer. Nonetheless, other communications solutions can be assessed whenever they meet the technical requirements for communications specified by SGRE.

Communication Network in Wind Farm

A wind farm's internal communications infrastructure is a network that links the SGRE SCADA system to the various wind farm devices (e.g., wind turbines, meteorological masts and substations).

Internal wind farm communications are based on a local area network (LAN) with Ethernet communications on ring-configured fiber optics. This is a "logical" round-trip ring through the same fiber optic cable so that the send path runs through two fibers and the return path runs through another two in the same cable. The wind turbines alternate where fibers connect to one another in the routing to prevent long links whenever possible.

The selection of the fiber optics for the wind farm and the overall layout of the ring network must meet SGRE specifications and will always be defined or validated by SGRE.

Likewise, the final configuration of a specific LAN network for a given wind farm will be jointly agreed between SGRE and the wind farm client.

External communication outside the wind farm through external protocols and/or SCADA clients can be based on any type of telecommunications system such as satellite links, ADSL/DSL lines, GPRS links, PSTN modems, GSM modems, etc. The primary criteria for selecting the appropriate means are the bandwidth requirements, need for continuous or on-demand connection, and the amount of data exchanged.

Client Interface

Wind farm operators can view all the data in a simple and intuitive user interface based on web browser technology.

All operational aspects and access to SCADA system options are available through a standard web browser.

Data Analysis

SGRE SCADA system includes 3 different wind farm data analysis tools:

- Reports: designed for exploitation reports
- Trending: designed for in-depth analysis of wind turbine variables.

Comparatives: designed for instantaneously comparing two variables of all the wind turbines in the farm.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Codes and Standards

The wind turbine is designed and certified with an external certification body according to:

- IEC 61400-1:2005 +AMD1:2010 Edition 3 - Wind turbines - Part 1: Design requirements
- IEC 61400-22:2010 Edition 1 - Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification
- ISO 9001:2015 - Quality management systems – Requirements.
- Directive 2006/42/CE - Machinery (MD)

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Other Performance Features

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) offers the following optional performance features for SG 5.0-145 that can optimize your wind farm by boosting performance, enhancing environmental agility, supporting compliance with legal regulation, and supporting grid stability.

Flexible Rating

In order to have the best product and solution for our clients, the SG 5.0-145 wind turbine is designed to integrate the OptimaFlex philosophy: a design strategy that provides a high degree of adaptability, including several power rating options and possibilities for tower optimization.

Inside the OptimaFlex philosophy, Flexible Rating strategy has been designed to allow modifying the turbine rated power depending on project specific conditions related to temperature, electrical requirements and mechanical loads. This feature is optional and applicability depends on the fulfilment of the defined temperature, electrical and mechanical loads requirements.

The SG 5.0-145 wind turbine can be configured to operate with a flexible power rating, enabling site specific optimization. It is designed to work at 5.0 MW rated power as baseline, but additional ratings are also available under certain project and environmental conditions.

In the SG 5.0-145 Flexible Rating strategy, different Application Modes (AM) with different power ratings are available. Each Application Mode is associated with a specific set of performance conditions.

Flexible Rating application procedure and concept:

- Upfront analysis: If Flexible Rating optional strategy wants to be enabled, an upfront analysis is needed for each project in order to define which is the maximum Application Mode admissible considering the specific site mechanical loads and general grid requirements.

- Wind turbine operation: Flexible Rating controller algorithm dynamically defines which is the active power than can be delivered depending on the ambient temperature and grid demands, always limited by the maximum Application Mode defined in the upfront analysis for each site. Temperature and reactive power demand is prioritized. If grid demands higher reactive power (Q) than the one allowed for an AM, active power (P) will be decreased.

In the following table, a summary of the SG 5.0-145 Flexible Rating strategy is presented.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

AM	Rated power	Wind Conditions [1]	Maximum Temperature (full power operation) [2]	Maximum Temperature (with power derating) [3]	Electrical performance limits	Maximum Noise Emission level [dB(A)] [4]
AM+1	5.2 MW	Less demanding wind conditions	+20.0ºC	+45ºC	cos PHI 0.95 @[0.95,1.12]Un @±2%frequency	106.3
AM0	**5.0 MW**	**IIB**	**+25.0ºC**	**+45ºC**	cos PHI 0.9 @[0.95,1.12]Un @±3%frequency	**106.3**
AM-1	4.9 MW	More demanding wind conditions	+30.0ºC	+45ºC		106.3
AM-2	4.8 MW		+35.0ºC	+45ºC		106.3
AM-3	4.7 MW		+36.6ºC	+45ºC		106.3
AM-4	4.6 MW		+38.3ºC	+45ºC		106.3
AM-5	4.5 MW		+40.0ºC	+45ºC		106.3
AM-6	4.2 MW		+41.0ºC	+45ºC		106.3
AM-7	4.0 MW		+41.6ºC	+45ºC		106.3
AM-8	3.0 MW		+44.0ºC	+45ºC		106.3

[1] Each “Application Mode” is associated with a specific set of wind conditions.
[2] Maximum external ambient temperature outside nacelle, for altitudes below 1000m, full power operation.
[3] Maximum external ambient temperature outside nacelle, for altitudes below 1000m, with power deraring. Operation maximum temperature is extended up to +45ºC including “Power Derating due to external ambient temperature and altitude” feature. See section “Other Performance Features” for further information.
[4] Noise values presented correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade. The turbine can be supplied without noise reduction add-ons, if required, without impacting in the other performance parameters.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

DFIG Premimum Converter

The DFIG Premium Converter improves turbine performance in weak grids and assures compliance with the most stringent grid codes. It has an enhanced control in weak grids, regulating the behavior of the wind turbine and reacting to static and transient events while ensuring grid stability.

Optional functionalities available upon request to ensure optimal suitability to site conditions:

- Extended High Voltage Ride Through.
- Enhanced Low Voltage Ride Through
- Series Compensation Compatibility.
- Anti-islanding.
- Turbine operation in grids with Short Circuit Ratio (SCR) as low as 1.5.

Concept	Description	Premium Converter
HVRT Extended	Extended HVRT profile (from 1.1pu to 1.5pu)	✓
LVRT Enhanced	Reactive current control in asymmetrical faults	✓
Series Compensation Compatibility	Control of Sub-Synchronous resonance events	✓
Anti-islanding	Detection of islanding events and controlled disconnection	✓
Low SCR* (<3)	Operation in weak grids	✓

*SCR at turbine connection point is subject to grid conditions at project site.

High Wind Derated operational mode

In the case of SG 5.0-145 high wind derated mode, it is enabled by default as it can be observed on the different power curves included in this document. The power production is limited once the wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power. This functionality extends the range of operation in high wind conditions, limiting turbine loads dependent of maximum operational wind speed, providing more predictable energy output, minimizing production losses, and improving grid stability by reducing the risk of simultaneous power cut outs.

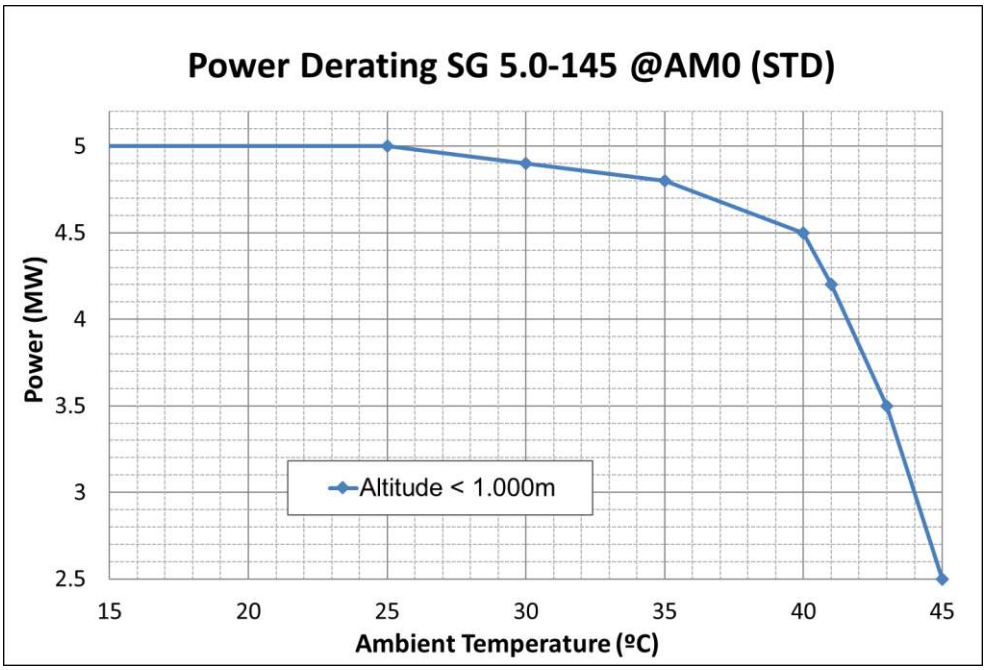
© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

High Temperature Derated operational mode (also known as Power Derating due to external temperature and altitude)

Ventilation and cooling systems are designed to allow the turbine operation at rated power up to a certain external nominal temperature and a certain altitude. For sites located beyond 1000m above the sea level, the air density reduction affects the turbine components ventilation capacity, reducing the maximum operational temperature at rated power. However, this maximum ambient temperature can be extended by reducing the delivered power with the temperature derated mode.

Considering the individual component requirements in temperatures at different altitude levels, and their dissipated heat at different power limits, several power-temperature curves are generated. These curves define the envelopes inside which the SG 5.0-145 can operate assuring the integrity of all components.

Next chart shows the power output as a function of the external temperature for an altitude at hub height of up to 1.000m (AM0). Additional information about other altitudes or Application Modes (AM) is available upon request.



The control system, considering the turbine thermal variant and altitude above sea level, will dynamically adjust the maximum allowed power as a function of the ambient temperature.

Ice Detection System

A default Ice Detection System (IDS) is included in SG 5.0-145. This system is required in order to prevent the turbine operating under non desirable ice conditions that could represent an out-of-design situation with risk for the turbine integrity or H&S.

The default Ice Detection System can be improved by application of additional features, described as follows:

- Ice on nacelle sensor (optional kit). Additional sensor is installed to detect ice on nacelle.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Adaptative Operation under ice conditions (comercially presented as “OWI 2.0”)

An optional controller algorithm is available in the SG 5.0-145 to improve performance under ice conditions without requiring additional hardware modifications.

In the case of ice build up on blades, the wind turbine performance is reduced and blades can be under stall conditions. The basis of this algorithm is to have an adaptative operation that finds the optimal operational setting through pitch angle and rotational speed modifications, for maximum power production on icing conditions without exceeding the load capabilities of the wind turbine.

Noise Reduction System

The Noise Reduction System (NRS) is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the existence of a SGRE SCADA system to work.

The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. This allows wind farms to be located closer to urban areas, limiting the environmental impact that they imply.

Bat Protection System

To support the installation of wind turbines in areas that constitute a natural habitat for bats, SGRE has developed a Bat Protection System. Bats are usually more active at certain times of the night and at certain times of the year, depending on the local habitat and/or migration routes. The purpose of the SGRE Bat Protection System is to monitor the local environmental conditions in order to reduce the risk of impact on bats.

Specific environmental conditions can be monitored by means of dedicated additional sensors: temperature, light, humidity and rainfall. If conditions for the existence of bats are met, the Bat Protection System tool will request the wind turbines to be paused. As soon as one of the conditions is no longer met, the affected wind turbine will return to its initial status prior to receiving the pause order from the tool, depending on the configured hysteresis values.

The tool does not require all the sensors associated with the conditions to be installed and, depending on each site, the sensors needed will be configured. If there is no sensor for a specific environmental variable, condition is configured as fulfilled.

Additionally, Bat Protection System can be configured to be triggered depending on calendar (day/time), wind speed range or wind direction.

Bird Detection System

The Bird Detection System is a stand-alone system that monitors the wind farm’s surrounding air space and detects flying birds in real time. At the same time, it is capable of handling real-time actions related to bird detection, such as warning and deterring birds at risk of colliding with the wind turbines or automatic shutdown of the selected wind turbines.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

Modular configurations

To support the transportation of main nacelle components in markets with special logistic requirements, the Siemens Gamesa 4.X platform is designed with a wide range of modular transportation alternatives to fit optimally with the project's height and/or total weigh limitations for components, providing the best possible approach for transportation by sea, road or railway.

Fire protection system (Standard)

The SG 5.0-145 is equipped by default with different sensors directly or indirectly involved in fire detection and prevention. These sensors connected to the turbine controller will trip the medium voltage switchgear, disconnecting the wind turbine from the grid. These switches will detect arcs in the transformer compartment, faults to earth which trip the neutral protection relay, smoke in the nacelle room and in the tower base, transformer fuses melt or high temperature in the transformer windings.

In addition, arc detectors are placed in the transformer room and passive fire protection blankets (wool rock isolation covered by aluminum fiber) are installed.

Optional Active Fire Extinguishing System

This system combined with the passive protection system minimizes the threat of fire and prevents its propagation. The Active Fire Extinguishing System also works when the wind turbine is stopped or even when the wind farm has no energy supply.

The detection is carried out by means of high-efficiency aspirating detectors (ASD) which constantly absorb air samples from inside the nacelle and the electrical cabinets and transport them through a piping network until the analysing chambers, in order to take the reading of existing smoke concentration in the air. Depending on the different readings and according to the pre-established comparison levels, the corresponding alarm signals will be activated.

Fire detection is done at a very early stage so that preventive measures can be taken on time to abort it.

The alarm communications are sent through electrical signals to the control system of the wind turbine (PLC) and through optical-acoustic devices.

The extinguishing system discharges a fire protection agent applied as a gas through a nozzle to the electrical cabinets. This extinguishing agent offers a unique combination of safety, low environmental impact and high extinguishing performance.

Automatic lubrication systems

An optional Automatic Lubrication System may be provided for several turbine components such as the blade bearings, the low speed shaft bearings, the generator bearings and the yaw system.

The lubrication systems consist of an electrically driven pump, which supplies grease to the turbine components to increase the time between greasing maintenance operations.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved.

HERSATENE

Cu o AL/XLPE/CTS/PVC

3,6/6 (7,2) kV - 6/10 (12) kV - 8,7/15 (17,5) kV - 12/20 (24) kV - 18/30 (36) kV

NORMAS:

CONSTRUCCIÓN
NF C 33-220
CEI 60 502-2

REACCIÓN AL FUEGO
IEC 60332-1-2

Opcionalmente:

CONSTRUCCIÓN:

1. CONDUCTOR
Cobre o aluminio, clase 2 según IEC 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR
Semiconductor extruido.

3. AISLAMIENTO
Polietileno reticulado, tipo XLPE.

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO
Semiconductor extruido.

5. PANTALLA METÁLICA
Cinta(s) de cobre colocadas helicoidalmente.

6. CUBIERTA EXTERNA
Cloruro de polivinilo (PVC).

Opcionalmente:
Haz con fiador para aplicaciones aéreas.
Armadura para aplicaciones subterráneas.

APLICACIONES:

Cables para el suministro eléctrico de industrias, refinerías y alumbrado público.

Radio mínimo de curvatura durante la instalación = 20x el diámetro exterior de un cable unipolar.
Radio mínimo de curvatura después de la instalación =
13x el diámetro exterior de un cable unipolar.
Rango de temperatura admisible durante la instalación: -10 ºC a +50 ºC.

Temperatura máxima admisible del conductor:
- En servicio : 90 ºC.
- Cortocircuito : 250 ºC.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS:

Sección (mm²)	Diámetro sobre aislamiento (mm)	Diámetro exterior (mm)	Peso (kg/km)	Radio mínimo de curvatura después de la instalación (mm)	Radio mínimo de curvatura durante la instalación (mm)	Fuerza de tracción máxima (daN)
12/20 (24) kV						
COBRE						
25	18,80	25,0	800	325	500	125
35	18,90	25,5	880	331,5	510	175
50	20,30	27,0	1.050	351	540	250
70	22,30	29,0	1.300	377	580	350
95	23,85	30,5	1.600	396,5	610	475
120	25,30	32,0	1.900	416	640	600
150	26,70	33,5	2.200	435,5	670	750
185	28,55	36,0	2.600	468	720	925
240	30,70	38,0	3.100	494	760	1.200
300	32,95	40,5	3.800	526,5	810	1.500
400	36,45	44,0	4.650	572	880	2.000
500	39,80	47,5	5.800	617,5	950	2.500
630	44,80	53,5	7.500	695,5	1.070	3.150
800	49,00	58,0	9.200	754	1.160	4.000
1.000	55,20	64,5	11.700	838,5	1.290	5.000
1.200	56,90	67,5	13.000	877,5	1.350	6.000
ALUMINIO						
25	19,56	26,0	680	338	520	75
35	19,71	26,0	700	338	520	105
50	20,98	27,5	790	357,5	550	150
70	22,86	29,5	910	383,5	590	210
95	24,16	31,0	1.050	403	620	285
120	26,06	33,0	1.200	429	660	360
150	26,96	34,0	1.300	442	680	450
185	29,71	37,0	1.500	481	740	555
240	31,36	39,5	1.800	513,5	790	720
300	33,56	41,0	1.200	533	820	900
400	36,36	44,0	2.350	572	880	1.200
500	39,86	47,5	2.800	617,5	950	1.500
630	43,61	51,5	3.250	669,5	1.030	1.890
800	48,76	58,0	4.150	754	1.160	2.400
1.000	53,76	63,0	5.000	819	1.260	3.000
1.200	56,96	66,5	5.700	864,5	1.330	3.600

Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

General Cable

HERSATENE

Cu o AL/XLPE/CTS/PVC

3,6/6 (7,2) kV, 6/10 (12) kV, 8,7/15 (17,5) kV, 12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE:

Sección (mm²)	Corriente permanente (kA)				Corriente de cortocircuito, 1s (kA)		Caída de tensión ΔU (cos φ)	
	Directamente enterrados		En aire		Conductor	Pantalla	0,8	0,9
	Trébol	Plano	Trébol	Plano				
ALUMINIO								
12/20 (24) kV								
25	125	128	122	125	2,364	1,68	2,290	2,513
35	149	153	147	151	3,309	1,68	1,691	1,843
50	175	179	185	189	4,728	1,68	1,282	1,385
70	214	220	226	236	6,619	1,68	0,920	0,982
95	252	262	266	285	8,983	1,68	0,697	0,733
120	291	299	318	330	11,346	1,68	0,572	0,595
150	325	334	360	370	14,183	1,68	0,486	0,499
185	370	379	417	430	17,492	1,68	0,406	0,411
240	428	439	490	504	22,693	1,68	0,335	0,332
300	485	492	567	579	28,366	1,68	0,216	0,200
400	554	562	662	669	37,821	1,68	0,190	0,173
500	631	637	771	776	47,276	1,68	0,210	0,197
630	720	727	897	905	59,568	1,68	0,183	0,168
800	810	812	1.037	1.040	75,642	1,68	0,166	0,149
1.000	895	890	1.165	1.160	94,553	1,68	0,151	0,133
1.200	957	945	1.264	1.252	113,463	1,68	0,143	0,124

Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

Las intensidades admisibles se han calculado para un sistema trifásico.

Condiciones de servicio

- Temperatura del terreno = 20 ºC
- Temperatura del aire = 30 ºC
- Resistencia térmica del terreno = 1 Km/W

HERSATENE

Cu o AL/XLPE/CTS/PVC

3,6/6 (7,2) kV, 6/10 (12) kV, 8,7/15 (17,5) kV, 12/20 (24) kV, 18/30 (36) kV

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

CARACTERÍSTICAS	Sección (mm²)										
	25	50	95	150	240	300	400	630	800	1.000	1.200
ALUMINIO											
6/10 (12) kV											
Rc.c. a 20 ºC (Ω/ km)	1,200	0,641	0,320	0,206	0,125	0,100	0,078	0,047	0,037	0,029	0,025
Rc.a., 50 Hz a 90 ºC (Ω/ km)	1,539	0,822	0,411	0,265	0,161	0,130	0,102	0,064	0,051	0,043	0,038
Inductancia (mH / km)	0,440	0,403	0,362	0,337	0,312	0,303	0,292	0,275	0,275	0,267	0,262
Capacidad (µF/km)	0,212	0,257	0,322	0,378	0,466	0,510	0,559	0,710	0,813	0,912	0,976
8,7/15 (18) kV											
Rc.c. a 20 ºC (Ω/ km)	1,200	0,641	0,320	0,206	0,125	0,100	0,078	0,047	0,037	0,029	0,025
Rc.a., 50 Hz a 90 ºC (Ω/ km)	1,539	0,822	0,411	0,265	0,161	0,130	0,102	0,064	0,051	0,043	0,038
Inductancia (mH / km)	0,460	0,422	0,378	0,353	0,326	0,315	0,304	0,284	0,284	0,275	0,270
Capacidad (µF/km)	0,174	0,209	0,259	0,302	0,369	0,403	0,446	0,556	0,634	0,710	0,758
12/20 (24) kV											
Rc.c. a 20 ºC (Ω/ km)	1,200	0,641	0,320	0,206	0,125	0,100	0,078	0,047	0,037	0,029	0,025
Rc.a., 50 Hz a 90 ºC (Ω/ km)	1,539	0,822	0,411	0,245	0,161	0,129	0,102	0,063	0,051	0,043	0,038
Inductancia (mH / km)	0,483	0,437	0,393	0,366	0,341	0,326	0,315	0,293	0,291	0,282	0,277
Capacidad (µF/km)	0,146	0,182	0,223	0,259	0,319	0,342	0,377	0,468	0,532	0,595	0,634

Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

ANEXO II: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Conceptos	Factores correctores en producción	Incertidumbres en terminos de produccion
Datos VORTEX y Modelizacion WindPro	-	8,40%
Variabilidad intrinseca de largo plazo (1 año)	-	9,00%
Variabilidad intrinseca de largo plazo (10 años)	-	2,85%
Curva de potencia	0,975	2,50%
Perdida por estelas	0,983	0,50%
Disponibilidad del Proyecto	0,97	2,00%
Perdidas eléctricas (no incluida transformacion MV/HV)	0,975239	1,00%
Densidad del aire a altura de buje	1	0,50%
Disponibilidad de la red	0,9955	0,50%
Perdida por histeresis	1	0,25%
Otras perdidas	0,99	1,50%

Tabla 1: Principales factores de corrección e incertidumbres

Conceptos	PE Ballinger 10-SG145-5,0-4,99MW_HH127.5m	
nº aerogeneradores	1	
Modelo de aerogenerador	SG145-5,0-4,99MW	
Altura de buje	127,5	
Potencia instalada (MW)	4,99	
Producción WindPro incluida Perdida por Estelas	**15.423 MWh/año**	
Pérdidas eléctricas (no incluida transformacion MV/HV)	2,48%	
Indisponibilidad del Proyecto	3,00%	
Indisponibilidad de la red de evacuación	0,45%	
Curva de Potencia	2,50%	
Otras pérdidas	1,00%	
Producción neta de exportación (P50)	**14.019 MWh/año**	
Horas equivalentes (P50)	**2.809 hrs**	
P70_LP_1 año	**2.620 hrs**	**13.072 MWh/año**
P70_LP_10 años	**2.667 hrs**	**13.310 MWh/año**
P90_LP_1 año	**2.346 hrs**	**11.705 MWh/año**
P90_LP_10 años	**2.462 hrs**	**12.287 MWh/año**

Tabla 2: Principales pérdidas

	ETRS89 (Huso 30)								
Máquina	**UTM x (m)**	**UTM y (m)**	**Altitud (m)**	**Velocidad (m/s)**	**Prod Bruta (MWh/año)**	**Efecto estela (%)**	**Producción WindPro incluida Perdida por Estelas (MWh/año)**	**Producción neta de exportación (P50)(MWh/año)**	**Horas Equivalentes (P50)**
AEG-03	623.072	4.730.290	697	6,83	15.689	1,70	15.423	14.019	2.809
TOTAL				**6,83**	**15.689**	**1,70**	**15.423**	**14.019**	**2.809**

Tabla 3: Producción bruta y neta

Horas equivalentes		Energía neta (MWh /año)		Percentil (%)
LP_1 año	LP_10 años	LP_1 año	LP_10 años	
3.651	3.440	18.220	17.164	1
3.553	3.366	17.727	16.795	2
3.490	3.319	17.415	16.562	3
3.443	3.284	17.180	16.386	4
3.405	3.255	16.989	16.243	5
3.372	3.231	16.826	16.121	6
3.343	3.209	16.684	16.014	7
3.318	3.190	16.556	15.919	8
3.295	3.173	16.440	15.832	9
3.273	3.157	16.333	15.752	10
3.253	3.142	16.234	15.677	11
3.235	3.128	16.141	15.608	12
3.217	3.115	16.053	15.542	13
3.200	3.102	15.970	15.480	14
3.184	3.090	15.891	15.420	15
3.169	3.079	15.815	15.364	16
3.155	3.068	15.742	15.309	17
3.141	3.057	15.672	15.257	18
3.127	3.047	15.604	15.206	19
3.114	3.037	15.539	15.157	20
3.101	3.028	15.475	15.109	21
3.089	3.019	15.413	15.063	22
3.077	3.010	15.353	15.018	23
3.065	3.001	15.295	14.974	24
3.054	2.992	15.237	14.931	25
3.042	2.984	15.181	14.889	26
3.031	2.975	15.126	14.848	27
3.020	2.967	15.072	14.807	28
3.010	2.959	15.018	14.767	29
2.999	2.952	14.966	14.728	30

Horas equivalentes		Energía neta (MWh /año)		Percentil (%)
LP_1 año	LP_10 años	LP_1 año	LP_10 años	
2.989	2.944	14.915	14.690	31
2.979	2.936	14.864	14.651	32
2.969	2.929	14.814	14.614	33
2.959	2.921	14.764	14.577	34
2.949	2.914	14.715	14.540	35
2.939	2.907	14.666	14.504	36
2.930	2.899	14.618	14.468	37
2.920	2.892	14.571	14.432	38
2.911	2.885	14.524	14.397	39
2.901	2.878	14.477	14.362	40
2.892	2.871	14.430	14.327	41
2.883	2.864	14.384	14.292	42
2.873	2.857	14.338	14.258	43
2.864	2.850	14.292	14.223	44
2.855	2.844	14.246	14.189	45
2.846	2.837	14.201	14.155	46
2.837	2.830	14.155	14.121	47
2.828	2.823	14.110	14.087	48
2.819	2.816	14.064	14.053	49
2.809		**14.019**		**50**
2.800	2.803	13.974	13.985	51
2.791	2.796	13.929	13.951	52
2.782	2.789	13.883	13.917	53
2.773	2.782	13.838	13.883	54
2.764	2.775	13.792	13.849	55
2.755	2.769	13.747	13.815	56
2.746	2.762	13.701	13.781	57
2.736	2.755	13.655	13.746	58
2.727	2.748	13.608	13.712	59
2.718	2.741	13.562	13.677	60

Horas equivalentes		Energía neta (MWh /año)		Percentil (%)
LP_1 año	LP_10 años	LP_1 año	LP_10 años	
2.708	2.734	13.515	13.642	61
2.699	2.727	13.468	13.606	62
2.689	2.720	13.420	13.571	63
2.680	2.712	13.372	13.535	64
2.670	2.705	13.324	13.498	65
2.660	2.698	13.275	13.462	66
2.650	2.690	13.225	13.425	67
2.640	2.683	13.175	13.387	68
2.630	2.675	13.124	13.349	69
2.620	**2.667**	**13.072**	**13.310**	**70**
2.609	2.660	13.020	13.271	71
2.599	2.652	12.967	13.231	72
2.588	2.643	12.913	13.191	73
2.577	2.635	12.858	13.150	74
2.565	2.627	12.801	13.107	75
2.554	2.618	12.744	13.064	76
2.542	2.609	12.685	13.020	77
2.530	2.600	12.625	12.975	78
2.518	2.591	12.563	12.929	79
2.505	2.581	12.500	12.882	80
2.492	2.572	12.434	12.833	81
2.478	2.561	12.366	12.782	82
2.464	2.551	12.296	12.729	83
2.450	2.540	12.224	12.675	84
2.434	2.529	12.148	12.618	85
2.419	2.517	12.069	12.559	86
2.402	2.504	11.985	12.497	87
2.384	2.491	11.898	12.431	88
2.366	2.477	11.805	12.361	89
2.346	**2.462**	**11.705**	**12.287**	**90**

Horas equivalentes		Energía neta (MWh /año)		Percentil (%)
LP_1 año	LP_10 años	LP_1 año	LP_10 años	
2.324	2.446	11.598	12.207	91
2.301	2.429	11.482	12.120	92
2.275	2.410	11.355	12.024	93
2.247	2.388	11.212	11.918	94
2.214	2.364	11.049	11.796	95
2.176	2.335	10.858	11.653	96
2.129	2.300	10.623	11.477	97
2.066	2.253	10.311	11.243	98
1.968	2.179	9.819	10.875	99
Energía Neta LP – 1 año		14.019 MWh/año		MWh/año
Energía Neta LP – 10 años				
Variabilidad LP – 1 año		1.806 MWh/año		MWh/año
Variabilidad LP – 10 años		1.352 MWh/año		MWh/año
Capacidad instalada		4,99		MW

Tabla 4: Percentiles

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: PARK_PE Ventajud_3 AEG_SG5.0-145-4.99MW_HH127.5m WTG: 3 - Siemens Gamesa SG 5.0-145-4.99MW 4990 145.0 !O!, Hub height: 127,5 m

Name: 4.99MW - 1.225kg/m3
Source: GD411360 R2-SG 5.0-145 POWER CURVE.pdf

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m²
24/01/2020	USER	24/01/2020	25/08/2023	27,0	Pitch	User defined	Variable	0,30

Siemens Gamesa Renewable Energy and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	8.389	12.769	16.996	20.757	23.924	26.456
Siemens Gamesa SG 5.0-145-4.99MW 4990 145.0 !O! 4.99MW - 1.225kg/m3	[MWh]	8.627	13.067	17.319	21.073	24.221	26.738
Check value	[%]	-3	-2	-2	-2	-1	-1

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m^2) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

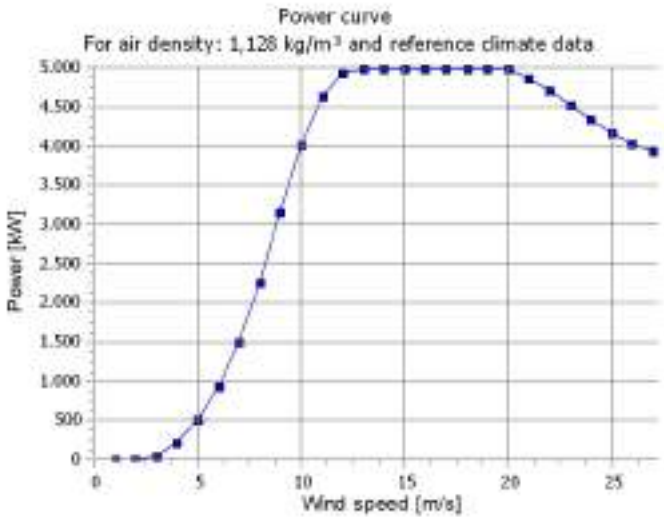
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

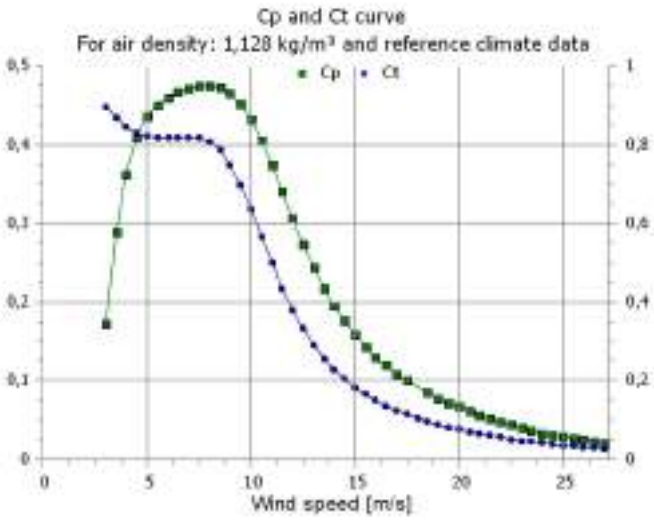
Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	56,0	0,21	3,0	0,89
3,5	130,0	0,30	3,5	0,87
4,0	241,0	0,37	4,0	0,84
4,5	383,0	0,42	4,5	0,83
5,0	555,0	0,44	5,0	0,82
5,5	762,0	0,45	5,5	0,82
6,0	1.009,0	0,46	6,0	0,82
6,5	1.300,0	0,47	6,5	0,82
7,0	1.638,0	0,47	7,0	0,82
7,5	2.026,0	0,47	7,5	0,82
8,0	2.462,0	0,48	8,0	0,81
8,5	2.934,0	0,47	8,5	0,79
9,0	3.421,0	0,46	9,0	0,75
9,5	3.887,0	0,45	9,5	0,70
10,0	4.294,0	0,42	10,0	0,64
10,5	4.611,0	0,39	10,5	0,57
11,0	4.829,0	0,36	11,0	0,50
11,5	4.942,0	0,32	11,5	0,44
12,0	4.978,0	0,28	12,0	0,38
12,5	4.990,0	0,25	12,5	0,33
13,0	4.990,0	0,22	13,0	0,29
13,5	4.990,0	0,20	13,5	0,26
14,0	4.990,0	0,18	14,0	0,23
14,5	4.990,0	0,16	14,5	0,20
15,0	4.990,0	0,15	15,0	0,18
15,5	4.990,0	0,13	15,5	0,17
16,0	4.990,0	0,12	16,0	0,15
16,5	4.990,0	0,11	16,5	0,14
17,0	4.990,0	0,10	17,0	0,13
17,5	4.990,0	0,09	17,5	0,11
18,5	4.990,0	0,08	18,0	0,11
19,0	4.990,0	0,07	18,5	0,10
19,5	4.978,0	0,07	19,0	0,09
20,0	4.956,0	0,06	19,5	0,08
20,5	4.920,0	0,06	20,0	0,08
21,0	4.869,0	0,05	20,5	0,07
21,5	4.802,0	0,05	21,0	0,07
22,0	4.720,0	0,04	21,5	0,06
22,5	4.628,0	0,04	22,0	0,06
23,0	4.531,0	0,04	22,5	0,05
23,5	4.432,0	0,03	23,0	0,05
24,0	4.338,0	0,03	23,5	0,04
24,5	4.247,0	0,03	24,0	0,04
25,0	4.169,0	0,03	24,5	0,04
25,5	4.096,0	0,02	25,0	0,04
26,0	4.031,0	0,02	25,5	0,03
26,5	3.978,0	0,02	26,0	0,03
27,0	3.930,0	0,02	26,5	0,03
			27,0	0,03

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,128 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	43,6	0,17	2,50- 3,50	46,7	46,7	0,3
4,0	216,1	0,36	3,50- 4,50	192,8	239,5	1,6
5,0	506,8	0,44	4,50- 5,50	436,5	676,0	4,4
6,0	926,0	0,46	5,50- 6,50	762,4	1.438,4	9,3
7,0	1.505,4	0,47	6,50- 7,50	1.145,9	2.584,2	16,8
8,0	2.265,4	0,48	7,50- 8,50	1.537,0	4.121,3	26,7
9,0	3.158,1	0,47	8,50- 9,50	1.841,9	5.963,2	38,7
10,0	4.017,1	0,43	9,50-10,50	1.949,0	7.912,2	51,3
11,0	4.637,7	0,37	10,50-11,50	1.816,1	9.728,2	63,1
12,0	4.929,5	0,31	11,50-12,50	1.509,6	11.237,8	72,9
13,0	4.986,4	0,24	12,50-13,50	1.157,1	12.394,9	80,4
14,0	4.990,0	0,20	13,50-14,50	851,6	13.246,5	85,9
15,0	4.990,0	0,16	14,50-15,50	615,4	13.861,9	89,9
16,0	4.990,0	0,13	15,50-16,50	442,1	14.304,0	92,7
17,0	4.990,0	0,11	16,50-17,50	318,5	14.622,5	94,8
18,0	4.990,0	0,09	17,50-18,50	231,4	14.854,0	96,3
19,0	4.990,0	0,08	18,50-19,50	169,7	15.023,6	97,4
20,0	4.988,2	0,07	19,50-20,50	124,4	15.148,0	98,2
21,0	4.869,0	0,06	20,50-21,50	90,3	15.238,3	98,8
22,0	4.720,0	0,05	21,50-22,50	64,6	15.302,9	99,2
23,0	4.531,0	0,04	22,50-23,50	45,4	15.348,3	99,5
24,0	4.338,0	0,03	23,50-24,50	31,6	15.379,9	99,7
25,0	4.169,0	0,03	24,50-25,50	21,8	15.401,7	99,9
26,0	4.031,0	0,02	25,50-26,50	15,0	15.416,6	100,0
27,0	3.930,0	0,02	26,50-27,50	6,1	15.422,7	100,0





PARK - Wind Data Analysis

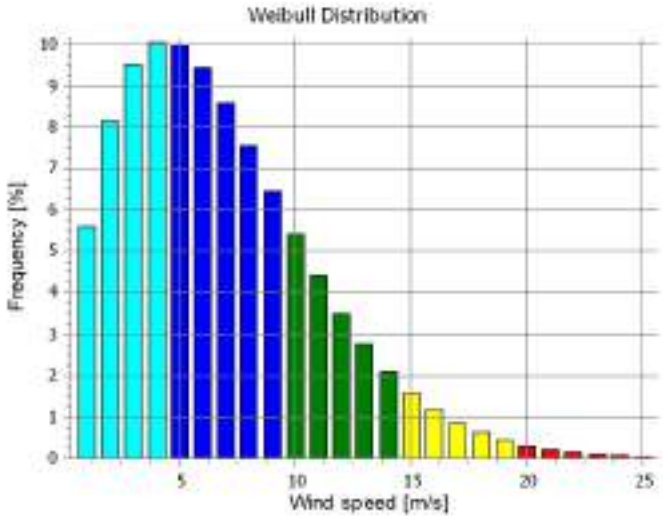
Calculation: PARK_PE Ventajud_3 AEG_SG5.0-145-4.99MW_HH127.5m Wind data: A - Archivo de recurso(s); Hub height: 127,5

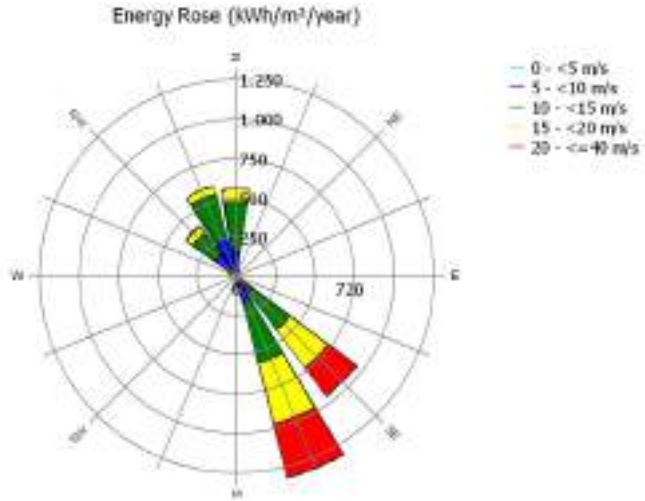
Site coordinates
UTM (north)-ETRS89 Zone: 30
East: 623.206 North: 4.730.268
Siemens Gamesa SG 5.0-145-4.99MW 4990 145.0 !O! buje: 127,5 m (TOT: 200,0 m) (3)

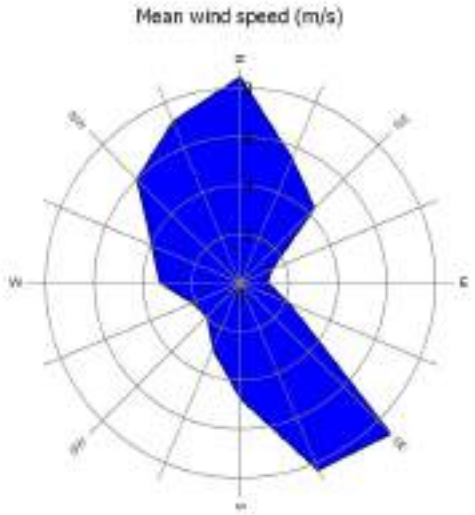
Resource file
Z:\Proyectos\23\13476_Arena_ESP_PV_PEN_XXMWp_Porfolio 5MW\2_Info Interna ATA\38_AAP Ventajud 66 kV (Parque Eólico)\00_Wind\Datos Vortex\WRG-WRB HH127.5m\vortex.127.5.16.wrg

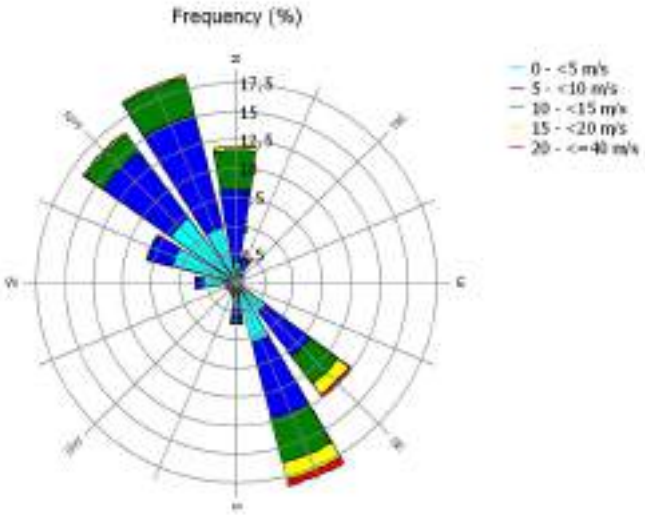
Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	9,49	8,45	2,811	11,9
1 NNE	6,30	5,59	1,922	2,3
2 NE	4,71	4,35	1,292	0,9
3 ENE	1,59	1,46	1,356	0,2
4 E	1,19	1,11	1,270	0,2
5 ESE	2,13	2,19	0,937	0,5
6 SE	9,87	8,78	1,809	12,5
7 SSE	9,37	8,37	1,677	18,3
8 S	5,08	4,75	1,228	3,6
9 SSW	3,11	3,00	1,099	1,1
10 SW	1,92	1,95	0,961	0,8
11 WSW	2,19	2,16	1,038	1,0
12 W	3,70	3,32	1,583	3,6
13 WNW	4,42	3,92	1,865	8,1
14 NW	6,81	6,05	1,850	16,4
15 NNW	8,10	7,18	2,413	18,7
All	7,63	6,83	1,647	100,0









ANEXO III: CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

Índice

1. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN PARQUE EÓLICO 3

1. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN PARQUE EÓLICO

El cronograma de ejecución propone unos tiempos de trabajo de unos 5 meses para la puesta en marcha del Parque Eólico.

	MES	**1**				**2**				**3**				**4**				**5**			
#	**SEMANA**	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**
	Proyecto PE "Ballinger 10"																				
1	**Trabajos Previos**																				
1.1	Ingeniería de detalle																				
1.2	Desbroce																				
2	**Obra Civil**																				
2.1	Acceso, viales y adecuación del terreno																				
2.2	Cimentaciones y plataforma de montaje																				
2.3	Sistema de drenaje																				
2.4	Zanjas MT y BT																				
3	**Instalación Mecánica y Eléctrica**																				
3.1	Aerogeneradores																				
3.2	Instalación eléctrica																				
3.3	Sistema de monitorización y control																				
4	**Puesta en Marcha**																				