



PROYECTO

PARQUE EÓLICO

PIEDRA DE LAS

CRUCES



TABLA DE CONTENIDO

1	DOCUMENTO I: MEMORIA	8
1.1	ANTECEDENTES	9
1.2	OBJETO	13
1.3	PROMOTORES Y EQUIPO REDACTOR	15
1.3.1	PROMOTOR	15
1.3.2	EQUIPO REDACTOR	18
1.3.3	SOLVENCIA LEGAL	18
1.3.4	SOLVENCIA ECONÓMICA	19
1.3.5	SOLVENCIA TÉCNICA	24
1.4	NORMATIVA Y MARCO LEGAL	25
1.4.1	ELÉCTRICAS	25
1.4.2	OBRA CIVIL	27
1.4.3	SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	27
1.4.4	NORMATIVA AUTONÓMICA	28
1.5	INFRAESTRUCTURAS	30
1.5.1	ELÉCTRICAS	30
1.5.2	TRANSPORTE	34
1.6	EMPLAZAMIENTO	36
1.6.1	LOCALIZACIÓN	36



1.6.2	REPORTE FOTOGRÁFICO	37
1.6.3	RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS.....	40
1.6.4	TIPOLOGÍA.....	43
1.6.5	DISPONIBILIDAD	43
1.6.6	UTILIDAD PÚBLICA	44
1.6.7	URBANISMO	45
1.7	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	47
1.8	AEROGENERADOR ENERCON	49
1.9	RECURSO EÓLICO	61
1.9.1	CAMPAÑA DE MEDICIONES	61
1.9.2	TORRE ANEMOMÉTRICA ALMEIDA	61
1.9.3	TORRE ANEMOMÉTRICA MUGA	64
1.10	PRODUCCIÓN ESTIMADA	68
1.11	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	72
1.11.1	OBRA CIVIL	72
1.11.2	Infraestructura eléctrica y de control	80
1.11.3	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	86
1.11.4	EDIFICIO DE CONTROL.....	87
1.12	PLANOS.....	89
1.12.1	Plano de situación a escala 1:50.000	89
1.12.2	Planos de planta a escala 1:10.000	89
1.12.3	Plano en que se refleje el área afectada por la instalación, indicando coordenadas U.T.M., curvas de nivel cada 10 m., a escala 1:5.000	



1.12.4	Plano de la Poligonal	89
1.13	IMPACTO SOCIOECONÓMICO	90
1.13.1	ACUERDO AYUNTAMIENTOS.....	90
1.13.2	PLAN SOCIAL.....	91
1.13.3	COMPROMISO DE EMPLEO	92
1.13.4	COMPROMISO DE CONTRATACIÓN	92
1.13.5	TECNÓLOGO	92
1.13.6	COMPROMISO ENERGÍA VERDE.....	93
1.13.7	IMPACTO ACTIVIDADES TRADICIONALES.....	93
1.13.8	MEDIOAMBIENTALES	94
1.14	PLAZO DE EJECUCIÓN.....	97
1.15	PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES	98
1.16	CONCLUSIÓN.....	99
2	DOCUMENTO II: ANTEPROYECTO	101
2.1	OBJETO	102
2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	102
2.3	APARAMENTA 30 KV	103
2.3.1	SALA DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN	103
2.3.2	TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES.....	105
2.3.3	CUADROS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN, SERVICIOS AUXILIARES.....	105
2.3.4	MONTAJE DE EQUIPOS, CABLEADO Y COMUNICACIONES	107
2.3.5	INTEGRACIÓN Y SEÑALES DE UCS EN SCADA.....	108
2.4	APARAMENTA 132 KV	109



2.4.1	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	109
2.4.2	SECCIONADORES	110
2.4.3	TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	111
2.4.4	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	112
2.4.5	PARARRAYOS AUTOVÁLVULAS	113
2.4.6	TRANSFORMADOR PRINCIPAL 30/132 KV.....	114
2.5	CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	115
2.5.1	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN SUBESTACIÓN.....	115
2.5.2	CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUÍTO.....	121
2.5.3	RESUMEN	132
2.6	RED COLECTORA DE MEDIA TENSIÓN	134
2.6.1	CAÍDA DE TENSIÓN.....	134
2.6.2	POTENCIA A TRANSPORTAR.....	136
2.6.3	PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	137
2.6.4	TÁBLAS DE PARÁMETROS POR CIRCUÍTOS	138
2.7	PUESTAS A TIERRA	141
2.7.1	INTRODUCCIÓN.....	141
2.7.2	MÉTODO WENNER.....	141
2.7.3	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	143
2.7.4	TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES.....	146
2.7.5	TENSIONES DE PASO Y CONTACTO DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA.....	147
2.8	PRESUPUESTO (Extracto del Anexo 07 Mediciones).....	149
3	DOCUMENTO III: ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	162



3.1	RESUMEN	163
3.2	INVERSIÓN.....	164
3.3	FINANCIACIÓN.....	165
3.4	EXPLOTACIÓN.....	165
3.5	PRODUCCIÓN	166
3.6	ESCENARIO ECONÓMICO	166
3.7	VARIABLES ECONÓMICAS	167
4	ANEXOS	169
	Anexo 01: Planos	170
	Anexo 02: Escritura de Constitución y Nota registral actualizada	174
	Anexo 03: Solvencia Legal	176
	Anexo 04: Autorizaciones municipales de instalación de torres anemométricas	
	178	
	Anexo 05: Potencial Eólico	180
	Anexo 06: Aerogeneradores Enercon	227
	Anexo 07: Mediciones	266





DOCUMENTO I:

MEMORIA



1.1 ANTECEDENTES

Las crecientes necesidades de energía, la mayor preocupación de por medio ambiente, la naturaleza y la calidad de vida, obligan a complementar la estructura energética con otras fuentes de energía, más limpias y eficientes que las existentes, que contribuyan a una oferta energética sólida, diversificada y eficaz, con garantías de abastecimiento y sin especiales connotaciones negativas.

En la infraestructura energética española, el aprovechamiento de los recursos renovables, y en particular, eólicos, complementa y completa una oferta energética diversificada y moderna, contexto en el que se inscribe el presente proyecto.

La explotación comercial de las energías renovables sufrió un gran impulso durante los últimos años debido al gran salto adelante en la resolución de los problemas tecnológicos que significaron en épocas anteriores una limitación a su implantación y desarrollo.

Este desarrollo tiene una influencia positiva en el desarrollo económico local por aprovecharse recursos naturales endógenos con una elevada participación de recursos empresariales y humanos también regionales.

Las energías renovables, en general, son de utilización descentralizada que permite su utilización in situ evita en muchas ocasiones a construcción de onerosas infraestructuras de transporte y distribución.

Entre las ventajas para la Comunidad que representa el aprovechamiento comercial de este tipo de energías cabe de destacar:

- Contribuye a la diversificación del abastecimiento energético y mejora su seguridad.
- Incrementa el grado de autoabastecimiento y hace el sistema más independiente de recursos exteriores.
- Reduce el impacto ambiental del Sistema energético al sustituir a energías más contaminantes y de mayor impacto ambiental.



- Redunda en el incremento de la actividad económica regional al aumentar el grado de participación en los proyectos tanto en su fase de inversión como en la de explotación.
- Posibilita la adquisición de unos conocimientos en nuevas tecnologías que serán de aplicación en otros campos de la actividad industrial y de servicios.
- Su descentralización es especialmente beneficiosa en las regiones periféricas y con una gran dispersión en los núcleos de población como es el caso de Castilla y León.

En particular en España como miembro de la Unión Europea y como responsable último de las políticas energéticas en el país, Las energías renovables son fomentadas actualmente desde todos los niveles de planificación energética.

Desde la Unión Europea se están realizando múltiples esfuerzos normativos con el fin de primar la utilización de fuentes inagotables para la producción de energía. Tanto en el marco del 6º Programa de Medio Ambiente de la Unión Europea, como en la Directiva elaborada por el Parlamento Europeo y el Consejo relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (2001/77/CE de 27 de Septiembre de 2001), se propone “promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible. Además, esta medida puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se alcancen los objetivos de Kyoto con mayor rapidez”.

Sobre estas bases, en el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión Europea, por el que se establece una estrategia y un plan de acción comunitarios, se marca el objetivo de alcanzar que el 20% de la energía primaria sea de origen renovable (respecto al 6% en 1997) para el año 2020, lo que se traduce en un 22,1% de electricidad generada a partir de energías renovables. Este objetivo global exige una fuerte implicación de los Estados Miembros, que deberán estimular la expansión de las fuentes de energías renovables en función de su propio potencial.



Más recientemente, el 12/11/2018 el Parlamento Europeo aprobó elevar la cuota de uso de energías renovables en la UE hasta el 32% del total en 2030 y un objetivo indicativo de eficiencia energética para ese año del 32.5%. Con este fin se ha dictado la Directiva 2018/2001/EU, fijando ese objetivo y poniendo en la agenda su revisión para 2023, trabajando para mantener el liderazgo mundial de Europa en lo relativo a este objetivo, contribuyendo a la lucha contra el cambio climático, reduciendo la contaminación atmosférica y contribuyendo a el logro de los objetivos del Acuerdo de París.

En la misma línea, y superando los requerimientos impuestos por la Unión Europea, el gobierno español tiene como objetivo llegar al 42% del mix eléctrico con base renovable en 2030 y al 100% en el 2050. Este ambicioso objetivo requiere de una importante inversión que no solo generará inversiones millonarias, sino que alcanzará la cifra de 300.000 empleos directos. Igualmente, según datos del Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, se contribuye a reducir la dependencia energética del país del 74% al 59% en 2030, todo ello recogido en el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” remitido a la Unión Europea en Febrero de 2019. Los principales resultados que alcanza el PNIEC son:

- La reducción del 21% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al nivel de 1990. Al finalizar el año 2017, España estaba 18 puntos porcentuales por encima de esa referencia.
- Se alcanza un 42% de energías renovables sobre el uso de energía final del país. En el caso de la generación eléctrica, el porcentaje de renovables en 2030 será del 74%.
- La eficiencia energética del país mejora en un 39,6%.

El PNIEC da un importante y fundamental impulso a las energías renovables en la próxima década siendo uno de los principales vectores para alcanzar los objetivos nacionales, europeos y los recogidos en los Acuerdos de París. Para el año 2030, se prevé una potencia total instalada en el sector eléctrico de 157 GW, de los que 50 GW serán energía eólica; 37 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 8 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como cantidades menores de otras tecnologías. En lo que



respecta al almacenamiento, destaca el alza de las tecnologías de bombeo y baterías, con una potencia adicional de 6 GW, aportando una mayor capacidad de gestión a la generación.

Otro efecto no menos importante será la creación de empleo. Las inversiones en energías renovables serán el principal motor de generación de empleo: entre 102.000 y 182.000 nuevos puestos netos año.

Por tanto, a la vista de los datos presentados, es necesaria la construcción de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica con base en fuentes renovables, con el fin de atender el cambio en el mix de la demanda de electricidad. Y este proceso de modernización hacia una economía descarbonizada movilizará unos 236.000 millones de euros entre 2021 y 2030. El 80% de estas inversiones se realizarán por parte del sector privado.

El emplazamiento de la nueva Central en la Comunidad Autónoma de Castilla y León responde a la consideración de la situación geográfica adecuada para atender la propia demanda, así como de las Comunidades limítrofes, dada su estratégica situación entre dos centrales hidroeléctricas de gran tamaño y formando parte de un importante corredor eléctrico ya desarrollado, lo que minimizará el impacto y disminuirá la necesidad de nuevas infraestructuras.

Las directrices recogidas en el Decreto núm. 189/1997, de 26 de septiembre. Energía Eólica. Procedimiento para la autorización de instalaciones de producción de electricidad, de la Junta de Castilla y León establecen la necesidad de armonizar la capacidad de acogida de infraestructuras de producción eólica en el territorio de la comunidad y el desarrollo de las tecnologías innovadoras implicadas. Y esta Ley de referencia en Castilla y León Bajo el marco regulador de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y el 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, se ha configurado un sistema eléctrico que funciona bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en el que la libre iniciativa empresarial adquiere el protagonismo que le corresponde, sin perjuicio de la necesaria regulación propia de las características del sector.



1.2 OBJETO

El objeto del presente documento es la solicitud del inicio del procedimiento de autorización administrativa de la instalación denominada Parque Eólico Peña de las Cruces, situado en el ayuntamiento de Bermillo de Sayago en la provincia de Zamora, mediante la presentación del proyecto en competencia, según regula el DECRETO 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica.

Según lo contenido en esta norma parámetros del DECRETO 189/1997, se procederá a la justificación, de acuerdo con los requerimientos legales, de las razones que justifican la implantación del parque eólico en la localización seleccionada, así como los criterios que se han seguido para elegir los terrenos en los que se situarán las instalaciones, así como la descripción de los recursos eólicos, con base en datos históricos suficientes y modelos fiables.

Para ello se analizarán las infraestructuras existentes, tipologías y usos del suelo y se justificarán las mediciones del recurso eólico, se reseñarán sus datos y se justificará la medición del recurso por, al menos, un año, exigida en el DECRETO 189/1997.

Además también pretende servir de documentación técnica para la tramitación de la autorización administrativa del Parque Eólico Peña de las Cruces.

Para ello, en este anteproyecto se procederá a la justificación, descripción y cálculo de las obras e instalaciones necesarias para llevar a cabo la construcción del denominado Parque Eólico Peña de las Cruces, proyectado en terrenos del término municipal de Bermillo de Sayago, pertenecientes a la provincia de Zamora.

Todas las obras que aquí se definen, se proyectan con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigente, así como las normas técnicas particulares que atañen a las relaciones con los municipios afectados, y con la compañía que explota la red general de distribución de energía eléctrica en la zona, especificándose



conforme a las normas particulares de la empresa promotora, y en cualquiera caso, se adecúan a las normas y usos habituales en este sector.

La relación valorada de las obras se efectúa a los precios actuales de mercado, y se estima el programa de construcción de acuerdo con la programación inicial prevista por los promotores y suministradores de equipos, adecuando las distintas fases de montaje de las instalaciones y sus correspondientes etapas en la obra civil.

En resumen, las infraestructuras e instalaciones concretas que son objeto de este proyecto, son:

Aerogeneradores, el Parque Eólico Peña de las Cruces estará constituido por diez aerogeneradores de 4.600 kW y uno de 4.000 kW de potencia unitaria cada uno, con una potencia global instalada de 50 MW, situados todos ellos en el ayuntamiento de Bermillo de Sayago.

Infraestructura eléctrica de evacuación, que une entre sí los aerogeneradores mediante cuatro circuitos enterrados de 30 kV hasta la subestación eléctrica 30/132 kV. De ahí partirá la Línea de 132 kV que enlazará con la red de distribución, la cual será objeto de un proyecto separado.

Gestión y explotación del parque se realizará, desde el punto de vista técnico, con la opción de control centralizado de energía activa y reactiva. Se usará a tal fin una aplicación de gestión y supervisión y desde el punto de vista organizativo habrá personal propio de la empresa para explotación y el mantenimiento que supervisión del fabricante de los aerogeneradores.

De todas ellas, así como todas aquellas otras infraestructuras complementarias y accesorias de las principales, se dé la cumplida cuenta en los apartados correspondientes.



1.3 PROMOTORES Y EQUIPO REDACTOR

Se procede a la acreditación de la capacidad legal y económica, según lo contenido en el art. 121 del 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.

1.3.1 PROMOTOR

El promotor y petitionerio del proyecto es la sociedad Parque Eólico Peña de las Cruces s.l., con domicilio social, a efectos de notificación en Calle José María Cid nº3, 49200, Zamora.

Parque Eólico Peña de las Cruces s.l., filial eólica del Grupo WINDVISION HOLDING B.V., desarrolla, construye y explota parques eólicos, gestionando durante los últimos años el desarrollo, construcción y operación de alrededor de 1.000 MW.

Windvision es un desarrollador independiente de energía renovable. Su empresa coordina todos los aspectos de un proyecto de energía renovable: desde la selección del sitio hasta las operaciones del proyecto, pasando por el desarrollo y los estudios de viabilidad, los procedimientos de autorización, la financiación y la construcción.

Habiendo desarrollado, financiado, construido y operado exitosamente parques eólicos en varios países desde 2002, tienen un profundo conocimiento de la cadena de valor completa.

A. OFICINAS

Inician sus actividades en Bélgica y los Países Bajos y se expandimos rápidamente abriendo nuevas oficinas en Francia, Marruecos, Serbia y recientemente también en el Senegal. Sus actividades en África son gestionadas por sus sucursales CME y CME África.

Además, están trabajando con socios locales en España y Túnez.

B. EQUIPO

Gracias a su profesional y ambicioso equipo multicultural de más de 60 personas con una mentalidad emprendedora, son capaces de saltar rápidamente a proyectos nuevos y creativos.



Es la combinación de experiencia, flexibilidad y la mentalidad de "se puede hacer" lo que hace que Windvision sea un excelente socio en la realización de ambiciosos proyectos de energía verde.

C. ENFOQUE

Están convencidos de que una comunicación clara, transparente y constante es la clave del éxito de un proyecto de energía eólica. Por ello, durante el desarrollo de un proyecto, prestan especial atención a informar a todas las partes involucradas, desde las autoridades hasta los residentes locales, sobre las oportunidades y los desafíos de desarrollar un proyecto en su región. Tratan de responder a todas las preguntas organizando reuniones de información.

Se comunican a través de sus tres valores fundamentales, que son:

Integridad	Hacen lo que es correcto y hacen lo que dicen que hacen
Responsabilidad	Definen y aceptan la responsabilidad y hacen todo lo posible para cumplir sus compromisos
Compromiso con la gente	Construyen confianza a través de la transparencia



D. HISTORIAL

Parque eólico	Co-desarrollador	País	Capacidad	El rol de Windvision				Año de puesta en marcha
				Desarrollo	Financiar	Construcción	Operación	
Estinnes	-	Bélgica	81 MW	●	●	●	●	2010
Bièvre	-	Bélgica	14 MW	●	●	●	●	2010
Leuze-en-Hainaut	-	Bélgica	21 MW	●	●	●	●	2013
Floreffe	EDF-Luminus	Bélgica	7 MW	●	●	●	●	2010
Estaimpuis	-	Bélgica	11 MW	●				2017
Gesves	-	Bélgica	19 MW	●	●	●	●	2018
Les Vignottes	-	Francia	36 MW	●				2015
Le Nitis 1	-	Francia	12 MW	●	●	●	●	2017
Le Nitis 2	-	Francia	12 MW	●	●	●	●	2017

Además de los proyectos realizados anteriormente, Windvision está desarrollando actualmente los siguientes proyectos de parques eólicos en:

- Bélgica 104MW
- Francia 400 MW
- Marruecos 664 MW
- Serbia 407 MW
- Túnez 30 MW



1.3.2 EQUIPO REDACTOR

La redacción del proyecto ha sido encargada a la sociedad CENERGA S.L., actuando como Director de Proyecto el Ingeniero Industrial Camilo José González Fernández.

1.3.3 SOLVENCIA LEGAL

La compañía “Parque Eólico Peña de las Cruces, S.L.”, con CIF –B49303118, ha sido constituida el 26 de Marzo de 2019 ante el ilustre notario de Valencia Luis Calabuig de Leyva y sus datos registrales, certificados por Doña Ana Félix Fernández Fernández, Registradora de Mercantil de Zamora, so Hoja ZA-8482, Toma 289, Folio 31, Inscripción 1, cuyo objeto social es la producción de energía eléctrica de origen eólico, y tiene su domicilio en la Calle José María Cid 3, CP – 49200 de Bermillo de Sayago, Zamora, según consta en el **Anexo 02**.



1.3.4 SOLVENCIA ECONÓMICA

A fin de cumplimentar el requisito de capacidad económica recogido en el R.D. 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, en su artículo 121, además de la justificación recogida en el apartado siguiente respecto a su experiencia continuada y ejercicio de la actividad de producción, mediante la presentación de las facturas correspondientes y acuerdos de asistencia técnica, PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES SL, presenta la siguiente documentación:

1. Compromiso de financiación por parte de la Matriz del Socio único de PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES SL para la financiación del 100% del proyecto.
2. Mandato de financiación a una reconocida empresa europea de servicios de financiación GREEN GIRAFFE.
3. Carta de compromiso para la compra de la energía producido por parte de una reconocida empresa europea del sector AXPO BENELUX.



Carta de Intenciones – Solvencia Financiera

Windvision Holding B.V., con domicilio social se encuentra en Parallelweg 42, en 6221 Maastricht (Países Bajos), válidamente representada por el Sr. Duron Willy y el Sr. Neerincx Simon en su calidad de Directores, confirman bajo su exclusiva responsabilidad lo siguiente.

Windvision Holding B.V., con el fin de dar cumplimiento al requisito de acreditación de solvencia financiera acreditando que garantice la viabilidad económica financiera del proyecto, según lo establecido en el art. 121 del RD 1955/2000 de procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de la mercantil Parque Eólico Peña de las Cruces SL en relación al proyecto que la misma ha de desarrollar, denominado Parque Eólico Peña de las Cruces, y del cual se solicita el inicio del proceso de competencia recogido en la Ley/Decreto 189/1997 de 26 de Septiembre de la energía eólica de Castilla y León, manifiesta:

Windvision Holding B.V. se compromete a asignar el capital necesario a la compañía Parque Eólico Peña de las Cruces a fin de garantizar la financiación del proyecto Parque Eólico Peña de las Cruces, de modo que pueda tener el capital necesario para cubrir el total de la financiación del Proyecto.

Para cumplir con esta obligación, Windvision Holding B.V. se compromete a abstenerse de cualquier medida que pueda afectar la situación financiera de la empresa responsable del proyecto.

Esta carta de intenciones tiene efecto por un periodo de 3 años.

Hecho en Heverlee, el 26 de febrero de 2020, en una sola copia.

Atentamente

Para Windvision Holding B.V.

S. NEERINCX
W. DURON

Windvision Holding B.V.
Parallelweg 42
6221 BD, Maastricht
Nederland
VAT: NL853128881801
Tel: +31 880 405 940

www.windvision.com
info@windvision.com



Windvision Holding BV
Parallelweg 42
6221 BD Maastricht (The Netherlands)

Paris, 26 febrero de 2020

Entendemos que Windvision Holding BV (**Windvision**) tiene la intención de desarrollar una planta de energía eólica con una capacidad total disponible de no más de 50 MW (el **Proyecto**), y ha identificado el sitio del Proyecto ubicado cerca de la comarca de Sayago en la provincia de Zamora. Se espera, a través de la compañía de proyecto Parque Eólico Peña de las Cruces SL, Calle José María Cid, 3, 49200 Bermillo de Sayago (Zamora), España, número de registro mercantil B49303118, que Windvision diseñe, financie, construya, posea y opere el Proyecto.

Green Giraffe tiene el mandato de encontrar los fondos necesarios para que Windvision financie el desarrollo y la construcción del Proyecto.

Según la experiencia de Green Giraffe en el campo de las energías renovables (más de 4 mil millones de capital social y más de 21 mil millones de deuda recaudada por más de 42 GW de proyectos eólicos para nuestros clientes hasta la fecha desde la creación de Green Giraffe en 2010), y el conocimiento del trabajo de calidad de los equipos de Windvision, estamos seguros de que podremos recaudar los fondos necesarios para llevar a cabo el Proyecto en condiciones financieras según los estándares del mercado.

Para evitar dudas, este no es un compromiso de Green Giraffe para prestar o financiar cualquier parte del Proyecto.

Y para que así conste, doy fe de la presente escritura a los efectos oportunos.

GREEN GIRAFFE BV
representada por Pierre-Etienne Claveranne, Director

Green Giraffe B.V. - Registered under n°30288088 (KvK)

www.green-giraffe.eu

Boston
470 Atlantic Avenue
Boston MA 02210
United States of America
IBAN Code: NL34 RABO 0133 2333 08

Cape Town
7 Bona Street
Cape Town 8001
South Africa

Hamburg
Mönckebergstrasse 22
20095 Hamburg
Germany

London
60 Cheapside
London EC2V 6AX
United Kingdom
BIC code: RABO4212

Paris
7 rue Droisot
75009 Paris
France

Utrecht
Plompetorengracht 15
3512 CB Utrecht
The Netherlands
VAT n°NL822455547B01



CLASE 8.ª



ON0250986

[Simbolo] AXPO

Axpo Benelux S.A., Avenue Louise 480, 14th Floor, 1050 Brussels (Belgium)

A quien corresponda,

Por el presente confirmo que Axpo Benelux SA adquirió la energía producida en distintos parques eólicos de Windvision Group desde 2012. Axpo Benelux SA suscribió contratos para la compra de electricidad así como certificados ecológicos y garantías de origen generadas por los parques eólicos en Bélgica.

Axpo fue el principal comprador de los parques eólicos de "Leuze-en-Hainaut" y "Gesves-Ohey".

Durante el proceso de formalización de los contratos de compra mencionados, nos mantuvimos en estrecho contacto con el departamento de operaciones, siendo su sentido de las relaciones y su pragmatismo factores importantes para nuestro éxito.

Puedo recomendar con total confianza a Windvision Group como proveedor sólido, fiable y experto en su campo.

Atentamente,

[Firma ilegible]
Nombre: [manuscrito:] D.
FRANCESCHINO
Cargo: Director gerente

[Firma ilegible]
Nombre: J. JUSZCZAK
Cargo: Originador Jefe

Axpo Benelux S.A.
Avenue Louise 480, 14th floor, 1050 Brussels (Belgium)
Tel. +32 2 627 49 50 - Fax +32 2 649 49 56. axpo.com
CIF BE 0810.770.639 - RPM Brussels. Deutsche Bank - IBAN - BE65826009619096. BIC - DEUTBE33XXX - Brussels.
Chargé d'énergie



Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
Nº 1361

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
C/Gran Vía 5, 1º B - E-36200
Tel: 0034 986 494 061 M: 0034 630 591 704
andregutierrez@traducciones.com



1.3.5 SOLVENCIA TÉCNICA

A fin de cumplimentar el requisito de capacidad técnica recogido en el R.D. 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, en su artículo 121 dice:

“1.^a Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

2.^a Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción, transporte, según corresponda.

3.^a Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción, transporte, según corresponda.”

Con el fin de cumplimentar este requisito, PARQUE EÓLICO CERRO DE LA CABEZA SL presenta la siguiente documentación:

1. Justificación de la participación en el accionariado de PARQUE EÓLICO CERRO DE LA CABEZA SL de la compañía WINDVISION HOLDING B.V.
2. Justificación de la propiedad del Parque Eólico Gesvés en funcionamiento por parte de WINDVISION HOLDING B.V.
3. Facturas que justifican la actividad de producción de energía eléctrica de la mercantil WINDVISION PARC EOLIEN GESVES OHEY SA
4. Acuerdo de Operación y Mantenimiento de la instalación de generación con Enercon.
5. Acuerdo de Operación, Mantenimiento y Trading con WIND FARM SERVICES NV.

De este modo se justifica el cumplimiento de los apartados 2º y 3º del citado artículo.

La siguiente documentación se encuentra en el **Anexo 03**.



1.4 NORMATIVA Y MARCO LEGAL

Para la ejecución del presente proyecto se observarán las prescripciones que le alcancen de los siguientes reglamentos y disposiciones:

1.4.1 ELÉCTRICAS

- Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.
- Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- 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.
- Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 40/94 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.



- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión B.O.E. Nº 224 publicado el 18/9/2002.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de Mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 23.
- Real Decreto 1110/2007. Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica.
- 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.
- Procedimientos de operación del Operador del Sistema.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Orden de 17 de diciembre de 1998, por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.



1.4.2 OBRA CIVIL

- Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y posteriores modificaciones.
- REAL DECRETO 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- Real Decreto 956/2008. Instrucción para recepción de cementos RC-08
- Pliego de Prescripciones Técnicas para Obras de Carreteras y Puentes. PG-3.
- Ley 34/2007 de 15 de noviembre CALIDAD DEL AIRE Y PROTECCIÓN DE LA ATMÓSFERA

1.4.3 SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

- Ley 31/95 de la Jefatura de Estado 08/11/95. BOE (10/11/95). Prevención de riesgos laborales.
- R.D. 1627/97 del Mº de la Presidencia 24/10/97. BOE (25/10/97). Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud.
- RD 39/1997, por el que se aprueba el Reglamento de Servicios de Prevención.
- RD 1215/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización de los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura
- RD 286/2006, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido



- RD 485/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención; el Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; el Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y el Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.
- RD 486/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD 487/1997, sobre disposiciones mínimas para la manipulación manual de cargas.
- RD 773/1997. Equipos de protección individual.

1.4.4 NORMATIVA AUTONÓMICA

- Ley 2/2006, de 3 de mayo de la Hacienda y el Sector Público de la Comunidad de Castilla y León
- Ley 7/1996, de 3 de diciembre. Ente público regional de la energía de Castilla y León.
- Decreto núm. 30/1997, de 13 de febrero. Reglamento del ente regional de la energía de Castilla y León.
- Decreto núm. 31/2004, de 25 de marzo. Por el que se modifica el Decreto 30/1997, de 13 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento del Ente Público Regional de la Energía de Castilla y León.
- Decreto núm. 29/2005, de 21 de abril. por el que se modifica el Reglamento del Ente Público Regional de la Energía de Castilla y León aprobado por Decreto 30/1997, de 13 de febrero.



-
- Decreto núm. 189/1997, de 26 de septiembre. Energía Eólica. Procedimiento para la autorización de instalaciones de producción de electricidad.
 - Decreto núm. 107/1998, de 4 de junio. Energía eólica. Medidas temporales en los procedimientos para la autorización de instalaciones de producción de electricidad.
 - Decreto núm. 50/1999, de 11 de marzo. Energía Eólica. Modifica el Decreto núm. 107/1998, de 4 de junio.
 - Decreto núm. 127/2003, de 30 de octubre. Regula los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica.
 - Decreto núm. 13/2013, de 18 de abril. Modifica el Decreto núm. 127/2003, de 30 de octubre que regula los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica.
 - Ley 1/2012, de 28 de febrero, de Medidas Tributarias, Administrativas y Financieras



1.5 **INFRAESTRUCTURAS**

1.5.1 **ELÉCTRICAS**

Infraestructuras de transporte y distribución

La comarca de Sayago se halla al sur de la provincia de Zamora, lindando al oeste con Portugal y al Sur con la provincia de Salamanca. Esta localización sitúa la instalación en el entorno de las siguientes instalaciones de generación hidroeléctrica:

- Aldeadavila
- Aldeadavila II
- Villalcampo
- Villarino
- Bemposta
- Picote
- Ricobayo

Es por esta razón que las infraestructura de transporte y distribución desarrolladas en el entorno de la poligonal del P.E. Peña de las Cruces son numerosas, pudiendo, de esta manera, minimizar el impacto que supondría la construcción de una nueva línea de transporte, mediante la utilización, mejora u optimización de las ya existentes. Estas líneas son:

Línea	400	kW	Villarino	Grijota
Línea	400	kW	Villarino	La Mudarra



Línea	400	kW	Villarino	Tordesillas
Línea	220	kW	Villarino	Ricobayo
Línea	220	kW	Villarino	Esla
Línea	132	kW	Villarino	Villalcampo

Subestaciones y nodos

Las subestaciones en el área de actuación del P.E. Peña de las Cruces son:

- Villarino
- Ricobayo
- Valdecarretas
- La Mudarra
- Tordesillas
- Grijota
- Villalcampo
- Zamora



Mapa



Conclusiones

Del análisis de la infraestructura eléctrica y de distribución se observa una densidad de líneas de evacuación posibles, de opciones de interconexión, además de una elevada sinergia con la infraestructura de REE. De esta forma:

- Se posibilitan diferentes alternativas de evacuación
- Se reduce de forma importante la necesidad de nuevas infraestructuras, lo que reduce el impacto medioambiental
- Se posibilita que el propio proyecto redunde en una mejora de servicio y de estabilidad del sistema

Según los datos disponibles de REE, concretamente en el Documento *Capacidad máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en Castilla y León*, en la última versión disponible, se tendrían los siguientes datos de capacidad disponible



Capacidad máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en Castilla y León

Situación 29 de febrero de 2020

Subestación de red de transporte (de conexión física a red dicha o bien de afección para generación con conexión en distribución)	Subestación Existente (E)/ Planificada (P)	Posiciones de la red de transporte para (Ver Consideraciones)						Capacidad y Margen de Acceso según Scc [MWnom]			
		conexión directa a red de transporte			apoyo a la red de distribución			Escenario de maximización Eólica		Escenario de maximización No Eólica	
		E	P	RDL	E	P	RDL	Capacidad	Margen	Capacidad	Margen
Peñadrada 220 [SE no amp.]	E							-	-	-	-
Poza de la Sal 220 [ver (10)]	E							-	-	-	-
Renedo 220	E			✓	✓			3	-	291	-
Ricobayo 220	E	✓		✓	✓			247	-	223	-
Santa Marina 220 [SE no amp.]	E				✓			400-420	350-370	310-330	290-310
Santiz 220	E	✓						136	-	96	-
Saucelle 220 [SE no amp.]	E				✓			310-330	310-330	250-270	210-230
Tordesillas 220	E		✓		✓			228	-	156	-
Trevago 220	E	✓		✓				190	-	169	-
Valladolid Nuevo 220	E			✓	✓			-	-	242	-
Vallejera 220	E	✓						278	5	47	4
Valparaíso 220 [SE no amp.]	E							-	-	-	-
Villalbilla 220	E	✓		✓	✓			441	-	71	-
Villalcampo 220 [SE no amp.]	E				✓			510-530	510-530	410-430	410-430
Villamayor 220	E				✓			210-230	10-30	170-190	0-20
Villarino 220	E			✓	✓			810-830	-	640-660	-
Villimar 220	E	✓			✓			393	-	63	-
Zamora 220	E			✓	✓			15	-	200	-
Zaratan 220	E			✓	✓			20	-	262	-

Tal y como se ha comentado con anterioridad dos de las subestaciones en el entorno previsto del Parque Eólico son las siguientes subestaciones:

- **Villalcampo 132 kV.**
- Villarino 220: Capacidad de 810 – 830 MW en el escenario de maximización Eólica.

Se ha solicitado la conexión en Villalcampo, en 132 kV.



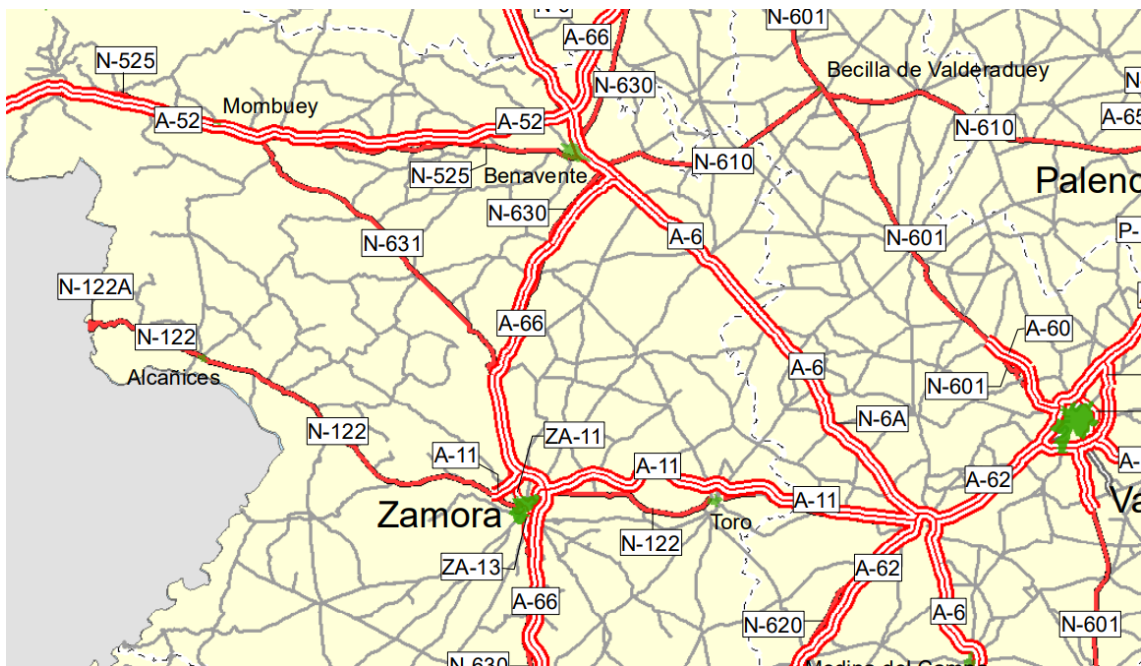
1.5.2 TRANSPORTE

Red de carreteras principales

La red de carreteras principales (autopistas, autovías y nacionales) en la provincia de Zamora abarca las siguientes infraestructuras:

- Autovía del Noroeste A-6
- Autovía das Rías Baixas A-52
- Autovía de la Plata A-66
- Autovía A-11
- N-122

Esta red será la utilizada en la planificación de los suministros del proyecto, permitiendo el uso de esta importante red de transporte, cualquier desplazamiento necesario para el desarrollo del proyecto.





Red de carreteras secundarias

Las infraestructuras de transporte que parten de la capital de provincia, Zamora, hasta la zona de proyecto son las siguientes:

- CL-527

Une Zamora con Bermillo de Sayago. Se trata de una carretera de titularidad autonómica de la red básica de la Junta de Castilla y León.

- ZA-L-2212

Une las localidades de Bermillo de Sayago y Fresnadillo.

- ZA-311

Carretera que conecta la localidad de Luelmo y Bermillo de Sayago.

Conclusiones

La densa red de carreteras nacionales de alta capacidad, así como las carreteras regionales y provinciales existentes, resultan más que suficientes para afrontar y desarrollar el plan logístico del proyecto. De este modo se garantiza un correcto suministro de todos los elementos necesarios, en especial de los componentes de los aerogeneradores que podrán llegar a la zona de proyecto mediante la utilización de viales ya existentes, de alta capacidad, lo que redundará en la agilidad y seguridad de los transportes necesarios.



1.6 EMPLAZAMIENTO

1.6.1 LOCALIZACIÓN

Los terrenos donde se pretende implantar el Parque Eólico se encuentran ubicados en en Bermillo de Sayago (Zamora), en la Comunidad Autónoma de Castilla y León, tal y como se refleja en los planos de situación y emplazamiento que se acompañan.

En el siguiente cuadro se indica la posición, en coordenadas **ETRS50 UTM (Huso 29)**, de los 11 aerogeneradores que constituirán el Parque Eólico.

AERO	UBICACIÓN
PDC01	(742902, 4586557)
PDC02	(742540, 4587209)
PDC03	(742296, 4587679)
PDC04	(742285, 4588231)
PDC05	(741940, 4588813)
PDC06	(745662, 4589635)
PDC07	(745527, 4590045)
PDC08	(745245, 4590385)
PDC09	(744835, 4590587)
PDC10	(744424, 4590790)
PDC11	(744009, 4591052)

Tabla 1 Coordenadas UTM propuestas para PE Peña de las Cruces.



1.6.2 REPORTE FOTOGRÁFICO









1.6.3 RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS AFECTADOS.

Tipo de ocupación	Posición 1	Posición 2	Emplazamiento	Ref. Catastral	Ayuntamiento	Titularidad	Tipo
Turbina	1		Peña de las Cruces	49026A03900001	Bermillo	Publica	MUP
Plataforma	1		Peña de las Cruces	49026A03900001	Bermillo	Publica	MUP
Area de vuelo	1		Peña de las Cruces	49026A03900001	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A03900001	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A03809004	Bermillo	Publica	Camino
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A03909003	Bermillo	Publica	Camino
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A03900001	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A03800028	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A02809000	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A02800025	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	1	2	Peña de las Cruces	49026A03809000	Bermillo	Publica	Camino
Turbina	2		Peña de las Cruces	49026A02800025	Bermillo	Publica	MUP
Plataforma	2		Peña de las Cruces	49026A02809000	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	2		Peña de las Cruces	49026A02800025	Bermillo	Publica	MUP
Area de vuelo	2		Peña de las Cruces	49026A02809000	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	2		Peña de las Cruces	49026A02800025	Bermillo	Publica	MUP
Area de vuelo	2		Peña de las Cruces	49026A03800028	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	2	3	Peña de las Cruces	49026A02800025	Bermillo	Publica	MUP
Carretera	2	3	Peña de las Cruces	49026A02809003	Bermillo	Publica	Camino
Carretera	2	3	Peña de las Cruces	49026A02800001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Turbina	3		Peña de las Cruces	49026A02800001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	3		Peña de las Cruces	49026A02809001	Bermillo	Publica	Camino
Plataforma	3		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	3		Peña de las Cruces	49026A02800001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	3		Peña de las Cruces	49026A02800002	Bermillo	Propiedad particular	Privado
Area de vuelo	3		Peña de las Cruces	49026A02809001	Bermillo	Publica	Camino



Area de vuelo	3		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	3		Peña de las Cruces	49026A02800001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	3		Peña de las Cruces	49026A02800002	Bermillo	Propiedad particular	Privado
Area de vuelo	3		Peña de las Cruces	49026A02800003	Bermillo	Propiedad particular	Privado
Carretera	3	4	Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Turbina	4		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	4		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	4		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	4	5	Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	4	5	Peña de las Cruces	49026A02909002	Bermillo	Publica	Camino
Turbina	5		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	5		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	5		Peña de las Cruces	49026A02900001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	5		Peña de las Cruces	49026A02909000	Bermillo	Publica	Camino
Area de vuelo	5		Peña de las Cruces	49026A030000330000IW	Bermillo	Publica	MUP
Turbina	6		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	6		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	6		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	6	7	Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Turbina	7		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	7		Peña de las Cruces	49026A03209000	Bermillo	Publica	Camino
Plataforma	7		Peña de las Cruces	49026A03209001	Bermillo	Publica	Camino
Plataforma	7		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	7		Peña de las Cruces	49026A03209001	Bermillo	Publica	Camino
Area de vuelo	7		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	7	8	Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Turbina	8		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	8		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	8		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	8	9	Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo



Turbina	9		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	9		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	9		Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	9	10	Peña de las Cruces	49026A03200001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	9	10	Peña de las Cruces	49026A03109000	Bermillo	Publica	Camino
Carretera	9	10	Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Turbina	10		Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	10		Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	10		Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	10		Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Turbina	11		Peña de las Cruces	49026A03100059	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	11		Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Plataforma	11		Peña de las Cruces	49026A03109007	Bermillo	Publica	Camino
Plataforma	11		Peña de las Cruces	49026A03100059	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	11		Peña de las Cruces	49026A03100003	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Area de vuelo	11		Peña de las Cruces	49026A03109007	Bermillo	Publica	Camino
Area de vuelo	11		Peña de las Cruces	49026A03100059	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
SET			Peña de las Cruces	49026A02800001	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Carretera	2	SET	Peña de las Cruces	49026A02809003	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A02800025	Bermillo	Publica	MUP
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A03800028	Bermillo	Publica	MUP
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A02800026	Bermillo	Publica	MUP
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A02809001	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A00809000	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A00800001	Bermillo	Publica	MUP
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A00809001	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1--2		Peña de las Cruces	49026A00800002	Bermillo	Publica	MUP
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03900001	Bermillo	Publica	MUP
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03909000	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03900002	Bermillo	Publica	MUP



Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03609028	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03600028	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03609022	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03600027	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03509000	Bermillo	Publica	Carretera
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03500027	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03509065	Bermillo	Consejería de Fomento JCYL	Bien Patrimonial
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03500026	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03509002	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03500024	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03409006	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03400021	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03409007	Bermillo	Publica	Camino
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03400013	Bermillo	Publica	MUP fresnadillo
Zanja	1	6	Peña de las Cruces	49026A03409008	Bermillo	Publica	Ayto Pradera (patrimonial)

1.6.4 TIPOLOGÍA

En el futuro Parque Eólico Peña de las Cruces, participa el ayuntamiento Bermillo de Sayago. En el que nos encontramos con la siguiente tipología jurídicas de propiedad del suelo:

Bermillo de Sayago

- Bienes y derechos de dominio público titularidad del ayuntamiento de Bermillo de Sayago.

1.6.5 DISPONIBILIDAD

La sociedad Parque Eólico Peña de las Cruces S.L., propietaria del proyecto Parque Eólico Peña de las Cruces se ha firmado con el Ayuntamiento de Bermillo de Sayago, representado por su excelentísimo alcalde D. Raúl Rodríguez Barrero, el 22 de mayo de 2019, el acuerdo marco por el



Ayuntamiento se compromete a ceder a favor de la Cedente el uso de los terrenos municipales necesarios para el desarrollo, la construcción y la explotación de las instalaciones del Parque Eólico.

La cesión del uso se llevará a cabo, tanto respecto de los Terrenos que tengan la consideración de bienes patrimoniales municipales, mediante la celebración de un contrato de arrendamiento entre el ayuntamiento y la promotora. En atención a la singularidad de la operación, que en el presente supuesto queda suficientemente justificada por abarcar el Proyecto distintas propiedades y por la necesaria autorización previa de la Junta de Castilla y León para la instalación del Parque Eólico en los Terrenos, idóneos para el emplazamiento del mismo, se realizará la adjudicación directa del contrato de arrendamiento a favor de LA PROMOTORA, de conformidad con el artículo 107.1 de la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, del Patrimonio de las Administraciones Públicas (LPAP).

Respecto de los Terrenos que tengan la consideración de bienes de dominio público municipal, mediante el otorgamiento de una concesión administrativa por EL AYUNTAMIENTO a favor de LA PROMOTORA. En atención a que los terrenos objeto de la concesión son necesarios para dar cumplimiento a la realización de un fin de interés general, definido en el exponen I de este documento, la concesión se otorgará mediante adjudicación directa, de conformidad con el artículo 137.4.c) LPAP.

En cuanto a los terrenos de titularidad privada, se realizará una negociación para acordar una indemnización proporcional a la intensidad y área de ocupación de los terrenos o a la afección real de los derechos afectados.

Como se puede observar en el anteproyecto, la totalidad de los aerogeneradores y sus cimentaciones se asientan sobre terrenos de titularidad pública y de dominio público.

1.6.6 UTILIDAD PÚBLICA

Según la ley 24/2013, del Sector Eléctrico, acorde con lo establecido en sus artículos 54 y 56, se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución



de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.

Dicha declaración de utilidad pública se extiende a los efectos de la expropiación forzosa de instalaciones eléctricas y de sus emplazamientos cuando por razones de eficiencia energética, tecnológicas, o medioambientales sea oportuna su sustitución por nuevas instalaciones o la realización de modificaciones sustanciales en las mismas. Dicha declaración de utilidad pública llevará implícita en todo caso la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de 16 de diciembre de 1954, de Expropiación Forzosa.

“Parque Eólico **Peña de las Cruces**, S.L.” procederá a ejercitar su derecho de solicitud de Declaración de Utilidad Pública de la instalación Parque Eólico **Peña de las Cruces**, de acuerdo a las leyes y normativa vigentes. Ello sin obviar que la compañía ya tiene acuerdos con los ayuntamientos por el 100% del terreno necesario para la instalación de turbinas y cimentaciones, además del 98.6 % de los terrenos necesarios para el resto de las instalaciones.

1.6.7 URBANISMO

En la actualidad Bermillo de Sayago se rige por las Normas Urbanísticas Municipales aprobadas definitivamente por la Comisión Territorial de Urbanismo de Zamora el 16 de noviembre de 2004.

En ellas se califican los terrenos afectados por el desarrollo y construcción del proyecto como Suelo Rústico Monte de Utilidad Pública. Es por ello que para el desarrollo y construcción del proyecto se ha de proceder a llevar a cabo dos procesos administrativos:

- Modificación puntual de las normas urbanísticas, para adecuarlo a la legislación nacional y autonómica
- Solicitud de uso excepcional de las fincas afectadas por el proyecto

Además de las mencionadas, en el caso de ser necesarias, la PROMOTORA solicitará al ayuntamiento o servicios de la Junta de Castilla y León cualesquiera permisos y/o autorizaciones



regulados por normativas sectoriales.



1.7 DESCRIPCIÓN GENERAL

El acceso a la instalación se efectuará desde la carretera ZA-L-2212, concretamente en el punto kilométrico 1,400, que comunica las localidades de Bermillo de Sayago y Fresnadillo.

Contaremos con un segundo acceso por motivos de seguridad en caso de colapso o daño en el primero que se situará en la carretera ZA-P-2218 kilómetro 11,100.

El parque estará formado por 10 aerogeneradores de 4,6 MW y un aerogenerador de 4 MW, todos ellos con rotor tripala a barlovento de 160 m de diámetro, con torre de 166,6 m de altura, regulado por sistema de control de ángulo de paso y con sistema de orientación activo, dispuestos siguiendo la configuración del terreno.

La disposición de aerogeneradores en el parque se atiene a los resultados reflejados en el estudio de implantación de aerogeneradores se realiza considerando los criterios de minimizar el impacto sobre el entorno.

Se define la obra civil necesaria para el Parque Eólico desarrollando viales con una longitud total de 5.267 metros de 5 metros de ancho, con sección tipo 30 + 10 (subbase + base hidráulica), asociada a la mencionada infraestructura civil se ejecutarán 11 plataformas de montaje para el izado e instalación de los aerogeneradores, con un tamaño de 40 x 60 metros con abanicos de entrada de 32 x 23 metros.

El sistema eléctrico del parque eólico tiene su origen en el generador instalado en cada torre, cuyo objeto es transformar en energía eléctrica, la energía mecánica proveniente del rotor del aerogenerador.

La energía eléctrica producida por el generador síncrono, en forma de corriente alterna trifásica de 50 Hz, a una tensión de 690 V, después de ser convertida en los inversores instalados en el interior de la máquina, es elevada a 30 kV mediante un transformador 0.690/30 kV instalado en el interior del aerogenerador.

Mediante una red subterránea de cables de Media tensión a 30 kV, agrupada en 3 circuitos se



transporta la energía producida hasta la Subestación del Parque Eólico.

La energía eléctrica producida por el parque eólico a una tensión de 30 kV es elevada a 132 kV mediante un transformador instalado en la Subestación Transformadora. Se pretende, por tanto, la construcción de una posición de transformación 30/132 kV para la conexión del Parque Eólico Peña de las Cruces y dos posiciones de Línea Entrada / Salida del Parque Eólico.

Cuenta la subestación con un edificio de control para disposición de equipos de maniobra y protección en 30 kV y sus equipos de control y gestión, en el que se disponen barras de 30 kV de tipo simple.

El edificio de control cuenta con una sala de celdas con espacio reserva para el equipamiento de nuevas unidades de maniobra y protección en 30 kV, existiendo una fosa de cables bajo las mismas que permitirá la entrada y conexión de los circuitos de Media Tensión desde la instalación eólica a la Subestación transformadora.

De manera resumida, el equipamiento e instalación de las nuevas celdas en Media Tensión (30 kV) consistirá básicamente en lo siguiente:

- Suministro e instalación de 3 celdas de línea en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 celda de protección de transformador potencia en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 celda de protección de transformador SS.AA. en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 transformador 30/0.4 kV de 100 kVA.
- Suministro e instalación de autoválvulas de 36 kV 10kA.
- Suministro e instalación de Equipo Rectificador Redundante/Principal 125 Vcc 100Ah.
- Suministro e instalación de armario de SS.AA. 230/400 Vca 125 Vcc.
- Suministro e instalación de UCS e integración en SCADA de la Subestación.

Todo ellos incluyendo la realización de estudio de protecciones, parametrización de relés de protección de las distintas unidades de maniobra/protección instaladas (alta y baja tensión), inyección y ensayos de Puesta en Marcha, conexionado de todos los elementos (incluso suministro de cableado de control, comunicación y alimentación).



1.8 AEROGENERADOR ENERCON

El diseño del aerogenerador E-160 EP5 consta de un tren de potencia distribuido, constituido principalmente por el rotor y el generador ya que carece de multiplicadora.

El rotor se compone de tres palas de material reforzado con fibra, sujetas a un buje de fundición. Todos los componentes alojados en la nacelle están protegidos por la carcasa exterior de fundición. Esta misma descansa sobre la torre modular de acero mediante el rodamiento de giro. Es la torre de la turbina es la encargada de situar la nacelle a una altura determinada.

Las características principales del aerogenerador se resumen en la siguiente tabla:

Datos de funcionamiento	E-160 EP5
Estándares de diseño	IEC 61400-1 3ª edición
Vida útil	20 años
Clase de viento (IEC)	IEC 3A
Velocidad viento de arranque	2,5 m/s
Velocidad viento nominal	10-11 m/s
Velocidad viento de parada	22 m/s (10 min de media) 28 m/s (5 segundos de media)
Potencia nominal	4.600 kW



Datos de los componentes	
Número de palas	3
Orientación	Barlovento
Diámetro	160 m
Área barrida	20.105,7 m ²
Sentido de giro	Horario
Velocidad del rotor	Variable
Ángulo inclinación del rotor sobre horizontal	6º
Palas	
Modelo	LM 78.3
Material	GFRP
Longitud total	78.3 m
Buje	
Modelo	Rígido
Material	Fundición GJS 400 18U LT
Sistema de paso de pala	
Accionamiento	Eléctrico



Mecanismo	3 controles independientes de giro para cada pala
Seguridad	Motor AC + ultra capacitadores como back up
Generador	
Tipo	Multipolo síncrono
Potencia nominal	4.600 KW
Tensión	Baja tensión
Sistema de excitación	Magnético permanente
Masa	130 t
Protección	IP 54
Enfriamiento	Depende del aire exterior para el enfriamiento
Aislamiento	Clase F
Freno de servicio	Sistema de freno hidráulico
Eje principal de la turbina	Eje hueco + rodamiento principal
Sistema del convertidor	
Tipo	IGBT
Enfriamiento	Por agua/viento
Acoplamiento a la red	AC-DC-AC



Tipo de red	Trifásica
Conexión a la red	Motor operado por el disyuntor principal
Calidad de potencia	THD < 4%
Clase de protección	IP 54
Tensión de red	690 V
Góndola	
Masa total	48 t (sin generador)
Rodamiento de yaw	34 Cr Ni Mo 6
Conductor de yaw	2 rodamientos
Freno de yaw	Pinzas de freno activas
Velocidad de viento y sensores de hélice	Veleta con termómetro y anemómetro de copa
Servicio de equipamiento	Sistema de cable



Sistema de control	
Tipo	Control PLC
Control del rotor	Control de accionamiento de pitch y protección contra exceso de velocidad
Control de la góndola	Control de velocidad del rotor/ Manejo de alarmas / Control de yaw/ Medidas de viento, temperatura, torsión de cable, etc./ Registro de datos
Control de la torre base	Panel de control operativo
Comunicación interna	Fibra óptica
Comunicación externa	Conexión a internet
Torre	
Material	Acero
Altura de torre (buje a 166,6 m)	166,6 m
Acceso a torre	Pureta con cerradura de seguridad a 3 metros de altura sobre la cimentación
Acceso a barquilla	Escalera (con sistema anticaída) o ascensor
Numero de secciones	14 (166,6 m)
Conexiones	Segmentos de plato con conexiones de fricción atornilladas



Cimentación	
Máxima resistencia del terreno	De acuerdo con IEC 62305-3
Profundidad de los electrodos (min)	2 x 50 mm ² cobre o acero equivalente
Electrodos de anillo	Máxima resistencia 2,5 Ohm Mínima 1 x 50 mm ²
Refuerzo de la cimentación	Conectada a los electrodos de tierra
Requerimientos de la red	
Nivel de la tensión	Voltaje medio, nominal $\pm 10\% \left[\frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{nom}}} \right]$
Desequilibrio del voltaje	Secuencia máxima de ratio negativo a positivo del 2%
Nivel de frecuencia	50 o 60 Hz $\pm 2\%$

Tabla 2 Características Aerogenerador ENERCON 4,6 MW



Datos de funcionamiento	E-160 EP5
Estándares de diseño	IEC 61400-1 3ª edición
Vida útil	20 años
Clase de viento (IEC)	IEC 3A
Velocidad viento de arranque	2,5 m/s
Velocidad viento nominal	10-11 m/s
Velocidad viento de parada	22 m/s (10 min de media) 28 m/s (5 segundos de media)
Potencia nominal	4.000 kW
Datos de los componentes	
Número de palas	3
Orientación	Barlovento
Diámetro	160 m
Área barrida	20.105,7 m ²
Sentido de giro	Horario
Velocidad del rotor	Variable
Ángulo inclinación del rotor sobre horizontal	6º



Palas	
Modelo	LM 78.3
Material	GFRP
Longitud total	78.3 m
Buje	
Modelo	Rígido
Material	Fundición GJS 400 18U LT
Sistema de paso de pala	
Accionamiento	Eléctrico
Mecanismo	3 controles independientes de giro para cada pala
Seguridad	Motor AC + ultra capacitadores como back up
Generador	
Tipo	Multipolo síncrono
Potencia nominal	4.000 KW
Tensión	Baja tensión
Sistema de excitación	Magnético permanente



Masa	130 t
Protección	IP 54
Enfriamiento	Depende del aire exterior para el enfriamiento
Aislamiento	Clase F
Freno de servicio	Sistema de freno hidráulico
Eje principal de la turbina	Eje hueco + rodamiento principal
Sistema del convertidor	
Tipo	IGBT
Enfriamiento	Por agua/viento
Acoplamiento a la red	AC-DC-AC
Tipo de red	Trifásica
Conexión a la red	Motor operado por el disyuntor principal
Calidad de potencia	THD < 4%
Clase de protección	IP 54
Tensión de red	690 V
Góndola	
Masa total	48 t (sin generador)
Rodamiento de yaw	34 Cr Ni Mo 6
Conductor de yaw	2 rodamientos



Freno de yaw	Pinzas de freno activas
Velocidad de viento y sensores de hélice	Veleta con termómetro y anemómetro de copa
Servicio de equipamiento	Sistema de cable



Sistema de control	
Tipo	Control PLC
Control del rotor	Control de accionamiento de pitch y protección contra exceso de velocidad
Control de la góndola	Control de velocidad del rotor/ Manejo de alarmas / Control de yaw/ Medidas de viento, temperatura, torsión de cable, etc./ Registro de datos
Control de la torre base	Panel de control operativo
Comunicación interna	Fibra óptica
Comunicación externa	Conexión a internet
Torre	
Material	Acero
Altura de torre (buje a 166,6 m)	166,6 m
Acceso a torre	Pureta con cerradura de seguridad a 3 metros de altura sobre la cimentación
Acceso a barquilla	Escalera (con sistema anticaída) o ascensor
Numero de secciones	14 (166,6 m)
Conexiones	Segmentos de plato con conexiones de fricción atornilladas



Cimentación	
Máxima resistencia del terreno	De acuerdo con IEC 62305-3
Profundidad de los electrodos (min)	2 x 50 mm ² cobre o acero equivalente
Electrodos de anillo	Máxima resistencia 2,5 Ohm Mínima 1 x 50 mm ²
Refuerzo de la cimentación	Conectada a los electrodos de tierra
Requerimientos de la red	
Nivel de la tensión	Voltaje medio, nominal $\pm 10\% \left[\frac{V_{max}}{V_{min}} \right]$
Desequilibrio del voltaje	Secuencia máxima de ratio negativo a positivo del 2%
Nivel de frecuencia	50 o 60 Hz $\pm 2\%$

Tabla 3 Características Aerogenerador ENERCON 4 MW

Se desarrolla más extensa y específicamente en el **Anexo 06: Aerogeneradores Enercon.**



1.9 RECURSO EÓLICO

1.9.1 CAMPAÑA DE MEDICIONES

El decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica en Castilla y León, indica que, en el marco del proceso de competencia de proyectos, serán confrontados y evaluados convenientemente los estudios del potencial eólico realizados por los solicitantes en la zona donde se pretenda ubicar el parque eólico o aerogenerador. Las mediciones deberán referirse, al menos, a un periodo de doce meses continuados.

Con este fin, el desarrollador instaló en el año 2011 dos torres de medición eólica según consta en los documentos de autorización municipales de los municipios de Almeida de Sayago y Muga de Sayago que se anexan en el **Anexo 04**.

El periodo de mediciones comenzó en el mes de diciembre de 2011 en la Torre de Muga y en Octubre de 2012 en la Torre sita en el municipio de Almeida.

1.9.2 TORRE ANEMOMÉTRICA ALMEIDA

La torre anemométrica Almeida fue instalada en la siguiente ubicación

Torre anemométrica	Almeida
Ubicación (X, Y)	(742.713, 4.575.336)
Fecha de instalación	Octubre 2012



Ayuntamiento	Almeida de Sayago
Provincia	Zamora

Datos medidos en el emplazamiento

Los datos de viento recogidos durante el período de doce meses en el emplazamiento Almeida han sido los siguientes:

Mes	ANE 1 (40m)	Veleta 1 (40 m)	ANE 2 (20m)	Veleta 2 (20 m)
Noviembre 2011	3,64	114,96	2,33	117,55
Diciembre 2011	4,49	172,55	3,17	176,43
Enero 2012	5,54	159,36	4,87	165,58
Febrero 2012	5,55	103,26	4,57	108,11
Marzo 2012	5,30	123,05	4,15	129,10
Abril 2012	5,55	208,17	4,55	214,37
Mayo 2012	4,89	207,39	3,97	211,69
Junio 2012	5,37	224,10	4,45	228,67
Julio 2012	4,90	180,74	4,04	183,24
Agosto 2012	4,77	213,45	4,05	216,18



Septiembre 2012	5,60	147,30	4,66	149,91
Octubre 2012	3,91	190,80	3,16	188,35
Noviembre 2012	6,20	192,66	4,99	199,19
Acumulado	5,05	172,14	4,07	176,03

Reportaje fotográfico:





1.9.3 TORRE ANEMOMÉTRICA MUGA

La torre anemométrica Muga fue instalada en la siguiente ubicación:

Torre anemométrica	Muga
Ubicación (X, Y)	(734.410, 4.587.930)
Fecha de instalación	Diciembre 2011
Ayuntamiento	Muga de Sayago
Provincia	Zamora



Datos medidos en el emplazamiento

Mes	ANE 1 (40m)	Veleta 1 (40 m)	ANE 2 (20m)	Veleta 2 (20 m)
Enero 2012	6,37	4,10	5,77	139,99
Febrero 2012	6,43	16,76	5,85	196,03
Marzo 2012	5,51	133,95	4,75	131,97
Abril 2012	6,02	218,46	5,26	213,90
Mayo 2012	5,18	216,02	4,56	210,56
Junio 2012	5,35	231,28	4,80	224,70
Julio 2012	4,85	188,45	4,25	188,43
Agosto 2012	4,83	220,98	4,34	217,86
Septiembre 2012	5,94	156,33	5,29	152,85
Octubre 2012	3,99	231,17	3,56	224,88
Noviembre 2012	5,95	242,1	5,47	237,7
Diciembre 2012	6,15	225,6	5,78	224,3
Acumulado	5,49	163,77	4,87	189,70



Reportaje fotográfico







1.10 PRODUCCIÓN ESTIMADA

Los resultados obtenidos han sido los siguientes tras la modelización y los cálculos realizados han sido los siguientes:

AERO	UBICACIÓN	POTENCIA (MW)	ALTITU D (m)	VELOCIDAD (m/s)	PRODUCCIÓN N BRUTA (GWh/año)	ESTELAS (%)	PRODUCCIÓN BRUTA SIN ESTELAS (GWh/año)	PRODUCCIÓN NETA (GWh/año)	HORAS NETAS
PDC01	(742902, 4586557)	4600	805	6,91	15,293	0,59	15,202	14,138	3074
PDC02	(742540, 4587209)	4600	805	6,90	15,274	1,54	15,039	13,986	3041
PDC03	(742296, 4587679)	4600	810	6,95	15,403	1,83	15,122	14,063	3057
PDC04	(742285, 4588231)	4600	798	6,86	15,146	2,72	14,734	13,703	2979
PDC05	(741940, 4588813)	4600	794	6,82	15,013	2,03	14,708	13,678	2974
PDC06	(745662, 4589635)	4600	777	6,85	15,113	1,88	14,829	13,791	2998
PDC07	(745527, 4590045)	4600	781	6,89	15,229	3,84	14,644	13,619	2961
PDC08	(745245, 4590385)	4600	787	6,94	15,375	5,83	14,478	13,465	2927
PDC09	(744835, 4590587)	4600	789	6,92	15,316	6,04	14,391	13,384	2910
PDC10	(744424, 4590790)	4600	790	6,91	15,286	4,48	14,601	13,579	2952
PDC11	(744009, 4591052)	4000	795	6,97	13,455	1,77	13,217	12,292	3073

PROMEDIO	794	6,90	15,082	2,96	14,633	13,609	2995
----------	-----	------	--------	------	--------	--------	------



Tras el análisis de los datos obtenidos, se concluye que la posición para la ubicación de los aerogeneradores, que optimiza el aprovechamiento del emplazamiento es la reflejada en la tabla anterior.

La producción bruta de los aerogeneradores en esta localización será de 166,17 GWh/año, pero la producción eólica será menor, se tenemos en cuenta:

- **Densidad del viento:** Para obtener la producción eléctrica teórica en el parque se tuvieron en cuenta a curva de potencia suministrada por el fabricante. Dicha curva está basada en unas condiciones de densidad que resulta ser de 1,225kg/m³.
- **Estelas:** Aunque los aerogeneradores se colocaron habida cuenta la dirección de los vientos dominantes, hay que tener en cuenta que cuando se produzca una variación en la dirección del viento, un aerogenerador podría provocar inferencias en otro. Estas pérdidas se calcularon mediante lo programa PARK, y resultan ser del 2,96%.
- **Histéresis:** Deber a vientos elevados supone un 0,5 %
- **Averías y mantenimientos:** Supone al año unas pérdidas de alrededor del 2%.
- **Pérdidas eléctricas:** Se suponen del 2 %.
- **Otras pérdidas:** Supone otro 2,5 %, deber la suciedad en las palas, etc.

Considerando lo anterior podemos determinar las siguientes condiciones de funcionamiento para el conjunto del Parque Eólico.



Parque Eólico	
Número de aerogeneradores	11
Potencia unitaria de cada aerogenerador	4,6 y 4 MW
Potencia máxima del parque eólico	50 MW
Producción bruta teórica	165.903 MWh/año
Pérdidas por estelas	2,96 %
Otras Pérdidas	2,5 %
Histéresis por vientos fuertes y suciedad/ hielo en las palas	0,5 %
Pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores (incluye degradación de la curva de potencia)	2,0 %
Pérdidas eléctricas (incluye indisponibilidad de la red)	2,0 %
Producción neta esperada en el parque	149.698 MWh/año
Horas anuales equivalentes	2.994 h
Factor de utilización	34,17 %

Las posiciones se definieron según el recurso existente, el espacio disponible comprobado en la cartografía y ortofotos aéreas disponibles del emplazamiento, lo que condicionó la elección del aerogenerador. Se ha seleccionado el modelo de aerogenerador clase III (ENERCON E160), de 4,6 MW y 4 MW de potencia unitaria y 166,6 metros de altura de buje, ubicándose en cada posición lo que optimiza el aprovechamiento del recurso disponible.

Para modelizar el viento se empleó la serie de datos diezminutales extraídos de una torre ubicada en la parte central del parque eólico del emplazamiento y corroborada, por otras torres próximas.



Habida cuenta el aprovechamiento máximo del emplazamiento se definió la disposición de los aerogeneradores en función de la orografía de la zona del proyecto.

El promedio de las velocidades del viento en las turbinas es de 6,90 m/s por lo que su producción bruta será de 165.903 MWh/año. La eficiencia media de los aerogeneradores del parque, habida cuenta el efecto provocado por las estelas originadas por las turbinas contiguas, es del 97,03%.

En consecuencia, la producción neta promedio de los aerogeneradores en el parque es de 149.698 MWh/año, lo que supone 2.994 horas equivalentes al año.



1.11 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.11.1 OBRA CIVIL

Se define la obra civil necesaria para el Parque Eólico desarrollando viales con una longitud total de 5.267 metros de 5 metros de ancho, con sección tipo 30 + 10 (subbase + base hidráulica), asociada a la mencionada infraestructura civil se ejecutarán 11 plataformas de montaje para el izado e instalación de los aerogeneradores, con un tamaño de 40 x 60 metros.

Asociada a la obra de vialidades y plataformas se ejecutarán las cimentaciones de aerogeneradores, constituidas por losa y pedestal de planta circular. Describiéndose en siguientes apartados el detalle constructivo y características técnicas del mismo.

La obra civil necesaria para la construcción, puesta en marcha y explotación del parque consiste en lo siguiente:

- Apertura, preparación y acondicionado de los caminos de acceso a pie de las torres de los aerogeneradores, para el traslado de los equipos y el desplazamiento de las grúas.
- Explanación o plataforma para situar las grúas junto a las torres para la elevación de los equipos.
- Cimentaciones de los aerogeneradores
- Explanación para subestación y edificio de control y cimentaciones de edificio y equipos de la subestación eléctrica.

Previo al inicio de las excavaciones, se retirará la capa de tierra vegetal de la zona a explotar. Esta tierra se almacenará en cordones alrededor de la zona de explotación con una altura máxima de 1 metro.

Se retirarán todos los restos de material, residuos o tierras sobrantes a vertederos adecuados a la naturaleza de cada residuo, dejando el área de actuación en perfecto estado de limpieza.

No se restaurarán los caminos ni las plataformas de montaje, al ser necesario su utilización



para los trabajos de mantenimiento.

En los taludes y superficies de las plataformas se extenderá tierra vegetal y se revegetará con especies autóctonas.

El resto de superficies afectadas o deterioradas por la ejecución de la obras serán restauradas y revegetadas favoreciendo la recuperación del suelo y la reinstalación de la vegetación original.

Las medidas de restauración de todas las áreas afectadas se ejecutarán de forma simultánea a la realización de las obras, de modo que, a medida que progresen éstas, se llevará a cabo las labores de remodelado y vegetación.

Accesos

El acceso a la instalación se efectuará desde la carretera ZA-L-2212, concretamente en el punto kilométrico 1,400, que comunica las localidades de Bermillo de Sayago y Fresnadillo.

Contaremos con un segundo acceso por motivos de seguridad en caso de colapso o daño en el primero que se situará en la carretera ZA-P-2218 kilómetro 11,100.

Se modificará el acceso desde la carretera, de forma que la curva de entrada al camino tenga un radio superior a 50 metros.

Se señalizarán en los puntos de cruce de la carretera con el camino mediante la instalación en lugar bien visible y en cada sentido de circulación al menos las siguientes señales:

- Una señal normalizada informativa de salida de camiones.
- Una señal normalizada limitativa de velocidad.

Se señalizará en el punto de cruce del camino con la carretera mediante la instalación de una señal de stop.

Para permitir el tráfico de maquinaria pesada y vehículos articulados de transporte de gran longitud los caminos a emplear serán reforzados con una capa de 40 cm, formada por una subbase de zahorra artificial de 30 cm y una base de zahorra artificial de 10 cm. Los viales tendrán un ancho de rodadura de 5 metros. Se modificará puntualmente el trazado de forma que se obtengan radios de curvatura superiores a 50 metros.



Se realizarán sobreanchos según especificaciones del fabricante de aerogeneradores, según se indica en los planos correspondientes y zona de servidumbre a ambos lados de los semiejes de un mínimo 75 cm.

Para facilitar la evacuación del agua de lluvia hacia las cunetas, evitando que penetre en el firme, se hará un bombeo o pendiente transversal del 1,5 % hacia ambos lados de la plataforma.

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 triangular de 50 cm de profundidad.

En los puntos donde se alcance la capacidad hidráulica de la cuneta se desaguará a una obra de paso bajo el camino dando salida al agua a la zona de terraplén.

Para dar continuidad a la cuneta en los cruces de viales y accesos a plataformas se emplearán tubos rígidos de hormigón (caños) de 1.000 mm de diámetro cubiertos con hormigón HM-20.

Caminos interiores del parque

Sólo se abrirán nuevos caminos para la ejecución y servicio del parque eólico, cuando no puedan aprovecharse vías preexistentes, siendo el criterio la apertura del menor número posible de kilómetros de camino y el menor impacto ambiental y paisajístico de los mismos.

Los nuevos caminos tendrán una anchura final máxima de calzada, una vez acabada la obra, de 5 metros. En aquellas curvas cerradas el ancho de vial se ampliará en función del radio de curvatura, asignándose en el presente parque un radio ≥ 50 m.

La ejecución de los viales comprende una primera fase de apertura de la traza, con desbroce y retirada de la capa de tierra vegetal, hasta localizar un material suficientemente compactado válido como soporte del nuevo vial.

Se procurará que los viales discurran en desmonte abierto en la ladera, evitando las trincheras. Donde sea factible, se llevará parte del camino en terraplén, empleando productos del desmonte para compensar volúmenes en la medida de lo posible, minimizando a la vez el



acarreo de tierras a vertedero.

La tierra vegetal retirada será acopiada convenientemente, separada del resto de material de excavación garantizando la conservación de sus propiedades durante el periodo de acopio, evitando, en la medida de lo posible, que se produzcan arrastres de material, tanto por la acción del viento como por la erosión debida a la lluvia.

En caso necesario se habilitará una zona de acopio, debidamente preparada, para trasladar allí la tierra vegetal hasta su reutilización en la regeneración de taludes, zanjas y plataformas de montaje. La ubicación de esta zona debe ser tal que no interfiera con los cursos hidrográficos existentes.

Los materiales empleados en la formación de los viales dependerán del tipo de suelo existente en cada emplazamiento; se plantea una sección tipo de vial compuesta por una primera capa (subbase), de 30 cm de espesor, compuesta por material seleccionado o zahorra artificial, y una segunda capa (firme), también de 10 cm, compuesta por zahorra artificial. Los viales tendrán un ancho de rodadura de 5 metros. Se modificará puntualmente el trazado de forma que se obtengan radios de curvatura superiores a 50 metros.

Se realizarán sobreanchos según especificaciones de los tecnólogos, según se indica en los planos correspondientes y zona de servidumbre a ambos lados de los semiejes de un mínimo 75 cm.

Cuando el trazado de los viales cruce a través de cercas para ganado, se dispondrán los correspondientes pasos canadienses, para posibilitar el normal tránsito de vehículos y ganado.

Asimismo, en aquellos puntos en que fuera necesario desmontar cercas existentes, se efectuará un levantamiento topográfico de las mismas, y una vez finalizadas las obras se repondrán a su estado original.

En los sobreanchos no se realizará el extendido de la 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.

Para facilitar la evacuación del agua de lluvia hacia las cunetas, evitando que penetre en el firme, se hará un bombeo o pendiente transversal del 1,5 % hacia ambos lados de la



plataforma.

Al igual que en el vial de acceso, 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 triangular de 50 cm de profundidad.

En los puntos donde se alcance la capacidad hidráulica de la cuneta se desaguará a una obra de paso bajo el camino dando salida al agua a la zona de terraplén.

Plataformas de montaje

Se considera como plataforma de montaje la superficie libre de obstáculos que debe de habilitarse a pie de cada aerogenerador, en la que se llevan a cabo las operaciones de descarga y montaje o desmontaje mediante grúas del aerogenerador.

Serán de aplicación los criterios establecidos para los viales, y además se deberán cumplir las siguientes prescripciones:

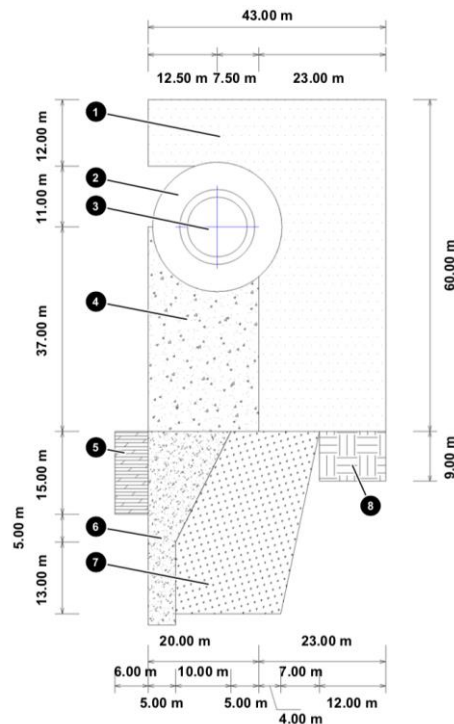
Las plataformas estarán diseñadas para soportar las cargas derivadas del empleo de grúas de montaje de los aerogeneradores. En cualquier caso deberán dimensionarse para soportar una carga mínima de 200 KN/m².

La nivelación de la plataforma contempla una pendiente máxima del 1%.

Se preverá que el relleno sobre la cimentación del aerogenerador sea con material seleccionado exento de piedras, cascotes y materia orgánica. La densidad del material sobre la zapata será como mínimo de 1800 kg/m³, alcanzando un grado de compactación de, por lo menos, el 95% del ensayo Proctor Modificado.

Como se ha indicado civil se ejecutarán 11 plataformas de montaje para el izado e instalación de los aerogeneradores, con las siguientes dimensiones:

40 x 60 metros con ampliación en forma de triángulo rectángulo de 32 metros de altura por 23 de base.



Tras la finalización de los trabajos de montaje, será necesario proceder a la regeneración de las plataformas, aprovechando para ello la tierra vegetal que se hubiera retirado de la zona.

De ser necesario, se habilitarán zonas para el acopio de materiales. Estas zonas podrán ser comunes para varios aerogeneradores con el fin de reducir el impacto ambiental. La superficie tendrá que ser llana y compactada. Su ocupación será ocasional y una vez finalizado los trabajos de montaje del parque se procederá a su reforestación.

Cimentaciones

El diseño y las dimensiones de la cimentación de cada aerogenerador, suponiendo que los esfuerzos soportados son los mismos en todos los casos, se adaptarán a las características geotécnicas de los suelos sobre los que se sitúen, pudiendo variar según las zonas.

Según el artículo 4º de la Normativa EHE Se realizará un estudio geotécnico antes del comienzo de las obras para su comprobación.

En esta fase de anteproyecto se plantea una cimentación tipo idéntica para todos los



emplazamientos del parque eólico tanto a nivel diseño como respecto a la valoración económica de su ejecución.

La cimentación proyectada es de tipo flexible, por el que a distribución de deformaciones a nivel de sección puede considerarse lineal, y es de aplicación a teoría general de la flexión.

Dimensiones de la zapata:

Base de la zapata	Ø22,00
Altura de la zapata en extremo	2 m
Altura de la zapata junto a fuste	3 m
Altura fuste	2,7 m = hf
Diámetro exterior fuste	13 m
Talud excavación pozo	H: 1 / V: 5

La norma de trabajo de esta cimentación es de una zona central trabajando como bielas de compresión y el resto a flexión. El fuste se calcula como un elemento sometido a compresión compuesta.

Características de los materiales:

Acero para armaduras pasivas	B 500S
Límite elástico	$f_y > 500 \text{ N/mm}^2$
Carga unitaria de rotura	$f_s > 550 \text{ N/mm}^2$
Alongamiento de rotura en % sobre base de 5	diámetros > 12



Relación en ensayo	$f_s/f_y > 1,05$
Acero para mallas electrosoldadas	B500T:
Límite elástico	$f_y > 500 \text{ N/mm}^2$
Carga unitaria de rotura	$f_s > 550 \text{ N/mm}^2$
Alargamiento de rotura en % sobre base de 5	diámetros > 8
Relación en ensayo	$f_s/f_y > 1,03$
+ Hormigón	HA-35/B/20/II:
Resistencia característica	$R_c > 30 \text{ N/mm}^2$
Máxima relación agua-cemento	0,6
Mínimo contenido en cemento	275 kg/m^3
Consistencia branda, asiento entre	6-9 cm.
Tamaño máximo del árido	20 mm.
Ambiente	II-a.
Material adecuado para relleno de pozos:	
Densidad máxima	$d_{\text{máx}} > 1800 \text{ kg/m}^3$
Límite líquido	LL < 40
Carecerán de elementos de tamaño superior a 10 cm.	10 cm
Cernido por tamiz 0.080 UNE	$< 35\%$ en peso



La cantidad de acero por unidad a instalar es de 34,2 del tipo de acero definido en los apartados anteriores. Respecto al hormigón a utilizar la cantidad por unidad será de 443 m³ de hormigón.

1.11.2 Infraestructura eléctrica y de control

El sistema eléctrico del parque eólico tiene su origen en el generador instalado en cada aerogenerador, cuyo objeto es transformar en energía eléctrica, la energía mecánica proveniente del rotor. La energía eléctrica producida por el generador, a una tensión de 690 V, y elevada a 30 kV mediante un transformador instalado en el interior del aerogenerador.

La energía transformada a 30 kV se evacúa, desde cada torre, mediante una línea enterrada a través de una canalización que unirá las torres entre sí. Se efectuará la interconexión de cada uno de los grupos de aerogeneradores, mediante las celdas correspondientes que también se instalarán en el interior de las torres, llevándose las líneas ya agrupadas hasta la subestación transformadora, en cuatro circuitos subterráneos.

Centros de transformación

El transformador instalado en la propia torre será de tipo seco, con una potencia de 5.200 kVA. La relación de transformación es de 0,690 / 30 kV.

Las celdas utilizadas en los centros de transformación de los aerogeneradores serán de distribución secundaria, blindadas, aislamiento de SF₆, 36 kV de tensión nominal y valor eficaz de la intensidad de cortocircuito 1s de 10 kA.

El esquema de conexión en media tensión de los aerogeneradores será único para todo el parque, con una única configuración de celdas de maniobra e interconexión entre las distintas máquinas de las alineaciones, esquema OL+1L+1P. De modo que en los finales de línea uno de los remotes de las celdas quedará inhabilitado y la configuración tipo de cada circuito será lineal sin ramificaciones.



Canalizaciones

Los cables de potencia y control que unirán las torres y la subestación transformadora irán tendidos en tubo enterrado directamente en zanjas, las cuales discurrirán paralelas a los caminos, en los tramos que sea posible.

En el fondo de la zanja se colocará el conductor de tierra en contacto directo con el terreno, y sobre él se extenderá una capa de arena o tierra fina, de 5 cm. de espesor.

A continuación se dispondrán tanto las líneas trifásicas de MT que existan en el tramo correspondiente, y se instalará un tubo corrugado de diámetro 90 mm, color rojo, para la fibra óptica. Una vez tendidos, se procederá a extender otra capa de arena o tierra fina hasta cubrirlos 10 cm., que se compactará convenientemente hasta el 95% del proctor modificado. Sobre dicha capa se colocará, en todo su recorrido, una placa plástica para la señalización y protección de cables subterráneos (según planos) según RU 0206.

Una vez hecho esto se procederá a extender una última capa compactada de arena de 20 cm. de espesor, sobre la que se montará, en todo su recorrido, una cinta de señalización de polietileno, según la Recomendación UNESA 0205. A continuación vertemos sobre ella una última capa de arena o tierra fina de 10 cm. debidamente compactada (95% del proctor modificado).

Finalmente, y una vez montada la cinta de señalización, se procederá al relleno de la zanja, en tongadas que se compactarán convenientemente (95% del proctor modificado), con productos procedentes de la excavación, limpios de piedras, ramas y raíces.

Para señalar la traza de la zanja se instalarán hitos, realizados conforme a las siguientes especificaciones:

Se instalarán hitos de señalización en cada cambio de dirección y en alineaciones rectas se respetará una interdistancia máxima de 50 m.

El hito estará fabricado preferentemente en hormigón con las siguientes dimensiones mínimas:

- h sobre rasante=250mm



- hbajo rasante= 400mm
- diámetro o sección= 150mm ó 150x150mm.

En aquella parte del trazado en el que las canalizaciones crucen viales se instalarán tubos de protección de polietileno corrugado en el exterior y liso en el interior homologado para conductores eléctricos, embebidos en el fondo de la zanja con una capa de hormigón HM-20. Así a modo informativo y no siendo limitativo se indican los mínimos a emplear:

- Un tubo de diámetro 200 mm color rojo para línea trifásica de potencia.
- Un tubo color rojo de diámetro 90 mm para conductor de comunicaciones y tierra.
- Un tubo de reserva de diámetro 200 mm.

Así mismo en la entrada y salida de los aerogeneradores, es decir, en el cruce con plataformas de montaje se empleará una sección tipo de zanja que considere la instalación de tubos de protección de características semejantes (uno por línea mas uno de reserva) al especificado para cruce de viales y con una protección mecánica consistente en recubrimiento de hormigón en masa HM-20 N/mm² con un espesor mínimo sobre la clave del tubo de 300 mm, además de las cintas y placas especificadas para la zanja convencional.

Cuando la programación de los trabajos lo permita se podrá emplear media caña de tubos de hormigón completando el tubo una vez instalados los conductores y procediendo a continuación a completar la zanja con hormigón.

Conductores

Las líneas estarán constituidas por una terna de cables unipolares de aluminio con aislamiento de dieléctrico seco, tipo RHZ1, de las características siguientes:

Tipo	RHZ1-OL
Tensión	18/30 kV



Norma	UNE-HD 620-7E
Conductor	Aluminio
Secciones	150, 240 y 400 mm ²
Aislamiento	Polietileno reticulado
Cubierta	Poliefina

Accesorios

En los puntos de unión de los distintos tramos de tendido se utilizarán empalmes elásticos contráctiles en frío.

Las piezas de empalme y terminales serán de compresión. Se confeccionarán mediante accesorios normalizados y kits especialmente preparados con tal propósito, adecuados a la sección y aislamiento de los conductores, que cumplirán las especificaciones de las Normas UNE-EN 61210 y UNE-EN 50180.

Para los cables apantallados es necesario mantener la continuidad de la pantalla en los empalmes y elaborar deflectores de campo adecuados en los terminales, a fin de solicitar solicitaciones eléctricas excesivas localizadas. Durante el montaje de estos accesorios es de fundamental importancia eliminar la capa semiconductora aplicada sobre el aislamiento.

En todos los casos se limpiará cuidadosamente la superficie del aislamiento hasta asegurarse que se ha eliminado toda traza de material semiconductor.

Los terminales serán de tipo enchufables acodados con contacto atornillables y apantallados.

Los conductores se recibirán en obra acompañados de sus correspondientes certificados de ensayo en fábrica, de acuerdo en lo indicado en las Normas UNE 211435 e UNE-HD 632.

Una vez instalados, los conductores, empalmes y terminales se someterán a los ensayos de rigidez dieléctrica especificados en la Norma UNE 21123, que serán realizados por una



empresa acreditada, que emitirá los certificados correspondientes.

Instalación de puesta a tierra

La red de tierras del parque eólico estará formada por una única tierra general que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio

La configuración de la red de puesta a tierra será según plano adjunto en el que se especifica la formación de dos anillos con conductor de cobre desnudo de sección mínima 50 mm², uno de ellos exterior a la cimentación apoyado por picas, el otro anillo se instalará sobre el relleno de la cimentación englobando el pedestal de forma que sirva de conductor de equipotencialidad en el acceso al aerogenerador y limite las tensiones de paso en este punto.

La pantalla de los cables de MT que unirán los aerogeneradores se conectará, en sus extremos, a la instalación de puesta a tierra de cada uno de ellos.

Además un conductor de protección de cobre de 50 mm² de sección conectará la puesta a tierra de todos los aerogeneradores del parque, situándose en el fondo de la zanja de los cables.

En la llegada a la subestación se conectará la pantalla de los cables de A.T. y el cable de tierra del parque eólico al sistema de puesta a tierra de la subestación, con lo que las dos instalaciones de puesta a tierra, la del parque eólico y la de la subestación quedarían conectadas.

Fibra óptica

Todos los aerogeneradores del parque eólico estarán unidos por fibra óptica de tipo multimodo formando una topología mixta estrella-bus, con centro en el edificio de control.

Para formar el ramal se tenderá un cable con 12 pares de fibra: un par para la comunicación con el telemando (fibras 1 y 2), otro par para operaciones especiales de regulación de red (fibras 3 y 4), con los restantes pares de reserva (fibras 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12).



La fibra irá tendida entubada en la zanja de A.T. de parque y siempre por encima de los conductores 18/30 kV; con el fin de evitar un desplazamiento de potencial dentro del parque, el cable de FO deberá estar realizado con una protección libre de metal.

Ante el eventual empalme de cables de FO, cada uno de los cables deberá medir unos 5 metros más como mínimo para poder recoger los extremos de los mismos de la fosa excavada y poderlos empalmar a nivel del suelo.

La designación y características de este conductor de comunicación es la siguiente:

A-DQ(ZN)B2Y 1x12 G50/125	
A	Cable de exterior
DQ	Tubo holgado
ZN	Hilos de refuerzo no metálicos
B	Armadura
2Y	Cubierta de Polietileno
1 x 12	1 tubo con 12 fibras ópticas
G	Fibra óptica multimodo
50/125	Diámetro del núcleo (50 μm), Diámetro de la cubierta (125 μm),

Entre sus principales propiedades también se ha de destacar una atenuación con 850 nm menor o igual de 2,7 dB/km y una longitud de ancho de banda mayor de 500 MHz x km.

En el paso al interior del aerogenerador la FO se instalará en el interior de un tubo de protección canalizado a unos 50 cm de profundidad dentro del conducto portatubos del aerogenerador, que se aislará desde dentro mediante el sellado de caucho a presión y con espuma desde el exterior a efectos de evitar el paso de roedores o penetración de agua.

Cuando se instale el cable, se tendrá en cuenta que cuando éste se introduzca en el aerogenerador tenga una longitud que exceda unos 10 metros a partir del suelo del sótano.



Estos 10 metros son necesarios para la introducción del cable en la bandeja de empalme y para disponibilidad en caso de un empalme posterior.

En el interior de los aerogeneradores las fibras serán empalmadas en el interior de una caja de tipo multimodo de 24 puntos de conexión, a los que se conectarán fibras de 1.5 m a modo de pigtails y sobre los que se realizarán los conexionados finales. Las cajas de empalme las suministra el fabricante de los aerogeneradores junto con todos sus accesorios.

La configuración de conexión por aerogenerador se resumirá en una roseta de puenteo de modo que en la caja de conexiones de los equipos instalados en los generadores se empleen aquellas fibras necesarias para el buen funcionamiento de estos equipos. Reconectándose entre si todas aquellas que se asignen a reserva mediante puentes directos en la caja de conexión, lo que las habilita para su uso inmediato en caso de ser necesario.

Después de la finalización del tendido de los cables, deberá llevarse a cabo una medición de la reflexión (OTDR) además de la redacción de un protocolo de mediciones y un informe de comprobación. Con esta medición se determina la calidad de la transmisión del cable de fibra óptica, ya que se mide la atenuación de cada fibra.

1.11.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La Subestación Transformadora será una instalación con una posición de transformación 30/132 kV previstas, y una posición de línea de 132 kV para la evacuación de energía hasta la subestación de conexión con la red eléctrica existente.

Cuenta la subestación con un edificio de control para disposición de equipos de maniobra y protección en 30 kV y sus equipos de control y gestión, en el que se disponen barras de 30 kV de tipo simple.

El edificio de control cuenta con una sala de celdas con espacio reserva para el equipamiento de nuevas unidades de maniobra y protección en 30 kV, existiendo una fosa de cables bajo las mismas que permitirá la entrada y conexión de los circuitos de Media Tensión desde la instalación eólica a la Subestación transformadora.



De manera resumida, el equipamiento e instalación de las nuevas celdas en Media Tensión (30 kV) consistirá básicamente en lo siguiente:

- Suministro e instalación de 3 celdas de línea en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 celda de protección de transformador potencia en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 celda de protección de transformador SS.AA. en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 transformador 30/0.4 kV de 100 kVA.
- Suministro e instalación de autoválvulas de 36 kV 10kA.
- Suministro e instalación de Equipo Rectificador Redundante/Principal 125 Vcc 100Ah.
- Suministro e instalación de armario de SS.AA. 230/400 Vca 125 Vcc.
- Suministro e instalación de UCS e integración en SCADA de la Subestación.

Todo ellos incluyendo la realización de estudio de protecciones, parametrización de relés de protección de las distintas unidades de maniobra/protección instaladas (alta y baja tensión), inyección y ensayos de Puesta en Marcha, conexión de todos los elementos (incluso suministro de cableado de control, comunicación y alimentación).

Se instalará un transformador trifásico en baño de aceite con potencia nominal 50/60 MVA ONAN / ONAF y con relación de transformación 30/132 kV.

La frecuencia de funcionamiento será 50 Hz y la relación de transformación será YNd11.

El transformador dispondrá de regulador de tomas en carga.

1.11.4 EDIFICIO DE CONTROL

Será precisa la construcción de un pequeño edificio de control adosado a la subestación. Éste ocupará una superficie en planta rectangular máxima de 14x23 m, con una superficie bajo cubierta de 250,72 m².



La construcción será análoga a las de las construcciones de las explotaciones ganaderas existentes, en la zona, y cuyo aspecto exterior se acomodará a la arquitectura tradicional mediante el acabado de sus fachadas con revestimiento de piedra.

Este edificio de control del Parque Eólico de Piedra de las Cruces se ha diseñado teniendo en cuenta la tipología de las construcciones existentes en la zona en su apariencia exterior y teniendo en cuenta las tres funciones principales para las que se ha diseñado:

En primer lugar se instalarán las celdas de protección y medida de Media tensión, será el punto de llegada de los cables del parque eólico a la subestación a través del sótano que se ha proyectado y dispondrá del medidor fiscal para la facturación de la energía producida en el parque eólico. Este medidor se ubicará en una sala específica a la que tendrá acceso al compañía distribuidora de la zona.

En segundo lugar se ha planteado un espacio que servirá de almacenaje de los pequeños componentes y herramientas necesarias para la realización del mantenimiento tanto preventivo como correctivo que se realizará de manera periódica y programada por el personal responsable del mantenimiento del parque eólico.

En tercer lugar se ha dispuesto una sala de control donde se ubicará el SCADA y los dispositivos necesarios para el control y operación tanto del parque eólico como de la subestación del parque eólico para la monitorización de las instalaciones. De forma adyacente se dispondrá de las instalaciones de confortabilidad del personal responsable de la operación y el mantenimiento del parque y subestación.



1.12 PLANOS

- 1.12.1 Plano de situación a escala 1:50.000**
- 1.12.2 Planos de planta a escala 1:10.000**
- 1.12.3 Plano en que se refleje el área afectada por la instalación, indicando coordenadas U.T.M., curvas de nivel cada 10 m., a escala 1:5.000**
- 1.12.4 Plano de la Poligonal**



1.13 IMPACTO SOCIOECONÓMICO

1.13.1 ACUERDO AYUNTAMIENTOS

El acuerdo firmado entre el ayuntamiento de Bermillo de Sayago y la PROMOTORA recoge una serie de beneficios para los ayuntamientos implicados de carácter económico. Estos beneficios lo forman dos conceptos:

Renta por arrendamiento, concesión o cesión de suelo

Durante la operación de la instalación de generación, la suma por cualquiera de los posibles conceptos, ya fuera canon, contraprestación por el otorgamiento de la concesión y/o la tasa por ocupación del dominio público ascenderán al importe anual de CINCO MIL EUROS (5.000 €) por aerogenerador. Esta contraprestación incluye las afecciones por todas las instalaciones del Parque Eólico. El pago de la contraprestación tendrá lugar dentro de los seis primeros meses de cada año.

Durante el periodo de obtención de permisos y autorizaciones, hasta el comienzo de la construcción de la instalación los ayuntamientos percibirán de la PROMOTORA o de cualquier sociedad de su grupo la cantidad de 25.000,00 EUR anuales, cuyo primer abono, correspondiente al periodo 2019 ya ha sido realizado.

La promotora se compromete, asimismo, a domiciliar en los ayuntamientos implicados, situando de este modo en dicho ayuntamiento la sede social y fiscal de la compañía gestora, lo que permitirá una recaudación extra de las corporaciones por los siguientes conceptos:

- Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO)
- Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE)
- Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI)



1.13.2 PLAN SOCIAL

La comunidad donde se desarrollará el proyecto es un elemento clave para la PROMOTORA, y es por ello por lo que, además de la renta descrita en el párrafo anterior, la PROMOTORA se compromete al desarrollo de un Plan de Inversión social, por un importe que ascenderá a 12.500 EUR anuales desde año 2019 hasta la puesta en funcionamiento de las instalaciones, y ascenderá a 21.500,00 EUR anuales a partir de ese momento.

Dicho Plan social financiará actuaciones de carácter social o público y será dirigido por los ayuntamientos implicados, en concreto por los alcaldes de cada uno de ellos.

Además, es de carácter crítico mencionar que se tiene en conocimiento que la instalación del parque eólico tiene una notable importancia desde el punto de vista social y de las repercusiones positivas que comporta, debido tanto a la creación de puestos de trabajo directos como a los indirectos que se derivan del volumen de suministros contratados, además de la ya comentada contaminación evitada.

El aspecto laboral se ha potenciado al máximo en el planteamiento del proyecto, de forma que se realizará la mayor parte posible de trabajos de montaje, instalación y mantenimiento basándose en subcontratos y acuerdos establecidos con empresas radicadas en la zona.

Junto al hecho cuantitativo de generación de empleos, cabe mencionar la componente cualitativa. Junto a empleos tradicionales, se potencian empleos de nuevo cuño, total o parcialmente, como son la gestión y explotación informatizada de instalaciones.

Se trata, pues, también de una aportación importante de nuevo "Know-how", tanto en el proceso de fabricación como en el de operación y mantenimiento, así como en la actividad en sí.



1.13.3 COMPROMISO DE EMPLEO

La PROMOTORA, mediante acuerdo firmado entre las partes el 24 de septiembre de 2018, se compromete a fomentar el empleo local aprovechando la mano de obra que exige la puesta en marcha de las instalaciones. De este modo siempre que la cualificación y características de los perfiles se adecúen a personas residentes en el área de proyecto, éstas tendrán preferencia para ocupar los puestos de trabajo generados por el proyecto.

1.13.4 COMPROMISO DE CONTRATACIÓN

Es voluntad de la PROMOTORA, comprometiéndose para ello por escrito con los ayuntamientos implicados, en todas las fases del proyecto, ya sea en desarrollo, en la construcción y en la operación del Parque Eólico, en contratar prioritariamente a empresas locales, siempre que estén dispuestas a prestar los servicios o trabajar para la PROMOTORA y sean competitivas en calidad, plazos y precios. De no ser posible realizar la contratación a nivel local, se tratará de realizar dicha contratación a nivel provincial, y si esto no resultase posible, se realizará dentro del ámbito de la C.C.A.A: de Castilla y León.

1.13.5 TECNÓLOGO

Igualmente, la PROMOTORA, compromete que el suministrador de los aerogeneradores, el tecnólogo responsable del suministro de las turbinas, una vez comiencen sus responsabilidades para con el proyecto, procederá a la creación de una oficina técnica en el área de proyecto, bajo los mismos criterios de contratación de la PROMOTORA.



1.13.6 COMPROMISO ENERGÍA VERDE

La PROMOTORA se compromete a apoyar aquellas iniciativas empresariales que integren el uso de las energías renovables y programas de ahorro y eficiencia energética, así como de la economía cooperativa y sostenible en el término municipal de Bermillo de Sayago. Para ello pone a disposición de los ayuntamientos sus recursos, humanos y materiales, para programas de eficiencia energética, autoconsumo y reducción de gasto energético.

Para ello, una vez finalizada la fase de desarrollo se establecerán programas de actuación conjunto con el objetivo de lograr la independencia energética de los ayuntamientos implicados.

Del mismo modo, La PROMOTORA informará al a los ayuntamientos implicados sobre la posibilidad de que los vecinos del municipio puedan acceder como consumidores finales al suministro de energía producido por el Parque Eólico, formando parte del proyecto de generación eléctrica

1.13.7 IMPACTO ACTIVIDADES TRADICIONALES

La PROMOTORA ha mantenido, mantiene y mantendrá reuniones constantes con todos los implicados en el proyecto, a fin de hacer partícipe a la comunidad del desarrollo del proyecto, y coordinando con ellos la participación de la PROMOTORA en programas y proyectos de mantenimiento de usos y costumbres tradicionales.

El suelo utilizado para el Parque Eólico tiene como usos tradicionales el agropecuario y de recogida de madera. La tecnología eólica tiene un reducido impacto invasivo en la superficie, por lo que permitirá el mantenimiento de dichas actividades. No solo su mantenimiento, sino que se procederá a la mejora de las infraestructuras de la poligonal, mediante la mejora de caminos y señalizaciones, el acceso a los puntos de agua y otras.



1.13.8 MEDIOAMBIENTALES

Los estudios que, durante la fase de desarrollo del Parque Eólico, en especial los estudios de avifauna que se están realizando desde el mes de febrero de 2019 y que prolongarán, al menos, hasta junio de 2020, serán entregados al servicio de medioambiente de la Junta de Castilla León. No solo los informes necesarios para la Declaración de Impacto Ambiental, sino que todos los registros obtenidos, a fin de incrementar el conocimiento público del área.

Uno de los principales motivos de la explotación de los recursos renovables de producción de energía es, además de su rentabilidad, el escaso o nulo efecto que tienen sobre la degradación del medio ambiente.

La correcta implantación de la energía eólica está contribuyendo actualmente a un menor consumo de combustibles sólidos y nucleares. La no utilización de esta energía renovable contribuiría a aumentar el efecto nocivo de los agentes de contaminación atmosférica (cenizas, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y monóxido y dióxido de carbono) o el riesgo propio de las centrales nucleares y el tratamiento de sus residuos.

Sin embargo, no se debe olvidar que, si bien la energía eólica contribuye a un ahorro de contaminantes atmosféricos, hay otros aspectos, quizá no tan graves, pero que han de tenerse en cuenta al proyectar un parque eólico: impacto sobre el medio físico, sobre la biocenosis e impacto social. De estos factores depende la aceptación popular de este tipo de instalaciones.

Más allá de lo indicado se tomarán las siguientes medidas preventivas a efectos de causar la mínima afección medioambiental:

Los caminos, áreas de acopio de materiales, emplazamientos de grúas, etc., se balizarán de forma que el tráfico de maquinaria y la extensión de las instalaciones auxiliares se limiten al interior de la zona acotada.

Previo al inicio de las excavaciones, se retirará la capa de tierra vegetal de la zona a explotar. Esta tierra se almacenará en cordones alrededor de la zona de explotación con una altura



máxima de 1 metro. La duración del tiempo de apilado de la tierra vegetal se limitará a un máximo de 6 meses. Si por alguna circunstancia fuera preciso prolongar dicho plazo, se mantendrán de forma artificial las características edáficas de esta capa de suelo retirada, mediante abonado y semillado con leguminosas.

Se retirarán todos los restos de material, residuos o tierras sobrantes a vertederos adecuados a la naturaleza de cada residuo, dejando el área de actuación en perfecto estado de limpieza.

Todas la superficies afectadas o deteriorada por la ejecución de la obras (márgenes de los caminos, contornos de las obras de drenaje, zanjas de cableado, plataformas de montajes, zonas de acopio de materiales, etc.) serán restauradas y revegetadas favoreciendo la recuperación del suelo y la reinstalación de la vegetación original.

Se descompactarán los cultivos afectados de manera que permitan posteriormente su uso agrícola.

Los caminos contarán con cunetas a ambos lados de los mismos, con cualquier tipo de pendiente, y drenaje transversal (pozo y tubo que cruce al otro lado del camino) buscando la salida natural de la escorrentía del agua de lluvia, en caso de sección de caminos en ladera.

Tanto durante la construcción del parque como durante su funcionamiento, en caso de cualquier incidencia, como derrame de combustibles o lubricantes se actuará de forma que se restaure el suelo afectado, trasladándolo a lugar adecuado, como vertederos autorizados. Los vertidos de aceites usados y residuos que pudieran producirse en la explotación serán almacenados en bidones, posteriormente recogidos y transportados por gestor autorizado para su posterior tratamiento, estando esta fase cumplimentada en la correspondiente ficha de mantenimiento.

El uso de las fuentes de energía renovable permite evitar la generación de emisiones asociadas al uso de energías fósiles. En este sentido el ahorro de combustible previsto significa evitar una emisión anual equivalente de dióxido de azufre (SO₂), de óxidos de nitrógeno (NO_x) y de dióxido de carbono (CO₂).



P.E. (MW)	50	MW
Horas equivalentes	2.994	Horas
E neta	149,698	GWh

Contaminación evitada	Unidades
	TM
Dióxido de azufre	188
Óxidos de nitrógeno	235
Dióxido de carbono(CO ₂)	84672
	Barriles de petróleo
Combustible ahorrado	83012



1.14 PLAZO DE EJECUCIÓN



1.15 PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES

El presupuesto de ejecución por contrata de las obras del Parque Eólico, asciende a la cantidad de **CUARENTA Y SEIS MILLONES QUINIENTOS OCHO MIL SETECIENTOS SESENTA EUROS (46.508.760 euros)** según el siguiente desglose:

1. Obra civil	1.1973.494 euros
2. Infraestructura eléctrica	1.146.897 euros
3. Seguridad y salud	30.000,00 euros
4. Varios	185.000,00 euros
5. Subestación	1.723.073 euros
6. Edificio de control.....	145.296 euros
7. Aerogeneradores	41.305.000 euros

El presupuesto de ejecución material del proyecto **TREINTA Y NUEVE MILLONES OCHENTA Y DOS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y DOS EUROS** con el siguiente desglose:

Presupuesto de ejecución por contrata.....	46.508.760 Euros
Deducción gastos generales (13%).....	- 5.080.789 Euros
Deducción Beneficio Industrial (6%).....	- 2.344.979 Euros
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL.....	39.082.992 Euros



1.16 CONCLUSIÓN

Con la presente Memoria, y demás documentos que la acompañan y componen este Proyecto, entiende tener descrito adecuadamente las instalaciones de referencia, sin perjuicio de cualquiera ampliación o aclaración que las autoridades competentes o partes interesadas considerasen oportuna.

Bermillo de Sayago, abril 2020

Camilo José González Fernández

Ingeniero Industrial nº 1.132

del Ilustre Colegio de Ingenieros Industriales de Galicia





DOCUMENTO II:

ANTEPROYECTO



2.1 OBJETO

El objeto de este segundo documento es la descripción de las instalaciones eléctricas, las tareas y el equipamiento necesario para los trabajos de montaje electromecánico y obra civil asociada para la construcción de la Subestación Transformadora para la conexión y evacuación de la energía eléctrica generada en el Parque Eólico, además de sus respectivos cálculos eléctricos.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Se pretende, por tanto, la construcción de una posición de transformación 30/132 kV para la conexión del Parque Eólico y dos posiciones Entrada / Salida de Línea para la Línea de evacuación del Parque Eólico.

La Subestación Transformadora será una instalación con una posición de transformación 30/132 kV previstas, y dos posiciones de línea de 132 kV para la evacuación de energía hasta la subestación de interconexión con la Red Eléctrica.

Cuenta la subestación con un edificio de control para disposición de equipos de maniobra y protección en 30 kV y sus equipos de control y gestión, en el que se disponen barras de 30 kV de tipo simple.

El edificio de control cuenta con una sala de celdas con espacio reserva para la equipación de nuevas unidades de maniobra y protección en 30 kV, existiendo una fosa de cables bajo las mismas que permitirá la entrada y conexión de los circuitos de Media Tensión desde la instalación eólica a la Subestación transformadora.

De manera resumida, el equipo e instalación de las nuevas celdas en Media Tensión (30 kV) consistirá básicamente en lo siguiente:

- Suministro e instalación de 3 celdas de línea en 36 kV.



- Suministro e instalación de 1 celda de protección de transformador potencia en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 celda de protección de transformador SS.AA. en 36 kV.
- Suministro e instalación de 1 transformador 30/0.4 kV de 100 kVA.
- Suministro e instalación de autoválvulas de 36 kV 10kA.
- Suministro e instalación de Equipo Rectificador Redundante/Principal 125 Vcc 100Ah.
- Suministro e instalación de armario de SS.AA. 230/400 Vca 125 Vcc.
- Suministro e instalación de UCS e integración en SCADA de la Subestación.

Todo ellos incluyendo la realización de estudio de protecciones, parametrización de relés de protección de las distintas unidades de maniobra/protección instaladas (alta y baja tensión), inyección y ensayos de Puesta en Marcha, conexión de todos los elementos (incluso suministro de cableado de control, comunicación y alimentación).

2.3 APARAMENTA 30 KV

2.3.1 SALA DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

La Sala de Celdas de Media Tensión (30 kV) se equipará con la siguiente aparamenta:

- 3 (tres) Ud Celda de Línea en 36 kV, de al menos las siguientes características:
- Interruptor automático de corte en SF6 de 630 A y 16 kA.
- Seccionador con puesta a tierra.
- Relé de protección con las siguientes funciones ANSI:50/51, 50N/51N, medida de I, V, W, Var y osciloscopio.



- Transformadores de intensidad con devanados de protección y medida 300-600/5-5A 10VA CI0,5 10-15VA CI5P20
- Detectores de tensión.
- Embarrado de 1.250 A.
- 1 (una) Ud Celda de Protección de Transformador en 36 kV, de al menos las siguientes características:
 - Interruptor automático de corte en SF6 de 1250 A y 16 kA.
 - Seccionador con puesta a tierra.
 - Relé de protección con las siguientes funciones ANSI:50/51, 50N/51N, 27, 59, 59N, medida de I, V, W, Var y osciloscopio.
- Transformadores de intensidad con devanados de protección y medida 1000-2000/5-5-5A 10VA CI0,5, 15VA CI5P20 y 30VA CI5P20
- Detectores de tensión.
- Embarrado de 1.250 A.
- 1 (una) Ud Celda de Transformador de Servicios Auxiliares en 36 kV, de al menos las siguientes características:
 - Interruptor automático de corte en SF6 de 630 A y 40 kA.
 - Seccionador con puesta a tierra.
 - Relé de protección con las siguientes funciones ANSI:50/51, 50N/51N, medida de I, V, W, Var y osciloscopio.
- Transformadores de intensidad con devanados de protección y medida 20/5-5A 10VA CI0,5 y 15VA 5P20.
- Detectores de tensión.
- Embarrado de 1.250 A.



2.3.2 TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES

Se suministrará un transformador de SS.AA. para instalación en interior de las siguientes características:

- Relación de transformación 30/0.4 kV.
- Potencia nominal 160 kVA.
- Grupo de Conexión Dyn11.

Contará el transformador con envolvente para su instalación en interior de sala de celdas.

2.3.3 CUADROS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN, SERVICIOS AUXILIARES

Cuadros de protección, control y medición

Se instalará una UCS para la administración de la base de datos del Sistema Integrado de Protección y Control de la ampliación de la Subestación, que permita las siguientes operaciones:

- Adquisición de datos de relés de protección y maniobra mediante la integración de señales digitales y analógicas, permitiendo construir un dispositivo adaptado a cada aplicación RTU.
- Supervisión y mando local.
- Registro de eventos: registro de eventos con fecha impresa y almacenamiento en la memoria no volátil.



- Comunicaciones: puertos de comunicación que pueden usarse indistintamente como esclavo del IHM locales y a un nivel superior con los centros de telecontrol.
- Sincronización: la UCS deberá poder sincronizarse a través del protocolo de comunicaciones o a través de entrada demodulada IRIG-B.

La UCS dispondrá de Automatismos a nivel de subestación para operar automáticamente un número de elementos a nivel de posición bajo las condiciones programadas.

Cuadro de servicios auxiliares vca/vcc

Se instalará un armario metálico de SS.AA. c.a./c.c. de interior con interruptores de acometida y embarrados de 400/230 Vca y 125 y 48 Vcc, para alimentación de alumbrado y fuerza de la subestación, circuitos de aparamenta del parque de 30 kV, etc.

De las siguientes características generales:

- Carpintería metálica de envolvente.
- Bastidor pivotante.
- Aparamenta eléctrica en alterna y continua certificada.
- Puerta frontal de aluminio y policarbonato o cristal.
- Perfil de amarre de cables.
- Mecanizado puerta derecha pías (aplicable a Bastidores Integrados).
- Pernos soldados para sujeción de herrajes (no incluidos) de pías (aplicable a Bastidores Integrados).
- Carátulas Rack 19" mecanizadas.
- Tratamiento de pintura.
- Cierres y juntas.
- Bornas y marcadores.
- Cable, canales, rótulos y pequeño material de marcaje y conexión.
- Pruebas de rutina.



- Protocolos de ensayo.
- Aparellaje relacionado en las listas del cliente.

Baterías y rectificador principal

Se instalará un conjunto rectificador (principal y redundante) junto a baterías, en 125 Vcc, 100 Ah 40 A de cargador, montado sobre armario metálico de interior conteniendo en su interior el cargador rectificador y las baterías de Ni-Cd. De las siguientes características:

- Red 1f -230 Vca $\pm 10\%$
- Frecuencia 50Hz/60Hz $\pm 5\%$
- Voltaje de salida 125 V C.C.
- Resistencia de aislamiento $>2000 \text{ M}\Omega$, 500VC.C.

2.3.4 MONTAJE DE EQUIPOS, CABLEADO Y COMUNICACIONES

Como trabajos auxiliares para la instalación y puesta en funcionamiento de las celdas de Media Tensión se realizarán las siguientes tareas:

- Cableado de alimentación a equipos en Alterna y Continua, incluyendo timbrado y marcado de conductores según esquemas unifilares y desarrollados.
- Canalizaciones (bandeja y tubo) grapadas según planos para distribución, incluso pequeño material, piezas de unión, ...
- Cableado de Alta Tensión, para puentes de unión con transformador de servicios auxiliares y transformador de potencia, incluso conectores, pequeño material, trenzas de puesta a tierra, tornillería, grapas,...
- Cableado de comunicación, fibra óptica y RJ para enlace de equipos de control, maniobra y protección con RTU de control.
- Puentes de tierra, para puesta a tierra de herrajes y elementos de conexión, incluso cableado de cobre de sección adecuada, elementos de compresión, tornillería, ...



-
- Ensamblaje de equipos y montaje en bastidores/zonas de instalación, incluyendo pequeño material, elementos de fijación,...

2.3.5 INTEGRACIÓN Y SEÑALES DE UCS EN SCADA

La base de datos de la ampliación de la Subestación Transformadora se cargará en la UCS, y esta Base de datos se intercambiará con el SCADA de control existente en las instalaciones, integrándose plenamente.



2.4 APARAMENTA 132 KV

En los siguientes apartados se definirá el equipamiento principal correspondiente a la tensión de 132 kV necesario para la conexión del Parque Eólico y la Posición de Línea.

2.4.1 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores automáticos serán tripolares, con corte en hexafluoruro de azufre (SF₆), intensidad nominal asignada 2000 A y poder de corte 40 kA, tanto para la posición de transformador como para la posición de línea.

Estarán constituidos por los siguientes elementos:

- Interruptor automático constituido por tres polos; cada polo dispondrá de una sola cámara de extinción en SF₆.
- Mecanismo de accionamiento electromecánico.
- Dispositivos y circuitos auxiliares de señalización, eléctricos y mecánicos.
- Bastidor común para los tres polos y mecanismo de accionamiento.

Se dispondrá un interruptor correspondiente a la posición del transformador.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Número de polos	3
Tensión asignada.....	145 kV
Tensión soportada a frec. industrial	275 kV
Tensión soportada a impulsos tipo rayo.....	650 kV
Frecuencia asignada.....	50 Hz
Intensidad nominal, servicio continuo	31,5 kA
Poder de cierre asignado en cortocircuito	40 kA



2.4.2 SECCIONADORES

Los seccionadores serán tripolares, giratorios con dos columnas por polo de apertura central, mando electromecánico y manual, intensidad nominal asignada 1.250 A, según el caso, con o sin cuchillas de puesta a tierra.

En las posiciones de línea, los seccionadores de salida de línea serán los que dispongan de cuchillas de puesta a tierra tripolares.

Estarán constituidos por los siguientes elementos:

- Tres polos de dos columnas giratorias cada uno, con apertura central.
- Un mecanismo de accionamiento manual, provisto de la timonería necesaria para la actuación simultánea de los tres polos.
- Cuchillas de puesta a tierra, si se han pedido.
- Un mecanismo de accionamiento manual, provisto de la timonería necesaria para la actuación simultánea de las cuchillas de puesta a tierra, si las hay.
- Dispositivos de enclavamiento mecánico entre las cuchillas principales y las cuchillas de puesta a tierra, si las hay.

Los tres polos se montarán sobre un plano horizontal, paralelos entre sí, con una distancia entre ejes de 2700 mm.

Se dispondrá un seccionador correspondiente a la posición de transformación.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Número de polos	3
Tensión asignada	145 kV
Tensión soportada a impulsos tipo rayo, a tierra y entre polos	650 kV
Tensión soportada a impulsos tipo rayo, a la distancia de seccionamiento	800 kV
Tensión soportada a frec. industrial bajo lluvia, a tierra y entre polos	275 kV
Tensión soportada a frec. industrial bajo lluvia, a distancia de seccionamiento....	350 kV



Frecuencia asignada 50 Hz

Corriente asignada, servicio continuo 2000 A

Corriente de corta duración admisible asignada 40 kA

Valor de cresta de la corriente admisible asignada 100 kA

2.4.3 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Los transformadores de intensidad serán monofásicos, con cuatro arrollamientos secundarios independientes para medida y protección, cuyas características se describen en los siguientes apartados.

Relación de transformación

La relación de transformación será:

- Módulo de transformador: 200 - 400 / 5 / 5 / 5 / 5 A
- Módulo de línea: 150 - 300 / 5 / 5 / 5 / 5 A

Potencia y clase de precisión

Arrollamiento	Características
1S1 – 1S2 (Medida)	10VA Clase 0,2s
2S1 – 2S2 (Protección / Medida)	20VA Clase 0,5
3S1 – 3S2 (Protección)	30VA Clase 5P30
4S1 – 4S2 (Protección)	30VA Clase 5P30



2.4.4 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Serán transformadores monofásicos, con un extremo del arrollamiento primario conectado directamente a tierra y tres arrollamientos secundarios separados, cuyas características principales se describen en los siguientes apartados.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Rel. de transformación 132.000:v3/110:v3-110:v3-110:3 V

Potencia y clases de precisión:

Devanado 110:v3 25VA cl.0,5

Devanado 110:v3 25VA cl.0,2

Devanado 110:3 10 VA6P

Frecuencia asignada 50 Hz

Factor de tensión asignado:

Continuo 1,2

Durante 30 s 1,5

Tensión asignada 145 kV

Tensión soportada a frec. industrial, A.T. 275 kV

Tensión soportada a frec. industrial, B.T. 3 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo 650 kV

Descargas parciales:

145 kV (U_m) < 10 pC

100,5 kV ($1,2 \cdot U_m / \sqrt{3}$) < 5 pC



2.4.5 PARARRAYOS AUTOVÁLVULAS

Los pararrayos de óxido metálico están destinados a limitar las sobretensiones y en consecuencia los efectos producidos por las mismas.

Estarán constituidos por los siguientes elementos:

- Pararrayos constituido por resistencias de características no lineal, de óxido de cinc (OZn), conectadas en serie sin explosores.
- Un contador de descargas independiente para cada polo.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tensión de servicio continuo	92 kV
Tensión asignada	120 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Corriente de descarga nominal con onda 8/20 μ s	10 kA
Clase de descarga de línea	3
Nivel de aislamiento externo	275/650 kV
Corriente de prueba del limitador de presión	31.5 kA 0.2s Clase A
Tensión residual máxima con onda de corriente 1/5 μ s, 10 kA	< 444 kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s, 10 kA	< 396 kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 30/60 μ s, 10 kA	< 312 kV
Impulso de corriente de gran amplitud, onda 4/10 μ s	100 kA
Impulso de corriente de larga duración, onda 2000 μ s	≥ 800 A



2.4.6 TRANSFORMADOR PRINCIPAL 30/132 KV

Se instalará un transformador trifásico en baño de aceite con potencia nominal 50/60 MVA ONAN / ONAF y con relación de transformación 30/132 kV.

La frecuencia de funcionamiento será 50 Hz y la relación de transformación será YNd11.

Dispondrá de regulador de tomas en carga.



2.5 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

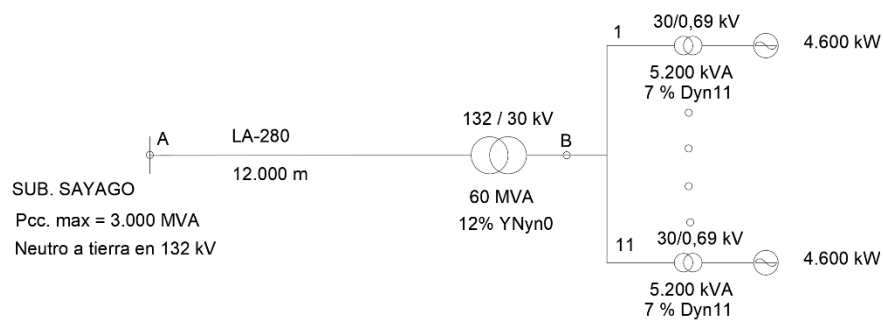
2.5.1 POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN SUBESTACIÓN

Se pretende calcular en este apartado la potencia de cortocircuito en las barras de 132 kV y en las de 30 kV de la subestación colectora del Parque Eólico, considerando como datos de partida la potencia de cortocircuito de la subestación de conexión, los datos del parque eólico, las características previstas de la línea de interconexión.

La conexión se realizará mediante una L.A.T. 132 kV DUPLEX hasta la Subestación de conexión SUB SAYAGO

Consideramos una potencia de cortocircuito máxima en barras de 132 kV de la Subestación de conexión de 3.000 MVA, que será el valor que utilizaremos (referenciado Pcc) para determinar las intensidades de cortocircuito en la subestación del parque eólico.

La tipología de la red sería la siguiente:



La línea de conexión del Parque hasta la subestación de conexión es de 132 kV con conductor LA-280 DUPLEX. Las características del conductor son las siguientes:



Conductor	$R_{20^{\circ}\text{C}}$ (Ω/km)	X (Ω/km)
LA-280	0,119	0,19

El parque eólico estará formado por once aerogeneradores síncronos de 4.600 kW, que estarán unidos mediante una red colectora de media tensión a través de un transformador individual de 5.200 kVA. Cuatro circuitos unen los aerogeneradores con la subestación, donde un transformador eleva su tensión hasta 132 kV, para conectar con la línea de unión con la subestación.

Las características de estos transformadores son las siguientes:

Transformador AT/MT 132/30 kV

- Potencia 50/60 MVA ONAN/ONAF
- Relación de transformación. 132/30 kV
- $E_{cc}=12\%$
- Grupo de conexión: Ynyn0(d11)

Transformador MT/MT 30/0,69 kV

- Potencia 5.200 kVA
- Relación de transformación: 30/0,69 kV
- $E_{cc}=7\%$
- Grupo de conexión: Dyn11

Cálculo de las impedancias asociadas a cada elemento

Para hacer este cálculo se utilizará el sistema de valores por unidad. Una vez que se fijen dos, en este caso potencia y tensión, el resto quedarán fijadas. Una vez fijada la tensión base en un



punto del circuito, las sucesivas tensiones quedarán fijadas por las relaciones de transformación de los transformadores.

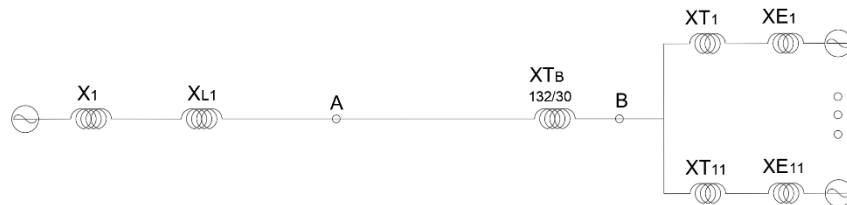
Potencia base: $S_B=60$ MVA

Tensiones base: $V_B= 132 / 30 / 0,69$ kV

Impedancias base: $Z_B= 290,4/ 15 / 0,07\Omega$

Corrientes base: $I_B= 262,7 / 1156,1/ 50263$ A

Las impedancias asociadas a cada elemento del esquema son las siguientes:



Impedancia de cortocircuito exterior

$$X_{1p.u.} = \frac{1}{P_{CCp.u.}} = \frac{1}{3000/60} = 0,02$$

Impedancia de la Línea de 132 kV

$$X_{L1p.u.} = L(km) \cdot X(ohm/km) \cdot \frac{1}{X_{Base132}} = 12 \cdot 0,19 \cdot \frac{1}{290,4} = 0,0081$$

Impedancia del transformador 132/30 kV



$$X_{TBp.u.} = X_{TCp.u.} = 0,12$$

Impedancias de los transformadores 30/0,69 kV

Hacemos un cambio de base:

$$X_{T1} = \dots = X1 = X_{5.200KVA} \cdot \left(\frac{S_{base60}}{S_{base3,5}} \right) = 0,07 \cdot \left(\frac{60.000}{5.200} \right) = 0,807$$

Impedancias de los aerogeneradores

La impedancia del generador se determina con la siguiente expresión:

$$X_{E1p.u.} = \dots = X_{Eip.u.} = \dots = X_{E14p.u.} = \frac{I_n / I_A}{P_n / S_{Base}}$$

Por tanto aplicando dicha fórmula se obtiene (considerando $I_n/I_A=1$) :

$$X_{E1p.u.} = \dots = X_{E7p.u.} = \frac{1}{4.600 / 60.000} = 13$$

La red simplificada para los puntos de interés queda de la siguiente forma:



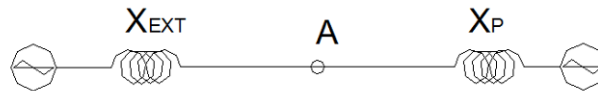
De tal forma que tenemos los siguientes valores:

$$X_{TB} = 0,12 \text{ p.u.}$$

$$X_{P(1-11)} = 0,92 \text{ p.u.}$$

$$X_{EXT} = 0,0281 \text{ p.u.}$$

Simplificando obtenemos el siguiente esquema:



Siendo los valores los siguientes:

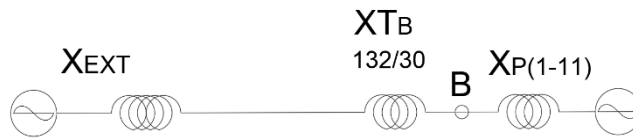
$$X_{EXT} = 0,0534 \text{ p.u.}$$

$$X_P = 1,04 \text{ p.u.}$$

A partir de este esquema podemos obtener el equivalente Thevenin en el punto A. Obtenemos por lo tanto:

$$X_{THA} = 0,027 \text{ p.u.}$$

Para el cálculo del equivalente Thevenin en el punto B, el esquema simplificado sería el siguiente:



A partir de este esquema el equivalente Thevenin en el punto B sería el siguiente:

$$X_{THB} = 0,127 \text{ p.u.}$$

Las potencias de cortocircuito en los puntos A y B, que corresponden con las barras de Alta y Media Tensión del circuito, se calculan de la siguiente forma:

$$P_{cc} = \frac{1}{X_{thp.u.}} \cdot P_{Base}$$

Siendo:

X_{th} = Impedancia del equivalente de Thevenin en el punto considerado.

P_{Base} = Potencia base en el punto considerado.

De esta manera la potencia de cortocircuito en barras de alta tensión (132kV) será:

$$P_{ccA} = \frac{1}{X_{thAp.u.}} \cdot P_{Base} = 2186,22 \text{ MVA}$$

La potencia de cortocircuito en barras de media tensión (30kV) será:

$$P_{ccB} = \frac{1}{X_{thBp.u.}} \cdot P_{Base} = \frac{1}{0,127} \cdot 60 = 469,87 \text{ MVA}$$



2.5.2 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUÍTO

Corriente de cortocircuito trifásico simétrico

Para calcular este tipo de fallo, se puede calcular la corriente de fallo con el equivalente monofásico.

Una vez calculada la P_{cc} en la subestación, tal y como se hizo en el apartado anterior el cálculo de la corriente se calcula:

$$I_{CC} = c \cdot \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{línea}}$$

En las barras de Alta Tensión de la subestación (pto A) la corriente de cortocircuito producida es la que sigue (consideramos como valor de $c=1,1$ el valor habitual para redes de tensión superior a 1kV):

$$I_{cc_A} = 1,1 \cdot \frac{P_{ccA}}{\sqrt{3} \cdot V_{línea}} = 1,1 \cdot \frac{2186,22}{\sqrt{3} \cdot 132} = 10,53 \text{ kA}$$

En las barras de Media tensión de la Subestación (pto B) la corriente de cortocircuito producida es:

$$I_{cc_B} = 1,1 \cdot \frac{P_{ccB}}{\sqrt{3} \cdot V_{línea}} = 1,1 \cdot \frac{469,87}{\sqrt{3} \cdot 30} = 14,93 \text{ kA}$$

Corriente de cortocircuitos asimétricos

En el caso de que el fallo producido no sea trifásico, se produce un desequilibrio en el sistema, que hace que aparezcan sistemas de corrientes y tensiones desequilibradas. La solución para determinar estas corrientes se encuentran en las componentes simétricas, de forma que un



sistema trifásico desequilibrado se puede descomponer en tres sistemas trifásicos equilibrados, uno de secuencia directa, otro inverso y un homopolar. Al ser estos tres sistemas equilibrados se puede utilizar el equivalente monofásico para su resolución.

Hay que añadir que la aplicación en el cálculo de faltas radica en el hecho de que la circulación de una corriente de una determinada secuencia por un sistema equilibrado en impedancias, solo provoca caída de tensión en esta secuencia.

La barra de referencia en las redes de secuencia directa e inversa es el neutro del generador, ya que no circulan por las impedancias corrientes que no sean homopolares. La barra de referencia de la red homopolar, es a tierra del generador.

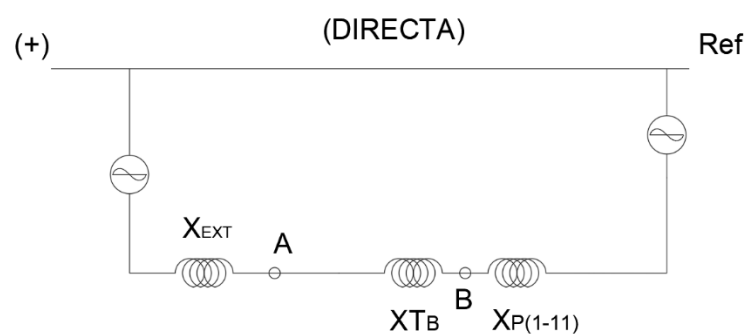
La construcción de dichas redes tiene como objeto que mediante la combinación de estas se consiga simular las condiciones que dan en cada cortocircuito.

Determinación de las redes de secuencia de la red en estudio

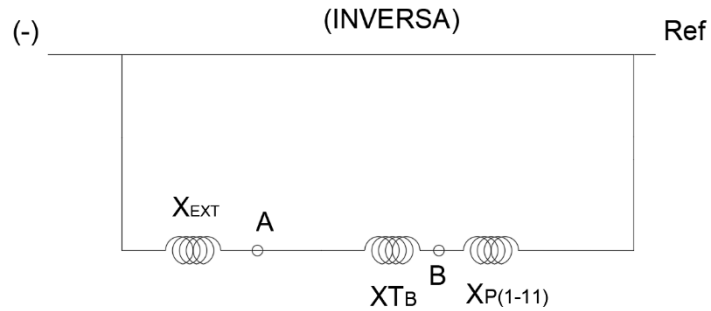
Red de secuencia positiva y negativa

La red de secuencia positiva es similar a la red utilizada en la determinación de cortocircuito simétrico.

La red de secuencia positiva es la del siguiente esquema:



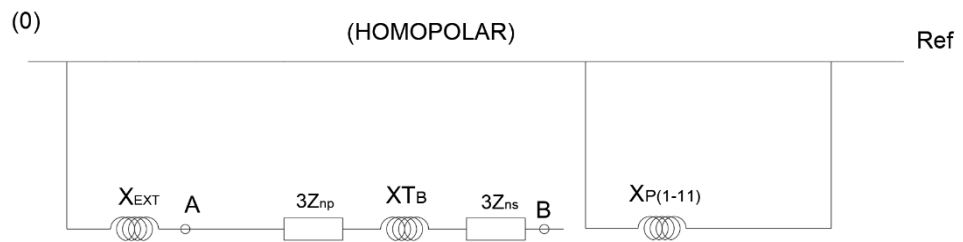
La red de secuencia negativa es igual que la anterior pero precindiendo de las fuentes, tal y como se refleja en el esquema siguiente:



Red de secuencia cero

En la red de secuencia cero es necesario tener en cuenta los índices horarios de los transformadores, así como sus conexiones a tierra.

La red es la del siguiente esquema:



El valor de la resistencia de puesta a tierra del neutro del secundario del transformador 132/30 kV para limitar la intensidad a tierra a 150 A, en magnitudes unitarias:

$$Z_{ns} = \frac{77}{6,67} = 11,55 \text{ p.u.}$$

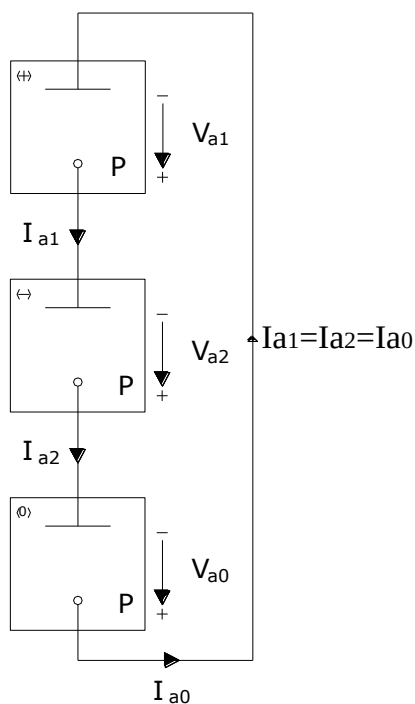
Al estar unido rígidamente a tierra:

$$Z_{np} = 0 \text{ p.u.}$$



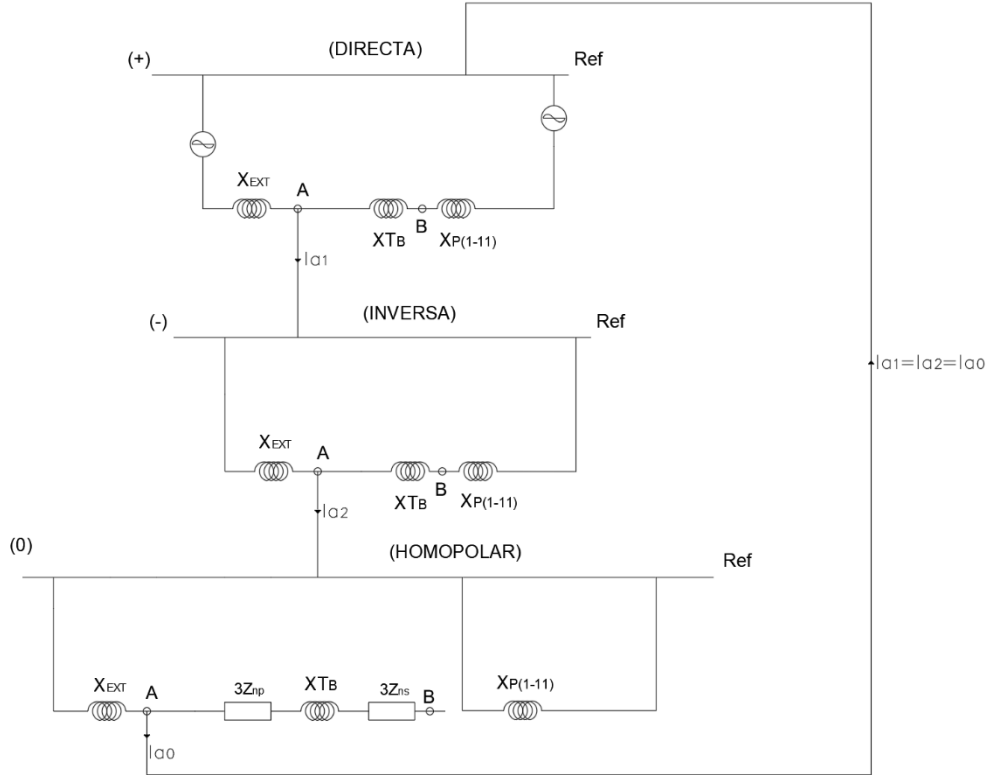
Cálculo de cortocircuito Línea-Tierra

Para un cortocircuito línea-tierra el esquema de conexión de las redes de secuencia es el siguiente:



Cortocircuito en barras de 132 kV

Haciendo la sustitución en las redes de secuencia en el esquema anterior resulta el siguiente esquema de cortocircuito:



Haciendo operación obtenemos lo siguiente:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 0,083 j$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = -12,073 j$$

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = -36,111 j$$

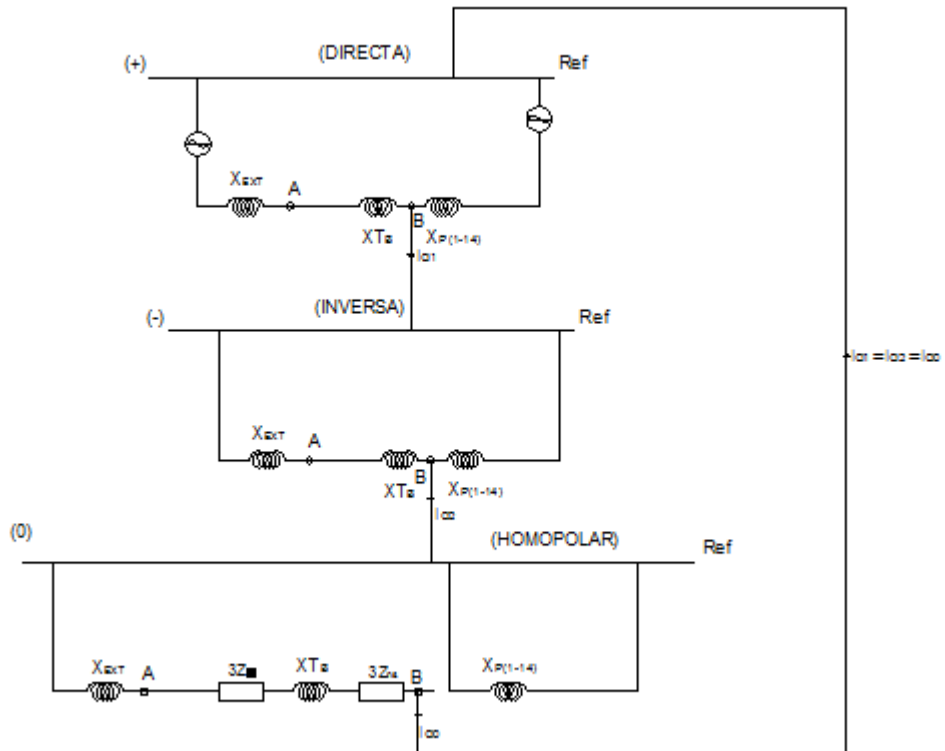
$$|I_a| = 36,111 \text{ p.u.}$$

$$|I_a| = 9,488 \text{ kA}$$



Cortocircuito en las barras de 30 kV (PTO B)

Sustituyendo en las redes de secuencia en el esquema anterior resulta el siguiente esquema de cortocircuito:



Operando obtenemos lo siguiente:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = 15,4 + 0,403j$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = 0,064 - 0,0017j$$

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0,19 - 0,0051j$$

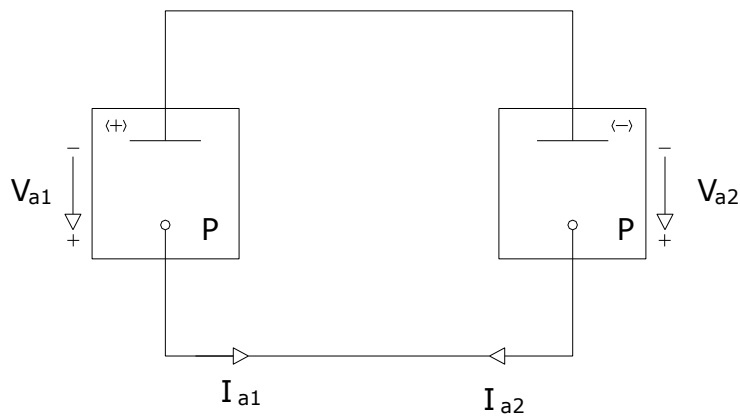
$$|I_a| = 0,194 \text{ p.u.}$$



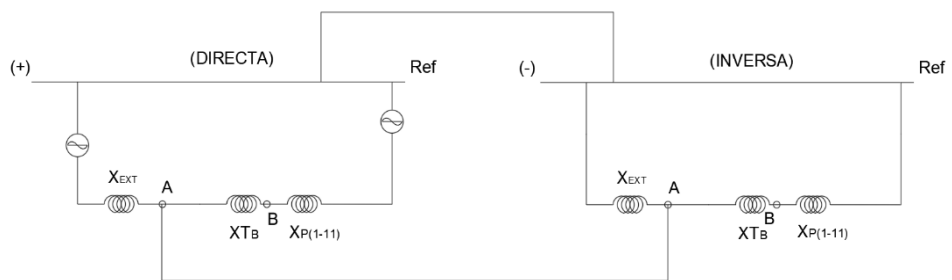
$$|I_a| = 225,13A$$

Cálculo de cortocircuito Línea-Línea

Para un cortocircuito línea-línea el esquema de conexión de las redes de secuencia es el siguiente:



Falta línea-línea entre las fases B y C en el punto A (132 kV)



$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{X_1 + X_2}$$



$$I_{a2} = -I_{a1}$$

$$I_{a0} = 0$$

$$X_1 + X_2 = 0,0548 j$$

$$I_{a1} = -18,21 j$$

$$I_{a2} = 18,21 j$$

$$I_{a0} = 0$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$I_b = a^2 \cdot I_{a1} + a \cdot I_{a2} + I_{a0} = -31,55 - 0,0008 jA \quad \text{p.u.}$$

$$I_c = a \cdot I_{a1} + a^2 \cdot I_{a2} + I_{a0} = 31,55 - 0,0008 jA$$

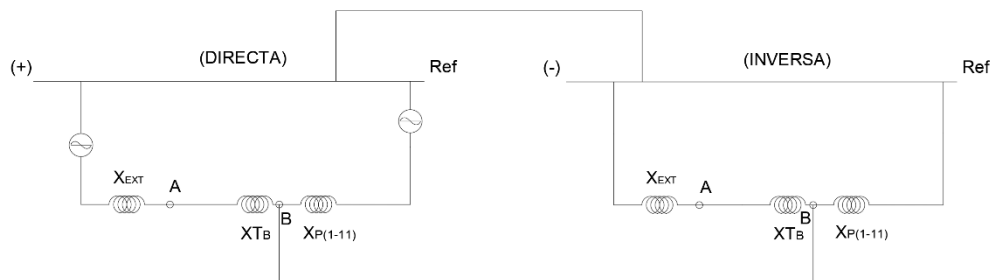
$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$|I_b| = 8,29 kA$$

$$|I_c| = 8,29 kA$$

$$|I_a| = 0$$

Falta línea-línea entre las fases B y C en el punto B (30 kV)



$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{X_1 + X_2}$$



$$I_{a2} = -I_{a1}$$

$$I_{a0} = 0$$

$$X_1 + X_2 = 0,255 j$$

$$I_{a1} = -3,91 j$$

$$I_{a2} = 3,91 j$$

$$I_{a0} = 0$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$I_b = a^2 \cdot I_{a1} + a \cdot I_{a2} + I_{a0} = -6,78 A \quad \text{p.u.}$$

$$I_c = a \cdot I_{a1} + a^2 \cdot I_{a2} + I_{a0} = 6,78 A$$

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

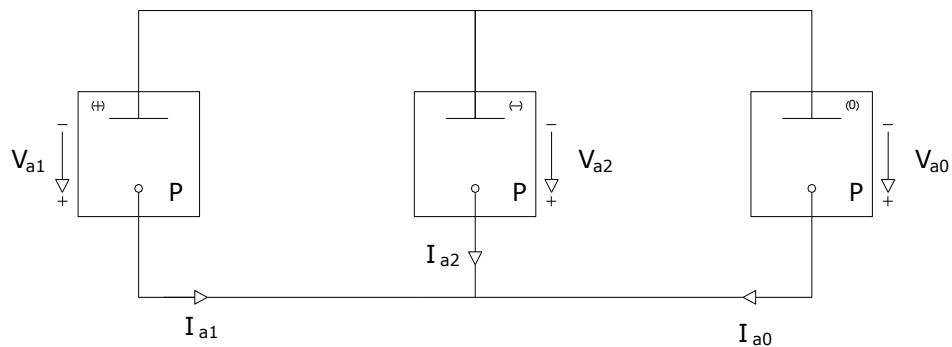
$$|I_b| = 7,84 kA$$

$$|I_c| = 7,84 kA$$

$$|I_a| = 0$$

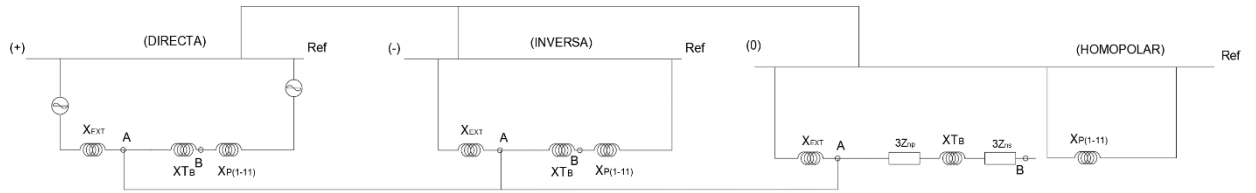
Cálculo de cortocircuito Doble línea – Tierra

Para un cortocircuito doble línea – tierra el esquema de conexión de las redes de secuencia es el siguiente:





Falta doble línea – tierra en el punto A (132 kV)



$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

$$Z_1 = 0,0274 j$$

$$Z_2 = 0,0274 j$$

$$Z_0 = 0,0281 j$$

$$I_{a1} = -24,18 j \text{ p.u.}$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = E_{a1} - I_{a1} \cdot Z_1 = 0,337 \text{ p.u.}$$

$$I_{a2} = -\frac{V_{a2}}{Z_2} = 12,25 j \text{ p.u.}$$

$$I_{a0} = -\frac{V_{a0}}{Z_0} = 11,93 j$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$I_b = a^2 \cdot I_{a1} + a \cdot I_{a2} + I_{a0} = -31,55 + 17,89 j \text{ p.u.}$$

$$I_c = a \cdot I_{a1} + a^2 \cdot I_{a2} + I_{a0} = 31,55 + 17,89 j$$

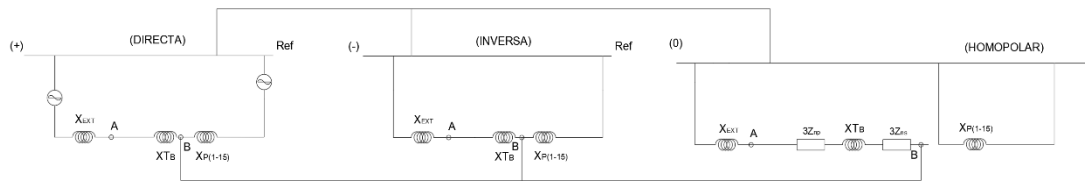
$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$I_n = 3 \cdot I_{a0} = I_b + I_c = 35,79 j \text{ p.u.}$$



$$\begin{aligned}
 I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0 \\
 I_b &= -8290 + 4701j \\
 I_c &= 8290 + 4701j \\
 I_n &= 9404j
 \end{aligned}
 \rightarrow
 \begin{aligned}
 I_a &= 0A \\
 |I_b| &= 9,53kA \\
 |I_c| &= 9,53kA \\
 |I_n| &= 9,404kA
 \end{aligned}$$

Falta doble línea – tierra en barras M.T. (30 kV)



$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

$$Z_1 = 0,127j$$

$$Z_2 = 0,127j$$

$$Z_0 = 15,4 + 0,1481j$$

$$I_{a1} = 0,0162 - 3,91j \text{ p.u.}$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = E_{a1} - I_{a1} \cdot Z_1 = 0,499 - 0,002j \text{ p.u.}$$

$$I_{a2} = -\frac{V_{a2}}{Z_2} = 0,0162 + 3,91j \text{ p.u.}$$

$$I_{a0} = -\frac{V_{a0}}{Z_0} = -0,032 + 0,00044j \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$I_b = a^2 \cdot I_{a1} + a \cdot I_{a2} + I_{a0} = -6,83 + 0,00049j \text{ p.u.}$$

$$I_c = a \cdot I_{a1} + a^2 \cdot I_{a2} + I_{a0} = 6,73 + 0,00084j \text{ p.u.}$$

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$I_n = 3 \cdot I_{a0} = I_b + I_c = -0,097 + 0,0013j \text{ p.u.}$$



$$\begin{array}{lcl}
 I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0 & & I_a = 0A \\
 I_b = -7896 + 0,057j & \rightarrow & |I_b| = 7,896kA \\
 I_c = 7783 + 0,097j & & |I_c| = 7,896kA \\
 I_n = -112,5 + 1,55j & & |I_n| = 112A
 \end{array}$$

2.5.3 RESUMEN

Recogiendo como resumen los cálculos realizados tenemos los siguientes valores de corrientes de cortocircuito en barras de 132 y 30 kV:

BARRAS DE 132 kV	
FALTA	VALOR
Trifásico	10,53 kA
Línea- Tierra	9,48 kA
Línea - Línea	8,29 kA
Doble línea - Terra	9,53 kA In=9,404 kA
BARRAS DE 132 kV	
FALTA	VALOR
Trifásico	10,53 kA
Línea- Tierra	9,48 kA
Línea - Línea	8,29 kA
Doble línea - Terra	9,53 kA



	In=9,404 kA
--	-------------

BARRAS DE 30kV	
FALTA	VALOR
Trifásico	17,58 kA
Línea- Tierra	225,13 A
Línea - Línea	9,27 kA
Doble línea - Terra	9,17 kA
	In=112 A



2.6 RED COLECTORA DE MEDIA TENSIÓN

La conexión de los aerogeneradores a la misma se realizan a través de una red colectora subterránea de M.T., formada por cuatro circuitos que canalizan la energía producida desde los aerogeneradores a la subestación.

La disposición y el número de estos circuitos se establecieron atendiendo a criterios técnicos, económicos y ambientales. La disposición de los circuitos se muestran en los planos correspondientes.

El conductor empleado para la red depende de la potencia que transporta en cada punto del circuito, teniendo en cuenta las pérdidas que provocan en cada tipo de conductor la circulación de esa corriente.

Los conductores empleados en la red colectora y sus características son las siguientes:

TIPO	I_{max} (A)	$R(\Omega/Km)^1$	$X(\Omega/Km)$	$I_{max75\%}$ (A) ²
RHZ1 3 (1x150) AL)	335	0,206	0,109	251,25
RHZ1 3 (1x240) AL)	455	0,125	0,103	341,25
RHZ1 3 (1x400) AL)	610	0,0778	0,094	457,25

2.6.1 CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea viene dada por la fórmula:

¹ Resistencia medida a 90 °C

² De acuerdo con la Norma UNE 20.435 Ternas Unipolares agrupadas bajo tierra, la intensidad máxima admisible por el conductor deberá ser minorada con un coeficiente de 0,75.



$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos(\theta) \pm X \cdot \sin(\theta)) \cdot L$$

Donde:

- ΔU = Caída de tensión en voltios.
- I = Intensidad de la línea en Amperios.
- R = Resistencia del conductor en Ω/km .
- X = Reactancia inductiva en Ω/km .
- L = Longitud de la línea en km.
- $\cos(\varphi)$ = Factor de potencia.

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\theta)}$$

Donde:

- P = Potencia transportada en kW.
- U = Tensión compuesta de la línea en kV.
- I = Intensidad de la línea en Amperios.
- $\cos(\varphi)$ = Factor de potencia.

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta será:

$$\Delta U\% = P \frac{L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \tan(\varphi))$$



Sustituyendo los valores conocidos U, R, y X tendremos:

Tensión (kV)	Sección (mm ²)	CAIDA DE TENSION (ΔU%)		
		cos(φ)=0,9	cos(φ)=0,95	cos(φ)=1
20	150	9,4x10 ⁻⁵ PL	8,7x10 ⁻⁵ PL	7,1x10 ⁻⁵ PL
	240	6,5x10 ⁻⁵ PL	5,8x10 ⁻⁵ PL	4,3x10 ⁻⁵ PL
	400	4,9x10 ⁻⁵ PL	4,2x10 ⁻⁵ PL	2,8x10 ⁻⁵ PL

2.6.2 POTENCIA A TRANSPORTAR

La potencia que pueda transportar la línea viene limitada por la intensidad máxima de cada conductor.

Por lo tanto, la potencia máxima será:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{mx} \cdot \cos(\varphi)$$

Donde:

- Pmax = Potencia máxima de transporte en kW.
- U = Tensión compuesta en kV.
- I = Intensidad máxima en A (incluye factor corrección de 0,75).
- cos (φ) = Factor de potencia.



Tensión (kV)	Sección (mm²)	POTENCIA MAXIMA (kW)		
		cos(φ)=0,9	cos(φ)=0,95	cos(φ)=1
30	150	11.735	12.387	13.039
	240	15.939	16.824	17.710
	400	21.358	22.544	23.732

2.6.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia vienen dadas por la expresión:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$$

Donde:

- ΔP = Pérdida de potencia en vatios.
- R = Resistencia del conductor en Ω/km .
- I = Intensidad líneas en amperios.
- L = Longitud de la línea en km.

Poniendo la expresión en función de la potencia llegamos a la siguiente expresión:

$$\Delta P\% = \frac{P \cdot L \cdot R}{10 \cdot U^2 \cdot \cos^2(\varphi)}$$

Donde:

- P = Potencia transportada en kW.
- U = Tensión compuesta de la línea en kV.
- $\cos(\varphi)$ = Factor de potencia.



Tensión (kV)	Sección (mm ²)	PERDA DE POTENCIA EN %		
		cos(φ)=0,9	cos(φ)=0,95	cos(φ)=1
20	150	8,8 x10 ⁻⁵ PL	7,9 x10 ⁻⁵ PL	6,7 x10 ⁻⁵ PL
	240	5,3 x10 ⁻⁵ PL	4,8 x10 ⁻⁵ PL	4,3 x10 ⁻⁵ PL
	400	3,5 x10 ⁻⁵ PL	3,2 x10 ⁻⁵ PL	2,8 x10 ⁻⁵ PL

2.6.4 TÁBLAS DE PARÁMETROS POR CIRCUÍTOS

En las tablas siguientes se muestran las caídas de tensión y las pérdidas de los distintos circuitos, tanto a plena carga como teniendo en cuenta la curva de generación.

Para los cálculos eléctricos se consideró:

- U = tensión nominal de la línea, 30kV.
- Cosφ = 0,95.
- P_{unitaria} = Potencia unitaria del aerogenerador, 4.600 kW y 4.000 kW.



CIRCUITO 1: 2-3-4-5

TRAMOS				CONDUCTOR		PLENA CARGA				
Orig.	Fin	D(m)	Aerox.	Ref.	Tipo	P _{tot} (kW)	I (A)	DU (%)	DU _{tot} (%)	DP (kW)
	5									
5	4	627	1	150	RHZ 3x150 Al	4600	93,2	0,05	0,05	3,36
4	3	666	2	150	RHZ 3x150 Al	9200	186,4	0,12	0,12	14,30
3	2	634	3	240	RHZ 3x240 Al	13800	279,6	0,09	0,09	18,58
2	SET	2.656	4	400	RHZ 3x400 Al	18400	372,7	0,25	0,25	86,13

Longitud (m):	4583
Nº de unidades	4

PLENA CARGA			
P _{tot} (kW)	I (A)	DU _{tot} (%)	DP (kW)
18400	373	0,255	122

CIRCUITO 2: 1-5-6-7

TRAMOS				CONDUCTOR		PLENA CARGA				
Orix.	Fin	D(m)	Aerox.	Ref.	Tipo	P _{tot} (kW)	I (A)	DU (%)	DU _{tot} (%)	DP (kW)
	8									
8	7	448	1	150	RHZ 3x150 Al	4600	93,2	0,04	0,04	2,40
7	6	479	2	240	RHZ 3x240 Al	9200	186,4	0,04	0,08	6,24
6	SET	3.028	3	400	RHZ 3x400 Al	13800	279,6	0,22	0,30	55,23
1	SET	1.978	1	150	RHZ 3x150 Al	4600	93,2	0,17	0,17	10,61

Longitud(m):	5933
Nº de unidades	4

PLENA CARGA			
P _{tot} (kW)	I (A)	DU _{tot} (%)	DP (kW)
13800	280	0,301	74



CIRCUITO 3: 9-10-11

TRAMOS				CONDUCTOR		PLENA CARGA				
Orix.	Fin	D(m)	Aerox.	Ref.	Tipo	P _{tot} (kW)	I (A)	DU (%)	DU _{tot} (%)	DP (kW)
	11									
11	10	507	1	150	RHZ 3x150 Al	4600	93,2	0,04	0,04	2,72
10	9	510	2	240	RHZ 3x240 Al	9200	186,4	0,05	0,05	6,64
9	SET	4.387	3	400	RHZ 3x400 Al	13800	279,6	0,32	0,32	80,02

Longitud(m):	5404
Nº de unidades	4

PLENA CARGA			
P _{tot} (kW)	I (A)	DU _{tot} (%)	DP (kW)
13800	280	0,316	89



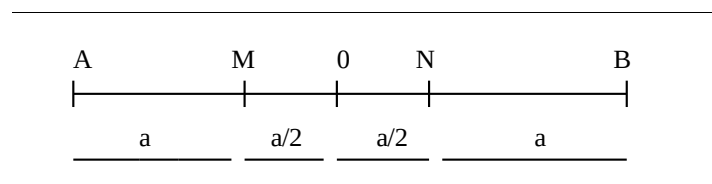
2.7 *PUESTAS A TIERRA*

2.7.1 INTRODUCCIÓN

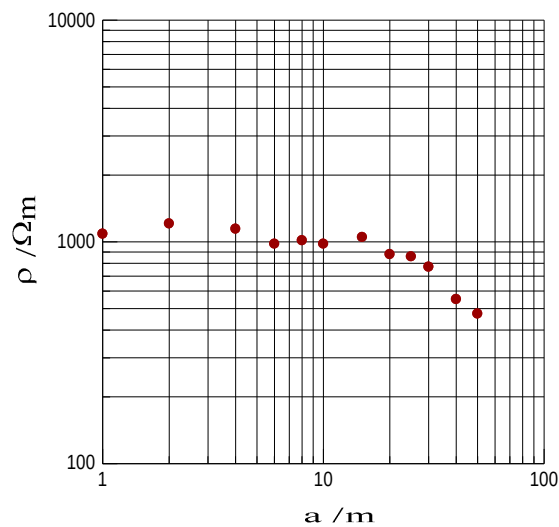
Calculamos en este apartado la resistencia de puesta a tierra y tensiones de paso y contacto en la subestación, utilizando para ello el método de medida denominado Wenner.

2.7.2 MÉTODO WENNER

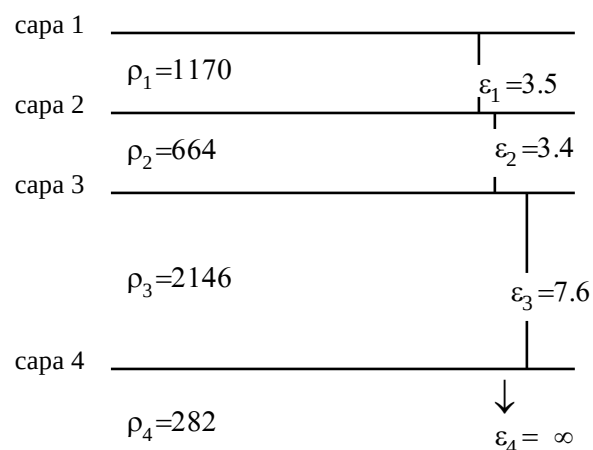
El esquema utilizado se muestra en la figura siguiente. Disponemos de cuatro picas situadas en los puntos A, B, M, N. Variando la distancia, tomamos valores de la resistencia y a partir de este valor calculamos la resistividad aparente. Con ayuda de un programa informático podemos interpretar estas medidas, prediciendo de esta forma el número de capas que constituyen el terreno, así como la resistividad que corresponde a cada una de ellas.



La predicción teórica de los datos de la resistividad del terreno en función de la separación de los electrodos, con una desviación dada por la experiencia no superior al 5%, se puede apreciar en la figura siguiente:



La interpretación directa de esta gráfica lleva el perfil de resistividades previsto que se muestra en la siguiente figura:



Como se puede observar en la figura, la última capa tiene una resistividad muy baja, por tanto nos interesa colocar picas de por lo menos 20 m, para tener la conductividad más alta y conseguir una mejor resistencia de puesta a tierra.

Se destaca también que el valor rela que vamos a considerar para la ρ de la profundidad donde van a llegar las picas no será el valor de la resistividad a esa profundidad que correspondería al de la última capa sino el resultado de considerar el efecto frontera que cada una de las capas ejerce sobre las contiguas.



Una vez realizado el estudio, se puede calcular la resistencia de puesta a tierra y las tensiones de paso y contacto.

2.7.3 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La base de la subestación estará cubierta por una capa de gravilla de alta resistividad para conseguir un mejor aislamiento, en concreto $\rho_s = 6.200 \Omega \cdot m$ y de espesor $\varepsilon_s = 0,1m$. El perfil global de resistividades estaría formado por cinco capas, las cuatro de tierra anteriormente estudiadas y una capa de gravilla que se situaría por encima tal y como puede observarse en la figura siguiente.



El dispositivo utilizado para conseguir una buena resistencia de puesta a tierra está formado por una malla de conductor de 50 mm^2 de sección, es decir, un diámetro $d1=8 \text{ mm}$, y cuyas dimensiones son 30 m de ancho y 20 m de largo. Dicha malla estará enterrada a $h=1m$ de profundidad.

LA sección de conductor se obtiene de la expresión:

$$A = I \cdot \sqrt{\frac{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \cdot \ln\left(\frac{k_0 + T_m}{k_0 + T_a}\right)}}$$

Donnde:

$A =$ sección mínima, mm^2 .

$I =$ intensidad máxima hacia la malla en valor eficaz, kA .

$t_c =$ duración de la falta, $1s$.

$\alpha_r =$ coeficiente térmico de resistividad.

$\rho_r =$ resistividad del conductor de tierra, $\mu\Omega \text{ cm}$.



K_0 = inversa del coeficiente térmico de resistividad a 0° C.

TCAP = factor de capacidad térmica, J/cm³°C.

T_m = Temperatura máxima permisible, °C.

T_a = Temperatura ambiente, °C.

Para conocer la resistencia de puesta a tierra R_g , necesitamos conocer la resistencia de la malla y la resistencia del conjunto de los electrodos. La resistencia final será el resultado de un sistema de dos resistencias en paralelo. Además, debemos considerar un factor resistivo adicional que vendría originado por la interacción entre los electrodos y la malla. Esta interacción originará una reducción aproximada del 25% en la resistencia final.

La intensidad calculada que va a disparar el sistema es de 4.041 A, tal y como se calculó con anterioridad. El tiempo de actuación de las protecciones será $t_c = 0,18$ s.

El número de conductores en cada uno de los rectángulos en las direcciones x e y se calcula utilizando las ecuaciones:

$$n_a = \frac{a}{D} + 1 \qquad n_b = \frac{b}{D} + 1$$

Donde:

a = longitud conductor eje X.

b = longitud conductor eje Y.

D = dimensión de cada cuadrado.

La resistencia de la malla se calcula mediante:

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi} \cdot \left[\ln \frac{l_1}{h'} + K_1 \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} - K_2 \right) \right]$$

Donde:

ρ_1 = resistividad a la profundidad de enterramiento de la malla.

l_1 = longitud total de conductores.

A = área total de la malla.



$$h' = \sqrt{d_1 \cdot h}$$

Donde:

d_1 = diámetro del conductor de la malla.

h = profundidad a la que está la malla.

Los valores de K_1 y K_2 se calculan de diferente forma en función de la relación entre h y $\sqrt{A}$.

En nuestro caso, se cumple que $h > 1/6 \sqrt{A}$ entonces:

$$K_1 = 0.05 \cdot \frac{b}{a} + 1.13$$

$$K_2 = 0.05 \cdot \frac{b}{a} + 4.40$$

Utilizando estas ecuaciones el valor que obtenemos para la resistencia de la malla R_1 es de $19,67\Omega$.

La resistencia del conjunto de las picas se calcula utilizando:

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2N \cdot \pi \cdot l_2} \cdot \left[\ln \left(\frac{8}{d_2} \cdot \frac{l_2}{d_2} \right) - 1 + 2K_1 \left(\frac{l_2}{\sqrt{A}} \right) \cdot (\sqrt{H} - 1)^2 \right]$$

siendo la resistividad aparente:

$$\rho_a = l_2 \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \frac{1}{\rho_2(H - h) + \rho_1(l_2 + h - H)}$$

Donde:

l_2 = Longitud de las picas

ρ_1 = Resistividad a la profundidad de enterramiento de la malla.

ρ_2 = Resistividad de la capa más profunda del terreno.

H = Espesor de la capa superior del terreno.



h = Profundidad de enterramiento de la malla.

d_2 = Diámetro de las picas.

N = Número de picas.

A = Área de la malla.

Teniendo en cuenta estos datos podemos estimar que la resistividad aparente es $\rho_a = 305,16 \Omega m$ y la resistencia de las picas es $R_2 = 3,45 \Omega$.

Si calculamos la resistencia final del conjunto de la malla y las picas considerando como dos resistencias en paralelo, obtenemos $R_t = 2,94 \Omega$. Debemos tener en cuenta la interacción entre ambos componentes con lo que la resistencia de puesta a tierra es $R_g = 5,58 \Omega$.

Por otra parte el sistema de puesta a tierra de la red colectora ayudará a disminuir el valor siendo el resultado global de puesta a tierra inferior a 1Ω .

2.7.4 TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES

Para calcular Las tensiones de paso y contacto se necesita un tiempo de actuación $t_c = 0,18$ s lo que le corresponde al valor de las siguientes constantes, $K=72$ y $n=1$.

A efectos de determinar la resistividad a aplicar se tuvo en cuenta la colocación de una capa superficial de gravilla de 10 cm de espesor con una resistividad de $6.200 \Omega m$, dispuesta sobre el relleno de resistividad $1.170 \Omega m$, estando los conductores a la profundidad 1,30 m.

LA resistividad equivalente resultante será $4.458 \Omega m$.

Utilizamos las siguientes ecuaciones para realizar el cálculo de las tensiones máximas admisibles:

$$V_{\max \text{ paso}} = \frac{10K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6\rho_{\text{equi}}}{1000} \right)$$

$$V_{\max \text{ con}} = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1.5 \cdot \rho_{\text{equi}}}{1000} \right)$$



Los valores que obtenemos para estas tensiones son:

$$V_{\max \text{ paso}} = 110,98 \text{ kV}$$

$$V_{\max \text{ con}} = 3,074 \text{ kV}$$

Estos son los máximos valores que pueden alcanzar las tensiones de la instalación proyectada.

2.7.5 TENSIONES DE PASO Y CONTACTO DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA

Los valores reales de estas tensiones se calculan utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_{\text{paso}} = \frac{K_s \cdot K_i \cdot \rho \cdot I}{L}$$

Donde:

K_s = constante, función de las profundidades.

K_i = depende del valor de n .

ρ = resistividad del terreno.

L = longitud total de conductores (malla y picas)

I = intensidad disipada. Según MIERAT-13 es 70% del valor medido (2.828,70 A).

Dado que la subestación está conectada a la red, la longitud total de conductor no corresponde solamente a la longitud de conductores que forman la malla sino que este factor se verá incrementado en un factor próximo al 50%.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{n-2}) \right)$$

El valor de n se calcula a partir de n_a y n_b utilizando la siguiente ecuación:

$$n = \max(n_a, n_b)$$



$$K_i = 0.172n + 0.656$$

El valor final real de la tensión de paso de la instalación proyectada estimado a partir de estas ecuaciones es:

$$V_{\text{paso}} = 781,71 \text{ V}$$

De forma análoga podemos estimar el valor de la tensión de contacto de la instalación proyectada, para ello utilizamos:

$$V_{\text{contacto}} = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho \cdot I}{L}$$

$$n = \sqrt{n_a \cdot n_b}$$

$$K_i = 0.172 \cdot n + 0.656$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hD} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$$

Siendo
$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$$

El valor final que obtenemos para la tensión de contacto es:

$$V_{\text{contacto}} = 915,12 \text{ V}$$

Como se puede comprobar estos valores son inferiores a los valores admisibles.



2.8 PRESUPUESTO (Extracto del Anexo 07 Mediciones)

Nº	Descripción	Uds	Long.	Ancho	Alto	Subtotal	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA								
2.1	CONDUCTORES MT								
2.1.1	m Línea trifásica de M.T. en conductor aislamiento seco tipo RHZ1 3x(18/30 kV 1x150 mm2 Al + H25), en zanja, completamente instalada, incluso cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado de cables y pequeño material de sujección y conexionado en cabinas de aerogeneradores. Todas las medidas sobre plano de planta. Esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida de aerogeneradores								
	Línea 1	1	1.293			1.293			
	Línea 2	1	2.426			2.426			
	Línea 3	1	507			507			
	Total Partida 2.1.1						4.226	46	195.241
2.1.2.	m Línea trifásica de M.T. en conductor aislamiento seco tipo RHZ1 3x(18/30 kV 1x240 mm2 Al + H25), en zanja, completamente instalada, incluso cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado de cables y pequeño material de sujección y conexionado en cabinas de aerogeneradores. Todas las medidas sobre plano de planta. Esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida de aerogeneradores								



Línea 1	1	634	634	
Línea 2	1	479	479	
Línea 3	1	510	510	
Total Partida 2.1.2.			1.623	52 84.721

- 2.1.3. m Línea trifásica de M.T. en conductor aislamiento seco tipo RHZ1 3x(18/30 kV 1x400 mm² Al + H25), en zanja, completamente instalada, incluso cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado de cables y pequeño material de sujección y conexionado en cabinas de aerogeneradores. Todas las medidas sobre plano de planta. Esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida de aerogeneradores

Línea 1	1	2.656	2.656	
Línea 2	1	3.028	3.028	
Línea 3	1	4.387	4.387	
Total Partida 2.1.3.			10.071	75 755.325

- 2.1.4. m Cable ajustado con protección exterior para comunicaciones F.O. incluso limpieza, tendido, empalmes, pruebas y conexionado en aerogeneradores y/o torres anemométricas. Todas las medidas sobre plano de planta: esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida en las instalaciones.

Zanjas	1	9.987	9.987	
E/S Aerogeneradores	11	40	440	



Total Partida 2.1.4		4.600	5	20.930
2.1.5	Ud	3 Terminaciones enchufables cable RHZ 18/30 kV 1x150 AL int. Acopio y Transporte de materiales, montaje del conjunto y conexionado.		
E/S Aerogeneradores		24	24	
Total Partida 2.1.5		24	377	9.048
2.1.6	Ud	3 Terminaciones enchufables cable RHZ 12/20 kV 1x240 AL int. Acopio y Transporte de materiales, montaje del conjunto y conexionado.		
E/S Aerogeneradores		18	18	
Total Partida 2.1.6		18	524	9.432
2.1.7	Ud	3 Terminaciones enchufables cable RHZ 12/20 kV 1x400 AL int. Acopio y Transporte de materiales, montaje del conjunto y conexionado.		
E/S Aerogeneradores		15	15	
Total Partida 2.1.7		15	540	8.100
Total Capítulo 2.1				1.082.797

2.2 PUESTA A TIERRA

- 2.2.1 Ud Línea equipotencial de tierra alrededor de la zapata, mediante cable de cobre desnudo de 1x50 mm2 de sección, con un mínimo de dos picas de



acero al carbono con una capa de cobre puro aleada molecularmente al núcleo.

Aerogenerador	11		11		
Total Partida 2.2.1			11	600	6.600

- 2.2.2 Ud Instalación de puesta a tierra para enlace entre aerogeneradores, centros de transformación y subestación, a base de conductor de cobre desnudo de 50 mm², incluso tendido del conductor en zanja, p/p de soldadura aluminortérmica, pequeño material y conexionado según esquemas.

Conductor Fondo Zanjas	1	9.987	9.987		
Total Partida 2.2.2			4.600	13	57.500

Total Capítulo 2.2

64.100

TOTAL 2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

1.146.897



5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV

5.1. SISTEMA 132 kV

5.1.1.	Ud	Tran. de Pot. 132/20 kV 60 MVA Transformador 132/30 kV 50 MVA ONAN - 60 MVA ONAF, 50 Hz, Grupo de conexión Ynyn0d11, regulación en carga con los accesorios correspondientes: depósito expansión, nivel de aceite, relé Bucholz con contador de alarmas y disparo, termómetro de esfera antivibratoria, válvula de alivio, filtrados, radiadores desmontables, incluso montaje y pruebas.	1	520.890	520.890
5.1.2.	Ud	Seccionador tripolar 145 kV Tripolar Seccionador tripolar de 3 columnas, giratorio, dispositivo de mando eléctrico para maniobra de las cuchillas. Tensión aislamiento 145 kV, intensidad nominal 2.000 A, poder de corte 40 kA	4	11.540	46.160
5.1.3.	Ud	Interruptor 145 kV Interruptor automático para 132 kV de tipo intemperie y corte SF6. Con mando tipo resorte rearmable mediante motor eléctrico. Tensión aislamiento 245 kV, intensidad nominal 3.150 A, Poder de corte 40 kA	6	52.732	316.392
5.1.4.	Ud	Transformador de Intensidad 145 kV Transformador de Intensidad. Relación de transformación 150-300-600/5-5-5-5A, (30VA 5P30)x2, 20VA cI0,5-5P20, 10VA cI0,2s y tensión máxima 245kV (Línea)	9	7.960	71.640
5.1.5.	Ud	Tran. de Tensión Ext. 145 kV Transformador de tensión servicio exterior, 145 kV relación 132.000:V3/110:V3-110:V3-110:3 V con potencias y clase de 25 VA cl 0,2, 50 VA cl 0,5, 50 VA cl 3P, factor de tensión 1,9 Un y sobretensión en permanencia 1,2 Un, incluso montaje y pruebas. En cualquier caso, los equipos deben cumplir las normas exigidas por la empresa distribuidora.	6	8.723	52.338
5.1.6.	Ud	Pararrayos Autoval. Ext. 145 kV Pararrayos autoválvula de servicio intemperie, para conectar a red de 132 kV, con neutro aislado, tensión nominal 132 kV e intensidad de descarga de 10 kA, incluido montaje del conjunto y pruebas.	9	4.791	43.119
5.1.7.	Ud	Soporte Aparamenta 132 kV	27	5.109	137.951



Conjunto formado por los soportes metálicos de la siguiente aparamenta: trafo de potencia, trafos de tensión, trafos intensidad, interruptor, seccionador, pararrayos-autoválvulas. Construidos con perfiles normalizados de acero A-42-b y galvanizados en caliente, incluso pernos, tornillería y el montaje de todos los conjuntos descritos.

5.1.8.	Ud	Estruc. Metálica Pórticos Conjunto de perfiles necesarios para la estructura metálica del pórtico entrada subestación, acero A-42b, galvanizadas en caliente, incluso pernos, tornillería y el montaje de todo el conjunto.	1	153.700	153.700					
5.1.9.	Ud	Conjunto Embarrado 132 kV Conjunto formado por conductor LA-280 HAWK (CONDOR), aisladores rígidos necesarios, vacor de conexión a borne o pala de aparato con tornillería de acero inoxidable, incluido el montaje de todo el conjunto (para las tres fases).	1	13.831	13.831					
5.1.10.	MI	Cable Cu 95 mm2 Red Tierras Metro de cable desnudo de sección 95mm2 enterrado en zanja s/planos incluso conexiones, derivaciones y soldadura calculada.	1	850	0	0	850	850	11	9.070
5.1.11.	Ud	Material y componentes auxiliares Suministro y montaje del material necesario, tendido y conexionado de cables (de control y de potencia), terminales, tierras exteriores, montaje del TSA, etc..., para el perfecto funcionamiento de todos los equipos de la subestación.	1	53.831	53.831					
5.1.12.	MI	Perf. Electr. Prof. Red Tierras Metro de perforación para electrodo profundo con cable Cu de 95 mm2 y mezcla activadora de grafito así como relleno correspondiente.	10	25	0	0	250	250	14	3.420

Total Capítulo 5.1

1.422.342

5.2. SISTEMA 30 kV

5.2.1.	Ud	Cabina Llegada Línea 36 kV	1	28.812	28.812				
--------	----	----------------------------	---	--------	--------	--	--	--	--



Cabina de llegada de línea constituida por 1 Interruptor automático tripolar SF6 36 kV-1.600 A-25 kA, seccionador de P.A.T. con cierre brusco, transformadores de intensidad 36 kV, relación 1.600/5-5-5A, 15 VA cl 5P20, 30 VA cl 5P20 y 20 VA cl 0,5, intensidad térmica 40 kA. Equipo auxiliar de mando, control, calefacción y relés de protección de sobreintensidad, incluso montaje y prueba de todo el conjunto.

5.2.2.	Ud	Cabina Medida en Barras 36 kV	1	9.275	9.275
		Cabina de medida en barras 36 kV constituida por: 2 Trafos de tensión 30:V3/0,110:V3-0,110:3 kV, 100 VA cl 0,5, 50 VA cl 3P; factor de sobretensión 1,9 Vn. 3 Fusibles 3,15 A-36 kV-25 kA. 1 Equipo auxiliar de mando, control, calefacción, convertidor de tensión, relé de tensión homopolar; incluido el montaje y pruebas de todo el conjunto.			
5.2.3.	Ud	Cabina Circuito Aerogen. 36 kV	3	19.808	59.423
		Cabina de circuitos aerogenerador red colectora MT, constituida por: 1 Interruptor automático tripolar en SF6 36kV-630A-25kA. 1 seccionador tripolar 36kV-630A-25 kA con P.A.T. con cierre brusco. 3 Transformadores de intensidad 36 kV relación 400/5-5-5A, 15VA cl 5P20 y 20VA cl 0,5, intensidad térmica 25kA. 1 Relé de protección de sobreintensidad, contador combinado de Energia activa cl 3, convertidores de intensidad, potencia activa y reactiva y equipo auxiliar de mando, control, calefacción, incluido montaje y pruebas de todo el conjunto descrito.			
5.2.4.	Ud	Cabina Prot. Trafo SS.AA. 36 kV	1	11.522	11.522
		Cabina de protección de servicios auxiliares constituida por: 3 Fusibles 10 A-36 kV-25 kA. 1 Interruptor - Seccionador tripolar 36kV-630A-25 kA con P.A.T. con cierre brusco. 3 Trafos de intensidad 40/1 A. Elementos auxiliares de mando, control, calefacción, bobina de disparo, etc., incluso montaje y pruebas de todo el conjunto descrito.			
5.2.5	Ud	Pararrayos-Autoválvulas 36 kV	3	618	1.855
		Pararrayos autoválvulas para 24kV servicio intemperie e intensidad de descarga 10kA incluido montaje del conjunto.			
5.2.6.	Ud	Sop. Aut. y Botellas Term. 30 kV	1	3.329	3.329
		Soporte autoválvulas y botellas terminales para 30 kV construida en perfiles normalizados acero A-42b galvanizado en caliente, incluso tornillería y montaje del conjunto.			



5.2.7.	Ud	Celda para trafo S.A. incluido un trafo aislamiento seco de 100kVA 30.000/400-230V conexión Yzn11 incluso elementos auxiliares (cables Cu RHV 12/20 kV 95mm2 de conexión incluidos), así como montaje y pruebas de todo el conjunto.	1	9.482	9.482					
5.2.8.	MI	L. Trifásica Sub. RHZ1 18/30 kV 4x3x500 Cu Cable RHZ1 18/30 kV 4x3x500mm2 Cu subterráneo (4 ternas de conductores unipolares) incluso señalización fases, fijado de cables, limpieza canalización y tendido de cables.	1	60	0	0	60	60	171	10.273
5.2.9.	Ud	Conj. Terminación exterior 3x500 Conjunto terminación exterior cable RHZ1 18/30kV 3x500 mm2 incluyendo el montaje del conjunto.	4	529				4	529	2.117
5.2.10.	Ud	Conj. Terminación interior 3x500 Conjunto terminación interior cable RHZ1 18/30kV 3x500 mm2 incluyendo el montaje del conjunto.	4	780				4	780	3.119
5.2.11.	Ud	Conj. Terminación interior 3x95 Conjunto de terminación interior de cable RHV 18/30 kV 3x95mm2, incluyendo el montaje del conjunto	2	464				2	464	928
5.2.12.	Ud	Resistencia de P.A.T en 30 kV Resistencia de puesta a tierra del neutro a 30 kV para montaje intemperie, intensidad admisible durante 10s, 150 A, incluido el montaje y pruebas de todo el conjunto. Transformador de intensidad servicio exterior 30 kV, relación de intensidad 150/5 A, 15 VA, cl 5P20, incluso montaje y pruebas.	1	4.026				1	4.026	4.026
Total Capítulo 5.2										144.161

5.3. ELEMENTOS VARIOS

5.3.1.	Ud	Equipo Rectificador-Batería	1	14.106	14.106
--------	----	-----------------------------	---	--------	--------



Batería de Ni-Cd con doble cargador: equipo rectificador-batería con tensión nominal de entrada de 132 Vc.a. y tensión salida 125 Vc.c. Intensidad de salida rectificadores: 50 A. Capacidad de carga de la batería 100 Ah, con alarmas mínima tensión, máxima tensión y fallo de carga.

5.3.2.	Ud	Armarios de Servicios Auxiliares Armario metálico con placa de montaje y chasis de 800x600x300 mm para C.A y C.C. incluyendo todos los interruptores automáticos, equipo conmutación, interruptores diferenciados y demás elementos auxiliares necesarios incluyendo montaje de todo el conjunto y prueba.	1	13.228	13.228
5.3.3.	Ud	Cuadro Mandos, Control y Protec. Cuadro de mando, control y protección con unas medidas máximas de 2,4x2,2x0,6 m, conteniendo en su interior: Protecciones de trafo, relés 27, 64, 81, 51N y diferencial 87. Mando y control formado por frecuencímetro, voltímetro, amperímetros, contadores, caja señalización alarmas, pulsadores, relés auxiliares, interruptores automáticos de protección y otros elementos auxiliares necesarios. Medida que se compone de convertidores de intensidad, tensión, potencia activa y reactiva, analizador de redes de cuatro cuadrantes y armónicas, un contador combinado 4 hilos activa y reactiva 132.000:V3/110:V3, 100-200/5A cl 0,5. Elementos auxiliares como interruptores automáticos, regleta, cable, conexión, incluso telecontrol y teledisparo. Montaje de todos los elementos anteriores, así como tarado de relés y demás equipos, incluyendo cuando proceda: pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria).	1	25.012	25.012
5.3.4.	Ud	Cables Mando, Control y Protecc. Conjunto cables para mando, protección, control y medida y S.A. RV 0.6/1kV: 4x10mm² - 4x6mm² - 4x4mm² - 2x4mm² - 2x2,5 mm², etc. incluso tubos accesorios, cajas y materiales auxiliares necesarios para el montaje de los conjuntos descritos.	1	11.107	11.107
5.3.5.	Ud	Equipo Medida Energía	1	10.380	10.380



Equipo medidor de energía compuesto por armario poliéster tipo Himel con dos contadores (principal y redundante) electrónicos combinados de activa y reactiva 132.000:V3/110:V3 y 250-500/5A cl 0,2, incluyendo modem integrado (GSM) y medida en cuatro cuadrantes, regletas de prueba y cableado necesario, así como registrador (1 por contador), incluyendo el montaje y pruebas de todo el conjunto con personal de la Compañía Distribuidora, en concreto y cuando proceda: pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria). Registrador: módulo de entrada serie para la lectura de los valores originales del contador; cierre de facturación, manual o automático; programa tarifario, con posibilidad de modificación, tanto en potencias como en energías; gestión de la energía reactiva en los cuatro cuadrantes; memorizar las potencias cuarto horarias (mínimo 40 días) y lecturas mensuales; posibilidad de lectura localmente por teclado o por terminal a distancia a través de la Red Telefónica conmutada; conexión para PC para su supervisión y programación.

5.3.6.	Ud	Proy. Ext. sobre Poste Metálico Proyector ext. sobre parte metálica tubular de 250 daN y 9m de altura, lámpara de S.A.P. 250 W con todo los equipos, p.p. conductor, etc, incluido montaje.	4	1.697	6.789
5.3.7.	Ud	Armario Telemando y Comunic. Armario con remotas del sistema de telecontrol, comunicaciones, concentrador de medidas, señales y mandos incluyendo p.p. cable, modem (GSM), adaptadores y montaje de todo el conjunto, así como, cuando proceda: pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria). EQUIPOS: Equipamiento digital PDH (Bifurcador digital DB2B-LP, VF/E&M 8 canales, Tarjeta digital DIU 19 (V.28) 8 ch., Módulo Banda Base para DIU 19, Terminales ópticos DF28 monomodo laser). Mecánica y alimentación: Adap. fuente alim. 48 Vcc PIA, Subbastidor 19" 1 16 pos. mural.	1	18.096	18.096
5.3.8.	Ud	Eq. de Seg. y Extinción de Inc. Equipo de extinción de incendios compuesto de extintor polvo seco para intemperie de 25 kg y extintores de CO2. Equipo de seguridad compuesto de pértiga de salvamento, seguridad, equipo de puesta a tierra, banqueta aislante, señales, carteles, guantes, aislantes, etc... incluso montaje y puesta a punto de todo el conjunto descrito.	1	14.457	14.457
5.3.9.	Ud	Conexión embarrado-LAT	1	4.465	4.465



Realización de conexionado entre poste de entronque de LAT PE con embarrado de subestación mediante cable de acero LA 280 (HAWK) y cable de tierra c/ Fibra óptica OPGW-15,6.

5.3.10. Ud	Grupo electrógeno 1 Ud. Grupo electrógeno de arranque automático de 40 kVA continuas y 44kVA en emergencia, provisto de un motor DEUTZ, modelo BFMA2011 de 37 kW potencia continua y 40 kW en emergencia y alternador de 40 kVA continua y 44 kVA en emergencia, 50 Hz, 400/230 V depósito de 400 litros homologado, totalmente instalado. 1 Ud de cuadro de conmutación, provisto de interruptores automáticos magnetotérmicos, contactores de maniobra y automatismo de control. 1 Ud de líneas de alimentación entre trafa de potencia y cuadro de conmutación, entre cuadro de conmutación y grupo electrógeno y entre cuadro de conmutación y cuadro de servicios auxiliares.	1	10.860	10.860
5.3.11. Ud	Analizador de redes Equipo analizador de redes para instalación en edificio de control, incluido instalación, conexionado y pruebas. Posibilidad de conexión en redes de 3 y 4 hilos. Batería y memoria internas, comunicación GSM, IP-55. Tres entradas de tensión c.a. (posibilidad de analizar simultáneamente la tensión de las 3 fases y la frecuencia). Características eléctricas: protección mediante fusibles (capaces de soportar impulsos de corta duración) en entrada de tensión; varistores de alta energía; filtro de ruido en entrada de tensión; trafos de aislamiento para las entradas; caja blindada y protección frente a campos electromagnéticos.	1	2.697	2.697
5.3.12. Ud	Relé de distancia Ud de equipo de teleprotección formado por un relé de distancia, función 21, modelo SEL311C fabricación Schweitzer Engineering, un convertidor de contactos libres de potencial a fibra óptica modelo SEL 2505, un convertidor EIA232/fibra óptica modelo SEL 2800, totalmente instalado. Además, debe incluirse cálculo de ajustes generación de fichero de los mismos, realización de informe y carga de los mismos en el relé "in situ" por personal cualificado, así como, cuando proceda, tarado, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria).	1	11.209	11.209
5.3.13. Ud	Relé de fallo de interruptor	1	3.599	3.599



Relé de fallo de interruptor 50BF: ante un fallo en la actuación del interruptor de 132 kV, éste envía señal al interruptor de MT del parque, para suplir su fallo; incluyendo asimismo, cuando proceda, tarado de los equipos, pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente.

5.3.14.	Ud	Caja centraliz. de intens. medida fiscal Caja de centralización de intensidades para medida fiscal.	1	1.639	1.639
5.3.15.	Ud	Caja centraliz. de intens. medida y protec. Caja de centralización de intensidades para medida y protección.	1	1.639	1.639
5.3.16.	Ud	Caja centraliz. de tensiones medida fiscal Caja de centralización de tensiones para medida fiscal.	1	1.639	1.639
5.3.17.	Ud	Caja centraliz. de tensiones medida y protec. Caja de centralización de tensiones para medida y protección.	1	1.639	1.639
5.3.18.	Ud	Pararrayos dispositivo cebado Pararrayos con dispositivo de cebado tipo EC-SAT-750 cumpliendo la normativa UNE 21186 de AENOR. Incluido contador de descargas, mástil galvanizado de 3 metros y todos los accesorios necesarios para su montaje.	1	2.208	2.208
5.3.19.	Ud	Convertidor de tensión Convertidor de tensión de 125 Vcc a 48 Vcc con una potencia de 500 W, incluso montaje.	1	1.800	1.800

Total Capítulo 5.3

156.570

TOTAL 5. SUBESTACIÓN

1.723.073





DOCUMENTO III:

ESTUDIO DE

VIABILIDAD



3.1 RESUMEN

TABLA 1 RESUMEN DEL PROYECTO		
Título	P.E. PEÑA DE LAS CRUCES	
Potencia instalada	50,00	
Tipo de aerogenerador	E-160 EP5	
Importe inversión	Miles €	47.009
Producción	MWh/año	149.698
Facturación 1º ano explotación	Miles €	6.586.712
Gastos de explotación	Miles €/año	996
TIR Proyecto	%	6,47
VAN Proyecto	Miles €	8.812



3.2 INVERSIÓN

TABLA 2 INVERSIÓN		
Importe inversión	Miles €	47.009
Obra civil	Miles €	1.973
Infraestructura eléctrica	Miles €	1.147
Seguridad y salud	Miles €	30
Varios	Miles €	185
Subestación	Miles €	1.723
Edificio de control	Miles €	145
Aerogeneradores	Miles €	41.305
Línea de interconexión	Miles €	0
Interconexión distribuidora	Miles €	350
Gestión, promoción e ingeniería	Miles €	150
IVE	Miles €	8.462
Inversión + IVE	Miles €	55.470
Plazo inversión	Años	20
Plazo amortización	Años	13,00



3.3 FINANCIACIÓN

TABLA 3 FINANCIACIÓN			
Fondos propios	50%	Miles €	23.504
Fondos ajenos	50%	Miles €	23.504
Empréstito IVE (1 año)		Miles €	8.462
Tipo de juro		%	2,50
Previsión variación tipo juro		%	0,05
Plazo amortización de la deuda		Años	13
Carencia		Años	1

3.4 EXPLOTACIÓN

TABLA 4 EXPLOTACIÓN		
Gastos de explotación	Miles €/año	996
Operación y mantenimiento	Miles €/año	996
Gestión y administración	Miles €/año	0
Seguros e impuestos	Miles €/año	0
Terrenos	Miles €/año	0



3.5 PRODUCCIÓN

TABLA 5 PRODUCCIÓN		
Potencia instalada	MW	50,00
Producción	MWh/año	149.698
Producción	horas eq	2.994
Precio venta 2010	€/kWh	0
Previsión variación tarifa	%	1,00
Compensación por reactiva	%	0,00
Precio venta kWh (año 1) + REACTIVA	€/kWh	0,04400

3.6 ESCENARIO ECONÓMICO

TABLA 6 ESCENARIO ECONÓMICO		
Impuesto de sociedades	%	25
Obligaciones Tesoro 10 años	%	4,40
IPC	%	1,50
Prima de riesgo (Diferencial bonos alemanes)	%	3,70
Volatilidad acción sector eléctrico (Beta)	%	83
0	%	4,29
Ratio cobertura deuda		1,30



3.7 *VARIABLES ECONÓMICAS*

TABLA 7 VARIABLES ECONÓMICAS		
TIR Proyecto	%	6,47
VAN Proyecto	Miles €	8.812
TIR Capital	%	9,57
VAN Capital	Miles €	12.574
TIR Cash Flow	%	5,62
VAN Cash Flow	Miles €	5.369





ANEXOS



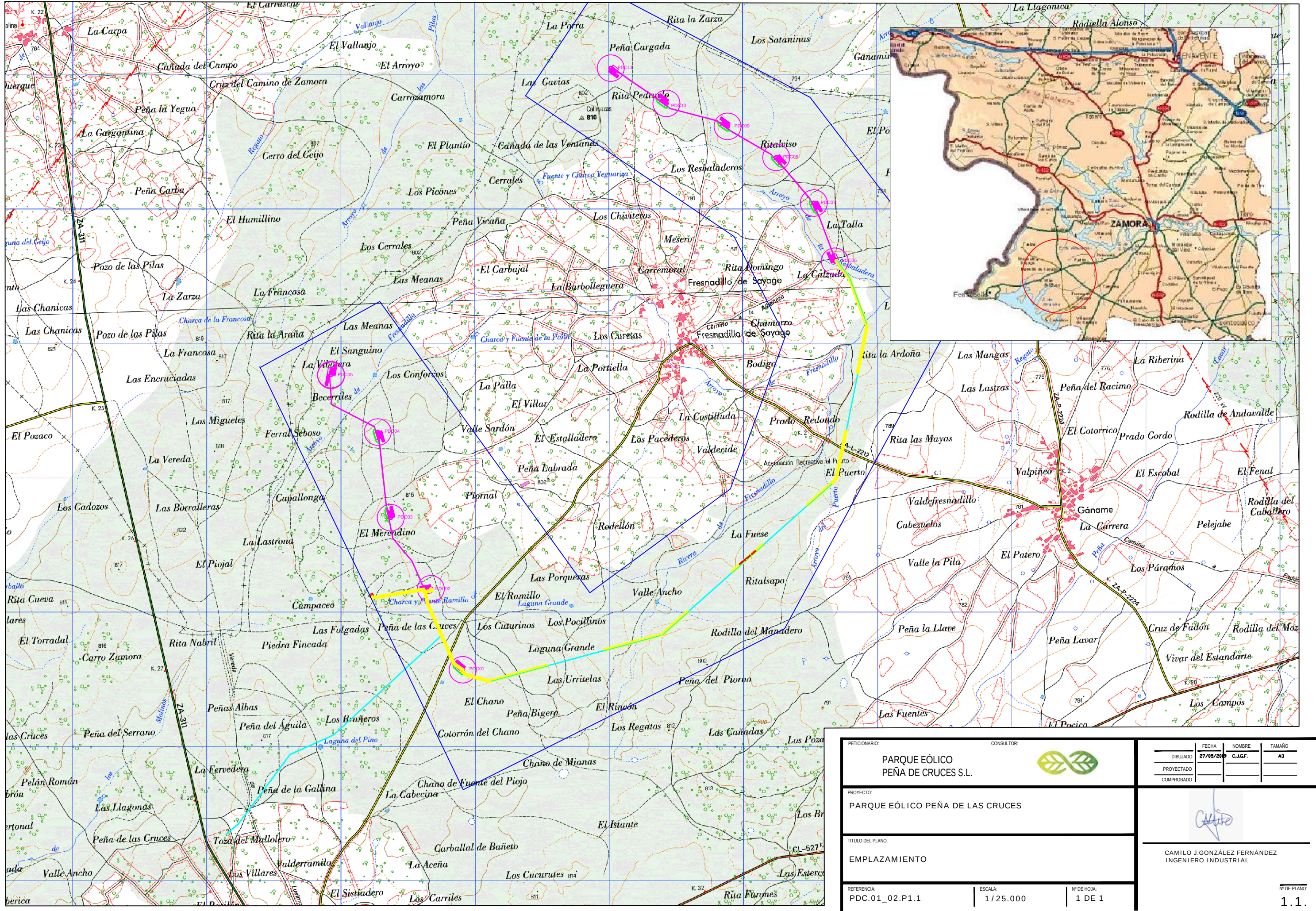
Anexo 01:

Planos



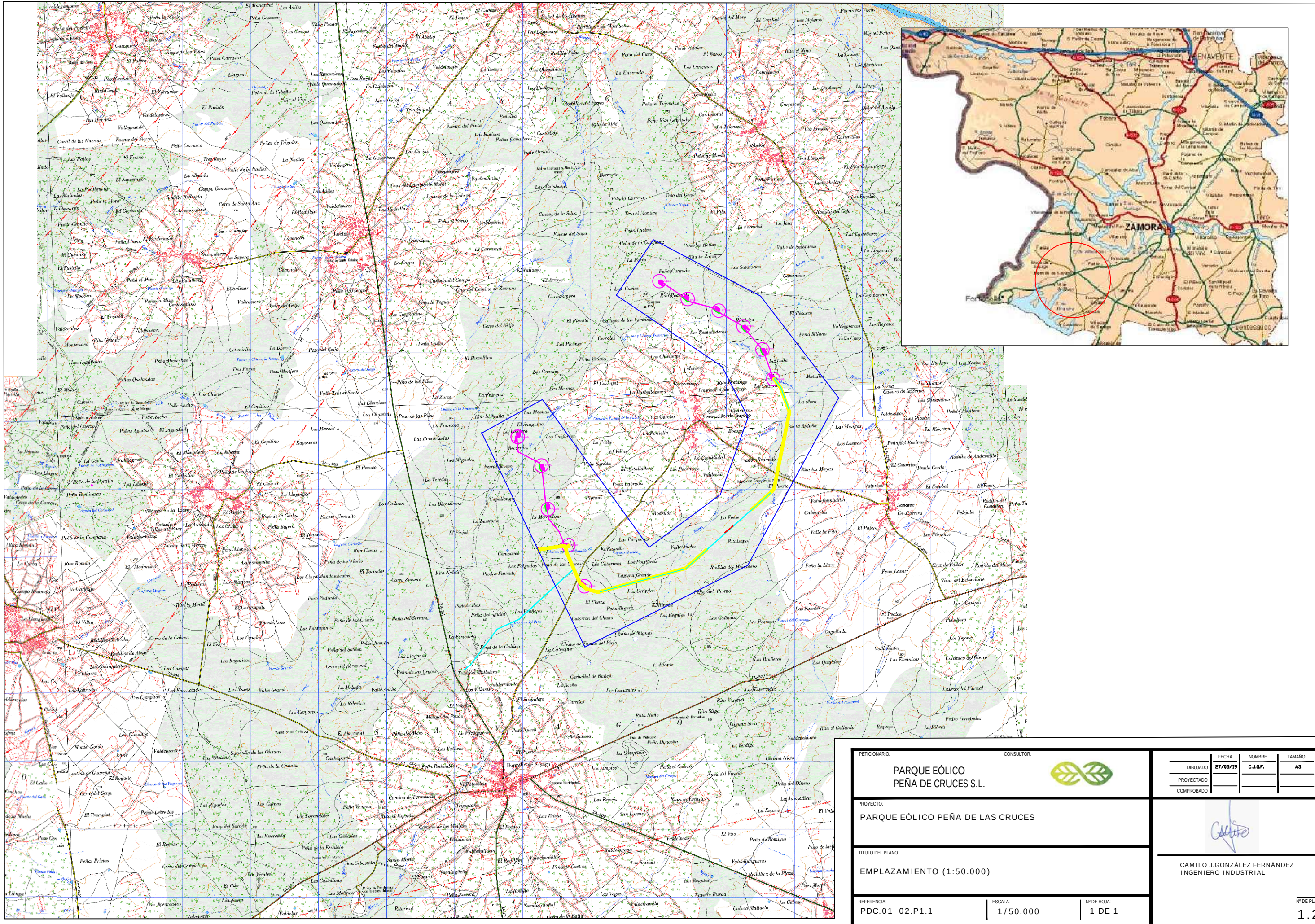
Descripción:

- 1. Emplazamiento.**
- 2. Emplazamiento 1:50.000 .**
- 3. Planta general (1 de 2)**
- 4. Planta general (2 de 2)**
- 5. Planta detalle (1 de 3).**
- 6. Planta detalle (2 de 3).**
- 7. Planta detalle (3 de 3)**
- 8. Parcelario (1 de 9).**
- 9. Parcelario (2 de 9).**
- 10. Parcelario (3 de 9).**
- 11. Parcelario (4 de 9).**
- 12. Parcelario (5 de 9).**
- 13. Parcelario (6 de 9).**
- 14. Parcelario (7 de 9).**
- 15. Parcelario (8 de 9)**
- 16. Parcelario (9 de 9)**
- 17. Esquema de circuitos aéreos.**
- 18. Unifilar SET.**
- 19. Edificio de control**

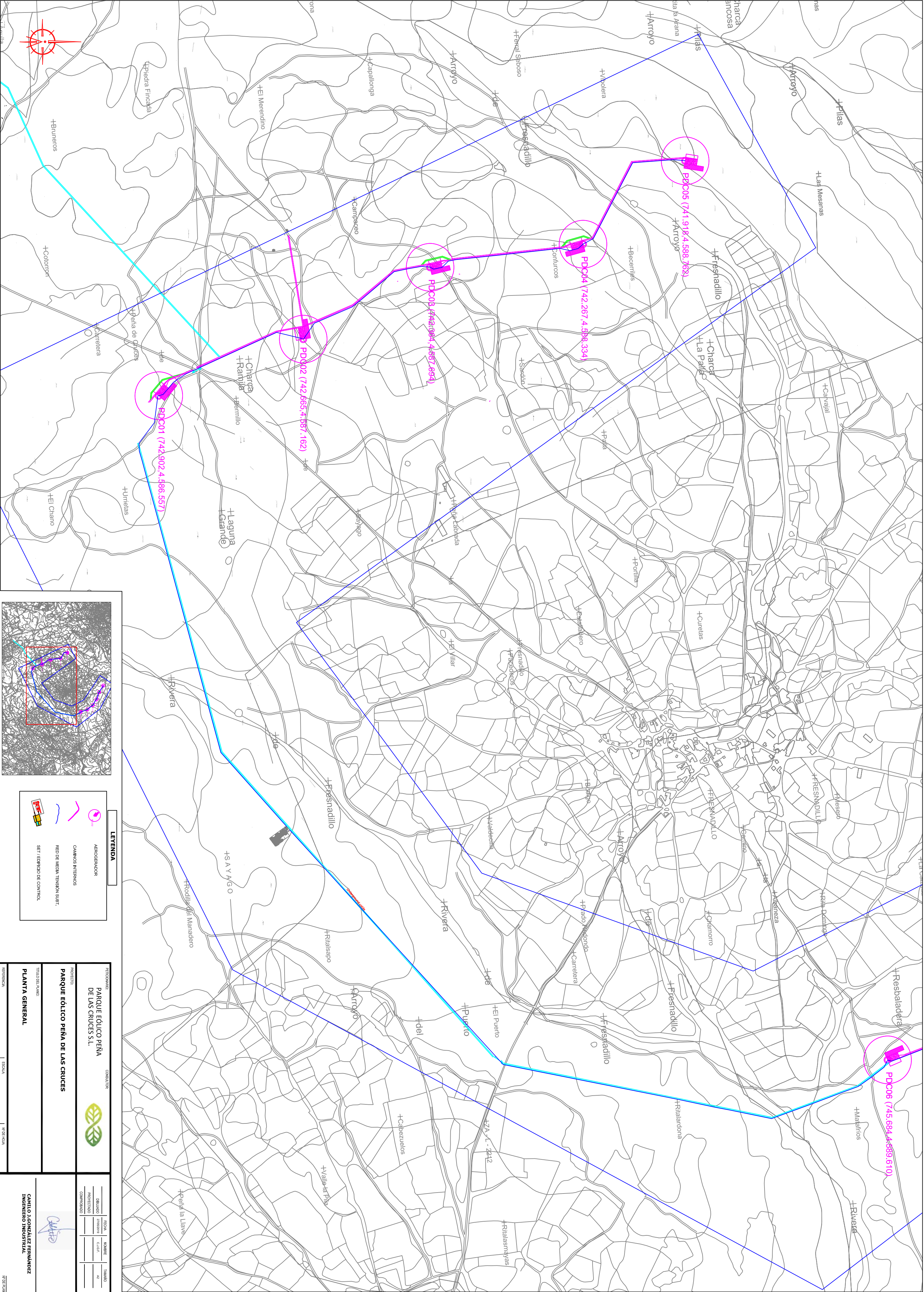


PETICIONARIO:		CONSULTOR:	
PARQUE EÓLICO PEÑA DE CRUCES S.L.			
PROYECTO:		FECHA:	
PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES		27/05/2020	
TÍTULO DEL PLANO:		NOMBRE:	
EMPLAZAMIENTO		C.J.G.F.	
REFERENCIA:		TAMAÑO:	
PDC.01_02.P1.1		A3	
ESCALA:		Nº DE HOJA:	
1/25.000		1 DE 1	
Nº DE PLANO:		1.1.	

CAMILO J. GONZÁLEZ FERNÁNDEZ
INGENIERO INDUSTRIAL



PETICIONARIO:		CONSULTOR:			
PARQUE EÓLICO PEÑA DE CRUCES S.L.					
PROYECTO:		PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES			
TÍTULO DEL PLANO:		EMPLAZAMIENTO (1:50.000)			
REFERENCIA:		ESCALA:		Nº DE HOJA:	
PDC.01_02.P1.1		1/50.000		1 DE 1	
				Nº DE PLANO:	
				1.2.	



PROYECTO		CONSULTOR	
PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES S.L.			
TÍTULO DEL PLANO:		FECHA	
PLANTA GENERAL		1 DE 2	
PROYECTO		INGENIERO INDUSTRIAL	
PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES		INGENIERO INDUSTRIAL	
REFERENCIA:		Escala	
PDC_01_02.P2.1		1/10,000	
FECHA:		FECHA:	
2.1.		2.1.	

Business Register extract Netherlands Chamber of Commerce

CCI number 73339954

Page 2 (of 2)

Registered under CCI number 73335096
Sole shareholder since 07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)

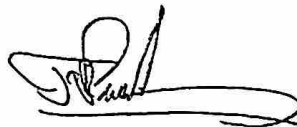
Board members

Name Vankan, Léon Joannes Hubertus Marie
Date of birth 15-09-1957
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name Neerinckx, Simon Bert Yvo
Date of birth 26-07-1983
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name Gottwald, Bernd Christoph Waldemar
Date of birth 05-09-1960
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Extract was made on 26-02-2020 at 15.15 hours.
For extract



F.R. Sweetman, Manager Centrale Productie en Backoffice

WAARMERK
KANER VAN KOOPHANDEL

A certified extract is an official proof of registration in the Business Register. Certified extracts issued on paper are signed and contain a microtext and UV logo printed on 'optically dull' paper.

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
... N.º 1261
15 ABR 2020



Business Register extract

Netherlands Chamber of Commerce

CCI number 73335096

Page 1 (of 2)

Legal entity

RSIN	859468069
Legal form	Besloten Vennootschap (comparable with Private Limited Liability Company)
Statutory name	Windvision Spain Holding B.V.
Corporate seat	gemeente Maastricht
First entry in Business Register	13-12-2018
Date of deed of incorporation	07-12-2018
Issued capital	EUR 10.000,00
Paid-up capital	EUR 10.000,00

Company

Trade name	Windvision Spain Holding B.V.
Company start date	07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Activities	SBI-code: 6420 - Financial holdings SBI-code: 70221 - Organisational planning
Employees	0

Establishment

Establishment number	000041384997
Trade name	Windvision Spain Holding B.V.
Visiting address	Parallelweg 42, 6221BD Maastricht
Telephone number	+31880405940
Internet address	www.windvision.com
Date of incorporation	07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Activities	SBI-code: 6420 - Financial holdings SBI-code: 70221 - Organisational planning For further information on activities, see Dutch extract.
Employees	0

Sole shareholder

Name	WindVision B.V.
Visiting address	Parallelweg 42, 6221BD Maastricht
Registered under CCI number	14073685
Sole shareholder since	07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)

Board members

WAARMERK
KAAR VAN KOOPHANDEL

A certified extract is an official proof of registration in the Business Register. Certified extracts issued on paper are signed and contain a microtext and UV logo printed on 'optically dull' paper.

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS

N.º 1261

15-ABR-2020

2020-02-26 15:16:27

Business Register extract Netherlands Chamber of Commerce

CCI number 73335096

Page 2 (of 2)

Name	Vankan, Léon Joannes Hubertus Marie
Date of birth	15-09-1957
Date of entry into office	07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Title	Director
Powers	Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name	Neerincx, Simon Bert Yvo
Date of birth	26-07-1983
Date of entry into office	07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Title	Director
Powers	Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name	Gottwald, Bernd Christoph Waldemar
Date of birth	05-09-1960
Date of entry into office	07-12-2018 (registration date: 13-12-2018)
Title	Director
Powers	Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Extract was made on 26-02-2020 at 15.16 hours.
For extract



F.R. Sweertman, Manager Centrale Productie en Backoffice

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
5: ABR 2020 N.º 1261

WAARMERK
KAMER VAN KOOPHANDEL

A certified extract is an official proof of registration in the Business Register. Certified extracts issued on paper are signed and contain a microtext and UV logo printed on 'optically dull' paper.

2020-02-26 15:16:27

Business Register extract Netherlands Chamber of Commerce

CCI number 14073685

Page 1 (of 3)

Legal entity

RSIN 810950820
Legal form Besloten Vennootschap (comparable with Private Limited Liability Company)
Statutory name WindVision B.V.
Corporate seat Maastricht
First entry in Business Register 13-06-2002
Date of deed of incorporation 03-06-2002
Date of deed of last amendment to the Articles of Association 12-05-2005
Issued capital EUR 80.000,00
Paid-up capital EUR 80.000,00
Filing of the annual accounts The annual accounts for the financial year 2018 were filed on 06-12-2019.

Company

Trade names WindVision B.V.
WindVision
WindVision.com
Company start date 03-06-2002
Activities SBI-code: 35112 - Production of electricity by wind energy
Employees 0

Establishment

Establishment number 000019687338
Trade names WindVision B.V.
WindVision
WindVision.com
Visiting address Parallelweg 42, 6221BD Maastricht
Date of incorporation 03-06-2002
Activities SBI-code: 35112 - Production of electricity by wind energy
For further information on activities, see Dutch extract.
Employees 0

Sole shareholder

Name Windvision Holding B.V.
Visiting address Parallelweg 42, 6221BD Maastricht

WAARMERK
KAMER VAN KOOPHANDEL

A certified extract is an official proof of registration in the Business Register. Certified extracts issued on paper are signed and contain a microtext and UV logo printed on 'optically dull' paper.

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
...
15. ABR 2020 N.º 1261

Business Register extract
Netherlands Chamber of Commerce

CCI number 14073685

Page 2 (of 3)

Registered under CCI number 58659633
Sole shareholder since 12-01-2018 (registration date: 12-01-2018)

Board members

Name Vankan, Léon Joannes Hubertus Marie
Date of birth 15-09-1957
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 12-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name Neerincx, Simon Bert Yvo
Date of birth 26-07-1983
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 12-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name Gottwald, Bernd Christoph Waldemar
Date of birth 05-09-1960
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 12-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name Mascher, Franz
Date of birth 04-11-1965
Date of entry into office 07-12-2018 (registration date: 21-12-2018)
Title Director
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Name Hillewaere, Marijke Sien Ann
Date of birth 31-01-1981
Date of entry into office 01-01-2019 (registration date: 02-05-2019)
Powers Jointly authorised (with other board member(s), see articles)

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
N.º 1261
5 ABR 2020



Business Register extract Netherlands Chamber of Commerce

CCI number 14073685

Page 3 (of 3)

Extract was made on 26-02-2020 at 15.17 hours.
For extract

F.R. Sweetman, Manager Centrale Productie en Backoffice

Andrea Gutiérrez Pérez
Traductora-Intérprete Jurada de INGLÉS
N.º 1261
15 ABR 2020

WAARMERK
KAMER VAN KOOPHANDEL

A certified extract is an official proof of registration in the Business Register. Certified extracts issued on paper are signed and contain a microtext and UV logo printed on 'optically dull' paper.

2020-02-26 15:17:15

NOM DE LA SOCIÉTÉ ~ NAAM VAN DE VENNOOTSCHAP :

Wenduisson Parc Eden Gevoen Ohéy

TYPE DE SOCIÉTÉ ~ RECHTSVORM VAN DE VENNOOTSCHAP :

SA

SIÈGE ~ ZETEL :

Chambre Impériale, 91

6060

Gilly

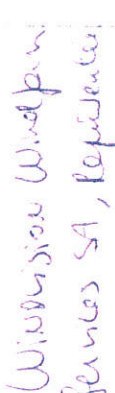
N° D'ENTREPRISE ~ ONDERNEMINGSNUMMER :

0671.911.278

SIGNATURE ~ HANDTEKENING

IDENTIFICATION DU DETENTEUR DES TITRES *vs* IDENTIFICATIE VAN DE HOUDER VAN DE EFFECTEN

Nom, Prénoms : Naam, Voornamen : La Société privée à responsabilité limitée de droit hollandais "windsen Holding"
Domicile : Woonplaats : 50 Glinmaasticht (Kays Bar), Beaulieu, 42

Date de l'opération		Nature de l'opération (1)	Nombre de titres concernés	Total des titres détenus	Valeur de souscription ou nominale	Versements effectués	Solde dû après opération	Numéro de suivi (2)	Signatures des parties intervenantes (3)
Datum van de verrichting		Aard van de verrichting (1)	Aantal betrokken effecten	Totaal van de effecten in bezit	Inschrijtingswaarde van de effecten	Gedane stortingen	Verschuldigd saldo na verrichting	Volgnummer (2)	Handtekeningen van de tussenkomende partijen (3)
21.02.2017	Subscription		33480	33480	33480	33480	0	1-33480	
2 13.03.17	Transfert conventionnel en vertu du contrat du 13/03/17		+18600	52080	18600	18600	0	33481-52080	
26.12.2011	Subscription de 703820 actions en vertu de l'augmentation de Capital dd 26 novembre 2017		+703820	706660	703820	703820	0	62001-705820	Wilfried Waelen Services SA, représentant par son représentant permanent Stephan Naelens cédant en gérance délégué 
23.12.2017	756.000 aandelen op naam zijn in pand gegeven ten gunste van KBC Bank NV krachtens een overeenkomst tot inpfandgeving van aandelen ("Share Pledge Agreement") afgesloten op 23 december 2017								van de pandgevers en de pandnemer  Breton Motteux, Vlaar, PT, vzw

1. Les mandats d'administrateurs d'une société anonyme expirent à l'issue d'une période de six ans. N'oubliez pas de renouveler ces mandats avant l'échéance du terme. Le cas échéant, instaurer une tournante, p. ex. un administrateur renouvelé tous les 2 ans.

2. De mandaten van bestuurder van een naamloze vennootschap beëindigen na verloop van zes jaar. Vergeet niet deze mandaten te hernieuwen voor het verstrijken van deze termijn. Voorzie desgevallend een roterende bestuur, bijvoorbeeld een roterende van een bestuurder om de twee jaar.

1. Les mandats d'administrateurs d'une société anonyme expirent à l'issue d'une période de six ans. N'oubliez pas de renouveler les mandats des administrateurs renouvelés tous les 2 ans.

1. De mandaten van bestuurders van een naamloze vennootschap bedragen na verloop van zes jaar. Vergeet niet deze mandaten te hernieuwen voor het verstrijken van deze termijn. Voorzie desgevallend een reservebeeld een verkiezing van een bestuurder om de twee jaar.

**Copie à publier aux annexes du Moniteur belge
après dépôt de l'acte au greffe**



17178445

MONITEUR BELGE

13 -12- 2017

BELGISCH STAATSBAD

Tribunal de Commerce du Hainaut
- Division Charleroi -

Entré le **07 DEC. 2017**

Le Greffier

N° d'entreprise : **0671.911.278**

Dénomination

(en entier) : **Windvision Parc Eolien Gesves Ohey**

(en abrégé):

Forme juridique : société anonyme

Adresse complète du siège : Chaussée Impériale 91
6060 Gilly

**Objet de l'acte : AUGMENTATION DE CAPITAL EN NUMERAIRE AVEC RENONCIATION
INDIVIDUELLE AU DROIT DE SOUSCRIPTION PREFERENTIELLE -
INTRODUCTION DU CAPITAL AUTORISE - MODIFICATION DES STATUTS**

Ce jour, le vingt-huit novembre deux mille dix-sept.

A 1000 Bruxelles, Avenue Lloyd George 11.

Devant Alexis LEMMERLING, notaire à Bruxelles, exerçant sa fonction dans la société "Berquin Notaires", ayant son siège social à Bruxelles, avenue Lloyd George, 11,

S'EST REUNIE

L'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la société anonyme "Windvision Parc Eolien Gesves Ohey", ayant son siège à 6060 Gilly, Chaussée Impériale 91, ci-après dénommée "la Société".

(...)

DELIBERATION - RESOLUTIONS

L'assemblée aborde l'ordre du jour et prend, après délibération, les décisions suivantes.

PREMIERE RESOLUTION : Augmentation de capital.

L'assemblée décide d'augmenter le capital de la Société à concurrence de huit cent trente-huit mille euros (€ 838.000,00), pour le porter de soixante-deux mille euros (€ 62.000,00) à **neuf cents mille euros (€ 900.000,00)**.

L'assemblée décide que l'augmentation du capital sera réalisée par apport en numéraire et par la création de huit cent trente-huit mille (838.000) actions du même type et jouissant des mêmes droits et avantages que les actions existantes et participant aux bénéfices pro rata temporis à partir de la souscription. Il sera procédé, séance tenante, à la souscription en numéraire et au pair comptable desdites actions nouvelles, au prix de un euro (€ 1,00) chacune et chaque action sera libérée à concurrence de cent pourcent (100 %).

(...)

TROISIEME RESOLUTION : Souscription à l'augmentation du capital et libération des actions nouvelles.

(...)

2. Le président déclare et toutes personnes présentes à l'assemblée reconnaissent que chacune des actions ainsi souscrites a été libérée à concurrence de cent pourcent (100 %). Par conséquent l'augmentation du capital a été libérée au total à concurrence de huit cent trente-huit mille euros (€ 838.000,00).

3. Les apports qui consistent en numéraire ont été déposés, conformément à l'article 600 du Code des sociétés, sur un compte spécial numéro BE61 7370 4804 1517 au nom de la Société, auprès de la banque KBC Bank, tel qu'il résulte d'une attestation délivrée par cet établissement de crédit, le 28 novembre 2017, laquelle a été transmise au notaire soussigné qui la gardera dans son dossier.

(...)

CINQUIEME RESOLUTION : Modification des statuts.

Afin de mettre les statuts en concordance avec la décision d'augmentation du capital qui précède, l'assemblée décide de remplacer l'article 5 des statuts par le texte suivant :

"5.1 Le capital social est fixé à neuf cents mille euros (€ 900.000,00).

Il est représenté par neuf cents mille (900.000) actions, sans mention de valeur nominale représentant chacune un/neuf cents millièmes (1/900.000^{ème}) du capital social.

5.2 Les actions sont numérotées de 1 à 900.000."

(...)

SEPTIEME RESOLUTION : Autorisation au conseil d'administration d'augmenter le capital social dans le cadre du capital autorisé.

L'assemblée décide d'octroyer l'autorisation au conseil d'administration, pour une durée de cinq ans à dater de la publication de la modification des statuts par la présente assemblée générale, d'augmenter le capital de la Société en une ou plusieurs fois à concurrence de deux millions d'euros (€ 2.000.000,00), hors prime d'émission.

Mentionner sur la dernière page du Volet B : **Au recto** : Nom et qualité du notaire instrumentant ou de la personne ou des personnes ayant pouvoir de représenter la personne morale à l'égard des tiers
Au verso : Nom et signature (pas applicable aux actes de type « Mention »)

Bijlagen bij het Belgisch Staatsblad - 20/12/2017 - Annexes du Moniteur belge

Réservé
au
Moniteur
belge



Bijlagen bij het Belgisch Staatsblad - 20/12/2017 - Annexes du Moniteur belge

L'assemblée décide par conséquent de modifier l'article 13 dans les statuts, lequel est désormais rédigé comme suit :

"ARTICLE 13. CAPITAL AUTORISÉ.

Le conseil d'administration est autorisé à augmenter en une ou plusieurs fois le capital social souscrit à concurrence de deux millions d'euros (€ 2.000.000,00), conformément aux modalités à déterminer par le conseil.

Cette augmentation peut se faire par apport en numéraire en quel cas le conseil devra tenir compte du droit de souscription préférentielle des anciens actionnaires tel que prévu par l'article 592 du Code des Sociétés.

L'augmentation de capital, dans le cadre du capital autorisé, peut également se faire par apport en nature. Le conseil ne peut toutefois, conformément au Code des sociétés, procéder à une augmentation de capital, dans le cadre du capital autorisé, si celle-ci se réalise principalement par des apports en nature et devant être effectués par un actionnaire de la société détenant des titres auxquels sont attachés plus de dix pourcent des droits de vote.

L'augmentation de capital, décidée en vertu du présent article, peut également se faire par incorporation des réserves, y compris les réserves de réévaluation, avec ou sans émission d'actions nouvelles. L'augmentation de capital au moyen des bénéfices de l'année en cours est toutefois réservée à l'assemblée générale.

Dans le cadre du capital autorisé, le conseil peut décider l'émission d'obligations convertibles et de droits de souscription.

Si, lors de sa décision d'augmenter le capital, le conseil d'administration demande une prime d'émission, cette dernière sera inscrite dans les livres de la société à un compte non disponible "primes d'émission" qui constituera pour des tiers une garantie dans la même mesure que le capital social et dont on ne pourra disposer, sauf possibilité de conversion en capital, que conformément aux conditions requises par le Code des sociétés pour une modification des statuts.

L'autorisation pour le conseil d'administration est valable pour cinq ans à dater de la publication de l'acte contenant l'autorisation octroyée au conseil d'administration, reçu par Maître Alexis LEMMERLING, notaire à Bruxelles, le 27 novembre 2017.

Cette autorisation peut être renouvelée conformément aux dispositions légales en vigueur. Lorsque le conseil propose à l'assemblée générale de lui renouveler l'autorisation, il établit un rapport motivé indiquant les circonstances spécifiques dans lesquelles il pourra utiliser le capital autorisé et les objectifs que, ce faisant, il poursuivra.

Conformément au Code des sociétés, le conseil d'administration peut limiter ou supprimer ce droit de souscription préférentielle, auquel cas il justifie ses propositions dans un rapport détaillé. Un rapport est également établi par le commissaire ou à défaut par un réviseur d'entreprises, ou par un expert-comptable inscrit au tableau des experts-comptables externes de l'Institut des experts-comptables, désigné par le conseil d'administration. En cas de suppression ou de limitation du droit de souscription préférentielle, le conseil peut prévoir qu'une priorité sera donnée aux anciens actionnaires lors de l'attribution des actions nouvelles. Dans ce cas, la période de souscription doit avoir une durée de dix jours.

Le conseil d'administration peut supprimer ou limiter le droit de souscription préférentielle en faveur d'une ou plusieurs personnes présents ou représentés, autres que les membres du personnel de la société ou de ses filiales. Dans ce cas les conditions prévues à l'article 598 du Code des sociétés doivent être respectées.

L'émission d'obligations convertibles en actions ou de droits de souscription peut être décidée par l'assemblée générale délibérant comme en matière de modifications aux statuts ou par le conseil d'administration dans le cadre du capital autorisé."

(...)

DIXIEME RESOLUTION : Procuration pour les formalités.

L'assemblée confère tous pouvoirs à la société Windvision Windfarm Services, ayant son siège social à 3001 Leuven, Interleuvenlaan 15D, ainsi qu'à ses employés, préposés et mandataires, avec droit de substitution, afin d'assurer les formalités auprès d'un guichet d'entreprise en vue d'assurer l'inscription/la modification des données dans la Banque Carrefour des Entreprises et, le cas échéant, auprès de l'Administration de la Taxe sur la Valeur Ajoutée.

POUR EXTRAIT CONFORME.

(Déposés en même temps que l'extrait : une expédition du procès-verbal, une procuration, le texte coordonné des statuts).

Cet extrait est délivré avant enregistrement conformément à l'article 173, 1° bis du Code des Droits d'Enregistrement.

Alexis LEMMERLING
Notaire

Mentionner sur la dernière page du Volet B :

Au recto : Nom et qualité du notaire instrumentant ou de la personne ou des personnes ayant pouvoir de représenter la personne morale à l'égard des tiers

Au verso : Nom et signature (pas applicable aux actes de type « Mention »)

Windvision Parc Eolien Gesves Ohey

Public limited liability company
Belgium, 6060 Charleroi, Chaussée Impériale 91
VAT BE0671911278
Enterprise number: 0671911278
(the "Company")

State on 28/02/2020

Extract from the shareholders' register of the Company for shareholder WINDVISION HOLDING BV, having its registered office at Netherlands, 622 IBD Maastricht, Parallelweg 42, with enterprise number 58659633 (hereinafter the "Shareholder"), who currently holds 756.000 shares of the Company (hereinafter the "Shares").

The Shareholder has acquired the Shares via, and the Shares have been subject to, the following transactions.

Nr.	Date & type	# Transaction	# Before transaction	# After transaction	Description
4	26/12/2017 Subscription	+ 703.920	52.080	756.000	Subscription to 703.920 shares
2	13/03/2017 Transfer	+ 18.600	33.480	52.080	Acquisition of 18.600 shares of Windvision Windfarm Holding Germany II GmbH
1	21/02/2017 Subscription	+ 33.480	/	33.480	Subscription to 33.480 shares

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

**Windvision Parc Eolien Gesves Ohey SA**

Chaussée Impériale 91
6060 Gilly
Belgique
VAT: BE 0671.911.278

Axpo Benelux S.A.

Avenue Louise 480
14th Floor
1050 Bruxelles
Belgique
VAT: BE 0810.770.639

Gilly, 19/3/2019

FACTUUR N°**GESV19-04**
Production 02/2019

		Qty	Curr	Total
Payment due based on contract	Elec (Cal 19 price **)	1	EUR	174,636.32
Payment due based on contract	Green	1	EUR	205,731.64
Energy injected	3140,94 MWh			-
EAN code	541461600006749000			-
				-
				-
				-
				-
				-
				-
** Final Contract Price for 2019 : A – B – C = 55.60 €/MWh (email Idris Karoum 14/12/2018)				EUR 380,367.96
				BTW 79,877.27
				21%
TOTAAL				EUR 460,245.23

We kindly ask you to remit the total amount by stating the following reference:

FACTUUR N° GESV19-04

Please pay to our bank account at the KBC Bank using the following account numbers:

Bank:
IBAN-number :
BIC-number:

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

**Windvision Parc Eolien Gesves Ohey SA**

Chaussée Impériale 91
6060 Gilly
Belgique
VAT: BE 0671.911.278

Energie 2030 Agence SA

Pützhang 8
4730 Raeren
België
VAT: BE 0473.740.377

Gilly, 3/10/2019

FACTUUR N°**GESV19-15**

	Qty	Curr	Total
Q4 2018 LGO	8,446.00	0.5 EUR	4,223.00
Q1 2019 LGO	14,295.00	0.5 EUR	7,147.50
Q2 2019 LGO	6,525.00	0.5 EUR	3,262.50
			-
			-
			-
			-
			-
			-
			-
**Final Contract Price for 2019 : A - B - C = 55.60 €/MWh (email Idris Karoum 14/12/2018)			EUR 14,633.00
			BTW 3,072.93
			21%
TOTAAL		EUR	17,705.93

We kindly ask you to remit the total amount by stating the following reference:

FACTUUR N° GESV19-15

Please pay to our bank account at the KBC Bank using the following account numbers:

Bank:
IBAN-number :
BIC-number:

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB



Chaussée Impériale 91
6060 Gilly
Belgique
VAT: BE 0671.911.278

Axpo Benelux S.A.
Avenue Louise 480
14th Floor
1050 Bruxelles
Belgique
VAT: BE 0810.770.639

Gilly, 14/10/2019

FACTUUR N° **GESV19-16**

[illegible]

We kindly ask you to remit the total amount by stating the following reference:

FACTUUR N° GESV19-16

Please pay to our bank account at the KBC Bank using the following account numbers:

Bank:
IBAN-number :
BIC-number:

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB



Chaussée Impériale 91
6060 Gilly
Belgique
VAT: BE 0671.911.278

Axpo Benelux S.A.
Avenue Louise 480
14th Floor
1050 Bruxelles
Belgique
VAT: BE 0810.770.639

Gilly, 16/10/2019

FACTUUR N°

GESV19-17
Production 09/2019

			Qty	Curr	Total
Payment due based on contract	Elec (Cal 19 price **)	150,340.93	1	EUR	150,340.93
Energy injected	2703.97 MWh				-
EAN code	541461600006749054				-
					-
					-
					-
					-
					-
**Final Contract Price for 2019 : A - B - C = 55.60 €/MWh (email Idris Karoum 14/12/2018)					
				EUR	150,340.93
				BTW	31,571.60
				21%	
TOTAAL				EUR	181,912.53

We kindly ask you to remit the total amount by stating the following reference:

FACTUUR N° GESV19-17

Please pay to our bank account at the KBC Bank using the following account numbers:

Bank:
IBAN-number :
BIC-number:

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB



Chaussée Impériale 91
6060 Gilly
Belgique
VAT: BE 0671.911.278

Axpo Benelux S.A.
Avenue Louise 480
14th Floor
1050 Bruxelles
Belgique
VAT: BE 0810.770.639

Gilly, 13/11/2019

FACTUUR N°

GESV19-19
Production 10/2019

			Qty	Curr	Total
Payment due based on contract	Elec (Cal 19 price **)	249,619.73	1	EUR	249,619.73
Energy injected	4489,56 MWh				-
EAN code	541461600006749054				-
					-
					-
					-
					-
					-
					-
**Final Contract Price for 2019 : A - B - C = 55.60 €/MWh (email Idris Karoum 14/12/2018)				EUR	249,619.73
				BTW	52,420.14
				21%	
TOTAAL				EUR	302,039.87

We kindly ask you to remit the total amount by stating the following reference:

FACTUUR N° GESV19-19

Please pay to our bank account at the KBC Bank using the following account numbers:

Bank:
IBAN-number :
BIC-number:

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

**Windvision Parc Eolien Gesves Ohey SA**

Chaussée Impériale 91
6060 Gilly
Belgique
VAT: BE 0671.911.278

Axpo Benelux S.A.

Avenue Louise 480
14th Floor
1050 Bruxelles
Belgique
VAT: BE 0810.770.639

Gilly, 15/1/2020

FACTUUR N°**GESV20-01**
Production 12/2019

		Qty	Curr	Total
Payment due based on contract (Elec (Cal 19 price **))				
Endex	250,955.14	1	EUR	250,955.14
Belpex	57,676.18	1	EUR	57,676.18
Energy injected	6099,84 MWh			-
EAN code	541461600006749054			-
				-
				-
				-
				-
**Final Contract Price for 2019 : A - B - C = 55.60 €/MWh (email Idris Karoum 14/12/2018)				EUR 308,631.32
				BTW 64,812.58
				21%
TOTAAL				EUR 373,443.90

We kindly ask you to remit the total amount by stating the following reference:

FACTUUR N° GESV20-01

Please pay to our bank account at the KBC Bank using the following account numbers:

Bank:
IBAN-number :
BIC-number:

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE33 7340 4330 4546
KRED BE BB

KBC Bank
BE50 7340 1874 1318
KRED BE BB

Sr. Eric Breckwoldt Vivas
Dirección Comercial Península Ibérica
ENERCON GmbH Sucursal en España
Ronda de Auguste y Louis Lumiere 23, Edificio 21A
Parque Tecnológico
ES 46980 Paterna · España

Jean Michel Joseph Durand
Parque Eólico Peña de las Cruces, S.L.
Calle José María Cid 3, Bajo,
49200 Bermillo de Sayago (Zamora)

Valencia, 16 de marzo del 2020

Asunto: Mantenimiento de Parque Eólico Peña de las Cruces

Estimada Sr Durand,

Atendiendo a su solicitud sobre el mantenimiento de aerogeneradores para los Parques Eólicos Sayago, ENERCON GmbH – Sucursal en España expone lo siguiente:

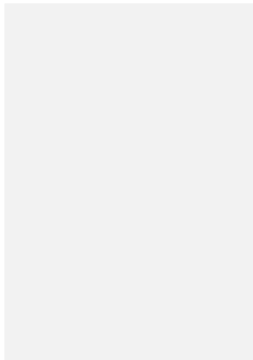
ENERCON cuenta con más de 35 años de experiencia en el sector eólico y más de 29.000 aerogeneradores instalados a nivel mundial. Concretamente sus actividades en la Península Ibérica datan desde los años 90 durante los cuales se instalaron los primeros de los 3,5 GW de potencia eólica que hoy se encuentran en operación y bajo sus servicios de mantenimiento integral.

Confirmamos que el pre-acuerdo entre Enercon y WindVision incluye los servicios de mantenimiento necesarios para asegurar una operación según las recomendaciones del fabricante para en todo momento poder garantizar la estabilidad, funcionamiento y rendimiento de los equipos.

Saludos cordiales,



Eric Breckwoldt Vivas
Director Comercial – España & Portugal



CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Entre

PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES, S.L.

y

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV

Bermillo de Sayago 19 de marzo de 2020

VDB.06.01. O&M

INDICE

1.	OBJETO.....	3
2.	DURACIÓN DEL CONTRATO	4
3.	PRESTACIONES A CARGO DE WINDVISION WINDFARM SERVICES NV	4
3.1	Alcance del acuerdo.....	4
3.2	Definición de los Servicios. Obligaciones de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV	4
3.3	Otros servicios	7
3.4	Exclusiones a las prestaciones de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV	7
4.	PRECIO Y FORMA DE PAGO	8
4.1	Precio	8
4.2	Forma de pago.....	9
5.	GARANTIAS, PENALIZACIONES Y SEGUROS.....	9
5.1	Calidad	9
5.2	Disponibilidad	10
5.3	Seguros	12
6.	LIBERTAD DE SUBCONTRATACIÓN	12
7.	ACCESO A LAS INSTALACIONES DE PARQUE EÓLICO PEÑA DE LAS CRUCES.....	12
8.	ARBITRAJE Y JURISDICCIÓN	13
9.	CAUSAS DE RESOLUCIÓN	14
10.	NOTIFICACIONES	14

Este acuerdo de servicio operativo está fechado en la fecha escrita anteriormente y se celebra entre:

De una parte, **PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES, S.L.** (en adelante "PARQUE EOLICO DE LA CABEZA"), en lo sucesivo PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES, con el NIF B49303118, compañía inscrita en el registro mercantil de Zamora, tomo 289, folio 26, hoja número ZA-8481, inscripción 1; y está representada en este asunto por D. Jean Michel Joseph Durand y D. Simon Neerinckx en sus calidad de apoderados,

Y de la otra parte:

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, (en adelante "WINDVISION WINDFARM SERVICES NV") y está representada en este asunto por D. Simon Neerinckx y D. Leon Vankan en sus calidad de apoderados,

Reconociéndose mutuamente la capacidad necesaria para contratar y obligarse,

EXPONEN

- I. Que PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES es promotor del parque eólico denominado Parque Eólico PEÑA DE LAS CRUCES) ubicado en el municipio de Bermillo de Sayago (Zamora).
- II. Que PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES desea contratar la Operación y el Mantenimiento del parque eólico definido en el punto anterior a WINDVISION WINDFARM SERVICES NV.

Por tal motivo, las Partes formalizan el presente contrato con arreglo a las siguientes:

ESTIPULACIONES

1. OBJETO

Constituye el objeto del presente contrato la realización por WINDVISION WINDFARM SERVICES NV de los trabajos de Operación, Mantenimiento y Revisiones Periódicas del parque eólico PEÑA DE LAS CRUCES propiedad de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES cuyo alcance y condiciones se exponen más adelante, con la aportación de los medios humanos y materiales que sean necesarios.

Todas las instalaciones, equipos, obras y medios son propiedad de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES, con excepción de los terrenos de implantación de aerogeneradores y de caminos

y conducciones, sobre los que PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES ostenta derecho de uso. Cualesquiera otros objetos, instalaciones, obras o medios que no sean propiedad de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES o no estén incluidos en el régimen de operación y mantenimiento, serán identificados específicamente en un intervalo que las partes establecerán y firmarán con anterioridad al inicio de las actividades de operación y mantenimiento y no quedarán incluidas en el alcance del presente contrato.

2. DURACIÓN DEL CONTRATO

El presente Contrato entrará en vigor en la fecha de firma del presente acuerdo y se mantendrá en vigor, hasta el VIGESIMO (20) año desde la Recepción Provisional de la instalación.

3. PRESTACIONES A CARGO DE WINDVISION WIND FARM SERVICES NV

Las responsabilidades de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV bajo este Contrato quedan definidas en las siguientes cláusulas:

3.1 Alcance del acuerdo

El presente Contrato incluye los servicios de Operación, Mantenimiento y Revisiones Periódicas de todo el equipo e instalaciones suministradas de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES y que incluye, sin estar limitado a, aerogeneradores completos⁷⁴, centros de transformación interiores a los aerogeneradores, así como el sistema de control del parque.

Los equipos propiedad de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES así como las obras necesarias para el funcionamiento del parque eólico bajo el contrato de ejecución de obra y situadas en terrenos propiedad de terceros, serán mantenidas en el estado de conservación en que se encuentren en la fecha de firma del Acta de la Recepción Provisional del parque eólico según el Contrato de Ejecución, teniendo en cuenta las posibles salvedades pendientes en dicha Recepción y las modificaciones que se realicen de común acuerdo entre las partes.

3.2 Definición de los Servicios. Obligaciones de WINDVISION WIND FARM SERVICES NV

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV proporcionará a su cargo todos los materiales, medios y mano de obra, y asumirá los gastos de su personal para la realización de los servicios que se detallan en los subapartados que figuran a continuación.

Los servicios de Operación, Mantenimiento y Revisiones Periódicas deben considerarse como un conjunto indivisible de las actividades y obligaciones asumidas por WINDVISION WINDFARM SERVICES NV y que permiten garantizar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

3.2.1. Operación

A efectos de este contrato, se define como Operación el conjunto de las actividades necesarias para operar el parque eólico y mantener y asegurar las condiciones correctas de funcionamiento en todo momento.

La monitorización de los aerogeneradores e instalaciones del parque eólico permite realizar un seguimiento de la situación de los mismos, detectando alarmas y dando información inmediata de las incidencias producidas durante la operación, tanto de los propios aerogeneradores como de la cadena eléctrica que permite el envío de la energía producida a la red de la compañía eléctrica.

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV realizará la operación del parque eólico de acuerdo con sus propios procedimientos y con toda la reglamentación y legislación que afecte al funcionamiento del parque.

La operación del parque eólico se realizará por parte de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, dotando al sistema de las alarmas necesarias para conseguir un funcionamiento seguro.

3.2.2. Venta de Energía

WINDVISION WIND FARM SERVICES NV se responsabilizará de las actividades necesarias para la venta de la energía producida por la instalación PARQUE EÓLICO VALDEBERMILLO siguiendo las leyes y regulaciones aplicables en cada caso.

Será responsable de la negociación y cierre de acuerdos de venta directa (Power Purchase Agreements), de las condiciones y ejecución de los mismos, de la participación en el mercado Spot, de la preparación de la documentación para subastas de capacidad de ser el caso o cualquier otro modelo de venta la energía generada, ya sea mediante contrato de venta o de suministro.

Será el agente responsable de representar a PARQUE EÓLICO VALDEBERMILLO SL frente a los gestores de red o de red de distribución y se encargará de la operación intradía de la generación de la instalación, participando en su nombre en Mercados de SCCC e Intradarios.

3.2.3. Mantenimiento preventivo

El Mantenimiento Preventivo se efectuará con el propósito de mantener el parque de aerogeneradores en óptimas condiciones tanto de explotación como de seguridad y de conformidad con el Manual de Mantenimiento facilitado por el fabricante, que se entregará a la Recepción Provisional del parque eólico.

El Mantenimiento Preventivo comprende la presencia necesaria en el emplazamiento, con inspecciones visuales de todo el equipo, las instalaciones y la infraestructura del parque eólico. El Mantenimiento Preventivo también incluye la planificación y la realización de todo tipo de acciones y trabajos que se estimen necesarios para preservar y asegurar el buen funcionamiento de todo el equipo, las instalaciones y las infraestructuras del parque eólico.

El Mantenimiento Preventivo del parque eólico comprenderá inspecciones sistemáticas a las turbinas con reposición de materiales consumibles (tales como aceites lubricantes, grasas, filtros, juntas, fusibles, etc....) y la sustitución de aquellos elementos cuya vida útil de diseño sea inferior a los 20 años y para lo que se han previsto las necesidades de personal y de materiales, de acuerdo con el Manual de Mantenimiento.

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV dispondrá de un stock de repuestos suficiente para poder realizar los trabajos de mantenimiento contratados. En el Anexo 2 se relacionan los repuestos incluidos en el stock mínimo que debe situarse en el almacén del parque eólico. Cuando la explotación del parque así lo justifique, PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES podrá solicitar la inclusión de más unidades de un elemento o la incorporación de nuevos repuestos al stock del almacén del parque eólico.

Anualmente se revisará el stock de repuestos y los materiales consumidos serán repuestos a expensas de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, por lo que el material sustituido pasará a ser propiedad suya.

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV realizará las Revisiones Periódicas a los equipos y las instalaciones, de acuerdo con la planificación definida en el Manual de Mantenimiento, incluyendo las inspecciones y ajustes necesarios, y realizando una prueba comprensiva del funcionamiento de las instalaciones y equipos de seguridad, incluyendo la totalidad de los trabajos de mantenimiento programado.

El Mantenimiento Preventivo expuesto en este apartado se realizará preferentemente en períodos sin viento o con viento suave.

3.2.4. Mantenimiento correctivo

En el caso de producirse una avería en los aerogeneradores (avería interna del aerogenerador) el equipo de mantenimiento procederá a la sustitución del subconjunto averiado o en mal estado por otro subconjunto nuevo o reacondicionado de calidad equivalente, cuyo coste será íntegramente asumido por WINDVISION WINDFARM SERVICES NV. Todos los componentes o piezas extraídas del parque eólico procedentes de una sustitución pasarán a ser propiedad exclusiva de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV.

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV remitirá a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES los pertinentes informes de averías, indicando las posibles causas y las soluciones adoptadas.

En el caso de producirse averías por causas externas a los propios equipos del parque eólico WINDVISION WINDFARM SERVICES NV realizará los trabajos necesarios para la reposición del funcionamiento del parque eólico facturando los correspondientes costes a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES.

PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES podrá reparar por cuenta de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV cualquier avería sufrida en el caso de que ésta no actúe con la debida diligencia y prontitud. La ejecución de las reparaciones por parte de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES en las circunstancias anteriormente descritas no liberará a WINDVISION WIND FARM SERVICES NV de todas sus responsabilidades, las cuales se aplicarán como si ella misma hubiese realizado la reparación.

3.3. Otros servicios

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV entregará información a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES de cuantos incidentes se produzcan y afecten a una indisponibilidad superior a 24 horas, y mensualmente de cuantas acciones se realicen en relación con la operación y el mantenimiento del parque, e incidencias que afecten a su funcionamiento.

La información que se obtiene del correcto funcionamiento de la instrumentación y control del parque es propiedad de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES.

Con carácter meramente enunciativo y no limitativo, la documentación que mensualmente será suministrada a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES consistirá en producción de cada máquina, velocidad media del viento, listado de alarmas y los partes de incidencias y mantenimiento habidos durante el período.

Asimismo, WINDVISION WINDFARM SERVICES NV se ocupará de la lectura y registro de la información sobre la producción de energía de cada uno de los aerogeneradores, así como la producida por el conjunto del parque medida en la subestación. Esta información será, asimismo, suministrada a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES.

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV se compromete a mantener puntualmente informado y a dotar de asistencia técnica a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES durante el período de vigencia del presente contrato.

3.4. Exclusiones a las prestaciones de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV

El presente Contrato no incluye la prestación de los servicios citados en esta estipulación en los siguientes supuestos:

- a) Si se acredita que existió anteriormente cualquier clase de mantenimiento o reparación efectuado por terceros sin la autorización previa, comunicada por escrito, de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV; excepto en el caso de que ésta no actúe con la debida diligencia cuando la reparación afecte de manera importante a la producción de energía de la Planta y después de la correspondiente comunicación por escrito por parte de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES.
- b) Si se acredita que el servicio de reparación viniera causado por negligencia del propietario o fuerza mayor, ajenas al control de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV.

Si, a pesar de las citadas exclusiones, PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES requiere el servicio de mantenimiento de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV en alguno de los supuestos antes indicados, ésta deberá hacer las reparaciones correspondientes a los precios que estén vigentes en ese momento.

Asimismo, no incluye el pago de tasas y importes correspondientes a Revisiones Periódicas preceptivas por ley y que deban ser realizadas por empresas especialmente certificadas u homologadas por la Administración

4. PRECIO Y FORMA DE PAGO

4.1 Precio

Durante el periodo de garantía del parque (2 años) WINDVISION WINDFARM SERVICES NV prestará la realización de los servicios definidos en el capítulo 3 a un coste nulo.

Finalizado el periodo de garantía del parque, WINDVISION WINDFARM SERVICES NV recibirá en concepto de pago por los servicios objeto del presente contrato, las siguientes cantidades:

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Una cantidad de SETENTA Y CINCO MIL EUROS (75.000 €) por aerogenerador y año.

Dicho precio, correspondiente al primer ejercicio de entrada en vigor de los servicios recogidos en el presente contrato, se actualizará anualmente a partir del primer día del año siguiente en base al IPC real resultante del ejercicio anterior.

En caso de prórroga del presente contrato, los precios se seguirán incrementando anualmente en base al IPC real resultante del ejercicio anterior.

Todo ello, a menos que la prórroga de la vigencia del contrato implicara una onerosidad no razonable conforme a las prácticas del mercado, en cuyo caso las Partes (con el visto bueno de las Entidades Financieras) se comprometen a negociar de buena fe a fin de establecer el alcance del servicio, garantías y la contraprestación aplicable durante el plazo de prórroga.

VENTA DE ENERGÍA

El modelo de retribución de los servicios de WINDVISION WIND FARM SERVICES NV en el capítulo de Venta de Energía se regirá por los siguientes términos:

- a. La retribución fija y genérica será de un UNO POR CIENTO (1%) del valor de los acuerdos a los que WINDVISION WIND FARM SERVICES NV llegue, siempre y cuando coloque en el mercado el 100% de la energía producida por la instalación. Esta cantidad abarca todos los conceptos y servicios necesarios para el buen fin del proceso de cierre de PPA.
- b. Si no se lograra el objetivo de la venta del 100% de la energía producida por la instalación, se analizará cada caso concreto y se acordarán, fuera de este contrato, las condiciones de éste.
- c. En el caso de que durante la vigencia de este documento se produjeran cambios regulatorios relevantes que afectasen al modelo de negocio del mismo, las partes acuerdan modificar de común acuerdo, de ser necesario, lo contenido en esta cláusula. Estos precios no incluyen I.V.A, el cual se aplicará al tipo vigente en la fecha de devengo.

Estos precios no incluyen I.V.A, el cual se aplicará al tipo vigente en la fecha de devengo.

4.2 Forma de pago

Con periodicidad mensual, WINDVISION WINDFARM SERVICES NV facturará a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES el importe de los servicios prestados de acuerdo con lo indicado en el punto 4.1. anterior y PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES lo hará efectivo en el período máximo de sesenta (60) días a partir de la fecha de emisión de la citada factura.

5. GARANTIAS, PENALIZACIONES Y SEGUROS

5.1 Calidad

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV garantiza que todos los materiales y componentes empleados en el mantenimiento de los aerogeneradores del parque son de la calidad requerida y acordes a las especificaciones de los equipos.

En el supuesto de que WINDVISION WINDFARM SERVICES NV no cumpliera con su obligación de prestación del servicio de mantenimiento, PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES tendrá derecho a realizar las acciones necesarias para su reparación, deduciéndose su importe de cantidades pendientes de pago.

La ejecución de estas reparaciones por parte de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES en las circunstancias anteriores no liberará a WINDVISION WINDFARM SERVICES NV de todas sus responsabilidades, sean cuales fueren los resultados de las intervenciones de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES.

5.2 Disponibilidad

5.2.1. Objeto

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV garantiza, durante el período de vigencia del presente Contrato, una disponibilidad media anual de los aerogeneradores para el conjunto del parque, del 97%.

Como disponibilidad media anual de los aerogeneradores se entiende la suma de la disponibilidad anual de cada uno de los aerogeneradores, dividido por el número de éstos.

Para el cálculo se aplicarán las fórmulas siguientes:

$$Disponibilidad\ aerogeneradores = \frac{Disp.A_1 + Disp.A_2 + \dots + Disp.A_{15}}{15}$$

siendo para un aerogenerador cualquiera A_i :

$$Disp.A_i = \frac{Horas_en_disposicion_de_funcionar_durante_1_año}{Total_Horas} \times 100$$

siendo *Horas_en_disposicion_de_funcionar_durante_1_año* las horas del año en la que el aerogenerador ha estado en disposición de poder generar energía eléctrica y

siendo *Total_Horas* las horas del año.

Asimismo, no se tendrá en cuenta para la disponibilidad el tiempo que el aerogenerador no ha estado listo para funcionar por motivos externos a él, tales como ausencia de tensión en bornes de baja tensión, avería externa, etc., y viento fuera de márgenes de operación.

5.2.2. Condiciones

5.2.2.1. procedimiento de medición y verificación

La medición de las horas de disponibilidad de máquina durante el período se realizará por personal de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV y de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES conjuntamente, en los equipos de medición de que están dotados los aerogeneradores de la Planta Eólica.

5.2.2.2. discrepancias

Las diferencias de orden técnico que puedan surgir en la medición y que las partes no puedan resolver de mutuo acuerdo, serán solucionadas, en el período de un mes, con la intervención de un perito en la materia designado por mutuo acuerdo.

Los costes del perito a que se refiere el párrafo anterior serán sufragados por WINDVISION WINDFARM SERVICES NV si del informe emitido por dicho perito se demostrara su incumplimiento, o por PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES si del informe emitido no se demostraran sus pretensiones.

5.2.3. Penalizaciones

Finalizado el período de garantía de disponibilidad contemplado en el contrato de ejecución de obra del Parque suscrito entre PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES y WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, y con periodicidad anual, se comprobará el grado de cumplimiento de la disponibilidad media anual de los aerogeneradores.

Si la disponibilidad media anual de los aerogeneradores fuera inferior al valor del 97%, WINDVISION WINDFARM SERVICES NV pagará a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES una prima en cantidad equivalente al valor de multiplicar la cantidad que representa el 1% de la producción anual de energía estimada (que será revisada y/o ajustada de acuerdo con los resultados del informe del auditor de viento), del precio unitario de la energía que, durante ese año, PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES haya facturado a la compañía eléctrica, por cada 1% de defecto de la disponibilidad media anual de los aerogeneradores del Parque.

El pago de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES, en su caso, se efectuará dentro de los sesenta días hábiles desde la fecha de cierre, computada desde el día de entrada en vigor de esta garantía, de la verificación anual de la disponibilidad media.

Si, a través de los informes de operación mensuales, se detectara un valor de la disponibilidad media inferior a la garantizada, y sin expectativas de mejora, WINDVISION WINDFARM SERVICES NV efectuará un pago a cuenta al final del primer semestre, que será regularizado al finalizar el cómputo anual.

Las responsabilidades en que WINDVISION WINDFARM SERVICES NV pudiere incurrir frente a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES no incluirán en ningún caso la reparación de daños indirectos ni del lucro cesante, ni los que sean atendidos por sus Seguros.

El pago de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES en su caso, se efectuará dentro de los sesenta días hábiles desde la fecha de cierre de la verificación anual de la disponibilidad media.

5.3 Seguros

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, con independencia de las pólizas de seguros que PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES deba contratar, mantendrá en vigor con compañías aseguradoras de primer orden los seguros necesarios para llevar a cabo las funciones objeto del presente contrato

6. LIBERTAD DE SUBCONTRATACIÓN

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV puede realizar la contratación de aquellas personas, organizaciones o compañías que considere oportuno y conveniente para la adecuada realización de los trabajos y servicios indicados en el presente Contrato, debiendo comunicarlo a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES en caso de que supongan una intervención significativa dentro del alcance del presente contrato. El costo del empleo de tales personas, organizaciones o compañías será a cargo exclusivo de WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, que exime a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES de cualquier reclamación y responsabilidad que pudiera producirse como consecuencia de tales relaciones, respondiendo en todo caso WINDVISION WINDFARM SERVICES NV ante PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES de la buena ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones contractuales.

7. ACCESO A LAS INSTALACIONES DE PARQUE PEÑA DE LAS CRUCES

PARQUE EOLICO MONTE DE LA CUEVA autoriza a WINDVISION WINDFARM SERVICES NV, sus miembros, personal, organizaciones o compañías que WINDVISION WINDFARM SERVICES NV emplee para realizar los trabajos y servicios establecidos en el presente Contrato, el acceso y la manipulación de las instalaciones, pero sólo y exclusivamente para el desempeño de las obligaciones del presente Contrato. De todas las intervenciones, cambios y correcciones importantes que se produzcan, se dará cuenta por escrito a PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS

CRUCES por medio de los partes y otros documentos que se acuerden, sin necesidad de autorización previa. Se exceptúan las operaciones que exijan salida del parque eólico de piezas o subconjuntos singulares sin que se haya instalado previamente una pieza o subconjunto similar. En tales casos, será necesaria la autorización escrita de PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES

8. ARBITRAJE Y JURISDICCIÓN

- 8.1. Las diferencias que pudieran surgir entre las partes en relación con la interpretación y/o aplicación del presente Contrato serán dirimidas mediante arbitraje de derecho, de acuerdo con la Ley de 5 de diciembre de 1988.
- 8.2. El arbitraje será ejercitado por un solo árbitro que será Ingeniero, Letrado o Economista según decidan las partes en atención a la naturaleza de la controversia.
- 8.3. Para instituir el arbitraje, las partes se comprometen a otorgar, en un plazo no superior a 15 días hábiles a partir de la fecha de petición de arbitraje que haga cualquiera de ellas, la escritura pública formalizando el convenio, designando el árbitro así como la controversia que se le somete, lugar en que haya de desarrollarse y plazo para dictar laudo y, en general, a realizar cuantos actos sean necesarios para que el arbitraje aquí pactado pueda tener efecto y, en el caso de existir en tramitación sumario penal, o cualquier otro procedimiento civil, mercantil, administrativo, laboral o incluso arbitral, el árbitro no estará obligado a esperar su tramitación para dictar laudo.

El árbitro, previa aceptación de su nombramiento, dictará el laudo en el plazo de un mes a partir de la fecha en que le fue notificado el nombramiento, pudiendo asegurarse el concurso de las personas que estime conveniente, y el laudo que dicte será de obligado cumplimiento para las partes.
- 8.4. Si las partes no llegaran a un acuerdo en la designación del árbitro en el mencionado plazo de quince días, se solicitará al Decano del Colegio de Ingenieros Industriales, o del Colegio de Abogados, o el de Economistas, según proceda, que proponga a tres personas de las cuales las partes elegirán una por unanimidad.
- 8.5. El árbitro tendrá poder para regular no solamente las diferencias de orden administrativo o pecuniario entre las partes, sino igualmente para imponer medidas técnicas si las disposiciones a tomar en este campo no pudieran ser resueltas de común acuerdo entre las partes.

Con independencia de lo anterior, el laudo podrá imponer a cualquiera de las partes la sanción económica que determine en la resolución de la controversia, en atención a su responsabilidad o la culpabilidad que establezca el laudo.

- 8.6. El árbitro fijará el procedimiento arbitral, dando a las partes ocasión de ser oídas y de aportar sus pruebas, y determinará el importe de los gastos resultantes del arbitraje, que serán satisfechos por quien resulte vencido en dicho arbitraje.

Los gastos que independientemente realice cada una de las partes serán de cargo de cada una de ellas.

- 8.7. Las partes se someterán para la formalización judicial del arbitraje y cualquier otro efecto a la jurisdicción de los tribunales de Madrid.

9. CAUSAS DE RESOLUCIÓN

Durante el período de vigencia del presente Contrato, cualesquiera de las partes podrán optar por exigir su cumplimiento o bien por su resolución, en cualquiera de los siguientes casos:

- a) Por incumplimiento de la otra parte de sus obligaciones establecidas en el presente Contrato, si tal incumplimiento no se remedia en un plazo máximo de treinta días desde la fecha de notificación escrita del citado incumplimiento. Particularmente, PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES podrá resolver el presente Contrato si la disponibilidad media anual de la Planta no es igual o superior al 90%.
- b) En caso de quiebra, suspensión de pagos, liquidación o insolvencia de la otra parte.

10. NOTIFICACIONES

Todas las notificaciones de carácter contractual que se establezcan entre las partes como consecuencia del desarrollo del presente Contrato serán por escrito y se considerarán debidamente recibidas en la fecha de entrega si ésta se realiza personalmente o, si se envían por fax, si existe acuse de recibo.

Las notificaciones se efectuarán a las direcciones siguientes:

PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES	WINDVISION WINDFARM SERVICES NV
c/José María Cid 3, 49200 Bermillo de Sayago Zamora, España	Interleuvenlaan 15 D B-3001 Leuven, Belgium

D. Jean Michel Joseph Durand	D. Simon Neerinckx
D. Simon Neerinckx	D. Leon Vankan

Cualquiera de las partes puede cambiar, a efectos de notificación, su dirección o número de fax, dando aviso a la otra parte con al menos diez (10) días de antelación, de acuerdo con lo establecido en esta estipulación 11.

Y en prueba de conformidad con cuanto antecede, las partes firman el presente Contrato, en el lugar y fecha indicados al principio.

Por y en nombre de:

PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES

Por y en nombre de:

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV

Fdo. Jean Michel Joseph Durand

Fdo. Simon Neerinckx

Por y en nombre de:

PARQUE EOLICO PEÑA DE LAS CRUCES

Por y en nombre de:

WINDVISION WINDFARM SERVICES NV

Fdo. Simon Neerinckx

Fdo. Leon Vankan



Anexo 04:

Autorizaciones

municipales de

instalación de torres

anemométricas





Ayuntamiento de Almeida

D^a ANA LÓPEZ AUSET, Secretaria del Ayuntamiento de Almeida de Sayago (Zamora), del que es Alcalde-Presidente **D. DOMINGO MARTÍN APARICIO**;

CERTIFICA:

La autorización a la empresa Engren S.L. (Windvision) tal y como se acordó en la sesión del Pleno Ordinario celebrado el día 30 de Diciembre de 2010 en el punto tercero, la instalación de medidores de velocidad del viento, por un año de duración, prorrogable en caso de no haber concluido el estudio. Esta instalación podrá realizarse en una de la 2.835 parcelas del Ayuntamiento de Almeida que por sus características sea elegida por dicha empresa.

Y para que conste y surta los efectos oportunos expido este certificado y lo firmo con el visto bueno del Sr. Alcalde, en Almeida, a 11 de Abril de 2011.

Vº Bº - EL ALCALDE

D. Domingo Martín Aparicio



LA SECRETARIA

Ana López Auset

08-08-2011

251

**AYUNTAMIENTO
DE
MUGA DE SAYAGO**

ENGREN MUGA S.L

A la atención de Don Jesús Nuñez Ares
VIGO

Don Martín Domingo Fontanillo Martín, Alcalde Presidente del Ayuntamiento de Muga de Sayago a través del presente le remite Certificado de Secretaría-Intervención, en relación a la solicitud presentada en éste Ayuntamiento para la Instalación de una torre anemométrica en Terreno Municipal.-

EN MUGA DE SAYAGO A 8 DE AGOSTO DE 2011.-

EL ALCALDE

D. Martín Domingo Fontanillo Martín



22/8/11

AYUNTAMIENTO
DE
MUGA DE SAYAGO

D. Raquel Pascual Blanco, Secretaria Interventora del Ayuntamiento de Muga de Sayago, del que es Alcalde Presidente Don Martín D. Fontanillo Martín,

CERTIFICA.

Que el Pleno de ésta Corporación Municipal en Sesión Extraordinaria celebrada el día 4 de Agosto de 2011, ha adoptado el siguiente Acuerdo que textualmente dice:

“ TERCERO.- APROBACIÓN SI PROCEDE AUTORIZACIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UNA TORRE ANEMOMÉTRICA EN TERRENO MUNICIPAL.-

“ Se da cuenta por el Alcalde Presidente de la Solicitud de Licencia presentada por Don Jesús Nuñez Ares en representación de la Empresa “ENGREN MUGA S.L” con domicilio social en la localidad de Argañín, Calle Eras nº 21 y con CIF B-49267503, para autorizar la instalación de una torre anemométrica de 40 metros de altura, en la parcela 228 al polígono 1, Término Municipal de Muga de Sayago, propiedad patrimonial del Ayuntamiento de Muga de Sayago, durante un plazo de dos años, con objeto de medir la intensidad del viento, para estudiar la viabilidad de la instalación de un parque eólico en la citada Finca, según el Proyecto presentado con la solicitud de licencia redactado por la Ingeniera Industrial Beatriz Rodríguez Pérez.

Por Unanimidad de los concejales asistentes y en votación ordinaria se acuerda:

- Primero.- Autorizar a la empresa ENGREN MUGA S.L” con domicilio social en la localidad de Argañín, y con CIF B-49267503 para la instalación de una torre anemométrica de 40 metros de altura, en la parcela 228 al polígono 1, Término Municipal de Muga de Sayago, propiedad patrimonial del Ayuntamiento de Muga de Sayago, durante un plazo de dos años, con objeto de medir la intensidad del viento, para estudiar la viabilidad de la instalación de un parque eólico en la finca.-
- Segundo.- Que la autorización se realizará por espacio de dos años.
- Tercero.- La empresa deberá dejar el terreno en iguales condiciones que las originarias antes de la instalación de la antena.-
- Cuarto. La empresa autorizada no se reservará derecho alguno sobre la instalación de molinos de viento, en el caso de que el estudio revele la posibilidad de su instalación en la citada parcela, dado que el Ayuntamiento procederá por prescripción legal a subastar el arriendo de la finca o la explotación de dicha actividad.-
- Quinto.- Durante el periodo de los dos años que dura la presente autorización el Ayuntamiento de Muga de Sayago se compromete expresamente a no arrendar ningún otro terreno público a ninguna otra empresa para la misma actividad.-





Anexo 05:

Potencial Eólico



1.	INTRODUCCIÓN	183
2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MESOESCALA.....	184
2.1.	SISTEMA MESOMAP	185
2.1.1.	MODELOS	185
2.1.2.	BASE DE DATOS	186
2.1.3.	SISTEMAS DE CÁLCULO	187
2.1.	ATLAS EÓLICO DE ESPAÑA	187
2.2.	CONCLUSIONES DEL SISTEMA MESOMAP	190
3.	MEDICIÓN DE VIENTOS EN EL EMPLAZAMIENTO	192
3.1.	TORRE ANEMOMÉTRICA ALMEIDA	192
3.1.1.	DATOS MEDIDOS EN EL EMPLAZAMIENTO	193
3.1.2.	DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD WEIBULL	194
3.2.	TORRE ANEMOMÉTRICA MUGA	196
3.2.1.	DATOS MEDIDOS EN EL EMPLAZAMIENTO	197
3.2.2.	DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE WEIBULL.....	198
4.	MODELIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	200
4.1.	DATOS DE PARTIDA	201
4.1.1.	SERIE TEMPORAL.....	201
4.1.2.	OROGRAFÍA	202
4.1.3.	RUGOSIDAD SUPERFICIAL	202
4.1.4.	DENSIDAD DEL AIRE	203
4.1.5.	CURVA DE POTENCIA	203



4.2.	RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN.....	206
5.	PRODUCCIÓN OBTENIDA	209
6.	RESULTADOS POR SECTORES	213



1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente anexo es explicar el procedimiento que se ha seguido para la estimación del potencial eólico existente en las ubicaciones del Parque Eólico, lo que ha motivado el desarrollo del mencionado proyecto.

Para ello, de forma sucinta se han dado los pasos siguientes:

- Análisis previo del recurso existente.
- Instalación de dos torres de medición de viento.
- Análisis de producción con los datos obtenidos.

Para ello se ha partido de datos y estudios de Mesoescala (tecnología que se detalla en los siguientes apartados) y una vez considerado la existencia de recurso eólico suficiente se ha procedido a la instalación de dos torres de medición de viento y, a partir de esa base, junto la recopilación de cartografía existente y las curvas de potencia y empuje de diversos modelos de aerogeneradores, se ha calculado la producción eólica estimada. De forma esquemática se han realizado los siguientes pasos para llegar al resultado final

1. Identificar una zona con buen recurso eólico e instalación de una torre anemométrica, para confirmar el observado en el emplazamiento.
2. Determinación de la distribución espacial del campo de vientos en la zona.
3. Identificación de la zona susceptible de albergar un Parque Eólico.
4. Evaluación de la densidad del aire en el emplazamiento.
5. Visita al emplazamiento y elección de posiciones de aerogenerador.
6. Modelización y ajuste del modelo de campo de vientos a partir de las medidas de la torre del emplazamiento.
7. Cálculo de las producciones brutas estimadas en las posiciones de los aerogeneradores.
8. Cálculo de las pérdidas debidas a estelas.
9. Evaluación de la producción anual bruta del parque en el período de referencia.



7. Cálculo de las producciones netas sin estelas estimadas en las posiciones de los aerogeneradores.
8. Cálculo de las pérdidas a indisponibilidad, mantenimiento, pérdidas eléctricas.
9. Evaluación de la producción anual neta del parque eólico.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MESOESCALA

Tal y como hemos comentado el primer paso realizado ha sido el análisis de la zona con un sistema de Mesoescala, en concreto el sistema MesoMap.

El sistema MesoMap consiste en una integración de modelos de simulación de la atmósfera, bases de datos, estaciones de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. En el corazón de MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo físico-matemático que simula el comportamiento de la atmósfera.

El modelo MASS se ajusta a un modelo simplificado de flujo de viento, WindMap, que se utiliza para refinar la resolución espacial del MASS y para incluir los efectos locales de la rugosidad y la orografía. El MASS simula las condiciones atmosféricas sobre la región de interés para un total de 366 días elegidos de forma aleatoria de un total de 15 años. Una vez finalizadas las simulaciones, los resultados se introducen en WindMap. En este proyecto, el MASS se ejecutó hasta llegar a una resolución de 2,5 Km, mientras que WindMap se ejecutó con una resolución de 100 m.

Las técnicas convencionales en el estudio del potencial eólico requieren mucho tiempo y, a menudo, dependen de la disponibilidad de costosas torres meteorológicas. Asimismo, los modelos convencionales de flujo de viento son poco precisos ante regímenes de viento muy variables, y hasta en zonas de terreno moderadamente complejo, su exactitud decae sustancialmente con la distancia a la torre de observación más próxima.

Las técnicas de modelización meso-escalar y micro-escalar ofrecen una solución muy efectiva a todos estos problemas. Combinando la utilización de un sofisticado modelo de simulación atmosférica, capaz de reproducir los patrones de viento a gran escala, con un modelo de



viento micro-escalar que responda a las características del terreno y a la topografía, se pueden llevar a cabo estudios del potencial eólico en regiones extensas con un nivel de detalle imposible de alcanzar en el pasado. Además, hay que remarcar que no son necesarios datos de viento de entrada para conseguir resultados razonablemente precisos, a pesar de que los datos de torres meteorológicas son imprescindibles para confirmar el potencial eólico previsto en un punto concreto. La modelización atmosférica meso-escalar y micro-escalar reduce notablemente el costo y el tiempo necesarios para identificar y evaluar regiones potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos.

El objetivo de este proyecto es utilizar MesoMap para crear mapas de alta resolución del potencial eólico en la región de interés, en un formato que permita estudiar e identificar las zonas con más interés desde el punto de vista del desarrollo de nuevos proyectos.

En las próximas secciones describiremos en detalle el sistema MesoMap, así como el proceso y metodología de la generación de mapas; como se aplicó MesoMap en este proyecto; el proceso y resultado de la validación; los mapas finales y, finalmente, algunas consideraciones sobre la interpretación de los mapas.

2.1. SISTEMA MESOMAP

Básicamente, el sistema MesoMap consta de tres componentes: modelos, bases de datos y sistemas de cálculo. A continuación se describen cada uno de estos componentes.

2.1.1. MODELOS

En el corazón del sistema MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo numérico de predicción que fue desarrollado en los últimos 20 años por Meso Inc. como herramienta de investigación, así como plataforma de generación de productos meteorológicos comerciales. El MASS simula los fenómenos físicos fundamentales que gobiernan la atmósfera, incluyendo la conservación de la masa, la cantidad de movimiento y la energía (los principios básicos de la dinámica y termodinámica clásicas). También posee un módulo de energía cinética turbia que tiene en consideración a viscosidad y la estabilidad térmica de la cizalladura del viento. Como modelo dinámico, el MASS simula la evolución de las



condiciones atmosféricas en pasos de tiempo de la orden de pocos segundos. Esto genera una fuerte demanda de recursos computacionales, especialmente cuando se trabaja en resoluciones muy elevadas. Finalmente, el MASS se ajusta a un modelo más simple y rápido, WindMap.

Se trata de un modelo de conservación de masa que simula el flujo de viento. Dependiendo de la extensión y la complejidad de la región y de las necesidades, WindMap se utiliza para mejorar la resolución espacial de las simulaciones del MASS para así tener en consideración los efectos del terreno y las variaciones locales de la superficie.

2.1.2. BASE DE DATOS

El modelo MASS utiliza diferentes tipos de bases de datos globales, geofísicas y meteorológicas. Las principales fuentes de datos son datos de reanálisis, radiosondeo, superficie y características de los usos del suelo. La base de datos de reanálisis -a más importante- está constituida por datos meteorológicos históricos referidos a una red tridimensional generados por el US National Center for Environmental Prediction (NCEP) y el National Center for Atmospheric Research (NCAR). Estos datos permiten obtener una instantánea de las condiciones meteorológicas en todo el globo a distintas alturas y a intervalos de 6 horas.

Combinando los datos de radiosondeo, superficie y el reanálisis, se establecen las condiciones iniciales, así como las condiciones de contorno actualizadas para las simulaciones del modelo MASS. El MASS, por él incluso, determina la evolución de las condiciones atmosféricas. Como los datos de reanálisis tienen poco detalle, el MASS se ejecuta para toda una serie de simulaciones sucesivas, cada una de las cuales utiliza como entrada los datos de salida de la simulación precedente, hasta llegar al nivel de detalle deseado.

Las bases de datos geofísicos de entrada que se utilizan son, principalmente, la elevación y los usos del suelo, índice de vegetación y valores climatológicos de la temperatura del agua del mar. Los datos de elevación utilizados en MesoMap fueron generados y compilados en un modelo de elevación digital del terreno (DEM) en el marco del proyecto SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) por el National Geospatial-Intelligence Agency (NGA) y la National Aeronautics and Space Administration (NASA). Los usos del suelo son de la base elaborada



dentro del programa CORINE (Coordination of Information of the Environment), lo cual se inicia el 27 de junio de 1985 en virtud de una decisión del Consejo de ministros de la Unión Europea (CE/338/85), a partir de la clasificación de imágenes Landsat Thematic Mapper, con una resolución de 100 m.

2.1.3. SISTEMAS DE CÁLCULO

El sistema MesoMap genera un mapa del potencial eólico en diversos pasos. En primer lugar, el MASS simula las condiciones atmosféricas de 366 días seleccionados de entre un período de 15 años. Los días se eligen a través de un esquema aleatorio estratificado para que cada uno de los meses y estaciones del año estén igualmente representados en la muestra. Sólo el año es elegido de manera completamente aleatoria. Cada simulación genera el viento y otras variables meteorológicas (cómo pueden ser la temperatura, la presión, la humedad, la energía cinética turbia o el flujo de calor) en tres dimensiones en el dominio de integración, y la información se guarda en salidas horarias.

Una vez realizadas las simulaciones, los resultados se compilan en archivos resumen, que constituyen la entrada al modelo WindMap en la etapa final de realización de los mapas. Los de los productos principales son (1) mapas del viento medio a distintas alturas sobre el suelo, y (2) archivos de datos que contienen los parámetros de las distribuciones de frecuencias de la velocidad y dirección del viento. Los mapas y los datos se comparan con observaciones realizadas en torres meteorológicas sobre la superficie terrestre o sobre el mar y, en caso de observarse discrepancias significativas, se pueden realizar ajustes a posteriori.

2.1. ATLAS EÓLICO DE ESPAÑA

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE, puso a disposición pública el Atlas Eólico de España, desarrollado por la empresa Meteosim Truewind.

El Estudio del Recurso Eólico de España se encuentra la libre disposición pública para su consulta y utilización, mediante la navegación por un "Sistema de Información Geográfica", que permite estimar el recurso eólico para cada nodo generado en el mapa -con una resolución del mallar microescalar de 100 m-. Se potenció la funcionalidad del SIG incluyendo



información complementaria de interés: cartográfica y topográfica, figuras ambientales existentes, zonificación marina, etc. Asimismo, el aplicativo incluye intuitivos dispositivos de navegación para facilitar al usuario lo manejo de la herramienta.

En los siguientes apartados se muestran los distintos valores de potencial eólico que se obtienen del atlas del IDAE.

Tenemos los mapas de velocidad media anual a 80 metros, el mapa de densidad de potencia media anual también a 80 metros.

En función del mallar espacial también obtenemos la distribución del viento por dirección en el punto que identificamos cómo más próximo el emplazamiento del parque eólico, así como la rosa de vientos asociada.

Ahora bien, para interpretar y ajustar las estimaciones de la velocidad del viento se han de tener en cuenta los siguientes puntos:

1. En los cálculos se supuso que todos los puntos están libres de obstáculos susceptibles de alterar o de impedir el curso del viento. No se consideran obstáculos los árboles se son habituales en el entorno del punto de interés porque sus efectos ya se tuvieron en cuenta por el modelo. Ahora bien, las singularidades, como puede ser una edificación aislada o un grupo de árboles en un espacio abierto, se que se consideran obstáculos. Por regla general, el efecto disteis obstáculos se manifiesta la una altura que duplica la del propio obstáculo, y la una distancia a sotavento de entre 10 y 20 veces a altura del propio obstáculo.
2. Generalmente, los emplazamientos ubicados la una altura superior al promedio del elemento de cuadrícula de 100x100 m² son más ventosos que los que puedan estar por debajo. Se puede considerar que la velocidad se incrementa alrededor de 1 m/s por cada 100 m de ascenso, siendo mejor esta aproximación cuanto más aislada sea el elemento que se encuentra por encima de su entorno.
3. Las alteraciones del parámetro de rugosidad de la superficie - determinado esencialmente por la edificación y el tipo de vegetación pueden causar un impacto importante en el potencial eólico de un emplazamiento determinado, con un radio de influencia de entre 1 y 2 Km. Si la rugosidad es mucho más pequeña que la utilizada por el modelo, la velocidad media será



probablemente mayor. Los valores típicos de rugosidad van de 0,001 m en campo abierto sin árboles o arbustos significativos, a 0,1 m en terrenos mayoritariamente arbustivos, y la 1 m o más en zonas con muchos árboles. Valle la pena aclarar aquí que estos valores fueron relacionados indirectamente con la medida de la vegetación; en realidad se trata de una escala de longitud que se utiliza en las ecuaciones que gobiernan la estructura de la capa límite.

Un ajuste aproximado de la velocidad del viento en la dirección de la diferencia de rugosidad se puede obtener mediante la ecuación:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\log\left(\frac{500}{z_{01}}\right)}{\log\left(\frac{h}{z_{01}}\right)} \times \frac{\log\left(\frac{h}{z_{01}}\right)}{\log\left(\frac{500}{z_{02}}\right)},$$

En la cual v_1 y v_2 son, respectivamente, la velocidad del viento original y la ajustada a la altura h (en metros sobre el nivel efectivo del terreno), mientras que z_{01} y z_{02} son las rugosidades del modelo y de la superficie real (en metros). Para ilustrarlo con un ejemplo, supongamos que el modelo efectuó los cálculos considerando una región forestal bien arbolada, con un parámetro de rugosidad de 1 m, mientras en la realidad estos árboles no existen, de manera que la rugosidad se puede estimar en 0,1 m. Para una $h = 80$ m se obtiene:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\log\left(\frac{500}{1}\right)}{\log\left(\frac{80}{1}\right)} \times \frac{\log\left(\frac{80}{0.1}\right)}{\log\left(\frac{500}{0.1}\right)} = 1.11$$

Esto implica que la velocidad del viento dada por el modelo en este punto de cuadrícula debe ser incrementada en un 11%.

Esta fórmula asume que el viento se encuentra en un equilibrio con la nueva rugosidad superficial por encima de la altura de interés (en este caso 80 m). Cuando se pasa de rugosidades altas a bajas (de una zona boscosa a un campo abierto, por ejemplo) las dimensiones de la zona despejada tienen que ser de la orden del kilómetro o más para que realmente se pueda notar el valor más bajo de rugosidad. En cambio, cuando se pasa de



rugosidades bajas a altas, la reducción en la velocidad del viento es detectable cuando la alteración tuvo lugar en distancias claramente inferiores a un kilómetro.

Dada la metodología utilizada en el sistema MesoMap, la serie de datos obtenida mediante este sistema es una serie que representa ya las condiciones del viento esperadas en un año medio. Por este motivo, tanto las velocidades como las producciones obtenidas representan las velocidades o producciones medias esperadas al largo plazo en el emplazamiento, y no es necesario realizar ninguna extrapolación a largo plazo.

2.2. CONCLUSIONES DEL SISTEMA MESOMAP

Partiendo del sistema explicado en los apartados anteriores, se analiza para la posible ubicación del proyecto los datos que resultan del sistema Mesomap. Resultando para el emplazamiento del proyecto los siguientes resultados, según el Atlas Eólico del IDEA mencionado anteriormente.

- Velocidad de viento a 80 m de altura: 6,0 – 6,5 m/s
- Densidad de potencia en el emplazamiento a 80 m: 450 – 500 W/m²

La distribución espacial del viento en el emplazamiento por direcciones sería la siguiente:

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	1.58	3.431	0.33	3.964	1.74
NNE	3.57	5.231	2.09	5.889	1.986
NE	10.18	6.169	7.9	6.866	2.442
ENE	18.78	6.925	19.89	7.772	2.7



E	6.44	5.6	3.87	6.217	2.314
ESE	2.5	4.7	1.09	5.29	1.941
SE	1.29	4.35	0.59	4.97	1.629
SSE	1.51	4.819	0.91	5.59	1.714
S	3.61	6.769	4.68	7.665	1.98
SSW	5.77	7.925	12.03	8.848	1.905
SW	8.4	7.269	14.1	8.342	1.972
WSW	13.01	6.594	15.14	7.779	2.338
W	13.9	6.244	13.2	7.315	2.399
WNW	5.43	5.319	3.28	6.118	2.167
NW	2.32	3.794	0.58	4.342	1.878
NNW	1.7	3.4	0.33	3.929	1.824

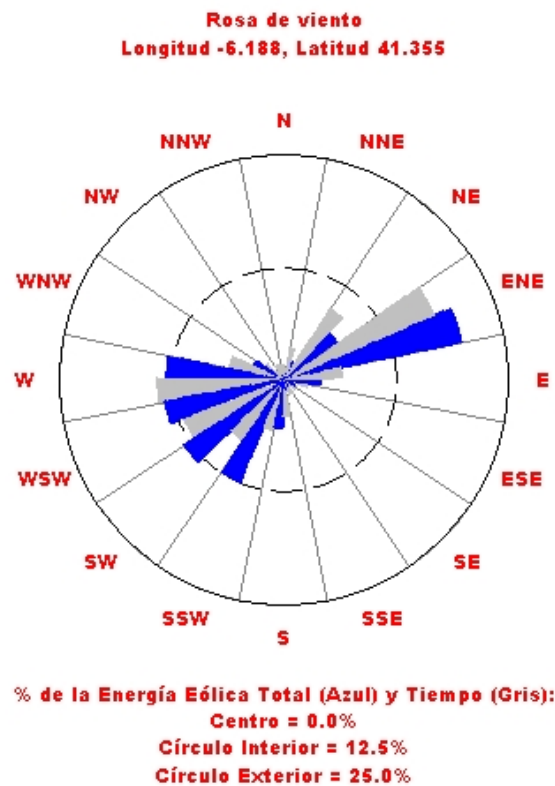


Figura 1 Rosa de vientos medida en el emplazamiento

3. MEDICIÓN DE VIENTOS EN EL EMPLAZAMIENTO

Tal y como se ha comentado con anterioridad, una vez constatado la existencia de recurso eólico suficiente para analizar más en detalle la viabilidad de la instalación de un parque eólico en el emplazamiento, se determinó la instalación de dos torres de medición de viento en el entorno del parque eólico previsto.

Se procedió a la instalación de dos torres de medición de viento, tras obtener las oportunas licencias municipales, en el los siguientes emplazamientos.

3.1. TORRE ANEMOMÉTRICA ALMEIDA

La torre anemométrica Almeida fue instalada en la siguiente ubicación



Torre anemométrica	Almeida
Ubicación (X, Y)	(742.713, 4.575.336)
Fecha de instalación	Octubre 2012
Ayuntamiento	Almeida de Sayago
Provincia	Zamora

3.1.1. DATOS MEDIDOS EN EL EMPLAZAMIENTO

Los datos de viento recogidos durante el período de doce meses en el emplazamiento Almeida han sido los siguientes:

Mes	ANE 1 (40m)	Veleta 1 (40 m)	ANE 2 (20m)	Veleta 2 (20 m)
Noviembre 2011	3,64	114,96	2,33	117,55
Diciembre 2011	4,49	172,55	3,17	176,43
Enero 2012	5,54	159,36	4,87	165,58
Febrero 2012	5,55	103,26	4,57	108,11
Marzo 2012	5,30	123,05	4,15	129,10
Abril 2012	5,55	208,17	4,55	214,37
Mayo 2012	4,89	207,39	3,97	211,69
Junio 2012	5,37	224,10	4,45	228,67
Julio 2012	4,90	180,74	4,04	183,24
Agosto 2012	4,77	213,45	4,05	216,18



Septiembre 2012	5,60	147,30	4,66	149,91
Octubre 2012	3,91	190,80	3,16	188,35
Noviembre 2012	6,20	192,66	4,99	199,19
Acumulado	5,05	172,14	4,07	176,03

3.1.2. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD WEIBULL

A partir de los datos medidos en el emplazamiento, mediante la utilización del programa Windfarm se analiza la distribución de probabilidad de los datos en el emplazamiento resultando los siguientes parámetros Weibull

Serie de datos	Almeida
Velocidad media a 40 m	4,57 m/s
Parámetro de escala A (m/s)	5,2 m/s
Parámetro de forma K	2,21
Potencia media (W/m ²)	104
Direcciones predominantes	NE y OSO
Frecuencia	15,4% y 14,7%
Velocidad	5,51 m/s e 4,81 m/s



Resultantes de la siguiente distribución Weibull

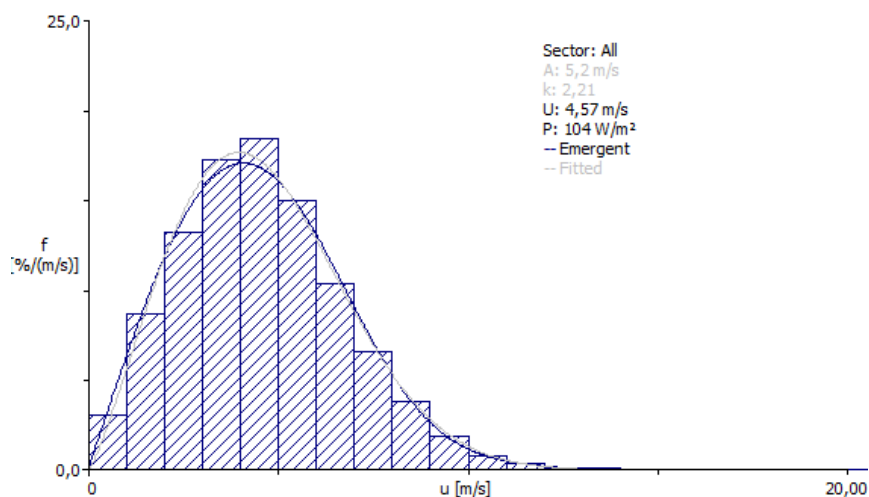


Figura 2 Distribución Weibull

Así mismo, tendremos la siguiente distribución por sectores de los datos de referencia

Sector		Wind climate				Power		Quality
number	angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	power density [W/m²]		Speed discrepancy [%]
1	0	2,0	3,4	1,76	3,01	37		0,905%
2	23	3,7	4,9	2,07	4,30	90		1,101%
3	45	15,4	6,1	3,38	5,51	136		1,994%
4	68	9,7	5,6	2,92	4,97	107		2,096%
5	90	3,1	4,2	2,23	3,69	53		2,607%
6	113	1,7	3,5	1,95	3,10	36		0,984%
7	135	1,6	3,5	1,95	3,11	36		2,555%
8	158	2,3	3,6	2,19	3,19	35		1,653%
9	180	3,6	4,0	1,72	3,57	63		-1,676%
10	203	7,7	4,9	1,63	4,37	123		-2,764%
11	225	12,2	5,3	1,91	4,70	127		-2,240%
12	248	14,7	5,4	2,28	4,81	116		-1,339%
13	270	12,0	5,2	2,29	4,65	104		-1,380%
14	293	6,2	5,1	2,32	4,56	97		-0,035%
15	315	2,9	4,3	2,34	3,84	57		2,231%
16	338	1,4	3,3	1,91	2,96	32		1,657%
All (emergent)					4,57	104		
Source data					n/a	n/a		



Lo que representado en un diagrama sectorial nos arroja la siguiente Rosa de vientos para el emplazamiento analizado.

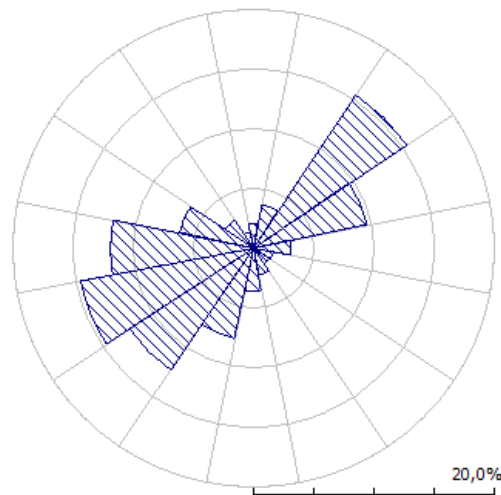


Figura 3 Rosa de vientos en el emplazamiento

En lo referente al contenido energético del viento, segundo se aprecia en la Tabla, está prácticamente concentrado en la dirección NE y en la dirección OSO. Será esta, por lo tanto, la dirección predominante a la hora de la colocación de los aerogeneradores, en la que se intentará minimizar las pérdidas por estelas, como se verá en el apartado correspondiente de este anexo.

3.2. TORRE ANEMOMÉTRICA MUGA

La torre anemométrica Muga fue instalada en la siguiente ubicación

Torre anemométrica	Muga
Ubicación (X, Y)	(734.410, 4.587.930)
Fecha de instalación	Diciembre 2011



Ayuntamiento	Muga de Sayago
Provincia	Zamora

3.2.1. DATOS MEDIDOS EN EL EMPLAZAMIENTO

Mes	ANE 1 (40m)	Veleta 1 (40 m)	ANE 2 (20m)	Veleta 2 (20 m)
Enero 2012	6,37	4,10	5,77	139,99
Febrero 2012	6,43	16,76	5,85	196,03
Marzo 2012	5,51	133,95	4,75	131,97
Abril 2012	6,02	218,46	5,26	213,90
Mayo 2012	5,18	216,02	4,56	210,56
Junio 2012	5,35	231,28	4,80	224,70
Julio 2012	4,85	188,45	4,25	188,43
Agosto 2012	4,83	220,98	4,34	217,86
Septiembre 2012	5,94	156,33	5,29	152,85
Octubre 2012	3,99	231,17	3,56	224,88
Noviembre 2012	5,95	242,1	5,47	237,7
Diciembre 2012	6,15	225,6	5,78	224,3
Acumulado	5,49	163,77	4,87	189,70



3.2.2. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE WEIBULL

A partir de los datos medidos en el emplazamiento, mediante la utilización del programa Windfarm se analiza la distribución de probabilidad de los datos en el emplazamiento resultando los siguientes parámetros Weibull

Serie de datos	Muga
Velocidad media a 40 m	5,12 m/s
Parámetro de escala A (m/s)	5,8 m/s
Parámetro de forma K	2,04
Potencia media (W/m ²)	158
Direcciones predominantes	ENE, OSO Y O
Frecuencia	13%, 13,6% y 14,6%
Velocidad	5,98 m/s, 5,21m/s y 5,03 m/s



Resultando la siguiente distribución Weibull

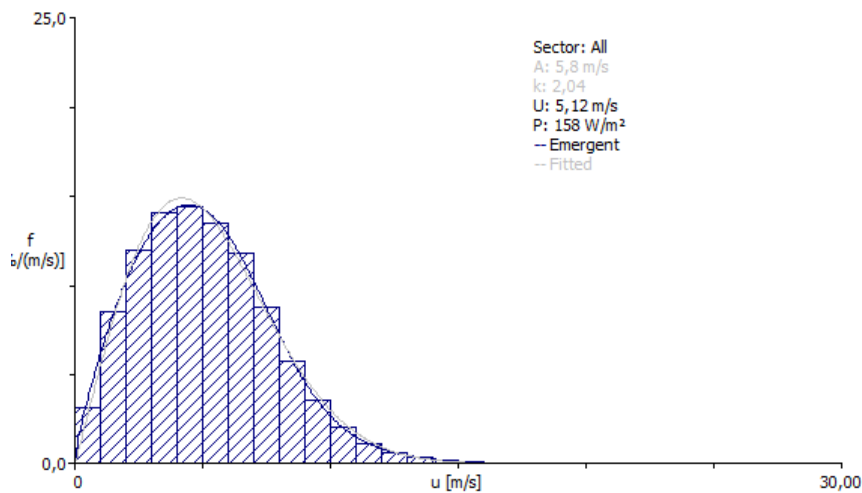


Figura 4 Distribución de Weibull

Representando en un diagrama sectorial nos arroja la siguiente Rosa de vientos para el emplazamiento analizado.

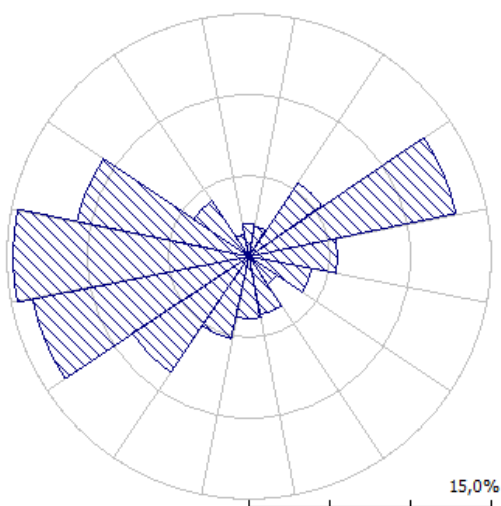


Figura 5 Rosa de vientos en el emplazamiento



En lo referente al contenido energético del viento, segundo se aprecia en la Tabla, está prácticamente concentrado en la dirección NE y en la dirección O. Será esta, por lo tanto, la dirección predominante a la hora de la colocación de los aerogeneradores, en la que se intentará minimizar las pérdidas por estelas, como se verá en el apartado correspondiente de este anexo.

4. MODELIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La evaluación del recurso eólico consistió básicamente en:

- **Cálculo del campo de vientos tridimensional** con el fin de obtener la distribución espacial del campo de vientos y, en base a eso, determinar las zonas de mayor potencial eólico. Se hace a partir de los datos de la torre anemométrica ubicada en las coordenadas anteriormente identificadas.
- **Implantación final de aerogeneradores y cálculo de la producción neta esperada en un año medio.** Con el fin de evaluar la producción eléctrica en el emplazamiento del Parque Eólico se utilizaron los siguientes procedimientos:
 1. Para obtener el nivel del recurso eólico disponible en el emplazamiento, se procedió a analizar la serie de datos obtenidos de las torres Muga y Almeida, usando para eso el programa WAsP 9.0. Programa para la extrapolación vertical y horizontal de estadísticas climáticas de viento creado por el Departamento de Energía Eólica y Física Atmosférica del Rísø National Laboratory, Dinamarca.
 2. Con este programa se evaluó la distribución espacial del régimen de vientos a partir de los datos de viento disponibles, determinándose los mapas de isoventas del emplazamiento.
 3. Una vez que se dispone de la distribución espacial de vientos, se ha calculado la producción con distintos modelos de aerogenerador, con distintas alturas de buje,



extrapolando verticalmente el régimen de vientos y utilizando las curvas de potencia y empuje de los aerogeneradores facilitadas por los fabricantes.

3. Se realizó un cálculo de las estelas provocadas por la interferencia entre aerogeneradores, con el programa PARK, optimizándose así la disposición de los mismos.

4. Finalmente y habida cuenta los resultados anteriores se evaluó la producción energética de los aerogeneradores propuestos para el emplazamiento.

4.1. DATOS DE PARTIDA

La información de partida necesaria para la realización del estudio hace referencia a:

- Datos de una serie temporal de viento en el emplazamiento, a partir de la torre de referencia.
- Orografía del emplazamiento.
- Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo.
- Densidad del aire en el emplazamiento.
- Curva de potencia y empuje del aerogenerador.

4.1.1. SERIE TEMPORAL

Para modelizar el Parque Eólico se empleó la serie de datos diezminutales a lo largo del período de datos existentes en la torre de referencia, una vez corregidos y filtrados, tal y como se ha comentado en apartados anteriores.

A partir de los datos existentes una vez filtrados lo que se realizó fue una corrección de los mismos.

Debido a que no coinciden las alturas de buje de los aerogeneradores con las tomas de datos de las estaciones meteorológicas hace falta extrapolar la serie de viento con relación a altura.



En el siguiente apartado se muestra la velocidad de viento en cada rumbo y nivel de medida y los valores de perfil vertical en cada sector, asumiendo que la variación del viento que altura sigue una ley exponencial del tipo siguiente:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left[\frac{h_2}{h_1} \right]^\alpha$$

siendo:

V_2	=	Velocidad del viento en el nivel 2
V_1	=	Velocidad del viento en el nivel 1
h_2	=	Altura del nivel 2
h_1	=	Altura del nivel 1
α	=	Exponente de la ley potencial

Esta correlación en altura es realizada por el propio programa informático (WASP)

4.1.2. OROGRAFÍA

Los datos de la orografía del terreno son utilizados como dato de entrada por los modelos de evaluación del campo de vientos. Para la evaluación del emplazamiento del Parque Eólico se utilizó la cartografía digital de escala 1:25.000 facilitada por el Instituto Geográfico Nacional, con curvas de nivel cada 10 metros. En la zona del emplazamiento, se empleó una topografía más detallada de escala 1:10.000 del Instituto Geográfico Nacional, con curvas de nivel cada 5 metros.

4.1.3. RUGOSIDAD SUPERFICIAL

El emplazamiento se halla cubierto en la zona de implantación de aerogeneradores por matorral bajo (tojo). Por tanto, se utilizó $z_0=30$ cm como valor de rugosidad uniforme para la elaboración del Atlas eólico, ya que puede considerarse que este valor es válido en un entorno suficientemente amplio de la estación de referencia y de los aerogeneradores.

Vegetación baja y pequeños arbustos: 0,3 m



4.1.4. DENSIDAD DEL AIRE

Para calcular la producción eléctrica se procede a calcular el mapa de vientos de la zona, a partir de la serie de datos obtenida en la torre de medición, y se aplica la curva de potencia correspondiente al aerogenerador a la densidad del aire en el emplazamiento, proporcionada por el fabricante de los aerogeneradores.

Se determinó que la densidad del aire, considerando una altitud media en el buje de 905 metros s.n.m., es de 1,225 kg/m³.

4.1.5. CURVA DE POTENCIA

Se ha seleccionado para este análisis la curva de potencia correspondiente al aerogenerador ENERCON E160, que se adjunta a continuación.

V (m/s)	P (kW)	Ct
0,00	0	0,00
0,50	0	0,00
1,00	0	0,00
1,50	0	0,00
2,00	0	0,00
2,50	37	0,95
3,00	98	0,86
3,50	193	0,84
4,00	322	0,84



4,50	487	0,84
5,00	691	0,83
5,50	938	0,83
6,00	1229	0,82
6,50	1564	0,81
7,00	1935	0,78
7,50	2328	0,75
8,00	2724	0,70
8,50	3105	0,64
9,00	3458	0,59
9,50	3773	0,53
10,00	4040	0,48
10,50	4251	0,43
11,00	4406	0,38
11,50	4510	0,34
12,00	4574	0,30
12,50	4600	0,26
13,00	4600	0,23
13,50	4600	0,21
14,00	4600	0,18
14,50	4600	0,17
15,00	4600	0,15



15,50	4600	0,14
16,00	4600	0,12
16,50	4600	0,11
17,00	4600	0,10
17,50	4600	0,10
18,00	4600	0,09
18,50	4600	0,08
19,00	4600	0,08
19,50	4600	0,07
20,00	4600	0,07
20,50	4600	0,06
21,00	4600	0,06
21,50	4600	0,05
22,00	4600	0,05

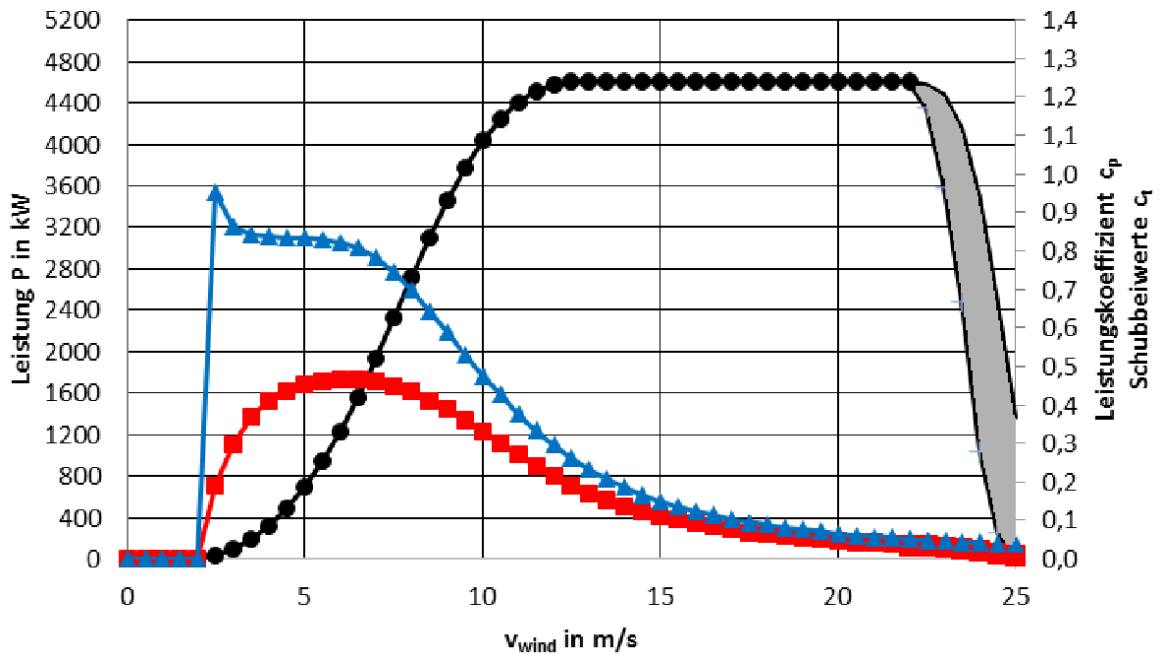


Figura 6 Curva de potencia y empuje ENERCON E160

4.2. RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN

A partir de los datos de partida definidos en el apartado se elaboró el mapa eólico de la zona. Utilizando dicho Atlas se obtuvo el mapa de densidad de energía una altitud de referencia tipo de 100 metros de altura en un área de 10 km x 10 km, que cobre la totalidad del área de incidente energético del proyecto. La resolución de los resultados es de 25 metros.

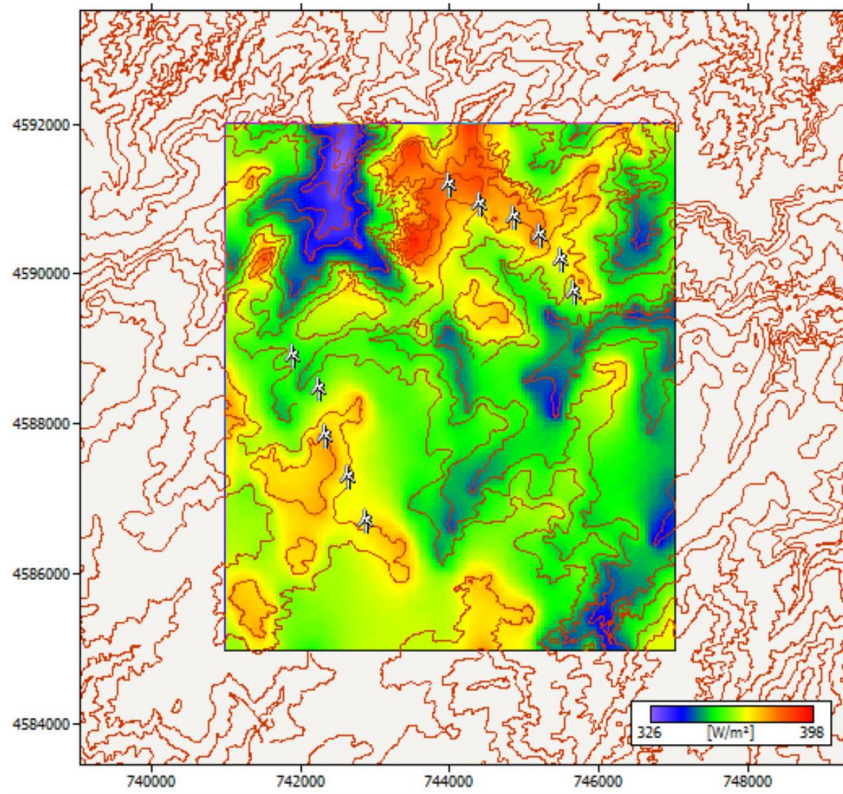


Figura 7 Densidad de potencia eólica

Como puede apreciarse, el recurso eólico alcanza valores de nivel medio en el área del proyecto. La disposición de los aerogeneradores es agrupados de forma que se maximicen los vientos dominantes, habida cuenta los condicionantes deber a la orografía del lugar, separación mínima de 500 m de áreas habitadas, zonas de alta sensibilidad ambiental y yacimientos arqueológicos catalogados. Además la distancia entre aerogeneradores se definió toda vez que se hallan situados en la dirección predominante del viento, por lo que se separaron, en función de la orientación y del diámetro del rotor, atendiendo a las especificaciones del fabricante.

La velocidad media del viento a altura de buje puede observarse en la figura siguiente:

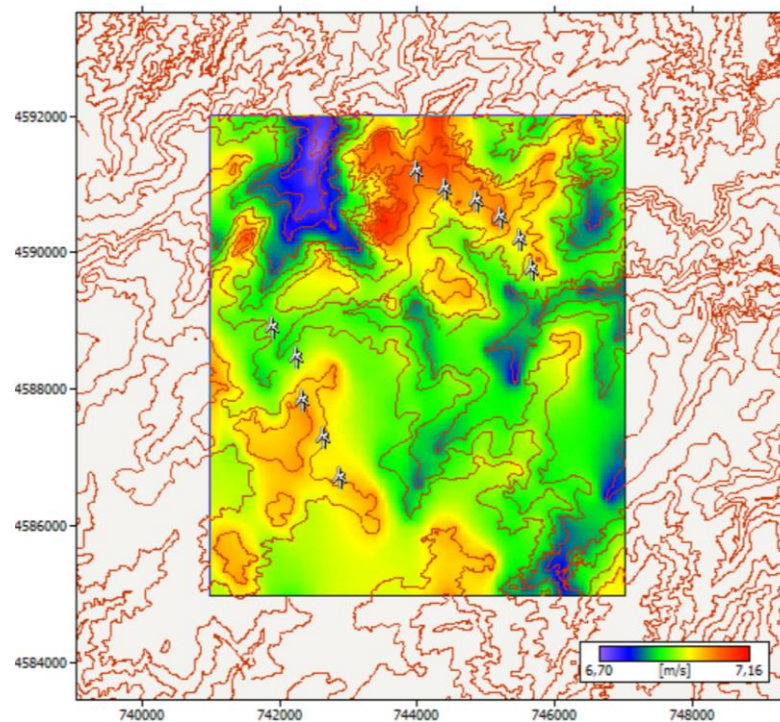


Figura 8 Velocidad media

En la figura siguiente se puede apreciar la predicción obtenida con la modelización de las frecuencias de viento y la densidad de la energía por sectores en el emplazamiento.

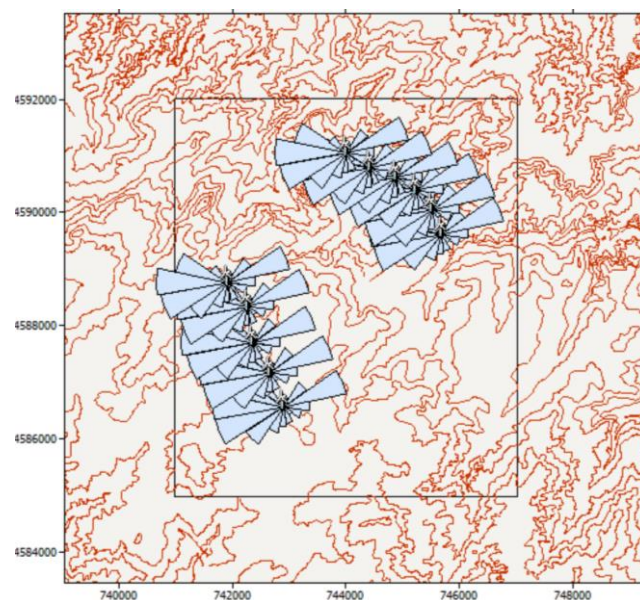


Figura 9 Predicción de frecuencia de vientos por sectores



5. PRODUCCIÓN OBTENIDA

Los resultados obtenidos han sido los siguientes tras la modelización y los cálculos realizados han sido los siguientes:

AERO	UBICACIÓN	POTENCIA (MW)	ALTITUD (m)	VELOCIDAD (m/s)	PRODUCCIÓN BRUTA (GWh/año)	ESTELAS (%)	PRODUCCIÓN BRUTA SIN ESTELAS (GWh/año)	PRODUCCIÓN NETA (GWh/año)	HORAS NETAS
PDC01	(742902, 4586557)	4600	805	6,91	15,293	0,59	15,202	14,138	3074
PDC02	(742540, 4587209)	4600	805	6,90	15,274	1,54	15,039	13,986	3041
PDC03	(742296, 4587679)	4600	810	6,95	15,403	1,83	15,122	14,063	3057
PDC04	(742285, 4588231)	4600	798	6,86	15,146	2,72	14,734	13,703	2979
PDC05	(741940, 4588813)	4600	794	6,82	15,013	2,03	14,708	13,678	2974
PDC06	(745662, 4589635)	4600	777	6,85	15,113	1,88	14,829	13,791	2998
PDC07	(745527, 4590045)	4600	781	6,89	15,229	3,84	14,644	13,619	2961
PDC08	(745245, 4590385)	4600	787	6,94	15,375	5,83	14,478	13,465	2927
PDC09	(744835, 4590587)	4600	789	6,92	15,316	6,04	14,391	13,384	2910
PDC10	(744424, 4590790)	4600	790	6,91	15,286	4,48	14,601	13,579	2952
PDC11	(744009, 4591052)	4000	795	6,97	13,455	1,77	13,217	12,292	3073

PROMEDIO	794	6,90	15,082	2,96	14,633	13,609	2995
----------	-----	------	--------	------	--------	--------	------

Tras el análisis de los datos obtenidos, se concluye que la posición para la ubicación de los aerogeneradores, que optimiza el aprovechamiento del emplazamiento es la reflejada en la tabla anterior.



La producción bruta de los aerogeneradores en esta localización será de 165,9 GWh/año, pero la producción eólica será menor, se tenemos en cuenta:

- **Densidad del viento:** Para obtener la producción eléctrica teórica en el parque se tuvieron en cuenta a curva de potencia suministrada por el fabricante. Dicha curva está basada en unas condiciones de densidad que resulta ser de $1,225\text{kg/m}^3$.
- **Estelas:** Aunque los aerogeneradores se colocaron habida cuenta la dirección de los vientos dominantes, hay que tener en cuenta que cuando se produzca una variación en la dirección del viento, un aerogenerador podría provocar inferencias en otro. Estas pérdidas se calcularon mediante lo programa PARK, y resultan ser del 2,96 %.
- **Histéresis:** Deber a vientos elevados supone un 0,5 %
- **Averías y mantenimientos:** Supone al año unas pérdidas de alrededor del 2%.
- **Pérdidas eléctricas:** Se suponen del 2 %.
- **Otras pérdidas:** Supone otro 2,5 %, deber la suciedad en las palas, etc.

Considerando lo anterior podemos determinar las siguientes condiciones de funcionamiento para el conjunto del Parque Eólico.



Parque Eólico	
Número de aerogeneradores	11
Potencia unitaria de cada aerogenerador	4,6 y 4 MW
Potencia máxima del parque eólico	50 MW
Producción bruta teórica	165.903 MWh/año
Pérdidas por estelas	2,96 %
Otras Pérdidas	2,5 %
Histéresis por vientos fuertes y suciedad/ hielo en las palas	0,5 %
Pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores (incluye degradación de la curva de potencia)	2,0 %
Pérdidas eléctricas (incluye indisponibilidad de la red)	2,0 %
Producción neta esperada en el parque	149.698 MWh/año
Horas anuales equivalentes	2.994 h
Factor de utilización	34,17 %

Las posiciones se definieron según el recurso existente, el espacio disponible comprobado en la cartografía y ortofotos aéreas disponibles del emplazamiento, lo que condicionó la elección del aerogenerador. Se ha seleccionado el modelo de aerogenerador clase III (ENERCON E160), de 4,6 y 4 MW de potencia unitaria y 166,6 metros de altura de buje, ubicándose en cada posición lo que optimiza el aprovechamiento del recurso disponible.

Para modelizar el viento se empleó la serie de datos diezminutales extraídos de una torre ubicada en la parte central del parque eólico del emplazamiento y corroborada, por otras torres próximas.



Habida cuenta el aprovechamiento máximo del emplazamiento se definió la disposición de los aerogeneradores en función de la orografía de la zona del proyecto.

El promedio de las velocidades del viento en las turbinas es de 6,90 m/s por lo que su producción bruta será de 165.903 MWh/año. La eficiencia media de los aerogeneradores del parque, habida cuenta el efecto provocado por las estelas originadas por las turbinas contiguas, es del 97,03%.

En consecuencia, la producción neta promedio de los aerogeneradores en el parque es de 149.698 MWh/año, lo que supone 2.994 horas equivalentes al año.



6. RESULTADOS POR SECTORES

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	5,9	1,79	2,05	5,28	222,479	214,861	96,58
PDC02	5,9	1,79	2,05	5,28	223,237	221,622	99,28
PDC03	6,0	1,79	2,06	5,33	228,682	183,356	80,18
PDC04	5,9	1,79	2,06	5,26	222,456	222,456	100,0
PDC05	5,9	1,80	2,07	5,27	224,367	224,367	100,0
PDC06	5,9	1,79	2,07	5,28	224,932	202,715	90,12
PDC07	5,9	1,79	2,06	5,28	224,076	224,076	100,0
PDC08	6,0	1,79	2,06	5,31	226,277	226,277	100,0
PDC09	6,0	1,79	2,08	5,35	231,359	231,359	100,0
PDC10	6,0	1,79	2,07	5,33	229,128	229,128	100,0
PDC11	6,0	1,80	2,05	5,34	228,243	228,243	100,0
Sector 1 total	-	-	-	-	2485,235	2408,460	96,91

Sector 2 (23°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	6,5	2,06	2,05	5,78	261,041	246,793	94,54
PDC02	6,5	2,06	2,04	5,76	257,898	245,016	95,0



PDC03	6,5	2,07	2,01	5,78	256,351	247,351	96,49
PDC04	6,5	2,07	2,03	5,72	252,992	247,951	98,01
PDC05	6,4	2,07	2,02	5,70	250,109	250,109	100,0
PDC06	6,5	2,06	2,05	5,75	257,338	257,338	100,0
PDC07	6,5	2,06	2,05	5,77	259,971	259,971	100,0
PDC08	6,5	2,06	2,04	5,80	261,226	261,226	100,0
PDC09	6,6	2,07	2,06	5,83	265,690	265,690	100,0
PDC10	6,5	2,07	2,04	5,78	259,274	259,274	100,0
PDC11	6,5	2,07	2,00	5,77	253,142	253,142	100,0
Sector 2 total	-	-	-	-	2835,032	2793,861	98,55

Sector 3 (45°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,6	2,81	5,84	7,66	1219,405	1187,582	97,39
PDC02	8,5	2,81	5,76	7,61	1192,641	1137,563	95,38
PDC03	8,5	2,81	5,69	7,61	1177,495	1120,063	95,12
PDC04	8,5	2,81	5,73	7,54	1169,047	1105,786	94,59
PDC05	8,4	2,82	5,69	7,47	1145,493	1092,826	95,4
PDC06	8,5	2,83	5,84	7,58	1202,350	1202,350	100,0
PDC07	8,6	2,82	5,84	7,63	1215,177	1215,177	100,0



PDC08	8,6	2,81	5,79	7,66	1209,085	1209,085	100,0
PDC09	8,6	2,83	5,90	7,68	1239,472	1239,472	100,0
PDC10	8,6	2,82	5,78	7,62	1198,855	1198,855	100,0
PDC11	8,5	2,81	5,64	7,60	1163,588	1163,588	100,0
Sector 3 total	-	-	-	-	1322,607	12872,346	98,02

Sector 4 (68°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	9,5	3,63	12,92	8,61	3302,867	3302,867	100,0
PDC02	9,5	3,64	12,93	8,59	3297,056	3297,056	100,0
PDC03	9,5	3,64	12,85	8,61	3287,909	3240,199	98,55
PDC04	9,5	3,64	12,90	8,52	3256,058	3148,426	96,69
PDC05	9,4	3,65	12,79	8,44	3183,250	3042,885	95,59
PDC06	9,4	3,64	12,82	8,50	3225,022	3225,022	100,0
PDC07	9,5	3,63	12,87	8,57	3270,183	3270,183	100,0
PDC08	9,6	3,64	12,90	8,62	3309,792	3309,792	100,0
PDC09	9,5	3,63	12,76	8,58	3248,473	3248,473	100,0
PDC10	9,5	3,64	12,83	8,56	3260,798	3260,798	100,0
PDC11	9,6	3,64	12,74	8,62	3264,131	3264,131	100,0
Sector 4 total	-	-	-	-	35905,536	35609,829	99,18



Sector 5 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,2	2,76	5,37	7,28	1032,241	1032,241	100,0
PDC02	8,2	2,78	5,39	7,28	1037,263	1037,263	100,0
PDC03	8,3	2,81	5,44	7,35	1065,145	1065,145	100,0
PDC04	8,1	2,79	5,40	7,24	1031,162	1031,162	100,0
PDC05	8,1	2,82	5,43	7,21	1030,730	1022,705	99,22
PDC06	8,1	2,79	5,35	7,21	1014,495	1014,495	100,0
PDC07	8,1	2,78	5,36	7,25	1025,052	1025,052	100,0
PDC08	8,2	2,78	5,38	7,31	1042,495	1042,495	100,0
PDC09	8,2	2,79	5,33	7,27	1023,772	1020,121	99,64
PDC10	8,2	2,80	5,37	7,27	1033,159	966,514	93,55
PDC11	8,3	2,83	5,57	7,43	1109,770	1109,770	100,0
Sector 5 total	-	-	-	-	11445,284	11366,963	99,32

Sector 6 (113°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,3	1,78	3,81	7,40	700,699	700,699	100,0
PDC02	8,3	1,78	3,84	7,43	709,947	709,947	100,0
PDC03	8,5	1,78	3,91	7,55	735,218	735,218	100,0



PDC04	8,3	1,78	3,87	7,42	714,907	714,907	100,0
PDC05	8,4	1,79	3,92	7,43	725,509	723,945	99,78
PDC06	8,3	1,78	3,85	7,39	707,870	707,870	100,0
PDC07	8,3	1,78	3,83	7,40	704,537	704,537	100,0
PDC08	8,4	1,78	3,84	7,46	713,740	703,741	98,6
PDC09	8,4	1,78	3,85	7,46	714,043	582,838	81,63
PDC10	8,4	1,78	3,88	7,48	721,577	502,913	69,7
PDC11	8,6	1,79	3,95	7,61	751,014	546,964	72,83
Sector 6 total	-	-	-	-	7899,060	7333,579	92,84

Sector 7 (135°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	6,0	1,51	2,03	5,38	231,657	231,657	100,0
PDC02	6,0	1,51	2,05	5,40	235,485	232,886	98,9
PDC03	6,1	1,51	2,09	5,54	250,908	227,616	90,72
PDC04	6,0	1,51	2,07	5,42	238,990	238,990	100,0
PDC05	6,0	1,51	2,10	5,45	244,340	186,691	76,41
PDC06	6,0	1,51	2,06	5,39	235,258	235,258	100,0
PDC07	6,0	1,51	2,04	5,39	233,488	226,065	96,82



PDC08	6,0	1,51	2,05	5,43	237,480	164,460	69,25
PDC09	6,0	1,51	2,06	5,45	239,508	159,631	66,65
PDC10	6,0	1,51	2,07	5,45	241,235	213,402	88,46
PDC11	6,3	1,51	2,13	5,65	262,132	208,197	79,42
Sector 7 total	-	-	-	-	2650,481	2324,853	87,71

Sector 8 (158°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	9,8	2,08	3,49	8,66	799,032	799,032	100,0
PDC02	9,8	2,08	3,52	8,70	808,961	692,744	85,63
PDC03	10,0	2,08	3,56	8,83	829,589	690,461	83,23
PDC04	9,8	2,08	3,54	8,69	813,097	712,908	87,68
PDC05	9,8	2,08	3,59	8,71	825,840	705,275	85,4
PDC06	9,8	2,07	3,54	8,68	810,510	810,510	100,0
PDC07	9,8	2,07	3,51	8,68	804,379	655,787	81,53
PDC08	9,9	2,08	3,52	8,75	813,021	708,358	87,13
PDC09	9,9	2,07	3,54	8,77	818,504	809,565	98,91
PDC10	9,9	2,08	3,56	8,78	824,199	824,199	100,0
PDC11	10,0	2,07	3,58	8,85	834,883	834,883	100,0
Sector 8 total	-	-	-	-	8982,015	8243,723	91,78



Sector 9 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,3	1,88	3,85	7,37	713,395	713,395	100,0
PDC02	8,3	1,88	3,85	7,35	711,483	698,807	98,22
PDC03	8,3	1,88	3,85	7,39	717,015	717,015	100,0
PDC04	8,2	1,88	3,85	7,31	706,857	614,951	87,0
PDC05	8,2	1,88	3,88	7,30	710,780	710,780	100,0
PDC06	8,3	1,88	3,88	7,35	716,878	716,878	100,0
PDC07	8,3	1,88	3,86	7,37	716,135	671,197	93,72
PDC08	8,3	1,88	3,85	7,40	718,504	718,504	100,0
PDC09	8,4	1,88	3,90	7,45	732,226	732,226	100,0
PDC10	8,3	1,88	3,88	7,40	722,785	722,785	100,0
PDC11	8,3	1,88	3,84	7,40	716,256	714,033	99,69
Sector 9 total	-	-	-	-	7882,314	7730,570	98,07



Sector 10 (203°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,3	1,86	5,35	7,40	994,466	994,466	100,0
PDC02	8,3	1,86	5,33	7,37	986,366	986,366	100,0
PDC03	8,3	1,86	5,29	7,38	982,210	982,210	100,0
PDC04	8,2	1,86	5,31	7,31	974,346	974,346	100,0
PDC05	8,2	1,86	5,31	7,27	965,846	965,846	100,0
PDC06	8,3	1,86	5,36	7,34	987,753	987,753	100,0
PDC07	8,3	1,86	5,35	7,38	993,108	991,325	99,82
PDC08	8,3	1,86	5,34	7,41	995,165	985,136	98,99
PDC09	8,4	1,86	5,38	7,44	1008,228	990,036	98,2
PDC10	8,3	1,86	5,34	7,39	992,153	963,498	97,11
PDC11	8,3	1,86	5,25	7,37	971,749	932,376	95,95
Sector 10 total	-	-	-	-	10851,387	10753,357	99,1

Sector 11 (225°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,7	2,01	9,07	7,67	1796,905	1796,905	100,0
PDC02	8,6	2,01	8,98	7,63	1768,452	1768,452	100,0
PDC03	8,6	2,01	8,86	7,63	1742,535	1742,535	100,0



PDC04	8,5	2,01	8,92	7,56	1736,795	1736,795	100,0
PDC05	8,4	2,01	8,85	7,49	1700,595	1700,595	100,0
PDC06	8,6	2,01	9,03	7,58	1762,317	1714,270	97,27
PDC07	8,6	2,01	9,06	7,63	1784,487	1723,084	96,56
PDC08	8,7	2,01	9,00	7,67	1784,276	1720,706	96,44
PDC09	8,6	2,02	9,08	7,66	1796,620	1726,032	96,07
PDC10	8,6	2,01	8,96	7,62	1761,752	1689,681	95,91
PDC11	8,6	2,01	8,78	7,62	1723,218	1680,987	97,55
Sector 11 total	-	-	-	-	19357,954	19000,046	98,15

Sector 12 (248°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,5	2,29	13,98	7,52	2771,032	2771,032	100,0
PDC02	8,5	2,30	13,90	7,51	2746,835	2746,835	100,0
PDC03	8,5	2,30	13,69	7,53	2715,636	2715,636	100,0
PDC04	8,4	2,30	13,80	7,45	2696,827	2696,827	100,0
PDC05	8,3	2,30	13,61	7,37	2623,003	2623,003	100,0
PDC06	8,4	2,30	13,78	7,43	2684,869	2574,401	95,89
PDC07	8,5	2,29	13,89	7,49	2734,574	2641,042	96,58
PDC08	8,5	2,30	13,88	7,54	2759,608	2694,769	97,65



PDC09	8,5	2,30	13,74	7,50	2711,378	2672,284	98,56
PDC10	8,4	2,30	13,73	7,48	2701,685	2701,685	100,0
PDC11	8,5	2,30	13,60	7,54	2703,453	2703,453	100,0
Sector 12 total	-	-	-	-	29848,898	29540,964	98,97

Sector 13 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,1	2,08	14,36	7,18	2623,776	2623,776	100,0
PDC02	8,1	2,08	14,41	7,18	2635,460	2635,460	100,0
PDC03	8,2	2,08	14,49	7,24	2681,223	2681,223	100,0
PDC04	8,1	2,08	14,44	7,15	2622,597	2622,597	100,0
PDC05	8,0	2,08	14,41	7,10	2594,491	2594,491	100,0
PDC06	8,0	2,08	14,32	7,11	2583,477	2566,268	99,33
PDC07	8,1	2,08	14,34	7,16	2607,218	2607,218	100,0
PDC08	8,1	2,08	14,38	7,21	2646,206	2636,349	99,63
PDC09	8,1	2,08	14,26	7,17	2601,775	2459,685	94,54
PDC10	8,1	2,08	14,36	7,18	2624,517	2624,517	100,0
PDC11	8,2	2,08	14,55	7,29	2717,138	2717,138	100,0
Sector 13 total	-	-	-	-	28937,878	28768,721	99,42



Sector 14 (293°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	8,1	2,12	10,33	7,16	1884,266	1884,266	100,0
PDC02	8,1	2,12	10,42	7,19	1911,734	1911,734	100,0
PDC03	8,2	2,12	10,60	7,30	1988,673	1988,673	100,0
PDC04	8,1	2,12	10,51	7,18	1924,018	1919,195	99,75
PDC05	8,1	2,12	10,66	7,18	1954,355	1954,355	100,0
PDC06	8,1	2,12	10,46	7,15	1904,606	1904,606	100,0
PDC07	8,1	2,12	10,39	7,16	1894,556	1756,879	92,73
PDC08	8,2	2,12	10,42	7,22	1924,697	1261,519	65,54
PDC09	8,1	2,12	10,45	7,21	1926,374	1286,547	66,79
PDC10	8,2	2,12	10,53	7,23	1947,677	1598,901	82,09
PDC11	8,3	2,12	10,71	7,36	2034,528	2034,528	100,0
Sector 14 total	-	-	-	-	21295,483	19501,201	91,57

Sector 15 (315°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	6,0	1,83	4,00	5,36	446,990	439,589	98,34
PDC02	6,1	1,83	4,04	5,39	455,028	405,860	89,19
PDC03	6,2	1,83	4,08	5,48	475,551	475,551	100,0



PDC04	6,1	1,83	4,06	5,38	457,526	329,924	72,11
PDC05	6,1	1,83	4,12	5,41	468,978	468,978	100,0
PDC06	6,0	1,83	4,05	5,37	454,189	355,402	78,25
PDC07	6,0	1,83	4,02	5,37	450,728	236,933	52,57
PDC08	6,1	1,83	4,04	5,41	459,586	338,427	73,64
PDC09	6,1	1,83	4,06	5,43	464,404	440,824	94,92
PDC10	6,1	1,83	4,08	5,43	467,368	374,072	80,04
PDC11	6,2	1,82	4,10	5,52	484,035	484,035	100,0
Sector 15 total	-	-	-	-	5084,382	4349,595	85,55

Sector 16 (338°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
PDC01	5,0	1,68	1,51	4,42	115,499	63,457	54,94
PDC02	5,0	1,67	1,50	4,42	115,179	71,112	61,74
PDC03	5,0	1,67	1,52	4,49	120,541	89,767	74,47
PDC04	4,9	1,67	1,51	4,42	115,312	100,507	87,16
PDC05	5,0	1,68	1,53	4,44	118,326	118,326	100,0
PDC06	5,0	1,68	1,53	4,44	118,788	60,698	51,1
PDC07	5,0	1,68	1,52	4,44	117,378	96,475	82,19



PDC08	5,0	1,68	1,51	4,46	117,577	117,571	99,99
PDC09	5,1	1,68	1,55	4,51	124,379	124,379	100,0
PDC10	5,0	1,68	1,53	4,48	120,572	120,572	100,0
PDC11	5,1	1,68	1,53	4,53	123,663	123,663	100,0
Sector 16 total	-	-	-	-	1307,215	1086,527	83,12





Anexo 06:

Aerogeneradores

Enercon





1.	GENERALIDADES	231
1.1.	COMPONENTES	232
1.2.	CARACTERÍSTICAS.....	232
2.	CIMENTACIONES	245
3.	TORRES.....	246
3.1.	DIMENSIONES TORRES.....	246
4.	ROTOR.....	247
5.1.	BUJE.....	247
5.2.	PALAS	248
5.3.	SISTEMA DE PITCH.....	249
5.	NACELLE	250
5.1.	EJE PRINCIPAL.....	250
5.2.	GENERADOR.....	250
5.3.	SISTEMA DE YAW	252
5.4.	SISTEMA DE CONTROL Y SEGURIDAD	253
6.	CURVAS DE POTENCIA Y EMPUJE.....	254
7.	ESPECIFICACIONES GENERALES.....	258
8.	CALIDAD DE LA ONDA ELÉCTRICA	260
9.	CONTROLADOR DE LA TURBINA	260
10.	TRANSMISIÓN DE DATOS.....	262
11.	PUESTA A TIERRA	262
12.	PROTECCIÓN ELÉCTRICA	262



12.1.	AUTO – PROTECCIÓN DEL CONVERTIDOR	262
12.2.	DISYUNTOR Y RELÉ DE BT.....	263
12.3.	DISYUNTOR Y RELÉ DE MT.....	263



1. CIMENTACIONES

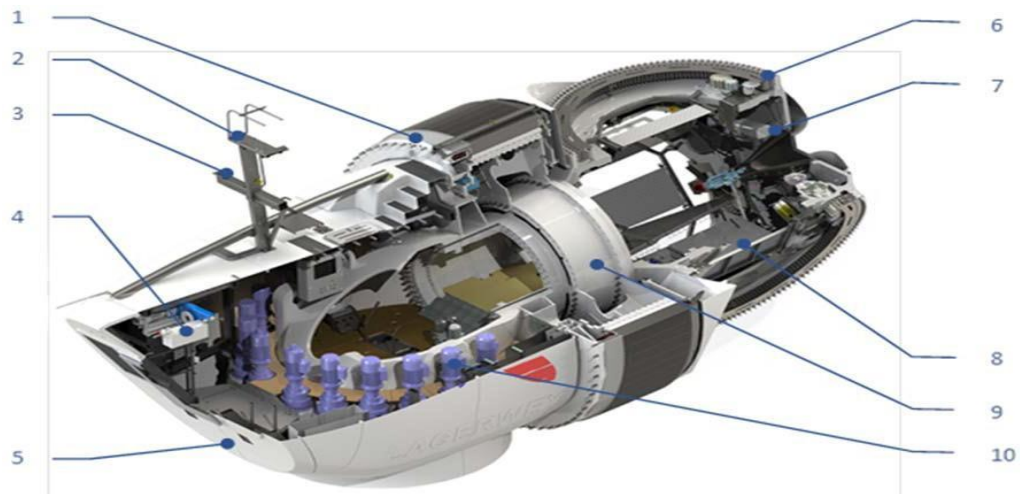
El E-160 EP5 es un aerogenerador de eje horizontal, con tres palas equipado con un rotor de diámetro 160 metros y diseñado para una potencia nominal de 4.600 kW y 4.000 kW que a su vez es también su potencia máxima. Ambas potencias dependen de los requerimientos sobre la contaminación acústica así como del tamaño de la infraestructura eléctrica local.

La activación de numerosos sistemas de reducción de ruido puede resultar en proceso paulativo de pequeña reducción de la potencia nominal. Este aerogenerador está basado en la técnica de ausencia de multiplicadora, conseguida gracias al uso de un generador de directiva unidad y un convertidor de potencia con IGBT (transistor bipolar de puerta aislada). Por supuesto es capaz de la generación eléctrica en frecuencias de 50 ó 60 Hz.

El aerogenerador E-160 EP5 se proyectó en un mismo diámetro de rotor (160 m), alturas de buje de 120 m, 143 m y 166,6 m y torre modular de acero.

AEROGENERADOR E-160 EP5				
Modelo	Potencia nominal	Clase	Diámetro rotor	Altura buje
E-160 4,6MW 166 m Class 3A	4.600 kW	IEC 3A	160m	166,6 m
E-160 4 MW 166 m Class 3A	4.600 kW	IEC 3A	160m	166,6 m

1.1. COMPONENTES



1 Generador

6 Rodamiento de pala

2 Sistema de medición eólica

7 Sistema de paso de pala

3 Baliza

8 Unidad de control del rotor

1.2. CARACTERÍSTICAS

El diseño del aerogenerador E-160 EP5 consta de un tren de potencia distribuido, constituido principalmente por el rotor y el generador ya que carece de multiplicadora.

El rotor se compone de tres palas de material reforzado con fibra, sujetas a un buje de fundición. Todos los componentes alojados en la nacelle están protegidos por la carcasa exterior de fundición.

La nacelle (o góndola) descansa sobre la torre modular de acero mediante el rodamiento de giro.

La torre de la turbina es la encargada de situar la nacelle a una altura determinada.



Las características principales del aerogenerador se resumen en la siguiente tabla:

Datos de funcionamiento	E-160 EP5
Estándares de diseño	IEC 61400-1 3ª edición
Vida útil	20 años
Clase de viento (IEC)	IEC 3A
Velocidad viento de arranque	2,5 m/s
Velocidad viento nominal	10-11 m/s
Velocidad viento de parada	22 m/s (10 min de media) 28 m/s (5 segundos de media)
Potencia nominal	4.600 kW
Datos de los componentes	
Número de palas	3
Orientación	Barlovento
Diámetro	160 m
Área barrida	20.105,7 m ²
Sentido de giro	Horario
Velocidad del rotor	Variable
Ángulo inclinación del rotor sobre horizontal	6º



Palas	
Modelo	LM 78.3
Material	GFRP
Longitud total	78.3 m
Buje	
Modelo	Rígido
Material	Fundición GJS 400 18U LT
Sistema de paso de pala	
Accionamiento	Eléctrico
Mecanismo	3 controles independientes de giro para cada pala
Seguridad	Motor AC + ultra capacitadores como back up
Generador	
Tipo	Multipolo síncrono
Potencia nominal	4.600 KW
Tensión	Baja tensión
Sistema de excitación	Magnético permanente



Masa	130 t
Protección	IP 54
Enfriamiento	Depende del aire exterior para el enfriamiento
Aislamiento	Clase F
Freno de servicio	Sistema de freno hidráulico
Eje principal de la turbina	Eje hueco + rodamiento principal



Sistema del convertidor	
Tipo	IGBT
Enfriamiento	Por agua/viento
Acoplamiento a la red	AC-DC-AC
Tipo de red	Trifásica
Conexión a la red	Motor operado por el disyuntor principal
Calidad de potencia	THD < 4%
Clase de protección	IP 54
Tensión de red	690 V
Góndola	
Masa total	48 t (sin generador)
Rodamiento de yaw	34 Cr Ni Mo 6
Conductor de yaw	2 rodamientos
Freno de yaw	Pinzas de freno activas
Velocidad de viento y sensores de hélice	Veleta con termómetro y anemómetro de copa
Servicio de equipamiento	Sistema de cable



Sistema de control	
Tipo	Control PLC
Control del rotor	Control de accionamiento de pitch y protección contra exceso de velocidad
Control de la góndola	Control de velocidad del rotor/ Manejo de alarmas / Control de yaw/ Medidas de viento, temperatura, torsión de cable, etc./ Registro de datos
Control de la torre base	Panel de control operativo
Comunicación interna	Fibra óptica
Comunicación externa	Conexión a internet
Torre	
Material	Acero
Altura de torre (buje a 166,6 m)	166,6 m
Acceso a torre	Pureta con cerradura de seguridad a 3 metros de altura sobre la cimentación
Acceso a barquilla	Escalera (con sistema anticaída) o ascensor
Numero de secciones	14 (166,6 m)
Conexiones	Segmentos de plato con conexiones de fricción atornilladas



Cimentación	
Máxima resistencia del terreno	De acuerdo con IEC 62305-3
Profundidad de los electrodos (min)	2 x 50 mm ² cobre o acero equivalente
Electrodos de anillo	Máxima resistencia 2,5 Ohm Mínima 1 x 50 mm ²
Refuerzo de la cimentación	Conectada a los electrodos de tierra
Requerimientos de la red	
Nivel de la tensión	Voltaje medio, nominal $\pm 10\% \left[\frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{nom}}} \right]$
Desequilibrio del voltaje	Secuencia máxima de ratio negativo a positivo del 2%
Nivel de frecuencia	50 o 60 Hz $\pm 2\%$

Características Aerogenerador ENERCON 4,6 MW



Datos de funcionamiento	E-160 EP5
Estándares de diseño	IEC 61400-1 3ª edición
Vida útil	20 años
Clase de viento (IEC)	IEC 3A
Velocidad viento de arranque	2,5 m/s
Velocidad viento nominal	10-11 m/s
Velocidad viento de parada	22 m/s (10 min de media) 28 m/s (5 segundos de media)
Potencia nominal	4.000 kW
Datos de los componentes	
Número de palas	3
Orientación	Barlovento
Diámetro	160 m
Área barrida	20.105,7 m ²
Sentido de giro	Horario
Velocidad del rotor	Variable
Ángulo inclinación del rotor sobre horizontal	6º



Palas	
Modelo	LM 78.3
Material	GFRP
Longitud total	78.3 m
Buje	
Modelo	Rígido
Material	Fundición GJS 400 18U LT
Sistema de paso de pala	
Accionamiento	Eléctrico
Mecanismo	3 controles independientes de giro para cada pala
Seguridad	Motor AC + ultra capacitadores como back up
Generador	
Tipo	Multipolo síncrono
Potencia nominal	4.000 KW
Tensión	Baja tensión
Sistema de excitación	Magnético permanente



Masa	130 t
Protección	IP 54
Enfriamiento	Depende del aire exterior para el enfriamiento
Aislamiento	Clase F
Freno de servicio	Sistema de freno hidráulico
Eje principal de la turbina	Eje hueco + rodamiento principal
Sistema del convertidor	
Tipo	IGBT
Enfriamiento	Por agua/viento
Acoplamiento a la red	AC-DC-AC
Tipo de red	Trifásica
Conexión a la red	Motor operado por el disyuntor principal
Calidad de potencia	THD < 4%
Clase de protección	IP 54
Tensión de red	690 V
Góndola	
Masa total	48 t (sin generador)
Rodamiento de yaw	34 Cr Ni Mo 6
Conductor de yaw	2 rodamientos



Freno de yaw	Pinzas de freno activas
Velocidad de viento y sensores de hélice	Veleta con termómetro y anemómetro de copa
Servicio de equipamiento	Sistema de cable



Sistema de control	
Tipo	Control PLC
Control del rotor	Control de accionamiento de pitch y protección contra exceso de velocidad
Control de la góndola	Control de velocidad del rotor/ Manejo de alarmas / Control de yaw/ Medidas de viento, temperatura, torsión de cable, etc./ Registro de datos
Control de la torre base	Panel de control operativo
Comunicación interna	Fibra óptica
Comunicación externa	Conexión a internet
Torre	
Material	Acero
Altura de torre (buje a 166,6 m)	166,6 m
Acceso a torre	Pureta con cerradura de seguridad a 3 metros de altura sobre la cimentación
Acceso a barquilla	Escalera (con sistema anticaída) o ascensor
Numero de secciones	14 (166,6 m)
Conexiones	Segmentos de plato con conexiones de fricción atornilladas



Cimentación	
Máxima resistencia del terreno	De acuerdo con IEC 62305-3
Profundidad de los electrodos (min)	2 x 50 mm ² cobre o acero equivalente
Electrodos de anillo	Máxima resistencia 2,5 Ohm Mínima 1 x 50 mm ²
Refuerzo de la cimentación	Conectada a los electrodos de tierra
Requerimientos de la red	
Nivel de la tensión	Voltaje medio, nominal $\pm 10\% \left[\frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{nom}}} \right]$
Desequilibrio del voltaje	Secuencia máxima de ratio negativo a positivo del 2%
Nivel de frecuencia	50 o 60 Hz $\pm 2\%$

Características Aerogenerador ENERCON 4 MW



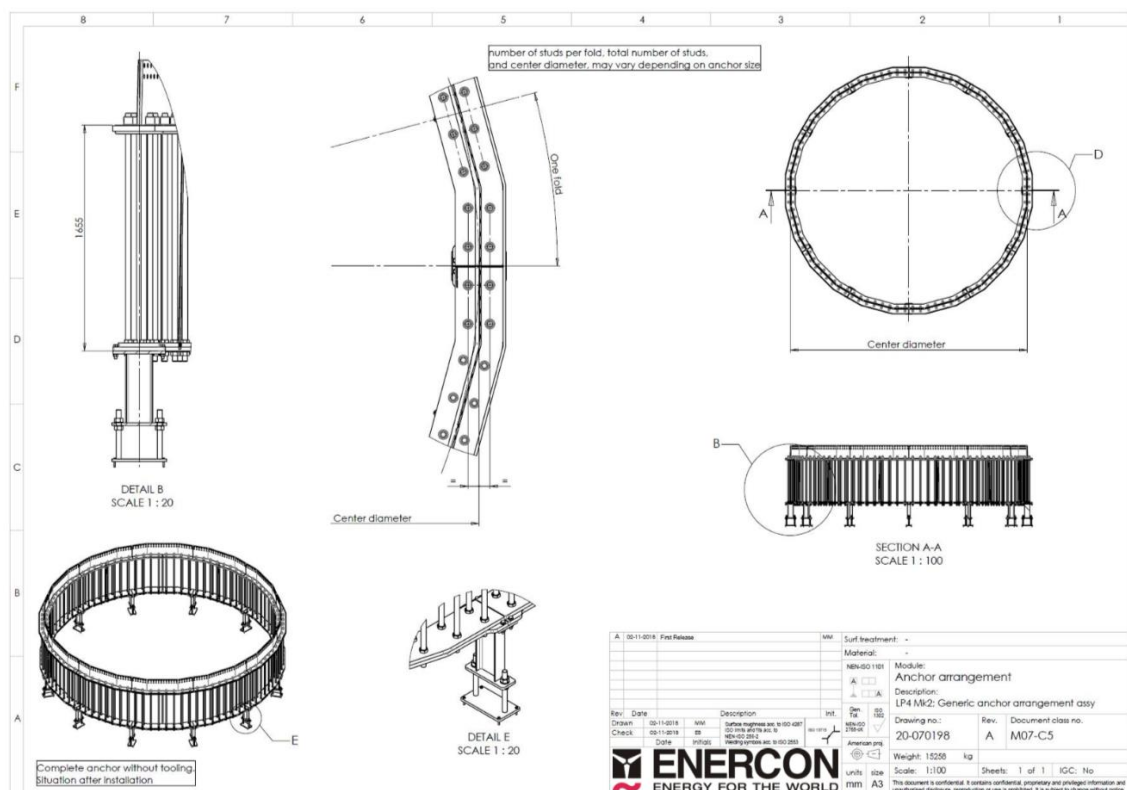
2. CIMENTACIONES

El proceso de anclaje consiste en una fila doble de 144 barras roscadas M36. La torre es montada a la cimentación usando una brida en T a la parte baja de la torre. Después de la colocación de la torre, las barras son pre- estresadas a 510 kN. En la parte inferior del anclaje, una contrabrida es atornillada a las barras de anclaje liberando así el pre-estrés a la parte hormigonada.

Debajo de la brida inferior de la torre, una brida de acero plana es colocada en el hormigón para extender las fuerzas de presión en el hormigón.

La brida superior (parte del montaje del anclaje) tiene que estar nivelada dentro de un máximo de desviación de 1mm/m. La llanura del agujero de la brida superior todavía tiene que estar dentro de 1 mm después de nivelar el montaje del anclaje.

Las dimensiones del anclaje están representadas en los siguientes planos:





3. TORRES

La Torre modular de acero Mk2 (MST) está construida a partir de secciones de la torre construidas con placas dobladas, con una pequeña pieza soldada en la parte superior. Dependiendo de la altura del buje, el número de secciones varía, así como el diámetro exterior. En la parte superior de la torre, el diámetro del círculo de rodamiento es 3,045 m y la brida en la parte superior de la torre tiene un diámetro exterior de 3,17 m. La altura de la torre desde la parte inferior de la brida de anclaje hasta, e incluyendo, la brida superior, se indica en la siguiente sección, así como algunas dimensiones de interés.

3.1. DIMENSIONES TORRES

Designación de la altura del buje	Nº de secciones	Altura de la cimentación (m)	Anchura de la brida (m)	Anchura de la brida en el hormigón (m)	Altura de la parte superior de la torre (m)
MST 166	14	1,25	0,065	0,05	2,2



4. ROTOR

La función del rotor es captar la energía del viento y convertirla en energía cinética de rotación.

El rotor del aerogenerador E-160 EP5 se compone de un buje con 3 palas de material reforzado con fibra. El material de la estructura del cubo del rotor es hierro fundido (EN-GJS-400-18-LT).

El sistema de protección contra rayos está integrado en el diseño de la pala y el cubo.

El control total de inclinación es posible a más de 90 grados, utilizando cojinetes de giro entre la base de la pala y el del rotor del buje. Los movimientos de paso se activan mediante 3 engranajes de paso independientes montados en el cubo fundido. La entrada al interior del buje se logra a través del eje principal hueco.

Las palas del rotor se pueden entregar con TES (por defecto) o sin él, y está diseñado para funcionamiento a barlovento.

La velocidad del rotor se regula con una combinación de control de par resistente del generador (vientos bajos) y de control de pitch (vientos altos). El rotor gira en sentido horario mirando la turbina desde el frente.

Para evitar colisiones de la pala con la torre en caso de vientos altos, el rotor tiene una inclinación de 6º respecto a la vertical, consecuencia de la inclinación del eje lento respecto a la horizontal.

Integrado en el buje está el sistema de orientación de pala (pitch), de accionamiento independiente para cada una de las tres palas, que permite variar el ángulo de paso en un rango de 0º (producción con la mayor superficie de pala expuesta al viento) a 90º (bandera parada). Este sistema actúa también como freno aerodinámico, llevando las palas a posición de bandera.

5.1. BUJE

El buje, fabricado en fundición nodular, es el mecanismo que transmite las fuerzas, momentos y vibraciones de las tres palas a la torre. Como se ha mencionado anteriormente su altura es



de 166,6 m y está confeccionado con fundición EN-GJS-400-18-LT). Su masa total es de 49 toneladas.

En el interior de este componente hueco se alojan los elementos que componen el sistema de pitch.

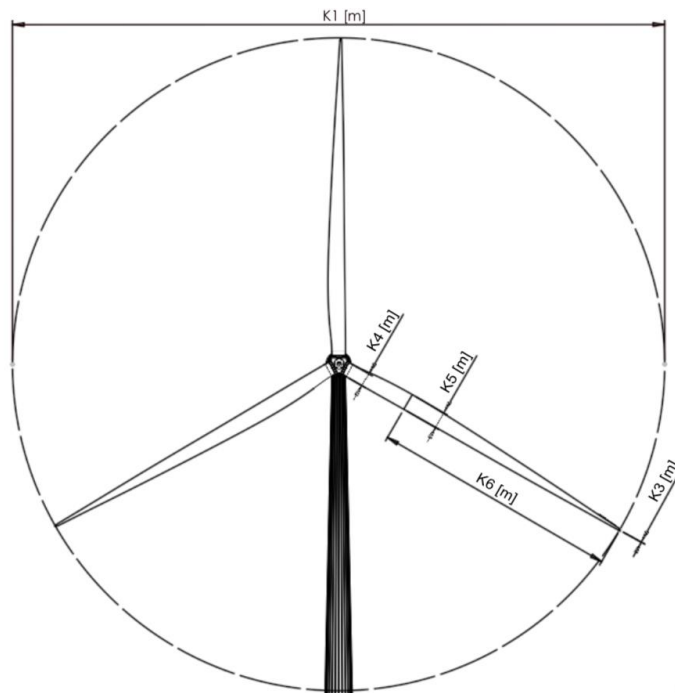
5.2. PALAS

Cada turbina E-160 tiene tres palas, conectadas al buje mediante sus respectivos rodamientos de pala en sentido horizontal. Las palas están fabricadas en fibra de vidrio y opcionalmente híbridamente con carbono. Estas palas son del tipo LM 78.3. Tienen un largo de 78,3 metros y la dirección predispuesta rotacional es en el sentido de las agujas del reloj.

El rodamiento de pala permite el giro de la pala respecto a su eje longitudinal. Su pista fija está atornillada al buje y la móvil a la pala.

DIMENSIONES PALAS

Modelo	Longitud (m)	Anchura del extremo de la pala [K3] (m)	Anchura de los encastrés de la pala [K4] (m)	Máxima anchura de la pala [K5] (m)	Distancia al extremo desde la parte más ancha (m)
LM 78.3	78,3	0,1	3,3	4,1	60,9



5.3. SISTEMA DE PITCH

El sistema de pitch permite variar el ángulo de paso de cada pala, al girar ésta sobre su eje longitudinal. El objetivo de este sistema es doble:

- Regular la potencia generada con vientos altos
- Freno aerodinámico en caso de parada controlada o de emergencia.

Normalmente se accionan las tres palas simultáneamente. Sin embargo, cada una de las palas del rotor tiene un sistema independiente de ajuste de ángulo de paso, accionado por un cilindro hidráulico específico para cada pala. Estos cilindros están físicamente ensamblados a las placas pitch, solidarias a la pista móvil de los rodamientos de pala, provocando con su actuación el giro de la misma.

Con el accionamiento independiente de cada pala se consigue un dispositivo de seguridad doblemente redundante, ya que con sólo una pala en bandera, se podría conseguir la detención del rotor.



En nuestro caso la turbina tiene tres sistemas de accionamiento de paso independientes para controlar los ángulos de la pala. El control de las palas se realiza de manera que la velocidad de la turbina y las cargas se mantengan dentro de los límites de diseño.

Por debajo de la velocidad nominal del rotor, la mayoría de las veces el ángulo de la pala se fija cerca de la posición de trabajo para obtener una relación de velocidad punta óptima para la producción energética.

5. NACELLE

La góndola o nacelle se sitúa en lo alto de la torre y se orienta según la dirección del viento gracias al sistema de posicionamiento (sistema de yaw). Todos los elementos que se describen a continuación se encuentran en su interior, albergados dentro de la carcasa de protección.

La estructura de esta góndola es una construcción compacta de hierro fundido, que transfiere las cargas del rotor eficientes a la torre y alberga los engranajes de yaw. El generador está montado directamente en la góndola y da el ángulo de inclinación al eje principal. La parte inferior de la góndola está conectado a la parte superior de la torre por medio de un rodamiento de giro.

5.1. EJE PRINCIPAL

El eje principal de la turbina E-160 EP5 transfiere la energía del viento captada por el rotor en forma de energía cinética angular. Con el fin único de evitar que las palas pudieran llegar a tocar la torre, en caso de altas velocidades de viento, el eje principal de la turbina E-160 EP5 se coloca sobre el bastidor con una inclinación respecto de la horizontal de 6º.

5.2. GENERADOR

El generador es un generador síncrono de transmisión directa, multipolar, sin caja multiplicadora, con excitación de imán permanente manufacturado por ENERCON y del tipo LW-6000-5300.



Su potencia nominal es 4.600kW y puede suministrarse para ser utilizado en frecuencias de red 50 y 60Hz.

Cuenta con una velocidad nominal de 9,3 rpm. La velocidad de giro del rotor es variable y se adapta a la velocidad del viento.

La potencia se genera a baja tensión y la refrigeración se lleva a cabo por enfriamiento por aire exterior.

Las principales características del generador son las siguientes.



Generador	
Tipo	LW-6000-5300 Imán permanente Generador síncrono
Potencia nominal	4.600/ 4.000kW
Constructor	ENERCON
Campo de excitación	Imán permanente
Velocidad nominal (preliminar)	9,3 rpm
Frecuencia nominal (preliminar)	13,6 Hz
Numero de fases	3+3 (2 sistemas)
Enfriamiento	Mediante aire exterior + ventilación forzada
Aislante	Clase F
Clase IP	IP54
Protección sobre-calentamiento	10 x Pt100
Deber	S1
Estándar	IEC 60034

5.3. SISTEMA DE YAW

La orientación de la nacelle con la dirección del viento predominante se lleva a cabo mediante el sistema de yaw.



El sistema de yaw contiene un anillo de giro de engranajes y un máximo de 12 unidades de yaw. Para evitar el deslizamiento del sistema, se aplica un freno de yaw activo. Este freno puede llegar a ser levantado (parcialmente) durante el giro.

El controlador de la turbina se encarga del proceso de giro. Los sensores de entrada para el proceso de giro son los sensores de viento y el sensor de giro. El controlador minimiza las cargas de giro y las acciones de giro.

5.4. SISTEMA DE CONTROL Y SEGURIDAD

El sistema de control está construido de forma modular. Algunas de sus funciones están controladas por subsistemas. Y se utiliza un bus de campo para la comunicación entre la inteligencia local y el sistema de control de la turbina.

El hardware del sistema de control de la turbina está ubicado en gabinetes de control, ubicados en el buje del rotor, la góndola y la base de la torre. Los controladores están mutuamente conectados por el bus de campo.

La función principal del control del rotor es monitorizar la velocidad del rotor dentro de un rango especificado. Esta función se realiza mediante 3 motores y unidades de paso de pala independientes, donde los tres ángulos de la cuchilla se sincronizan durante la operación.

El sistema de seguridad (sistema de emergencia / protección) está construido alrededor de los mismos tres sistemas independientes de paso de CA, de construcción idéntica. En caso de fallo de la turbina (control) o en la red de suministro, el inversor de paso especial con alto nivel de protección cumple la tarea de detenerlo, girando rápidamente las palas del rotor fuera de la trayectoria o dirección del viento.

La potencia de emergencia del sistema de seguridad es proporcionada por ultracondensadores. Si falla un sistema de inclinación de pala, los otros dos pueden llevar a la turbina a un estado seguro. Los condensadores siempre son revisados (por si hay algún tipo de fallo) durante el funcionamiento.



El equipamiento de la góndola se encarga del control de yaw y la medición del viento, como por ejemplo: la dirección y la velocidad del viento.

6. CURVAS DE POTENCIA Y EMPUJE

Las condiciones nominales de la red a la que debe conectarse el aerogenerador son 10, 20 o 33 kV, 50Hz ó 60Hz.

El intervalo de tensión en funcionamiento debe estar comprendido entre +10/-10% del valor nominal. El intervalo de variación en frecuencia es de +3/-3 Hz.

La red eléctrica debe ser suficientemente estable (dentro de los márgenes mencionados) puesto que variaciones frecuentes de tensión o frecuencia más allá de los límites en operación pueden causar daños en los componentes mecánicos de la máquina.



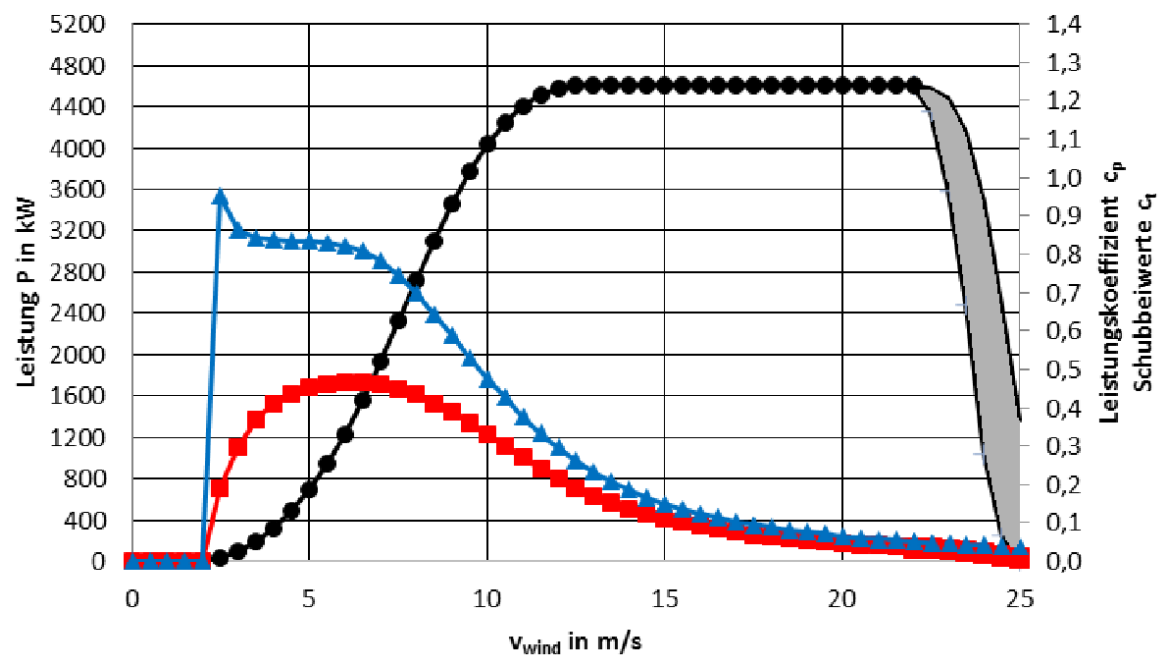
V (m/s)	P (kW)	Ct
0,00	0	0,00
0,50	0	0,00
1,00	0	0,00
1,50	0	0,00
2,00	0	0,00
2,50	37	0,95
3,00	98	0,86
3,50	193	0,84
4,00	322	0,84
4,50	487	0,84
5,00	691	0,83
5,50	938	0,83
6,00	1229	0,82
6,50	1564	0,81
7,00	1935	0,78
7,50	2328	0,75
8,00	2724	0,70
8,50	3105	0,64
9,00	3458	0,59
9,50	3773	0,53



10,00	4040	0,48
10,50	4251	0,43
11,00	4406	0,38
11,50	4510	0,34
12,00	4574	0,30
12,50	4600	0,26
13,00	4600	0,23
13,50	4600	0,21
14,00	4600	0,18
14,50	4600	0,17
15,00	4600	0,15
15,50	4600	0,14
16,00	4600	0,12
16,50	4600	0,11
17,00	4600	0,10
17,50	4600	0,10
18,00	4600	0,09
18,50	4600	0,08
19,00	4600	0,08
19,50	4600	0,07
20,00	4600	0,07
20,50	4600	0,06



21,00	4600	0,06
21,50	4600	0,05
22,00	4600	0,05





7. ESPECIFICACIONES GENERALES

El documento describe las principales características eléctricas de las turbinas E-160 EP5 con cualquier altura de torre y diámetro de rotor hacia la conexión de red.



Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje nominal (terminales de baja tensión)	690	V
Voltaje de conexión (terminales de Media tensión)	10, 20, 33 ^{*1}	kV
Grupos de estaciones de generación eléctrica	1	
Suministro a instalaciones in-situ	Posible ^{*2}	
Régimen de operación	Intermitente (viento)	
Rango de Tensión (en operación continua)	+10,-10	%
Frecuencia nominal	50/60	Hz
Potencia activa nominal	4.600/ 4.000	kW
Potencia aparente nominal por defecto	5.200/ 4.500	kVA
Potencia reactiva nominal por defecto (0... máximo atraso) (a U=690V)	±2400	kVAr
Factor de potencia nominal	1,00	
Rango de factor de potencia (controlable)	-0,89 ... 1,00 ... 0,89	



Función STATCOM	Opcional	
Intensidad nominal (factor de potencia= 1 y U=690V)	3849	A

8. CALIDAD DE LA ONDA ELÉCTRICA

La potencia del generador con frecuencia variable se rectifica y se convierte en una frecuencia constante de 50 / 60Hz (conversión AC-DC-AC) y se alimenta a la red. Se utiliza un convertidor de tamaño completo para optimizar la calidad de la energía eléctrica (corrientes armónicas minimizadas, flicker bajo, tolerancia a perturbaciones de la red, potencia reactiva bajo demanda). El convertidor controla la potencia en función de la velocidad de rotación de la turbina y la mantiene constante a potencia nominal.

ENERCON proporciona un sistema de control de flicker en las palas, LW Shadow Flicker Mitigation System (LW SFMS), que garantiza el cumplimiento de todas las regulaciones y que el posible flicker de sombra se minimice tanto como sea posible.

9. CONTROLADOR DE LA TURBINA

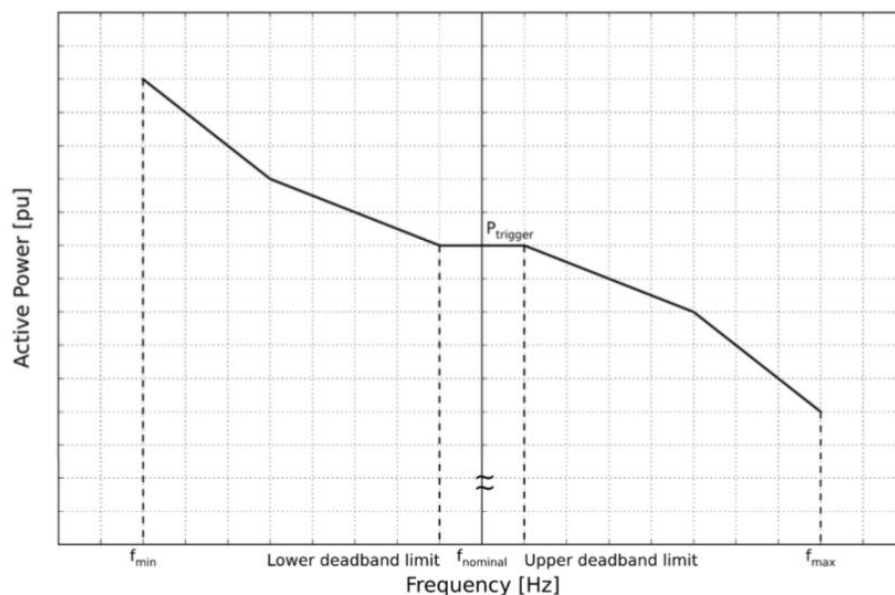
El controlador de la turbina monitorea la frecuencia de la red en los terminales de baja tensión de la turbina y puede soportarla en casos de sobrefrecuencia o subfrecuencia al reducir o aumentar (en caso de que haya un recurso eólico disponible) la salida de potencia activa.

El controlador aerodinámico permite la máxima captura de energía del viento de forma continuada. Por lo tanto, la turbina puede responder a un momento de baja frecuencia solo si la potencia activa se redujo antes de ese instante y si hay recursos eólicos disponibles durante el fenómeno.



La Figura y tablas siguientes muestran un ejemplo de la función de control $P(f)$. Los fenómenos de sobre o baja frecuencia están definidos por una banda-muerta. Tan pronto como la frecuencia de la red se desvía fuera de la banda-muerta, la potencia activa en ese momento (P_{trigger}) se utiliza como punto de partida y la potencia aumenta o disminuye de acuerdo con una curva $P(f)$ definida por 12 puntos de la tabla ingresada correspondiente.

Para valores que se encuentren entre estos 12 puntos, la respuesta se deriva por medio de interpolación lineal. El rango de aumento o disminución de la potencia se puede calcular como un porcentaje de la potencia nominal o de la P_{trigger} y posteriormente se suma o resta de la P_{trigger} . El ratio de rampa de potencia activa durante los fenómenos de frecuencia es configurable. La Tabla siguiente muestra los parámetros relevantes.



Parameter	Range	Increment
Lower dead-band limit	47 ... 50 Hz	0.01 Hz
Upper dead-band limit	50 ... 53 Hz	0.01 Hz
Minimum frequency	47 ... 50 Hz	0.01 Hz
Maximum frequency	50 ... 53 Hz	0.01 Hz
Underfrequency ramp rate	0.01 ... 7.8 pu/min	0.01 pu/min
Overfrequency ramp rate	0.01 ... 7.8 pu/min	0.01 pu/min



10. TRANSMISIÓN DE DATOS

El hardware del sistema de control de la turbina está ubicado en gabinetes de control, ubicados en el rotor del buje, la góndola y la base de la torre. Los controladores están mutuamente conectados por el bus de campo.

11. PUESTA A TIERRA

La columna vertebral de la puesta a tierra comienza con los pararrayos de la pala, a través del soporte del generador no giratorio hacia la góndola y la torre hacia los electrodos de puesta a tierra de la base. El refuerzo de la base y los electrodos de puesta a tierra juntos, forman el punto de tierra central de la turbina eólica, al cual están conectadas todas las conexiones a tierra. El soporte de la estación eólica y la góndola también tienen pararrayos, están conectados a la estructura de soporte de la góndola.

12. PROTECCIÓN ELÉCTRICA

La protección eléctrica de las turbinas EP5 se realiza en cuatro niveles diferentes. Inicialmente, el convertidor tiene varias funciones de autoprotección integradas. Además, el disyuntor y el relé de BT proporcionan protección contra cortocircuitos y sobrecargas. También, dependiendo de los requisitos del Código de red, la aparamenta de MT y el relé pueden proporcionar funciones de protección avanzadas como sobretensión y subtensión, sobre y subfrecuencia, cortocircuito, sobrecarga, etc. Finalmente, los pararrayos protegen contra sobretensiones transitorias causadas por acciones externas, como rayos.

12.1. AUTO – PROTECCIÓN DEL CONVERTIDOR

El controlador del lado de la red del convertidor lo protege contra cortocircuitos, sobretensión, sobre y subfrecuencia, CC (a través de un chopper de frenado) o sobretensión de CA y subtensión de CA o CC. El controlador también puede limitar la corriente



activa y reactiva en función de la temperatura externa y la temperatura de los IGBT (Transistor bipolar de puerta aislada). En caso de que se supere un límite, el convertidor se dispara y se abre su disyuntor principal.

12.2. DISYUNTOR Y RELÉ DE BT

El convertidor consta de dos unidades (maestra y esclava) conectadas en paralelo. Cada unidad tiene su propio disyuntor y relé. El disyuntor es un ABB SACE E6H-A50 y el relé es un ABB SACE PR122 / P-LSIG y están físicamente integrados al gabinete del convertidor. El relé proporciona protección contra sobrecarga (L), cortocircuito selectivo (S), cortocircuito instantáneo (I) y falla a tierra (G). La configuración definitiva se determina según el proyecto, dependiendo de la calificación de la turbina y los requisitos de selectividad.

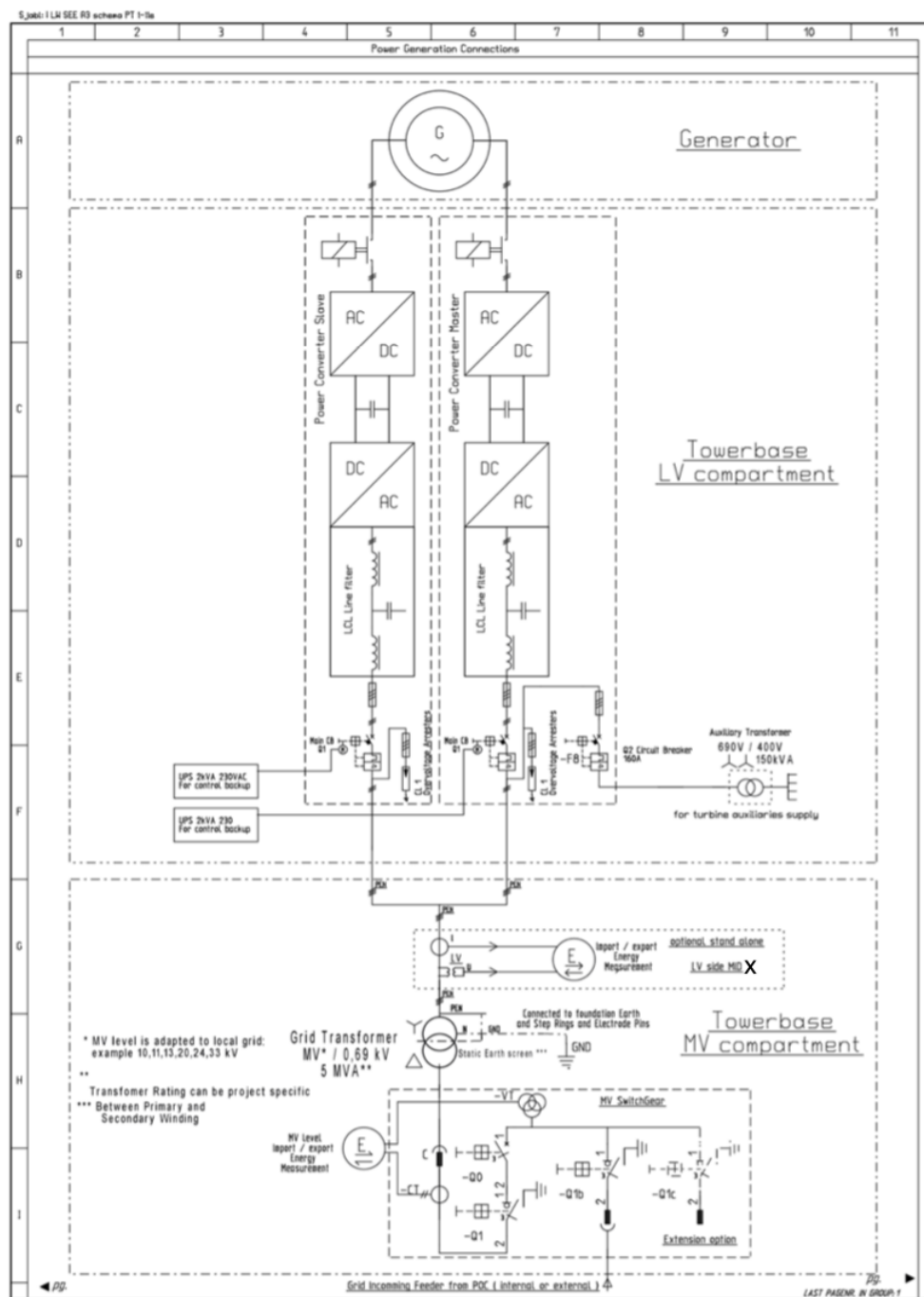
12.3. DISYUNTOR Y RELÉ DE MT

La aparamenta de MT y el relé se colocan en el lado de MT del transformador de potencia de la turbina. La selección del relé depende de los requisitos del Código de red y, por lo tanto, se determina según el proyecto.

Cuando se requieren configuraciones de protección avanzadas como sobretensión y subtensión, protección contra sobretensión y subfrecuencia, se selecciona un relé apropiado con transformadores de tensión o sensores de tensión.

En caso de que solo se necesite protección contra cortocircuito y sobrecarga, se elige un relé más básico con solo transformadores de corriente. Además, ambas opciones de relé controlan la conexión a tierra del neutro en el lado de baja tensión del transformador de potencia (detección de desequilibrio de corriente).

La reconexión automática del interruptor automático se ofrece como una opción.







Anexo 07:

Mediciones



Nº		Descripción	Uds	Long.	Ancho	Alto	Subtotal	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1		OBRA CIVIL PARQUE EÓLICO								
1.1		MOVIMIENTO DE TIERRAS								
1.1.1.	m²	Retirada de capa vegetal en una profundidad entre 30-50 cm, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a dos metros para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado.								
		Caminos	1	5.268	6		31.608			
		Aerogeneradores	11	20	20		4.400			
		Plataformas Montaje	11	40	50		22.000			
		Total Partida 1.1.1.						58.008	1	85.272
1.1.2.	m³	Excavación en cielo abierto de terrenos compactos por medios mecánicos para ejecución de viales o explanación de zonas localizadas incluso carga y transporte a vertedero autorizado o lugar de empleo, medido sobre perfil.								
		Aerogeneradores	11	300	1	1	3.300			
		Desmante Plataformas	11	2.500	1	1	27.500			
		Desmante Caminos	1	18.438	1	1	18.438			
		Total Partida 1.1.2.						49.238	3	170.856
1.1.3.	m³	Excavación para cimentación de aerogeneradores en terrenos duros con pala retroexcavadora equipada con martillo rompedor hidráulico, perfilado mecánico en tierras de consistencia dura-rocosa, incluso carga, transporte y descarga de tierras sobrantes a vertedero; medida en perfil natural. Incluido utilización de explosivos donde sea necesario (proyecto y autorizaciones)								
		Cimentación Aerogeneradores	11	450	1	1	4.950			
		Total Partida 1.1.3.						4.950	6	31.928
1.1.4	PA	Tala de arbolado en zonas de obra.						1		
		Total Partida 1.1.4						1	10.000	10.000



1.1.5.	m ³	Terraplén formado por material adecuado procedente del desmonte debidamente extendido, compactado por tongadas de 30 cm. hasta lograr un proctor del 95 %, en cimientos y núcleo y del 100 % en coronación, incluso limpieza y acondicionamiento previo del terreno y p.p. de refino de talud, medido sobre perfil.							
		Terraplenado Plataformas	11	1.800	1	1	19.800		
		Terraplenado Caminos	1	7.902	1	1	7.902		
		Total Partida 1.1.5.					27.702	1	25.209
1.1.6.	m ³	Subbase granular de zahorra natural S-2 empleada en subbase de calzada incluso nivelación, humectación y compactación al 100% P.M.							
		Plataformas	11	40	50	0	4.400		
		Caminos nuevos	1	5.268	6	0	6.322		
		Total Partida 1.1.6.					10.722	5	51.893
1.1.7.	m ³	Ejecución de firme de viales con zahorra artificial con recebo de superficie donde sea necesario, incluyendo transporte, explanación y compactación, medido sobre perfil.							
		Caminos	1	6.068	6	0	7.282		
		Total Partida 1.1.7					7.282	22	160.195
1.1.8.	m ³	Excavación en zanjas de hasta 2 m de profundidad, realizado por medios mecánicos con perfilado manual en tierras de consistencia dura-rocosa, incluso carga y transporte de productos sobrantes a vertedero situado a menos de 5 km del lugar de trabajo. Incluso primera compactación por medios mecánicos.							
		Zanjas	1	9.987	1	1	3.995		
		Total Partida 1.1.8.					4.600	8	34.684
1.1.9.	m ³	Relleno con material de excavación, por medios mecánicos, con apisonadora manual tipo rana en tongadas de 30 cm de espesor, incluso humectación de las mismas, sin aportación de material, medido sobre perfil.							
		Zapatas Aerogeneradores	11	600			6.600		
		Total Partida 1.1.9.					6.600	2	13.662



1.1.10.	m	Relleno de zanja para conductores eléctricos (sin incluir conductores, ni cable de tierra, ni cable fibra óptica), en terreno ordinario, según capas y conforme a plano de canalizaciones eléctricas, incluyendo material de relleno, un (1) tubo PVC-90 mm para cable F.O., colocado en zanja rectangular 0,50x0,80 m, cinta y placa de señalización eléctrica. Reposición de tierra para el tapado de cables según capas de acuerdo con secciones tipo.							
		Zanjas	1	9.987	1	1	3.995		
		Total Partida 1.1.10.						4.600	15 69.966
1.1.11	m ³	Formación de cuneta triangular, taludes 2-1, 2-1 con profundidad de 0,80x0,60 m, incluso excavación en toda clase de terreno y perfilado .							
		Caminos	1	5.268			5.268		
		Vial Existente	1	2.000			2.000		
		Total Partida 1.1.11						7.268	1 7.849
1.1.12.	m	Cuneta triangular de hormigón de 0,8 m de ancho y 0,60 m de profundidad, con espesor mínimo de hormigón en masa HM-100 de 10 cm, incluso rastrillado, fratasado y terminado, así como encuentro con obras de drenaje.							
		Carretera Existente	1	2.000	1	1	2.000		
		Total Partida 1.1.12						2.000	6 12.160
1.1.13	m ³	Refuerzo de vial existente de 5 m de plataforma en un espesor de 20 cm con zahorra artificial, con recebo de superficie donde sea necesario, incluyendo transporte, extensión y compactación.							
		Camino Existente	1	2.000	5	0	2.000		
		Total Partida 1.1.13						2.000	22 44.000
Total Capítulo 1.1									717.673

1.2 CIMENTACIONES Y SOLERAS

- 1.2.1 m³ Hormigón de limpieza bajo elementos de cimentación, con hormigón en masa HM-15 con áridos de machaqueo de adecuada granulometría y cemento Portland CEM II/A-S con marca AENOR, de consistencia plástica, confeccionado, vertido y vibrado.



		Zapata Aerogeneradores	11	3	77	0	267			
		Total Partida 1.2.1					267	61	16.386	
1.2.2	m ³	Hormigón armado HA-35/b/20/Ila, elaborado en central en relleno de zapatas, zanjas de cimentación etc., incluso vertido, vibrado y colocación, incluido sobrehormigonado si es el caso.								
		Zapata Aerogeneradores	11	443			4.876			
		Total Partida 1.2.2					4.876	120	585.156	
1.2.3	Ud	Pozo de registro para cables subterráneos, de dimensiones exteriores 1x1x1 en hormigón armado según planos, totalmente terminado.								
		Registros empalmes cables					5			
		Total Partida 1.2.3					2	1.202	2.404	
1.2.4	Kg	Acero para armar tipo B-500-S en barras corrugadas, incluso doblado, armado y colocado en obra, i/ p.p. de mermas y despuntes								
		Zapatas Aerogeneradores	11	34.214			376.354			
		Total Partida 1.2.4					376.354	1	545.713	
1.2.5	m ²	Encofrado y desencofrado a una cara en todo tipo de cimentación, a base de panel metálico, considerando 20 posturas.								
		Aerogenerador								
		Total Partida 1.2.5								
1.2.6	Ud	Descarga, colocación y nivelación de virola (o jaula de pernos) según tolerancias del suministrador de aerogeneradores.								
		Aerogenerador	11							
		Total Partida 1.2.6.					11	600	6.600	
Total Capítulo 1.2									1.156.259	



1.3 DRENAJES

- 1.3.1 m Colector, a base de tubería y cuerpo de caño 400 mm de diámetro interior y 10 cm de espesor, reforzado con envoltorio de 15 cm de hormigón HM-15 de colocada transversalmente bajo la calzada, incluso excavación y relleno de zanjas, totalmente terminado.

Drenajes	100	6	600		
Total Patida 1.3.1			600	41	24.780

- 1.3.2 Ud Embocadura con aletas E.A.-1 para obra de drenaje de caño de diámetro 0,40 m según detalle de Planos, completamente terminada.

Drenajes	100				
Total Patida 1.3.2			100	83	8.274

- 1.3.3. Ud Ud. Embocadura en pozo E.P.-1 para obra de drenaje de 0,40 cm de diámetro conforme a detalle de Planos, incluso excavación, relleno de zanja, cerco y tapa de reja galvanizada 0,40x0,40 m terminada.

Drenajes	100				
Total Patida 1.3.3.			100	150	15.037

- 1.3.4. M Canalización de cuneta de vial bajo las plataformas de montaje, incluso entrada en cimentación de aerogenerador, mediante tubos de PVC de 400 mm de diámetro, según planos.

Canalizaciones	11	50	550		
Total Patida 1.3.4.			550	36	19.800

Total Capítulo 1.3

67.891

1.4 VARIOS

- 1.4.1 m3 Base de Macadam M-2, con grava caliza 40/70 mm, extendido y compactado.



		Carretera existente				
		Total Patida 1.4.1	500	14	6.825	
1.4.2.	Tm	Emulsión asfáltica ECR-3 empleada en tratamientos bituminosos, previo barrido de la superficie existente.				
		Carretera existente				
		Total Patida 1.4.2.	500	21	10.400	
1.4.3.	m3	Gravilla artificial caliza 3/6 y 6/15 mm empleada en riegos asfálticos, incluso esparcido y compactación.				
		Carretera existente				
		Total Patida 1.4.3.	500	5	2.535	
1.4.4.	m2	Empleo de doble tratamiento superficial, incluso sellado materiales y ejecución.				
		Carretera existente				
		Total Patida 1.4.4.	500	0	240	
1.4.5.	m	Placa plástica para señalización y protección de cables subterráneos, de acuerdo con la Recomendación UNESA 0206, colocada en el interior de la zanja sobre los cables eléctricos, según plano.				
		Zanjas LMT	1	5.268	5.268	
		Total Patida 1.4.5	5.268	0	1.580	
1.4.6.	Ud	Suplemento para relleno de zanja con colocación de canalización entubada para conductores eléctricos (sin incluir conductores, ni cable de tierra, ni cable de fibra óptica) constituida por un (1) tubo PVC-160 mm y un (1) tubo PVC-90 mm (este último para cable de F.O.), colocado en zanja rectangular 0,50x1,0 m, conforme a detalle de planos, así como hormigonado cuando sea preciso. Reposición de tierra para el tapado de cables según capas de acuerdo con secciones tipo. (de aplicación en cruces de carreteras y caminos)				
		Cruzamientos	15	7	105	
		Total Patida 1.4.6.	105	20	2.101	



- 1.4.7. Ud Hito de señalización de hormigón, para señalización de zanja, colocado cada 50 m., en los cambios de sentido de las zanjas y en las derivaciones, incluyendo colocación y balizamiento mediante pintura amarilla, según planos.

Zanjas LMT	200	200			
Total Patida 1.4.7.			200	3	499

- 1.4.8. Ud Suministro y colocación de arqueta prefabricada de hormigón expandido, medidas 0,50x0,50x0,65 con tapa, para equipo repetidor de comunicaciones, con vena de drenaje, colocadas cada tramo de un 100 m medido desde generador anterior.

Arquetas	100	100			
Total Patida 1.4.8			100	75	7.490

Total Capítulo 1.4					31.671
---------------------------	--	--	--	--	---------------

TOTAL 1. OBRA CIVIL					1.973.494
----------------------------	--	--	--	--	------------------

2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

2.1 CONDUCTORES MT

- 2.1.1 m Línea trifásica de M.T. en conductor aislamiento seco tipo RHZ1 3x(18/30 kV 1x150 mm² Al + H25), en zanja, completamente instalada, incluso cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado de cables y pequeño material de sujección y conexionado en cabinas de aerogeneradores. Todas las medidas sobre plano de planta. Esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida de aerogeneradores

Línea 1	1	1.293	1.293		
Línea 2	1	2.426	2.426		
Línea 3	1	507	507		
Total Partida 2.1.1			4.226	46	195.241



- 2.1.2. m Línea trifásica de M.T. en conductor aislamiento seco tipo RHZ1 3x(18/30 kV 1x240 mm² Al + H25), en zanja, completamente instalada, incluso cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado de cables y pequeño material de sujeción y conexionado en cabinas de aerogeneradores. Todas las medidas sobre plano de planta. Esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida de aerogeneradores

Línea 1	1	634	634
Línea 2	1	479	479
Línea 3	1	510	510

Total Partida 2.1.2.		1.623	52	84.721
----------------------	--	-------	----	--------

- 2.1.3. m Línea trifásica de M.T. en conductor aislamiento seco tipo RHZ1 3x(18/30 kV 1x400 mm² Al + H25), en zanja, completamente instalada, incluso cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado de cables y pequeño material de sujeción y conexionado en cabinas de aerogeneradores. Todas las medidas sobre plano de planta. Esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida de aerogeneradores

Línea 1	1	2.656	2.656
Línea 2	1	3.028	3.028
Línea 3	1	4.387	4.387

Total Partida 2.1.3.		10.071	75	755.325
----------------------	--	--------	----	---------

- 2.1.4. m Cable ajustado con protección exterior para comunicaciones F.O. incluso limpieza, tendido, empalmes, pruebas y conexionado en aerogeneradores y/o torres anemométricas. Todas las medidas sobre plano de planta: esta medida se incrementará con las cocas de entrada y salida en las instalaciones.

Zanjas	1	9.987	9.987
E/S Aerogeneradores	11	40	440

Total Partida 2.1.4		4.600	5	20.930
---------------------	--	-------	---	--------

- 2.1.5 Ud 3 Terminaciones enchufables cable RHZ 18/30 kV 1x150 AL int. Acopio y Transporte de materiales, montaje del conjunto y conexionado.

E/S Aerogeneradores	24	24
---------------------	----	----

Total Partida 2.1.5		24	377	9.048
---------------------	--	----	-----	-------



2.1.6	Ud	3 Terminaciones enchufables cable RHZ 12/20 kV 1x240 AL int. Acopio y Transporte de materiales, montaje del conjunto y conexionado.					
		E/S Aerogeneradores	18	18			
		Total Partida 2.1.6			18	524	9.432
2.1.7	Ud	3 Terminaciones enchufables cable RHZ 12/20 kV 1x400 AL int. Acopio y Transporte de materiales, montaje del conjunto y conexionado.					
		E/S Aerogeneradores	15	15			
		Total Partida 2.1.7			15	540	8.100
Total Capítulo 2.1							1.082.797
2.2	PUESTA A TIERRA						
2.2.1	Ud	Línea equipotencial de tierra alrededor de la zapata, mediante cable de cobre desnudo de 1x50 mm2 de sección, con un mínimo de dos picas de acero al carbono con una capa de cobre puro aleada molecularmente al núcleo.					
		Aerogenerador	11	11			
		Total Partida 2.2.1			11	600	6.600
2.2.2	Ud	Instalación de puesta a tierra para enlace entre aerogeneradores, centros de transformación y subestación, a base de conductor de cobre desnudo de 50 mm2, incluso tendido del conductor en zanja, p/p de soldadura aluminortérmica, pequeño material y conexionado según esquemas.					
		Conductor Fondo Zanjas	1	9.987	9.987		
		Total Partida 2.2.2			4.600	13	57.500
Total Capítulo 2.2							64.100
TOTAL 2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA							1.146.897



3 SEGURIDAD Y SALUD

3.1 SEGURIDAD Y SALUD

3.1.1	Seguridad y salud	1		
	Total Partida 3.1.1	1	30.000	30.000
Total Capítulo 3.1				30.000
TOTAL 3. SEGURIDAD Y SALUD				30.000

4 VARIOS

4.1 PREPARACIÓN ZONA ACOPIO MATERIAL

4.1.1	Ud	Preparación de zona de acopio de material, de 1000 m2 de superficie, con cierre perimetral y con sus correspondientes instalaciones cubiertas de almacenaje.		
		Total Partida 4.1.1	1	45.000 45.000
Total Capítulo 4.1				45.000

4.2 RESTITUCIÓN DE TERRENOS

4.2.1	PA	Restitución de terrenos, incluido movimiento de tierras, con reposición de tierra vegetal en zanjas, canalizaciones, taludes de viales y plataformas, incluyendo hidro-siembra con semilla autóctona de la zona (según indicaciones Declaración de Impacto Ambiental)		
		Total Partida 4.2.1	1	65.000 65.000
Total Capítulo 4.2				65.000



4.3 REPARACIÓN DE ACCESOS

- 4.3.1 Reparación de accesos existentes, para facilitar la circulación de los vehículos de transporte pesado, incluyendo todo el tipo de tierras necesario, y según normativa.

Total Partida 4.3.1	1	75.000	75.000
---------------------	---	--------	--------

Total Capítulo 4.3			75.000
---------------------------	--	--	---------------

TOTAL 4. VARIOS			185.000
------------------------	--	--	----------------

5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV

5.1. SISTEMA 132 kV

5.1.1.	Ud	Tran. de Pot. 132/20 kV 60 MVA Transformador 132/30 kV 50 MVA ONAN - 60 MVA ONAF, 50 Hz, Grupo de conexión Ynyn0d11, regulación en carga con los accesorios correspondientes: depósito expansión, nivel de aceite, relé Bucholz con contador de alarmas y disparo, termómetro de esfera antivibratoria, válvula de alivio, filtrados, radiadores desmontables, incluso montaje y pruebas.	1	520.890	520.890
5.1.2.	Ud	Seccionador tripolar 145 kV Tripolar Seccionador tripolar de 3 columnas, giratorio, dispositivo de mando eléctrico para maniobra de las cuchillas. Tensión aislamiento 145 kV, intensidad nominal 2.000 A, poder de corte 40 kA	4	11.540	46.160
5.1.3.	Ud	Interruptor 145 kV Interruptor automático para 132 kV de tipo intemperie y corte SF6. Con mando tipo resorte rearmable mediante motor eléctrico. Tensión aislamiento 245 kV, intensidad nominal 3.150 A, Poder de corte 40 kA	6	52.732	316.392
5.1.4.	Ud	Transformador de Intensidad 145 kV Transformador de Intensidad. Relación de transformación 150-300-600/5-5-5-5A, (30VA 5P30)x2, 20VA cI0,5-5P20, 10VA cI0,2s y tensión máxima 245kV (Línea)	9	7.960	71.640
5.1.5.	Ud	Tran. de Tensión Ext. 145 kV	6	8.723	52.338



Transformador de tensión servicio exterior, 145 kV relación 132.000:V3/110:V3-110:V3-110:3 V con potencias y clase de 25 VA cl 0,2, 50 VA cl 0,5, 50 VA cl 3P, factor de tensión 1,9 Un y sobretensión en permanencia 1,2 Un, incluso montaje y pruebas. En cualquier caso, los equipos deben cumplir las normas exigidas por la empresa distribuidora.

5.1.6.	Ud	Pararrayos Autoval. Ext. 145 kV	9	4.791	43.119
		Pararrayos autoválvula de servicio intemperie, para conectar a red de 132 kV, con neutro aislado, tensión nominal 132 kV e intensidad de descarga de 10 kA, incluido montaje del conjunto y pruebas.			
5.1.7.	Ud	Soporte Aparamenta 132 kV	27	5.109	137.951
		Conjunto formado por los soportes metálicos de la siguiente apartamenta: trafa de potencia, trafos de tensión, trafos intensidad, interruptor, seccionador, pararrayos-autoválvulas. Construidos con perfiles normalizados de acero A-42-b y galvanizados en caliente, incluso pernos, tornillería y el montaje de todos los conjuntos descritos.			
5.1.8.	Ud	Estruc. Metálica Pórticos	1	153.700	153.700
		Conjunto de perfiles necesarios para la estructura metálica del pórtico entrada subestación, acero A-42b, galvanizadas en caliente, incluso pernos, tornilleria y el montaje de todo el conjunto.			
5.1.9.	Ud	Conjunto Embarrado 132 kV	1	13.831	13.831
		Conjunto formado por conductor LA-280 HAWK (CONDOR), aisladores rígidos necesarios, vacor de conexión a borne o pala de aparato con tornillería de acero inoxidable, incluido el montaje de todo el conjunto (para las tres fases).			
5.1.10.	MI	Cable Cu 95 mm2 Red Tierras			
		Metro de cable desnudo de sección 95mm2 enterrado en zanja s/planos incluso conexiones, derivaciones y soldadura calculada.			
			1	850	0 0 850
			850	11	9.070
5.1.11.	Ud	Material y componentes auxiliares	1	53.831	53.831
		Suministro y montaje del material necesario, tendido y conexionado de cables (de control y de potencia), terminales, tierras exteriores, montaje del TSA, etc..., para el perfecto funcionamiento de todos los equipos de la subestación.			
5.1.12.	MI	Perf. Electr. Prof. Red Tierras			



Metro de perforación para electrodo profundo con cable Cu de 95 mm² y mezcla activadora de grafito así como relleno correspondiente.

10	25	0	0	250			
					250	14	3.420

Total Capítulo 5.1

1.422.342

5.2. SISTEMA 30 kV

5.2.1.	Ud	Cabina Llegada Línea 36 kV	1	28.812	28.812
Cabina de llegada de línea constituida por 1 Interruptor automático tripolar SF6 36 kV-1.600 A-25 kA, seccionador de P.A.T. con cierre brusco, transformadores de intensidad 36 kV, relación 1.600/5-5-5A, 15 VA cl 5P20, 30 VA cl 5P20 y 20 VA cl 0,5, intensidad térmica 40 kA. Equipo auxiliar de mando, control, calefacción y relés de protección de sobreintensidad, incluso montaje y prueba de todo el conjunto.					
5.2.2.	Ud	Cabina Medida en Barras 36 kV	1	9.275	9.275
Cabina de medida en barras 36 kV constituida por: 2 Trafos de tensión 30:V3/0,110:V3-0,110:3 kV, 100 VA cl 0,5, 50 VA cl 3P; factor de sobretensión 1,9 Vn. 3 Fusibles 3,15 A-36 kV-25 kA. 1 Equipo auxiliar de mando, control, calefacción, convertidor de tensión, relé de tensión homopolar; incluido el montaje y pruebas de todo el conjunto.					
5.2.3.	Ud	Cabina Circuito Aerogen. 36 kV	3	19.808	59.423
Cabina de circuitos aerogenerador red colectora MT, constituida por: 1 Interruptor automático tripolar en SF6 36kV-630A-25kA. 1 seccionador tripolar 36kV-630A-25 kA con P.A.T. con cierre brusco. 3 Transformadores de intensidad 36 kV relación 400/5-5-5A, 15VA cl 5P20 y 20VA cl 0,5, intensidad térmica 25kA. 1 Relé de protección de sobreintensidad, contador combinado de Energía activa cl 3, convertidores de intensidad, potencia activa y reactiva y equipo auxiliar de mando, control, calefacción, incluido montaje y pruebas de todo el conjunto descrito.					
5.2.4.	Ud	Cabina Prot. Trafo SS.AA. 36 kV	1	11.522	11.522



Cabina de protección de servicios auxiliares constituida por:
 3 Fusibles 10 A-36 kV-25 kA.
 1 Interruptor - Seccionador tripolar 36kV-630A-25 kA con P.A.T. con cierre brusco.
 3 Trafos de intensidad 40/1 A.
 Elementos auxiliares de mando, control, calefacción, bobina de disparo, etc., incluso montaje y pruebas de todo el conjunto descrito.

5.2.5	Ud	Pararrayos-Autoválvulas 36 kV Pararrayos autoválvulas para 24kV servicio intemperie e intensidad de descarga 10kA incluido montaje del conjunto.	3	618	1.855					
5.2.6	Ud	Sop. Aut. y Botellas Term. 30 kV Soporte autoválvulas y botellas terminales para 30 kV construida en perfiles normalizados acero A-42b galvanizado en caliente, incluso tornilleria y montaje del conjunto.	1	3.329	3.329					
5.2.7	Ud	Celda Trafo S.A. 30 kV - 100kVA Celda para trafa S.A. incluido un trafa aislamiento seco de 100kVA 30.000/400-230V conexión Yzn11 incluso elementos auxiliares (cables Cu RHV 12/20 kV 95mm2 de conexión incluidos), así como montaje y pruebas de todo el conjunto.	1	9.482	9.482					
5.2.8	MI	L. Trifásica Sub. RHZ1 18/30 kV 4x3x500 Cu Cable RHZ1 18/30 kV 4x3x500mm2 Cu subterráneo (4 ternas de conductores unipolares) incluso señalización fases, fijado de cables, limpieza canalización y tendido de cables.	1	60	0	0	60	60	171	10.273
5.2.9	Ud	Conj. Terminación exterior 3x500 Conjunto terminación exterior cable RHZ1 18/30kV 3x500 mm2 incluyendo el montaje del conjunto.	4	529	2.117					
5.2.10	Ud	Conj. Terminación interior 3x500 Conjunto terminación interior cable RHZ1 18/30kV 3x500 mm2 incluyendo el montaje del conjunto.	4	780	3.119					
5.2.11	Ud	Conj. Terminación interior 3x95 Conjunto de terminación interior de cable RHV 18/30 kV 3x95mm2, incluyendo el montaje del conjunto	2	464	928					



5.2.12.	Ud	Resistencia de P.A.T en 30 kV	1	4.026	4.026
Resistencia de puesta a tierra del neutro a 30 kV para montaje intemperie, intensidad admisible durante 10s, 150 A, incluido el montaje y pruebas de todo el conjunto. Transformador de intensidad servicio exterior 30 kV, relación de intensidad 150/5 A, 15 VA, cl 5P20, incluso montaje y pruebas.					

Total Capítulo 5.2

144.161

5.3. ELEMENTOS VARIOS

5.3.1.	Ud	Equipo Rectificador-Batería	1	14.106	14.106
Batería de Ni-Cd con doble cargador: equipo rectificador-batería con tensión nominal de entrada de 132 Vc.a. y tensión salida 125 Vc.c. Intensidad de salida rectificadores: 50 A. Capacidad de carga de la batería 100 Ah, con alarmas mínima tensión, máxima tensión y fallo de carga.					
5.3.2.	Ud	Armarios de Servicios Auxiliares	1	13.228	13.228
Armario metálico con placa de montaje y chasis de 800x600x300 mm para C.A y C.C. incluyendo todos los interruptores automáticos, equipo conmutación, interruptores diferenciados y demás elementos auxiliares necesarios incluyendo montaje de todo el conjunto y prueba.					
5.3.3.	Ud	Cuadro Mandos, Control y Protec.	1	25.012	25.012
Cuadro de mando, control y protección con unas medidas máximas de 2,4x2,2x0,6 m, conteniendo en su interior: Protecciones de trafo, relés 27, 64, 81, 51N y diferencial 87. Mando y control formado por frecuencímetro, voltímetro, amperímetros, contadores, caja señalización alarmas, pulsadores, relés auxiliares, interruptores automáticos de protección y otros elementos auxiliares necesarios. Medida que se compone de convertidores de intensidad, tensión, potencia activa y reactiva, analizador de redes de cuatro cuadrantes y armónicas, un contador combinado 4 hilos activa y reactiva 132.000:V3/110:V3, 100-200/5A cl 0,5. Elementos auxiliares como interruptores automáticos, regleta, cable, conexión, incluso telecontrol y teledisparo. Montaje de todos los elementos anteriores, así como tarado de relés y demás equipos, incluyendo cuando proceda: pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria).					



5.3.4.	Ud	Cables Mando, Control y Protecc. Conjunto cables para mando, protección, control y medida y S.A. RV 0.6/1kV: 4x10mm ² - 4x6mm ² - 4x4mm ² - 2x4mm ² - 2x2,5 mm ² , etc. incluso tubos accesorios, cajas y materiales auxiliares necesarios para el montaje de los conjuntos descritos.	1	11.107	11.107
5.3.5.	Ud	Equipo Medida Energía Equipo medidor de energía compuesto por armario poliéster tipo Himel con dos contadores (principal y redundante) electrónicos combinados de activa y reactiva 132.000:V3/110:V3 y 250-500/5A cl 0,2, incluyendo modem integrado (GSM) y medida en cuatro cuadrantes, regletas de prueba y cableado necesario, así como registrador (1 por contador), incluyendo el montaje y pruebas de todo el conjunto con personal de la Compañía Distribuidora, en concreto y cuando proceda: pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria). Registrador: módulo de entrada serie para la lectura de los valores originales del contador; cierre de facturación, manual o automático; programa tarifario, con posibilidad de modificación, tanto en potencias como en energías; gestión de la energía reactiva en los cuatro cuadrantes; memorizar las potencias cuarto horarias (mínimo 40 días) y lecturas mensuales; posibilidad de lectura localmente por teclado o por terminal a distancia a través de la Red Telefónica conmutada; conexión para PC para su supervisión y programación.	1	10.380	10.380
5.3.6.	Ud	Proy. Ext. sobre Poste Metálico Proyector ext. sobre parte metálica tubular de 250 daN y 9m de altura, lámpara de S.A.P. 250 W con todo los equipos, p.p. conductor, etc, incluido montaje.	4	1.697	6.789
5.3.7.	Ud	Armario Telemando y Comunic. Armario con remotas del sistema de telecontrol, comunicaciones, concentrador de medidas, señales y mandos incluyendo p.p. cable, modem (GSM), adaptadores y montaje de todo el conjunto, así como, cuando proceda: pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria). EQUIPOS: Equipamiento digital PDH (Bifurcador digital DB2B-LP, VF/E&M 8 canales, Tarjeta digital DIU 19 (V.28) 8 ch., Módulo Banda Base para DIU 19, Terminales ópticos DF28 monomodo laser). Mecánica y alimentación: Adap. fuente alim. 48 Vcc PIA, Subbastidor 19" 1 16 pos. mural.	1	18.096	18.096
5.3.8.	Ud	Eq. de Seg. y Extinción de Inc.	1	14.457	14.457



Equipo de extinción de incendios compuesto de extintor polvo seco para intemperie de 25 kg y extintores de CO2. Equipo de seguridad compuesto de pértiga de salvamento, seguridad, equipo de puesta a tierra, banqueta aislante, señales, carteles, guantes, aislantes, etc... incluso montaje y puesta a punto de todo el conjunto descrito.

5.3.9.	Ud	Conexión embarrado-LAT	1	4.465	4.465
		Realización de conexionado entre poste de entronque de LAT PE con embarrado de subestación mediante cable de acero LA 280 (HAWK) y cable de tierra c/ Fibra óptica OPGW-15,6.			
5.3.10.	Ud	Grupo electrógeno	1	10.860	10.860
		1 Ud. Grupo electrógeno de arranque automático de 40 kVA continuas y 44kVA en emergencia, provisto de un motor DEUTZ, modelo BFMA2011 de 37 kW potencia continua y 40 kW en emergencia y alternador de 40 kVA continua y 44 kVA en emergencia, 50 Hz, 400/230 V depósito de 400 litros homologado, totalmente instalado.			
		1 Ud de cuadro de conmutación, provisto de interruptores automáticos magnetotérmicos, contactores de maniobra y automatismo de control.			
		1 Ud de líneas de alimentación entre trafa de potencia y cuadro de conmutación, entre cuadro de conmutación y grupo electrógeno y entre cuadro de conmutación y cuadro de servicios auxiliares.			
5.3.11.	Ud	Analizador de redes	1	2.697	2.697
		Equipo analizador de redes para instalación en edificio de control, incluido instalación, conexionado y pruebas. Posibilidad de conexión en redes de 3 y 4 hilos. Batería y memoria internas, comunicación GSM, IP-55. Tres entradas de tensión c.a. (posibilidad de analizar simultáneamente la tensión de las 3 fases y la frecuencia). Características eléctricas: protección mediante fusibles (capaces de soportar impulsos de corta duración) en entrada de tensión; varistores de alta energía; filtro de ruido en entrada de tensión; trafos de aislamiento para las entradas; caja blindada y protección frente a campos electromagnéticos.			
5.3.12.	Ud	Relé de distancia	1	11.209	11.209
		Ud de equipo de teleprotección formado por un relé de distancia, función 21, modelo SEL311C fabricación Schweitzer Engineering, un convertidor de contactos libres de potencial a fibra óptica modelo SEL 2505, un convertidor EIA232/fibra óptica modelo SEL 2800, totalmente instalado. Además, debe incluirse cálculo de ajustes generación de fichero de los mismos, realización de informe y carga de los mismos en el relé "in situ" por personal cualificado, así como, cuando proceda, tarado, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente (Industria).			



5.3.13.	Ud	Relé de fallo de interruptor Relé de fallo de interruptor 50BF: ante un fallo en la actuación del interruptor de 132 kV, éste envía señal al interruptor de MT del parque, para suplir su fallo; incluyendo asimismo, cuando proceda, tarado de los equipos, pruebas del fabricante, pruebas conjuntas del fabricante y personal de la compañía eléctrica, comprobación por una ENICRE y visto bueno correspondiente del organismo competente.	1	3.599	3.599
5.3.14.	Ud	Caja centraliz. de intens. medida fiscal Caja de centralización de intensidades para medida fiscal.	1	1.639	1.639
5.3.15.	Ud	Caja centraliz. de intens. medida y protec. Caja de centralización de intensidades para medida y protección.	1	1.639	1.639
5.3.16.	Ud	Caja centraliz. de tensiones medida fiscal Caja de centralización de tensiones para medida fiscal.	1	1.639	1.639
5.3.17.	Ud	Caja centraliz. de tensiones medida y protec. Caja de centralización de tensiones para medida y protección.	1	1.639	1.639
5.3.18.	Ud	Pararrayos dispositivo cebado Pararrayos con dispositivo de cebado tipo EC-SAT-750 cumpliendo la normativa UNE 21186 de AENOR. Incluido contador de descargas, mástil galvanizado de 3 metros y todos los accesorios necesarios para su montaje.	1	2.208	2.208
5.3.19.	Ud	Convertidor de tensión Convertidor de tensión de 125 Vcc a 48 Vcc con una potencia de 500 W, incluso montaje.	1	1.800	1.800

Total Capítulo 5.3

156.570

TOTAL 5. SUBESTACIÓN

1.723.073

6. EDIFICIO DE CONTROL

**6.1 MOVIMIENTO DE TERRAS**

Total Capítulo 6.1	2.052
---------------------------	--------------

6.2 RED DE SANEAMIENTO

- 6.2.1 m. Ml de tubo de saneamiento de PVC reforzada de 125 mm, asentada sobre cama de arena, con conexiones estancas, incluso excavación y tapado. Totalmente rematada.

Total Capítulo 6.2	461
---------------------------	------------

6.3 CIMENTACIONES

Total Capítulo 6.3	20.269
---------------------------	---------------

6.4 ESTRUCTURA Y ALBAÑILERÍA

Total Capítulo 6.4	72.646
---------------------------	---------------

6.5 CUBIERTA

Total Capítulo 6.5	25.475
---------------------------	---------------

6.6 SOLADOS Y ALICATADOS

Total Capítulo 6.6	3.386
---------------------------	--------------

6.7 CARPINTERÍA INTERIOR

Total Capítulo 6.7	1.887
---------------------------	--------------

6.8 CARPINTERÍA EXTERIOR

Total Capítulo 6.8	1.843
---------------------------	--------------

6.9 ELECTRICIDAD



Total Capítulo 6.9		4.000
6.10	FONTANERIA Y SANEAMIENTO	
6.10.1.	Ud Instalación completa de fontanería en local húmedo, con red de distribución para aparatos sanitarios y grifería de corte para independización de la instalación, en tubo de polietileno reticulado, según normas UNE 53.380-90 e indicaciones de los planos, i/ red de evacuación de aguas interiores con instalación de bote sinfónico, realizada en PVC homologado y prueba de carga, totalmente rematado.	
Total Capítulo 6.10		3.123
6.11	PINTURAS	
Total Capítulo 6.11		3.882
6.12	ENERGÍA SOLAR	
Total Capítulo 6.12		5.209
6.13	EXTINTORES	
Total Capítulo 6.13		1.063
TOTAL 6. EDIFICIO DE CONTROL		145.296
7.	AEROGENERADORES	
7.1.	AEROGENERADOR ENERCON E160 4,6 MW	
7.1.1.	Ud Aerogenerador ENERCON E160 de 4,6 MW de potencia nominal unitaria, con altura de buje 166 metros y rotor de diámetro 160 metros, incluyendo suministro, transporte, montaje y puesta en funcionamiento.	
Total Partida 7.1.1.		10 3.800.000 38.000.000
Total Capítulo 7.1.		38.000.000
7.2.	AEROGENERADOR ENERCON E160 4 MW	



7.2.1. Ud Aerogenerador ENERCON E160 de 4 MW de potencia nominal unitaria, con altura de buje 166 metros y rotor de diámetro 160 metros, incluyendo suministro, transporte, montaje y puesta en funcionamiento.

Total Partida 7.2.1.	1	3.305.000	3.305.000
----------------------	---	-----------	-----------

Total Capítulo 7.2.			3.305.000
----------------------------	--	--	------------------

TOTAL 7. AEROGENERADORES			41.305.000
---------------------------------	--	--	-------------------

TOTAL PRESUPUESTO			46.508.760
--------------------------	--	--	-------------------