



ANTEPROYECTO TÉCNICO:
PARQUE EÓLICO ORKOIEN

PROMOTOR:

NORDEX ENERGY ORCOIEN SL



EMPRESA CONSULTORA:



MAYO 2020

**ANTEPROYECTO TÉCNICO
PARQUE EÓLICO ORKOIEN**

**EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE:
CENDEA DE OLZA Y ORKOIEN (NAVARRA)**

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA

ANEXOS

- Anexo 1: Descripción técnica del aerogenerador
- Anexo 2: Sistema de tierras del aerogenerador
- Anexo 3: Cimentación
- Anexo 4: Viales y plataformas

PLANOS

- Plano 1 Localización
- Plano 2 Planta general sobre topográfico
- Plano 3. Planta general sobre ortofotomapa
- Plano 4 Planta general sobre catastral
- Plano 5 Vista general del aerogenerador
- Plano 6 Unifilar del aerogenerador
- Plano 7 Estación de medición 105m
- Plano 8. Cimentación
- Plano 9 Caminos
- Plano 10. Zanjias

ÍNDICE

1.- OBJETIVO DEL ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO.....	1
1.1.- INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.1.- Introducción.....	1
1.1.2.- Presentación grupo Nordex	3
1.2.- ANTECEDENTES	4
1.3.- LEGISLACIÓN VIGENTE.....	5
1.4.- OBJETO DEL DOCUMENTO.....	6
1.5.- NORMATIVA DE APLICACIÓN	7
1.6.- CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL TERRENO	9
1.7.- CRITERIOS DE SELECCIÓN MEDIAMBIENTAL	10
1.8.- JUSTIFICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO.....	11
1.9.- OTROS.....	12
1.9.1.- Conexión a red	12
1.9.2.- Selección del aerogenerador	12
1.10.-DATOS DEL SOLICITANTE	13
2.- CARACTERIZACIÓN DEL PROYECTO EÓLICO	14
2.1.- DESCRIPCIÓN BÁSICA	14
2.2.- CONFIGURACIÓN DEL PARQUE EÓLICO E INSTALACIONES ANEXAS....	15
2.3.- EMPLAZAMIENTO	16
2.4.- AMBITO DE LAS INFRAESTRUCTURAS	16
2.5.- MUNICIPIOS AFECTADOS	17
2.6.- DESCRIPCIÓN BÁSICA INFRAESTRUCTURAS.....	17

2.6.1.- Aerogeneradores.....	17
2.6.2.- Acceso al parque eólico.....	17
2.6.3.- Conducciones subterráneas	18
2.6.4.- Subestación eléctrica y centro de control.....	19
2.6.5.- Evacuación de la energía producida	19
2.7.- POTENCIA INSTALADA.....	19
2.8.- RECURSO EÓLICO Y PRODUCCIONES	19
2.9.- TABLA RESUMEN.....	19
2.9.1.- Parque eólico.....	19
2.9.2.- Tecnología seleccionada	20
2.9.3.- Coordenadas UTM aerogeneradores	20
2.9.4.- Coordenadas UTM estación de medición	20
3.- DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PARQUE EÓLICO	21
3.1.- TURBINAS EÓLICAS	21
3.1.1.- Red de comunicaciones	28
3.1.2.- Estación meteorológica o de medición.....	29
4.- OBRA CIVIL.....	30
4.1.- CIMENTACIÓN	30
4.2.- PLATAFORMAS	31
4.3.- VIALES Y CAMINOS.....	36
4.4.- ZANJA CONEXIÓN AEROGENERADOR-ESTACIÓN DE MEDICIÓN.....	40
4.5.- CIMENTACIÓN DE LA TORRE ANEMOMÉTRICA	42
4.6.- MOVIMIENTOS DE TIERRAS DE LA OBRA CIVIL	43
4.6.1.- Superficies de ocupación.....	43
4.6.2.- Movimientos de tierras y sobrantes	43

4.7.- OTRAS INFRAESTRUCTURAS Y ACTUACIONES NECESARIAS	44
4.8.- SEÑALIZACIÓN.....	44
5.- CRONOGRAMA Y PLAZO DE EJECUCIÓN.....	46
6.- RBDA	48
7.- MEDIDAS DE RESTAURACIÓN.....	49
8.- OTROS	51
8.1.- SERVICIOS ADICIONALES.....	51
8.2.- REPERCUSIONES DE LA ACTIVIDAD.....	51
8.3.- SEGURIDAD Y SALUD.....	55
8.4.- GESTIÓN DE RESIDUOS	55
9.- PRESUPUESTO.....	56
10.-EQUIPO REDACTOR.....	57

1.- OBJETIVO DEL ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO

1.1.- INTRODUCCIÓN

1.1.1.- Introducción

Las plantas de generación de energía de origen renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente. En consecuencia, este tipo de proyectos presentan las siguientes ventajas respecto a otras instalaciones energéticas:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético.
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Por tanto, una planta de generación renovable sería compatible con los intereses de sostenibilidad energética que propugna el Gobierno de España, el cual busca una planificación energética que contenga entre otros motivos la capacidad de optimizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética (extracto artículo 79 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible).

Por tanto, la construcción de este proyecto se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios de una política energética medioambiental sostenible, objetivos basados en estos principios fundamentales:

- Reducir la dependencia energética.
- Facilitar el cumplimiento los objetivos adquiridos a nivel nacional como internacional.
- Aprovechar los recursos en energías renovables.
- Diversificar las fuentes de suministro incorporando las menos contaminantes.
- Reducir las tasas de emisión de gases de efecto invernadero.

Por ello, este tipo de instalación está en sintonía con los objetivos y previsiones normativas, legislativas y de desarrollo sostenible marcados en:

- La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el 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.
- III Plan Energético de Navarra Horizonte 2.020 y el Plan Energético Navarra Horizonte 2.030 en referencia a:
 - Nueva potencia renovable en Navarra hasta el año 2.020 de unos 650,00 MW, en cumplimiento Directiva 2009/28/CE (20% energía renovable año 2020).

- Alcanzar el 28% de renovables en el consumo energético en 2020 y el 50 % de renovables en el consumo energético en 2030
 - Reducción emisiones GEI energéticas en un 40% respecto a cifras de 1990
 - Cubrir el 15% de las necesidades energéticas de transporte
 - Fomentar las energías renovables contribuyendo a la seguridad del abastecimiento
 - Fortalecer el tejido empresarial
- El Informe del COP 21 (Paris 2015) que persigue adoptar medidas para hacer frente al cambio climático. Los países están obligados a dirigir sus objetivos hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, una mayor eficiencia energética y promover las energías renovables.
 - El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante “PNIEC”), actualmente en fase de EvIA estratégica, sienta las bases para la modernización de la economía española, el posicionamiento de liderazgo de España en las energías renovables, el desarrollo del medio rural, la mejora de la salud de las personas y el medio ambiente, y la justicia social. En concreto, los principales resultados que alcanza el PNIEC, es que se alcanza un 42% de energías renovables sobre el uso de energía final del país, y que en el caso de la generación eléctrica, el porcentaje de renovables en 2030 será del 74%.
 - Decisiones e iniciativas normativas del Parlamento de Navarra de obtención de generación de energía renovable en el espacio comunitario europeo de entre el 28 y el 35% del total de la energía con origen renovable.

En este contexto la Comunidad Foral de Navarra es una comunidad pionera y una zona de referencia básica en el desarrollo de las energías renovables y, de forma específica, en el ámbito de la energía eólica. La importancia de las energías renovables en Navarra ya dio lugar, en su momento, a un cambio estructural del empleo de algunos sectores industriales, fomentando un nuevo subsector productivo, el de las energías renovables, que dio lugar a la diversificación del tejido empresarial. Las actividades más desarrolladas en dichas empresas son la fabricación de bienes de equipo, la producción de energía y la instalación de equipos. Y, dentro de ese subsector industrial, la energía eólica ha ido consolidando su importancia como energía renovable de referencia.

En el momento actual, el subsector industrial de la energía eólica en Navarra supone el mayor músculo en el campo de la ingeniería de la Comunidad Foral, caracterizándose por un porcentaje muy elevado de trabajadores especializados y altamente cualificados en los distintos campos de la ingeniería para poder dar respuesta a los continuos desafíos que el desarrollo de las tecnologías propias del sector plantea en el día a día. Estos desafíos se centran en la necesidad de diseñar y desarrollar turbinas eólicas cada día más eficientes, de mayor tamaño y cuya vida útil pueda extenderse al máximo con un coste mínimo.

El aumento de escala de las turbinas eólicas es generalizado y los problemas de comportamiento dinámico, de rendimiento y de mantenimiento que ahí se derivan obligan a avanzar en un mayor conocimiento de las piezas, componentes, sistemas y subsistemas mecánicos y estructuras que configuran este tipo de máquinas.

El Plan Energético de Navarra H2030 en su *Capítulo 8: Investigación, desarrollo e innovación (i+d+i)*. *Subcapítulo Programa de Eólica 8.3.4.1 Actuación: Diseño y desarrollo de turbinas eólicas avanzadas, componentes y subsistemas*, propone la realización de proyectos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) en energías renovables abiertos a tecnólogos y encaminado a la comercialización de nuevas tecnologías o de alguna de las soluciones resultado de la investigación.

El desarrollo de un aerogenerador supone es un proyecto integral que abarca desde la etapa de diseño y su posterior certificación hasta la propia operación de aerogenerador, recabándose información “in situ” de los aerogeneradores operando en los regimenes de viento existentes, de forma que se realicen pruebas, ensayos y variables de operación, en referencia a materiales, dimensiones, sistemas de control, modelos dinámicos de comportamiento de los componentes, subsistemas, sistemas y estructuras, así como de medidas experimentales de validación y certificación.

Por lo tanto se propone desarrollar una metodología con el doble objetivo de suministrar información válida para certificar máquinas y diseños de nuevas turbinas eólicas y, al mismo tiempo, evaluar su funcionamiento, diagnosticar sus modos de fallos y entender sus causas.

1.1.2.- Presentación grupo Nordex

La actividad del Grupo Nordex, se centra en el diseño y fabricación de aerogeneradores eólicos, operación y mantenimiento de los mismos, así como en la promoción y gestión de proyectos eólicos. Actualmente el grupo cuenta con más de 6.000 empleados en todo el mundo, siendo una de sus principales bases de operación Navarra, donde en la actualidad cuenta con más de 1.200 empleados, contando con sus plantas de fabricación de Lumbier y Barasoain, así como los diferentes departamentos de ingeniería de I+D+i, así como la ubicación de la sede principal de la División Internacional del grupo.

Como uno de los fabricantes de aerogeneradores más importantes a nivel mundial, el Grupo Nordex ofrece turbinas eólicas de alto rendimiento bajo las marcas Acciona Windpower y Nordex. Esto permite la generación eficiente de energía a largo plazo a partir de energía eólica en todas las condiciones geográficas y climáticas. Nordex se centra en turbinas de 1,5 a más de 5 MW y ofrece un portafolio de soluciones que se adaptan a la totalidad de recursos eólicos de todo el mundo. Grupo Nordex dispone de una red de servicios globales, con más de 280 puntos en 50 países, en los que en los últimos 34 años ha entregado más de 25 GW de potencia instalada, estando presente en el 88% del mercado energético mundial.

Para Grupo Nordex, uno de sus pilares fundamentales se centra en el I+D+i, en un mercado tan competitivo, la investigación y el desarrollo de nuevos productos es una de las claves de la compañía, que le permite siempre estar a la vanguardia y ofrecer a sus clientes, productos innovadores y competitivos. Para el grupo es punto determinante poder evaluar el funcionamiento de nuevos productos antes de su lanzamiento al mercado, por lo que el principal objetivo de este proyecto, es instalar en Navarra el Laboratorio de I+D+i de Nordex – Acciona Windpower, de ahí la necesidad de instalar diferentes tecnologías eólicas en diferentes zonas de la comunidad que permitan un fortalecimiento de los departamentos de I+D+i del grupo en Navarra.

El Grupo Nordex se encuentra tramitando la instalación de áreas eólicas en diferentes zonas de Navarra, para estudiar la evolución y desarrollo de diferentes máquinas eólicas de nueva generación, evaluando su eficiencia, componentes mecánicos y eléctricos, así como permitiendo llevar a cabo las certificaciones necesarias. Se trata de un proyecto integral compuesto por diferentes zonas de implantación, que permitan la instalación de aerogeneradores con potencias entre 3MW hasta más de 5MW en cada una de las zonas seleccionadas, las cuales estarán conformadas por una o dos posiciones de aerogeneradores. Cada una de las zonas dispondrá de un sistema de evacuación totalmente independiente y conectado a la Red de Distribución de Iberdrola (i+DE a partir de ahora).

El Grupo Nordex cuenta con solvencia y experiencia idónea, por lo que promueve estas implantaciones de investigación y desarrollo, bien a través de la propia matriz o de sus sociedades

instrumentales. Dentro de este grupo de aerogeneradores en desarrollo de I+D+i se encuentra el parque eólico denominado Orkoien.

El Grupo Nordex, considera que este proyecto se encuadra dentro de la normativa a la declaración de inversión de Interés Foral (Ley Foral 15/2009), por lo que ha obtenido mediante Acuerdo de Gobierno de Navarra la declaración de Inversión de Interés Foral (Ley Foral 15/2009), considerando su especial relevancia para el desarrollo económico, social y territorial de Navarra.

Todas las instalaciones han sido diseñadas para dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente que regula la actividad de producción de energía eléctrica y dimensionada a la potencial capacidad de instalación de nuevas infraestructuras eólicas marcada en el Plan Energético de Navarra H2030. Mediante la implantación de dicho proyecto se obtiene:

- Se fortalecerá el desarrollo empresarial con el objetivo de facilitar la transformación del tejido industrial de Navarra para orientarlo a la Industria del futuro: más competitiva, más tecnológica, más innovadora, más sostenible y más comprometida con la sociedad y el entorno.
- Se potenciará la competitividad empresarial a través de políticas de crecimiento e internacionalización así como fomentar un nuevo modelo de empresa a través de la innovación organizativa y la participación laboral, consolidando un clima laboral de confianza.
- Se consolidará este proyecto como una pieza clave en el contexto de I+D+i, con el objetivo de impulsar la generación, valorización y aplicación del conocimiento científico y tecnológico para aportar mayor valor a las empresas de Navarra.
- Servirá como orientación para la investigación e innovación de los centros tecnológicos y universidades, desarrollo de los sectores económicos priorizados y potenciación de la digitalización de la economía y la creación de empresas innovadoras.
- Se fortalecerá la generación de nuevas oportunidades de diversificación y emprendimiento dentro del sector de la Energías Renovables y Recursos, manteniendo a Navarra como un referente a nivel mundial en buenas prácticas tanto en la producción de energías renovables, con una histórica apuesta tecnológica e industrial para su desarrollo, como en conservación y explotación de los recursos y la gestión ambiental.

En este sentido la Comunidad Foral cuenta con un porcentaje de producción de energías renovables de más del 80% del consumo eléctrico. La amplia experiencia en eficiencia energética y en gestión de recursos naturales, posibilitan nuevas aplicaciones a ámbitos como la construcción sostenible y la economía circular, especialmente aplicada al sector industrial. Analizando el horizonte 2030, Navarra debe avanzar para llegar a ser en 2050 una región sin consumo de energías fósiles, manteniéndose como líder a nivel internacional en el sector de las energías renovables, y apostando por la eficiencia energética y la gestión y valorización de los recursos naturales como eje transformador del territorio.

1.2.- ANTECEDENTES

Se presentó con fecha 3 de septiembre de 2019 ante la Dirección General de Industria, Energía y Minas el documento ambiental de inicio de proyecto documento inicial del proyecto de implantación de un aerogenerador en el área eólica de Orkoien, e infraestructuras de evacuación asociadas, ubicándose el aerogenerador en el municipio de Cendea de Olza (Concejo de Ororbía) y afectando la línea de evacuación a dicho municipio y al de Orkoien.

La Dirección General de Medio Ambiente a través de la Sección de Evaluación Ambiental del Servicio de Biodiversidad en fecha 23 de enero de 2020 emitió informe acerca de las consultas previas con el siguiente número de expediente: 0001-0034-2019-000018. La contestación a las consultas previas puede observarse en el anexo correspondiente.

El Gobierno de Navarra, en sesión celebrada el día 4 de marzo de 2020, adopto por acuerdo declarar como inversión de interés foral el proyecto empresarial emprendido por Nordex Energy Spain para la puesta en marcha y explotación de ocho parques eólicos, entre los que se encuentra el parque eólico de Orkoien en término municipal de Cendea de Olza

Tras el análisis de las mismas se ha decidido iniciar la tramitación administrativa y ambiental del parque eólico ó área eólica denominada "Orkoien", ubicada en el TM de Cendea de Olza y Orkoien (Navarra) y con punto de evacuación en la SET 13,2/20/66/220 kV Orkoien perteneciente a la distribuidora Iberdrola Distribución (i+DE a partir de ahora) anexa a la SET 220kV REE Orkoien y afectando la línea eléctrica de evacuación a los TTMM de Cendea de Olza y Orkoien (Navarra).

1.3.- LEGISLACIÓN VIGENTE

Toda tramitación administrativa se registrá por lo dictado en la normativa europea, nacional y normativa específica de la Comunidad Autónoma de Navarra, tanto en lo relativo a legislación técnica, medioambiental y urbanística.

A nivel nacional

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- 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.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental
- Ley 9/2018 de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, que modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre de Montes y la Ley 1/2005, de 9 marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

A nivel autonómica. Comunidad Foral de Navarra

- Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra
- Ley Foral 35/2002, de 20 de diciembre, de Ordenación del Territorio y Vivienda.
- Ley Foral 4/2005 de 22 de marzo, de intervención para la protección ambiental.
- Decreto Foral 93/2006 de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo de la Ley Foral 4/2005, de 22 de marzo, de intervención para la protección ambiental.

El Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra, determina en su artículo 6 documentación a presentar por el promotor, se señala que se presentará, a nivel técnico, un anteproyecto del parque eólico, incluyendo las infraestructuras de evacuación, edificios y accesos al parque.

1.4.- OBJETO DEL DOCUMENTO

El objeto del estudio es evaluar el desarrollo de una instalación de las características de un parque eólico para I+D+i en la zona de influencia de la subestación eléctrica donde ha sido concedido el punto de conexión a la red de distribución eléctrica, interconectada con la red de distribución eléctrica y finalmente con la red de transporte eléctrico nacional. Se trata por tanto de valorar ambientalmente el emplazamiento seleccionado para el desarrollo de un posible parque eólico de la tipología de un parque eólico de 1 o 2 aerogeneradores de manera que sea viable a nivel normativo, técnico, ambiental y económico, tanto en las propias instalaciones del parque eólico como de sus infraestructuras de evacuación.

En consonancia con lo anterior, el presente documento constituye el anteproyecto técnico del Parque Eólico Orkoien, formado por un aerogenerador con una potencia de 5,8 MW, su estación de medición y sus infraestructuras complementarias de acceso, medición y eléctricas, promovido por Nordex Energy Orkoien SL y ubicado en el TM de Cendea de Olza (Navarra).

Su infraestructura de evacuación hasta su conexión con la SET 13,2/20/66/220 kV Orkoien perteneciente a la distribuidora i+DE, anexa a SET 220kV REE Orkoien, que afecta a los TTMM de Cendea de Olza y Orkoien, que permitirá su evacuación de la energía eléctrica producida en el parque eólico y que se presenta en documento independiente.

La instalación descrita en el presente documento es un parque eólico cuyo sistema de producción se basa en el aprovechamiento de la energía del viento por parte de un conjunto de aerogeneradores. Como ya se ha señalado, en este emplazamiento se desarrollarán trabajos de ensayo, pruebas, mejoras tecnológicas y experimentación de aerogeneradores. Por ello, este parque eólico (integrado por un solo aerogenerador de última generación) cumplirá el doble objetivo de implantar una instalación que incorporarán novedades significativas respecto a la anterior generación de aerogeneradores y además cubrirá las necesidades de ensayo y experimentación de estos nuevos aerogeneradores.

Este proyecto se redacta con la finalidad de obtener la autorización administrativa previa correspondiente a la obra a realizar, conforme a lo preceptuado en el artículo Artículo 53 "Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas" de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Publicado en el BOE núm. 310 de 27 de Diciembre de 2013 y en Vigencia desde el 28 de Diciembre de 2013.

El proceso de tramitación administrativa requerirá, en una fase posterior, la elaboración de un proyecto de ejecución, el cual será utilizado para solicitar la correspondiente Autorización administrativa definitiva.

Todas las instalaciones incluidas en el presente anteproyecto técnico, han sido diseñadas para dar cumplimiento a lo establecido en la legislación vigente. En este proyecto se analiza el régimen de viento del área objeto del mismo, características topográficas y de acceso, características ambientales y consideraciones y determinaciones marcadas por el planeamiento urbanístico y la ordenación del territorio. Se ha confeccionado el presente proyecto eólico en cuyo diseño final han intervenido tanto el equipo técnico de proyectos como el equipo de análisis ambiental especificando las infraestructuras que se desarrollarán para la construcción del parque eólico.

Con todo ello, los objetivos que persigue el presente anteproyecto, es aportar la documentación necesaria para la tramitación administrativa del parque eólico y la obtención de las preceptivas autorizaciones.

La promotora NORDEX ENERGY ORCOIEN SL basándose en lo anteriormente indicado presenta el actual anteproyecto técnico del parque eólico, indicando emplazamiento, objeto y características principales de la misma y que incluye:

- Denominación de la instalación eólica.
- Ubicación de la instalación.
- Coordenadas UTM de cada una de las infraestructuras.
- Potencia a instalar.
- Estudio del recurso eólico y determinación de potenciales y recurso eólico, con base a los datos de que se dispone actualmente.
- Modelo, altura y características de los aerogeneradores a instalar.
- Superficie del terreno afectada por el parque eólico.
- Obra civil a ejecutar en cimentaciones, plataformas, caminos, zanjas, protección ambiental etc.
- Propuesta para la evacuación de la energía producida por el parque eólico, incluyendo trazado de la línea de evacuación hasta su conexión con la red general (en documento independiente).
- Anexos técnicos.
- Cálculos y demás datos y especificaciones ordenados en la reglamentación aplicable.
- Presupuesto de las instalaciones.
- Relación concreta e individualizada de los bienes y derechos afectados por las infraestructuras del parque eólico.
- Pliegos de Condiciones para la contratación de las obras.
- Estudio de Seguridad y Salud, incluyendo Memoria, Pliego y Presupuesto.

1.5.- NORMATIVA DE APLICACIÓN

- Normativa eléctrica.
 - Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC RAT 01 a 23, publicado en BOE número 139 de 9 de junio de 2014.
 - Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus

instrucciones técnicas complementarias ITC LAT 01 a 09, publicado en BOE 68 de 19 de marzo de 2008.

- 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.
 - Real Decreto 1110/07, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, publicado en BOE número 224 de 18 de septiembre de 2007.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT51, publicado en BOE número 224 de 18 de septiembre de 2002.
 - Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, editada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.
 - Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, publicada en BOE número 95 de 21 de abril de 1999.
 - Real Decreto 1939/1986, de 6 de junio, por el que se declaran de obligatorio cumplimiento las especificaciones técnicas de los cables conductores desnudos de aluminio-acero, aluminio homogéneo y aluminio comprimido y su homologación por el Ministerio de industria y energía, publicado en BOE número 226, de 20 de septiembre de 1986.
 - Real Decreto 7/1988, de 8 de enero, relativo a las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión (BOE nº 12, 14/01/88) modificado por Real Decreto 154/1995, de 3 de febrero (BOE nº 53, 3/3/1995) y desarrollado por orden del 6 de junio de 1989 (BOE nº 147, 21/6/1989).
 - Real Decreto 1075/1986, de 2 de mayo, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio, publicado en BOE número 135 de 6 de junio de 1986.
 - Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, publicado en BOE número 234, de 29 de septiembre de 2001.
 - Resolución de 19 de junio de 1984, de la Dirección General de la Energía, por la que se establecen normas de ventilación y acceso de ciertos centros de transformación, publicada en BOE número 152 de 26 de junio de 1984.
 - Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, publicada en BOE número 313 de 31 de diciembre de 1994.
 - Real Decreto 400/1996, de 1 de marzo, por el que se dicta las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 94/9/CE, relativo a los aparatos y sistemas de protección para el uso en atmósferas potencialmente explosivas, publicado en BOE número 85 de 8 de abril de 1996.
 - Normas particulares y Condicionado Técnico de las Compañías Eléctricas suministradoras.
- Normativa obra civil y estructuras
 - Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la Instrucción de hormigón estructural (EHE2008), publicado en BOE número 203 de 22 de agosto de 2008.

- Real Decreto 956/2008, de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC08), publicado en BOE número 148, de 19 de junio de 2008.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de Edificación, publicado en BOE número 74 de 28 de marzo de 2006.
- Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre, por el que se aprueba el documento básico “DBHR Protección frente al ruido” del Código Técnico de la Edificación y se modifica el Real Decreto 314/2006, publicado en BOE número 254 de 23 de octubre de 2007.
- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes (PG3); Orden de 2 de julio de 1976 por la que se confiere efecto legal a la publicación del Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales, publicada en BOE número 162 de 7 de julio de 1976.
- Orden FOM/475/2002, de 13 de febrero, por la que se actualizan determinados artículos del Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes relativos a hormigones y aceros, publicada en BOE número 56 de 6 de marzo de 2002.
- Orden FOM/1382/2002, de 16 de mayo, por la que se actualizan determinados artículos del Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes relativos a hormigones y aceros, publicada en BOE número 139 de 11 de junio de 2002.
- Orden FOM/891/2004, de 1 de marzo, por la que se actualizan determinados artículos del Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes relativos a firmes y pavimentos, publicada en BOE número 83 de 6 de abril de 2004.
- Orden FOM/2523/2014, de 12 de diciembre, por la que se actualizan determinados artículos
- del Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes relativos a
- firmes y pavimentos, señalización, balizamiento y sistemas de contención publicada en BOE número 3 de 3 de enero de 2015.
- Orden FOM/2523/2014, de 12 de diciembre, por la que se actualiza determinados artículos
- del Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes relativos a
- firmes y pavimentos, publicada en BOE número 83 de 6 de abril de 2004.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en BOE número 256 de 25 de octubre de 1997.

1.6.- CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL TERRENO

La selección del área de implantación del parque eólico se realiza de acuerdo a varios criterios principales como son:

- Tramitación administrativa.
 - Se ha seleccionado terrenos que no tengan trámites administrativos avanzados y áreas que no pueden considerarse zonas de influencia de parques eólicos en funcionamiento, autorizados o con tramitación administrativa avanzada.
 - Cumplimiento de la normativa vigente a nivel técnico, administrativo, ambiental y urbanístico, en particular del Decreto Foral Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra

- Criterios técnicos de diseño del parque eólico:
 - Los resultados de los estudio del recurso eólico deben determinar que el parque eólico y la globalidad del proyecto sea viable a nivel técnico-financiero con el actual sistema retributivo.
 - Optimización del recurso
 - Orientación perpendicular respecto a los vientos dominantes (NO y SE)
 - Estudio de la orografía, rugosidad y complejidad del terreno
- Compatibilidad medioambiental.
 - Compatibilidad de la realización de este proyecto eólico con las políticas de protección ambiental y las tendencias a conservación de los recursos naturales.
 - No afección o compatibilidad de afecciones derivadas de la implantación con los usos y actividades de la zona o con los núcleos de población.
- Orografía y características constructivas.
 - Rechazo de emplazamientos de topografía accidentada con un perfil longitudinal considerado como abrupto.
 - Rechazo de aquellos emplazamientos en los que no es posible definir un acceso principal con pendiente inferior al 15-18 %.
 - Rechazo aquellos emplazamientos con condicionantes geotécnicos o litográficos (estabilidad de terrenos y otros) hacen inviable el desarrollo eólico con carácter general.
- Viabilidad del proyecto
 - Disponibilidad de terreno suficiente para instalar un parque eólico con la potencia asignada a cada emplazamiento.
 - Viabilidad de conexión con la red de distribución y/o red nacional de transporte de Energía Eléctrica gestionada por REE.
 - Compatibilidad con infraestructuras construidas o proyectadas.
 - Compatibilidad constructiva derivada de las características del territorio de implantación.
- Accesos viarios.
 - Rechazo aquellas áreas que debido al estado del sistema viario (carreteras) existente es imposible el transporte de los elementos que componen un aerogenerador.
- Infraestructuras eléctricas de evacuación.
 - Rechazo de aquellas áreas que por su posición geográfica (muy alejadas de los lugares de conexión a la red general) o aquellas con dificultad técnicas y/o ambientales de tendido y/o enganche a las infraestructuras eléctricas actuales o previstas de manera que las haga ser inviables.

1.7.- CRITERIOS DE SELECCIÓN MEDIAMBIENTAL

A continuación, se detallan los principales criterios que se han seguido en la selección y diseño del proyecto del parque eólico:

- Criterios de exclusión del Plan Energético Navarra 2030:

- La totalidad de los espacios que constituyen la Red Natura 2000
- La totalidad de los Espacios Naturales Protegidos de Navarra
- Las áreas de interés para la protección de la fauna esteparia de Navarra (AICAENA)
- Los puntos de interés geológico
- Las siguientes figuras definidas en los Planes de Ordenación de Navarra:
 - Áreas de especial protección, humedales, zonas húmedas y pantanos y su banda de protección
 - Áreas de vegetación de especial interés
 - Paisajes naturales y paisajes singulares
 - Zonas fluviales, sistemas de cauces y riberas
 - Bienes de Interés Cultural (BIC) y su entorno de protección
 - Yacimientos arqueológicos y sus entornos de protección
 - Vías pecuarias y sus entornos de protección
 - Camino de Santiago y su entorno de protección
 - Terrenos escarpados con pendiente superior al 50%.
 - Las áreas anteriormente denegadas por motivos ambientales para la implantación de parques eólicos
- Criterios socio-ambientales de diseño del parque eólico:
 - Diseño según pautas de respeto e integración ambiental
 - Minimización del impacto paisajístico
 - Minimización de afección a espacios naturales protegidos, espacios RN2000 y hábitats prioritarios.
 - Minimización de afección a zonas arboladas o con vegetación de interés
 - Minimización de afección a núcleos urbanos o zonas habitadas para evitar impactos visuales y sonoros
 - Minimización del impacto sobre la avifauna
 - Minimización de la afección sobre la seguridad vial
 - Evitar la afección a instalaciones existentes.
 - Máximo aprovechamiento y mejora de infraestructuras existentes.

1.8.- JUSTIFICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

El emplazamiento dispone de una serie de ventajas que le presentan como un lugar muy apropiado para instalar un parque eólico tales como:

- La velocidad media anual del viento (recurso eólico) en el emplazamiento hace que la instalación resulte rentable desde el punto de vista técnico-financiero con el actual sistema retributivo.

- Disponibilidad de terreno suficiente para instalar un parque eólico con la potencia instalada asignada en el presente proyecto.
- El área de implantación se encuentra a una altitud media de 400 m sobre el nivel del mar, por lo que no se espera problemas meteorológicos que afecten al mantenimiento y empuje aerodinámico del aerogenerador.
- El parque eólico tiene facilidad de conexión con la red de distribución, lo que permite la facilidad de integración que conlleva una minimización espacial y ambiental de los tendidos eléctricos de evacuación.
- Compatibilidad con infraestructuras construidas o proyectadas.
- Compatibilidad constructiva derivada de las características del territorio de implantación.
- Viabilidad ambiental del emplazamiento ya que no existen valores naturales excepcionales que inviabilicen ambientalmente el parque eólico existiendo una compatibilidad de proyecto eólico con las políticas de protección ambiental y las tendencias a conservación de los recursos naturales.
- Accesos viarios compatibles a nivel constructivo y ambiental.
- Cumplimiento de la normativa vigente a nivel técnico, administrativo, ambiental y urbanístico.
- Compatibilidad con las normas urbanísticas municipales y con los Planes de Ordenación del Territorio (P.O.T.)
- Compatibilidad con las normativas sectoriales existentes.

1.9.- OTROS

1.9.1.- Conexión a red

Señalar que la promotora eólica ha obtenido el acceso a red de distribución tal como señala la actual legislación del sector eléctrico.

1.9.2.- Selección del aerogenerador

De acuerdo al régimen de viento estudiado los terrenos seleccionados para la implantación de los parques eólicos son adecuados para aerogeneradores de potencia nominal alta.

Es de vital importancia analizar el lugar mediante un intenso trabajo de campo en el que participan conjuntamente los equipos de recurso eólico, de ingeniería y de medio ambiente para determinar la capacidad del territorio, las posibilidades constructivas y las afecciones ambientales.

En la actualidad el progreso tecnológico en el diseño de aerogeneradores de gran potencia es muy notable. Se persigue fundamentalmente aumentar las potencias nominales y la eficiencia en el aprovechamiento energético del viento en diferentes situaciones de regímenes de viento, así como disminuir los costes de fabricación de los equipos. En esta misma línea se está desarrollando la política energética, encaminada a favorecer las tecnologías de mayor eficiente energética frente a otras con peores rendimientos energéticos.

El presente proyecto eólico se presenta el aerogenerador N155/5.8 de la firma Nordex al considerarse, según las condiciones previas, el más eficiente par el recurso eólico existente. Las características más destacadas, a nivel técnico de este aerogenerador se determinan en:

- Alto rendimiento en zonas de recurso eólico como en el existente y con rotores de mayor diámetro y avance aerodinámico significativo.
- Aplicación de nuevas tecnologías y componentes que permiten un avance tecnológico y la optimización de la eficacia aerodinámica del aerogenerador.

1.10.- DATOS DEL SOLICITANTE

NORDEX ENERGY ORCOIEN SL es una sociedad perteneciente al Grupo NORDEX dedicada a la investigación, desarrollo, construcción y gestión de la explotación de proyectos de energía eólica, tanto en España como en el exterior.

Los datos del solicitante se resumen en:

- Nombre o razón social: Nordex Energy Orcoien SL
- NIF: B71384457
- Dirección Postal: C/ Camino de Labiano 30
- Código postal: 31192. Mutilva Alta (Navarra).

2.- CARACTERIZACIÓN DEL PROYECTO EÓLICO

2.1.- DESCRIPCIÓN BÁSICA

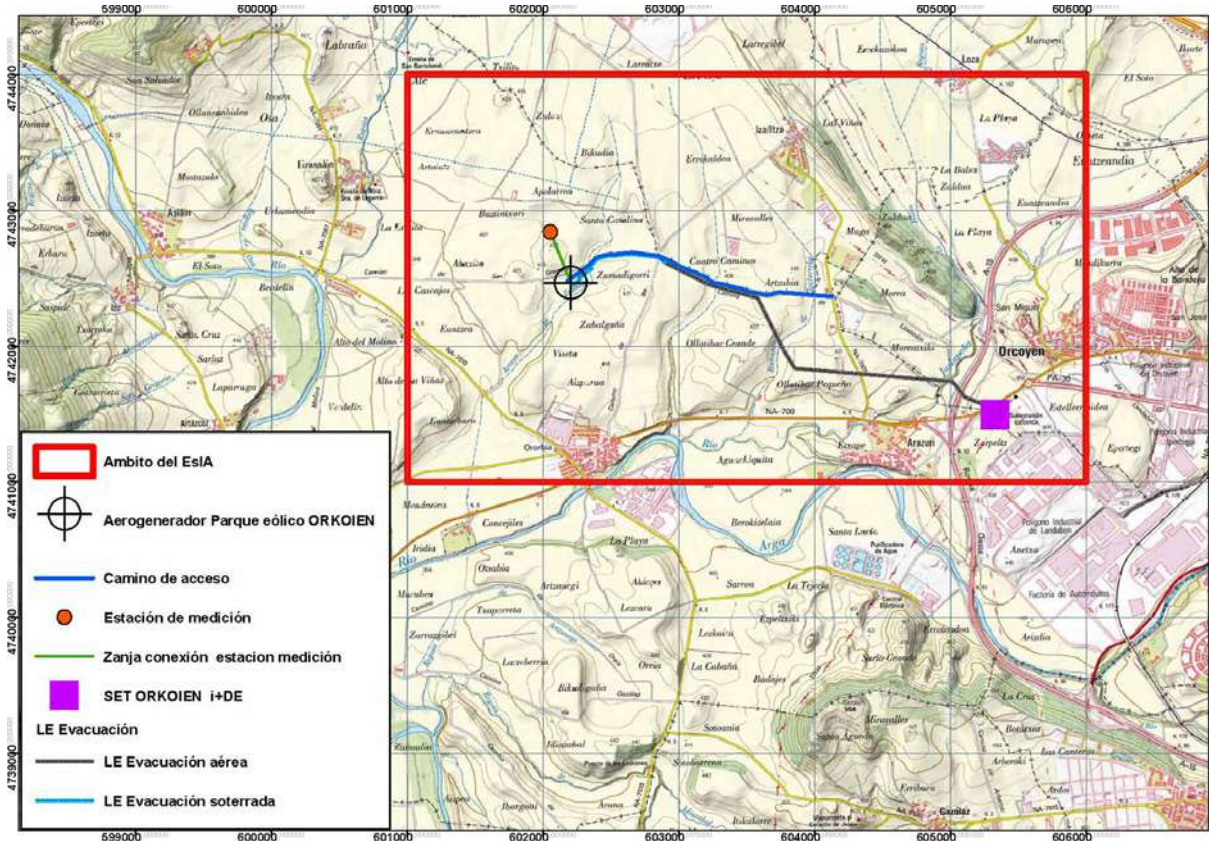


Imagen 1: Infraestructuras del parque eólico

Este parque eólico está integrado por un aerogenerador y su obra civil asociada, además se instalará una estación de medición para el control del recurso eólico, para las labores de predicción energética señaladas por la normativa actual y para los trabajos de I+D+i a desarrollar en este área. En definitiva el parque eólico Orkoien está integrado por un aerogenerador. La selección de este aerogenerador tipo está en consonancia a las características fisiográficas y al régimen de viento existente en dicho emplazamiento.

Se desarrollará la obra civil necesaria para la construcción y posterior funcionamiento y mantenimiento del parque eólico, destacando entre las infraestructuras el aerogenerador y la estación de medición y en la obra civil la cimentación del aerogenerador, la cimentación de la estación de medición, la plataforma de montaje y las zonas auxiliares de acopio, el camino de acceso, las zanjas para albergar la conexión entre aerogenerador y torre de medición, la red de tierras y el sistema de comunicaciones. Independientemente en documento aparte se especificará el proyecto del sistema de evacuación.

La energía se generará en el propio aerogenerador a una tensión de 690V que será transformada mediante un transformador 690/13,20KV ubicado en el interior del aerogenerador, hasta una tensión de 13,20kV. El aerogenerador estará unido a la SET 13,2/20/66/220kV Orcoien perteneciente a la distribuidora i+DE, por una red de circuitos eléctricos soterrado/aéreo de 13,20KV

que se encargarán de transportar la energía eléctrica producida hasta dicha SET en la cual se dispone de la infraestructura eléctrica necesaria para elevar la tensión para su conexión a la red de transporte nacional.

Todas las instalaciones eléctricas deberán ser diseñadas para dar cumplimiento a lo establecido en el RD 661/2007, según el cual este parque pertenecerá al Subgrupo b.2.1 “Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica y que se encuentren ubicadas en tierra” y para dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente que regula la actividad de producción de energía eléctrica y dimensionada a la potencial capacidad de instalación de nuevas infraestructuras eólicas marcada en el Plan Energético de Navarra H2030.

El parque eólico Orkoien está integrado por 1 aerogenerador modelo N155/5X TS108, de 5,8MW de potencia unitaria, rotor de 155 m. y altura de buje a 108 m lo que conforma un parque eólico de de 5,8 MW de potencia eléctrica instalada, a construir en el término municipal de Cendea de Olza, Comunidad Foral de Navarra.

Los transportes especiales, encargados del transporte de los componentes de los aerogeneradores, así como los vehículos de obra, accederán al parque por un camino que parte desde la carretera NA 7001 Arazuri-Iza, la cual tiene acceso directo desde la autopista A15, al ser ésta la carretera más cercana al parque eólico con condiciones geométricas adaptadas a los vehículos de transporte especial. Este acceso será adecuado a las determinaciones de la DG de Obras Públicas del Departamento de Fomento del Gobierno de Navarra.

2.2.- CONFIGURACIÓN DEL PARQUE EÓLICO E INSTALACIONES ANEXAS

Infraestructuras

- Aerogenerador.
- Estaciones de medición
- Infraestructura eléctrica. Constará de diversas partes diferenciadas:
- Red de tierras
- Redes de comunicación y control del parque eólico

Obra civil

- Cimentación del aerogenerador
- Plataforma de montaje y superficies auxiliares
- Camino de acceso
- Zanja de canalización entre aerogenerador y estación de medición
- Otros

2.3.- EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento dispone de una serie de ventajas que le presentan como muy apropiado para instalar un parque eólico por la calidad del recurso eólico, la disponibilidad de terreno suficiente y distancia suficiente a las poblaciones más cercanas.

El parque eólico estará integrado por un conjunto de instalaciones estudiadas para el aprovechamiento energético del viento existente en la zona denominada “Zumadigorri” y “Zabalgaña” situados entre las cotas entre 410 y 420 msnm y ubicado a un km al Norte del casco urbano de Ororbía.

Su situación geográfica y la orografía del terreno lo hace idóneo para el aprovechamiento eólico de la zona, dominada principalmente por vientos energéticos de componente N-NW y SE.

El espacio está ocupado principalmente por campos de cultivo de secano, principalmente herbáceas tipo cereal.

2.4.- AMBITO DE LAS INFRAESTRUCTURAS

El ámbito de las instalaciones a desarrollar en el parque eólico, definida según las UTM señaladas en el punto siguiente, ocupa terrenos de los municipios de Cendea de Olza y Orkoien y dicho ámbito abarca la totalidad de las infraestructuras integrantes propias del parque eólico, incluido el tendido de evacuación que se presenta en documento independiente.

La superficie afectada viene determinada por la siguiente poligonal:

Parque eólico Orkoien		
Vértices	Coordenadas UTM ETRS89	
	UTM X	UTM Y
1	601.000	4.744.000
2	606.000	4.744.000
3	606.000	4.741.000
4	601.000	4.741.000
5	601.000	4.744.000

La poligonal que determina cada parque eólico es un polígono de referencia para la ubicación geográfica del parque, con carácter informativo no normativo. Estas poligonales han sido seleccionadas en función de los siguientes parámetros:

- Dentro de la poligonal se incluyen las infraestructuras del parque eólico.
- Determinación de la zona de influencia del parque eólico de manera que limite la instalación en los alrededores del mismo de las infraestructuras que puedan ser incompatibles con el propio parque eólico.
- Dentro del mismo se incluyen áreas para la posible ampliación o cambio de posición de aerogeneradores en caso de cambios de ubicación obligados por temas técnicos o ambientales.
- Es la zona de estudio más pormenorizado del EsIA debido a que es la zona de mayor influencia del parque eólico y de sus infraestructuras de evacuación.

2.5.- MUNICIPIOS AFECTADOS

Los municipios afectados por las instalaciones y la línea de evacuación hasta la subestación eléctrica de conexión a REE son los siguientes:

- Aerogenerador: Cendea de Olza
- Camino de acceso y servicio: Cendea de Olza
- Estación de medición: Cendea de Olza
- Subestación eléctrica transformadora: Construida en TM de Orkoien, no forma parte del proyecto
- Línea eléctrica de evacuación: Cendea de Olza y Orkoien. Presentada en documento independiente

2.6.- DESCRIPCIÓN BÁSICA INFRAESTRUCTURAS

2.6.1.- Aerogeneradores

El parque eólico Orkoien está integrado por 1 aerogenerador modelo N155/5X TS108, de 5,8MW de potencia unitaria, rotor de 155 m. y altura de eduje a 108 m lo que conforma un parque eólico de 5,8MW de potencia eléctrica instalada, a construir en el término municipal de Cendea de Olza, Comunidad Foral de Navarra.

La implantación del mismo se ha realizado conforme a los siguientes criterios:

- Ubicación de aerogeneradores en zonas de recurso eólico suficiente con exposición a Viento dominante Norte /Noroeste y en menor medida el Sureste.
- Cumplimiento de los condicionantes de construcción (obra civil) en referencia a la minimización de la afección de la obra civil sobre valores naturales.

Los datos técnicos del aerogenerador pueden observarse en el anexo correspondiente del presente documento.

2.6.2.- Acceso al parque eólico

El acceso es el camino desde la infraestructura viaria más próxima hasta el aerogenerador. Este acceso discurre por caminos existentes.

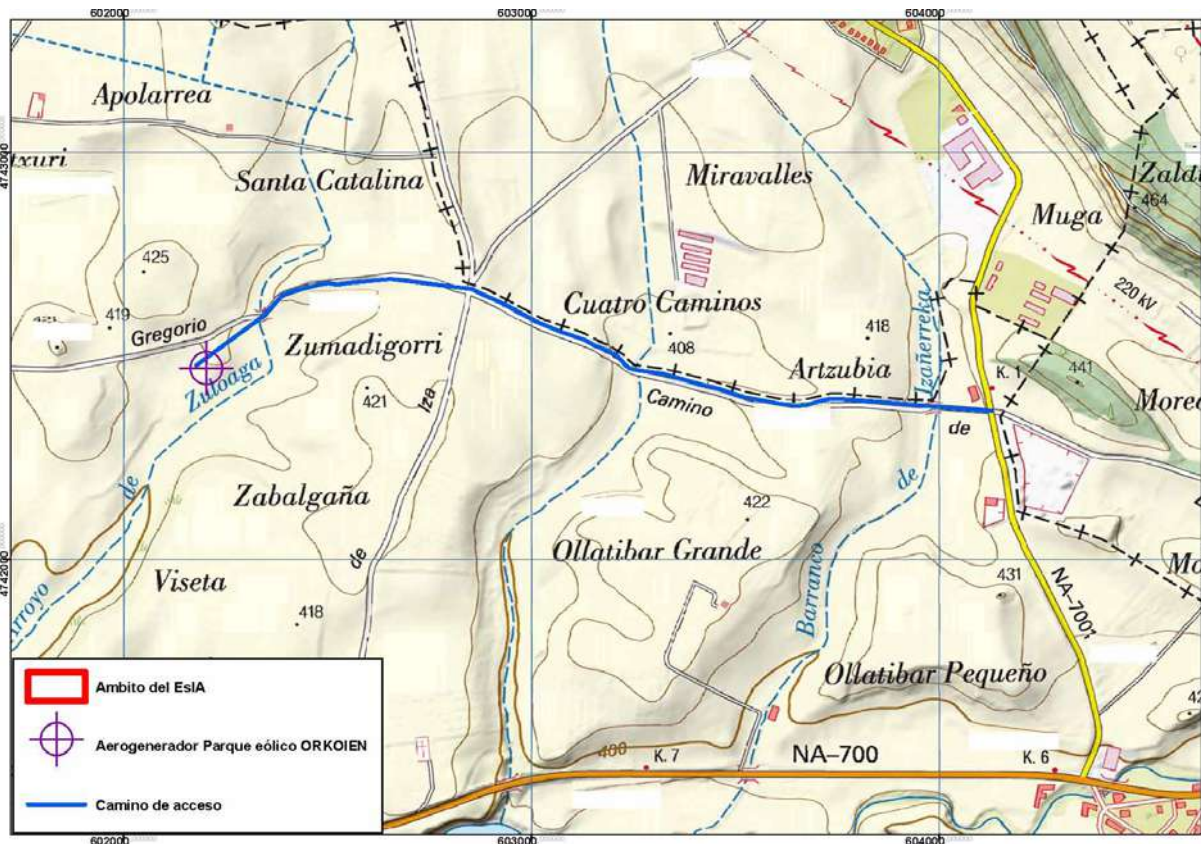


Imagen 2: Camino de acceso

Los transportes especiales, encargados del transporte de los componentes de los aerogeneradores, así como los vehículos de obra, accederán al parque por un camino que parte desde la carretera NA 7001 Arazuri-Iza, la cual tiene acceso directo desde la autopista A15, al ser ésta la carretera más cercana al parque eólico con condiciones geométricas adaptadas a los vehículos de transporte especial.

En el km. 1 de dicha carretera parte el camino denominado Camino de Lizasoain, camino con un buen firme de zahorras y con unas condiciones geométricas idóneas para el paso de los transportes especiales. Al llegar al cruce con el camino de Ororbia a Iza, el camino deja de tener buenas condiciones geométricas por lo que el último tramo del camino será acondicionado y reforzado en zonas puntuales de tal forma que se permita el paso de vehículos pesados para la ejecución del parque. El camino tendrá una anchura mínima de firme de 5 m, irán en zahorras y cuando así lo requieran contarán con una cuneta de drenaje a ambos lados, de 1 metro de anchura. La pendiente máxima será del 12 %.

Para más datos ver anexos correspondientes del presente anteproyecto.

2.6.3.- Conducciones subterráneas

El aerogenerador estará unido con la estación de medición para permitir la comunicación de la misma con el centro de operaciones. Se emplearán una canalización enterrada en la cual se incluye la fibra óptica y la red de tierras.

Para más datos ver anexo de obra civil del presente anteproyecto.

2.6.4.- Subestación eléctrica y centro de control

No forma parte de este documento.

2.6.5.- Evacuación de la energía producida

No forma parte de este documento

2.7.- POTENCIA INSTALADA

Modelo	Altura torre (m)	Diámetro rotor (m)	Potencia (kW)	Nº	Potencia (MW)
N155/5X	108	155	5800	1	5,80
TOTAL				1	5,80

2.8.- RECURSO EÓLICO Y PRODUCCIONES

Velocidad Media Anual (m/s)	Horas Netas Potencia Nominal	Producción Neta Parque (GWh./año)
6,08	2.825	16,285

2.9.- TABLA RESUMEN

2.9.1.- Parque eólico

Nombre del parque eólico	ORKOIEN
Potencia (MW)	5,80
Modelo aerogenerador	N155/5X TS108
Nº aerogeneradores	1
Potencia unitaria aerog. (MW)	5,80
Fabricante	NORDEX
Municipios afectados infraestructuras	CENDEA DE OLZA
Provincia	NAVARRA
Horas equivalentes	2.825
Producción estimada (GWh/año)	16,285

2.9.2.- Tecnología seleccionada

Marca	NORDEX
Modelo	N155/5X TS 108
Potencia unitaria aerogenerador. (MW)	25,80
Altura buje aerogenerador	108 m
Diámetro de rotor	155 m

2.9.3.- Coordenadas UTM aerogeneradores

Parque eólico Orkoien		
Aerogenerador	Coordenadas UTM ETRS89	
	UTM X	UTM Y
Orkoien 07	602.203,00	4.742.470,00

2.9.4.- Coordenadas UTM estación de medición

Parque eólico Orkoien		
Estación de medición	Coordenadas UTM ETRS89	
	UTM X	UTM Y
Orkoien	602.053,00	4.742.871,00

3.- DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PARQUE EÓLICO

3.1.- TURBINAS EÓLICAS

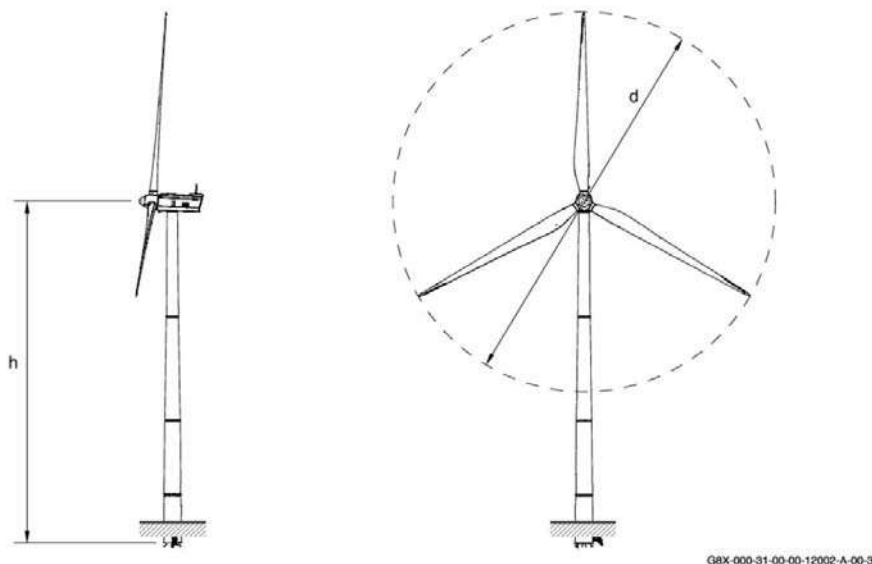


Imagen 3: Vista del aerogenerador

A efectos del presente proyecto, se prevé equipar este parque con un aerogenerador de 5.800kW, 155m de rotor y 108 m. de altura, modelo N155/5X TS108 de la empresa Nordex.

El aerogenerador N155/5X TS108 como la mayor parte de los aerogeneradores que se instalan actualmente constan de un rotor, de eje horizontal situado a gran altura, accionado por tres palas y al que se conecta, mediante un multiplicador, el alternador.

Consisten en un conjunto de turbina, multiplicador y generador, situados en lo alto de una torre de acero de 108 m de altura, cimentada en una zapata de hormigón armado.

Los aerogeneradores están regulados por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala y con un sistema de orientación activo. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido.

Finalmente, el sistema de conexión a la red de distribución garantiza la calidad deseada de la energía y contribuye al buen funcionamiento de la red ya que puede adaptarse a sus principales parámetros, como la tensión y la frecuencia.

El aerogenerador está diseñado para la clase S de acuerdo con IEC 61400-1 Estarán equipados con los siguientes elementos principales:

- Rotor, con buje, tres palas y sistema de cambio de paso (Pitch).
- Góndola, con tren de potencia, generador, sistema de orientación (yaw), convertidor y transformador de media tensión.
- Torre de acero con apartamiento de MT.

Los elementos principales son:

Rotor

- El rotor estará compuesto de tres palas, el buje y todos los mecanismos necesarios para la regulación y seguridad del aerogenerador (protección contra descargas atmosféricas, posicionamiento de las palas, sistema de ajuste, sistema de frenado o parada, etc.).

El rotor dispone de un buje con tres rodamientos, sistema de pitch para el ajuste de la pala y tres palas. Está compuesto por un elemento que consiste en una estructura de fundición rígida en la que están montados los rodamientos de pitch y las palas del rotor. El buje está cubierto con el cono, lo que facilita el acceso directo desde la góndola al buje.

- Las palas estarán realizadas en fibra de vidrio reforzada con resina epoxi, y su diseño responde a criterios de alta eficiencia, durabilidad, baja emisión sonora y baja carga mecánica y adecuado a operaciones con paso y velocidad variable. Cada pala está compuesta por dos secciones unidas sustentadas por vigas y nervios internos.

El paso de pala permite una rápida y precisa adaptación a las condiciones de viento. El sistema de cambio de paso (pitch) sirve para ajustar el ángulo de paso de las palas del rotor por el sistema de control. El sistema de cambio de paso está compuesto por cilindros hidráulicos independientes que ajustan de manera independiente para cada pala el valor del ángulo pitch. Estos cilindros están fijados al buje y los extremos de las varillas están montados en las placas del sistema de pitch. Posee además un sistema forzado de enfriamiento de lubricación y un filtro para mantener el aceite limpio.

Góndola

La góndola contiene las partes mecánicas y eléctricas esenciales del aerogenerador. Todas las unidades de la góndola están protegidas contra el viento y los elementos atmosféricos con una carcasa. Las partes principales son:

- Multiplicadora: Transmite la potencia del eje principal al generador. La multiplicadora se compone de 3 etapas combinadas, 2 planetarias y una de ejes paralelos. El dentado de la multiplicadora está diseñado para obtener una máxima eficiencia junto con un bajo nivel de emisión de ruido y vibraciones. El eje de alta velocidad está unido al generador por medio de un acoplamiento flexible con limitador de par que evita sobrecargas en la cadena de transmisión.

Gracias al diseño modular del tren de potencia, el peso de la multiplicadora está soportado por el eje principal mientras que los amortiguadores de unión al bastidor reaccionan únicamente ante el par torsor restringiendo el giro de la multiplicadora, así como la ausencia de cargas no deseadas.

La multiplicadora tiene un sistema de lubricación principal con sistema de filtrado asociado a su eje de alta velocidad. Los componentes y parámetros de funcionamiento de la multiplicadora están monitorizados mediante sensores tanto del sistema de control como del sistema de mantenimiento predictivo.

- Generador: El generador utilizado será del tipo 6 polos doblemente alimentado. Es altamente eficiente y está refrigerado por un intercambiador de aire-agua. El generador está protegido frente a corto-circuitos y sobrecargas.
- Sistema de control de red: El sistema de control de red del aerogenerador convertirá la corriente generada en corriente alterna con las condiciones de funcionamiento definidas por la compañía eléctrica.

Con el fin de cumplir con los requisitos de red, el aerogenerador cuenta con un sistema que permite el control de la frecuencia, tensión, factor de potencia y potencia reactiva de cada aerogenerador para funcionar dentro de los parámetros establecidos por el operador de red.

- Sistema de orientación: El soporte de orientación estará montado directamente sobre el extremo superior de la torre. El giro de la góndola se producirá por motorreductores accionados eléctricamente por el sistema de control del aerogenerador de acuerdo con la información recibida de los anemómetros y veletas colocados en la parte superior de la góndola. Los motores del sistema hacen girar los piñones del sistema de giro, los cuales engranan con los dientes de la corona de orientación, constituida por una sola pieza y montada en la parte superior de la torre. El peso de la góndola se transmitirá a la torre a través del soporte de orientación.

Torre

- La torre del aerogenerador será de tipo tubular troncocónica, de acero, de 108 m de altura y estará construida y dimensionada para las cargas existentes en el emplazamiento, con material capaz de resistir los esfuerzos transmitidos y la corrosión. Estará formada por 5 secciones.

En su interior se instalará un ascensor para acceder a la góndola, provisto de sistemas de seguridad. Están previstas plataformas sin contar el nivel del suelo, conformes con las normas vigentes, para la inspección de las piezas de ensamblaje de las diferentes partes troncocónicas de la torre.

- Sistema de protección contra rayos: Todos los aerogeneradores del parque estarán equipados con un sistema de pararrayos permanente, desde la carcasa hasta su cimentación, de forma que las descargas eléctricas se deriven a la red de tierras.
- Balizamiento aeronáutico: Los aerogeneradores que componen el parque eólico se elevan a una altura superior a 100 m, por lo que se consideran como obstáculos y deben señalizarse e iluminarse para garantizar la seguridad de la navegación aérea.

Para la iluminación, se balizarán los aerogeneradores con un sistema dual Media A/Media C, de mediana intensidad de tipo A durante el día y el crepúsculo, y de mediana intensidad de tipo C durante la noche, además de colocar un nivel intermedio de luces de baja intensidad Tipo E en la torre.

Los datos básicos se desglosan en:

ROTOR	
Diámetro	155 m.
Área de barrido del rotor	18869,20m ²
Nominal power/área	238,48 W/m ² .
Sentido de rotación	Sentido agujas del reloj
Angulo del rotor con la horizontal	5°
Angulo del cono del rotor	5°
Nº de palas	3
Freno aerodinámico	Cambio de paso independiente

PALAS	
Longitud	76 m
Material	Fibra de vidrio infusionado en resina epoxy
Conexión palas	Raíces de acero insertadas

CAJA MULTIPLICADORA	
Tipo	1 etapa planetaria + 2 etapas ejes paralelos
Relación de multiplicación	1:113,48 (50 Hz)

TORRE AEROGENERADOR	
Tipo	Tronco-cónica Tubular
Altura de buje	108m. (5 tramos de acero)
Material	Acero al carbono estructural
Tratamiento superficial	Pintada

Para la descripción de las características técnicas de las turbinas ver anexo correspondiente

Infraestructura eléctrica. Baja y media tensión

Instalaciones de Baja Tensión.

La red de baja tensión se encuentra completamente contenida en el interior del aerogenerador. Dentro de dicha red se pueden distinguir dos tipos de sistemas según la función que realizan:

- Sistema de generación
- Sistema de control y servicios auxiliares

Todo el sistema eléctrico del aerogenerador estará de acuerdo con el vigente Reglamento Electrotécnico de baja tensión e instrucciones Complementarias.

Equipos de generación

Tal como ha sido descrito, el parque eólico será construido con una máquina de 5800kW. Dicho generador es una unidad asíncrona de doble alimentación, 6 polos, ubicado en el interior de la góndola del aerogenerador. La energía eléctrica se generará a un nivel de tensión de 690 V y una frecuencia de 50 Hz.

GENERADOR	
Tipo	Asíncrono
Frecuencia	50 Hz
Tensión	690 V
Número de polos	6
Rango de velocidad	730 a 1390 (50Hz)

Factor de potencia por defecto	1.0
Relación Capacitiva/inductiva	0,925/0,925
Recinto	IP54

El sistema de regulación y control mantiene la máquina a potencia nominal en condiciones de velocidades altas de viento, con independencia de la temperatura y densidad del aire. Un interruptor automático general con protección diferencial y magnetotérmica, protege el circuito eléctrico de generación de potencia de la turbina. Igualmente un interruptor automático con protección magnetotérmica y diferencial en paralelo con el anterior, protegerá los circuitos auxiliares y de control del sistema a tensiones de 220V y 24V-DC, respectivamente.

Todo el sistema eléctrico del aerogenerador estará de acuerdo con el vigente Reglamento Electrotécnico de baja tensión e instrucciones Complementarias.

Sistema de control y servicios auxiliares

Dentro de este sistema se engloban:

- Circuitos de alimentación a los equipos de regulación y control
- Alimentación de los motores auxiliares y de la unidad hidráulica
- Líneas de alumbrado y potencia para herramientas en góndola y torre (220 Vac)
- Elementos de maniobra y protección de los circuitos de control y auxiliares

Instalaciones de Media Tensión.

Las instalaciones de media tensión complementarias serán desarrolladas en los siguientes apartados, completando lo siguientes subsistemas:

- Centro de transformación individual 13,20/0,69KV, con transformador de 6.895 KVA, situado en la góndola.
- Celdas modulares de media tensión con aislamiento íntegro en SF6 albergan los interruptores automáticos y protección de los circuitos de 13,20KV. Su misión es la protección y maniobra del generador y enlace con la red de evacuación.

El suministro del fabricante de aerogeneradores cubre la transformación 0,69/13,20kV, con protección mediante fusible en 13,20kV, y los cables de media tensión que bajan hasta la base de la torre por su interior, incluyendo las bornas de conexión a las celdas de media tensión.

Las celdas de media tensión que deberá equipar cada aerogenerador formando un centro de transformador individual para cada máquina con las necesarias protecciones de acometida a línea y de la entrada y salida de los circuitos de media tensión representan una instalación separada de la propia máquina.

Cada aerogenerador cuenta con protecciones eléctricas en su tensión, 690 V, por lo que a partir de estas se instalará un transformador 0,69/13,20 kV y las correspondientes celdas de 13,20kV, para la protección de cada máquina y para permitir independizar parte del circuito si en éste se produce alguna avería. Puesto que en la cabecera de cada circuito se cuenta con las correspondientes protecciones de línea, simplemente se dotará de seccionadores de línea.

En cada aerogenerador se instalará un centro de transformación encargado de adecuar el nivel de tensión entre la tensión del generador y la tensión de la red de distribución. La generación se realiza a una tensión de 690 V y es transformada a 13,20kV en el centro de transformación de cada aerogenerador donde, además, dispondrán de celdas de protección y elementos de conexión para realizar la entrada y salida de cables que interconectan al conjunto de máquinas de cada uno de los circuitos.

Centro de Transformación en el interior del aerogenerador (Transformador 0,69/13,20 KV)

En el aerogenerador se instalará un centro de transformación para transformar la energía producida a la red de media tensión. La generación se realiza a una tensión de 690 KV y es transformada a 13,20KV en el centro de transformación de cada aerogenerador donde, además, dispondrán de celdas de protección y elementos de conexión para realizar la entrada y salida de cables que interconectan al conjunto de máquinas de cada uno de los circuitos.

La salida de dichos centros de transformación se conectará al sistema de distribución en 13,20KV aprovechando al máximo la infraestructura eléctrica existente, minimizando así el impacto de la obra.

TRANSFORMADOR ALTA TENSIÓN	
Tipo	Seco encapsulado
Tensión primaria	15 kV
Potencia nominal aparente	6895 kVA
Frecuencia	50 Hz
Tensión secundaria 1	690 V
Tensión secundaria 2	480 V
Vector de grupo	Dyn5

Celdas modulares.

El aerogenerador genera a una tensión de 13,20KV y se conectaran con la Subestación Eléctrica Transformadora, que transforma la energía del parque eólico mediante transformadores de intemperie. Para realizar la entrega se instalará en la base del aerogenerador una celda de interconexión en SF6.

La celda serán del tipo compacto, monobloque, de dimensiones reducidas, en las que los embarrados y toda la aparamenta se sitúan en el interior de un recipiente metálico, estanco, en el que se ha realizado el vacío y se ha introducido, posteriormente, hexafloururo de azufre (SF6). Este es un gas extraordinariamente aislante, lo que permite que los embarrados y el aparellaje se encuentren relativamente próximos a la carcasa del recipiente y, por tanto, las celdas sean de reducidas dimensiones.

En la base de la torre del aerogenerador se realiza la conexión de la salida del transformador situado en la góndola al circuito subterráneo de media tensión de interconexión del parque.

Requisitos de instalación y protección de la instalación eléctrica del aerogenerador.

De acuerdo con la Instrucción Técnica MIE-RAT 14, la instalación eléctrica del aerogenerador deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- La puerta de acceso será de apertura hacia el exterior de la torre, y estará provista de un rótulo de identificación de existencia de Alta Tensión.
- El sistema de alumbrado interno estará formado por luminarias estancas con un mínimo de 250 lux. Igualmente se instalará un sistema de alumbrado de emergencia de al menos 1 lux.
- Se situará un extintor de eficacia 89B y un equipo de panoplia de protección y primeros auxilios.
- Todos los enrejados de trafos y celdas se señalarán adecuadamente.

Para protección contra contactos directos, el transformador estará protegido por una envolvente.

Las celdas se situarán sobre una plataforma en el interior de la torre realizada con perfilaría de acero laminado y entramado metálico para anclaje y soporte de las mismas. Los soportes se anclarán a la parte superior de la zapata mediante tornillería expansible y tendrán la altura suficiente para el correcto manejo de los cables por debajo de la plataforma descrita.

Esta plataforma deberá ser capaz de soportar el peso de las celdas y los esfuerzos dinámicos a que los puede verse sometido. Será completamente galvanizada, soldando todos los elementos de los que consta en taller y galvanizada posteriormente.

Sistema eléctrico de control y protección

El cuadro de control y los elementos de seguridad pertinentes irán situados en otra plataforma dispuesta a tal efecto en la base de la torre, con base metálica.

El aerogenerador opera automáticamente. Un controlador lógico programable (PLC) monitoriza constantemente los parámetros de funcionamiento utilizando diversos sensores, compara los valores reales con los valores predeterminados correspondientes y emite las señales de control necesarias a los componentes del AEG.

Las protecciones eléctrica y mecánica se asegurarán en lo propios generadores, así como las protecciones y alarmas contra defecto de lubricación y refrigeración, sobre velocidad, máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión, inversión de potencia, falta a tierra en el estator, defecto de excitación, etc.

El aerogenerador estará dotado de equipos que podrán desconectar el aerogenerador ante cortocircuitos y faltas a tierra, mientras que el software ofrece protección contra sobrecargas térmicas, y asimetrías en la tensión y/o la corriente. El software también protege contra desviaciones de frecuencia, tensión, etc., fuera de los límites permitidos. El control y gestión del parque (hardware y software) se realizará mediante el sistema de control.

Red de tierras

Se instalará una única red de tierras para las masas metálicas del aerogenerador, equipos de alta y baja tensión y generador. A esta misma malla se conectarán los neutros de los equipos eléctricos.

El diseño de la citada malla de tierras se ha realizado teniendo en cuenta las normas (RD 842/2002) de baja tensión, la IEC-61400, el RD 337/2014 sobre Condiciones técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

La instalación de puesta a tierra de cada aerogenerador estará compuesta al menos por:

- Un anillo de equipotencialidad interior constituido por un bucle cerrado de conductor de cable de cobre desnudo de 70 mm² colocado a lo largo de todo el perímetro del hueco de excavación destinado a la cimentación de la virola del propio aerogenerador.
- La torre se unirá al anillo mediante 4 conductores de cobre de 70 mm² conectados a 4 pletinas soldadas al tubo del primer tramo (nunca a la virola de sustentación). La virola se unirá a este anillo mediante otros 4 conductores de cobre de 70 mm² conectados a pletinas previstas para ello en la propia virola.
- Un anillo de equipotencialidad exterior, deberá ser de conductor de cobre de 70 m² enterrado a 0,5 m. de profundidad respecto a la superficie del terreno y distante al menos un metro del contorno exterior de la torre, incluida la escalera de acceso. Se unirá a los conductores radiales mediante soldadura aluminotérmica. De este anillo partirán otros 4 conductores hacia el anillo perimetral.
- Electrodo perimetral deberá ser un anillo a base de conductor de cobre de 70 mm², enterrado a 0,5 m. de profundidad respecto a la superficie del terreno y distante al menos un metro del contorno exterior de la torre y a una profundidad mínima de 1 m. En función de las mediciones de paso y contacto se instalarán las picas necesarias, que serán de cobre, con un diámetro mínimo de 25 mm² en caso de ser macizas y de 20 mm² con un espesor ≥ 2 mm si son tubulares y su extremo estará enterado al menos 1 m. de profundidad sobre la superficie del terreno

Los centros de transformación de cada aerogenerador tendrán también su red de tierras, de forma que toda la infraestructura eléctrica forme un conjunto equipotencial. Se ejecutará una tierra de acompañamiento con cable desnudo de cobre de 50 ó 75mm².

La resistencia que presentará esta malla será inferior a 10 ohmios. En el caso de que no se consiguiese este valor se añadirán picas a las existentes hasta reducir esta resistencia. En caso necesario, para mejorar la resistividad del terreno, pueden abrirse unos pozos en el terreno natural, para rellenarlos de arcilla y en ellos insertar las picas.

Huecos de tensión

El aerogenerador se encuentra adecuado de cara a la respuesta ante huecos de tensión cumpliendo con la legislación vigente

3.1.1.- Red de comunicaciones

El aerogenerador, la estación de medición y el centro de control estarán unidos por una red de comunicaciones de acompañamiento del sistema de red de tierras, es decir, estarán conectadas mediante fibra óptica, aprovechando las zanjas, para la obtención de datos, anomalías y control remoto desde el centro de control del parque eólico. El aerogenerador tendrá un armario de control del cual saldrá un cable de fibra óptica. Las características del cable serán:

- Nº de fibras: 8 (dedicadas a la comunicación para los aerogeneradores con el SCADA).
- Tipo de fibra: Monomodo 9/125 OS2

3.1.2.- Estación meteorológica o de medición

En el parque eólico se instalara una estación de medición con el objeto de evaluar el recurso eólico del parque para comprobar la curva de potencia de los aerogeneradores. Esta torre de medición debe cumplir las normativas recogidas en la norma IEC61400-12.

La ubicación de la torre debe de ser muy cuidadosa, ya que será utilizada para realizar la predicción de producción para la gestión del propio parque eólico y los cálculos de venta de energía tal como indicar los protocolos aprobados por Ministerio de Industria y REE con operador del sistema.

La torre de parque tendrá una altura de 105 m (igual que la altura de buje de los aerogeneradores escogidos) y contará con diversos niveles de medición que incluirá los elementos necesarios para realizar las mediciones y calibraciones del parque eólico en su totalidad. La estación de medición estará unida al centro de mando mediante un cableado subterráneo.

Cada estación meteorológica o de medición consta de una torre de celosía con los elementos para su montaje y los equipos de control. La torre es una torre de celosía soportada con sirgas, de sección poligonal y forma tronco piramidal, compuesta por diversos tramos ensamblados entre sí por tornillería. Los tramos que componen la columna están soldados longitudinalmente. El material base será acero de calidad mínima S275-JR conforme a UNE EN 10025:1994.

Las dimensiones del mástil se calculan considerando las necesidades mecánicas debidas al viento, las cargas que vayan a llevar la torre y el tipo de acero. Las columnas llevarán soldadas en su parte inferior una placa base para la fijación a la cimentación mediante pernos de anclaje. La placa base y la brida están soldadas mediante soldadura MG.

El acabado final será galvanizado por inmersión en caliente, según norma UNE EN ISO 1461:1999. La estructura incorpora una escalera de espina de pez con sistema de seguridad de Carril tipo Carabelli.

4.- OBRA CIVIL

4.1.- CIMENTACIÓN

Las cimentaciones estándar son del tipo losa de hormigón armado con acero. Han sido calculadas basándose en las cargas certificadas del aerogenerador y considerando un terreno estándar. La zapata estándar del aerogenerador N155/5x TS 108 es de tipo troncocónica, de base circular de 21.80m de diámetro y 2,60m de altura, siendo circular su parte central de un diámetro de 6m.

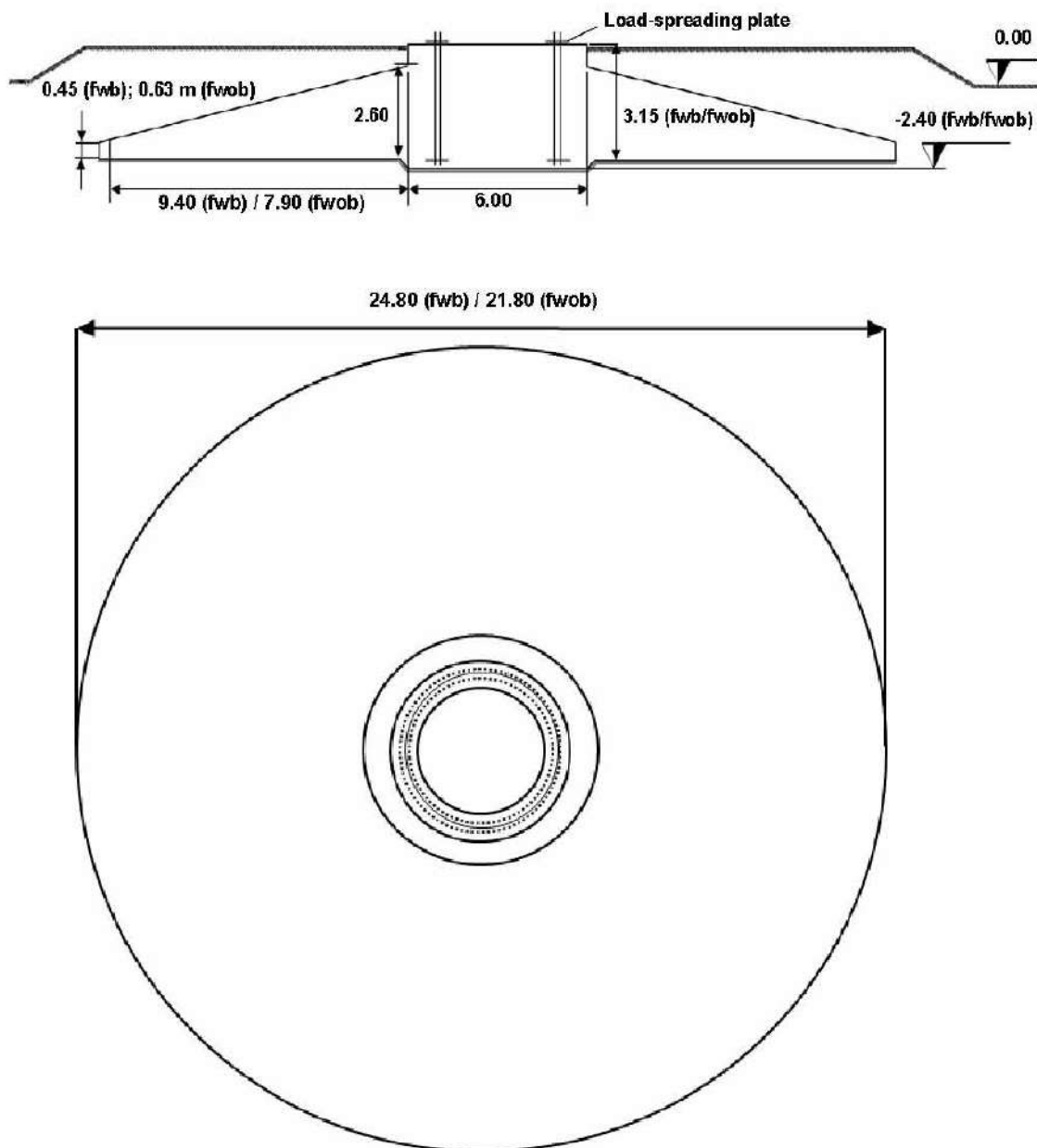


Imagen 4. Cimentación aerogenerador N155/5X TS 108

En la zapata se encuentran embebidos los pernos de anclaje del primer tramo de la torre, formando un círculo concéntrico con la zapata, colocados en el collarín preparado para tal uso, con la correspondiente plantilla desechable, que se desmontará para el montaje posterior de la base de la torre.

La forma de ejecución básica será:

- El fondo de la cimentación debe estar limpio de material suelto y compactado. Primero se procederá al vertido y vibrado de hormigón de limpieza de 10 cm., HM-15. Habitualmente se adopta como cota +0,00 la cota más baja de la superficie del terreno en el área correspondiente a la cimentación. Se fija por lo tanto una excavación mínima de 1,60 metros.
- El hormigonado se realizará en dos veces, la primera para la realización de la base y la segunda para la realización de la propia zapata.
- El armado se realizará a base de barras corrugadas calidad B-500S y de acuerdo con planos. El recubrimiento será de 50 mm. en la parte del hormigón de limpieza y 100 mm. en la parte que pegue a la tierra de relleno y paredes del pozo.
- El nivel de hormigón debe llegar hasta donde indica el plano correspondiente, dando a la superficie una pequeña pendiente hacia el exterior.
- El macizo de apoyo está conectado con la zapata mediante una armadura vertical perimetral. La cimentación se completa con un relleno de tierras procedentes de la excavación, hasta la cota +0,00.
- Se empleará arena o gravilla que no contengan agentes susceptibles de atacar al acero, en los 50 cm. en torno a la base de anclaje de la torre y en el relleno de la zapata. En el resto, el material se aportará por tongadas de 30 cm. y se compactará de manera que la densidad efectiva debe ser superior a 1,8 Tm/m³. La turbina no se debe instalar hasta que se haya alcanzado su resistencia nominal.
- La conexión eléctrica entre el interior de la torre y las zanjas por donde discurren los circuitos, se realiza por los correspondientes tubos que pasan por el macizo de apoyo con salida a la cota - 0,80 m, tanto para los cables de control como los de potencia.
- La puesta a tierra de la torre se realiza en cada zapata mediante dos anillos circundantes de Cu 70mm² y picas.

4.2.- PLATAFORMAS

Para la ubicación de los aerogeneradores en el lugar definido por sus coordenadas correspondientes, se harán unas plataformas desde donde realizar los trabajos de colocación de los mismos. Estas plataformas, durante la fase de construcción, permitan situar la grúa encargada de la elevación y montaje de los distintos componentes de los aerogeneradores, así como acopiar materiales. En la fase de operación se utilizan para los trabajos de mantenimiento, tanto como área de trabajo como área de ubicación de grúas para cambio de elementos (multiplicadoras, palas, etc.)

Estarán situadas en el borde de los accesos, unidas a ellos en el lado opuesto al aerogenerador. Deben permitir que las grúas de montaje de las turbinas operen a una distancia determinada entre el eje de dicha grúa y el eje del aerogenerador.

La plataforma de montaje del aerogenerador será la que minimice el impacto medioambiental. Los trabajos previos a desarrollar serán el desbroce del terreno y la excavación del terreno hasta conseguir una superficie plana. Las dimensiones básicas de las plataformas serán 45 m x 30 m.

Características básicas

Las dimensiones y características geométricas serán las necesarias para la ubicación de la grúa principal, grúa secundaria y acopio de materiales (si fuese necesario). Así mismo, las dimensiones de la plataforma deben permitir la ejecución de maniobras de grúas en procesos de descarga y montaje.

- **Altura libre y anchura.:** En aquellos emplazamientos donde se prevé montar/desmontar la grúa principal, se deberá actuar de la forma siguiente:
 - Para el montaje/desmontaje de la pluma, será necesario disponer de un vial recto de longitud igual a la altura de la torre más 12,0 m, y de una anchura de explanación compactada anexa al vial de al menos 4,5 m, que permitan la ubicación de la grúa auxiliar para su montaje.
 - Si no fuera posible la explanación de 4,5 m, se habilitarán plataformas para posicionar la grúa auxiliar de montaje de los diversos tramos de la pluma. Estos se distanciarán unos de otros 25m, a contar desde el cuerpo principal de la grúa y serán de dimensiones de 10x10m.

Tanto la superficie anexa al vial como la plataforma, se podrán ejecutar mediante la explanación y re-compactación del terreno.

- **Cota:** Las plataformas de torres de acero, pueden estar hasta 1,5 m por encima del pedestal de cimentación (como máximo).
- **Peraltes:** La inclinación de las plataformas debe permitir el drenaje de la superficie para evitar encharcamientos y favorecer la evacuación superficial de las aguas, especialmente en la zona de turbina, aunque también en la zona de maniobras. En todo caso debe evitarse la acumulación de aguas en las cercanías de la turbina.

Las pendientes se establecerán en función de lo indicado en el párrafo anterior y de la orografía del terreno circundante. Se establece un máximo del 1% de pendiente longitudinal hacia la parte trasera de la plataforma, coincidiendo la parte más alta de la misma con la turbina.

- **Capacidad de carga en plataformas.** El módulo mínimo de elasticidad para la explanada de la plataforma será de 120 MPa, que se medirá por medio de ensayo de placa de carga. Este valor se exigirá, al menos, en las zonas de apoyo de la grúa principal.

En el caso de no disponer de medios necesarios para llegar a ese módulo de en la zona de apoyo de la grúa se podrán emplear traviesas de ferrocarril o chapones metálicos de rigidez suficiente para impedir el hundimiento de la grúa principal, geomallas u otros sistemas de refuerzo del suelo o del firme.

El firme será de zahorra artificial, zahorra natural o el propio terreno re-compactado. La compactación de rellenos de explanada será la suficiente para impedir el hundimiento de las grúas y transportes.

- Drenajes. Con objeto de evitar la acumulación de agua en la base de la torre o en la arqueta del pedestal, el diseño y la construcción de la cimentación, de la plataforma de montaje y de los accesos al emplazamiento deben asegurar que la cota de inundación sea inferior a la cota superior del pedestal. Para ello, se debe estudiar el riesgo de inundación y diseñar los drenajes necesarios de los diferentes elementos (cimentación, plataforma de montaje y accesos al emplazamiento).

Estructura

La estructura básica de la plataforma será la siguiente:

- Zona de maniobra de dispuesta en las inmediaciones de la cimentación del aerogenerador.

Es la zona de trabajo de vehículos y grúas lo más importante es conseguir el apoyo correcto de la grúa principal. Para la formación de la plataforma, se emplea el material procedente de las excavaciones. La composición de la zona de trabajo de vehículos y grúas, constará de una buena explanada tipo E2 ó E3, con una capacidad portante en el nivel superior de al menos 5 Kg/cm² (aprox. 0,4 MPa) manteniéndose este valor hasta una profundidad de al menos 5-6 m. El grado de compactación será tal que la densidad seca tras compactación sea del 95 % del Próctor normal o superior. En los casos en que sea necesario se aplicará una capa de zahorra artificial de 20/30 cm de espesor, compactada hasta el 98 % del Próctor modificado ya que la pendiente transversal en esta zona no deben superar el 1%.

- Zona de descarga y preparación de la góndola, junto a la cimentación.

La composición de las zonas de acopio constará de una explanada del tipo E2 ó superior, con las condiciones de pendientes mínima del 0,2% y máxima del 3%, con una capacidad portante en el nivel superior de al menos 2 Kg/cm² (aprox. 0,2 MPa) manteniéndose este valor hasta una profundidad de al menos 5-6 m. La densidad alcanzada tras la compactación deberá ser suficiente para que el material de la explanada aguante lo especificado. En las zonas de acopio, si se cumple lo establecido, no se necesitará capa de zahorra. Por tanto en las plataformas se distinguirán por un lado las zonas de trabajo de vehículos y grúas y por otro las zonas definidas como zonas de acopio.

Requisitos

La plataforma de montaje del aerogenerador debe cumplir los requisitos señalados a continuación:

- En las plataformas se distinguirán por un lado las zonas de trabajo de vehículos y grúas y por otro las zonas definidas como zonas de acopio.
- En la zona de trabajo de vehículos y grúas lo más importante es conseguir el apoyo correcto de la grúa principal. Se deberá emplear zahorra en los casos en los que el material empleado en la plataforma no permita afinar para conseguir las pendientes máximas citadas en el anexo de obra civil. En las zonas de acopio, anexas a las plataformas, se deberán ubicar los distintos elementos del aerogenerador para poder ser izados por las grúas desde la plataforma.
- Las plataformas de esta opción están pensadas para que ella se coloque la grúa principal y para el acopio de la jaula de palas además de usarse para el montaje de rotor completo en el suelo.

- La composición de la zona de trabajo de vehículos y grúas, constará de una buena explanada tipo E2 ó E3, con una capacidad portante en el nivel superior de al menos 4 Kg/cm² (aprox. 0,4 MPa) manteniéndose este valor hasta una profundidad de al menos 5-6 m. El grado de compactación será tal que la densidad seca tras compactación sea del 95 % del Próctor normal o superior. En los casos en que sea necesario se aplicará una capa de zahorra artificial de 30 cm de espesor, compactada hasta el 98 % del Próctor modificado.
- La composición de las zonas de acopio constará de una explanada del tipo E2 ó superior, con una capacidad portante en el nivel superior de al menos 2 Kg/cm² (aprox. 0,2 MPa) manteniéndose este valor hasta una profundidad de al menos 5-6 m. La densidad alcanzada tras la compactación deberá ser suficiente para que el material de la explanada aguante lo especificado. En las zonas de acopio, si se cumple lo establecido, no se necesitará capa de zahorra.

Será necesario la realización de una zona para el acopio del resto del material (excluidas las jaulas de palas) que cumpla las siguientes condiciones:

- Superficie de zona de acopio = a 100% de la superficie necesaria para acopiar todo el material si el P.E es de menos o igual a 10 aerogeneradores.
- Superficie de zona de acopio = a 2/3 partes de la superficie necesaria para acopiar todo el material si el P.E es de más de 10 aerogeneradores.
- La capacidad portante mínima será de 2kg/cm².
- Cumpla con las condiciones de pendientes mínima del 0,2% y máxima del 3%.
- Sin presencia de líneas eléctricas.

Plataforma tipo

Las plataformas de montaje tendrán dimensiones medias de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del aerogenerador (45 x 35 m.). En esta superficie se instalarán las grúas encargadas del montaje de los aerogeneradores y durante las maniobras de mantenimiento a realizar en la fase de funcionamiento. En el diseño, y siempre que sea factible se situará la plataforma encima de la cota del terreno original para garantizar la evacuación del agua superficial. Esta superficie será la única que se mantenga una vez construido el aerogenerador, junto con la superficie de éste. Adicionalmente se dispondrá de:

- Una superficie auxiliar 15x81 m² sensiblemente plana y libre de vegetación para el acopio de las palas y para facilitar los trabajos de las grúas.
- Debido al tamaño y peso de las torres será necesario trabajar con grúas de celosía. Por esta razón se hace necesario disponer de un espacio recto adicional, de aproximadamente igual a la altura de la torre más 12,0 m, y de una anchura de explanación compactada anexa al vial de al menos 4,5 m, de longitud, para realizar las labores de montaje de los tramos de celosía con una grúa auxiliar. Se emplearán para tal fin los viales de acceso al aerogenerador
- Para facilitar las labores de montaje se despejará una superficie auxiliar de 2 m bordeando parte de la plataforma de montaje. Además, si es posible, se despejará una superficie alrededor de la cimentación formando un rectángulo de 37 x 32 m² para facilitar los trabajos durante la obra.
- Estas superficies, una vez instalado el aerogenerador, serán restauradas.

Durante los trabajos de cimentación, la plataforma de la grúa servirá además como superficie de almacenamiento del material y máquinas.

4.3.- VIALES Y CAMINOS

El acceso al parque eólico se realizará, en la medida de lo posible, a través de caminos existentes. Sólo se abrirán nuevos caminos para la ejecución y servicio del parque eólico, cuando no puedan aprovecharse vías existentes, siendo el criterio de apertura del menor número posible de kilómetros de camino y el menor impacto ambiental y paisajístico de los mismos.

Es necesario conservar los caminos en perfectas condiciones a lo largo del tiempo, para la construcción, explotación y mantenimiento del parque y se han diseñado teniendo en cuenta esta característica y que deben de facilitar el paso para el montaje de elementos pesados y de gran longitud. Los caminos han sido proyectados de acuerdo con los siguientes requisitos de diseño:

– Anchura útil de la calzada	5,00 m
– Anchura libre del trayecto	6,50 m
– Altura libre del trayecto	5,50 m
– Radio interior de la curva	65 m
– Pendientes/desniveles en firmes sin compactar	≤ 7%
– Pendientes/desniveles en firmes compactados	≤ 13%
– Espacio libre debajo de los vehículos de transporte	0,20 m

Los principales criterios seguidos a la hora de proyectar los caminos han sido:

- Aprovechar al máximo los caminos existentes a fin de reducir el impacto ambiental.
- Compensar los volúmenes de desmonte y terraplén, con el fin de utilizar lo menos posible préstamos y vertederos.
- Utilizar la tierra vegetal para acondicionar paisajísticamente los préstamos y vertederos, caso de existir, así como los taludes de desmonte y terraplén.

Condiciones de construcción

Los condicionantes básicos serán:

- La anchura mínima de los viales será siempre de 5 m.
- La pendiente longitudinal máxima de los viales no se superará el 8-10%
- La pendiente lateral máxima desde el centro del vial hacia la cuneta para evacuación de aguas será del 1,5%, donde se considere necesario la pendiente.
- El gálibo o altura libre de obstáculos, de los viales será como mínimo de 6,00 m desde el punto más elevado del firme.
- El vial estará diseñado para soportar un peso por eje de vehículo de transporte de 15 Tm. viales, puentes o pasos con valores de diseño inferiores pueden ser utilizados, pero se tendrá en cuenta que pueden ser deteriorados por el paso de los camiones. Se prestará especial atención a los pasos sobre puentes, en los que habrá que verificar el peso máximo que pueden soportar.
- Los viales de tierra (zahorra), de nueva ejecución o a reformar, se ejecutarán con formación de explanada con un índice CBR mínimo entre 11 y 20, sobre el que se extenderá un firme formado por una capa de zahorra artificial (ZA20 ó ZA25) de 25 cm de espesor, compactada al 98% del Proctor modificado. Posibles variaciones sobre este diseño, especialmente en los casos en que no sea posible alcanzar los valores indicados de CBR en la explanada, deberán

estar fundamentadas en un estudio geotécnico y en un diseño adecuado realizado por especialistas.

- El drenaje de los viales estará diseñado para controlar el flujo de aguas pluviales a lo largo de los mismos y para facilitar su auto drenaje. Ello incluye cunetas laterales, revestidas o no, y obras de fábrica con tubos de drenaje, allí donde sea necesario según las pendientes del terreno.
- Conviene suprimir los cambios de rasante bruscos en todo lo posible. Las grúas, palas y ciertos tramos de torres son muy largos y pueden quedarse sin tracción en el centro de los mismos, en los acuerdos cóncavos o colisionar con el terreno en los convexos.
- En ningún caso un cambio de rasante con longitud menor o igual a 16 m podrá tener un desnivel de más de 20 cm. Esta restricción también se puede expresar empleando el parámetro KV definido en legislación de carreteras, Norma 3.1.-IC "Trazado".
- Debido a las dimensiones de ciertos componentes, estos deben ser transportados en equipos de transporte muy específicos a muy poca altura del suelo (15-40 cm), con lo que los viales deberán estar lisos, eliminándose, en la medida de lo posible, salientes como piedras, rocas, etc. que pudieran dañar la plataforma de la nacelle o los tramos de torre y dificultar el transporte.
- Los materiales empleados en la formación del firme dependerán del tipo de suelo existente en cada emplazamiento; en cualquier caso, se parte de una sección tipo de vial compuesta por una primera capa de zahorra natural, o material seleccionado de 25-35 cm de espesor, debidamente compactada, con taludes laterales 3:2 y una segunda capa de rodadura de zahorras artificiales, y con un espesor de 25 cm.
- Cuando sea necesario realizar sobreanchos, en éstos no se realizará el extendido de las capas de subbase ni de la base. El firme de los sobreanchos será realizado con material óptimo resultante de las propias excavaciones de la obra o de préstamos autorizados. Las zonas ampliadas en curvas como sobreanchos deberán ser recuperadas a su estado original al término de los trabajos.

Longitud de viales

La longitud estimada de los viales que se han previsto:

PARQUE EÓLICO ORKOIEN	
CAMINOS	metros
Caminos existentes a rehabilitar	1.678
Caminos de nueva construcción	406
Total caminos	2.084

Tipo básico de vial

Viales de acceso al parque eólico con una anchura de firme de 5 m. a los que se deben incluir las cunetas laterales (de 1 m. de anchura) y al menos 1 m. de separación entre cuneta y zanja, siempre y cuando cualquier zanja que albergue circuitos eléctricos vaya paralela a dichos caminos. Para la construcción de estos caminos se aprovecharán al máximo los caminos existentes. Ocupan en habitualmente terrenos llanos.

Estos caminos permitirán la conexión con la carretera de acceso más cercana por lo que deberá acompañarse en el proyecto constructivo final un proyecto de entronque entre este camino principal y la carretera seleccionada.

En caso de terrenos en pendiente y en función de la pendiente transversal del camino se pueden producir desmontes o terraplenes laterales. Estos serán reducidos, en casos de dimensiones superiores a 3 m. de altura, por el uso de escolleras y otras técnicas constructivas de mejora ambiental.

- Anchura de firme
 - De acceso. Anchura: 5 m. de firme.
- Secciones tipo:
 - Para el caso de viales de 5m. de anchura de firme la ocupación (sección tipo) será, de forma permanente, y en terrenos relativamente llanos, de 8 m (5/6 m de calzada y 1m a cada lado para formación de cunetas más 1 de separación a zanjas).
- Pendientes del vial:
 - En llano o curva inferior a 45° máxima 10-12 % en subida.
 - En curva de más de 45° de giro: máxima del 5 %.
 - Pendiente lateral de drenaje: de 0,5 a 2 %
- Se deberán ejecutarán sobreechamientos en curvas cerradas.
- Taludes (en todos los caminos):
 - Terraplén 3H/2V.
 - Desmonte 3H/2V. En caso de roca posibilidad de 1H/1V o vertical.
- Cunetas: (en todos los caminos) 1 m. de anchura X 0,40 m. de profundidad
- Materiales: Zahorra artificial compactada (sin asfaltar).

Conviene suprimir los cambios de rasante bruscos en todo lo posible y los viales deberán estar lisos, eliminándose, en la medida de lo posible, salientes como piedras, rocas, etc. que pudieran dañar la plataforma de la nacelle o los tramos de torre y dificultar el transporte.

En el caso de curvas relevantes (radio bajo y ángulo alto), la pendiente longitudinal máxima se reducirá de manera proporcional a su complejidad, y se recomienda no exceder el 7%.

Composición y estructura de los viales.

- Sección tipo:
 - Excavación Profundidad 1 m.
 - Capa inferior de balastro grueso de 40 cm de espesor.
 - Capa intermedia de balastro fino de 30 a 60 cm de espesor.
 - Capa superior de zahorra de 15-30 cm de espesor.

- Radio de curvatura: la superficie interior de las curvas debe estar libre de obstáculos ya que la carga del transporte pasa por esta zona. Los radios de curvatura en cualquier punto de los caminos serán de 60 m como mínimo, respecto al eje del camino.

Las secciones más características en parques eólicos son las que se muestran en las siguientes figuras.

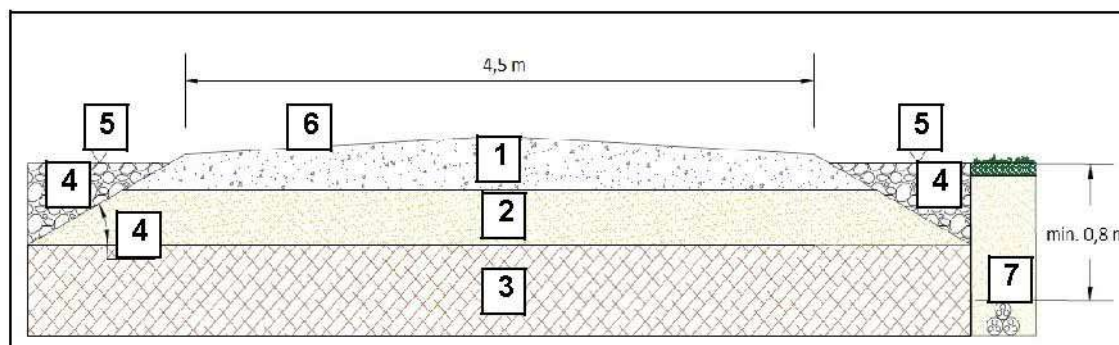
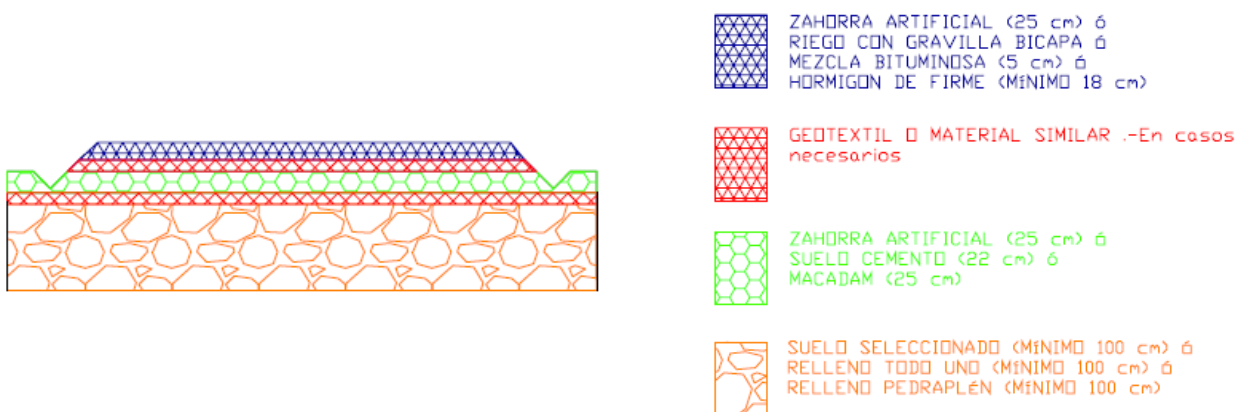


Fig. 16: Exemplary access road structure

- | | |
|---|------------------------------|
| 1 Base layer compacted, gravel:
15 cm to 30 cm | 2 Bed compacted, 30 - 100 cm |
| 3 Stable ground | 4 Embankment 1:2 |
| 5 Ground level | 6 Camber $\leq 2\%$ |
| 7 Cable trenches | |

Otros

- Radios de giro: Los radios de las curvas tanto de los viales de acceso a parque como de los viales internos del parque, vendrán determinados generalmente por la longitud de las palas a transportar. El radio mínimo aconsejado es de 65 m.
- Pendientes: La pendiente máxima para el tramo recto podrá ser hasta el 15% si está hormigonado y se usa una tractora de 6x6 y del 10% si está sin hormigonar. En tramos curvos se admite hasta el 10% si el tramo está hormigonado y hasta el 7% si está sin hormigonar.

Las pendientes mínimas longitudinales serán de 0,5% en cualquier caso, para reducir en lo posible el tiempo de evacuación del agua superficial en el vial, las máximas se diferenciarán en función si es un tramo recto o curvo y según sean viales de acceso a parque o de viales internos del parque.

- Drenajes: Para el drenaje longitudinal, se propone canalizar el flujo en cunetas triangulares sin revestimiento, pudiéndose revestir de hormigón en zonas concretas de alta pendiente

Para el drenaje transversal se realizarán obras tipo badén o bien caños. La selección de cada tipo responderá al volumen de escorrentía. Para el desagüe longitudinal del agua procedente de la plataforma y de sus márgenes, allí donde el camino discurre a nivel o en un desmonte, se dispondrá de una cuneta, de las características siguientes:

- Forma: triangular.
- Profundidad: 0,5 m.

- Acondicionamiento de viales existentes: En los caminos existentes habrá que realizar las correspondientes reformas para cumplir las especificaciones del fabricante y permitir el tráfico de maquinaria de excavación, camiones hormigoneras, camiones de transporte de equipos, grúas y vehículos de personal.

Se tratará de minimizar las afecciones utilizando, siempre que ha sido posible, los accesos existentes. En las zonas en las que la anchura y terminación no sea homogénea, se procederá a extender, en caso necesario, la anchura de 5 metros y a darles un acabado de todo uno compactado, consistiendo fundamentalmente en regularizarlos mediante una motoniveladora con vertido y compactación de zahorras naturales y todo-uno.

Se realizarán canalizaciones y pasos subterráneos que permitan el paso de las aguas pluviales por cunetas para llegar a cauces naturales.

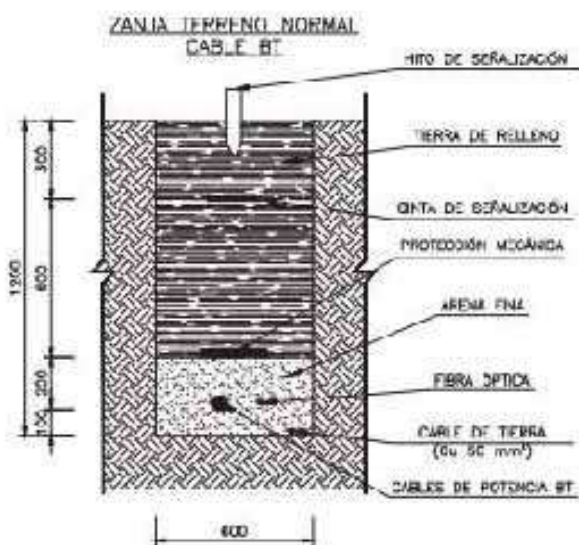
- Viales de nueva construcción: En zonas agrícolas, despeje y retirada de tierra vegetal con máquina retroexcavadora. Después, se procederá tal como se señala en este apartado.

4.4.- ZANJA CONEXIÓN AEROGENERADOR-ESTACIÓN DE MEDICIÓN

Las canalizaciones se dividirán en zanjas para la evacuación de la energía del parque eólico y comunicaciones, y para la red de tierras.

El tipo de canalizaciones a realizar, caracterizadas por una anchura y profundidad, se ajustarán a lo recogido por el reglamento eléctrico correspondiente tal y como se dimensionan y diseñan en el plano correspondiente. Los tipos de zanjas a disponer dependen de la localización de estas. La obra consistirá en una excavación, de dimensiones apropiadas, donde se tenderán los cables a la profundidad adecuada para a continuación rellenar la misma, de acuerdo con las disposiciones de protección y señalización propias de este tipo de conducción eléctrica.

El conductor de la red de tierras se alojará en el fondo de las canalizaciones para cableado y en las excavaciones de las cimentaciones del aerogenerador.



Longitud de zanjas

PARQUE EÓLICO ORKOIEN	
ZANJAS	metros
Zanjas	400
Total zanjas	400

Tipo de zanjas

- Terreno natural: Esta zanja estará formada por un lecho de 40-50 cm de arena de río, que envolverá a las canalizaciones. Sobre esta se colocarán 40 cm de suelo seleccionado, sobre el que se extenderán 40 cm de relleno procedente de la excavación, colocando una cinta de señalización entre los dos últimos. Los anchos de zanja serán variables en función del número de líneas que transporten, siendo 40 cm la menor de ellas, la que solamente llevará red de tierras y cable de comunicaciones como es el caso.
- Cruce de viales: En caso de cruzar viales, la zanja estará formada por tubos de PVC Ø 200 que albergarán dentro de ellos las conducciones más uno vacío como reserva. La sección tipo de la zanja estará formada por 60 cm de hormigón en masa que rodeará los tubos. Sobre este se colocarán 40 cm de terraplén procedente de la excavación compactado al 95% PM. Para finalmente acabar con 20 cm de relleno de tierra compactada o zahorra. El cruce de la zanja con cada vial se realizará perpendicularmente al mismo.

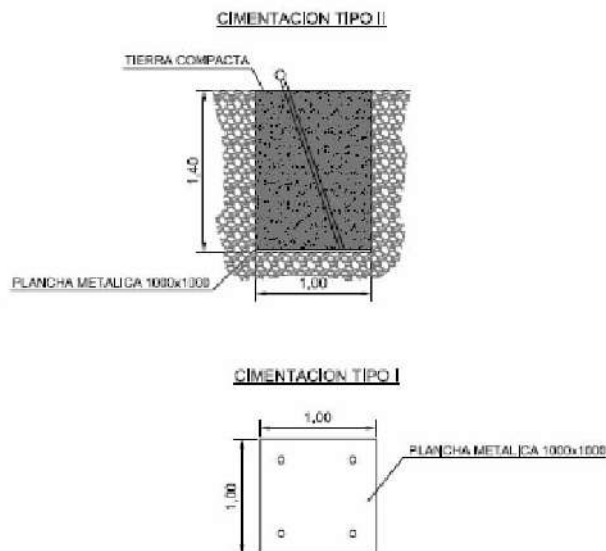
Las zanjas de conexión entre la estación de medición del parque eólico con el aerogenerador (para el tendido de la fibra óptica) que será del tipo 1 (0,4 X 1,20 m). Su trazado coincidirá en general con caminos existentes o por campos agrícolas (con el fin de reducir los metros lineales de zanja) por lo que su ocupación, cuando menos es compartida y compatible. La profundidad a la que discurre el cableado será como mínimo de 60 cm. Como norma general, la profundidad y anchuras mínimas de las zanjas serán de 40cm y profundidad 1,2 m máximo, permitiendo el alojamiento de los cables de tierra y comunicaciones necesarios, aunque para su ejecución.

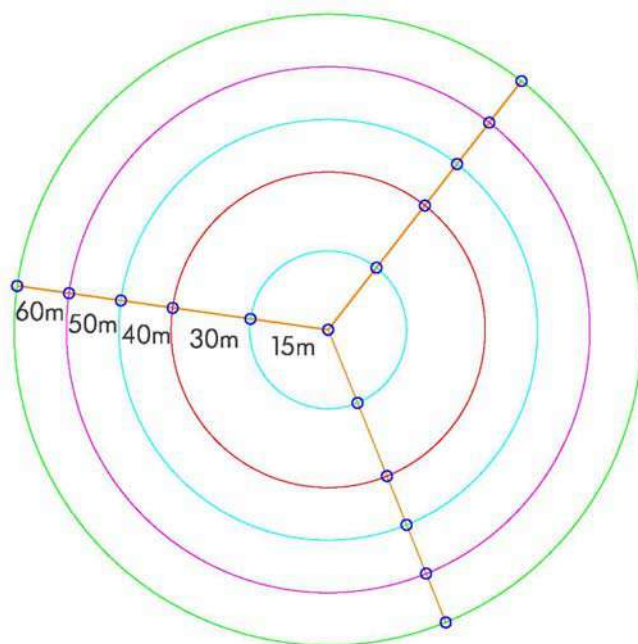
Forma de ejecución

- El modo de ejecución es mediante una ocupación temporal de 4 m, que quedarán en una servidumbre de 0,40 permanente, realizándose en su extremo derecho o izquierdo, según aplique, una zanja de 0,40 m de profundidad. Para ello se utilizará una retroexcavadora, con cazoleta de 40 cm de ancho, la cual irá extrayendo y acopiando el material a uno de sus lados. Este material extraído será posteriormente reutilizado para relleno de las zanjas con el fin de no enviar material a vertedero y mantener la fisonomía geológica de superficie una vez finalizada la ejecución.
- El tendido de los conductores será subterráneo y los cables se tenderán agrupados, directamente sobre una capa de arena sílicea de río o caliza cribada (nunca arcillosa) en el fondo de la zanja de 10 cm. Posteriormente se cubrirán los cables con otra capa de idénticas características de 10 cm. A una profundidad de 55 cm. y sobre los mismos, se colocará una rasilla cerámica, loseta de hormigón o placa de poliéster de protección contra golpes de pico, y encima de la arena se colocará una banda de "Aviso Canalización Eléctrica" de polietileno (según norma RU 02102-90), que cubra todo el haz de tubos y cables. En aquellos tramos en que sea preciso, los cables se colocarán bajo tubo rígido y relleno de hormigón HM-20/B/20/IIa hasta una altura de 15 cm. por encima de las canalizaciones. El relleno del resto de la zanja se realizará por tongadas de 15 cm. de espesor, con tierra de calidad tolerable libre de cascotes, con compactación mecánica.
- La entrada de los conductores al aerogenerador por encima de la zapata de cimentación se hará bajo tubo de PVC flexible de doble pared de diámetro 200mm cubierto con 25 cm de hormigón HM-20/B/20/1 la, con el fin de poder compactar el material de relleno de la zapata sin riesgo de dañar los conductores. De la misma forma se colocará el tubo de PVC de diámetro 90mm de canalización del conductor de fibra óptica que se describe posteriormente.

4.5.- CIMENTACIÓN DE LA TORRE ANEMOMÉTRICA

En caso de la torre de medición, la cimentación de las torres anemométricas será un dado de hormigón armado de dimensiones de 1 x 1 x 1,40 m, 1 dado para soportar la torre de celosía y 15 para cada una de las zapatas para sujetar los tensores.





4.6.- MOVIMIENTOS DE TIERRAS DE LA OBRA CIVIL

4.6.1.- Superficies de ocupación

PARQUE EOLICO ORKOIEN						
Infraestructura	N mero	Longitud (m)	Anchura (m)	Profundidad (m)	Sup. unidad (m2)	Total (m2)
Cimentación aereo(circular)	1	10,90 m de radio		2,60	373,25	373,25
Plataforma	1	40,00	35,00		1.400,00	1.400,00
Superficies auxiliares plataforma	1				1.329,00	1.329,00
Cimentación estación medición	16	1,00	1,00	1,40	1,00	16,00
Caminos						
Existentes a reacondicionar		1.678	2,00			3.356,00
Nuevos		406	5,00			2.030,00
Zanjas		400	1,20	1,20		480,00
TOTAL						8.984,25

4.6.2.- Movimientos de tierras y sobrantes

Los movimientos de tierras se desglosan en:

PARQUE EOLICO ORKOIEN		
MOVIMIENTOS DE TIERRAS		
Infraestructura	Tierra vegetal (m3)	Tierra no vegetal (m3)
Zapata	111,98	858,48
Plataformas	818,70	1.091,60
Estación medición	4,80	43,20
Caminos	1.615,80	1.077,20
Zanjas	144,00	432,00
Total	2.695,28	3.502,48

Las tierras extraídas serán utilizadas en la obra civil según la siguiente previsión:

PARQUE EOLICO ORKOIEN		
RECUPERACIÓN MOVIMIENTOS DE TIERRAS		
Infraestructura	Tierra vegetal (m3)	Tierra no vegetal (m3)
Zapata	100,78	171,70
Plataformas	629,77	1.971,68
Estación medición	4,80	10,80
Caminos	730,80	538,60
Zanjas	144,00	360,00
reas residuales	1.085,13	449,71
Total	2.695,28	3.502,48

4.7.- OTRAS INFRAESTRUCTURAS Y ACTUACIONES NECESARIAS

- Zonas auxiliares de acopio de material y casetas de obra en periodo de obra, a restaurar tras la finalización de la obra civil. Se utilizarán campos de cultivo ubicados en la cercanía de las obras, en posiciones centrales y servirá para acopiar elementos de grandes dimensiones los aerogeneradores, material de la obra civil, material eléctrico, áreas de aparcamiento de la maquinaria de obra civil y áreas de estancia con casetas de obra.
- Zonas de giro. Son necesarias zonas de giro en aquellos caminos que no tienen salida o en zonas de fondo de saco. Se priorizará el uso de las plataformas como zona de giro pero en el proyecto constructivo final se determinará la necesidad de construcción de áreas de giro alternativa. Para ello y en caso de necesidad se habilitarán áreas de giro en zonas llanas desprovistas de vegetación natural, preferiblemente sobre campos de cultivo.

4.8.- SEÑALIZACIÓN

- Señalización horizontal: Por las características del firme a ejecutar no es necesaria la disposición de señalización horizontal.
- Señalización vertical: Se distinguen dos tipologías de señalización vertical: la reguladora del tráfico y la indicadora del propio parque eólico.
 - Señalización reguladora del tráfico: Son señales propias de carreteras convencionales sin arcén y se disponen a una altura de la superficie del vial de 1.450 mm.
 - Señalización propia del parque: Respecto a la señalización indicadora de parque eólico, su funcionalidad principal consiste en la localización del propio parque eólico además de advertir la existencia de elementos eléctricos. Las señalizaciones se dividen en:
 - Señal de entrada al parque, de tipo cartel informativo, de diseño rustico.
 - Señales de madera indicando la ubicación de aerogeneradores o instalaciones anexas o complementarias. Serán las señales habituales de un poste de rollizo de madera de

indicación de dirección con una, dos o tres flechas direccionales gradadas, a colocar en los cruces de caminos.

- Señalización en instalaciones:
 - Instalaciones eléctricas: Cartelería de señalización de peligro eléctrico según determine la normativa vigente.

5.- **CRONOGRAMA Y PLAZO DE EJECUCIÓN**

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	Días	MES 1		MES 2				MES 3				MES 4				MES 5				MES 6			
			S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22
OBRA PARQUE EÓLICO																								
	REPLANTEO	5																						
	DESPEJE Y RETIRADA TIERRAS VEGETALES	5																						
	ZAPATAS	40																						
	SUB11 EXCAVACIÓN EN CUALQUIER TERRENO	10																						
	SUB12 HORMIGÓN LIMPIEZA	50																						
	SUB13 ARMADURA INFERIOR	10																						
	SUB14 ARMADURA SUPERIOR	10																						
	SUB15 HORMIGÓN ZAPATA Y PEDESTAL	10																						
	SUB16 TERRAPLÉN	10																						
	SUB17 TOMAS A TIERRA	5																						
	PLATAFORMAS	35																						
	SUB21 EXCAVACIÓN EN CUALQUIER TERRENO	5																						
	SUB22 TERRAPLÉN	10																						
	SUB23 EXTENDIDO DE ZAHORRAS	10																						
	SUB24 COMPACTADO	15																						
	CAMINOS	40																						
	SUB31 EXCAVACIÓN EN CUALQUIER TERRENO	30																						
	SUB32 TERRAPLÉN	30																						
	SUB33 CONSTRUCCIÓN DE CAÑOS	15																						
	SUB34 EXTENDIDO DE ZAHORRAS	10																						
	SUB35 COMPACTADO	30																						
	ZANJAS Y CANALIZACIONES	20																						
	SUB41 EXCAVACIÓN EN CUALQUIER TERRENO	20																						
	SUB42 EXTENDIDO DE ARENA Y COLOCACIÓN DE TUBO	20																						
	SUB43 PROTECCIÓN DE ARENA Y SEÑALIZACIÓN DE CANALIZACIÓN	10																						
	SUB44 RELLENO DE ZANJA	10																						
	INSTALACIONES	60																						
	SUB51 MONTAJE MECÁNICO DE AEROGENERADORES	10																						
	SUB52 EXTENDIDO DE CABLE ELÉCTRICO	5																						
	SUB53 MONTAJE ELÉCTRICO DE AEROGENERADORES	15																						
	SUB54 CONEXIONES	15																						
	SUB55 ESTACIÓN DE MEDICIÓN	15																						
	LÍNEA ELÉCTRICA ELÉCTRICA	70																						
	SUB66 OBRA CML	25																						
	SUB67 ARMADO E IZADO DE APOYOS	10																						
	SUB68 TENDIDO DE CONDUCTORES	25																						
	SUB69 ENERGIZACIÓN Y CONEXIONES	15																						
	MEDIDAS CORRECTORA MEDIOAMBIENTALES	5																						
	SEGURIDAD Y SALUD	80																						
	PUESTA EN MARCHA	20																						
	SUB81 AEROGENERADORES	20																						
	SUB82 MEDIA TENSIÓN	10																						
	SUB83 CONEXIÓN ELÉCTRICA (SET Y SET DE DESTINO)	20																						
	SUB84 LÍNEA ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN	20																						

6.- RBDA

PARQUE EÓLICO			INFRAESTRUCTURAS						
			Ocupacion (m2)						
Término municipal	Polígono	Parcela	Cimentación	Plataformas	Caminos	Zanjas	Estacion de medición	Áreas temporales	Servidumbre de vuelo
Cendea de Olza	10	212	1.184	1.395	963	169	2.827	4.593	18.775
Cendea de Olza	10	214				483			94
Cendea de Olza	10	225				138			
Cendea de Olza	3	213			8				
Cendea de Olza	3	214			432				
Cendea de Olza	3	211			711				
Cendea de Olza	3	212			2				
Cendea de Olza	3	245			84				
Cendea de Olza	3	210			884				
Cendea de Olza	3	208			123				
Cendea de Olza	3	209			489				
Cendea de Olza	2	207			46				
Cendea de Olza	3	197			34				
Cendea de Olza	2	40			241				
Cendea de Olza	2	39			24				
Cendea de Olza	2	38			114				
Cendea de Olza	2	34			13				
Cendea de Olza	2	36			103				
Cendea de Olza	2	37			28				
Cendea de Olza	2	10			20				
Cendea de Olza	2	9			64				
Cendea de Olza	2	8			29				

7.- MEDIDAS DE RESTAURACIÓN

Tal como señala la legislación vigente, se definirá un proyecto o plan de recuperación ambiental, que incluirá al menos el tratamiento de las superficies alteradas y el plan de revegetación, de acuerdo a las indicaciones pertinentes en superficies a tratar, estado de las mismas, técnicas y especies a emplear en cada caso, zonas de actuaciones singulares, periodos de aplicación, control de la revegetación y medidas o plan de mantenimiento.

Dicho Plan recogerá el alcance técnico, metodología y presupuesto para la realización de los trabajos de Restauración Ambiental para el parque eólico y en el caso de estar incluida en su ámbito la subestación eléctrica colectora o la línea eléctrica de evacuación tras construcción, con el objeto de minimizar el impacto ambiental de los distintos elementos de que se compone el parque, con especial énfasis en la vegetación y paisaje. Para describir los trabajos que serán recogidos en el Plan de Restauración se ha aunado, a nivel técnico, las experiencias anteriores en otros parques eólicos, los criterios o “protocolo” para este tipo de trabajos establecidos por las secciones de Medio Natural y Evaluación Ambiental de diversas Administraciones Autonómicas y las indicaciones recogidas en el Estudio de Impacto Ambiental.

A continuación se presentan las premisas y conceptos generales a tener en cuenta. El desarrollo de dichos conceptos, premisas, condicionantes, etc. serán detalladas en el Estudio de Impacto Ambiental del presente proyecto que se presentará de manera independiente.

El Plan de recuperación ambiental persigue los siguientes objetivos básicos:

- Iniciar la recuperación ambiental de los espacios alterados por las obras.
- Reacondicionar las zonas agrícolas a su uso original en todas aquellas zonas residuales anteriormente agrícolas que no estén ocupadas o sean zona de servidumbre de las infraestructuras construidas.
- Conseguir una mayor adaptación e integración paisajística de las nuevas infraestructuras creadas en el entorno en el que se ubican.
- La protección contra la erosión y los agentes atmosféricos sobre todo en zonas en que las que se han producido movimientos de tierra importantes.
- Ayudar a la recuperación ambiental creando o recuperando espacios naturales y facilitando la adaptación de las nuevas infraestructuras al medio natural en el que se ubican de tal manera que las alteraciones al mismo, en especial a personas, la flora y fauna, se vean minimizadas.
- Cumplir con los condicionantes determinados en la normativa vigente

Se proponen las siguientes medidas correctoras propias de la obra civil del parque eólico:

- Balizamiento y señalización de zonas a conservar o que no deben ser afectadas por las obras.
- En zonas ocupadas por el parque eólico con presencia de arbolado, tala, desramado, tronzado y saca y transporte de restos madereros.

- Desbroce de zonas arbustivas o matorral y posterior retirada y almacenamiento en buenas condiciones edáficas de la tierra vegetal retiradas para su posterior reaprovechamiento.
- Extensión de tierra vegetal almacenada (obtenida del propio parque eólico) de cara la recuperación ambiental.
- Hidrosiembra en las zonas de taludes de desmonte y terraplén, habitualmente en taludes de más de 2 m. de altura.
- Siembras mecánica de las zonas alteradas.
- Plantación forestal compensatoria de las zonas de arbolado o arbustivas taladas o desbrozadas.
- Plantaciones lineales o singulares, de ocultamiento.
- Tratamiento de taludes
- Mantenimiento de las plantaciones realizadas, al menos el primer año de plantación.

Esto no quiere decir que se deban acometer otras actuaciones preventivas, correctoras o compensatorias propuestas o acordadas por la propia promotora eólica, por la legislación vigente, por el Estudio de Impacto Ambiental o por la Declaración de Impacto Ambiental. Como medidas preventivas también son de destacar las relacionadas con el impacto visual.

8.- OTROS

8.1.- SERVICIOS ADICIONALES

- Acometida de aguas: No es necesaria.
- Saneamiento-fecales: La actividad no genera aguas residuales y no se precisa ningún sistema de depuración. En la fase de construcción se instalarán baños químicos portátiles que serán retirados con el fin de obra.
- Energía eléctrica: Se utilizará el sistema eléctrico del propio aerogenerador para abastecer de energía a la instalación.
- Alumbrado: No es necesario, solamente el propio del interior del aerogenerador y de las balizas de situación y señalización determinadas por AENA en su informe preceptivo

8.2.- REPERCUSIONES DE LA ACTIVIDAD

A fin de que el presente anteproyecto sirva de guión, si procede, para la tramitación administrativa de la licencia de actividad se enumeran de forma concisa los aspectos contenidos en la Ley 7/2012 de 5 de abril, el Decreto 52/2012 de 7 de junio, el Decreto 53/2012 de 7 de junio y el Decreto 86/2013 de 1 de agosto, por la que se determina la actividad de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de energía eólica como actividad clasificada y el contenido del proyecto técnico para la instalación o ampliación de actividades clasificadas.

Iluminación

- Galibo y servidumbre aeroespacial: Los aerogeneradores contarán con luz de gálibo normal en la góndola. Para el conjunto del parque se deberá diseñar el sistema de balizamiento luminoso con luces estroboscópicas blancas sincronizadas, de acuerdo a la normativa de navegación aérea correspondiente.
- Emergencia: Los aerogeneradores deberán contar con alumbrado de emergencia y señalización que garanticen un nivel lumínico superior a 5 lux y autonomía de al menos una hora.
- Dado que no hay en cada aerogenerador personal permanente para su maniobra, no se instala Alumbrado de Emergencia.

Ruido

- El nivel de ruido producido por los aerogeneradores supone un incremento sobre el nivel de ruido del viento variable, que puede ser de unos 5 dBA en función de la velocidad de éste en torno al intervalo de entre 5 a 8 m/s y apenas perceptible en velocidades de viento superiores a 12 m/s.

De las medidas directas realizadas en diversos parques eólicos en funcionamiento, se desprende que, en el caso más desfavorable (es decir con viento de unos 8 m/s y en la propia dirección del viento) el aumento de incremento de ruido es de 5 dBA a pie de las torres y llega a desaparecer a una distancia de 400 m.

Esta distancia y la experiencia de parques similares implican que el ruido producido por los aerogeneradores, no supone ninguna molestia en viviendas próximas, ubicadas a mayor distancia. Para cumplimentar el apartado de ruidos señalar que:

- De acuerdo a los criterios de minimización ambiental y a los datos aportados por el tecnólogo, para evitar las afecciones sonoras potenciales a los núcleos de población habitados (en función de su posición geográfica respecto al parque y la dirección dominante del viento) es suficiente con mantener una distancia mínima de seguridad de 800 m.
- El aerogenerador dispone de diferentes versiones de control que minimizan la emisión de ruido y por tanto disminuye el impacto sonoro.

Vibraciones

- Dadas las características de la instalación se comprende que no hay ningún problema de vibraciones.

Emisiones a la atmósfera

- Las características de estas instalaciones implican que no haya ningún tipo de emisiones a la atmósfera.

Depuración y vertido de aguas residuales

- No hay vertidos de aguas residuales y no se precisa ningún sistema de depuración.

Instalaciones radiactivas

- No existen instalaciones radioactivas.

Instalaciones de protección contra incendio

La única normativa cuya aplicación esta exigida viene definida en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, Subestaciones y centros de transformación MIE RAT.

Dado que estas instalaciones se encuentran en el interior de edificios o confinados en el interior de la torre del aerogenerador, específicos para este fin, e independientes de cualquier otro local o edificio destinado a otros usos, no le es de aplicación la Norma NBE-CPI-91.

El Aerogenerador se configura como un único sector de incendio, en la parte inferior del mismo se ubican los equipos de maniobra y protección y en la parte superior los de generación y auxiliares de control de potencia mecánica, orientación etc., necesarios para la generación eléctrica, uniendo ambos extremos mediante la torre y los conductores de potencia y control.

El aerogenerador está dotado de sistemas de detección y extinción de incendios. Tanto la torre como la góndola están dotadas de detectores de humo ópticos. Si se detecta humo se envía un aviso a través del sistema de control remoto. Los detectores son auto-controlados.

La posibilidad de la propagación del incendio al exterior se considera remota. Como se ha indicado todos los elementos susceptibles de producir un incendio se sitúan en el interior de la torre, siendo ésta exenta de cualquier otro local o edificio. Además, se realiza una acera perimetral de hormigón y una zona de acceso libre de toda vegetación de 3 metros con suelo de grava y un segundo anillo de 7 metros de ancho libre de vegetación tipo arbustiva o arbórea, con lo cual, en caso de que exista un fuego en el interior de las torres las posibilidades de propagación al exterior son nulas.

En relación a las condiciones de las instalaciones contra incendios, teniendo en cuenta las disposiciones vigentes, y que no existe personal fijo en las mismas, realizándose el mantenimiento mediante personal itinerante, y que los transformadores son de aislamiento seco y de acuerdo con el reglamento citado, se adoptará la siguiente medida de protección contra incendios:

- Extintores Portátiles: Se colocarán extintores cercanos a las zonas más expuestas (Base del aerogenerador, góndola y subestación eléctrica) y se llevarán 2 Ud. de extintores móviles de Polvo ABC (polivalente) de eficacia 89B de 5 Kg. en el vehículo del personal de mantenimiento.

Residuos (incluidos tóxicos o peligrosos)

Fase de construcción

En referencia a residuos, la siguiente tabla recoge una lista con los residuos generados en la fase de construcción del proyecto y que serán en todos los casos entregados a gestor autorizado. Señalar que las cantidades producidas son pequeñas.

CODIGO LER	DESCRIPCIÓN
15 01 01	Envases de papel y cartón (embalajes)
15 01 02	Envases de plástico (embalajes)
15 01 03	Envases de madera (embalajes)
13 01 10*	Aceites hidráulicos minerales no clorados
13 01 11*	Aceite hidráulico sintético
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
16 02 14	Chatarra metálica. Equipos distintos de los códigos 16 02 09 a 16 02 13
15 01 10*	Envases con restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza...
17 09 04	RCDs distintos de los especificados en los códigos 170901, 170902 y 170903
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
17 04 07	Metales mezclados
20 01 01	Papel y cartón
20 01 02	Vidrio
20 01 39	Plásticos
20 03 01	Mezclas de residuos

De todos ellos considerados peligrosos son los señalados con asterisco. En el periodo de construcción se debe prestar especial atención a los residuos industriales peligrosos (grasas, aceites y/o lubricantes, bien impregnados en paños o en material arenoso), aunque su cantidad es baja. Todos los sobrantes de la excavación no aprovechados se depositarán en un vertedero autorizado

Para su uso, almacenamiento, transporte y tratamiento se tendrá en cuenta lo dispuesto en la Ley Foral 14/2018 de residuos y su fiscalidad y la ley 22/2011 de 28 de Julio de residuos y suelos contaminados así como las leyes de protección ambiental de la Comunidad Foral de Navarra y el Plan Integrado de Residuos de Navarra 2017-2027.

Fase de operación

No se producen ningún tipo de residuos sólidos, por lo que no se precisa ningún sistema de eliminación. Los pocos que se produzcan (papel, cartón, recortes metálicos, restos eléctricos, etc.) serán recogidos y llevados al centro de control.

Los residuos tóxicos y peligrosos se generan en los aerogeneradores, las operaciones de mantenimiento y limpieza de los equipos. El mayor residuo será el aceite proveniente de los mantenimientos de los aerogeneradores (cambio del aceite de las multiplicadoras). Serán retirados con la periodicidad conveniente por un gestor autorizado. De forma general, esta es una actividad bianual. En caso de producirse una fuga, ésta quedaría retenida dentro del aerogenerador o del foso, por lo que fugas al entorno no se prevén. Los transformadores de los aerogeneradores son encapsulados, sin uso de aceite como refrigerante. Los códigos de los residuos son:

- Aceites usados multiplicadoras: 13 02 05* Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
- Aceites usados hidráulicos: 130113* Otros aceites hidráulicos
- Grasas: 130206* Aceites sintéticos y grasas de transmisión mecánica y lubricantes
- Trapos impregnados de material contaminado: 150203 Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y otros distintos a los especificados como 150202*
- Envases plásticos: 150102

La promotora se inscribirá en el registro de pequeños productores de residuos tóxicos y peligrosos de Navarra.

Instalaciones de protección contra incendio

La única normativa cuya aplicación esta exigida viene definida en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, Subestaciones y centros de transformación MIE RAT.

Dado que estas instalaciones se encuentran en el interior de edificios o confinados en el interior de la torre del aerogenerador, específicos para este fin, e independientes de cualquier otro local o edificio destinado a otros usos, no le es de aplicación la Norma NBE-CPI-91.

El Aerogenerador se configura como un único sector de incendio, en la parte inferior del mismo se ubican los equipos de maniobra y protección y en la parte superior los de generación y auxiliares de control de potencia mecánica, orientación etc., necesarios para la generación eléctrica, uniendo ambos extremos mediante la torre y los conductores de potencia y control.

El aerogenerador está dotado de sistemas de detección y extinción de incendios. Tanto la torre como la góndola están dotadas de detectores de humo ópticos. Si se detecta humo se envía un aviso a través del sistema de control remoto. Los detectores son auto-controlados.

La posibilidad de la propagación del incendio al exterior se considera remota. Como se ha indicado todos los elementos susceptibles de producir un incendio se sitúan en el interior de la torre, siendo ésta exenta de cualquier otro local o edificio. Además, se realiza una acera perimetral de hormigón y una zona de acceso libre de toda vegetación de 3 metros con suelo de grava y un segundo anillo de 7 metros de ancho libre de vegetación tipo arbustiva o arbórea, con lo cual, en caso de que exista un fuego en el interior de las torres las posibilidades de propagación al exterior son nulas.

En relación a las condiciones de las instalaciones contra incendios, teniendo en cuenta las disposiciones vigentes, y que no existe personal fijo en las mismas, realizándose el mantenimiento mediante personal itinerante, y que los transformadores son de aislamiento seco y de acuerdo con el reglamento citado, se adoptará la siguiente medida de protección contra incendios:

- Extintores Portátiles: Se colocarán extintores cercanos a las zonas más expuestas (Base del aerogenerador, góndola y subestación eléctrica) y se llevarán 2 Ud. de extintores móviles de Polvo ABC (polivalente) de eficacia 89B de 5 Kg. en el vehículo del personal de mantenimiento.

8.3.- SEGURIDAD Y SALUD

De acuerdo con el artículo 4 del R. D. 1627/1997 de 24 de octubre, es obligatoria la elaboración de un Estudio de Seguridad y Salud en el futuro proyecto constructivo, para la solicitud de la autorización administrativa definitiva, en que se dé alguno de los supuestos siguientes:

- El presupuesto base de licitación es igual o superior a 450.760 €.
- La duración estimada de la obra es superior a 30 días laborables, empleándose simultáneamente en algún momento más de 20 trabajadores.
- El volumen de la mano de obra estimada, entendida como la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores de la obra, es superior a 500.
- Obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Dado que se cumplen los supuestos anteriores, el Proyecto de Ejecución del futuro parque eólico deberá desarrollar un Estudio de Seguridad y Salud de acuerdo con el R.D. 1627/97 de 24 de octubre.

8.4.- GESTIÓN DE RESIDUOS

En cumplimiento del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (de aquí en adelante RCD), el futuro proyecto constructivo, para la solicitud de la autorización administrativa definitiva, desarrollará un estudio de gestión de estos residuos.

El ámbito de aplicación de este Real Decreto (artículo 3) será a los residuos de construcción y demolición definidos en su artículo 2, con excepción de las tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de forma fehaciente su destino a reutilización.

9.- PRESUPUESTO

Concepto	Euros (€)
C01 OBRA CIVIL	
SC10-ACTUACIONES PREVIAS	1.177,62
SC11-ZAPATAS	182.002,48
SC12-PLATAFORMAS	32.802,00
SC13-CAMINOS	152.250,00
SC14-ZANJAS CANALIZACIONES	4.800,00
SC15-SEÑALIZACIÓN	386,97
SC18-SEGURIDAD Y SALUD	5.048,65
SC19-MEDIDAS CORRECTORAS OBRA CIVIL	10.995,55
TOTAL C01 OBRA CIVIL	389.463,27
C02 INSTALACIONES ELECTRICAS	
SC21 INSTALACIONES BAJA TENSIÓN	10.903,50
SC22 CENTROS TRANSFORMACIÓN 13,20 kV	57.826,78
SC23 RED DE TIERRAS	8.002,71
TOTAL C02 INSTALACIONES ELÉCTRICAS	76.732,99
C03 AEROGENERADORES	
SC31 AEROGENERADOR	3.322.113,76
TOTAL C03 AEROGENERADORES	3.322.113,76
C04 TELECONTROL	
SC41 TELECONTROL	10.697,92
TOTAL C04 TELECONTROL	10.697,92
C05 ESTACIONES DE MEDICIÓN	
SC51 ESTACIÓN DE MEDICIÓN	91.655,79
TOTAL C05 ESTACIONES DE MEDICIÓN	91.655,79
C06 IMPACTO AMBIENTAL	
SC61 RESTAURACIÓN AMBIENTAL	26.924,36
TOTAL C06 IMPACTO AMBIENTAL	26.924,36
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	3.917.588,09
13 % Gastos generales	509.286,45
6 % Beneficio industrial	235.055,29
SUMA DE G.G. y B.I.	744.341,74
TOTAL SUMA TRAS G.G. y B.I.	4.661.929,82
21% I.V.A	979.005,26
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	5.640.935,09

10.- EQUIPO REDACTOR

En el desarrollo del documento ha participado un equipo multidisciplinar, entre ellos se ha contado con el equipo técnico de Nordex Energy Spain SA en el diseño de las infraestructuras y aporte de documentación técnica, de la empresa Indyca SL y de técnicos de diferentes especialidades con una amplia experiencia en el desarrollo de este tipo de infraestructuras. Dichos especialistas abarcan múltiples disciplinas, especialidades y campos de actuación. En concreto:

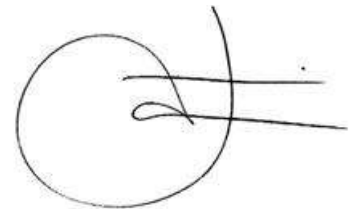
El equipo redactor está integrado por:

Nombre	Empresa	Especialidad	DNI
José Luís Martínez Dachary	Indyca SL	IT Forestal	16.015.538V
Ignacio Cámara Martínez	Indyca SL	IT Forestal	07.566.739S
Javier Redrado Arce	Nordex Energy	IT Industrial	78.747.844F
Juan Manuel Sánchez		Ingeniero Industrial	16.017.548R

Dicho equipo ha sido coordinado por la empresa Ingenieros Dachary y Cámara S.L. (INDYCA S.L.).



José Luis Martínez Dachary
 Ingeniero Técnico Forestal
 Colegiado nº 4179
 DNI: 16015538V



Ignacio Cámara Martínez
 Ingeniero Técnico Forestal
 Colegiado nº 3497
 D.N.I.: 07.566.739S

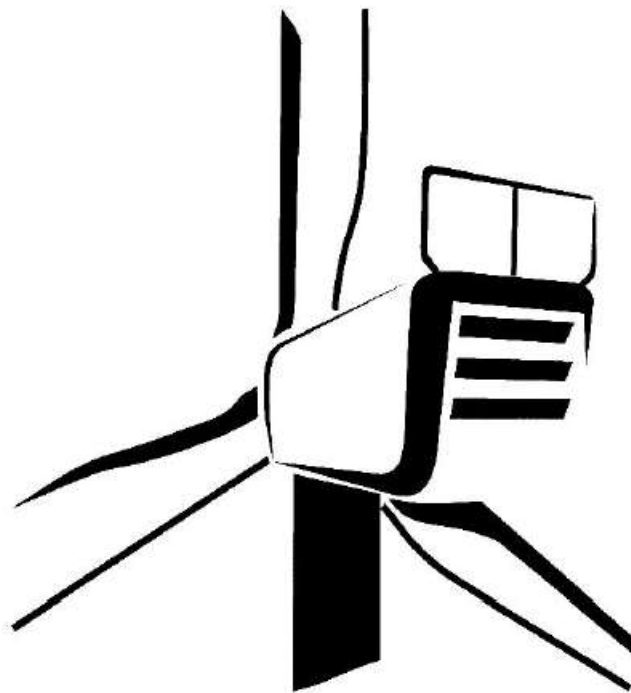
En Tudela, Mayo de 2020




ANEXOS

ANEXO 1: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR

TECHNICAL DESCRIPTION

N155/4.5



Rev.	Date	Revision Description
A	2019-03-26	First edition
B	2019-05-30	Standard and extended configurations defined
C	2019-11-22	Technical data values updated
D	2019-12-19	Technical data values updated. New variants added
E		
<i>Done</i>  19-12-2019		<i>Reviewed</i>  19-12-2019
<i>Approved</i>  19-12-2019		

**VERY IMPORTANT:**

This document and all documents which are referenced herein contain information that is the proprietary property of Nordex Energy Spain S.A.U. and may not be copied, published or disclosed to others, without the express written consent of the director of the Engineering and R&D department. All information contained herein shall be held in strict confidence and in trust for the sole and exclusive.

1. STRUCTURE

The Nordex N155/4.5 wind turbine (WT) is a speed-variable wind turbine with a rotor diameter of 155 m and a nominal power of 4500 kW. The wind turbine is designed for class S in accordance with IEC 61400-1 and is available in 50 Hz and 60 Hz variants.

A Nordex N155/4.5 wind turbine consists of the following main components:

- Rotor, with rotor hub, three rotor blades and pitch system.
- Nacelle with drive train, generator, yaw system, medium voltage transformer and converter.
- Tubular steel or concrete tower or hybrid tower with MV switchgear

1.1. Tower

A N155/4.5 class wind turbine can be erected on a tubular steel tower, on a tubular concrete tower or on a hybrid tower.

The steel tower is cylindrical and consists of several sections. This tower is bolted to the anchor cage embedded in the foundation. Corrosion protection is guaranteed by a coating system of the surface according to ISO 12944.

The concrete tower is a structure with prefabricated concrete elements called keystones. The union of the tower to the ground is made by inserting the steel bars of the lower section keystones into the sheaths embedded in the foundation. Then, the sheaths are filled with high resistance mortar to form a union with the foundation. The entire tower is also post-tensioned from the top of the tower to the foundation.

The bottom part of the hybrid tower consists of a concrete tower and the top part of a tubular steel tower with two sections.

A service lift, the vertical ladder with fall protection system as well as resting and working platforms inside the tower (depends on the model) allow for a weather-protected ascent to the nacelle.

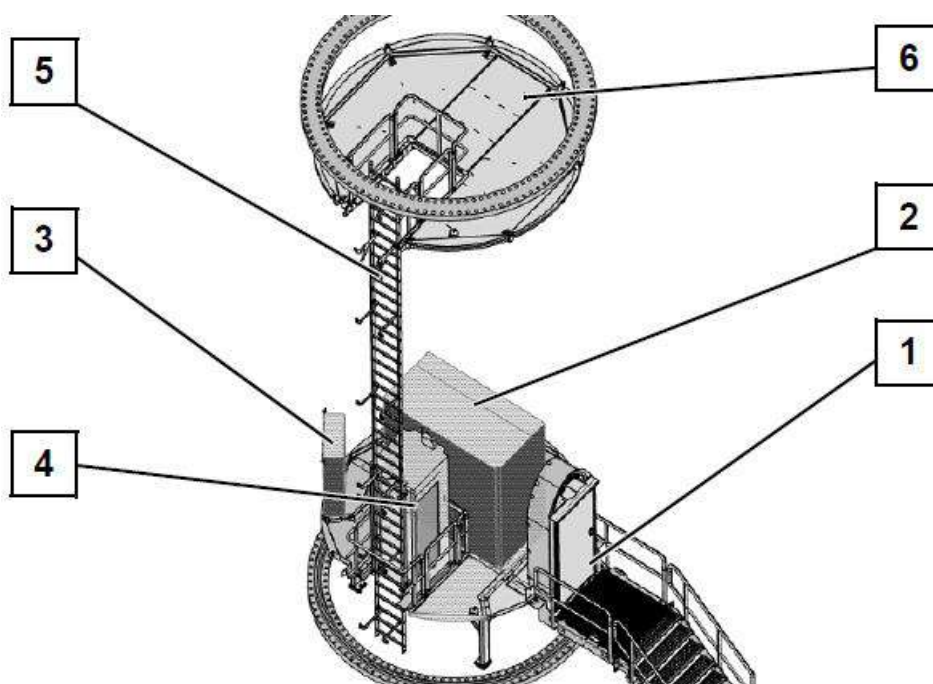


Fig. 1 Overview of the bottom section in a tubular steel tower, tower plates not shown

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

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

1.2. Rotor

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

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

The **rotor blades** are manufactured in epoxy-reinforced fiberglass, with a smooth superficial coating intended to protect them from UV radiation and to keep their colour. Each blade comprises two joined sections, supported by beams and internal ribs. The rotor blade is tested statically and dynamically in accordance with the guidelines IEC 61400-1 and IEC 61400-23.

The **pitch system** serves to adjust the pitch angle of the rotor blades set by the control system. The pitch system comprises independent hydraulic cylinders for pitch angle setting for each individual rotor blade. These cylinders are fixed to the hub, and their rod ends are mounted onto the pitch plates which are connected to the inner ring of the blade bearings, provoking their rotation when the cylinders push or pull. Each

blade has a nitrogen accumulator located in the hub, where there is sufficient permanent supply of pressurized oil to ensure the blade can enter the feather position, even in the case of insufficient power supply from the hydraulic unit (system pressure drop).

1.3. Nacelle

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

The **transformer** converts the generator/converter system's low voltage to the medium voltage defined by the point of supply.

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

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

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

The **gearbox** increases the rotor speed until it reaches the speed required for the generator.

The bearings and gearings are continuously lubricated with oil. A 2-stage pump enables the oil circulation. A combination filter element with coarse, fine and ultrafine filter retains solid particles. The control system monitors the contamination of the filter element.

The gear oil used for lubrication also cools the gearbox. The temperatures of the gearbox bearings and the oil are continuously monitored. If the optimum operating temperature is not yet reached, a thermal bypass directs the gear oil directly back to the gearbox. If the operating temperature of the gear oil is exceeded it is cooled down.

The gearbox cooling is realized with an oil/water cooler that is installed directly at the gearbox. The cooling water is re-cooled together with the cooling water from the generator, converter and transformer in a passive cooler on the roof of the nacelle.

The **rotor shaft** is supported in the **rotor bearing** inside the nacelle. A rotor lock is integrated in the rotor bearing, with which the rotor can be reliably locked in place mechanically.

All nacelle assemblies are protected against wind and weather conditions by means of a **nacelle housing**.

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

The **generator** is a 6-pole doubly-fed induction machine. An air/water heat exchanger is mounted on the generator. The cooling water is re-cooled together with the cooling water of the other major components in a passive cooler on the roof of the nacelle.

There are two configuration with different electrical capabilities: **standard and extended configuration**. The extended option has a nacelle refrigeration kit system and an upgraded cooling system. The electrical capabilities of both options are described in the DG200861.

The **yaw drives** optimally rotate the nacelle into the wind. The yaw drives are located on the machine frame in the nacelle. A yaw drive consists of an electric motor, multi-stage planetary gear, and a drive pinion. The drive pinions mesh with the external teeth of the yaw bearing. In the aligned position the nacelle is locked with the yaw drives.

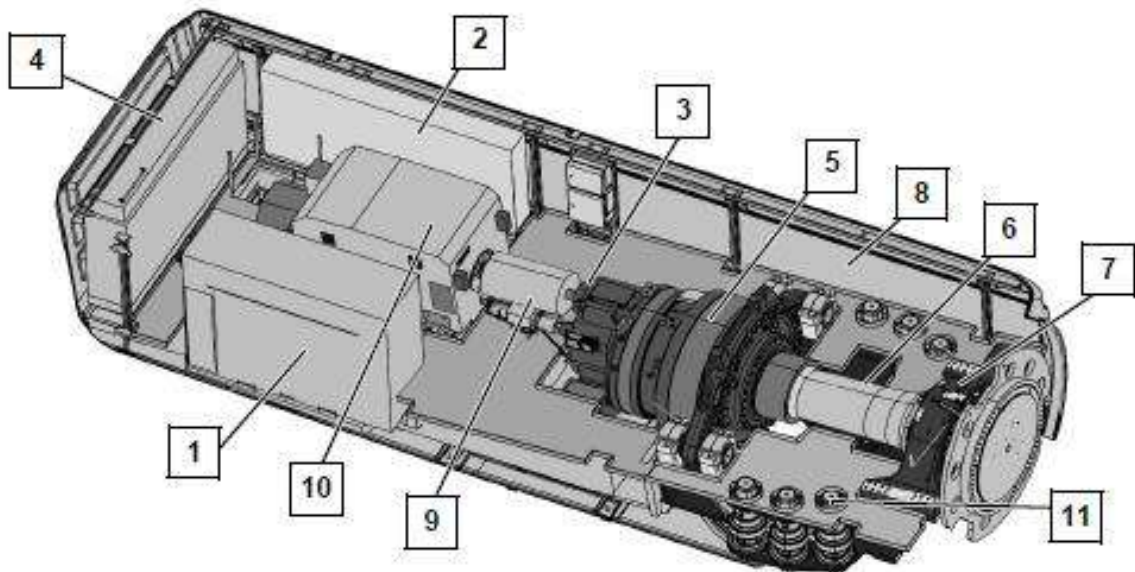


Fig. 2 Schematic diagram of the nacelle

- | | | |
|-----------------|---------------------|-----------------|
| 1) Transformer | 5) Gearbox | 9) Coupling |
| 2) Cabinet | 6) Rotor shaft | 10) Generator |
| 3) Rotor brake | 7) Rotor bearing | 11) Yaw drives |
| 4) Converter | 8) Nacelle housing | |

2. MEDIUM-VOLTAGE SWITCHGEAR

The medium voltage components are used to connect a WT to the medium voltage grid in the wind farm or the grid of the local grid operator. The tower base contains the **MV switchgear**. It consists of a transformer field with circuit breakers and at least one ring cable field as default and up to three ring cable fields as an option (dependent on the wind farm configuration). The transformer panel consists of a vacuum circuit breaker and the disconnecter with ground switch. The ring cable panel consists of a switch disconnecter with a ground switch. The entire MV switchgear is assembled on a support/adaptor frame.

Further characteristics of the MV switchgear:

- Routine tests of each switchgear in compliance with IEC 62271-200
- Type tested, SF6 insulation
- Internal switchgear for self-contained electrical systems (min. IP2X)
- SF6 tank: metal-clad, metal-enclosed (min. IP65), independent of environmental influences
- Switch positions shown "On - Off - Grounded"
- Test terminal strip for secondary test
- Low-maintenance in accordance with class E2 (IEC 62271-100)

The system protection of the MV switchgear is achieved by the following items:

- Pressure relief by pressure absorber duct in case of arcing
- Improved personal safety and system protection in case of arcing by type testing in compliance with IEC 62271-200
- Protection device supplied with converter current and stabilized for activation current as overcurrent-time protection relay (independent maximum current protection)
- Actuating openings for switchgear are interlocked to preclude operation of more than one simultaneously, and can be locked as an option
- Corrosion protection of the switchgear cells through hot-dip galvanization and painted surfaces

Transformer and converter are located in the nacelle. The transformer has been specified in accordance with IEC 60076-16.

The steel components at the transformer are dimensioned for corrosion protection class C3 (H).

Additional protection measures:

- Grounded tank (ester transformer)
- Overtemperature protection with temperature sensor and relay
- Hermetic protection (leakage) and overpressure protection for ester transformer

3. CONTROL AND ELECTRICAL SYSTEM

The turbine operates automatically. A programmable logic controller (PLC) continuously monitors the operating parameters using various sensors, compares the actual values with the corresponding setpoints and issues the required control signals to the WT components. The operating parameters are specified by Nordex and are adapted to the individual location.

When there is no wind the WT remains in idle mode. Only various auxiliary systems are operational or activated as required: e.g., heaters, gear lubrication or PLC, which monitors the data from the wind measuring system. All other systems are switched off and do not use any energy. The rotor idles. When the cut-in wind speed is reached, the wind turbine will change to the mode 'Ready for operation'. Now all systems are tested, the nacelle turns into the wind and the rotor blades turn into the wind. When a certain speed is reached, the generator is connected to the grid and the WT produces energy.

At low wind speeds the WT operates at part load. The rotor blades remain turned into wind to the maximum extent. The power produced by the WT depends on the wind speed.

When the nominal wind speed is reached, the WT switches over to the nominal load range. If the wind speed continues to increase, the speed control changes the rotor blade angle so that the rotor speed and thus the power output of the WT remain constant.

The yaw system ensures that the nacelle is always optimally aligned to the wind. To this end a wind measuring system on the nacelle measure the wind direction. If the measured wind direction deviates too greatly from the alignment of the nacelle, the nacelle is yawed into the wind.

The wind energy absorbed from the rotor is converted into electrical energy using a doubly-fed induction machine with slip ring rotor. Its stator is connected directly, and the rotor via a specially controlled frequency converter, to the MV transformer which connects the turbine to the grid. Only part of the power needs to be routed via the converter, permitting low electrical system losses.

3.1 Safety systems

Nordex wind turbines are equipped with extensive equipment and accessories to provide for personal and turbine safety and ensure continuous operation. The entire turbine is designed in accordance with the Machinery Directive 2006/42/ EC and certified as per IEC 61400.

If certain parameters concerning turbine safety are exceeded, the WT will cut out immediately and is put into a safe state. Depending on the cut-out cause, different brake programs are triggered. In case of external causes, such as excessive wind speeds or if the operating temperature is not met, the wind turbine is softly braked by means of rotor blade adjustment.

3.2 Lightning/overvoltage protection, electromagnetic compatibility (EMC)

The lightning/surge protection of the wind turbine is based on the EMC-compliant lightning protection zone concept, which comprises the implementation of internal and external lightning/surge protection measures under consideration of the standard IEC 61400-24.

The wind turbine falls into lightning protection level I. All components of the internal and external lightning/surge protection are designed in accordance with lightning protection level I.

The wind turbine with the electrical equipment, consumers, the measurement, control, protection, information and telecommunication technology meets the EMC requirements according to IEC 61400-1, item 10.11.

3.3 Low-voltage grid types

The **690 V low-voltage grid** as an IT grid configuration and three phase rotary current grid is insulated against ground and is the primary low voltage energy system of the wind turbine. The elements of the electrical operating and measuring devices of this grid are grounded directly or via separate protective equipotential bonding cables. As a further protection measure for personal and turbine protection in the 690 V IT grid a central insulation monitor has been installed.

The **400 V/230 V low-voltage grid** has its neutral point grounded directly at the supplying grid transformers as TN network system and three-phase system. The equipment grounding conductor PE and the neutral conductor are available separately. The bodies of the electrical equipment and consumers are connected directly and straight to the neutral points of the supplying grid transformers via equipment grounding conductors, including the protective equipotential bonding. The 400 V/230 V low voltage grid is the auxiliary low voltage system of the wind turbine.

3.4 Auxiliary power of the wind turbine

The auxiliary low voltage required by the wind turbine in stand-by mode and feed-in mode is requested by the following consumers:

- System control including main converter control
- 400 V/230 V auxiliary power of the main converter
- 230 V AC UPS supply including 24 V DC supply
- Yaw system
- Pitch system
- Auxiliary drives such as pumps, fans and lubrication units
- Heating and lighting
- Auxiliary systems such as service lift, obstacle lights

Long-term measurements show that the average base load (average active power) of the auxiliary low voltage system during WT feed-in operation mode is approx. 15 kW, based on one year. These values are already included in the power curves.

4. TECHNICAL DATA

DESIGN	
Survival temperature range	NCV: -20 °C to +50 °C CCV: -40°C to +50°C
Operating temperature range	TC120N & TCS164N NCV: -10 °C to +40 °C ^{1) 2)} TS108-XX & TS105-XX NCV: -20 °C to +40 °C ^{1) 2)} TS108-XX CCV: -30 °C to +40 °C ^{1) 2)}
Stop	TC120N & TCS164N NCV: -10.5 °C, restart at -9.5°C TS108-XX & TS105-XX NCV: -20.5 °C, restart at -19.5°C TS108-XX CCV: -30.5 °C, restart at -29.5°C
Max. height above MSL	1000 m ^{1) 2)}
Certificate	In accordance with IEC 61400-1
Type	3-blade rotor with horizontal axis Up-wind turbine
Output control	Active single blade adjustment
Nominal power	4500 kW ^{1) 2)}
Nominal power starting at wind speeds of (at air density of 1.225 kg/m ³)	Approx. 10.5 m/s
Operating speed range of the rotor	6 rpm – 10.58 rpm
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed (V _{out,10min})	25m/s ³⁾
Cut-back-in wind speed (V _{restart,10min})	See DG200855
Calculated service life	At least 20 years

1) Nominal power is achieved up to defined temperature ranges depending on the power factor

2) Nominal power is achieved up to defined temperature ranges depending on the configuration: standard or extended option (see DG200861)

3) Depending on the project, the cut-out wind speed can be decreased

TOWERS	TS105-XX	TS108-XX	TC120N	TCS164N
Hub height	105 m	108 m	120 m	164 m
Wind class	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S
Number of tower sections	4	5	6	2 steel sections 5 concrete sections

ROTOR	
Rotor diameter	155 m
Swept area	18869.2 m ²
Nominal power/area	238.48 W/m ²
Rotor shaft inclination angle	5°
Blade cone angle	5°

ROTOR BLADE	
Material	Epoxy-reinforced fiberglass
Total length	76 m

ROTOR SHAFT / ROTOR BEARING	
Type	Forged hollow shaft
Material	42CrMo4 or 34CrNiMo6
Bearing type	Spherical roller bearing
Lubrication	Regularly using lubricating grease

MECHANICAL BRAKE	
Type	Actively actuated disk brake
Location	On the high-speed shaft
Number of brake calipers	1
Brake pad material	Organic pad material

GEARBOX	
Type	Multi-stage planetary gear + spur gear stage
Gear ratio	50 Hz: $i = 113.48$ 60 Hz: $i = 136.17$
Lubrication	Forced-feed lubrication
Oil quantity including cooling circuit	Max. 650 l
Oil type	VG 320
Max. oil temperature	Approx. 77 °C
Oil change	Change, if required

ELECTRICAL INSTALLATION	
Nominal power P_{nG}	4500* kW
Nominal voltage	3 x AC 690 V \pm 10 % (specific to grid code)
Nominal current during full reactive current feed-in I_{nG} at S_{nG}	4071 A
Nominal apparent power S_{nG} at P_{nG}	4865 kVA
Power factor at P_{nG}	1.00 as default setting 0.925 underexcited (inductive) up to 0.925 overexcited (capacitive) possible
Frequency	50 and 60 Hz

*) All values are maximum values. The values may deviate depending on the rated voltage, rated apparent power and WT active power.

STEP-UP TRANSFORMER*	
Total weight	Max. 9 t
Insulation medium	Ester transformer
Rated voltage OV, U_r	0.69 kV
Maximum rated voltage OV, dependent on MV grid, U_r	20-30-34 kV
Taps, overvoltage side	+ 4 x 2.5 % / + 4 x 2.5 % / + 4 x 0.5kV
Grid voltage OV	20 kV; 20.5 kV; 21 kV; 21.5 kV; 22 kV; 30 kV; 30.75 kV; 31.5 kV; 32.25 kV; 33 kV / 34 kV; 34.5 kV; 35 kV; 35,5 kV; 36 kV
Rated frequency, f_r	50/60 Hz
Vector group	Dy5
Installation altitude (above MSL)	Up to 1000m
Rated apparent power, S_r	5350 kVA
Impedance voltage, u_z	8 to 9 % \pm 10 % tolerance
Minimum Peak Efficiency Index, η	99.490 %
Activation current	< 5.5 x I_N (peak value)
Power loss ¹⁾	
Idle losses	3000 W
Short circuit losses	60000 W

*) The values are, if not specified otherwise, maximum values. The values may deviate depending on the rated voltage, rated apparent power and WT active power.

1) Guide values

MV SWITCHGEAR	
Rated voltage (dependent on MV grid)	24 or 36 kV or 40.5kV
Rated current	630 A (>630 A optional)
Rated short-circuit duration	1 s
Rated short circuit current	24 kV: 16 kA (20 kA optional) 36 kV: 20 kA (25 kA optional)
Minimum/maximum ambient temperature during operation	-25 °C to +40 °C
Connection type	External cone type C acc. to EN 50181
Circuit breaker	
Number of switching cycles with rated current	E2
Number of switching cycles with short-circuit breaking current	E2
Number of mechanical switching cycles	M1
Switching of capacitive currents	min. C1 - low
Disconnecter	
Number of switching cycles with rated current	E3
Number of switching cycles with short-circuit breaking current	E3

Number of mechanical switching cycles	M1
Disconnect	
Number of mechanical switching cycles	M0
Ground switch	
Number of switching cycles with rated short-circuit breaking current	E2
Number of mechanical switching cycles	≥ 1000

GENERATOR	
Degree of protection	IP 54 (slip ring box IP 23)
Nominal voltage	690 VAC
Frequency	50 and 60 Hz
Speed range	50 Hz: 730 to 1390 rpm 60 Hz: 876 to 1668 rpm
Poles	6
Weight	Approx. 10.6 t

GEARBOX COOLING AND FILTRATION	
Type	1st cooling circuit: Oil circuit with oil/water heat exchanger and thermal bypass 2nd cooling circuit: Water/air combined with generator, main converter and transformer
Filter	Coarse filter 50 µm / fine filter 10 µm / ultrafine filter <5µm
Flow rate	Stage 1: Approx. 100 l/min / Stage 2: Approx. 200 l/min

GENERATOR AND CONVERTER COOLING	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger and thermal bypass
Flow rate	Approx. 160 l/min
Coolant	Water/glycol-based coolant

TRANSFORMER COOLING	
1st cooling circuit	Ester circuit with ester/water heat exchanger
2nd cooling circuit	Water/air combined with generator, converter and gearbox

PITCH SYSTEM	
Pitch bearing	Double-row four-point contact bearing
Raceway lubrication	Grease Regular lubrication with grease (optional)
Drive	Individual hydraulic cylinder for each blade fixed to the hub and with rod end mounted onto the pitch plates, which are connected to the inner ring (mobile part) of the blade bearing.
Emergency power supply	Individual nitrogen accumulator on hub for each blade

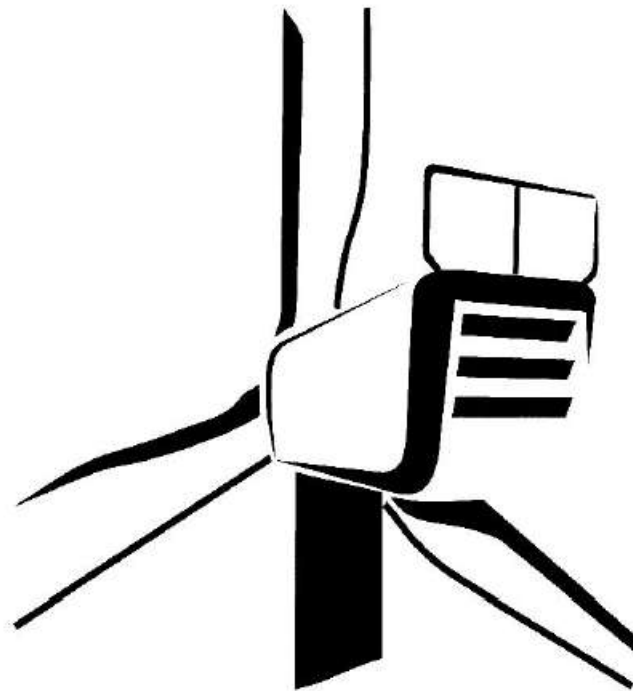
YAW SYSTEM	
Yaw bearing	Double-row four-point contact bearing
Gearing lubrication	Grease Regular lubrication with grease (optional ¹⁾)
Drive	Electric motors incl. spring-loaded brake and four-stage planetary gear
Number of drives	6
Yaw speed	Approx. 0.5 °/s




1) *To be confirmed*

ANEXO 2: SISTEMA DE TIERRAS DEL AEROGENERADOR

WT earthing systems

Delta 4000



Rev.	Date	Revision Description
A	2019-06-13	First edition.
B	2019-12-19	Wind Turbine models scope updated
C		
D		
E		
<i>Done</i>  19-12-2019		<i>Reviewed</i>  19-12-2019
<i>Approved</i>  19-12-2019		

INDEX

1.General	3
2.Design	4
3.Tubular steel towers.....	4
4.Concrete and hybrid towers	6

**VERY IMPORTANT:**

This document and all documents which are referenced herein contain information that is the proprietary property of Nordex and may not be copied, published or disclosed to others, without the express written consent of the director of the Engineering and R&D department. All information contained herein shall be held in strict confidence and in trust for the sole and exclusive.

1. GENERAL

This document aims to be a guide for the earthing system of the N155/4.5 wind turbine. It also applies for N149/5.X - N163/5.X with concrete or hybrid tower (NX design) wind turbines.

The purpose of a wind turbine (WT) grounding system is to restrict the step voltages and contact voltages to permissible levels when faults occur.

Components that are not a part of the electrical operating circuit are connected to the grounding system as a part of the protective equipotential bonding in order to ensure protection against electric shock. As an important component of the lightning protection system, the grounding system restricts the overvoltages caused by lightning strikes and enables a low resistance discharge of the lightning current to ground. The grounding system also makes an important contribution to compliance with electromagnetic compatibility (EMC).

The design of the grounding system for Nordex wind turbines complies with the following standards:

EN 62561-1 - Lightning Protection System Components (LPSC) - Part 1: Requirements for connection components

EN 62561-2 - Lightning Protection System Components (LPSC) - Part 2: Requirements on conductors and earth electrodes

EN 50522 - Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c

EN 61400-24 Wind turbines, Part 24: Lightning protection

The standards listed above require a documentation that includes measuring reports, layout plans and photographs. This documentation must be provided for the erection of every wind turbine.

Responsibility for the adaptation of the grounding system to the local conditions rests with the foundation designer.

2. DESIGN

The Nordex grounding design is modular to allow for the grounding system to be optimally adapted to each location.

The standard design comprises three foundation grounding electrodes of galvanized steel strip or copper, which are laid as ring ground electrodes with various radii in the foundation and are connected to the reinforcement every two meters in accordance with the standard.

If the specific resistivity of the soil at the site is especially high, the grounding system can be supplemented with additional ring ground electrodes and ground rods outside of the foundation. Experience has shown that additional grounding is recommended from a specific resistivity of 500 Ωm .

To reduce the grounding impedance it is sufficient to ground the shielding of the medium voltage cables of the wind farm network on both sides. An additional ground connection between wind turbines is not necessary.

3. TUBULAR STEEL TOWERS

For the N155 WTG the grounding system is connected to the steel tower wall via four terminal lugs on the inside of the tower in order to enable optimum discharge of the lightning current see Fig. 1.

There are four terminal lugs in the soil offset by 90° to each other on the outer periphery of the foundation to connect additional grounding to the grounding system.

The terminal lugs in the soil are also used for connecting the external transformer substation to the grounding system.

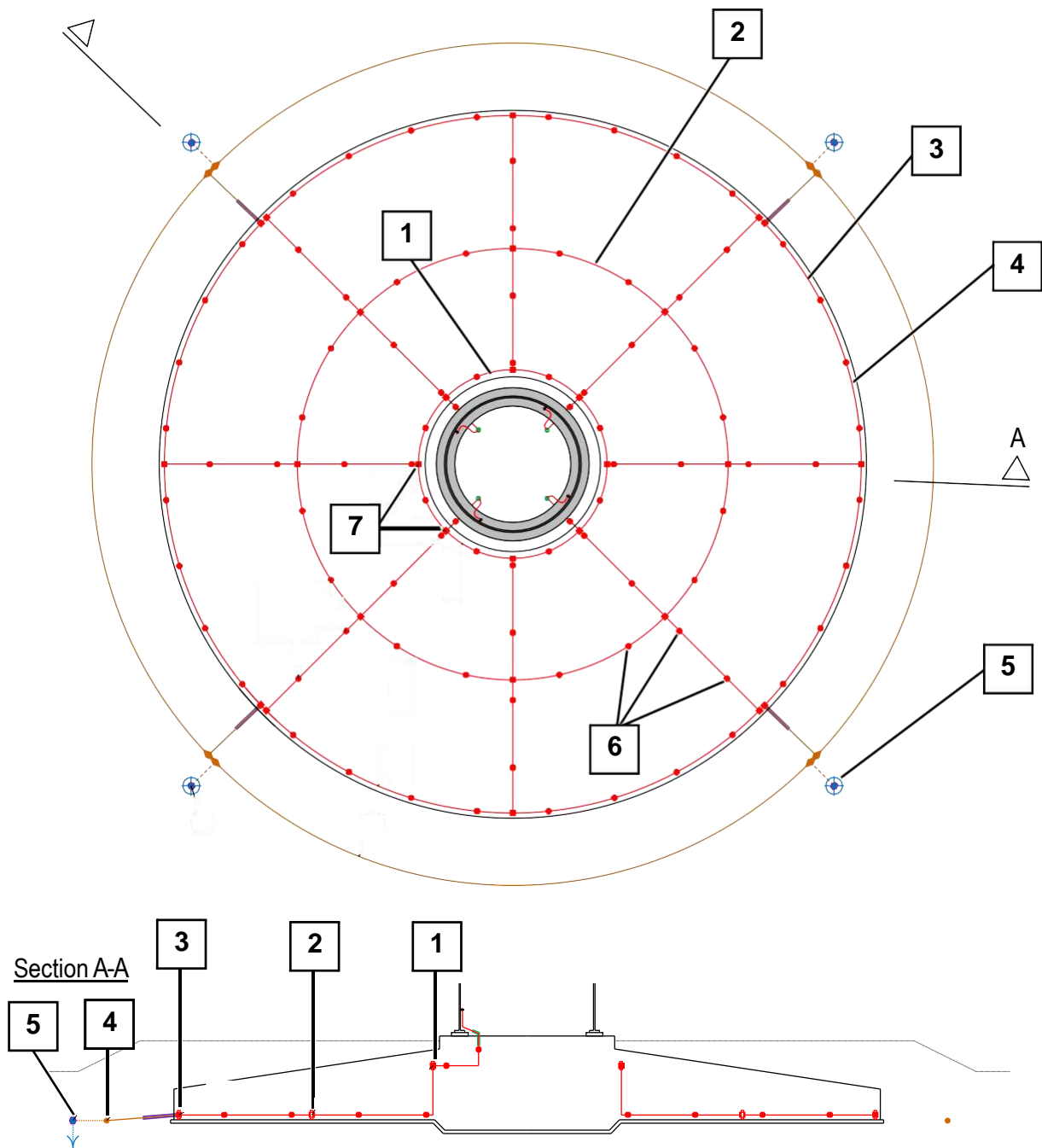


Fig. 1 Overview of tower base lighting detection system - plan view of tubular steel tower foundation

- 1 Inner foundation ground electrode
- 2 Center foundation ground electrode
- 3 Outer foundation ground electrode
- 4 Additional ring ground electrode
- 5 Additional ground rod
- 6 Connection of the grounding system to the reinforcement
- 7 Connection of the foundation ground electrodes to each other

4. CONCRETE AND HYBRID TOWERS (NX DESIGN)

For the N149/N155/N163 WTG the grounding system is connected to the main grounding bar via four fixed grounding terminals in the tower base of the concrete and hybrid tower (NX design) foundations, see Fig. 2.

There are four terminal lugs in the soil offset by 90° to each other on the outer periphery of the foundation to connect additional grounding to the grounding system.

The terminal lugs in the soil are also used for connecting the external transformer substation to the grounding system.

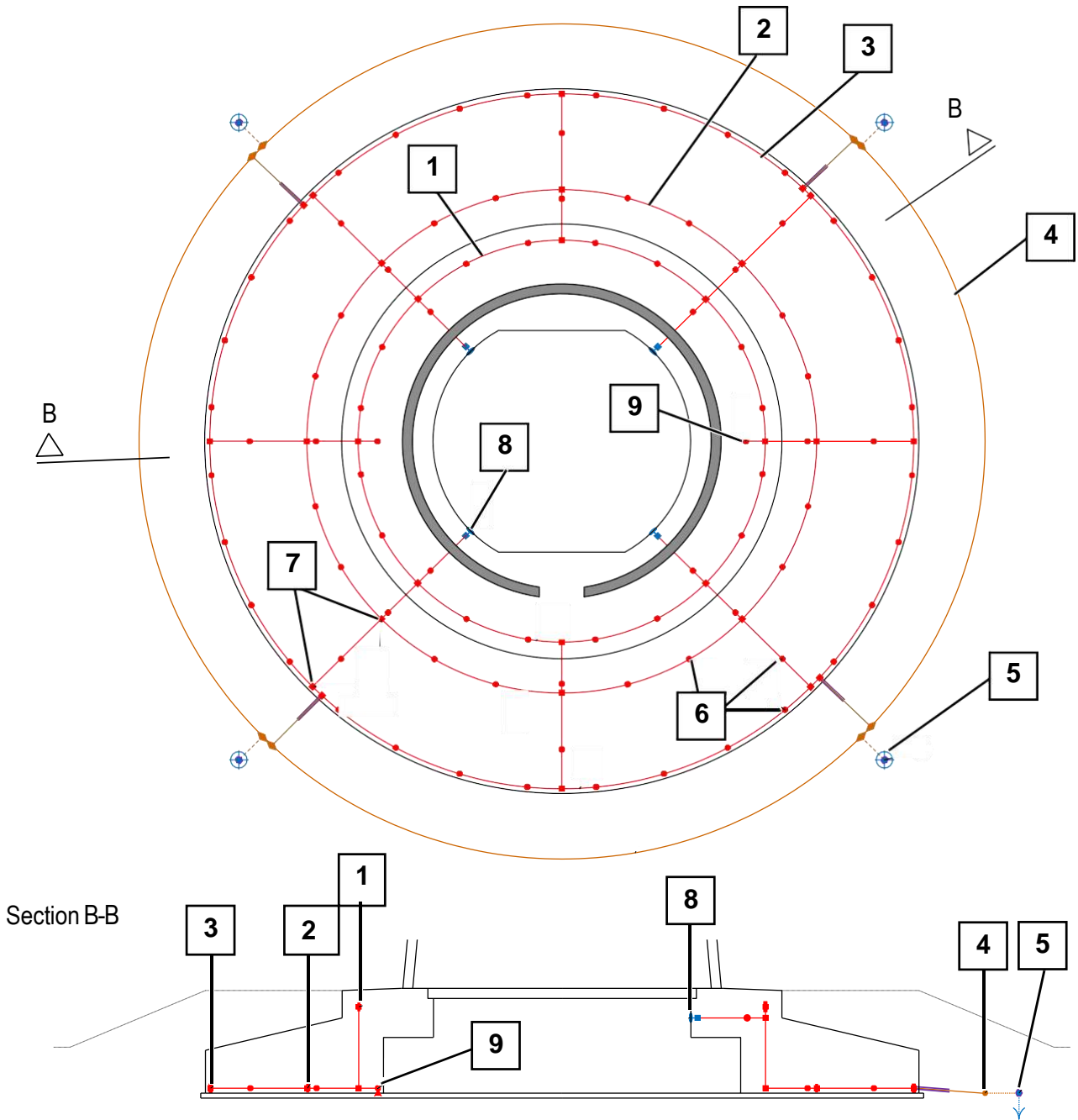


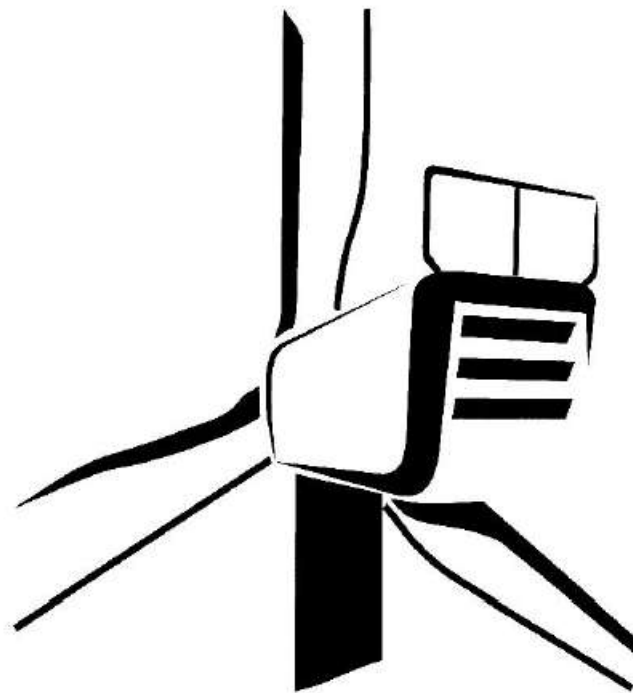
Fig. 2 Overview of tower base lighting detection system - plan view of hybrid tower foundation










- 1 Inner foundation ground electrode
- 2 Center foundation ground electrode
- 3 Outer foundation ground electrode
- 4 Additional ring ground electrode
- 5 Additional ground rod
- 6 Connection of the grounding system to the reinforcement
- 7 Connection of the foundation ground electrodes to each other
- 8 Fixed grounding terminal to connect to the main grounding bar
- 9 Connection to the reinforcement of the basement base plate

ANEXO 3: CIMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

FOUNDATION DESIGN

Delta4000



Rev.	Date	Revision Description			
A	2019-08-09	First edition			
B	2019-09-11	Clarify cables entrance through foundation			
C					
D					
E					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:33%; vertical-align: top;"> <p><i>Done</i></p> <div style="text-align: center;">  SCI 19-12-2019 </div> </td> <td style="width:33%; vertical-align: top;"> <p><i>Reviewed</i></p> <div style="text-align: center;">  JGS 19-12-2019 </div> </td> <td style="width:33%; vertical-align: top;"> <p><i>Approved</i></p> <div style="text-align: center;">  MNP 19-12-2019 </div> </td> </tr> </table>			<p><i>Done</i></p> <div style="text-align: center;">  SCI 19-12-2019 </div>	<p><i>Reviewed</i></p> <div style="text-align: center;">  JGS 19-12-2019 </div>	<p><i>Approved</i></p> <div style="text-align: center;">  MNP 19-12-2019 </div>
<p><i>Done</i></p> <div style="text-align: center;">  SCI 19-12-2019 </div>	<p><i>Reviewed</i></p> <div style="text-align: center;">  JGS 19-12-2019 </div>	<p><i>Approved</i></p> <div style="text-align: center;">  MNP 19-12-2019 </div>			

**VERY IMPORTANT:**

This document and all documents which are referenced herein contain information that is the proprietary property of Nordex and may not be copied, published or disclosed to others, without the express written consent of the director of the Engineering and R&D department. All information contained herein shall be held in strict confidence and in trust for the sole and exclusive.

1. INTRODUCTION

This document aims to be a guide for the design of foundations of the N155/4.5 wind turbine. It also applies for N149/5.X - N163/5.X with concrete or hybrid tower (NX design) wind turbines.

The design, the fulfillment of the mandatory requirements, the execution and the responsibility (for the design and execution) is client's scope, except for projects delivered by Nordex in EPC or in those in which another scope has been agreed with express acceptance in contract by both parties.

2. SPECIFICATIONS

Nordex provides a series of mandatory specifications for the design of a foundation:

2.1 Foundation loads and interface

Steel tower:

For the design of a foundation for a N155 wind turbine with steel tower, there are two documents that are specific for the wind turbine model that must be complied with:

- **LC_FL_XXXXX: Foundation loads:** The loads of the wind turbine model for which the foundation is designed for. The foundation loads of the WTG model shall apply as long as the site conditions do not exceed those of the model class, as defined in the corresponding "Technical Description" document. If it is exceed, it is required a specific acceptance by Nordex or a site specific foundation loads definition according to the site conditions.
- **DGXXXXXX: Required foundation specifications:** Includes different aspects of the design such as the interface with the tower

Concrete & Hybrid tower foundation:

For the design of a foundation of a wind turbine N149/N155/N163 with concrete or hybrid tower (NX design) there are three documents that are specific to the model of wind turbine must be complied with:

- **Foundation loads:** The loads of wind turbine model for which the foundation is designed for. The foundation loads of the WTG model shall apply as long as the

site conditions do not exceed those of the model class, as defined in the corresponding “Technical Description” document. If it is exceeded, it is required a specific acceptance by Nordex or a site specific foundation loads definition according to the site conditions.

- **DGXXXXXX: Required Specifications foundation:** Includes different aspects of the design such as the interface with the tower.
- **DGXXXXXX: Required pre-assembly slabs specifications:** Nordex concrete towers and hybrid towers (lower part) consist on tubular sections that are composed of several segments. The assembly of these segments is done in pre-assembly bases located on concrete slabs. For the design of these slabs the document DGXXXXXX: Preassembly slabs specifications must applied, that is specific to the tower model. This document shows the design drawings of the pre-assembly slabs that must be used for its manufacturing.

Concrete & hybrid towers feature tendons inside to post-tension the tower vertically. One end of the tendons is fixed to the top of the tower (concrete tower) or to the top of the concrete part (hybrid tower) while the other end is fixed to the foundation. The post-tensioning of tendons is carried out inside the central hollow of the foundation, which is covered by a concrete slab (see the following figure). It is necessary to protect and secure the holes of this slab to prevent accidents according to EN-50308.

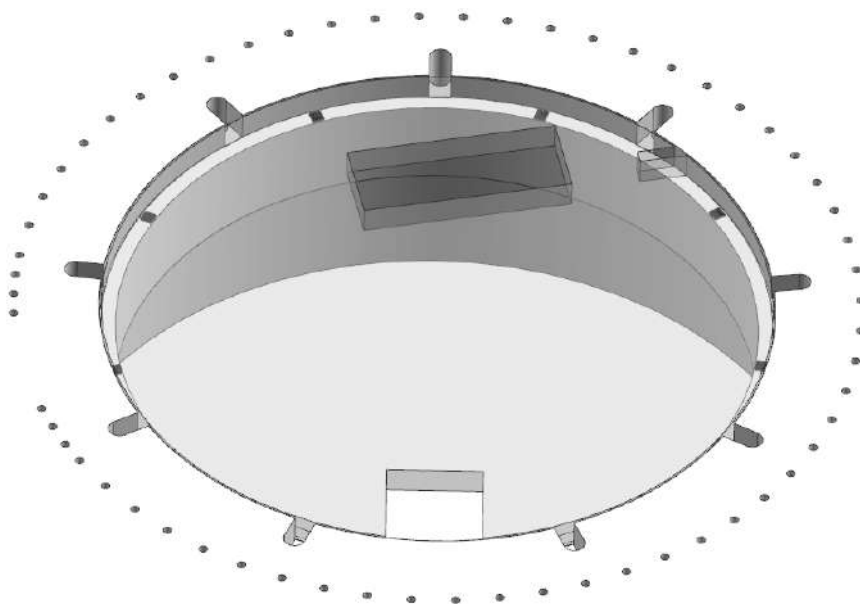


Fig. 1 Example of hollow foundation for TC120N concrete tower

2.2 Foundation materials

Concrete fluidity and maximum grain size shall be adequate in order to ensure its correct casting, taking into account the type of foundation used. Cover to reinforcement and concrete exposure class must be adequate in order to ensure the durability of concrete, taking into account site environmental conditions.

The slab materials shall have equal or higher properties than the ones shown next:

Concrete & Hybrid towers:

- Pedestal and slab concrete → Characteristic compressive cylinder strength of concrete at 28 days (f_{ck}) $\geq 30\text{N/mm}^2$
- Cleaning concrete → Characteristic compressive cylinder strength of concrete at 28 days (f_{ck}) $\geq 15\text{N/mm}^2$
- Reinforcing Steel → Characteristic yield strength of reinforcement (f_{yk}) $\geq 400\text{N/mm}^2$ (recommended 500N/mm^2)

Steel towers:

- Reinforcing Steel → Characteristic yield strength of reinforcement (f_{yk}) $\geq 400\text{N/mm}^2$ (Recommended 500N/mm^2)
- Plate steel → $\geq \text{S235 JR}$
- Lower flange → $\geq \text{S235 JR}$

2.3 Earthing

The specifications in document DG200858 are mandatory for the design of the foundation earthing. It must be assured that the earth termination has a maximum resistance of 10 ohms.

The earthing conductors will be guided through the foundation and must come out as shown in the picture:

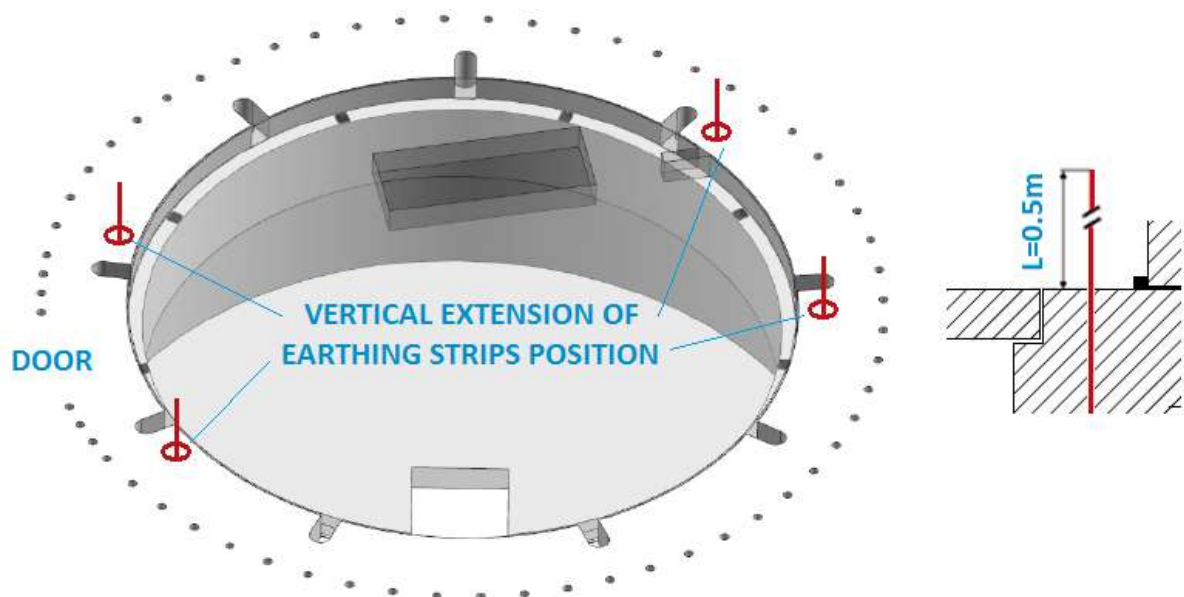


Fig. 2 Earthing conductors for TC120N concrete tower

2.4 Electrical connections

It is important to take into account the layout of the control and power cables for the foundation design. Cable grid for electrical connection will be guided through the foundation avoiding the central zone, approximately 0.3m.

The turbine can be connected with three-conductor cable or just one single-conductor cable, and the different tower types can accommodate the cables of varying size as follows.

- In case of **single-conductor** cables, the largest considered has 630mm² of section and will be guided by the slab:
 - **Concrete & Hybrid tower:** The 3 single-conductor cables will be guided with 1 conduit of 200mm diameter.
 - **Steel tower:** The 3 single-conductor cables will be guided with 3 conduits of 90mm diameter, and will get into the stud ring between the same couple of bolts to prevent the induction of magnetic fields.
- In case of **three-conductor** type cable, the largest considered is 3x400mm² of section, with a big bending radius of 2000mm approx. A special foundation design will be necessary, because the electrical connection through the foundation is more complicated.
 - **Concrete & Hybrid tower:** The 3x400mm² cable will be guide with 1 conduit of 200mm diameter. The conduit should be guided from the bottom because of the big bending radius.
 - **Steel tower:** In this case, the steel tower wind generators have less space between foundation studs, and the conduit does not fit between them. So there are 2 options:
 - Guide the three-conductor cable with 1 conduit of 200mm from the slab bottom.
 - Guide the conduit through the foundation and divide the three-conductor before the stud ring.

These conduit dimensions are valid for the equivalent cables of AWG metric.

The grounding and the power cables will be guided with three conduits of 50mm of diameter.

The minimum output and input wind farm cable length to the wind turbine (power cables and FO) must be 6 meters from the center of the tower and height 0m (surface to support the electrical equipment frames).

- **CT solid foundation and ST:** The conduits must be cut at collection box level and the cables must be coiled in the collection box.
- **CT hollow foundation:** The conduits must be cut at the entrance of the hollow foundation pit and the cables coiled on the pit surface. If the foundation slab is

already installed, leave the cables coiled on top of the slab.

In locations with a high flooding probability, due to the higher elevation of the terrain all around, the conduits need to be sealed to prevent water access.

3. STANDARD FOUNDATIONS

The next table shows approximate quantities of concrete and steel for Standard foundations of wind turbine with different towers.

These foundations are calculated taking into account standard soil conditions (medium capacity soil without water level) and a specific wind turbine model which do not necessarily have to match the loads and mandatory requirements of the 2nd chapter (or their actual document revision).

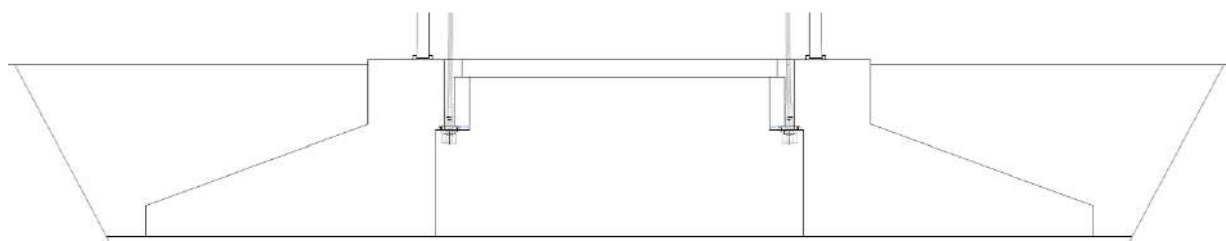


Fig. 3 Standard foundation for TC120N concrete tower

Tower	Diameter (m)	REINFORCEMENT		CONCRETE		DOCUMENT *
		Steel type	Mass (Tn)	Grade	Volume (m ³)	
TC120N	21	S500	50.1	C30/37	474	DG200857 *

* NOTE: Nordex has made a series of examples to facilitate the design of foundations. These documents are just an example, they don't have to be made fulfilling the existing specifications in paragraph 2 of the present document, so they are exempt from any liability and they are not valid for construction. In addition, they are made for specific foundation loads and a load-bearing capacity of the ground. Therefore, the actual mandatory specification information prevails over that shown in the examples and must always be fulfilled.

4. EXTRAS

The options described below are those not included in the standard scope. They are available for those cases where the customer requests Nordex to verify the design of the wind turbine foundations; which in any case, the design responsibility is clients' scope. The projects delivered by Nordex. in EPC are excluded from the scope of this chapter.

The terms and costs of each of these options must be agreed with Nordex for every project. The foundation verification corresponds to a foundation model. In cases of mixed layout or with different foundation designs, they will all be verified independently.

4.1 Geometric design verification

Nordex will carry out a geometric verification of the foundation design provided by the client. Nordex will verify that the foundation design complies with the geometric requirements of the DGXXXXXX: Mandatory foundation specifications described in point 2, to avoid possible assembly problems. In case of non-compliance, guidance will be provided to resolve it.

The responsibility for the design of the foundation will remain of the customer.

4.2 Structural design verification

Nordex will make a structural verification of the foundation design provided by the client. This structural verification will include the requirements described in the above paragraph, but it shall also verify that the foundation reinforcement steel has been designed complying with the LC_FL_XXXXX: Foundation loads described in point 2. This will verify that no assembly problems are foreseen and that the reinforcement steel is correctly dimensioned. In case of non-compliance, guidance will be provided to resolve it.

The responsibility for the design of the foundation will continue being of the customer.

4.3 Complete design verification

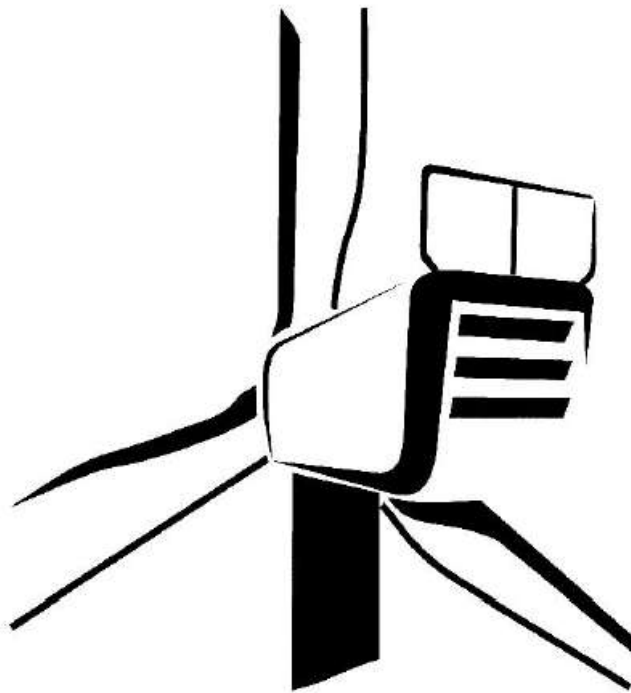
In addition to paragraphs 4.1 and 4.2, Nordex can carry out a complete verification of the design provided by the customer. This complete verification will include the requirements described in the above paragraphs, but it shall also verify that the dimensions of the foundation are adequate to meet geotechnical aspects such as bearing capacity and rotational stiffness. Nordex must receive the complete foundation design as well as a geotechnical report in order to make it.










The responsibility for the design of the foundation will continue being of the customer.

ANEXO 4: VIALES Y PLATAFORMAS

Transport, access roads and crane guidelines

Delta4000



Rev.	Date	Revision Description			
A	2019-05-08	First edition			
B	2019-05-29	See revisions control			
C	2019-12-09	See revisions control			
D					
E					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:33%; vertical-align: top; padding: 5px;"> <p><i>Done</i></p> <div style="text-align: center;">  AGA 05-12-2019 </div> </td> <td style="width:33%; vertical-align: top; padding: 5px;"> <p><i>Reviewed</i></p> <div style="text-align: center;">  AGL. 09-12-2019 </div> </td> <td style="width:33%; vertical-align: top; padding: 5px;"> <p><i>Approved</i></p> <div style="text-align: center;">  MNP 09-12-2019 </div> </td> </tr> </table>			<p><i>Done</i></p> <div style="text-align: center;">  AGA 05-12-2019 </div>	<p><i>Reviewed</i></p> <div style="text-align: center;">  AGL. 09-12-2019 </div>	<p><i>Approved</i></p> <div style="text-align: center;">  MNP 09-12-2019 </div>
<p><i>Done</i></p> <div style="text-align: center;">  AGA 05-12-2019 </div>	<p><i>Reviewed</i></p> <div style="text-align: center;">  AGL. 09-12-2019 </div>	<p><i>Approved</i></p> <div style="text-align: center;">  MNP 09-12-2019 </div>			

INDEX


1.BASIC INFORMATION	6
2.WEIGHTS, DIMENSIONS AND HANDLING INSTRUCTIONS.....	8
2.1 Nacelle	8
2.2 Drive train	9
2.3 Rotor hub.....	10
2.4 Rotor blade	11
2.5 Towers.....	13
3.CRANE OPERATING DATA	19
4.REQUIREMENTS FOR THE ACCESS ROADS	20
4.1 Carrying capacity.....	20
4.2 Minimum width of the road	20
4.3 Maximum slope	21
4.4 Vertical curves for grade profiles	21
4.5 Side slopes and banking	21
4.6 Curvature radii.....	21
4.7 Clearance height	22
4.8 Drainage.....	22
5.REQUIREMENTS FOR WINDFARM ROADS	23
5.1 Minimum distance between turbines	23
5.2 Carrying capacity.....	23
5.3 Minimum width of the road	23
5.3.1 In straight stretches	24
5.3.2 In curves.....	24
5.4 Maximum slope	25
5.5 Vertical curves for grade profiles	25
5.6 Banking	25
5.7 Curvature radii.....	25
5.8 Clearance height	25
5.9 Drainage.....	26
5.10 Access to the assembly pad.....	26
6.ASSEMBLY PAD REQUIREMENTS	27
6.1 Dimensions.....	27
6.1.1 TS78.....	29
6.1.2 TS83.....	30
6.1.3 TS105.....	31
6.1.4 TS108.....	32
6.1.5 TS110.....	33
6.1.6 TC120N	34
6.1.7 TS125-01.....	35
6.1.8 TS135.....	36
6.1.9 TS145-01.....	37

6.1.10 TS155.....	38
6.1.11 TCS164NV05	39
6.1.12 TCS164NV06	40
6.1.13 TCS164N.....	41
6.2 Crane pad.....	42
6.2.1 Bearing capacity	42
6.2.2 Slope	43
6.2.3 Level difference	43
6.3 Crane boom assembly area	44
6.3.1 Bearing capacity	44
6.3.2 Slope	44
6.3.3 Level difference	44
6.4 Turbine’s main components storage areas.....	45
6.4.1 Bearing capacity	45
6.4.2 Slope	45
6.4.3 Level difference	45
6.5 Road extension	45
6.6 Doorway position.....	46
6.7 Drainage.....	46
6.8 Tower sections’ preassembly area for concrete tower.....	46
6.9 Frictional guy rope (FGR)	47
7.OTHER ELEMENTS	49
7.1 Rotation areas	49
7.1.1 Requirements	49
7.1.2 Reverse circulation.....	49
7.2 Contraction area for extensible vehicles.....	50
7.2.1 Requirements	50
7.2.2 Characteristics and dimensions.....	50
7.3 Crossing areas	50
7.4 Scape or By Pass routes	50
8.EFFECT OF TERRAIN ON CURVES	51
8.1 Transport of NR65.5 blade.	52
8.1.1 Transport tip frame at L43.	52
8.1.1.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.	52
8.1.1.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.	53
8.1.1.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.	54
8.1.2 Transport tip frame at L48.	55
8.1.2.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.	55

8.1.2.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	56
8.1.2.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	57
8.1.3	Transport tip frame at L53.	58
8.1.3.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	58
8.1.3.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	59
8.1.3.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	60
8.2	Transport of NR74.5 blade.	61
8.2.1	Transport tip frame at L48.	61
8.2.1.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	61
8.2.1.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	62
8.2.1.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	63
8.2.2	Transport tip frame at L52.	64
8.2.2.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	64
8.2.2.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	65
8.2.2.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	66
8.2.3	Transport tip frame at L57.5.	67
8.2.3.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	67
8.2.3.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	68
8.2.3.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	69
8.3	Transport of NR77.5 blade. (AutoTURN).....	70
8.3.1	Transport tip frame at Z46.	70
8.3.1.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	70
8.3.1.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	71
8.3.1.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	72
8.3.2	Transport tip frame at Z51.	73
8.3.2.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	73
8.3.2.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	74
8.3.2.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	75
8.3.3	Transport tip frame at Z57.	76
8.3.3.1	Curve of 135° without the wheels leaving the road.	76
8.3.3.2	Curve of 90° without the wheels leaving the road.	77
8.3.3.3	Curve of 45° without the wheels leaving the road.	78

REVISIONS CONTROL

Rev.	Date	Done	Revision description
A	2019-05-08	AGA	First edition.
B	2019-05-29	AGA	Title updated.
			Weights of Nacelle & Drive Train updated.
			TC120N & TCS164N assembly pad lay outs updated.
			Information about TS108 tower to be defined (TBD).
C	2019-12-09	AGA	Foundation pedestal at the same level of the crane pad at concrete towers.
			All lay outs updated removing the compacted pads for the crane boom assembly and including pads to position the auxiliary cranes when not having the crane boom pad at the same level of the road.
			Dimensions and weights of TC120N and TCS164N updated.
			The roads must also support a 2kg/cm ² bearing pressure.
			N133/4.X & N149/4.X turbine models included with different tower variants. Title of the document updated to Delta4000.
			Steel towers with Frictiona Guy Rope (FGR) system.
			Transportation access direction to the assembly pad determined.
			Doorway position relative to the crane pad defined, FGR dependat at steel towers.
			Specific sub-sections (6.2, 6.3, 6.4, 6.5) for crane pads, crane boom assembly pad, turbine maincomponents storage area and road extension created. Level difference on these sub-sections created or changed.
		5m wide walkable area at steel towers with BOTTOM-MID1 bolted union flange in T necessary. For example, TS125-01.	
3m wide walkable area around the hub storage area required to install the fiber.			
		UAM	Add the effect of terrain on curves

	<p><u>VERY IMPORTANT:</u></p> <p>This document and all documents which are referenced herein contain information that is the proprietary property of Nordex Energy Spain S.A.U. and may not be copied, published or disclosed to others, without the express written consent of the director of the Engineering and R&D department. All information contained herein shall be held in strict confidence and in trust for the sole and exclusive.</p>
---	---

1. BASIC INFORMATION

This document contains basic information for planning road construction and crane hard standing areas for delivery, storage and installation of wind farms for the Delta4000 4.X series wind turbine class with N133, N149 & N155 rotors. In addition, includes information about main components for the design of the transport equipment and cranes.

In principle, it must be ensured that during the entire project phase, especially during delivery, storage, installation and for the subsequent service and maintenance work, all trades are accessible at all times throughout the entire construction site, so that all necessary work can be carried out to the full extent. Furthermore, measures on occupational health and safety and environmental protection must be observed at all times and monitored and coordinated by the client.

The planning parameters specified in this document are minimum requirements. Observing these requirements is to ensure a smooth process throughout the entire project phase and permanent compliance with occupational health and safety regulations.

Detailed information on the infrastructure planning is also project-specific and must be agreed upon by all persons involved prior to project start.

Each project location must be evaluated and planned individually regarding the local and general safety regulations. Project-specific justified and comprehensible changes to and/or deviations from the following specifications can be examined beforehand or in the early planning phase in cooperation with Nordex and implemented after written agreement. In this context, the safety of persons and material is given top priority. If there is no coordination with Nordex project management, the minimum requirements set out below apply.

All data contained in this document describe the current development status of the wind turbine. These data are subject to change due to continuous development. In this case Nordex will provide an updated version of this document.

If the minimum requirements are exceeded additional safety measures may be necessary, which must be agreed with Nordex in writing in advance.

VERY IMPORTANT:

We expressly point out that all values must be regarded as standard values only.

During the planning and execution of the work to be executed by the client, the valid national technical regulations, statutory provisions and standards must be taken into account in accordance with the current state-of-the-art technology. If the valid national regulations, statutory provisions and standards go beyond the minimum requirements specified below, then these must be observed accordingly.



Further instructions for transport can be requested from Nordex.

The layout of access roads and hard standing areas depends on the transport and erection method.

- The design must be modified for each individual erection site.
- Depending on the site different variants are possible.
- Transport weights may also vary with the erection site.

The exact design of access roads, crane hard standing areas and assembly areas must be agreed to with Nordex prior to starting the erection work.

Improper design or execution of access roads and crane hard standing areas may subsequently cause considerably higher logistics and erection costs, for example, due to downtimes or additional personnel and/or equipment.

2. WEIGHTS, DIMENSIONS AND HANDLING INSTRUCTIONS

2.1 Nacelle

Drive train, rotor hub and further exterior assemblies (spinner transition cover, obstacle light, wind measuring instruments, lightning arrester, etc.) are not assembled for nacelle transport. The transport frame for the nacelle consists of four individual supports on which the transport must take place. All components must always be transported on anti-slip mats, except for sea transport.

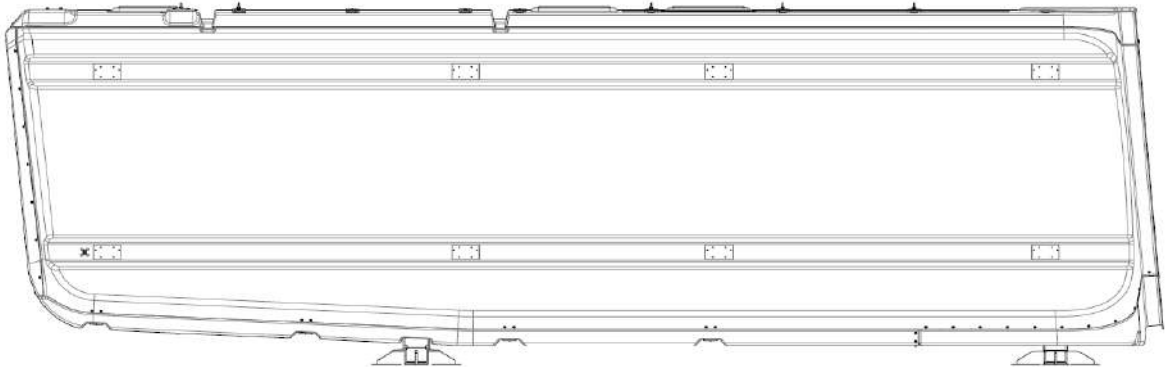


Fig.1 Nacelle (view from the left) with transport supports

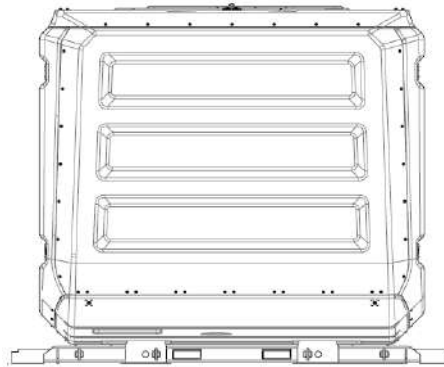


Fig.2 Nacelle (front view) with transport supports

Component configuration	Weight*		Dimensions (L x W x H)
	N133 & N149	N155	
Nacelle during transportation (without drive train & exterior assemblies)	62.5 ± 3.5t	66.5 ± 3.5t	12.77 m x 4.29 m x 4.00 m
Nacelle during erection (without drive train & transport support, with exterior assemblies)	65.0 ± 3.5t	67.0 ± 3.5t	13.25 m x 5.11 m x 6.87 m

* The weights depend on the selected variant and weight tolerance of the components

2.2 Drive train

The rear section of the gearbox will be protected for transport with a wooden cladding. This cladding is included in the overall length.

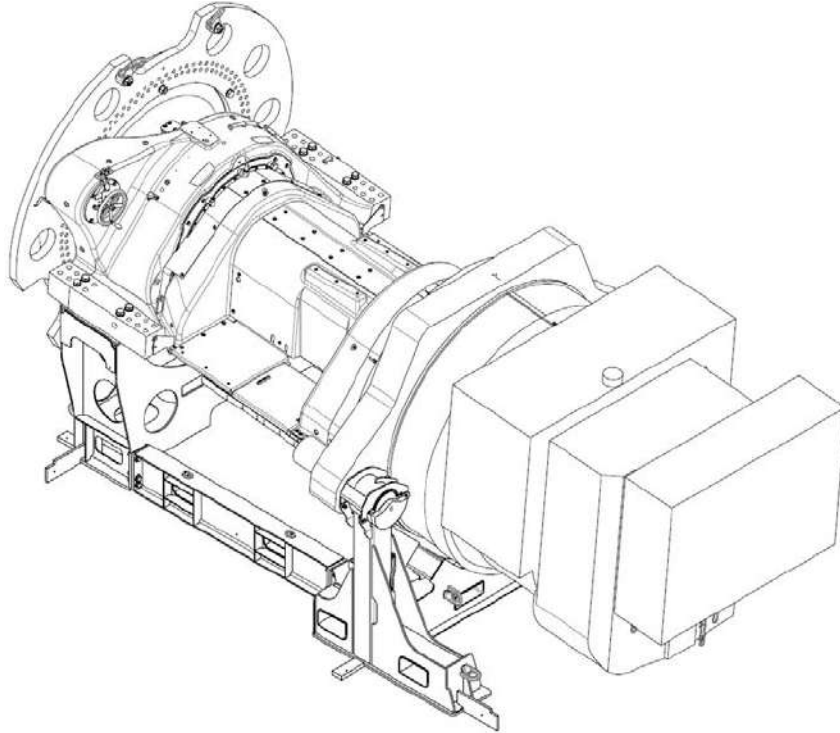


Fig.3 Assembled drive train on transport frame.

Component configuration	Weight*	Dimensions (L x W x H)
Drive train during transportation (with transport supports)	70.8 ± 2.5 t	6.56 m x 3.45 m x 3.24 m
Drive train during erection (without transport supports)	69.1 ± 2.5 t	6.56 m x 3.45 m x 2.98 m

* The weights depend on the selected variant and weight tolerance of the components

2.3 Rotor hub

The hub body is delivered without assembled spinner on a dividable transport frame. Anti-slip mats must be used for transport.

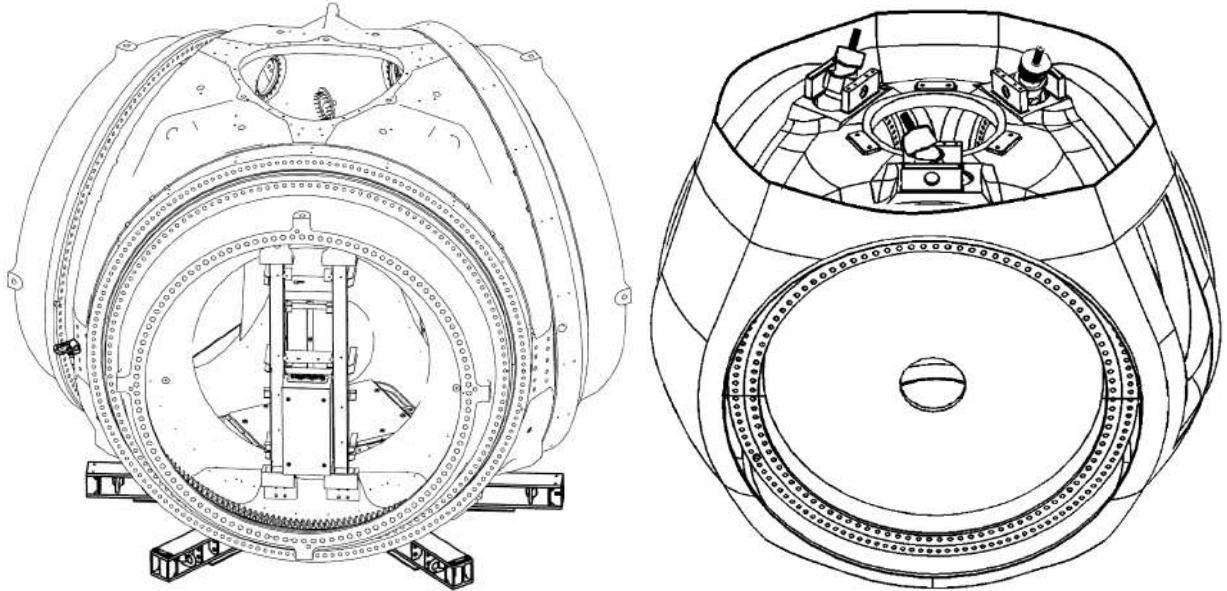


Fig.4 Assembled N133/N149 (left) & N155 (right) rotor hub on transport frame.

Component configuration	Weight*		Dimensions (L x W x H)	
	N133 & N149	N155	N133 & N149	N155
Rotor hub during transportation (with transport supports)	60.7 ± 3 t	Approx. 51.4 ± 1t	4.00 m x 4.64 m x 5.25 m	5.04 m x 5.45 m x 4.30 m
Rotor hub during erection (without transport supports)	63.8 ± 3 t	Approx. 50.4 ± 1 t	5.47 m x 5.70 m x 5.22 m	5.04 m x 5.45 m x 5.45 m

* The weights depend on the selected variant and weight tolerance of the components

2.4 Rotor blade

Each rotor blade is delivered on two transport frames using a trailer. One of the transport frames is fastened to the blade root, the other one to the support point.

In addition to the center of gravity, the drawing shows also the handling areas within which webbing slings can be attached. The blade must only be lifted at these points as the wall thickness is reinforced in these areas.

When using a blade lifter for single blade assembly, this will be attached to point C.

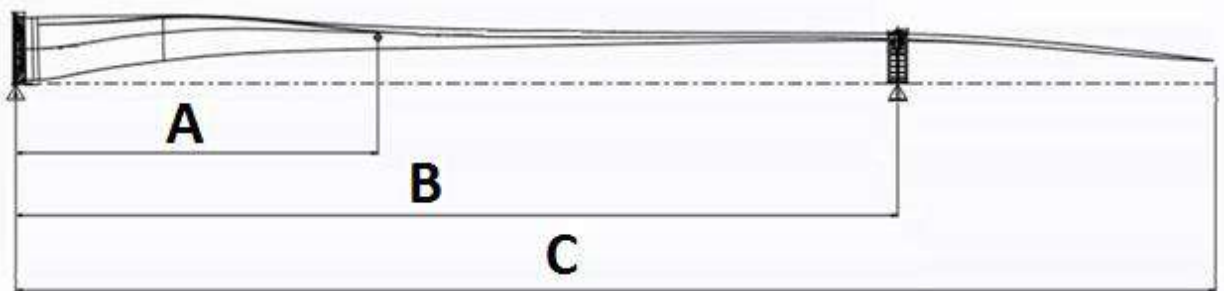


Fig.5 Expected transport position of the blade, side view

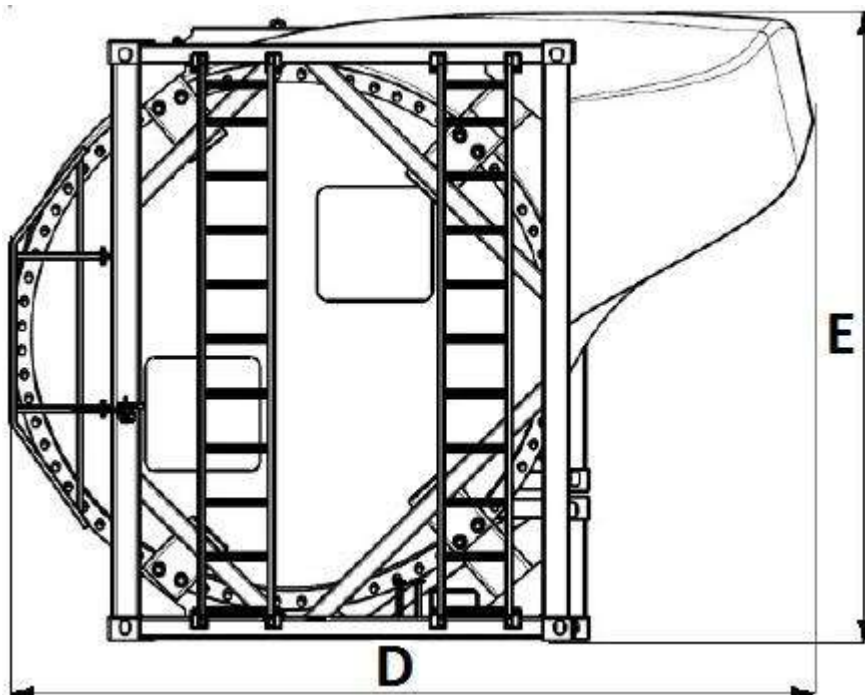


Fig.6 Expected transport position of the blade, front view

Rotor model		N133	N149	N155
Rotor blade		NR65.5 [m]	NR74.5 [m]	NR77.5 [m]
A	Center of gravity	Approx. 18.17	Approx. 19.60	Approx. 23.20
B	Blade tip transport frame position	48	48, 52 or 57.5	46, 51 or 57
C	Transport length	Approx. 65.20	Approx. 72.90	Tbd.
D	Transport width	Approx 4.20	Approx 4.50	Tbd.
E	Transport height	Approx. 3.17	Approx. 3.20	Tbd.

Component configuration	Weight		
	NR65.5	NR74.5	NR77.5
Rotor blade during transportation (with transport supports)	17.20 ± 0.6 t	22.80 ± 0.6 t	Tbd.
Rotor blade during erection (without transport supports)	15.00 ± 0.6 t	19.75 ± 0.6 t	Approx. 24.7 t

2.5 Towers

Each steel tower section is delivered using a trailer, with transport support or without them. When shipping with transport fixture, these are fastened to the tower section top and bottom flanges.

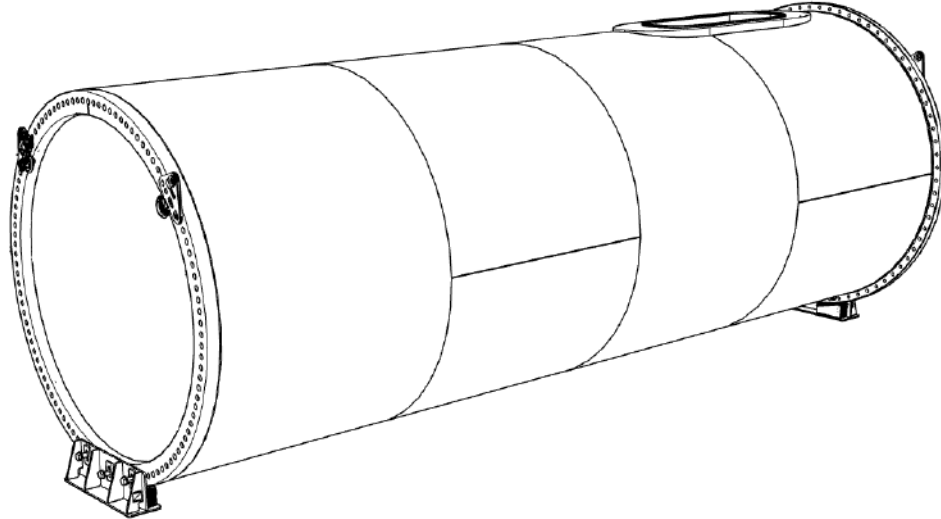


Fig.7 steel tower section with transport fixtures.

Each concrete tower section is divided in various parts called keystones. Each keystone is delivered without any transport fixture using a trailer.



Fig.8 Transportation of a TC120N and TCS164N type keystone.

At TC120N and TCS164N, keystones are joined together at the assembly pad shaping the section and later these are erected.



Fig.9 TC120N and TCS164N type concrete tower sections' preassembly.

At TCS164NV05 and TCS164NV06, keystones are joined together at the assembly pad shaping the section and later these are erected.



Fig.10 TCS164NV05 and TCS164NV06 type concrete tower keystone erection.

TOWER SECTIONS						
Hub height		78 m	83 m	105 m	108 m	110 m
Tower type		Steel tower TS78	Steel tower TS83	Steel tower TS105	Steel tower TS108	Steel tower TS110
Turbine model		N133	N133	N149	N149	N133
Tower section TOP						
Material			steel	steel	steel	steel
Length	m	Tbd.	34.24	34.95	34.38	34.70
Ø top	m		3.26	3.26	3.26	3.26
Ø bottom	m		4.02	4.25	4.26	4.02
Weight ¹	t		50.61	57.27	53.77	51.21
Tower section MID5						
Material						
Length	m	--	--	--	--	--
Ø top	m					
Ø bottom	m					
Weight ¹	t					
Tower section MID4						
Material						
Length	m	--	--	--	--	--
Ø top	m					
Ø bottom	m					
Weight ¹	t					
Tower section MID3						
Material					steel	
Length	m	--	--	--	26.00	--
Ø top	m				4.26	
Ø bottom	m				4.27	
Weight ¹	t				60.15	
Tower section MID2						
Material				steel	steel	steel
Length	m	--	--	29.93	20.44	29.97
Ø top	m			4.25	4.27	4.02
Ø bottom	m			4.26	4.28	4.03
Weight ¹	t			73.73	67.85	63.55
Tower section MID1						
Material			steel	steel	steel	steel
Length	m	Tbd.	24.03	22.09	14.96	25.41
Ø top	m		4.02	4.26	4.28	4.03
Ø bottom	m		4.02	4.27	4.29	4.28
Weight ¹	t		47.80	74.79	67.49	73.92
Tower section BOTTOM						
Material			steel	steel	steel	steel
Length	m	Tbd.	21.02	14.52	9.00	16.70
Ø top	m		4.02	4.27	4.29	4.28
Ø bottom	m		4.30	4.30	4.30	4.30
Weight ¹	t		67.01	77.67	56.25	76.84

¹) The weights contained in the table are the nominal ones, including internal elements. These values could be affected by the following tolerances: -3.50% / +2.50% (concrete tower sections) or ±3% (steel tower sections).

TOWER SECTIONS						
Hub height		120 m	125 m	135 m	145 m	155 m
Tower type		Concrete tower TC120N	Steel tower TS125-01	Steel tower TS135	Steel tower TS145-01	Steel tower TS155
Turbine model		N149 & N155	N149	N149	N149	N149
Tower section TOP						
Material		concrete	steel	steel	steel	steel
Length	m	17.89 ^{2, 3}	20.89	33.34	35.00	34.23
Ø top	m	3.26	3.26	3.26	3.26	3.26
Ø bottom	m	5.16	3.42	4.02	4.25	4.32
Weight ¹	t	149.73 ²	45.78	52.93	53.34	58.75
Tower section MID5						
Material						
Length	m	--	--	--	--	--
Ø top	m					
Ø bottom	m					
Weight ¹	t					
Tower section MID4						
Material		concrete	steel			steel
Length	m	20 ³	23.54	--	--	25.90
Ø top	m	5.16	3.42	--	--	4.32
Ø bottom	m	6.30	3.72			5.27
Weight ¹	t	184.69	45.78			66.32
Tower section MID3						
Material		concrete	steel	steel	steel	steel
Length	m	20 ³	28.20	19.99	33.00	29.96
Ø top	m	6.30	3.72	4.02	4.25	5.27
Ø bottom	m	7.04	4.28	4.67	4.98	5.27
Weight ¹	t	210.70	70.23	61.71	71.42	86.73
Tower section MID2						
Material		concrete	steel	steel	steel	steel
Length	m	20 ³	21.12	29.98	32.40	25.13
Ø top	m	7.04	4.28	4.67	4.98	5.27
Ø bottom	m	7.72	4.29	4.68	4.99	5.28
Weight ¹	t	228.45	71.43	83.64	96.36	96.01
Tower section MID1						
Material		concrete	steel	steel	steel	steel
Length	m	20 ³	16.43	22.70	24.82	18.16
Ø top	m	7.72	4.29	4.67	4.99	5.28
Ø bottom	m	8.40	4.31	4.68	5.00	5.29
Weight ¹	t	255.35	77.85	86.58	95.92	93.30
Tower section BOTTOM						
Material		concrete	steel	steel	steel	steel
Length	m	20 ³	12.01	15.77	16.56	13.81
Ø top	m	8.40	4.31	4.68	5.00	5.29
Ø bottom	m	9.00	4.30	4.70	5.00	5.30
Weight ¹	t	--	79.26	86.58	95.55	95.97

¹) The weights contained in the table are the nominal ones, including internal elements. These values could be affected by the following tolerances: -3.50% / +2.50% (concrete tower sections) or ±3% (steel tower sections).

²) Top concrete tower section includes the steel adapter to connect to the nacelle (TC120N) or steel tower sections (TCS164N). If required, the steel adapter can be erected separately to the upper tower section reducing the length of the section in 1m (TC120N) or 3m (TCS164N) and the weight in 7Tn (TC120N) or 20Tn (TCS164N)

³) The concrete tower sections have starter bars at their base that protrude an extra 0.8-1.4 m, not included in the length field.

TOWER SECTIONS				
Hub height		164 m		
Tower type		Hybrid tower TCS164NV05	Hybrid tower TCS164NV06	Hybrid tower TCS164N
Turbine model		N149	N149	N149 & N155
Tower section TOP				
Material			steel	steel
Length	m	Tbd.	35	35
Ø top	m		3.26	3.26
Ø bottom	m		4.27	4.30
Weight ¹	t		50.57	61.60
Tower section MID5				
Material				steel
Length	m	--	--	25.90
Ø top	m			4.30
Ø bottom	m			4.30
Weight ¹	t			75.20
Tower section MID4				
Material				concrete
Length	m	--	--	21.00 ^{2, 3}
Ø top	m			4.70
Ø bottom	m			7.04
Weight ¹	t			231.05 ²
Tower section MID3				
Material				concrete
Length	m	--	--	20 ³
Ø top	m			7.04
Ø bottom	m			7.72
Weight ¹	t			232.62
Tower section MID2				
Material				concrete
Length	m	--	--	20 ³
Ø top	m			7.72
Ø bottom	m			8.40
Weight ¹	t			251.36
Tower section MID1				
Material			steel	concrete
Length	m	Tbd.	28.49	20 ³
Ø top	m		4.28	8.40
Ø bottom	m		4.29	9.00
Weight ¹	t		60.63	271.15
Tower section BOTTOM				
Material				concrete
Length	m	--	--	20 ³
Ø top	m			9.00
Ø bottom	m			9.78
Weight ¹	t			--

¹) The weights contained in the table are the nominal ones, including internal elements. These values could be affected by the following tolerances: -3.50% / +2.50% (concrete tower sections) or ±3% (steel tower sections).

²) Top concrete tower section includes the steel adapter to connect to the nacelle (TC120N) or steel tower sections (TCS164N). If required, the steel adapter can be erected separately to the upper tower section reducing the length of the section in 1m (TC120N) or 3m (TCS164N) and the weight in 7Tn (TC120N) or 20Tn (TCS164N)

³) The concrete tower sections have starter bars at their base that protrude an extra 0.8-1.4 m, not included in the length field.

KEYSTONE						
Tower	Section	Qty.	Length	Height	Width	Weight ¹
TC120N	TOP	3	16.83 m ²	1.46 m	4.46 m	46.9 t
	MID4	4	20 m ²	1.16 m	4.44 m	45.1 t
	MID3	4	20 m ²	1.27 m	4.97 m	51.6 t
	MID2	4	20 m ²	1.37 m	5.45 m	55.9 t
	MID1	5	20 m ²	1.08 m	4.93 m	50.1 t
	BOTTOM	5	20 m ²	1.14 m	5.26 m	57.8 t
TCS164N	MID4	4	18 m ²	1.03 m	4.98 m	53.4 t
	MID3	5	20 m ²	0.74 m	4.54 m	47.1 t
	MID2	5	20 m ²	0.80 m	4.94 m	50.9 t
	MID1	5	20 m ²	0.86 m	5.29 m	55.7 t
	BOTTOM	6	20 m ²	0.66 m	4.89 m	51.7 t
TCS164NV05	Longest keystone	76	9.94 m	0.57 m	4.10 m	23.2 t
	Shortest keystone	8	4.96 m	0.493 m	4.20 m	12.9 t
	Transition Piece	2	4.60 m	1.99 m	2.30 m	21.2 t
	Transition Ring	1	4.29 m	0.98 m	4.29 m	13.5 t
TCS164NV06	Longest keystone	72	9.94 m	0.37 m	4.21 m	17.0 t
	Shortest keystone	8	4.96 m	0.37 m	4.32 m	47.1 t
	Transition Piece	2	4.60 m	1.99 m	2.30 m	22.3 t
	Transition Ring	1	4.34 m	0.39 m	4.34 m	8.3 t

¹) The weights contained in the table are the nominal ones, including internal elements. These values could be affected by the following tolerances: -3.50% / +2.50%.

²) TC120N and TCS164N keystones have starter bars at their base that protrude an extra 0.8-1.4 m, not included in the length field.

3. CRANE OPERATING DATA

This section contains rigging information of all main components necessary to determine the crane configuration, and Projected Areas (A_P) and Drag Coefficients (C_W) to determine wind speed limitations.

Main Component	Rigging weight	Rigging + Component total height	Drag Coefficient (C_W)			Projected Area (A_P) [m ²]		
			N133	N149	N155	N133	N149	N155
Nacelle	0.30 t	5 m	TBD			TBD		
Drive train	0.30 t	6.7 m	TBD			TBD		
Rotor hub	0.25 t	7 m	TBD		TBD	TBD		TBD
Rotor blade	4.50 t	10m ↔ 13m	TBD	0.27	TBD	TBD	177.1	TBD
Keystone	0.15 t	3.5 m + keystone length	-	1.3			Width x Length	
Steel tower section	0.20 t	6 m + section length	0.8			[(\varnothing bottom + \varnothing top) x Length] / 2		
MID Concrete tower section	1.00 t	9.8 m + section length						
TOP Concrete tower section	2.45 t	3.4 m + section length						
Pre-assembly slab	0.20 t	6 m	0.9			2.50 ± 0.5 m ²		

4. REQUIREMENTS FOR THE ACCESS ROADS

The access roads are to be designed to allow smooth transportation of all necessary material, equipment and machinery for the complete construction of the windfarm and wind turbine installation, including the foundation.

The minimum requirements of access roads from the wind farm entrance until the first turbine generator are:

4.1 Carrying capacity

The carrying capacity of the access roads in the wind farm shall be enough to allow the transport, without disturbances, of all turbine components and needed cranes for its installation, along with the traffic of the concrete trucks.

Capping layers and pavement shall be designed considering the most unfavorable load case that may be involved in the project. The roads should be design to bear a maximum pressure value of 2 kg/cm² and to bear a truck axle-load of 12 t.

It is recommended that capping layers compaction shall be sufficient to avoid difficulties or obstacles for the transports.

4.2 Minimum width of the road

- In straight stretches:

All the access roads shall be at least **4 m wide to allow transporting tower sections, nacelles and blades.**

In any case, the roads must have **5 m wide clearance for steel tower or 6 m wide clearance for concrete tower.**

In collaboration with Nordex Energy Group, it will be possible to study optimizations in the access roads, depending on specific characteristics of the windfarm, windturbine model and available cranes for the project.

- In curves and opposing curves:

The radius of curvature for Access roads will be defined by the length of the blades to be transported, unless there is another transport having more restrictive specifications.

Extra width is required in curves depending on the radius of the curvature, the characteristics of the transport and the angles between the alignments. To smaller inner radius, bigger extra width will be required.

As a preliminary approach, the sketches at section 8 of the present document shown the extra width required for the transportation of the blades.

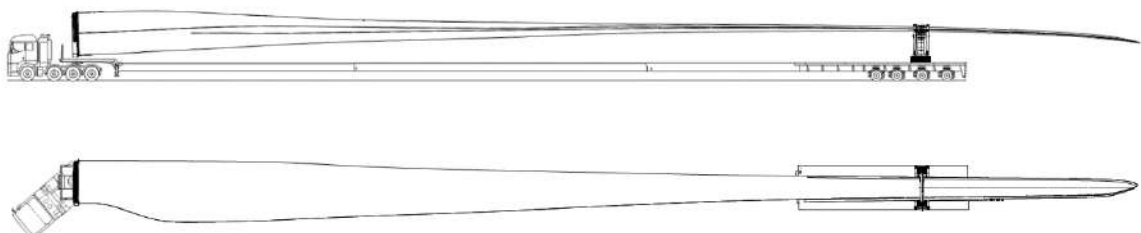


Fig.11 blade transport.

In order to reduce the compaction requirements, this extra width may be reinforced with plates or railroad ties.

The radius of curvature will have to increase in those case where the distance between curves or opposing curves is lower than the length of the trailer. Consult Nordex Energy Group when happening this.

4.3 Maximum slope

The maximum gradient in wind farm access roads shall not exceed **10%**. This assumes that the roadbed is sufficiently compacted and the material is suitable to keep truck wheels from skidding. On a punctual and exceptional basis, maximum gradient of up to **14%** may be accepted.

If the maximum gradient of 10% is to be exceeded, Nordex Energy Group shall be contacted in advance in order to agree upon the best way to solve it by concrete, tarmac, lime stabilization and/or towing using 6-axle trucks, heavy vehicles or similar.

The maximum gradient in curves of more than 45° shall not exceed 5% in general, 7% for crushed gravel pavement and 10% when the pavement is made of concrete, tarmac or has been stabilized.

4.4 Vertical curves for grade profiles

With concave and convex curves the KV will be set as wide as possible. Abrupt shifting changes should be avoided to prevent nacelle, blades and tower trailers, in addition to cranes, from striking the ground or running out of traction.

In general KV shall be higher than 300. Distance to the ground shall be higher than 30cm for a 26.00m length.

If the curve is concave, KV that prevent any axis of the special transport properly resting on the surface or that allow the transported component to touch the surface shall not be accepted (KV shall be studied taking into account the vehicle to be used).

4.5 Side slopes and banking

Side slopes in access roads must be lower than 2% and greater than 0.2%.

Banking is not strictly required.

If the meteorological conditions require it, the minimum possible banking shall be designed, never exceeding 2%.

4.6 Curvature radii

Curvature radii depend on the terrain, since it is required to analyze the radii of the curves as well as their gradients. The diagrams at section 8 illustrate various types of curves and how they affect the passage of trucks with tower sections or blades. Internal radii shorter than 30m are not recommended.

4.7 Clearance height

In general, minimum free height shall be 6 m taking into account -for concave vertical curves- the total length of the transports. Wherever overhead power lines (OHL) are present, the minimum distance from the finished floor level to the lowest point of the OHL shall be calculated using the following formulae: $D \geq 5.3 + U/150$, where U is the nominal voltage in KV. In any case the minimum distances indicated by the local normative shall be considered.

All the roads must be free of overhead obstacles, such as bridges, power lines, etc., to allow the passage of high loads.

All obstacles shall be identified and properly indicated, including their height above the finished floor level.

4.8 Drainage

If the meteorological conditions require them, the lateral drainage shall be deeper than the road base in order to avoid its flooding. The lateral banking of the road shall allow driving surface waters avoiding erosion of the road base.

Transverse drainage will allow directing the waters to the riverbeds and ravines that may be intercepted by the road.

In the event of executing side drainage works that cross the roads, they must be sized for the same load capacity as the roads.

At design and construction stages, special attention should be given to the filling and compaction of the side drainage in order to avoid occasional settlements that may complicate or avoid the passage of vehicles.

Depending on the climatic conditions, longitudinal drainage triangular ditches shall be designed at both sides at the lower edge of the embankment or cutting. Their size shall be calculated in accordance to the results of a Hydrologic survey. These ditches shall drive the waters to riverbeds and ravines or transversal drainages.

5. REQUIREMENTS FOR WINDFARM ROADS

The improvements of the inter-turbine roads and turbine circuits roads are done to guarantee the easy transport without a hitch of all wind turbine components up to the turbine final locations and to allow the movements of the cranes.

The minimum requirements of the inter wind turbines roads are:

5.1 Minimum distance between turbines

The **minimum distance between turbines of the same alignment can be 1.5* times the rotor diameter.**

*Depending on the compass rose and wind parks with highly directional alignments perpendicular to turbines.

5.2 Carrying capacity

The carrying capacity of windfarm roads shall be enough to allow the transport, without disturbances, of all turbine and tooling components that may be required, along with the traffic of the concrete trucks.

Capping layers and pavement shall be designed considering the most unfavorable load case that may be involved in the project and estimated traffic intensity on each road type.

The following maximum load per axle is established depending on the type of the windfarm road as a guidance:

- Inter-turbine main roads:
 - In general, maximum pressure value of 2 kg/cm² and to bear a truck axle-load of 12 Tn.
 - Depending on the windfarm erection planning, the load per axle of the partially disassembled crane will have to consider.
- Inter-turbine secondary roads:
 - Same maximum load per axle defined for inter-turbine main roads is applicable.
 - Traffic intensity in this kind of roads is much less in inter-turbine main roads, so the construction section of the road might be different and simpler.
 - Depending on the windfarm erection planning, the load per axle of the partially disassembled crane will have to consider.
- Inter-circuits roads:
 - Same maximum load per axle defined for inter-turbine main roads is applicable.
 - Depending on the length of these roads, the cranes will transport fully disassembled so the load per axle of the partially disassembled crane should not be considered.

5.3 Minimum width of the road

The minimum width of the road will be set depending on the type of windfarm road and crane scheme elected for the project. Consider the following windfarm road width as a guidance:

5.3.1 In straight stretches

Depending on the road type and crane scheme elected, the following road widths could be considered. In any case, the roads must **be 5 m (steel tower) or 6 m (concrete tower) wide free of obstacles.**

For an optimum wind turbine assembly process, it is recommended having a road width equal to the widest crane chosen in the project. If this conditions cannot be reached, the installation pace will be affected so Nordex Energy Group shall be informed.

- Inter-turbine main and secondary roads:

Minimum road width of 4 m wide: Solution that allows optimizing the civil works. In return, it will be necessary to fully disassemble the main crane in all positions with possible impact on crane cost and windfarm erection planning.

Minimum road width of 5.5 m wide: For the North American market, if it is required to use dual lane hauling vehicles. In return, it will be necessary to fully disassemble the main crane in all positions with possible impact on crane cost and windfarm erection planning.

Minimum road width of 6 m wide: Solution that allows optimizing the assembly scheme in terms of cost and planning.

Minimum road width of 12 m wide: For flat terrains and depending on the availability of cranes, this might be an appropriate option for assembly cost and planning. Possibility of having two parallel roads of 4.5m and 1.5m wide those allow the crane crawlers rest on them.

- Inter-circuits roads:

Minimum road width of 4 m wide: Depending on the length of these roads, the cranes will transport fully disassembled so there is no wide requirement for moving the cranes.

5.3.2 In curves

Extra width is required in curves depending on the radius of the curvature, the characteristics of the transport and the angles between the alignments. To smaller inner radius, bigger extra width will be required. In any case, the width of the cranes defined in the previous section in straight stretches shall be considered.

As a preliminary approach, the sketches at section 8 of the present document shown the extra width required for the transportation of the blades.

In order to reduce the compaction requirements, this extra width may be reinforced with plates or railroad ties.

The radius of curvature will have to increase in those cases where the distance between curves or opposing curves is lower than the length of the trailer. Consult Nordex Energy Group when happening this.

5.4 Maximum slope

The maximum gradient in wind farm access roads shall not exceed 10%. This assumes that the roadbed is sufficiently compacted and the material is suitable to keep truck wheels from skidding. On a punctual and exceptional basis, maximum gradient of up to 14% may be accepted.

In main and secondary inter-turbine roads is recommended not exceeding a 6% slope to avoid cranes' disassembling and achieve an optimum assembly scheme in terms of cost and schedule.

If these values are to be exceeded or the conditions stated above cannot be satisfactorily met, Nordex Energy Group shall be contacted in advance in order to agree upon the best way to solve it by concrete, tarmac, lime stabilisation and/or towing using 6-axle trucks, heavy vehicles or similar.

The maximum gradient in curves of more than 45° shall not exceed 5% in general, 7% for crushed gravel pavement and 10% when the pavement is made of concrete, tarmac or has been stabilized.

5.5 Vertical curves for grade profiles

Apply the same limitations defined previously in section 4.4.

5.6 Banking

It is recommended that inter-turbine roads are designed with a 1% banking in order to drain the superficial waters, but cambering is to be avoided in order to allow an uniform contact of the caterpillars with the pavements.

In case cambering is needed, it shall be produced in the last stage of the project and in the last pavement layer.

5.7 Curvature radii

Curvature radii depend on the terrain, since it is required to analyze the radii of the curves as well as their gradients. The diagrams at section 8 illustrate various types of curves and how they affect the passage of trucks with tower sections or blades. Internal radii shorter than 30m are not recommended.


5.8 Clearance height

Inter turbine roads layout should avoid vertical obstacles (overhead lines, structures etc.) that may prevent the traffic of the main crane once assembled.

The presence of vertical obstacles that cannot be avoided by the lay out may require the dismantling of the main crane for its transport.

Any obstacles along the route inside the wind farm must be clearly marked for traffic. Especially when crossing gas/water pipes or overhead power lines (OHL), this must be appropriately examined before the beginning of the transport. The client is fully responsible for signage.

OHLs must be clearly marked by a guard structure made of non-conductive material on both sides of the power line, at adequate safety distance (see table below). Posts and crossbars must be marked with signal colors to prevent damage from site traffic of any kind. In addition, warning signs must be provided at the entrances to warn of the electrical hazard and indicate the ground clearance. During darkness and restricted visibility, the signs must be illuminated accordingly.

	<p>NOTE:</p> <p>Independent of the above mentioned safety instructions, at least the national safety regulations of the grid operator must be observed.</p>
---	---

Voltage	Mandatory safety distances to power lines (in accordance with DIN VDE 0105 or comparable country-specific standard)
Up to 1 kV	1 m
Up to 110 kV	3 m
Up to 220 kV	4 m
Up to 380 kV	5 m

5.9 Drainage

Apply the same limitations defined previously in section 4.8.

5.10 Access to the assembly pad

Blades need to be stored on the assembly pad in a certain position to ease their erection. Section 6.1 defines the recommended storage position for the blades relative to the foundation and crane pad, and the entering direction of the transportation to achieve this.

6. ASSEMBLY PAD REQUIREMENTS

6.1 Dimensions

The minimum space required to erect Delta4000 turbine is shown in the drawings below, depending on the tower and rotor model.

A walkable working area, approx. 5 m (TS125-01, like shown below) or 2 m wide (rest of towers), must be provided directly around the foundation pedestal which is not represented in the drawings. This area must be connected to the crane pad.

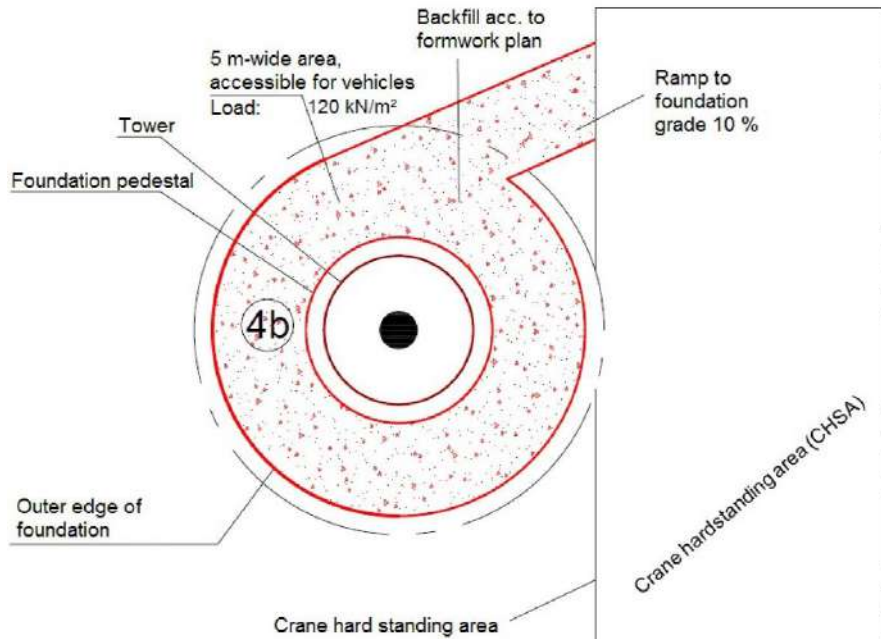
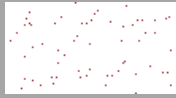
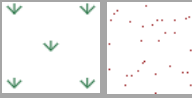




Fig.12 Area around the tower, 5m wide for TS125-01 tower (2m wide for the rest)

The characteristics to meet at different surfaces (crane pad, crane boom assembly area, turbine's main components storage area and road extensions) as well as their obligation to dispose or not are described in sections 6.2, 6.3, 6.4 and 6.5.

When having environmental restrictions that avoid executing the platforms defined in the figures below at the present section, the final solution must be agreed with Nordex Energy Group.

The following table summarizes the required area for crane pad, crane boom assembly pad, turbine main components storage and road extensions for each tower model according to the lay outs shown in the figures below.

TOWER	SURFACE (m ²)			
	CRANE PAD	CRANE BOOM ASSEMBLY PAD	MAIN COMPONENTS STORAGE	MAXIMUM ROAD EXTENSION
				
TS78	Tbd.	Tbd.	Tbd.	Tbd.
TS83	396	900	1 135	880
TS105	608	975	1 255	1 116
TS108	608	1 063	1 255	1 267
TS110	608	1 063	1 135	1 130
TC120N / N149	1 035	1 194	1 126	441
TC120N / N155	1 035	1 194	1 412	441
TS125-01	665	1 269	1 255	1 280
TS135	665	1 314	1 255	1 616
TS145-01	882 - 1 417	1 317	1 290	1 385
TS155	1 055	1 339	1 290	1 438
TCS164NV05	Tbd.	Tbd.	Tbd.	Tbd.
TCS164NV06	1 012	1 544	197	812
TCS164N / N149	1 313	1 544	1 140	731
TCS164N / N155	1 313	1 544	1 326	731

6.1.1 TS78

TBD

Fig.13 Optimized crane hard standing area for TS78 N133

6.1.2 TS83

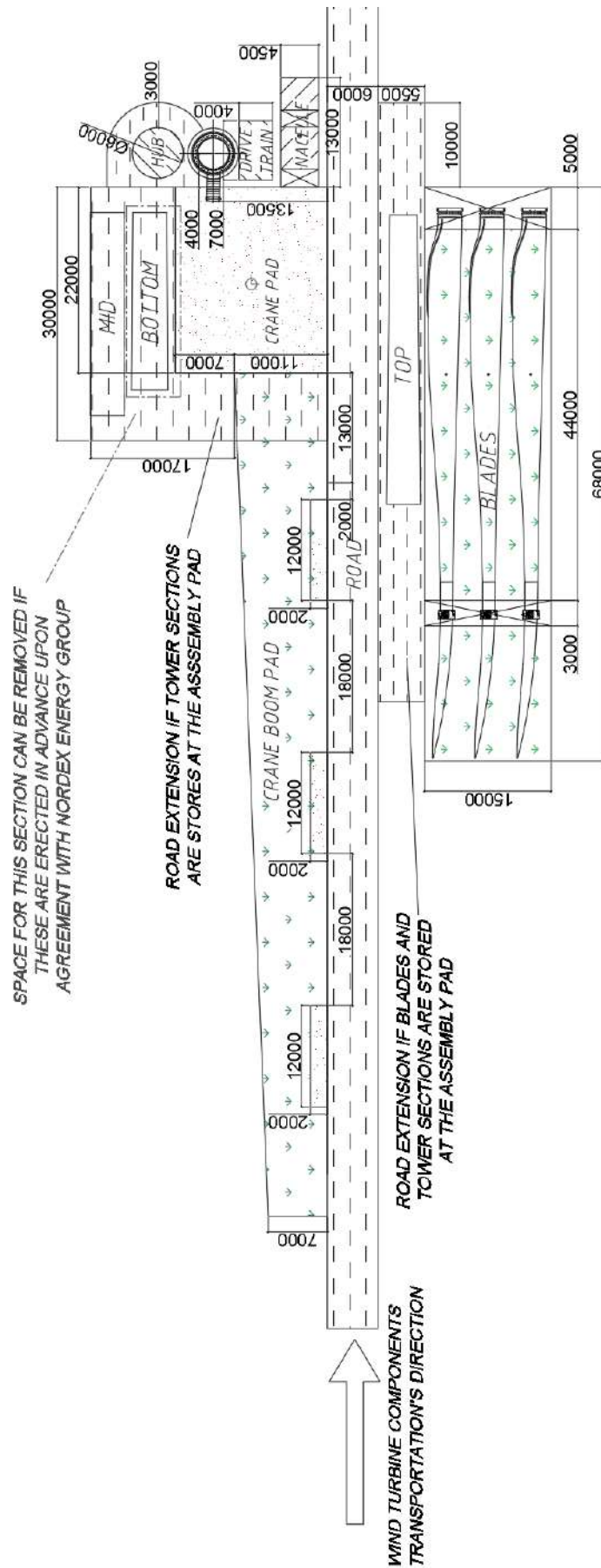


Fig.14 Optimized crane hard standing area for TS83 N133

6.1.4 TS108

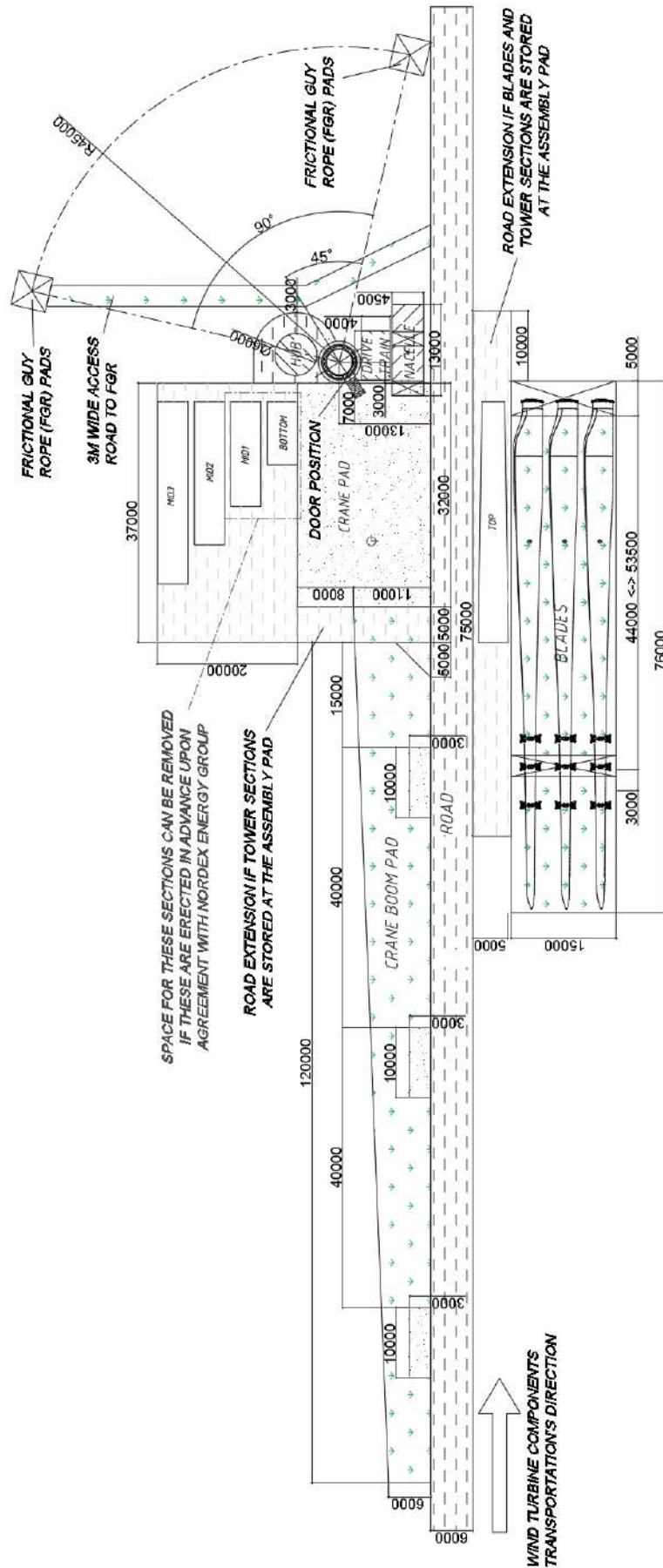


Fig.16 Optimized crane hard standing area for TS108 N149

6.1.5 TS110

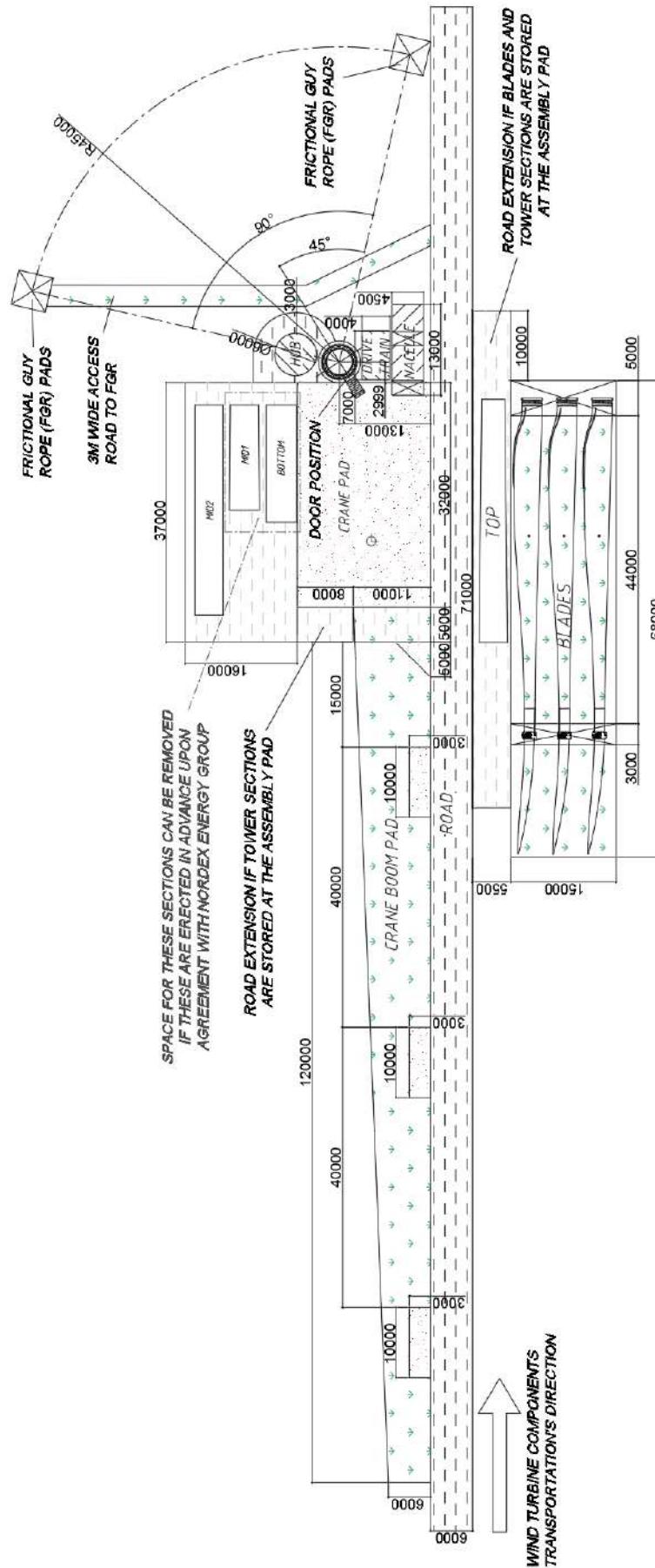


Fig.17 Optimized crane hard standing area for TS110 N133

6.1.6 TC120N

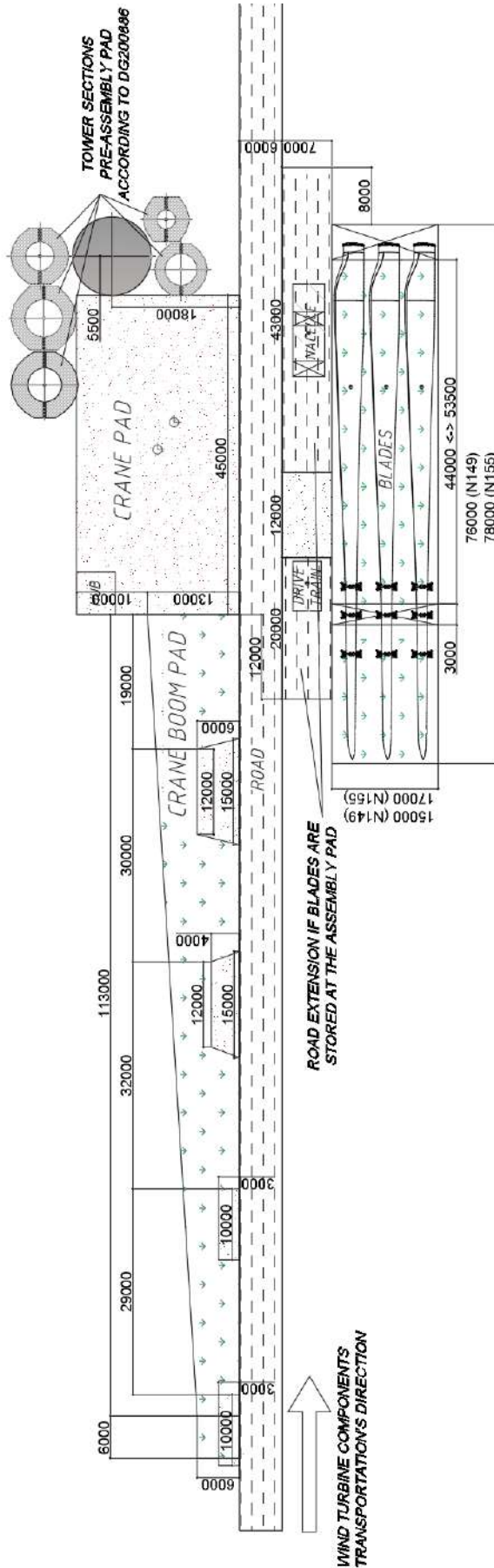


Fig.18 Optimized crane hard standing area for TC120N N149 / N155

6.1.8 TS135

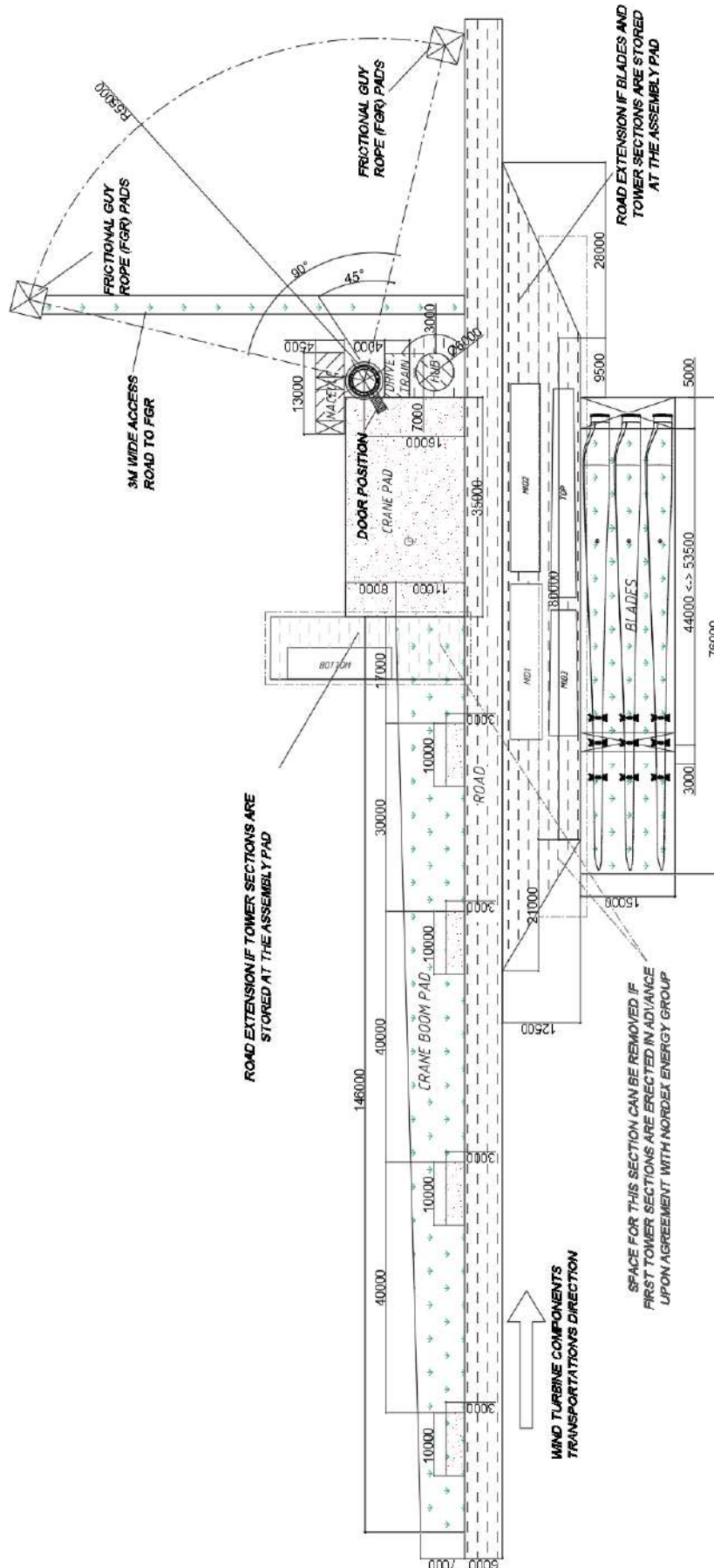


Fig.20 Optimized crane hard standing area for TS135 N149

6.1.9 TS145-01

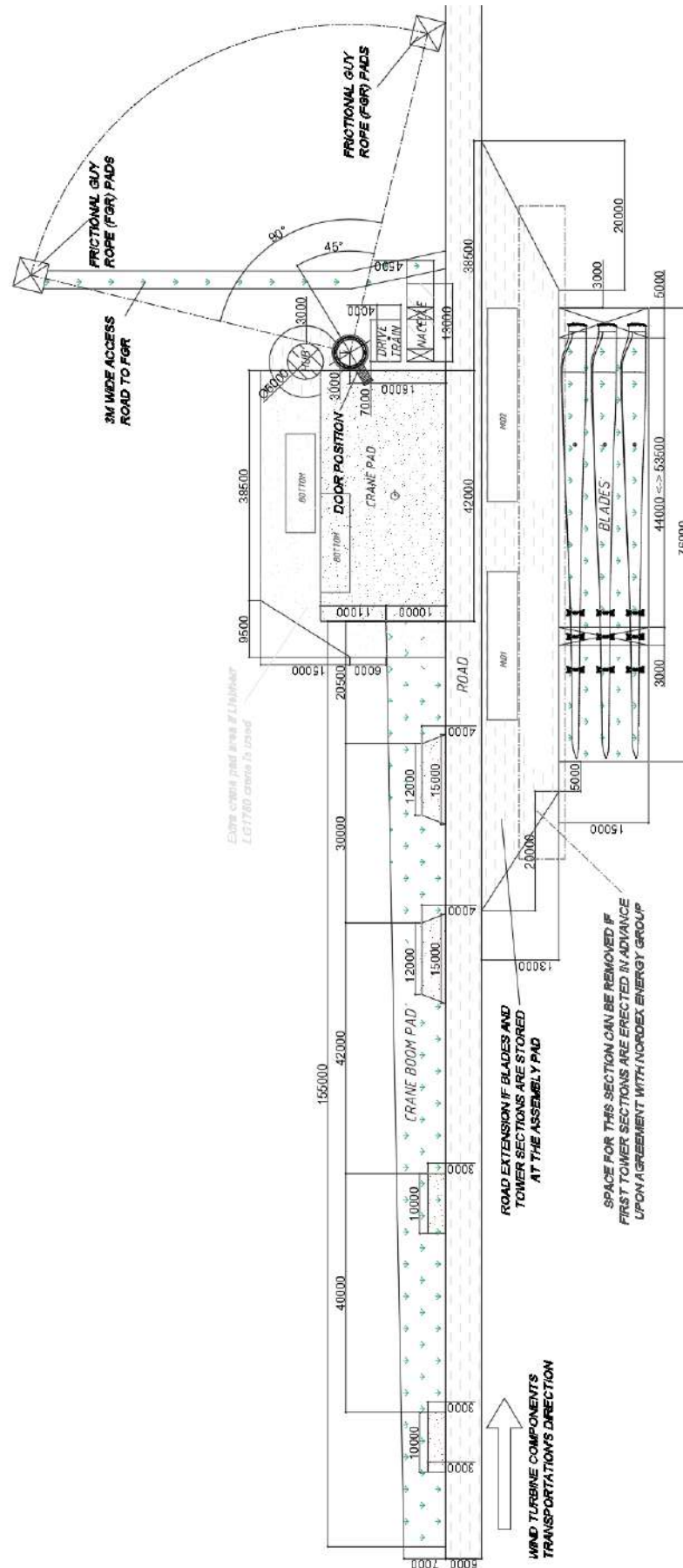


Fig.21 Optimized crane hard standing area for TS145-01 N149

6.1.10 TS155

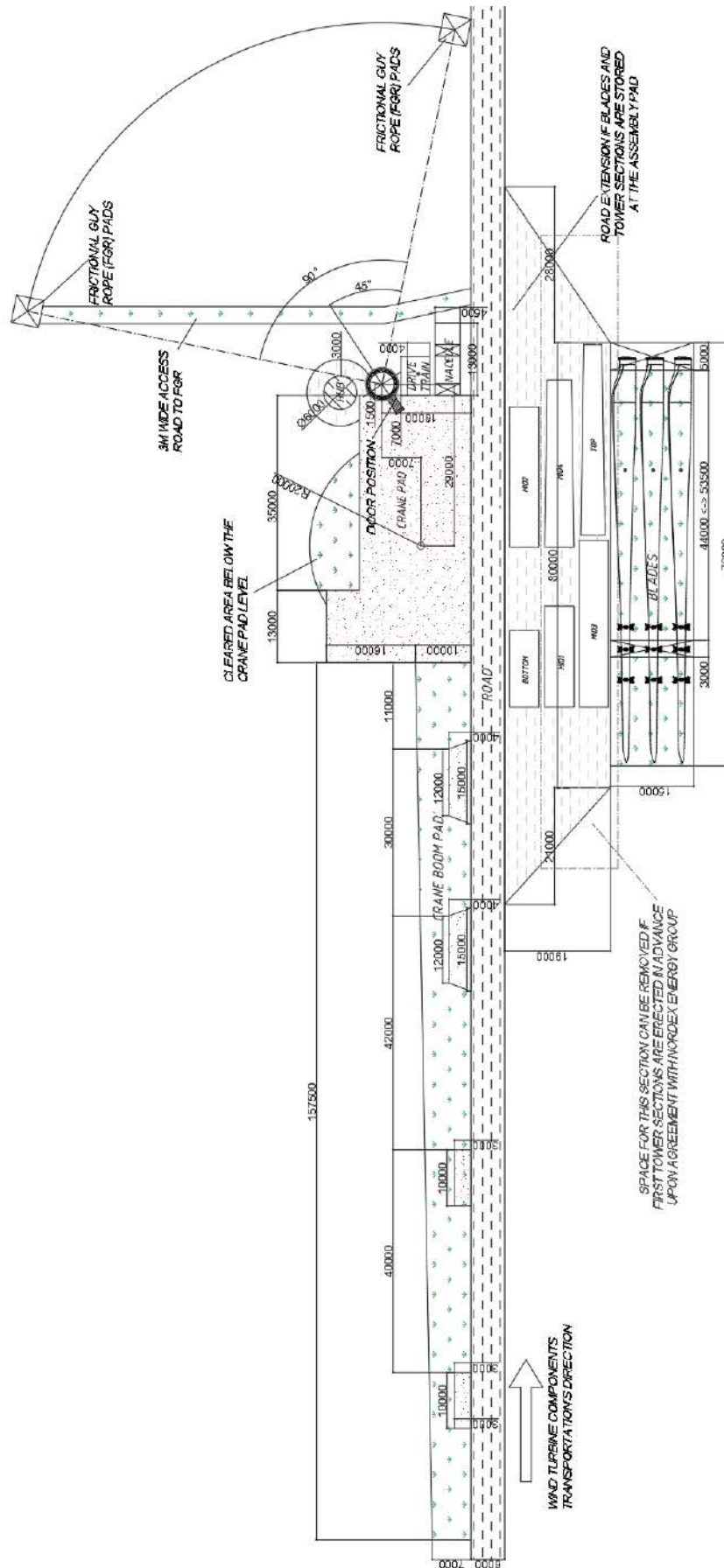


Fig.22 Optimized crane hard standing area for TS155 N149

6.1.11 TCS164NV05

TBD

Fig.23 Optimized crane hard standing area for TCS164NV05 N149

6.1.12 TCS164NV06

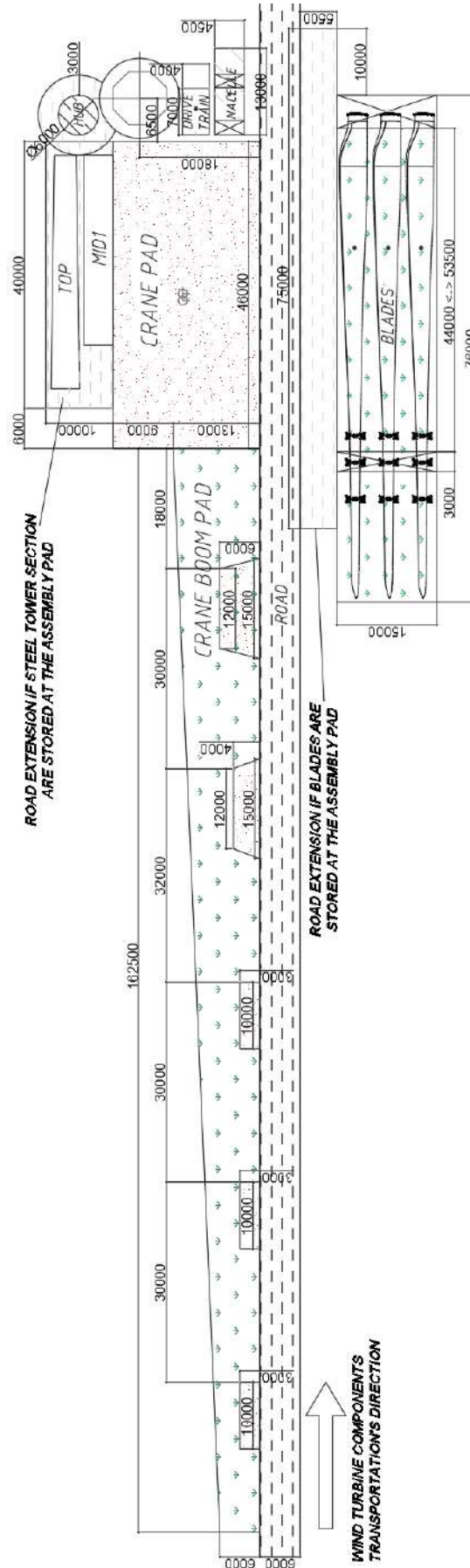


Fig.24 Optimized crane hard standing area for TCS164NV06 N149

6.2 Crane pad

This area must be constructed in order to position the main crane and all auxiliary cranes needed to erect the turbine. Crane hard standings must be constantly monitored, in particular during adverse weather conditions. Any required repairs must be directly carried out during the installation phase of the project.

6.2.1 Bearing capacity

The structural dimensioning of the platform must consider the loads that the cranes transmit during the erection of the wind turbine. Therefore, it will be necessary to know the final equipment provided in each project.

In general, both the steel tower and the concrete tower, it must be taken into account that the maximum pressure that the cranes transmit to the platform (through their legs or racks) is comprised between 2 and 4 kg/cm² depending on the crane model elected.

Under these pressures, not only the bearing capacity of assembly platforms must be checked, but also the possible soil settlements, paying special attention in cases with low bearing capacity soils. That is why the platform must be designed so that soil behavior is kept in the linear elastic range and taking into account that the pressure bulb under crane supports can affect to first 5-7m of soil.

In solid terrains, the platform should be design to bear a maximum pressure value of 4 kg/cm² in order to ease crane operations and reduce crane assembly and dismantling times.

In cases where there are difficulties to control the settlements and to ensure the bearing capacity of the platform, there is the possibility of reducing the pressure transmitted to the ground (AW acceptance required) by using larger contact surfaces, using railroad ties or steel plates with enough stiffness. Alternatively, geogrids or other soil reinforcement systems can also be used.

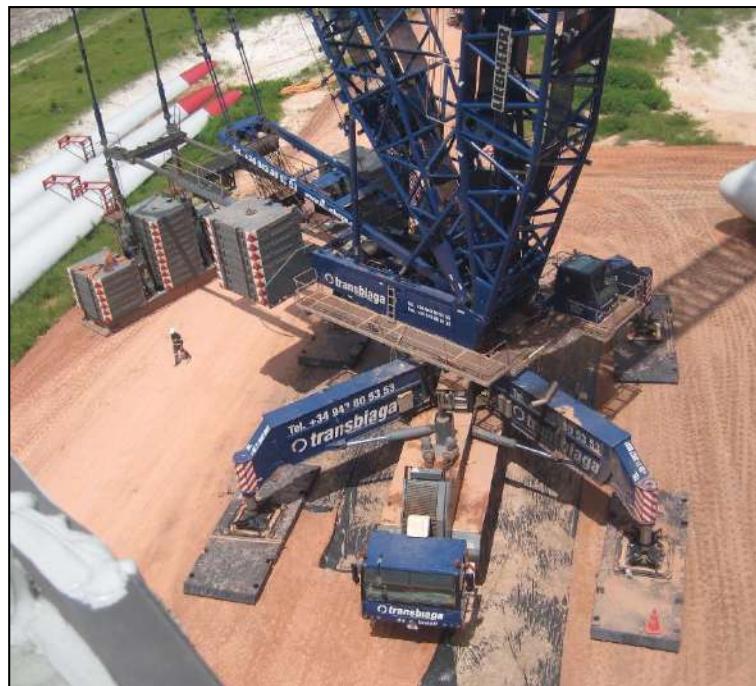


Fig. 26 Example of a crane installed on a platform.

In the event of having high water table, the effect of water presence must be considered when designing the platform since it can significantly affect the load bearing capacity of the platforms.



Fig. 27 Wooden sleepers under the crane to prevent excessive ground deformations.

Pavement shall be performed using crushed gravel, natural gravel or compacted soil.

In any case compacting shall be such as to prevent settlement of the cranes, turbine's components and transports.

6.2.2 Slope

Slopes in the crane pads shall allow the drainage of the superficial water to avoid puddles, especially in the surroundings of the turbine and the maneuver area. Water accumulation in the vicinity of the turbine shall be avoided in all cases.

Maximum slope shall be 1% towards the back of the crane pad, being the area around the turbine the highest point. In any case, Nordex Energy Group must be consulted to determine the final maximum slope allowable because this is determined in the crane type to be used in the specific project.

6.2.3 Level difference

The main crane pads for all tower models should be located at the same level than the starting point of the tower, unless otherwise is specified in the WTG general drawing. Any level difference might affect the elected crane for the project, might require repositioning the main components storage areas, anchoring of the tower access ladder (only at steel towers) might be redesigned and/or might require relocating concrete tower sections' pre-assembly pads (only for concrete and hybrid towers).

The main crane pad should be at the same level than the windfarm road.

In case where the topography is exceptionally complicated, Nordex Energy Group shall be contacted in advance in order to agree upon the best way to solve it.

6.3 Crane boom assembly area

Depending on the wind turbine model and height, elected crane model and road slope; assembling/disassembling the crane boom will be required in all assembly pads or in several of them. For the assembly/disassembly of the crane boom, an annexed area to the main road will be required.



Fig. 28 Crane boom assembly area example.

6.3.1 Bearing capacity

This surface must be cleared, leveled and free of obstacles.

6.3.2 Slope

The cleared area where the crane boom will be assembled must have a maximum slope shall be 8% uphill or 2-3% downhill. In the event of exceeding the downhill limitation, various packed and leveled pads must be included to rest the crane boom.

In any case, Nordex Energy Group must be consulted to determine the final maximum slope allowable since this is determined in the crane type to be used in the specific project.

6.3.3 Level difference

This area should be at the same level of the crane pad and windfarm road, or at most 1m below. If this limitation is exceeded, packed and leveled platforms annexed to the windfarm road with the dimensions defined in section 6.1 will be enabled to position the auxiliary cranes.

In case where the topography is exceptionally complicated, Nordex Energy Group shall be contacted in advance in order to agree upon the best way to solve it.

6.4 Turbine's main components storage areas

The storage areas for blades, hub, drive train, nacelle and tower sections are only required unless an intermediate laydown yard exists that allow supplying these components in Just-In-Time. The means (cranes, trucks, etc.) and the required laydown yard must be agreed with Nordex Energy Group to be able to maintain the assembly schedule established for the project.

For the storage area of the blade, a walkable area of 3 m wide all around is necessary in order to assemble the fiber parts since accessing using a lifting platform is required. Maximum pressure: 2 kg/cm².

6.4.1 Bearing capacity

The surfaces intended for storage must be cleared areas. The contact areas of main component's storing tool kits shall be compacted to ensure the stability of the components. In general, it must be taken into account that the maximum pressure that the transport tool kits transmit to the terrain is 2 kg/cm².

In the event of not having the necessary means to obtain an adequate surface compaction for the components weight and transport tooling dimensions, the storage area can be reinforced using plates or railroad ties rigid enough to avoid settlements in this area, geogrids or other soil reinforcement systems.

6.4.2 Slope

The contact surfaces of storage or transport fixtures must be completely leveled and compacted, while the rest of the area the maximum slope shall be 2%.

6.4.3 Level difference

Level difference between blades' storage and finished foundation level should not exceed 2m.

6.5 Road extension

If turbine main components will be fully or partially stored at the assembly area, a road extension that connects the windfarm road with the turbine main components storage area must be included. This surface should have same characteristics to the windfarm road.

Road extension should be at the same level of the crane pad since auxiliary cranes used during storage process or turbine erection process are positioned in between.

Road extension will also use to store the turbine main components.

In case where the topography is exceptionally complicated, Nordex Energy Group shall be contacted in advance in order to agree upon the best way to solve it.

6.6 Doorway position

The tower access door must be positioned looking to the crane pad or as close as possible.

For the particular case of steel tower higher than 90m hub height, the doorway will be conditioned by the Frictional Guy Rope (FGR) as explained in section 6.9. If this cannot be achieved, contact Nordex Energy Group to section 10 and as determined in section 6.1 in order to agree upon the best way to solve it.

6.7 Drainage

In order to avoid the water accumulation over the tower base level or into the pedestal catchpit, the design and the construction of the foundation, of the assembly crane pad and of the site access must assure that the flood level is under the top pedestal level. The designer must study the flood risk and design the drainage necessary of the different elements (foundation, assembly crane pad and site access).

In the event of executing transverse drainage work that cross the wind farm roads, these should be design and executed to the same capacity of the road.

During the design and construction phase, pay special attention to the filling and packing for the transverse drainage to prevent occasional settlements that hinder or may prevent the passage of vehicles and cranes.

6.8 Tower sections' preassembly area for concrete tower

Around the pedestal of the foundation, a cleared, leveled, compacted area with a rubble base layer must be executed to lay various concrete slabs on it. These slabs will be use to assemble the keystone and shape the tower sections. These concrete slabs will be reusable and as a guide will need to manufacture for 25% of turbines of the project. The requirements of this area are established in DG200886 (TC120N) or DG200887 (TCS164N).

This area should be located at the same level than the crane pad. In case where the topography is exceptionally complicated, this area could be located at $\pm 1\text{m}$ relative to the crane pad but Nordex Energy Group shall be contacted in advance in order to agree upon the best way to solve it since the position of the preassembly slabs might be relocated and therefore the crane set elected might be affected.



Fig. 29 Concrete slab for tower sections preassembly – concrete tower.

It must be ensured that the slabs rest completely on the ground. If this is impossible to achieve, a layer of sand should be added and this should be applied just before positioning the slabs on the ground.



Fig. 30 Concrete slab onto layer of sand.

6.9 Frictional guy rope (FGR)

Provisions must be made to allow for enough space for installing the FGR during assembling and disassembling works on steel towers listed in the chart below.

Two leveled and packed (1 kg/cm²) surfaces separated in a 90° angle from each other at a radius (R) referenced from the tower axis are required. These areas must be at least 3 x 3 m in size (5 x 5 m clearance). 3m wide access roads to transport FGR frame using a standard forklift are also required.

Tower	R [m]
TS105, TS108, TS110, TS135	45 ± 0.5
TS125-01, TS145-01	55 ± 0.5
TS155	65 ± 0.5

The frames, separated one from each other in 90°, can be positioned in the following positions regarding to the tower access door. For each specific construction site, the responsible person will determine which of these positions does not conflict with lifting plans. Rotating the nacelle by 180°, meaning that the hub is positioned behind the tower when viewed from the crane hard standing area, must be coordinated and agreed with the local crane company, for example.

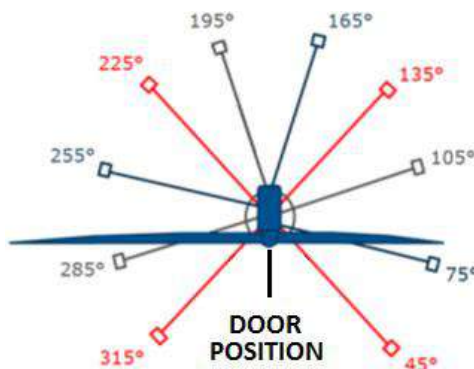


Fig. 31 Top view, erection variants for frames.

The optimal positioning of these frame are shown below and these are represented in the lay outs defined in section 6.1:

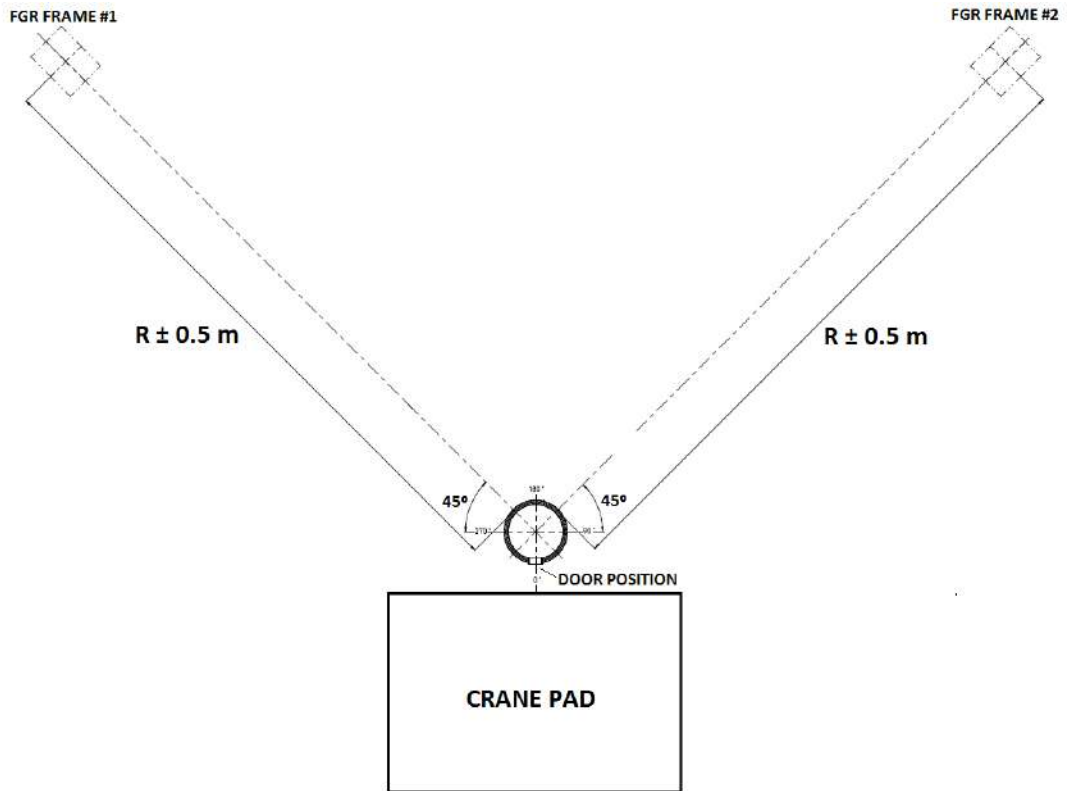


Fig. 32 Top view, FGR frames optimal positioning relative to crane pad and door position.

Requirements deviating from general provisions may be possible for specific projects after such specifications have been reviewed and approved by Nordex Energy Group.

7. OTHER ELEMENTS

7.1 Rotation areas

7.1.1 Requirements

Turning areas must be planned for all those windfarms where there is no natural circulation with entrance or exit. These turning areas shall allow the maneuver of all transports once unloaded.

When maneuvering in the crane pads is not possible due to foreseeable interferences with assembly activities, the risks associated with backwards movements (obstacles, gradients, etc.) shall be evaluated and mitigation measures shall be implemented (signaling slopes and obstacles, stop blocks, mandatory provision of personnel indication the maneuver, etc.).

If the turning maneuver cannot be performed inside the crane pads, and the risk analysis does not allow backwards maneuvers, turning areas shall be constructed.

The locations of these turning areas will be the result of an agreement with Nordex Energy Group in order to avoid problems with interferences during the assembly process.

These areas must be suitably marked and signposted, and shall be large enough to allow the maneuver of a maximum 20 m long transport once folded. In addition, and in case of existing a main crane boom assembly area, the rotation areas must avoid interfering with it.

Its pavement shall be the same than the inter-turbine roads, and shall be at the same level although it will be possible to consider during its definition that the vehicles will be unloaded.

7.1.2 Reverse circulation

In those cases that due to specific conditions of the project must be performed maneuvers or must be reversed, it is recommended that the slope does not exceed 3% or 5% with improvements of the firm. In those cases where it is necessary to exceed this limit, consult with Nordex Energy Group.

For curve sections, the slope will not exceed 2% or 3% with improvement of the firm. In those cases where it is necessary to exceed this limit, consult with Nordex Energy Group.

7.2 Contraction area for extensible vehicles

7.2.1 Requirements

In order to allow the correct adaptation of extendable or modifiable parts avoiding wheel blocking maneuvers and manipulations it is advised to define a 50 x 4 m rectangular area, in a location with good visibility. These contracting areas may be located inside the internal roads or, if the required conditions cannot be met, outside the road.

These areas shall be properly post signed and the maneuver shall be supervised by a health and safety technician, preventing risks with crossing vehicles, pedestrians etc. If this scenario cannot be met, then it is recommended to construct these areas outside the roads.

The location of these turning areas will be the result of an agreement with Nordex Energy Group in order to avoid problems with interferences during the assembly.

7.2.2 Characteristics and dimensions

The dimensions of these crane pads depend on the size of the wind turbine elements and the method used for transport but it is considered that they must be at least 50 meters long and shall be located in areas of good visibility.

These areas must be properly indicated and signposted.

7.3 Crossing areas

If the farms have long access roads, with reduced visibility and without any possibility to modify already existing wide areas to allow vehicle crossing, crossing areas must be fitted out every 3km with an approximate length of 35m and a width of 4,0.

The crossing areas are parallel to the road and have the same elevation of the main road.

7.4 Scape or By Pass routes

Together with Nordex Energy Group, an assembly order will be established to minimize the cut of the park tracks. The cutting of the tracks will always be with moving means that allow its removal in case of necessity.

Due to reasons other than Nordex Energy Group (terrain, environmental permits, etc.), the road had to be closed with an immobile element, an escape route or By Pass must be made to allow traffic cross the obstacle.

In scape or By Pass route, traffic intensity is much smaller than in main roads, reason why the section of the vial could be different and therefore simpler.

8. EFFECT OF TERRAIN ON CURVES

Terrain considerations for a certain type of curve for transporting the NR65.5, NR74.5 and NR77.5 blades. See images in points 8.1, 8.2 and 8.3.

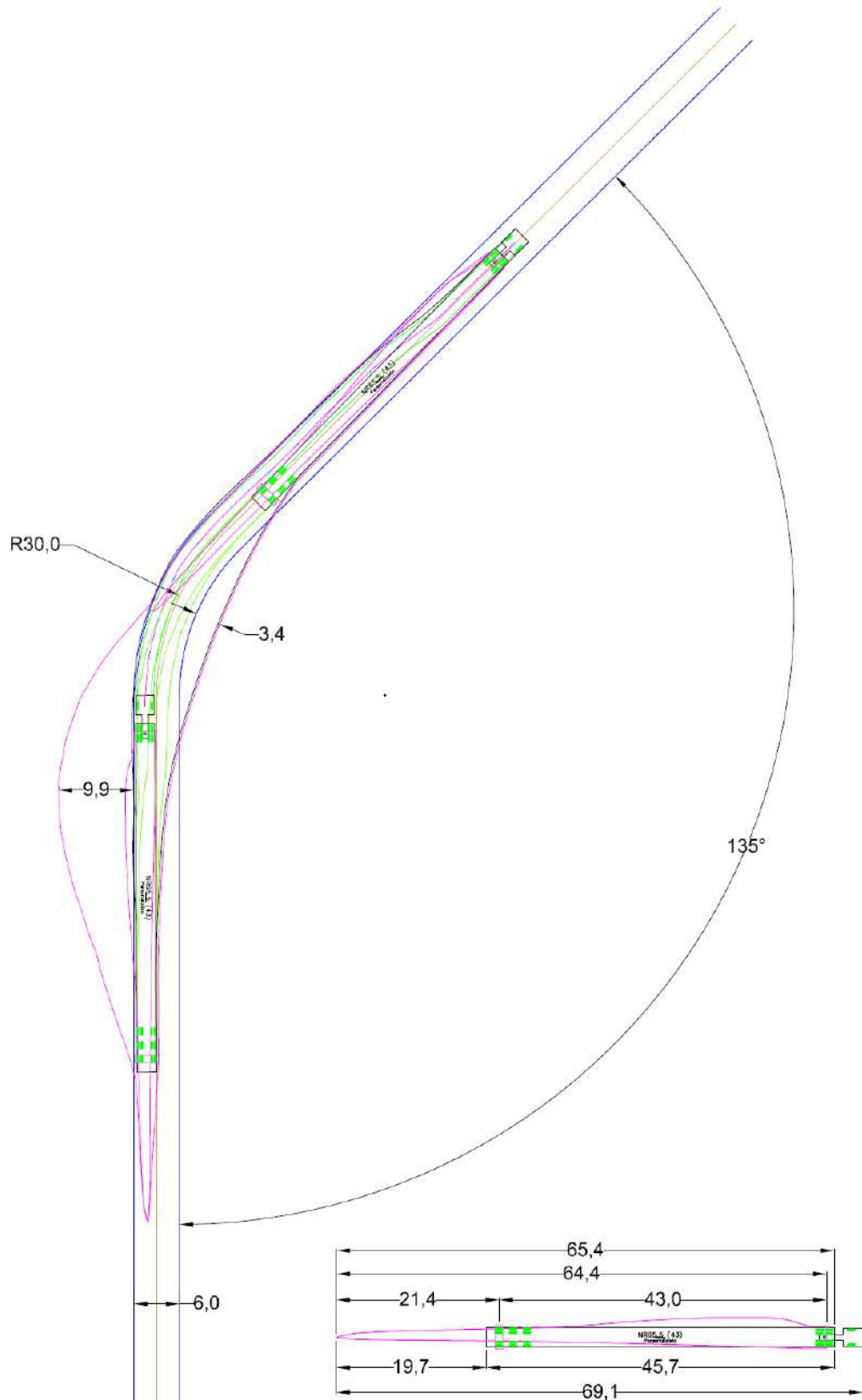
These transports are considered the most problematic cases from the effect of terrain point of view.

The following images are shown only as an example; for this reason consult Nordex Energy Group before doing any site clearing, elimination of signposts, etc.

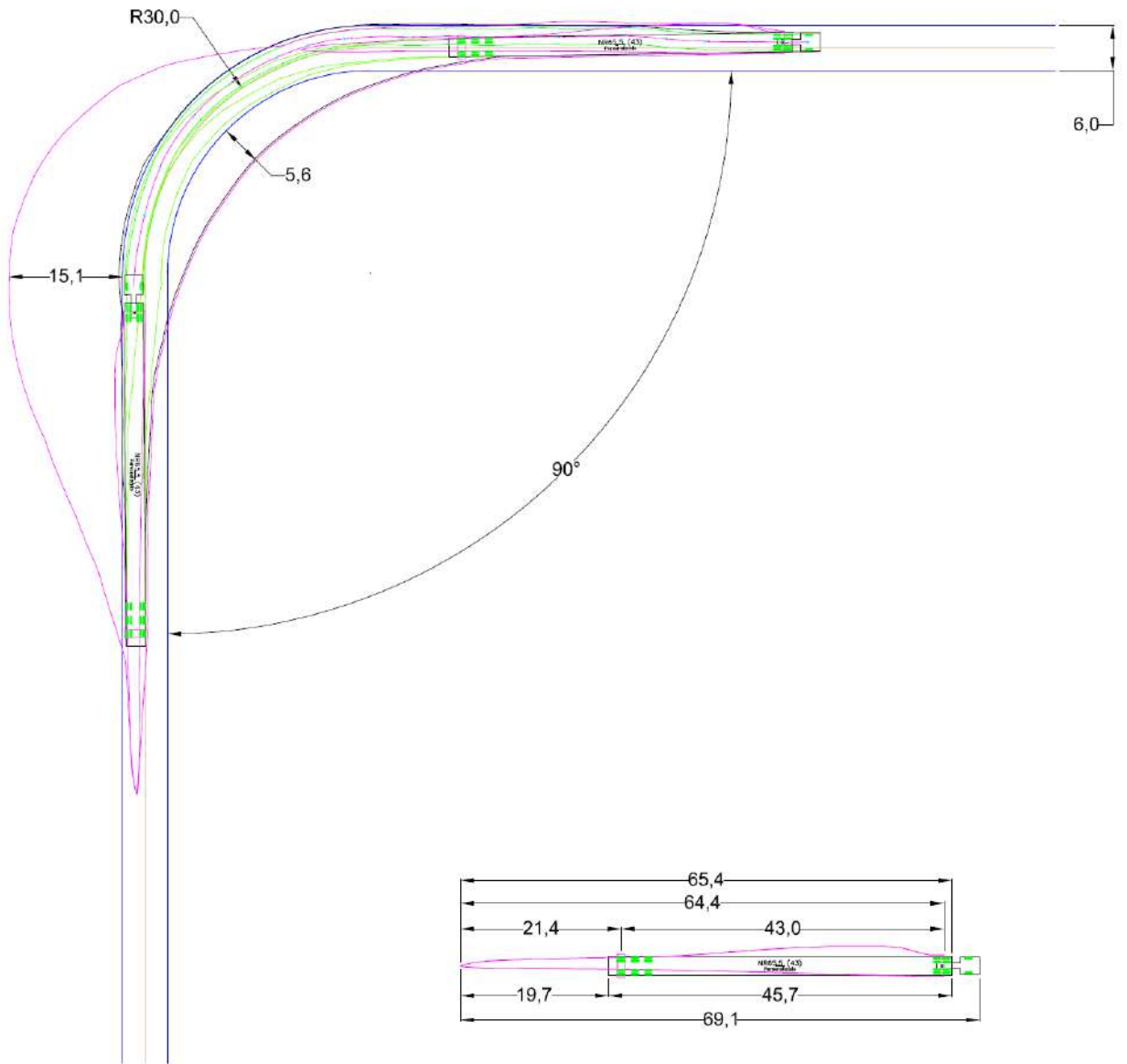
8.1 Transport of NR65.5 blade.

8.1.1 Transport tip frame at L43.

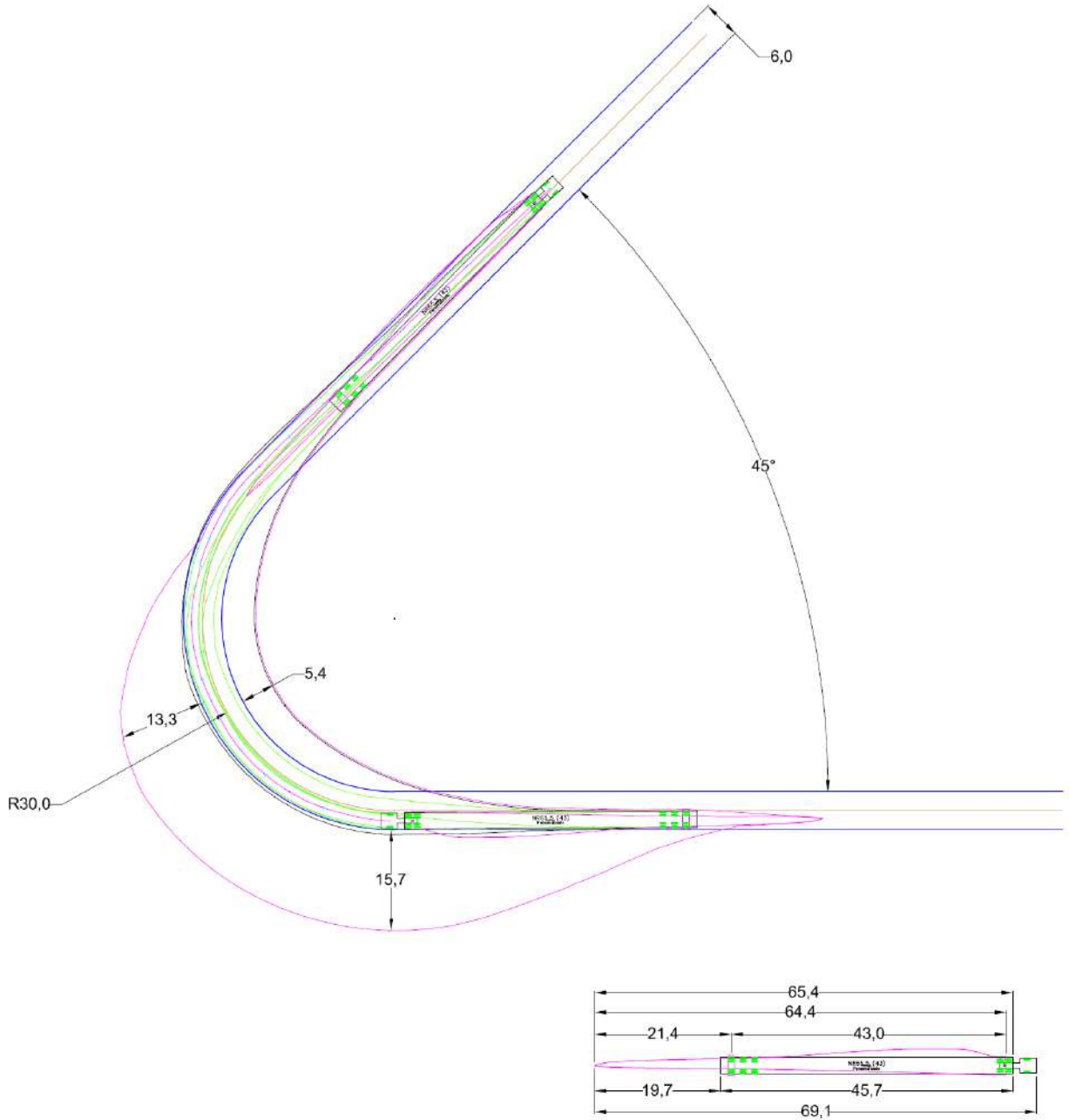
8.1.1.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.1.1.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.

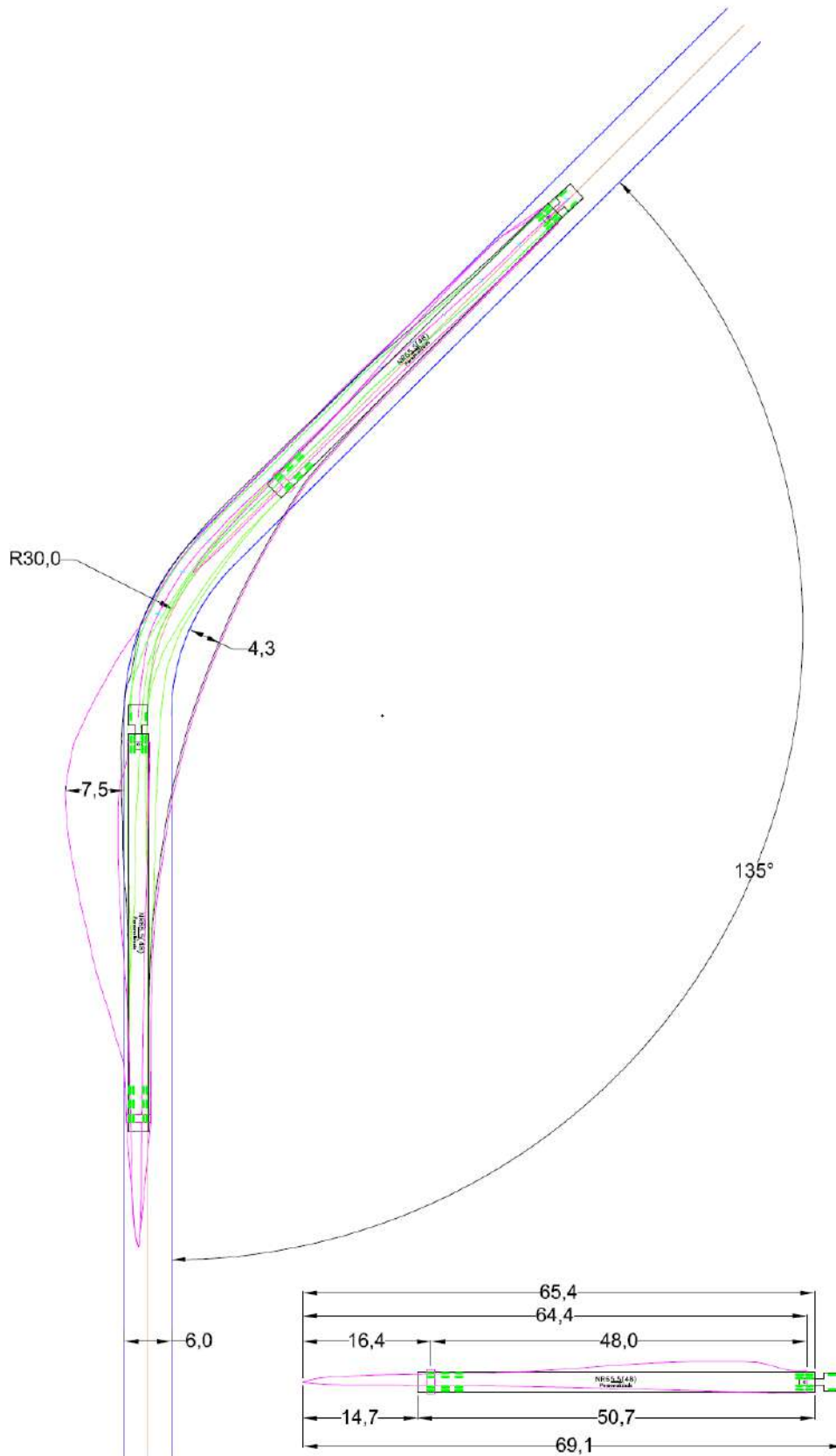


8.1.1.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.

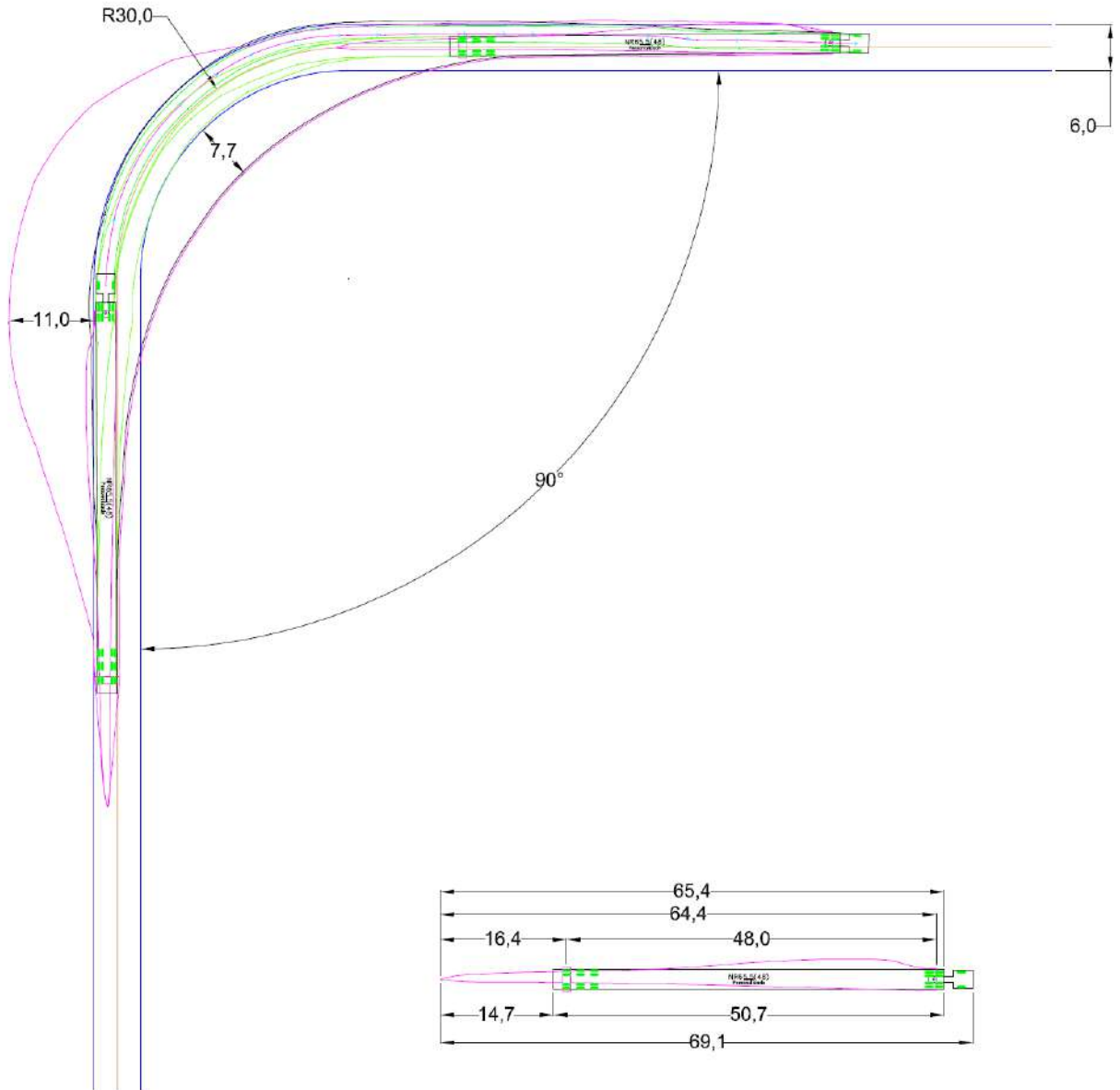


8.1.2 Transport tip frame at L48.

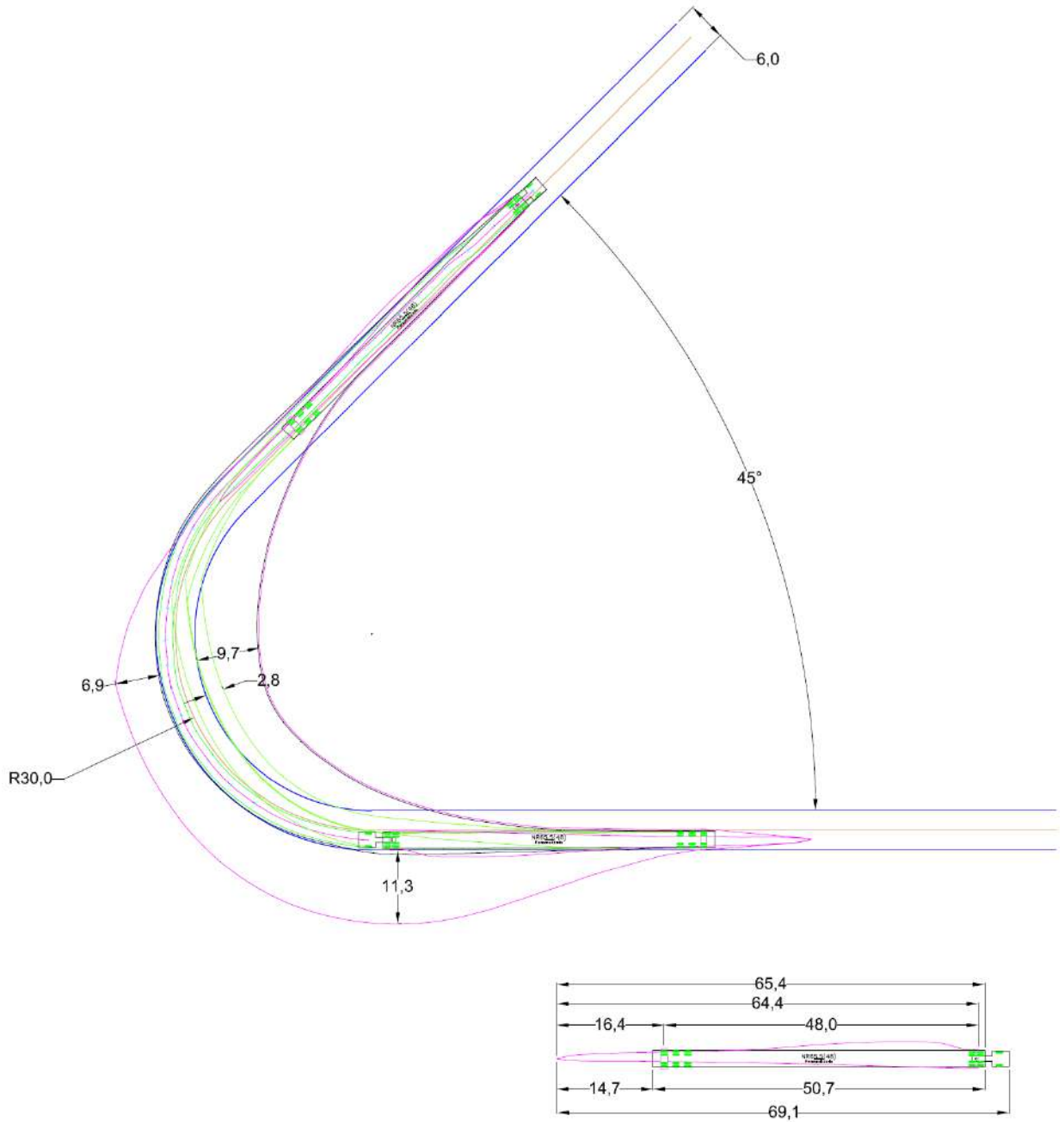
8.1.2.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.1.2.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.

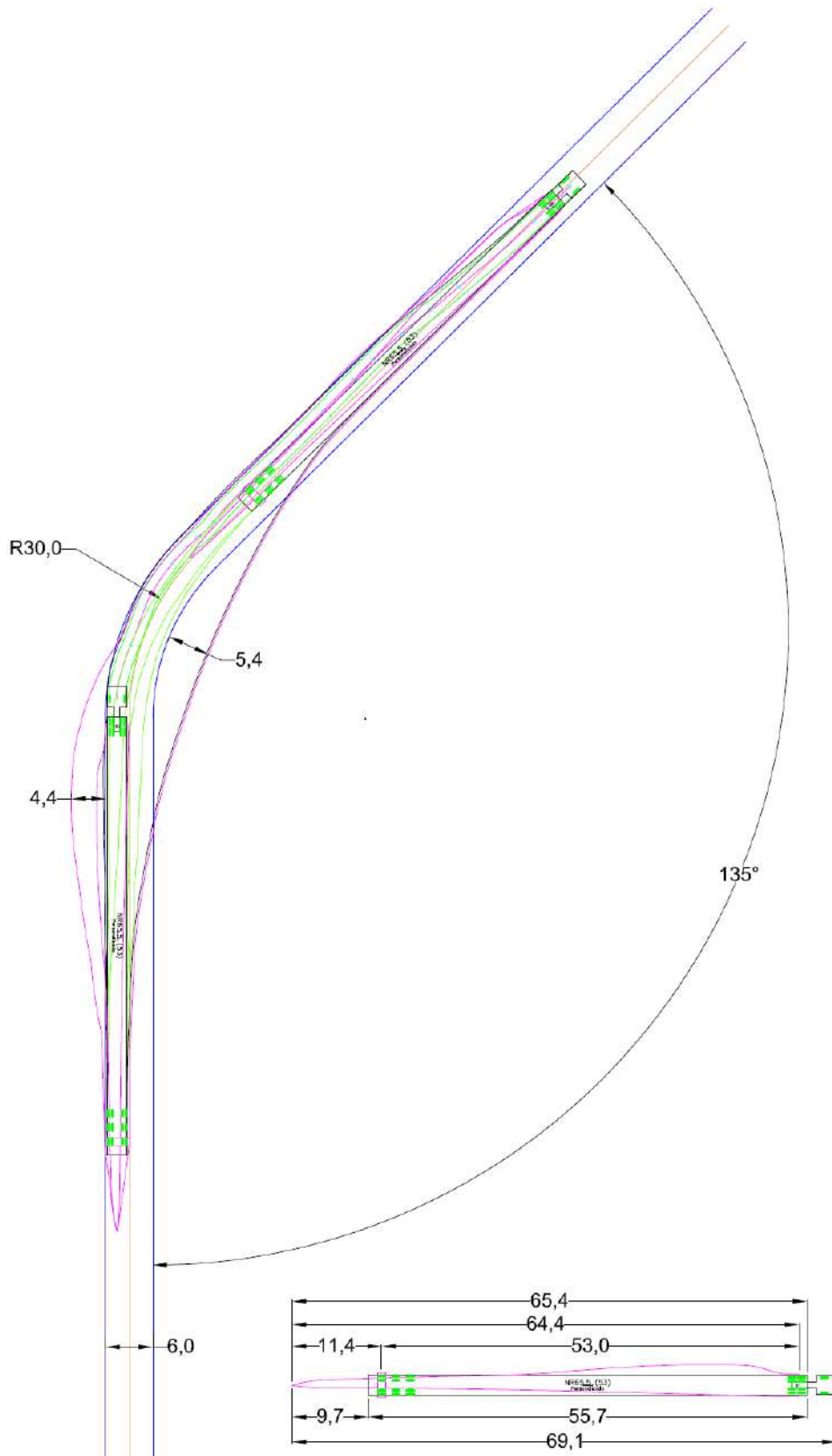


8.1.2.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.

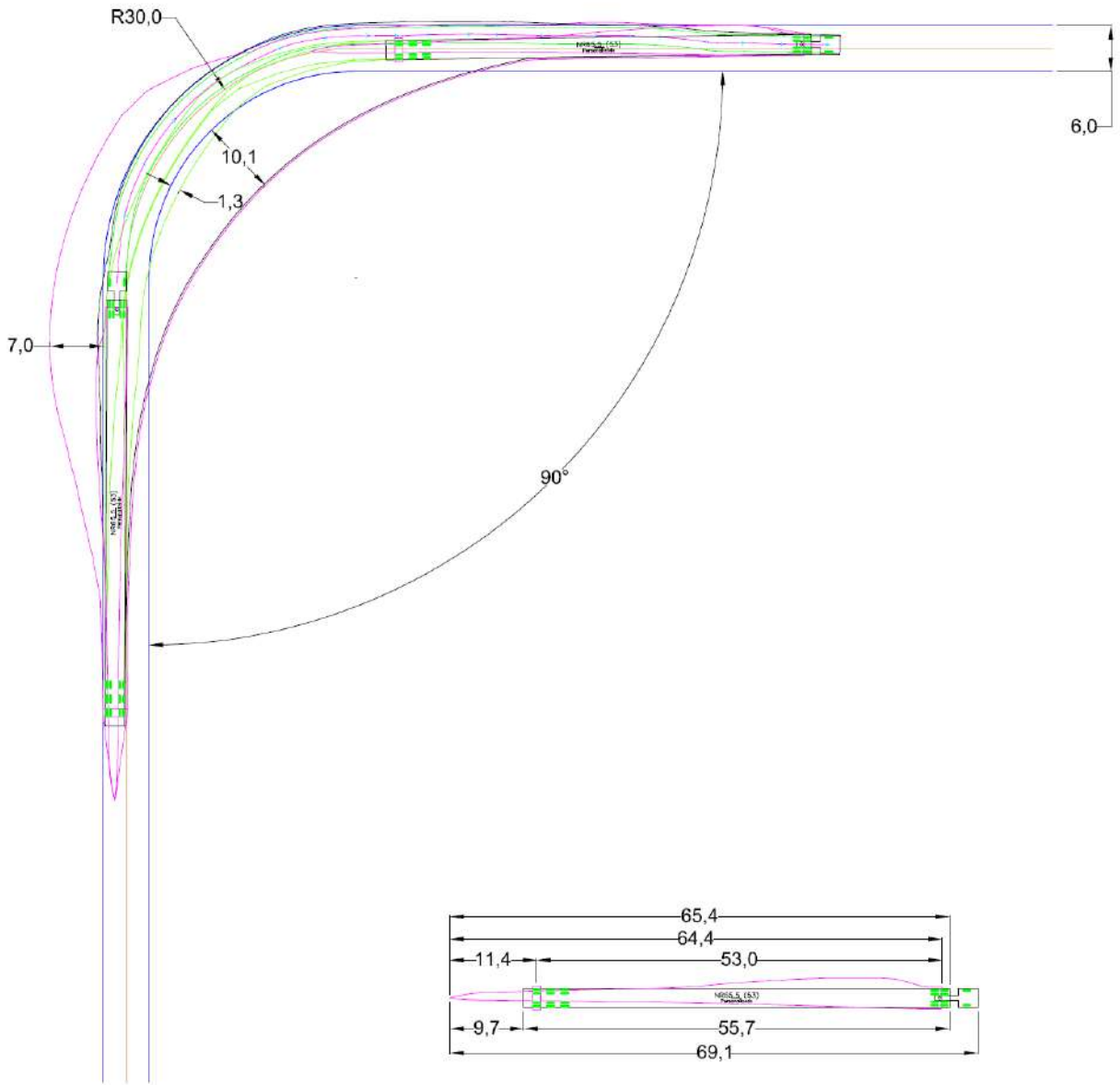


8.1.3 Transport tip frame at L53.

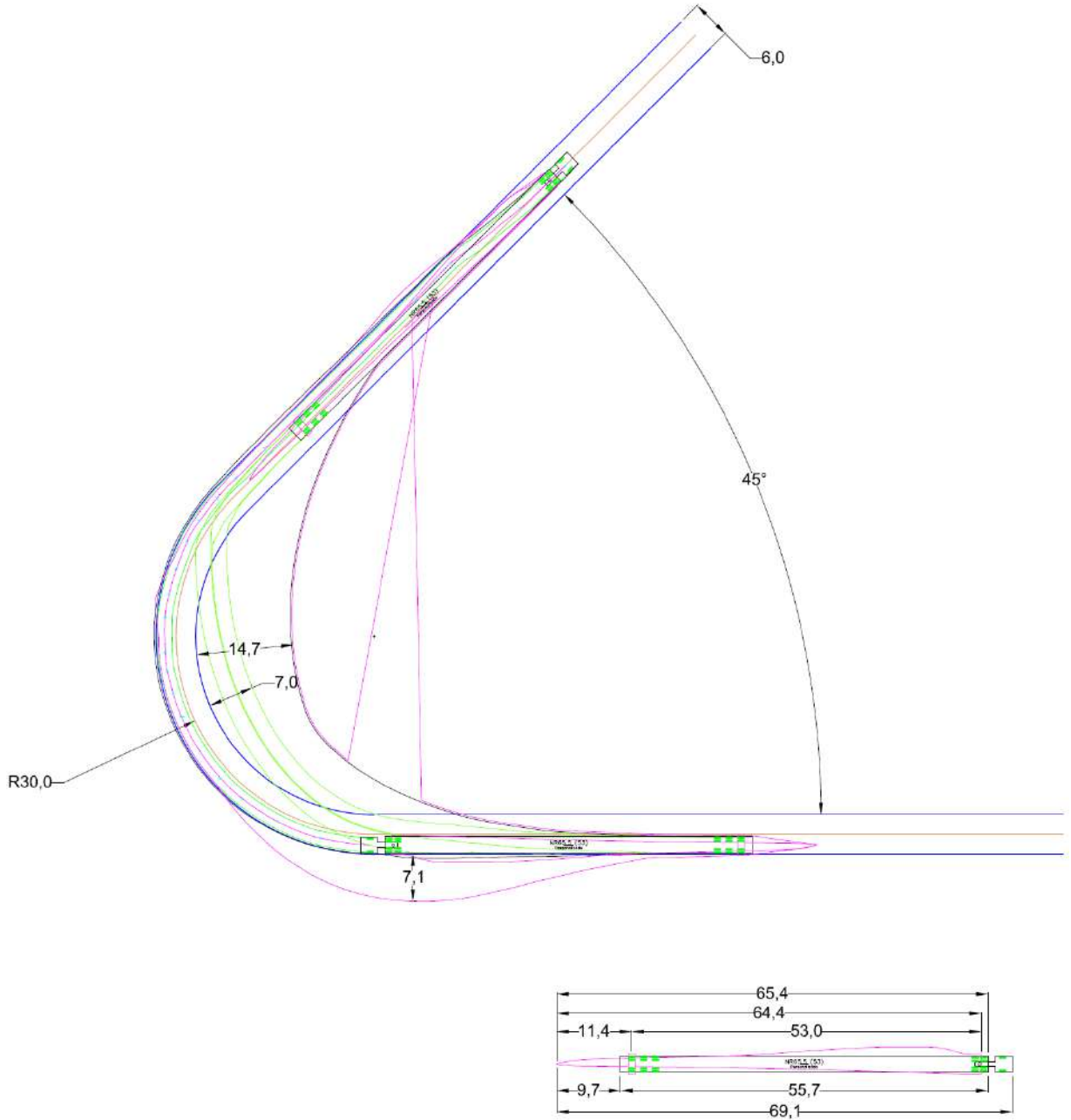
8.1.3.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.1.3.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.



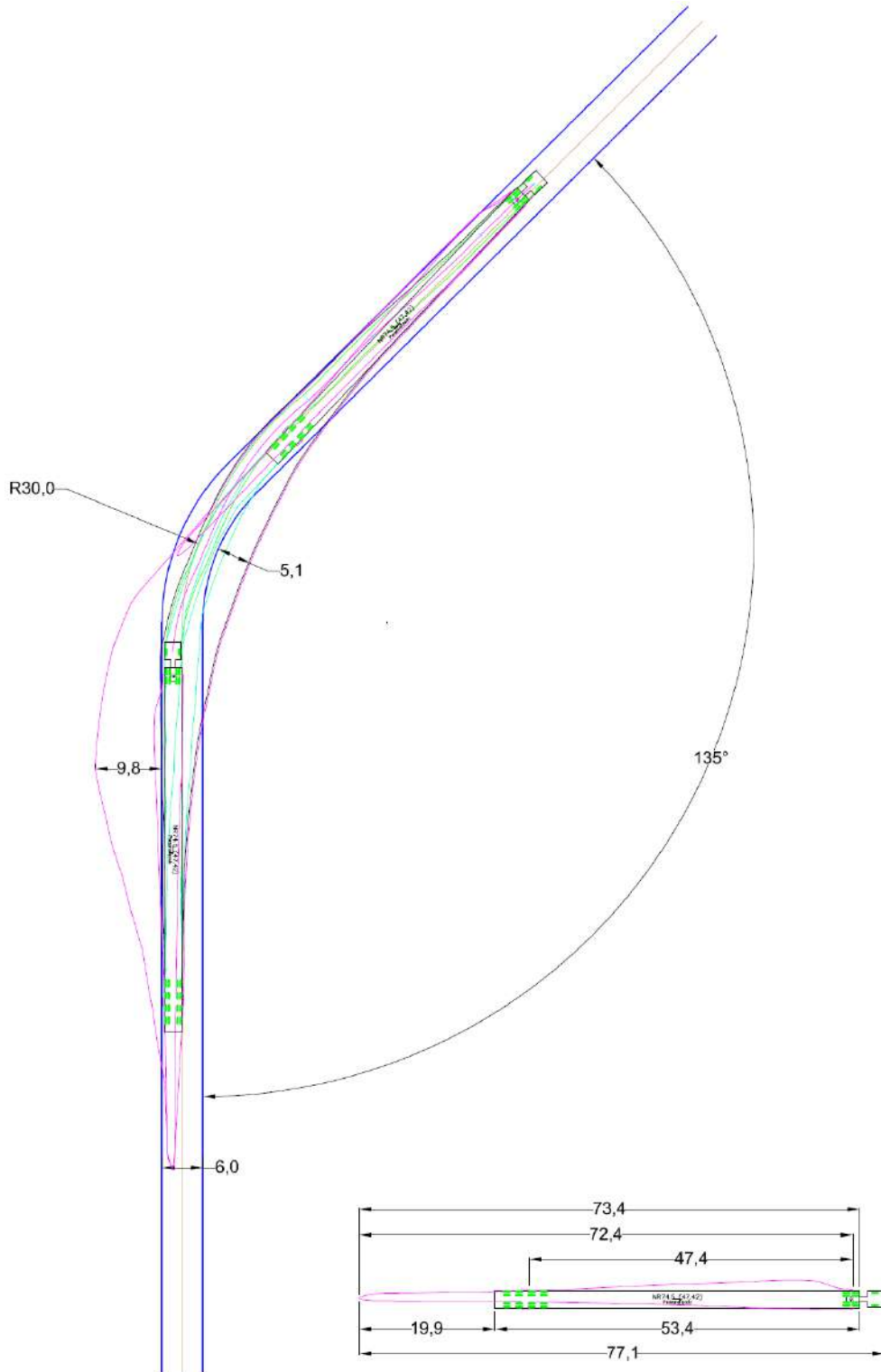
8.1.3.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.



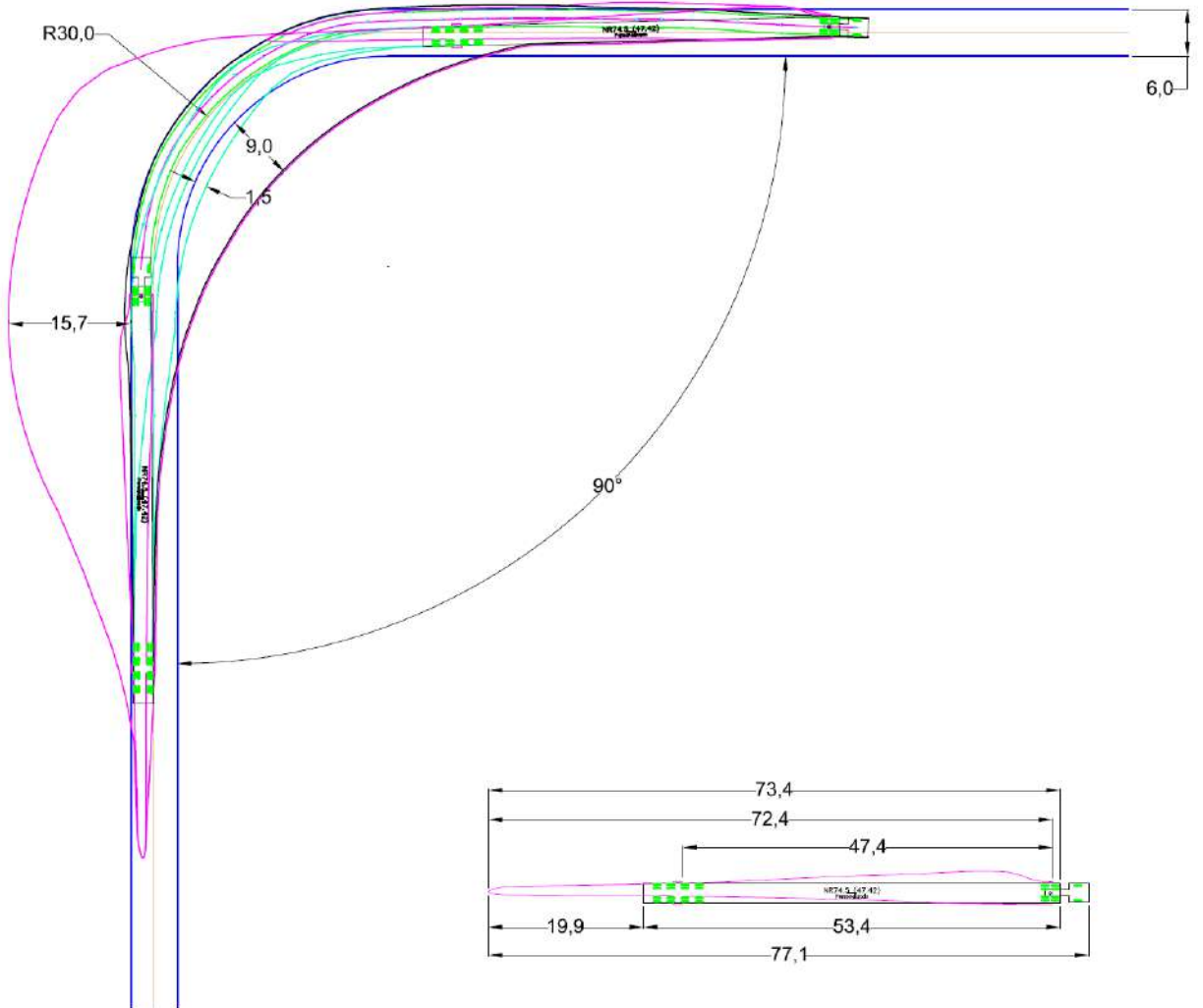
8.2 Transport of NR74.5 blade.

8.2.1 Transport tip frame at L48.

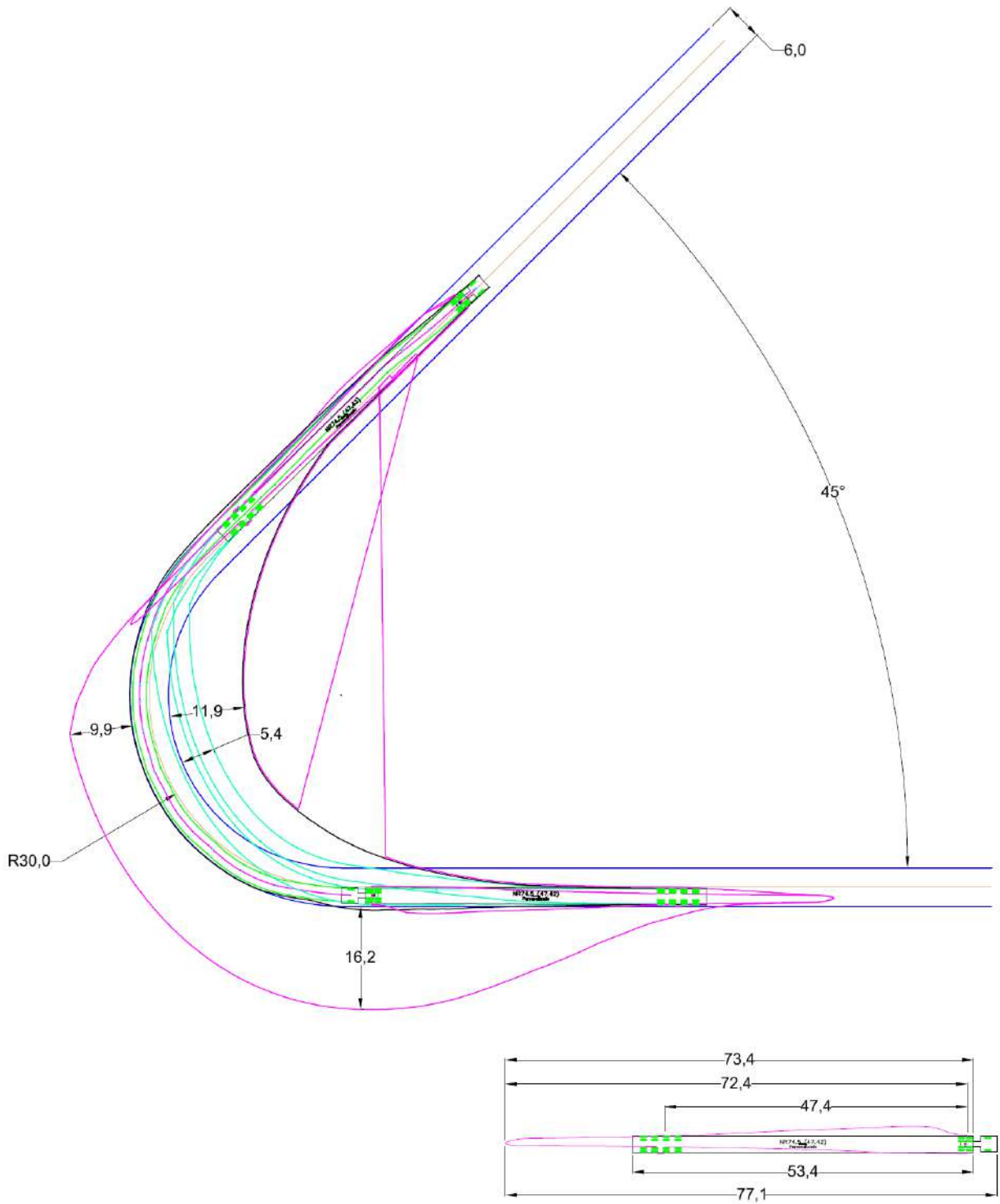
8.2.1.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.2.1.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.

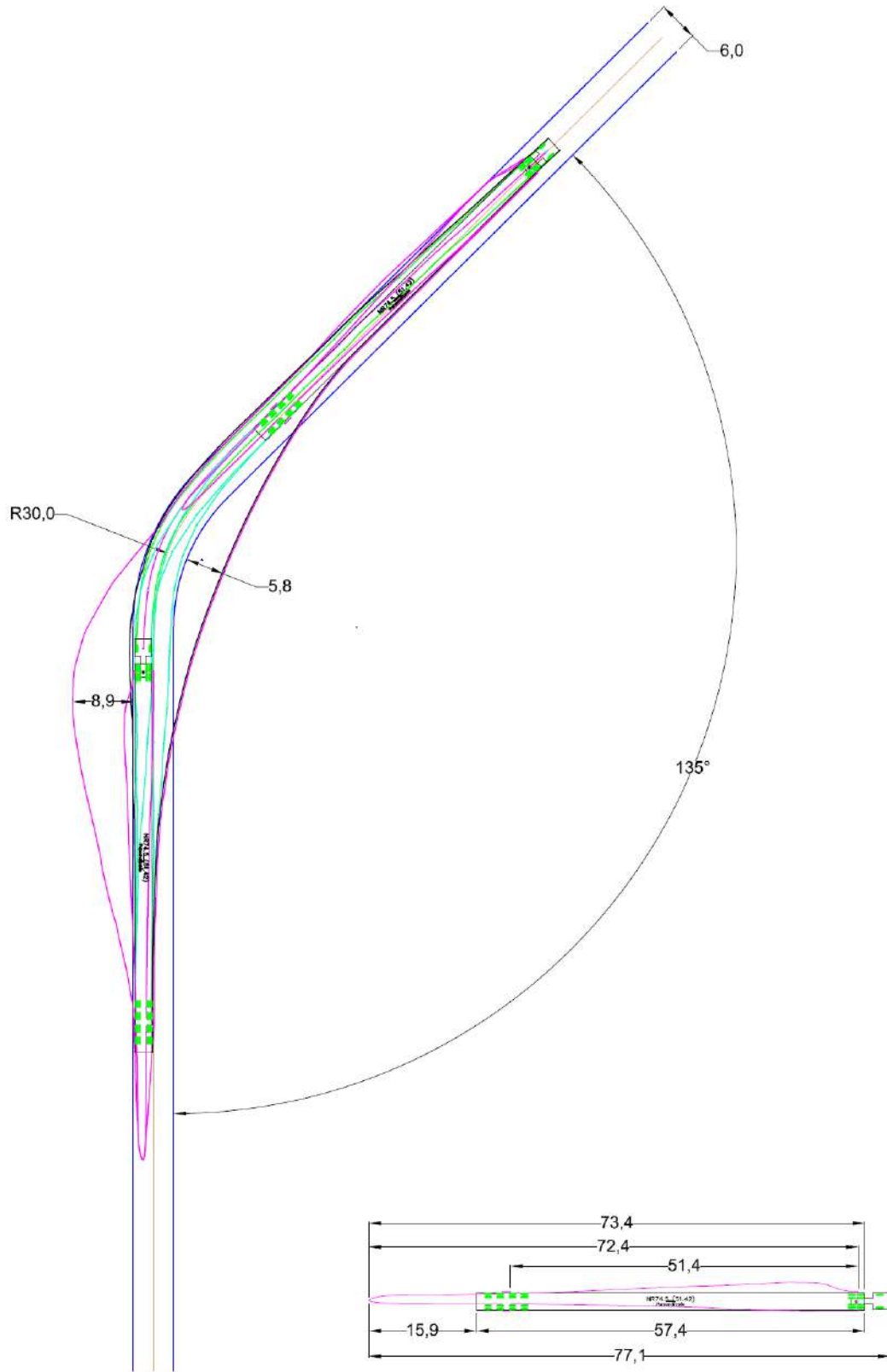


8.2.1.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.

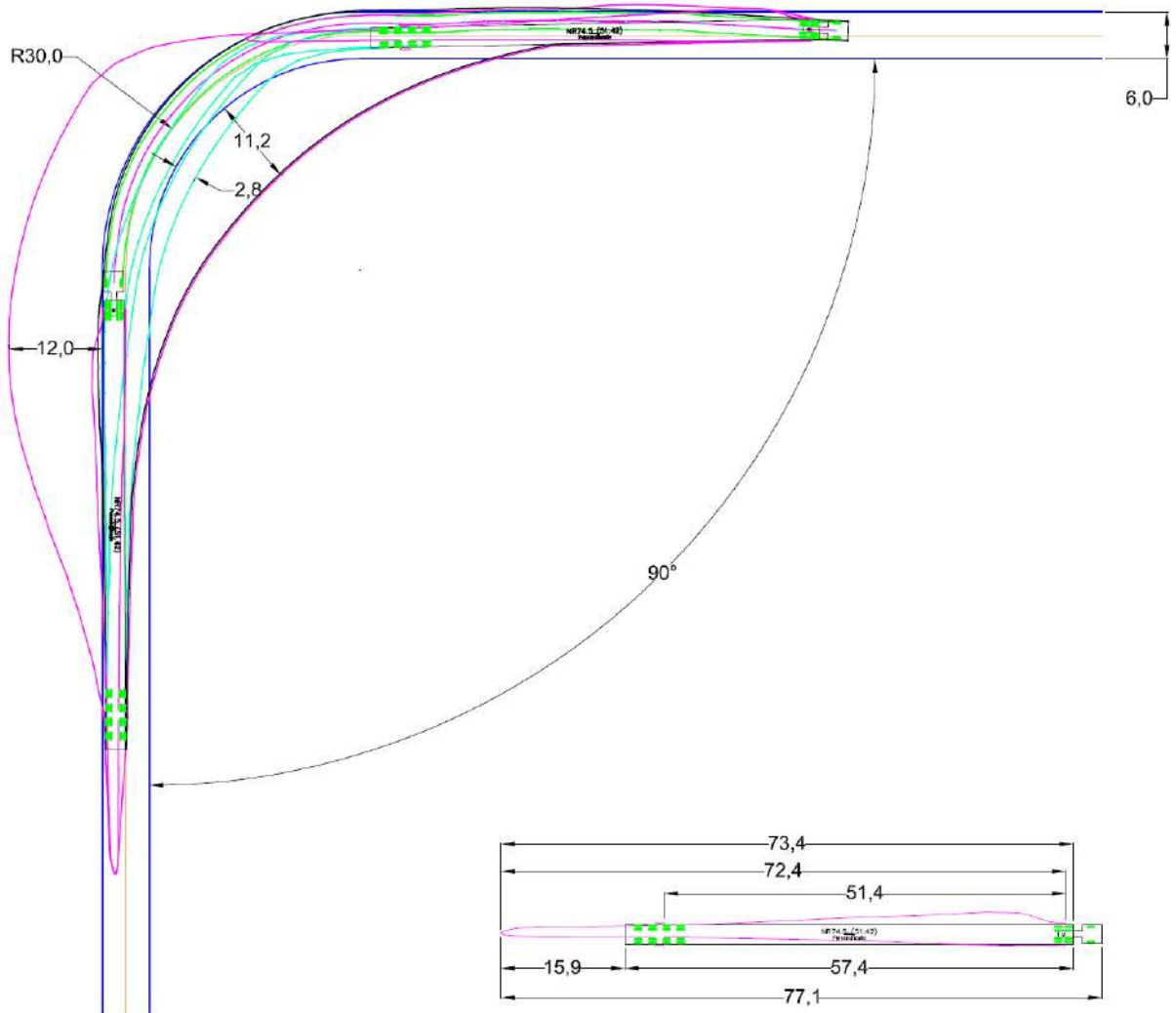


8.2.2 Transport tip frame at L52.

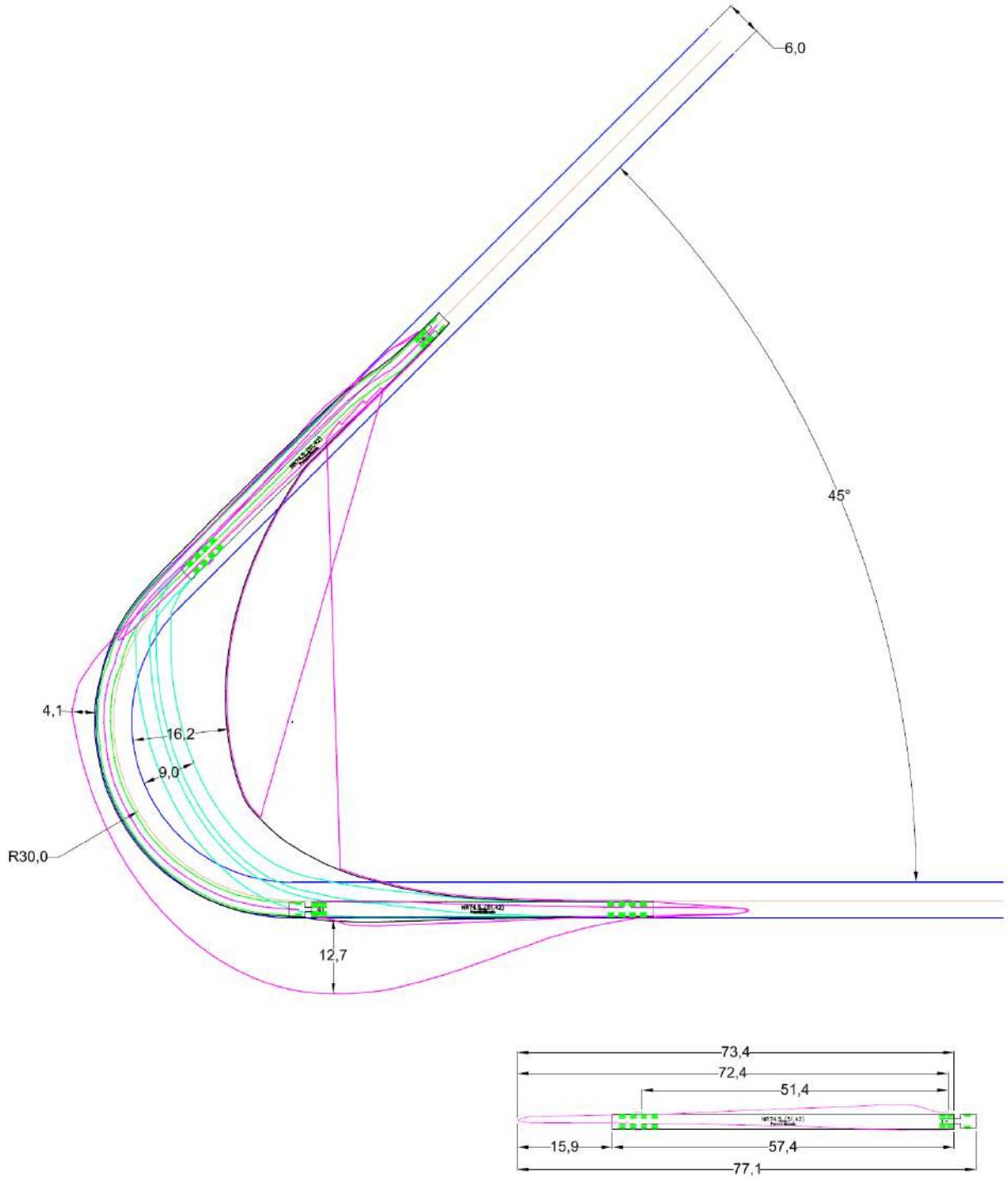
8.2.2.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.2.2.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.

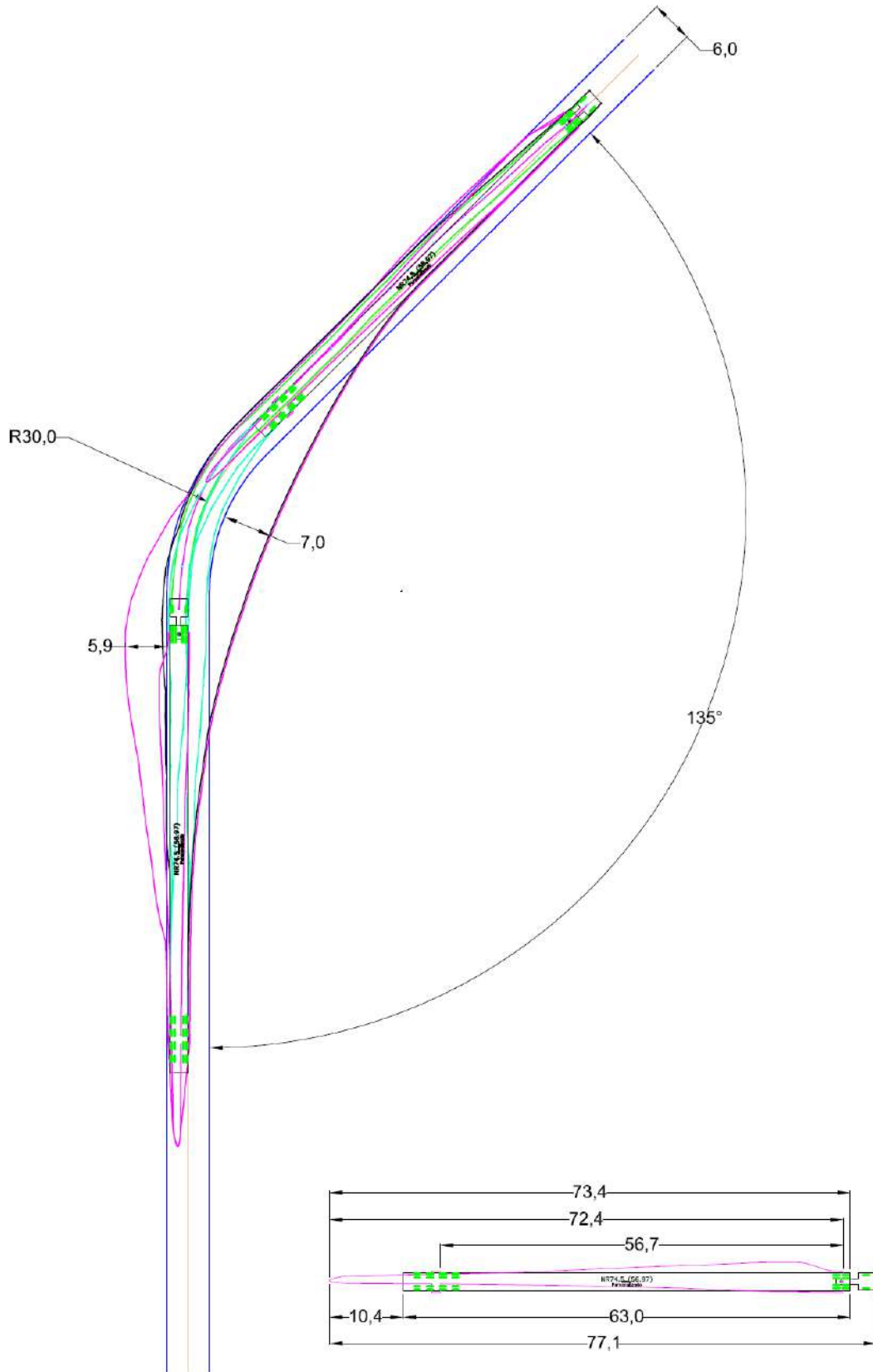


8.2.2.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.

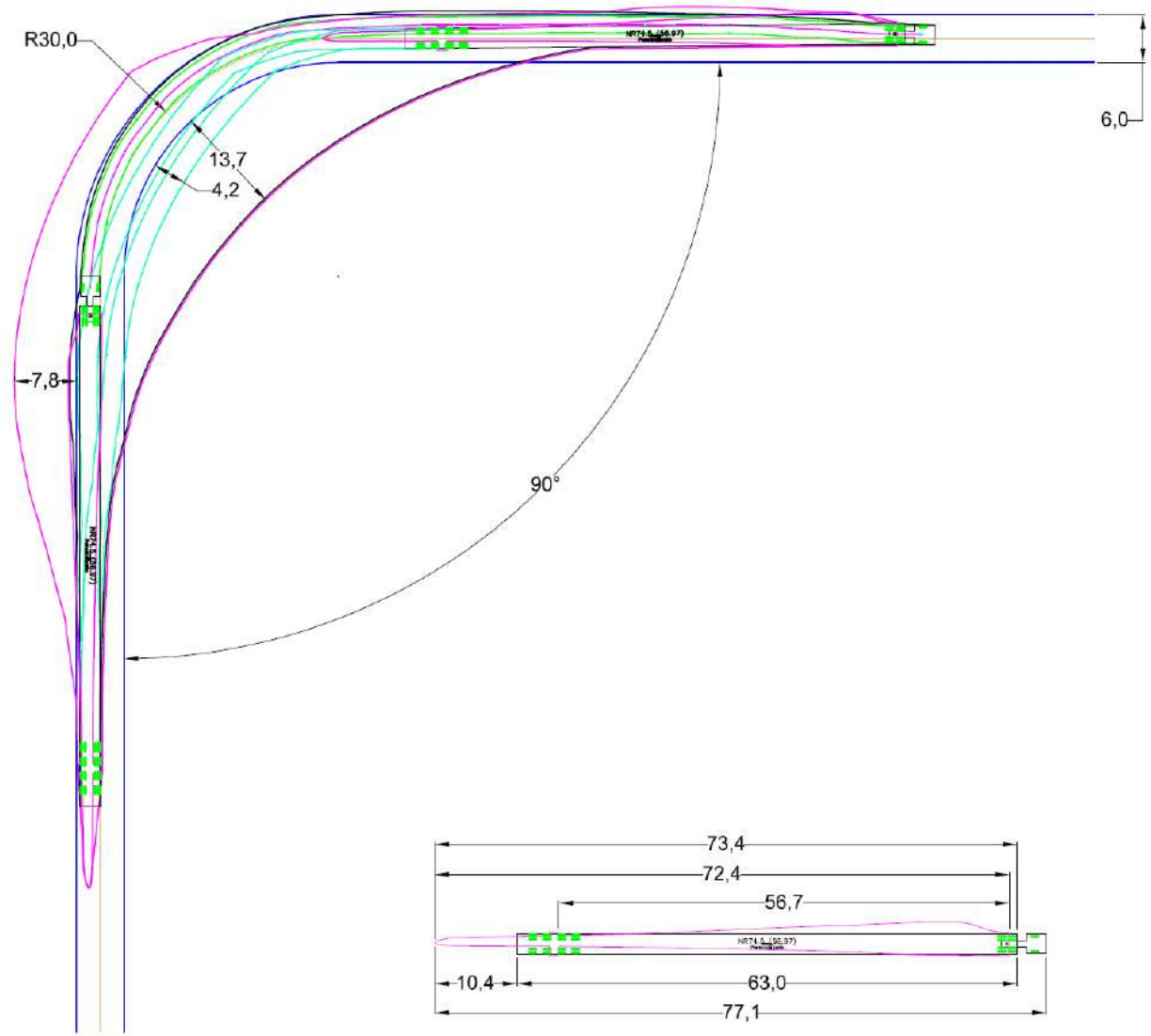


8.2.3 Transport tip frame at L57.5.

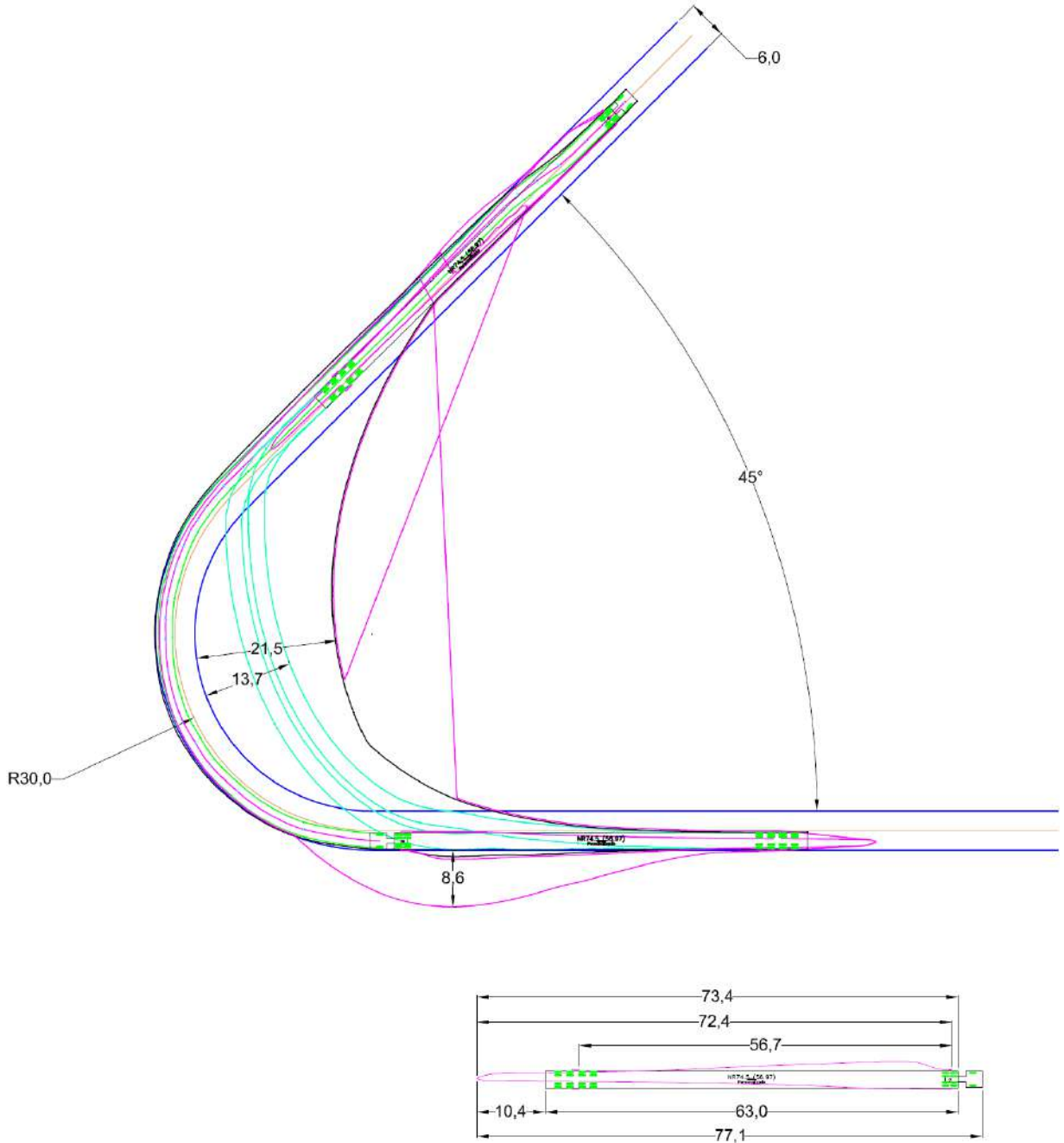
8.2.3.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.2.3.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.



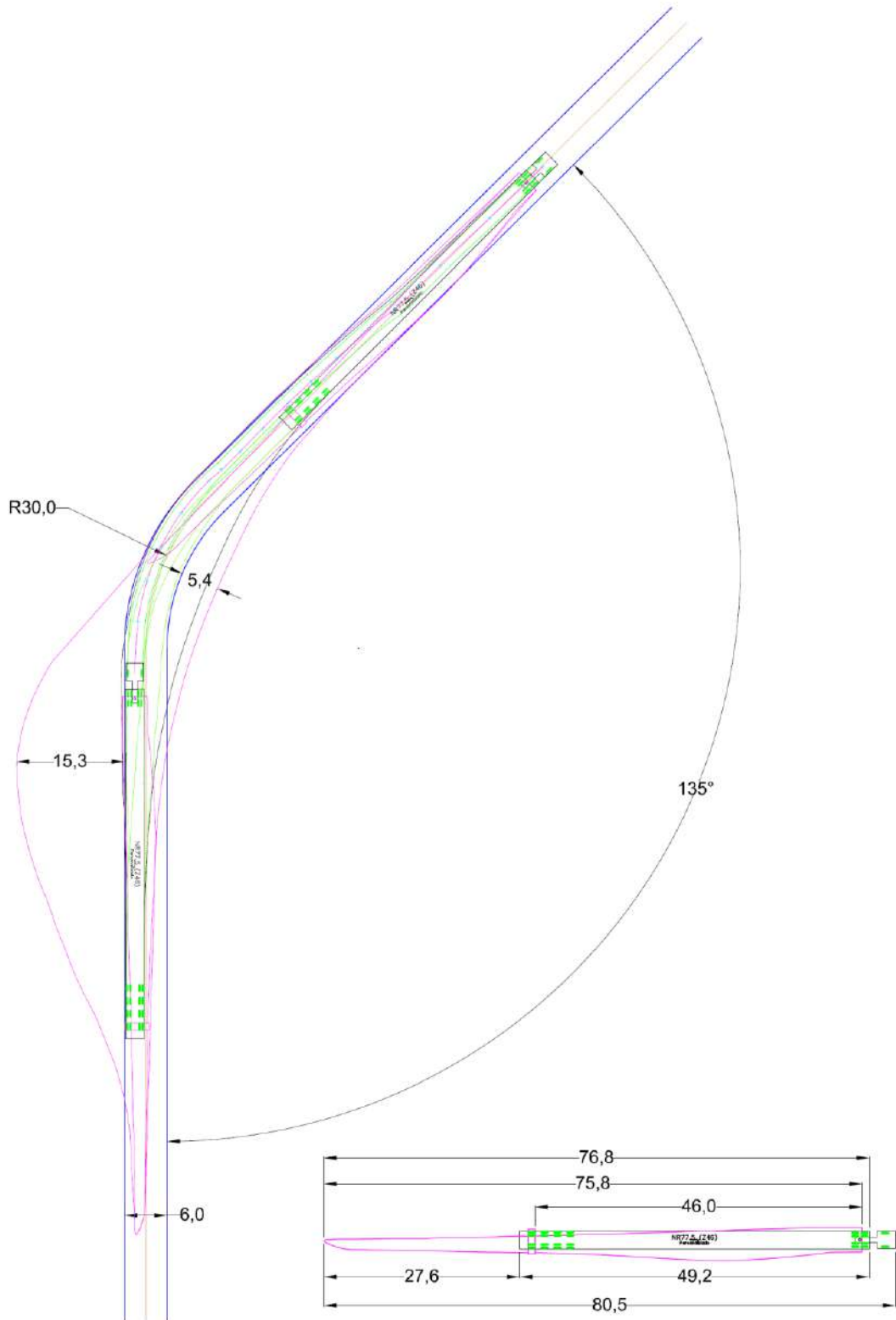
8.2.3.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.



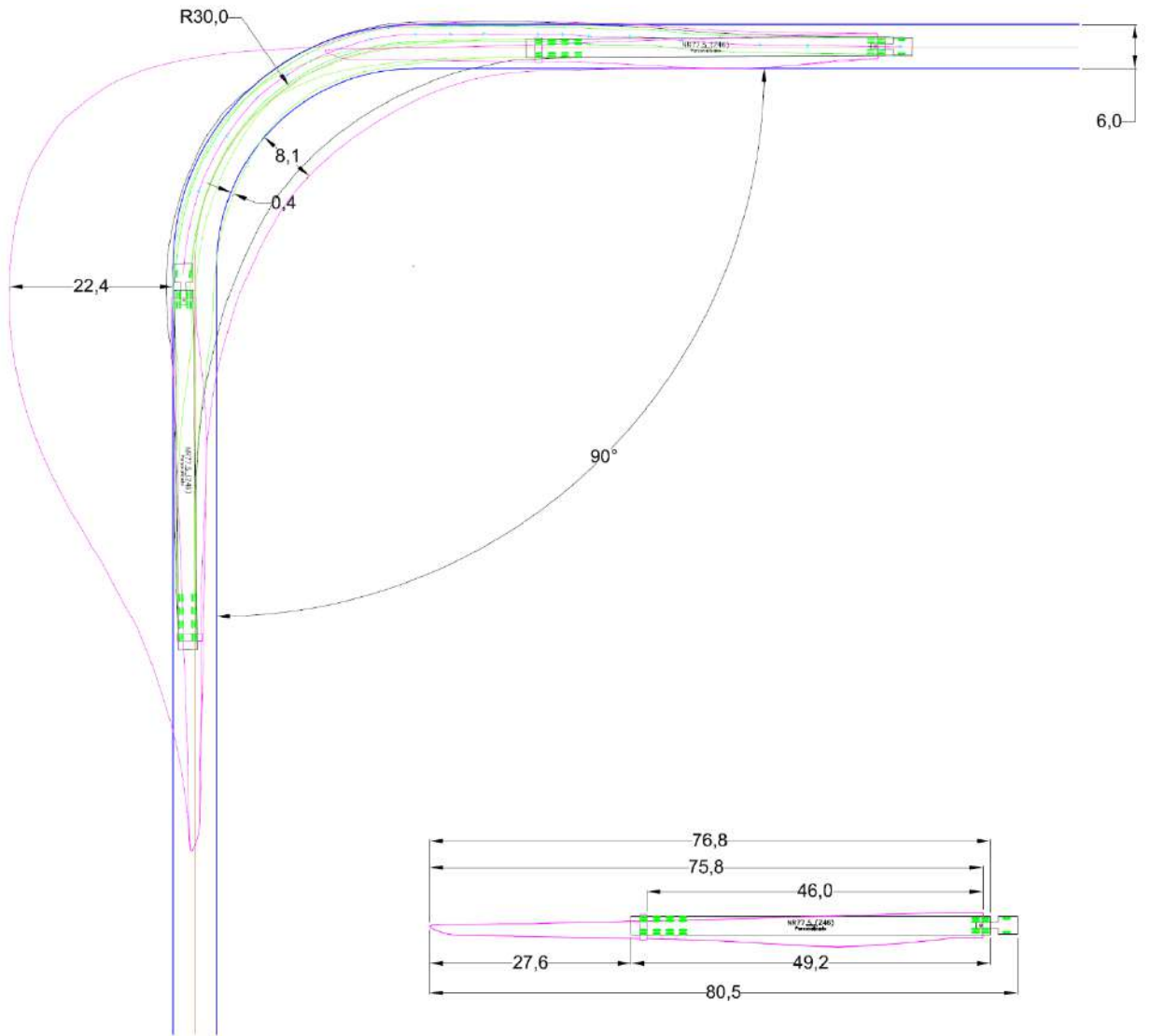
8.3 Transport of NR77.5 blade. (AutoTURN)

8.3.1 Transport tip frame at Z46.

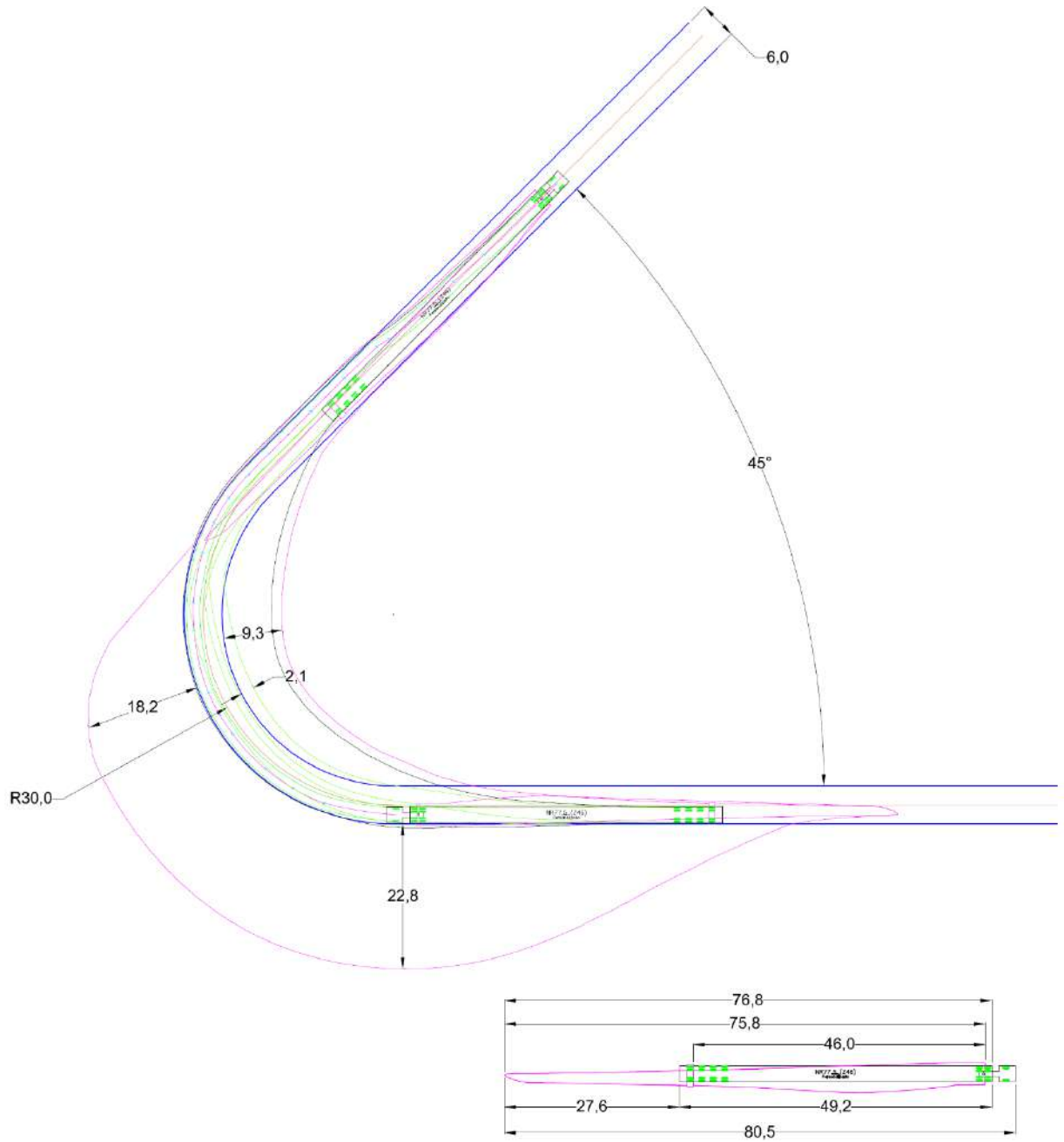
8.3.1.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.3.1.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.

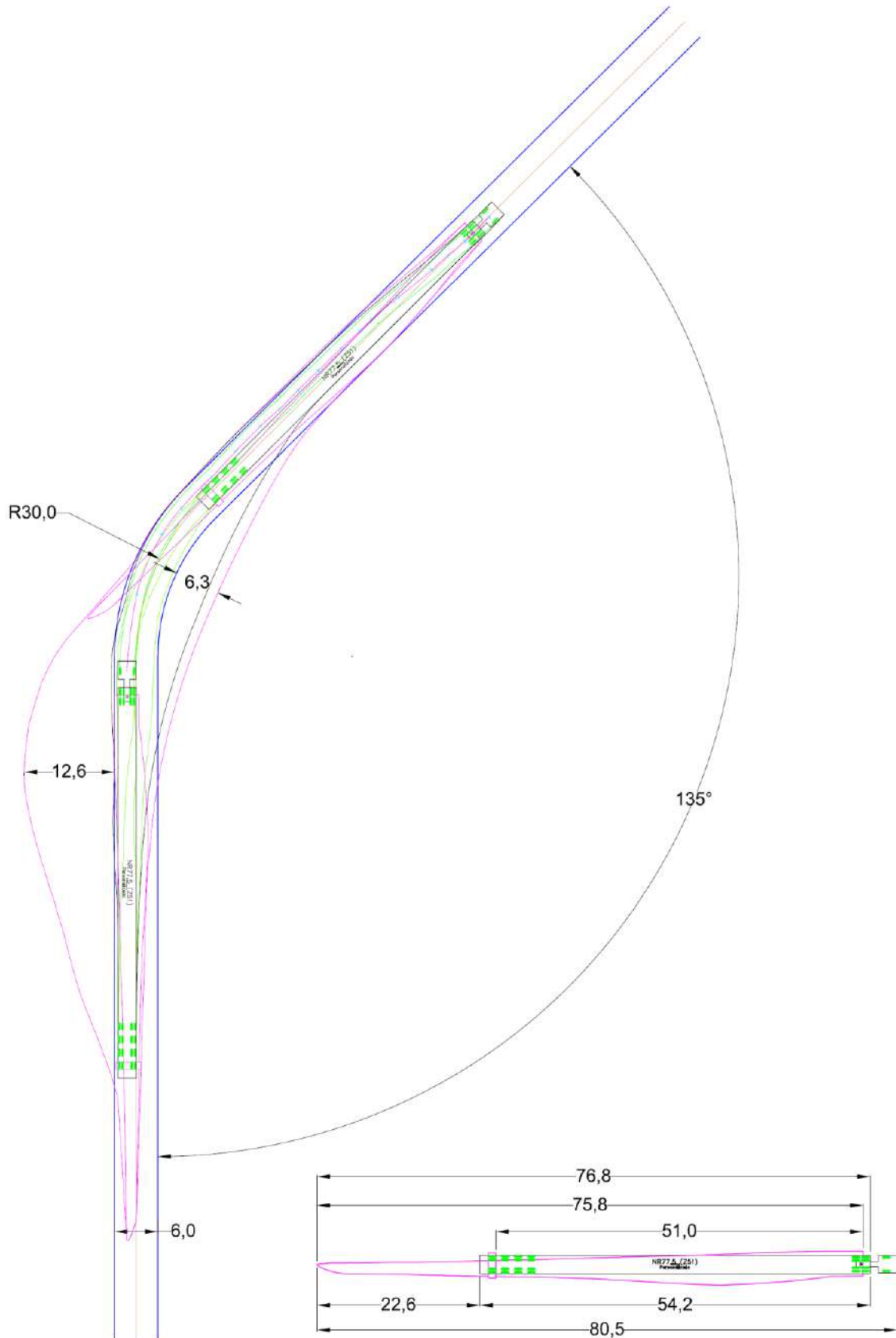


8.3.1.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.

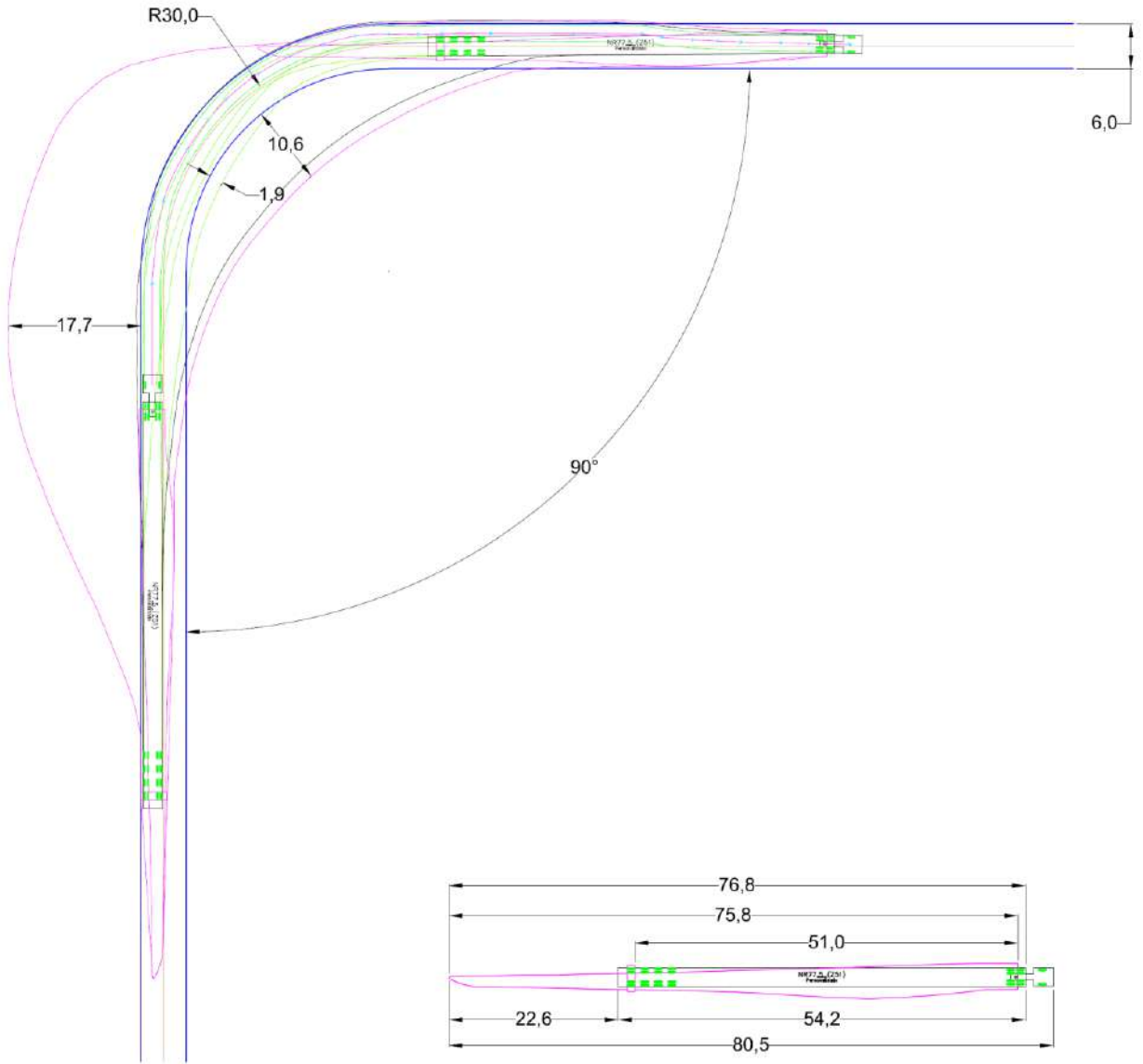


8.3.2 Transport tip frame at Z51.

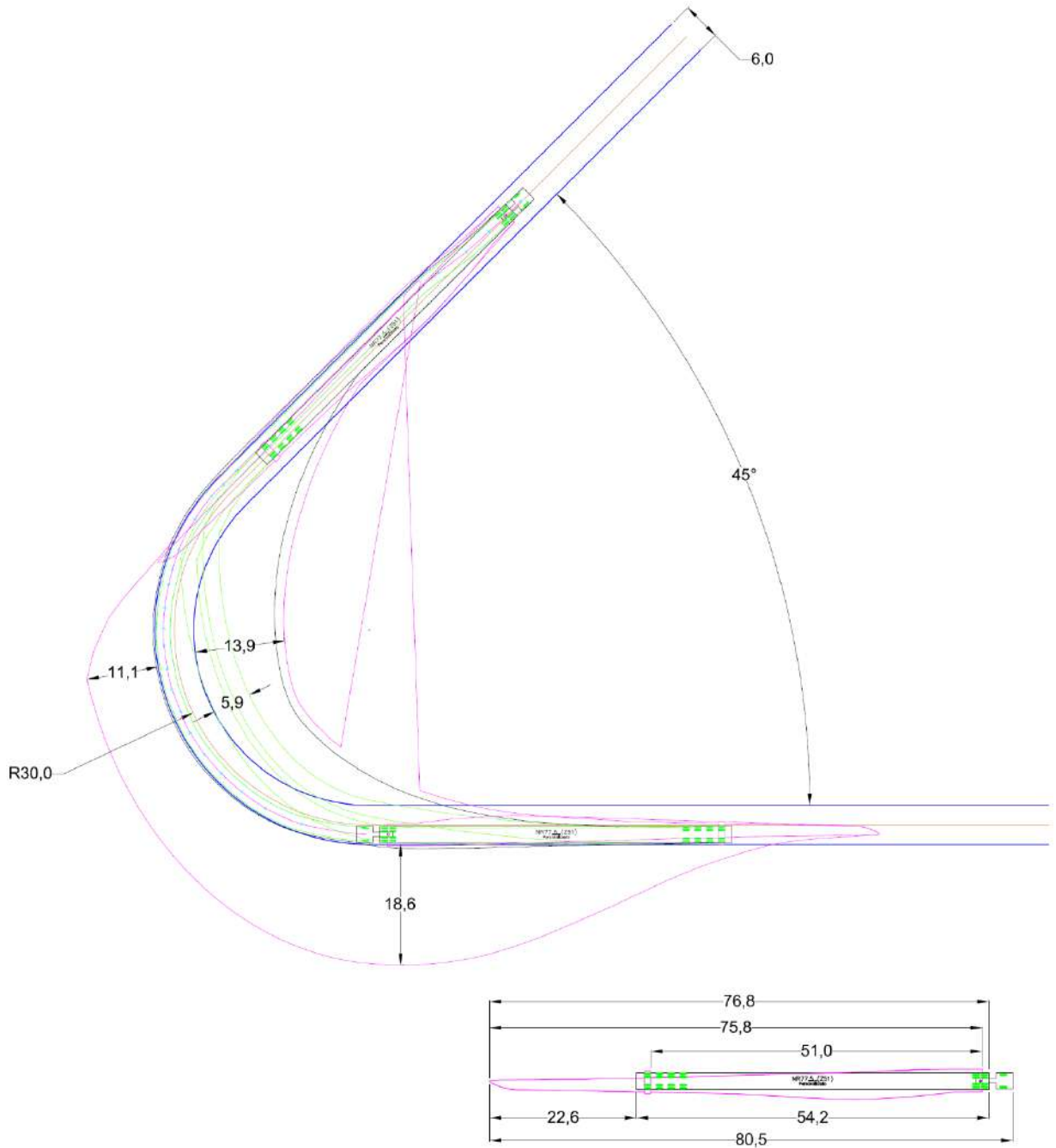
8.3.2.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



8.3.2.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.

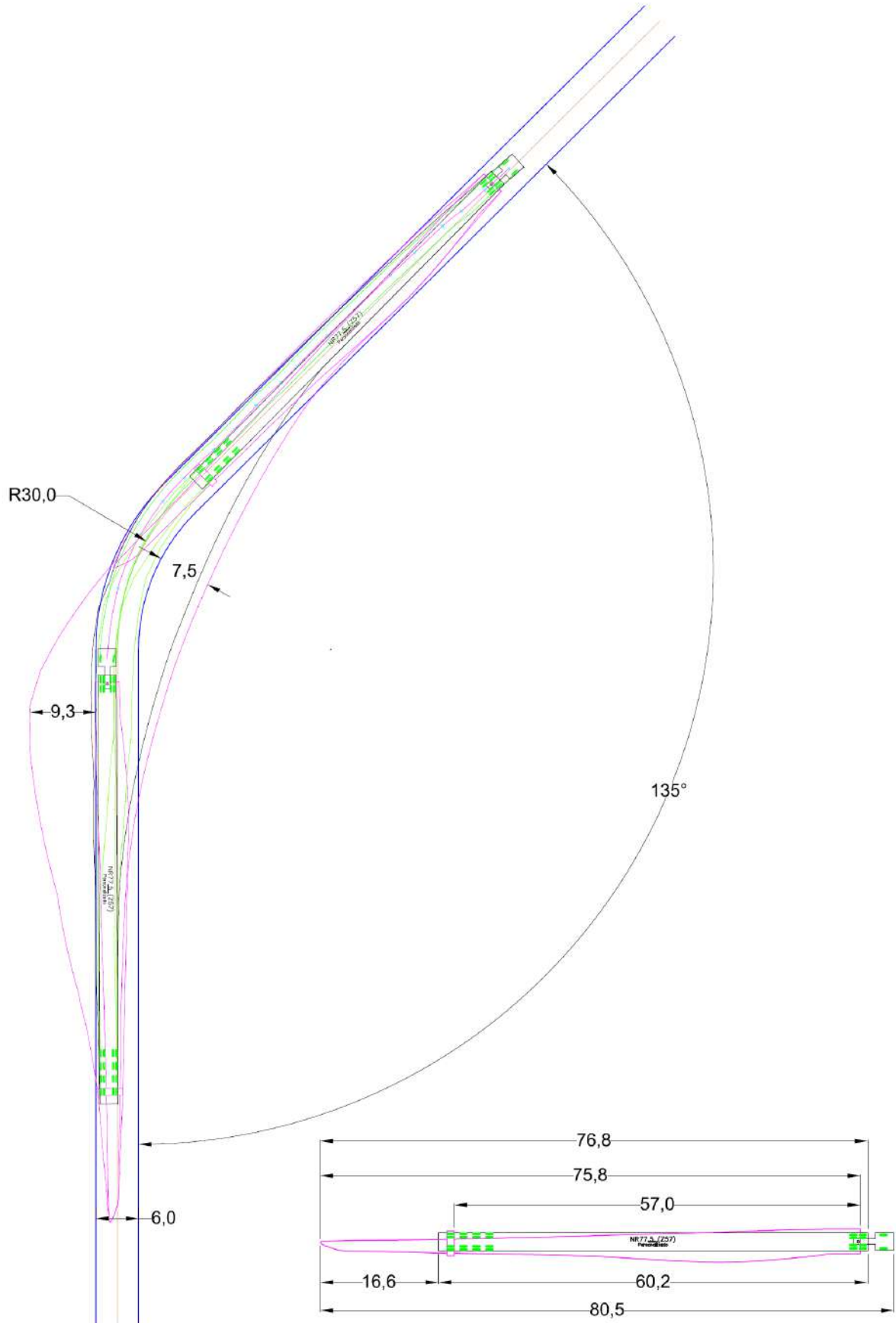


8.3.2.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.

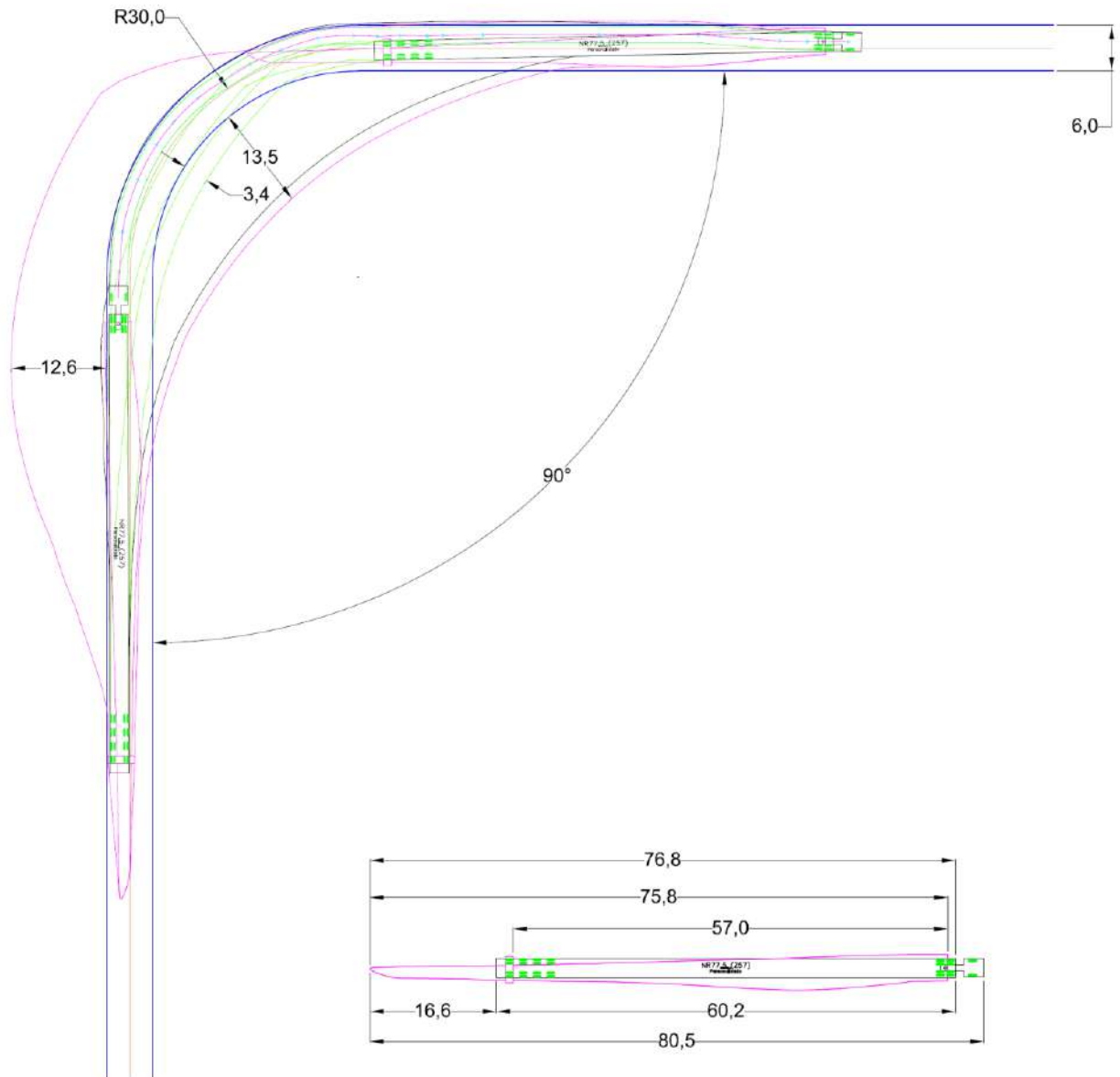


8.3.3 Transport tip frame at Z57.

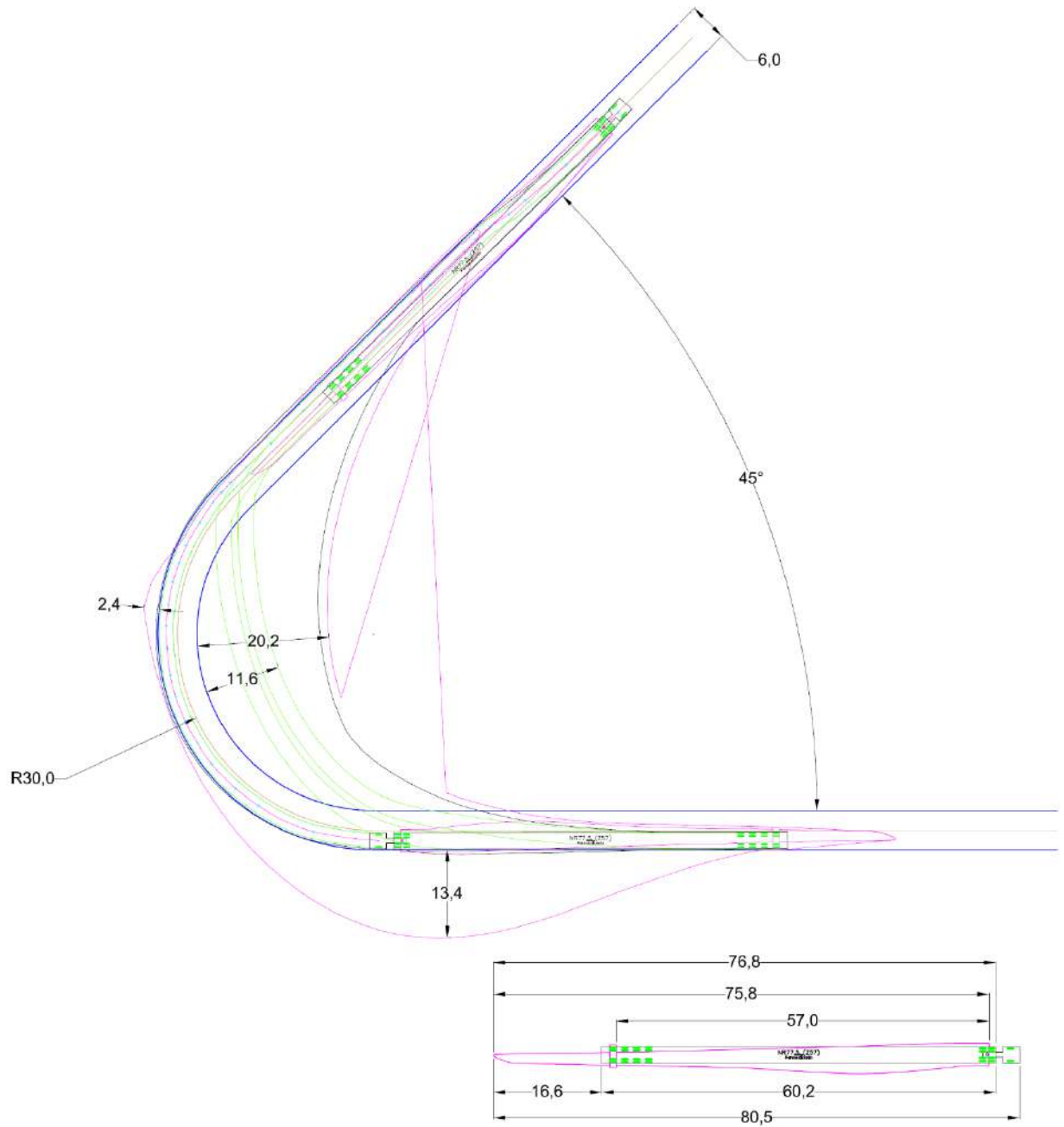
8.3.3.1 Curve of 135° without the wheels leaving the road.



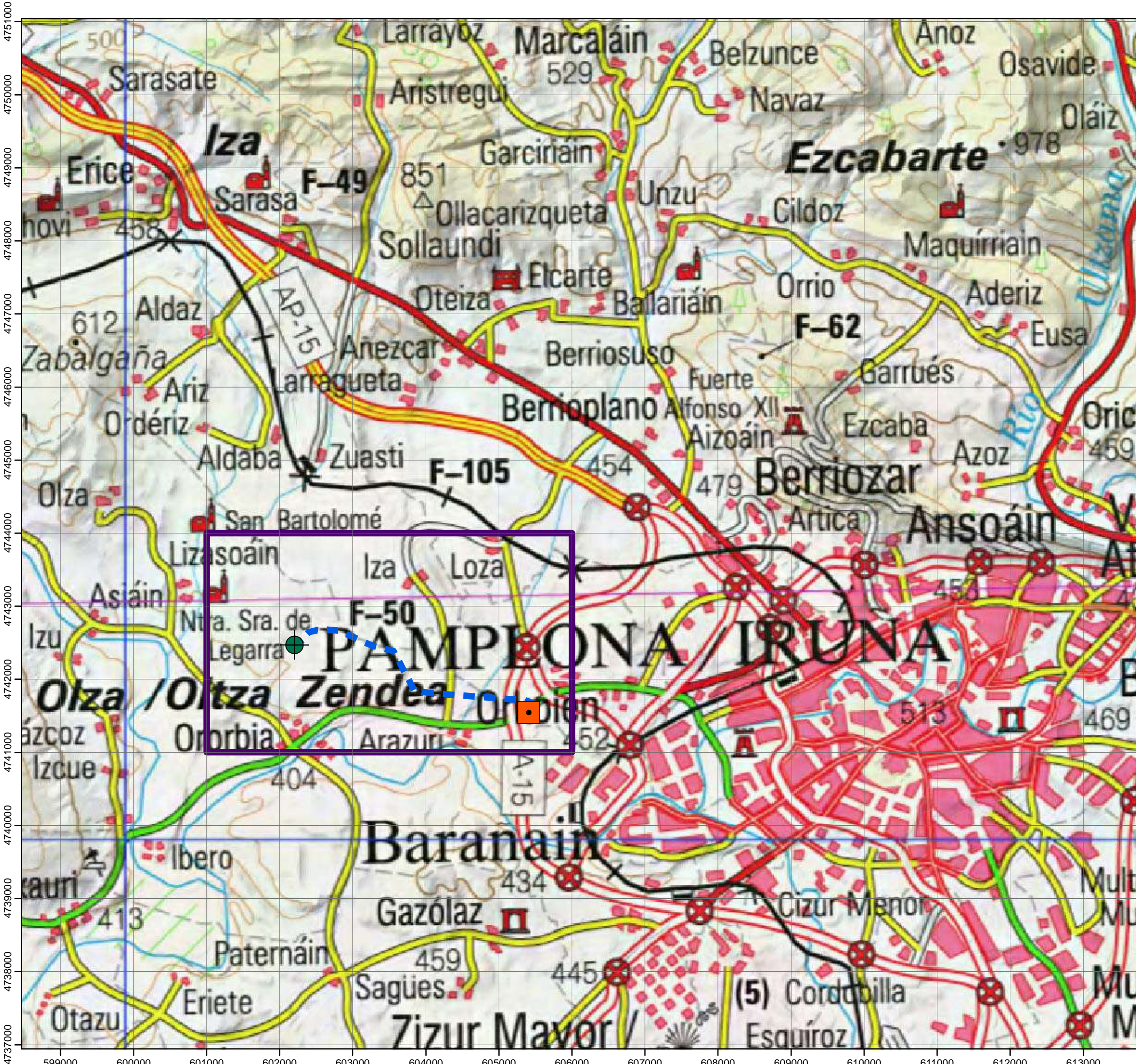
8.3.3.2 Curve of 90° without the wheels leaving the road.



8.3.3.3 Curve of 45° without the wheels leaving the road.



PLANOS



Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huso 30N












NORDEX ENERGY ORKOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORKOIEN

UBICACIÓN	Plano nº 1
INDYCA	Fecha MAYO 2020
	Escala 1 : 50.000



INFRAESTRUCTURAS

-  Aerogenerador
-  Estación de medición
- Caminos**
-  Camino a rehabilitar
-  Camino nueva construcción
-  Zanjas
-  Zapata
-  Plataforma grúa
-  Plataforma auxiliar

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huco 30N

NORDEX  **acciona** 

NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORCOIEN

	PLANTA GENERAL SOBRE TOPOGRÁFICO	Plano nº
		2
	Fecha	Escala
	MAYO 2020	1 : 7.500

4743000

4742000

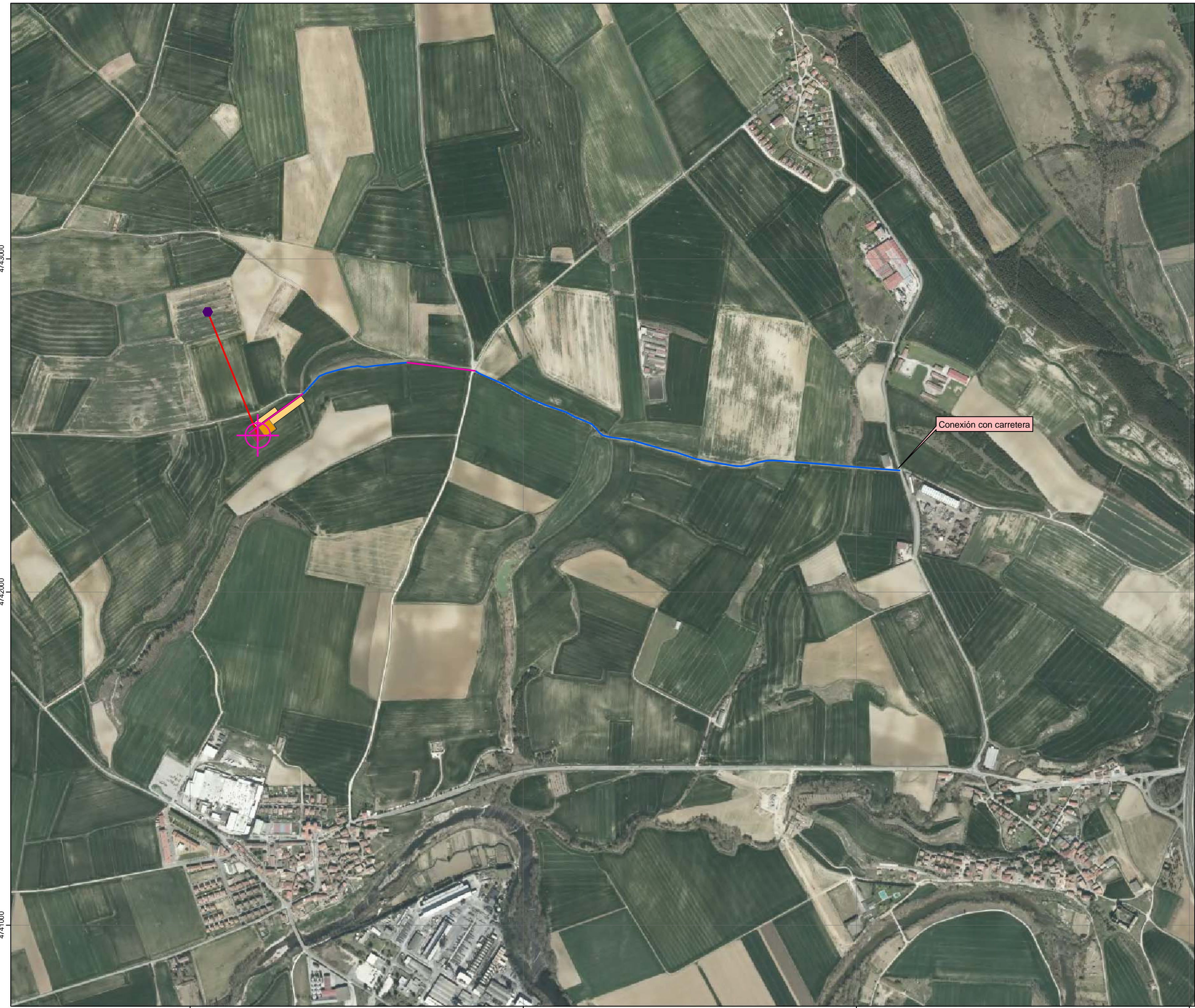
4741000

602000

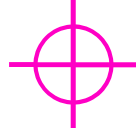

603000

604000







605000



INFRAESTRUCTURAS

-  Aerogenerador
-  Estación de medición

Caminos

-  Camino a rehabilitar
-  Camino nueva construcción
-  Zanjas
-  Zapata
-  Plataforma grúa
-  Plataforma auxiliar

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huao 30N




NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORCOIEN

	PLANTA GENERAL SOBRE ORTOFOTOMAPA	Plano nº 3
	Fecha MAYO 2020	Escala 1 : 7.500

4743000

4742000

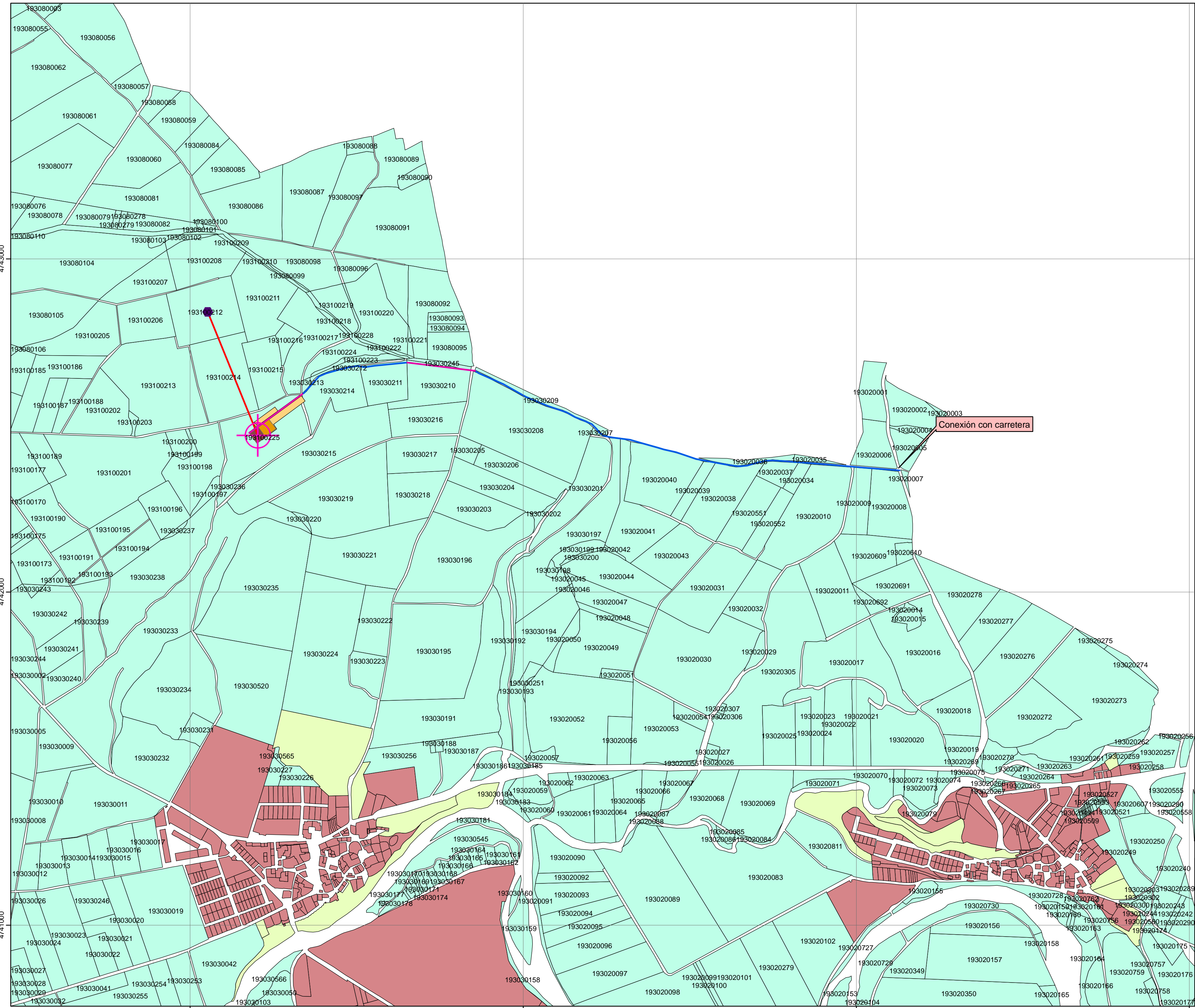
4741000

602000

603000

604000

605000



CATASTRO

- Cendea de Olza (Parcelas rusticas)
- Cendea de Olza (Parcelas mixtas)
- Cendea de Olza (Parcelas urbanas)

INFRAESTRUCTURAS

- Aerogenerador
- Estación de medición
- Caminos**
 - Camino a rehabilitar
 - Camino nueva construcción
 - Zanjas
- Zapata
- Plataforma grúa
- Plataforma auxiliar

Conexión con carretera

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huao 30N



NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORCOIEN



PLANTA GENERAL SOBRE CATASTRAL		Plano nº
		4
Fecha	Escala	
MAYO 2020	1 : 7.500	

4743000

4742000

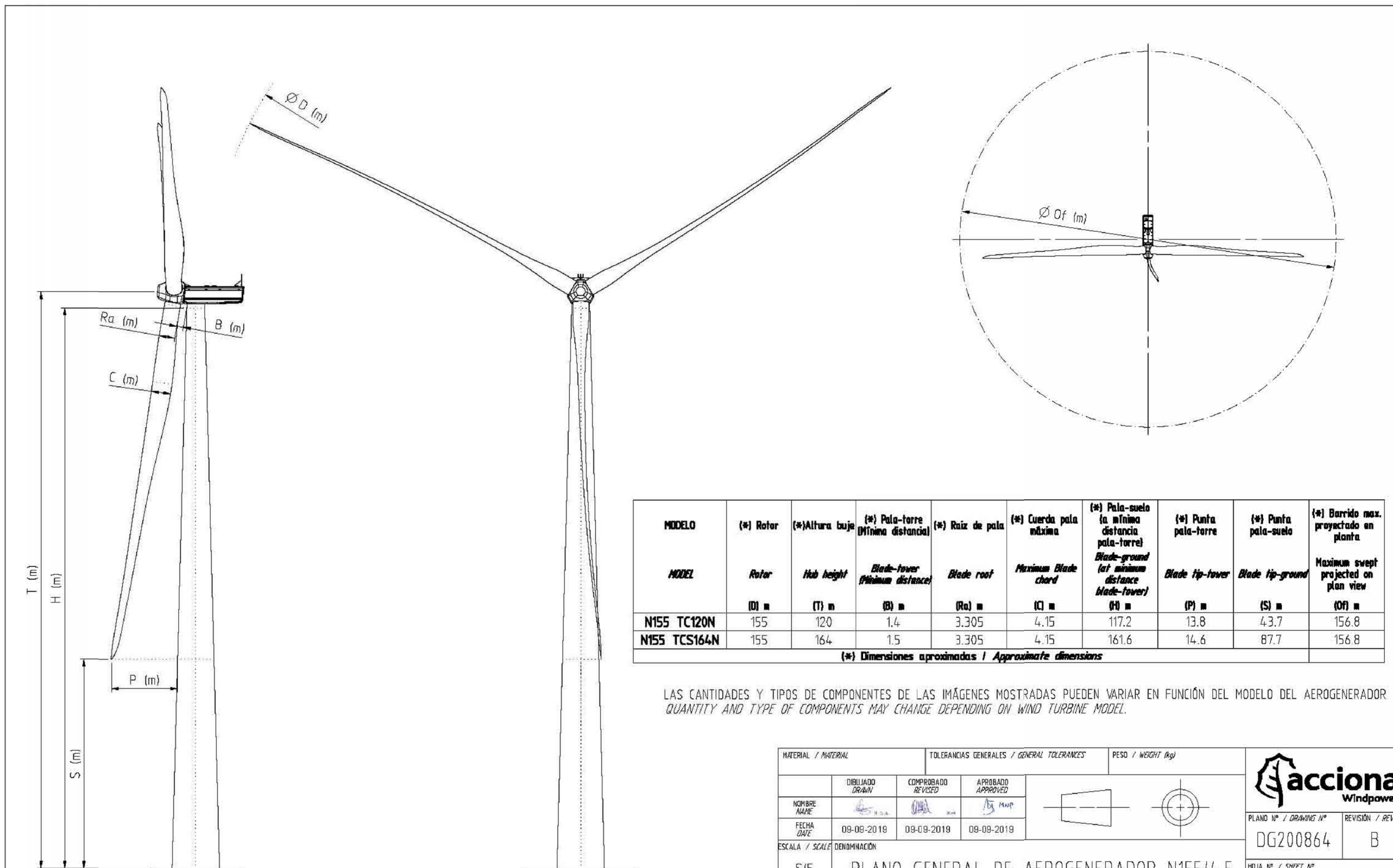
4741000

602000

603000

604000

605000



MODELO	(*) Rotor	(*) Altura buje	(*) Pala-torre (Mínima distancia)	(*) Raíz de pala	(*) Cuerda pala máxima	(*) Pala-suelo (a mínima distancia pala-torre)	(*) Punta pala-torre	(*) Punta pala-suelo	(*) Barrido max. proyectado en planta
MODEL	Rotor	Hub height	Blade-tower (Minimum distance)	Blade root	Maximum blade chord	Blade-ground (at minimum distance blade-tower)	Blade tip-tower	Blade tip-ground	Maximum swept projected on plan view
	(D) m	(T) m	(B) m	(Ra) m	(C) m	(H) m	(P) m	(S) m	(Of) m
N155 TC120N	155	120	1.4	3.305	4.15	117.2	13.8	43.7	156.8
N155 TCS164N	155	164	1.5	3.305	4.15	161.6	14.6	87.7	156.8

(*): Dimensiones aproximadas / Approximate dimensions

LAS CANTIDADES Y TIPOS DE COMPONENTES DE LAS IMÁGENES MOSTRADAS PUEDEN VARIAR EN FUNCIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR
 QUANTITY AND TYPE OF COMPONENTS MAY CHANGE DEPENDING ON WIND TURBINE MODEL.

MATERIAL / MATERIAL		TOLERANCIAS GENERALES / GENERAL TOLERANCES		PESO / WEIGHT (kg)			
DIBUJADO / DRAWN	COMPROBADO / REVISED	APROBADO / APPROVED					
NOMBRE / NAME	FECHA / DATE	09-09-2018	09-09-2019	09-09-2019	PLANO Nº / DRAWING Nº DG200864		REVISIÓN / REVIEW B
ESCALA / SCALE	DENOMINACIÓN					HOJA Nº / SHEET Nº 1-1	
S/E	PLANO GENERAL DE AEROGENERADOR N155/4.5 WT GENERAL DRAWING N155/4.5					FORMATO / FORMAT A3	
Este plano es propiedad exclusiva de Nordex Energy Spain S.A.U. y su reproducción total o parcial está totalmente prohibida y queda amparada bajo la legislación vigente. Los contraventores serán perseguidos legalmente tanto en España como en el extranjero. El uso, copia o venta de esta publicación, solo podrá realizarse con autorización expresa y por escrito de Nordex Energy Spain S.A.U. This drawing is the exclusive property of Nordex Energy Spain S.A.U. and is covered by current legislation. Full or partial reproduction is prohibited. Anyone who does so will be prosecuted, whether in Spain or abroad. This publication may be used, copied or sold only with the express written authorization of Nordex Energy Spain S.A.U.							

REV/REV	FECHA / DATE	REALIZADO / CREATED	MODIFICACIÓN / MODIFICATION
B	06-09-19	MSZ	AÑADIDA VISTA EN PLANTA / PLANT VIEW ADDED
A	27-05-19	MSZ	CREACIÓN DEL PLANO / DRAWING CREATION

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huco 30N



NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORKOIEN



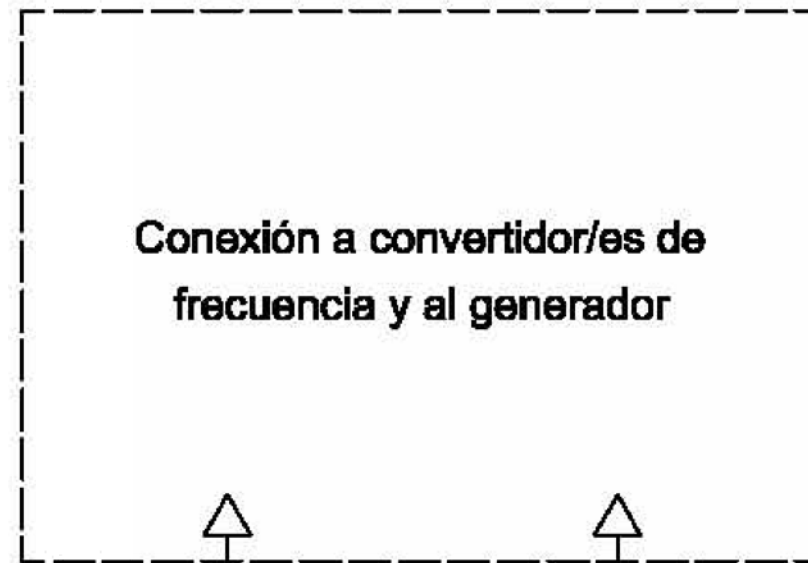
VISTA GENERAL AEROGENERADOR

Plano nº
5

Fecha
MAYO 2020

Escala
SE

BASE DE LA TORRE



Cuadro B.T.

Transformador

Celdas M.T.

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huso 30N



NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORKOIEN

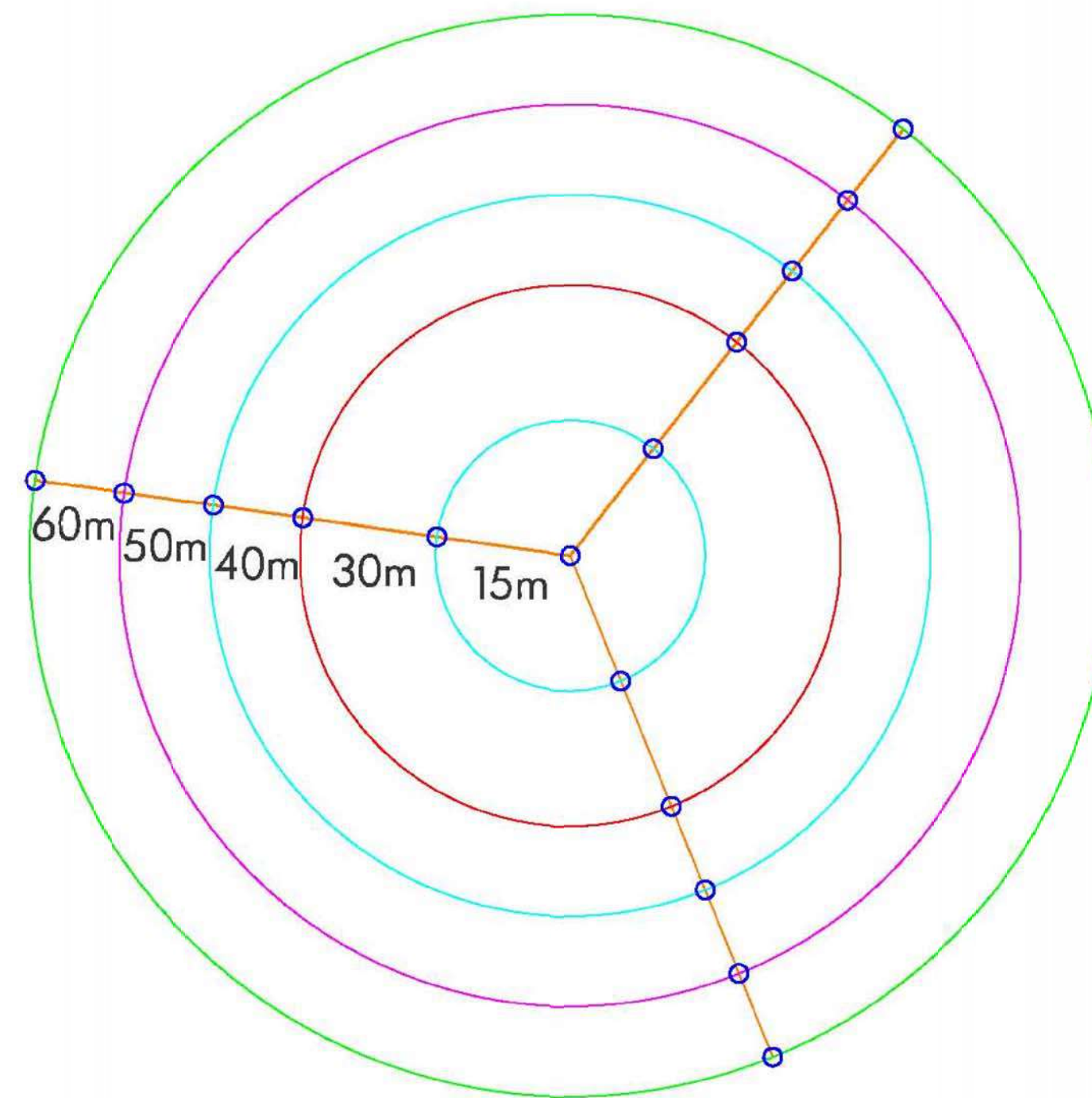
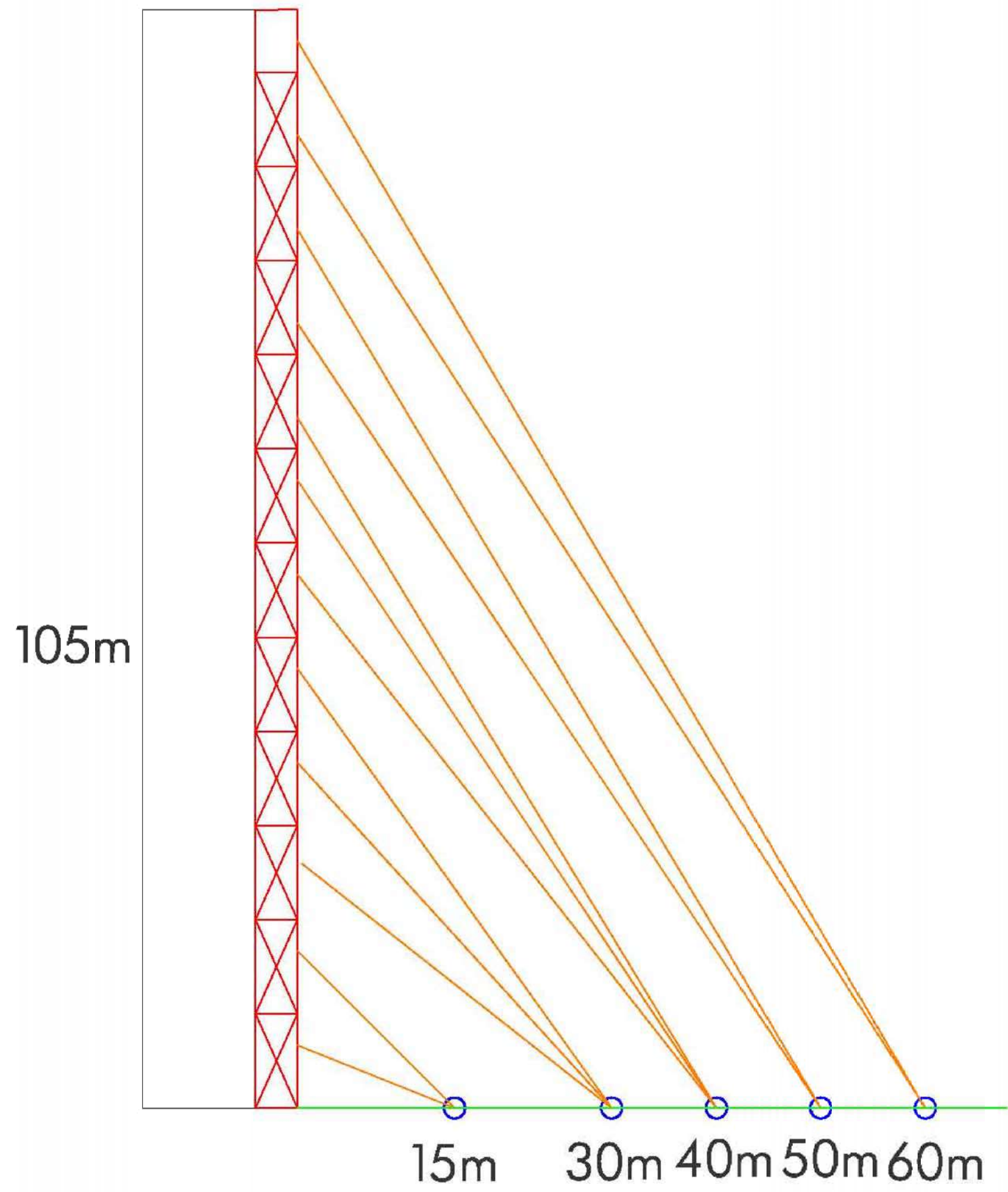


ESQUEMA UNIFILAR DEL AEROGENERADOR

Plano nº
6

Fecha
MAYO 2020

Escala
SE



Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huao 30N



NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORKOIEN



ESTACIÓN DE MEDICIÓN 105 m (Alzado y planta)

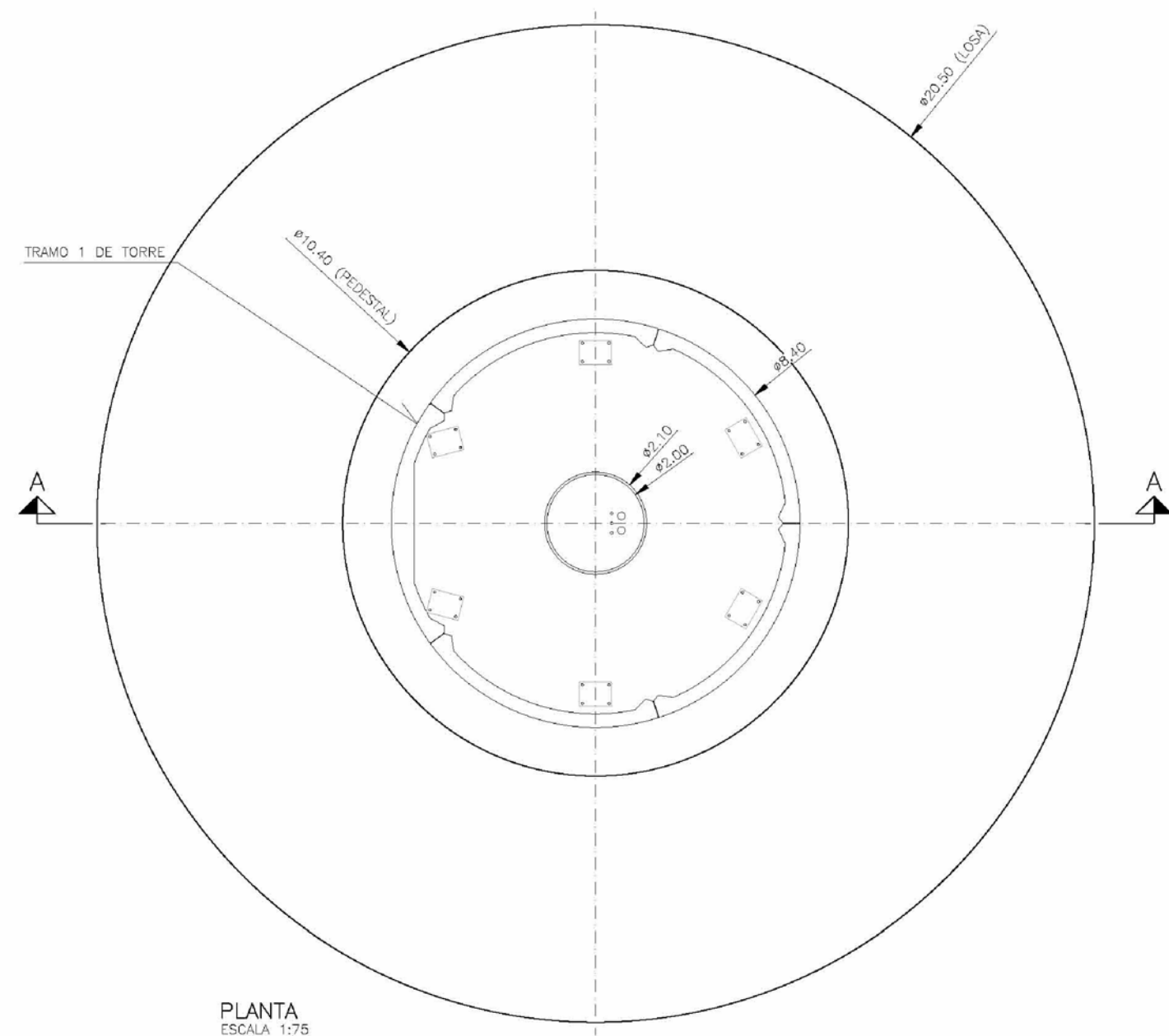
Folio nº

7

Fecha
MAYO 2020

Escala
SE

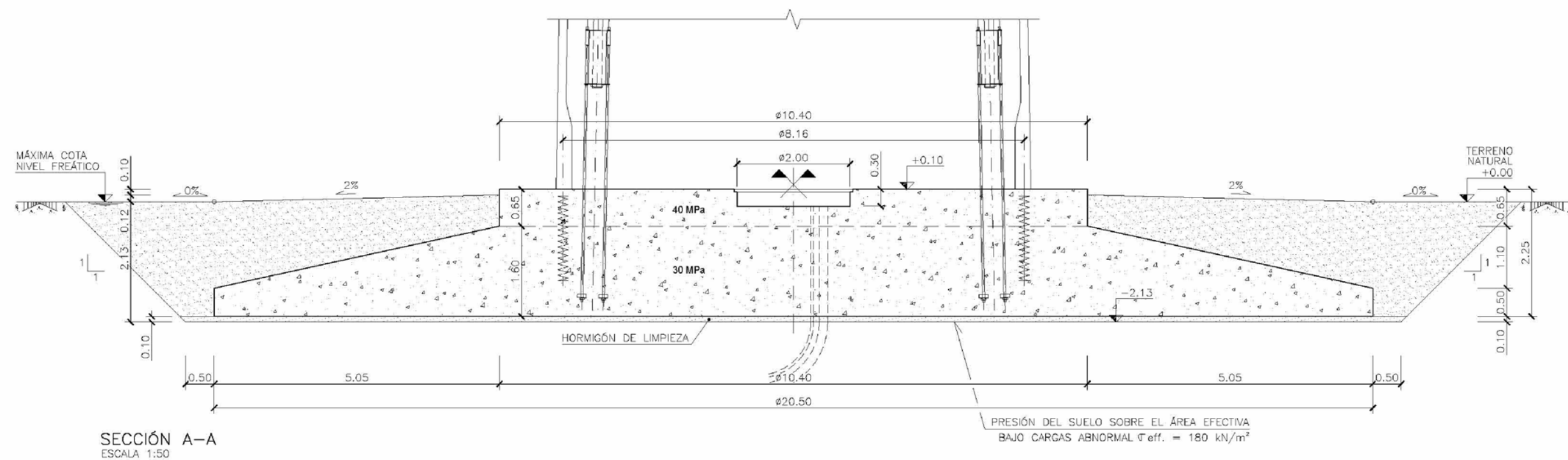
MEDICIONES		
Hormigón en pedestal (m³)	HA-40	55
Hormigón en losa (m³)	HA-30	378
Hormigón de limpieza (m³)	HL-150	36
Volumen de excavación (m³)		937
Volumen de relleno (m³)		498
Volumen de mortero (m³)		1,00
Kg de acero (estimado)	B500S	44 000



ESTA CIMENTACIÓN ES VÁLIDA PARA UN NIVEL FREÁTICO HASTA EL TERRENO NATURAL

NOTAS:

- Las cotas están en metros salvo que se indique lo contrario.
- Deberá prestarse especial atención a la adecuada puesta en obra y vibrado utilizando vibradores mecánicos del hormigón en las zonas críticas y particularmente en toda la zona situada por encima y por debajo de la brida inferior de anclaje.
- El hormigón en el primer 0.50 m de la zapata será de consistencia líquida, hasta cubrir el emparrillado inferior y parte de los armaduras de refuerzo inferior de las barras de la conexión a la torre, es decir, hasta el comienzo del canto variable.
- La compactación se hará con cuidado y lentamente, para, por un lado, conseguir la compactación correcta y, por otro, la pendiente sin que discurra el hormigón. Para ello hay que encontrar el punto adecuado en el que el hormigón empieza a fraguar y tenga una consistencia menos fluida.
- En verano debe prestarse especial atención al curado del hormigón. La dirección facultativa podrá exigir la protección de la cimentación con una lámina impermeable para evitar una pérdida de humedad en verano.
- La densidad del relleno debe ser igual o superior a 18 kN/m³



CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

ACEROS

ACERO PASIVO ----- B500S $f_{yk}=500 \text{ MPa}$

HORMIGONES

EN LOSA ----- HA-30/L/20/IIa $f_{ck}=30 \text{ MPa}$

EN PEDESTAL ----- HA-40/L/20/IIa $f_{ck}=40 \text{ MPa}$

DE LIMPIEZA ----- HL-150/L/20 $f_{ck}=15 \text{ MPa}$

RECUBRIMIENTO

GENERAL ----- 50 mm

COEFICIENTES DE SEGURIDAD PREVISTOS EN LOS CÁLCULOS

$\delta_1 = 1.35/1.1$ $\delta_s = 1.15$ $\delta_c = 1.5$

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huao 30N

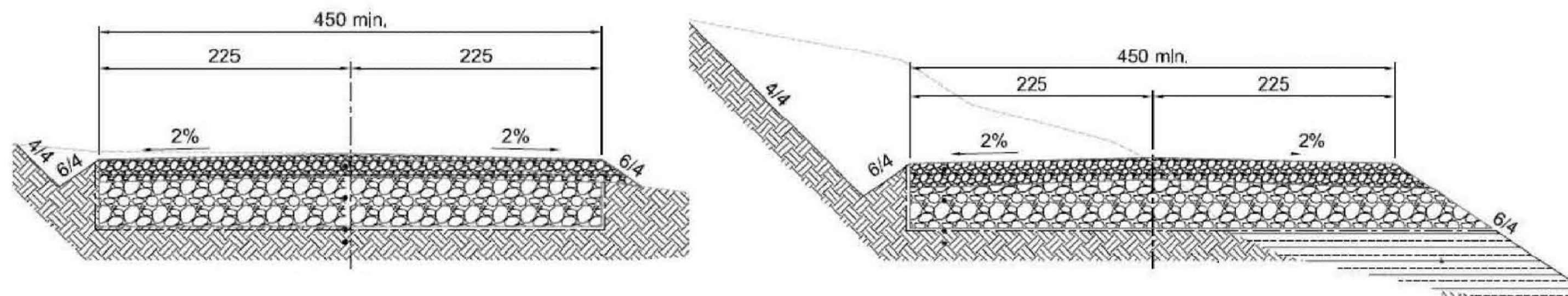
NORDEX **acciona**
Windpower

NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

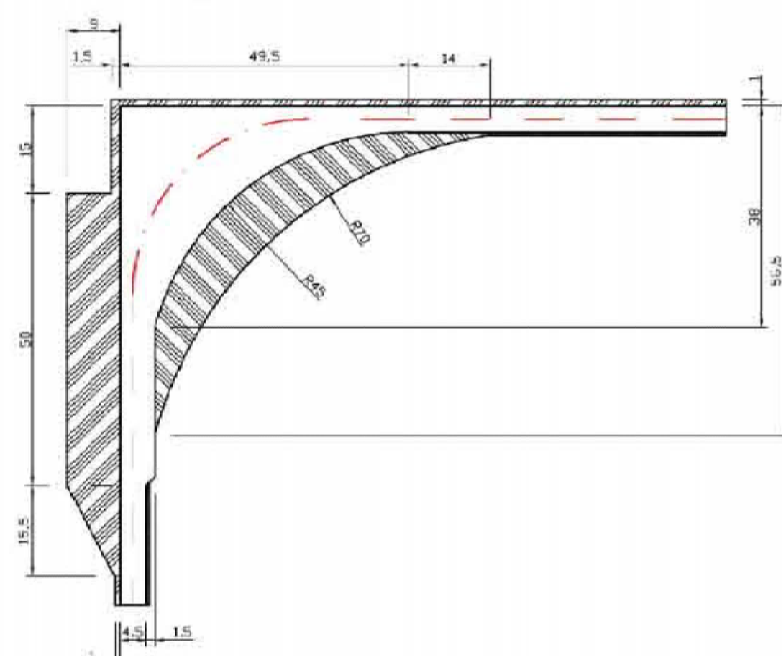
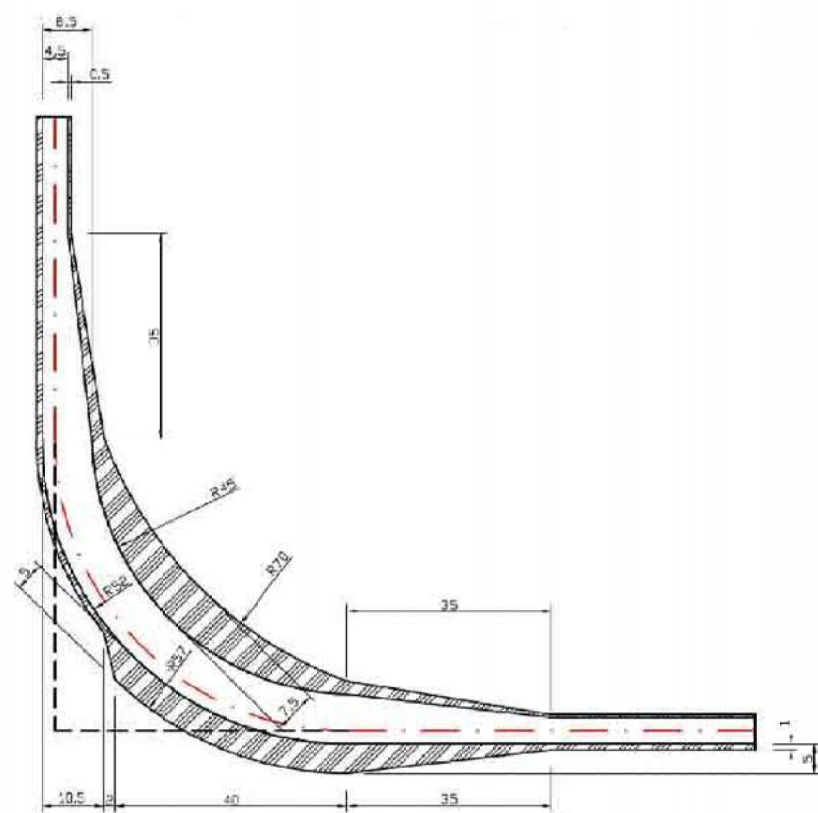
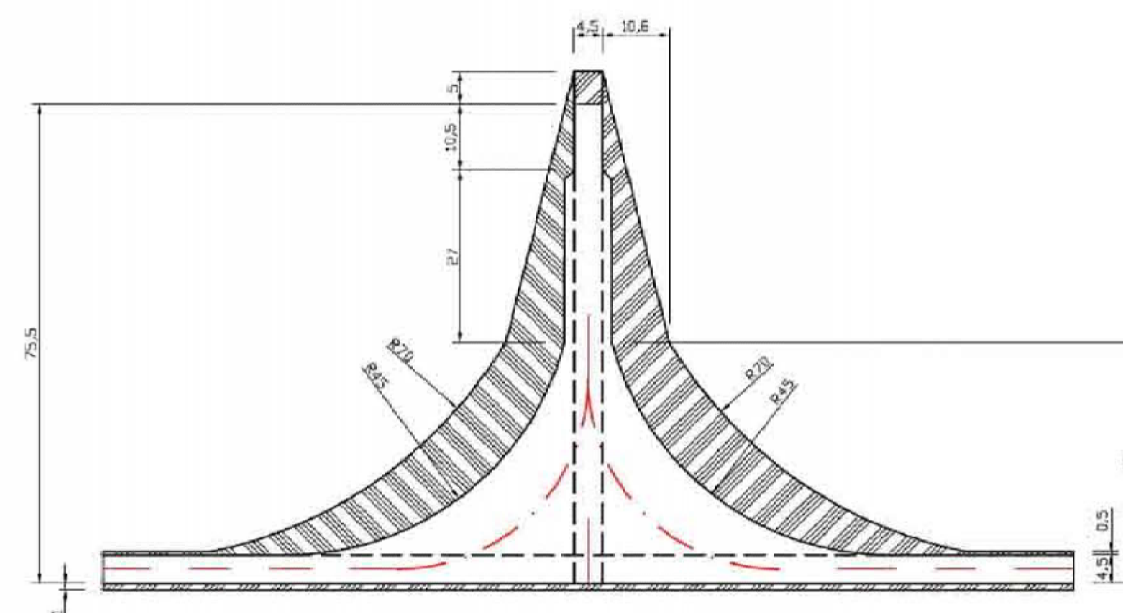
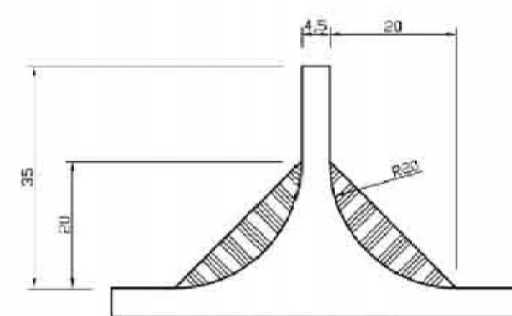
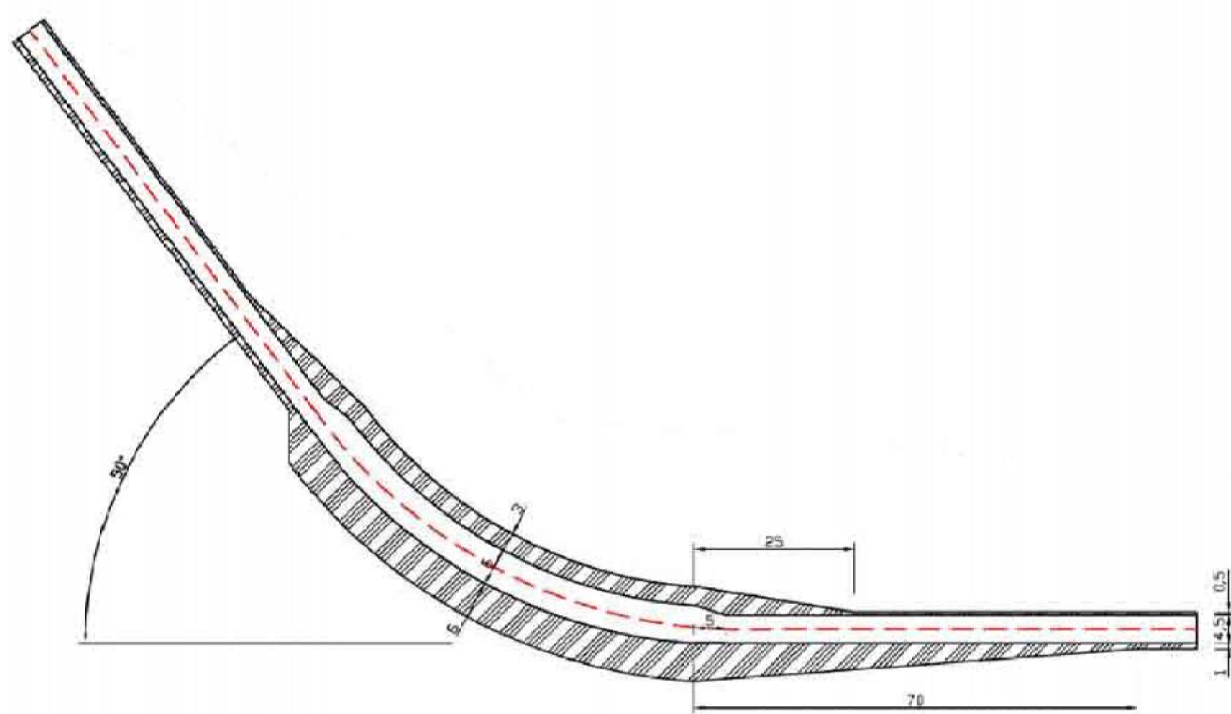
ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORCOIEN

INDYCA

CIMENTACIÓN		Plano nº
		8
Fecha	Escala	
MAYO 2020	SE	



E: 1/40



S/E

Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huao 30N



NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORKOIEN



VIALES

Folio nº

9

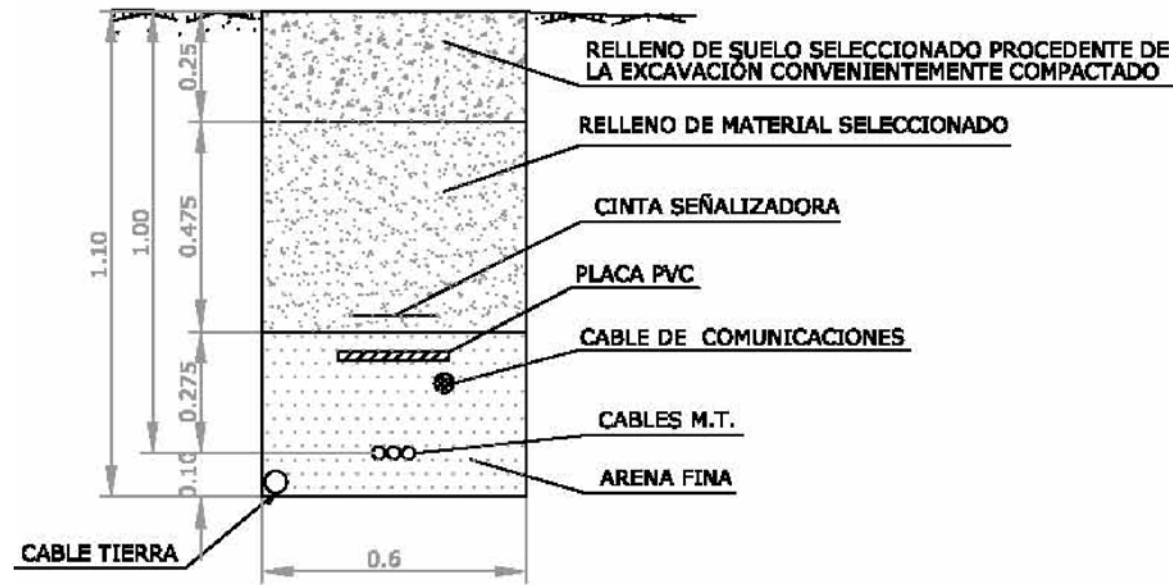
Fecha

MAYO 2020

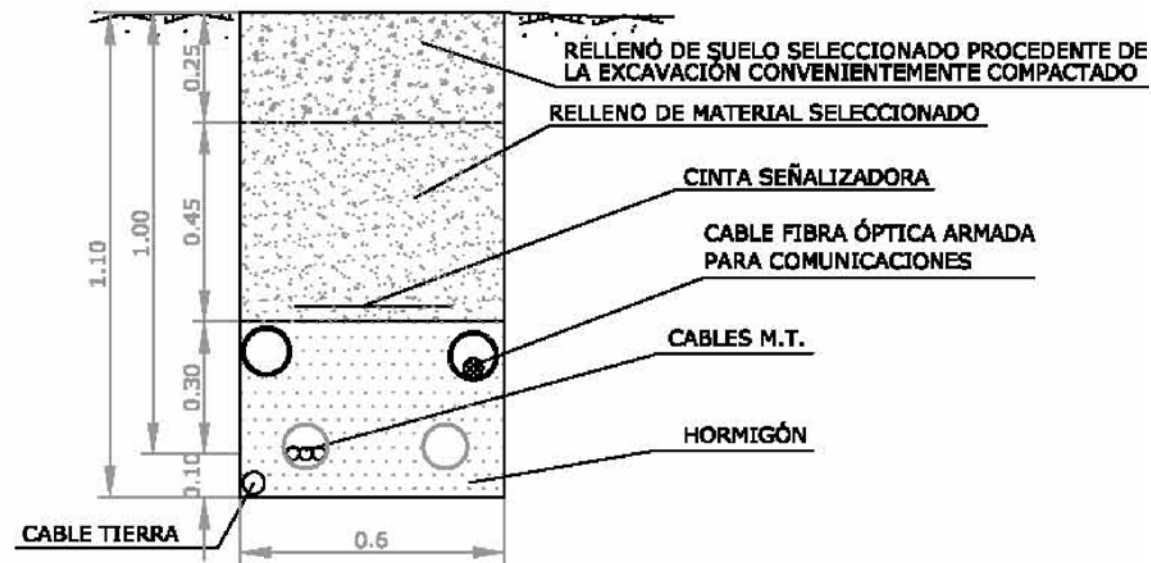
Escala

SE

ZANJAS EN TERRENO ORDINARIO



ZANJAS BAJO PISTA



Sistema geodésico de referencia: ETRS89 Huso 30N



NORDEX ENERGY ORCOIEN SL

ANTEPROYECTO TÉCNICO DEL PARQUE EÓLICO ORKOIEN



ZANJAS

Plano nº
10

Fecha
MAYO 2020

Escala
SE