

Memoria Justificativa

**PARQUE EÓLICO ASOCIADO A LA
PLANTA DESALADORA DE RIEGO
AGRÍCOLA GRAN TARAJAL EN EL
SUDESTE DE FUERTEVENTURA.**

**PROYECTO DE MODERNIZACIÓN Y MEJORA
DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE
FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE
(FUERTEVENTURA)**

Departamento de Energías Renovables

División de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Junio de 2015



CONTENIDO DEL DOCUMENTO.

1. INTRODUCCIÓN	1
2. ALCANCE	1
3. PETICIONARIO	1
4. NORMATIVA APLICADA	1
5. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PARQUE EÓLICO	7
6. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL PARQUE EÓLICO	9
6.1. LÍNEA DE BAJA TENSIÓN Y ARMARIO DE BAJA TENSIÓN.....	9
6.1.1. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD NOMINAL	9
6.1.2. COMPROBACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN	11
6.1.3. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.....	12
6.2. TRANSFORMADOR ELEVADOR DEL AEROGENERADOR	14
6.3. CELDA DE MEDIA TENSIÓN A LA SALIDA DEL AEROGENERADOR	15
6.4. LÍNEA DIRECTA DE EVACUACIÓN EN MEDIA TENSIÓN	16
6.4.1. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD NOMINAL	17
6.4.2. COMPROBACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN	20
6.4.3. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES EN EL ENLACE.....	21
6.4.4. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.....	21
6.4.5. CAPACIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LA CONEXIÓN SELECCIONADA.....	24
6.5. CONEXIÓN DEL PARQUE EÓLICO CON LA PLANTA DESALADORA	24
6.5.1. CELDAS DE CONEXIÓN Y MEDIDA DEL PARQUE EÓLICO	26
6.5.2. CELDAS DE PROTECCIÓN DEL PARQUE EÓLICO	28
6.5.3. CELDAS DE MEDIDA DE TENSIÓN PARA EL CONTROL.....	29
6.6. DIMENSIONADO DE LOS EMBARRADOS EN CELDAS.....	30
6.6.1. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE	30
6.6.2. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA.....	31
6.6.3. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA.....	33
7. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS	34

7.1.	CONFIGURACIÓN PROPUESTA DE PUESTA A TIERRA.....	34
7.2.	CÁLCULO DE LA RESISTENCIA TEÓRICA DE TIERRA.....	36
7.3.	CÁLCULO DE LA INTENSIDAD DE DEFECTO TEÓRICA.....	37
7.4.	CUMPLIMIENTO DE CONDICIÓN DE UNION DE TIERRAS DE PROTECCIÓN Y SERVICIO.....	38
7.5.	TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES	39
7.6.	TENSIONES DE PASO Y CONTACTO DE LA INSTALACIÓN.....	40
7.7.	COMPROBACIÓN DEL CABLE EMPLEADO EN LA P.A.T	40
7.8.	TRANSFERENCIAS AL EXTERIOR POR ELEMENTOS.....	41
8.	MOVIMIENTOS DE TIERRA.....	41
8.1.	MOVIMIENTO DE TIERRAS DERIVADO DE LA CIMENTACIÓN	41
8.2.	MOVIMIENTO DE TIERRAS DERIVADO DE LA PLATAFORMA DE MONTAJE.....	42
8.3.	CAMINOS Y ACCESOS AL PARQUE EÓLICO	44
8.4.	TRAZADO SUBTERRÁNEO DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN Y COMUNICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	46
8.5.	RESUMEN DE LOS MOVIMIENTOS DE TIERRA.....	47
9.	COMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL	47
9.1.	LÍNEA DE COMUNICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	47
9.2.	CARACTERÍSTICAS DEL PUESTO DE CONTROL.....	48
9.3.	DISPOSITIVOS DE MEDIDA Y TARIFACIÓN	50

1. INTRODUCCIÓN

Se presenta en este documento la memoria justificativa del parque eólico en régimen de autoconsumo asociado a la planta desaladora de riego agrícola Gran Tarajal, proyecto contemplado dentro del plan de “**MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM DE TUINEJE**”. Éste estaría constituido por un único aerogenerador de potencia no superior a los 2.000 kW, con un diámetro de rotor comprendido entre los 75 y los 90 metros y una altura de buje máxima de 100 metros.

Se presentan los cálculos justificativos de las instalaciones y resultados que justifican la solución adoptada en el proyecto básico del parque eólico.

2. ALCANCE

Se encuentran dentro del alcance del presente proyecto básico las siguientes instalaciones:

- Parque eólico formado por un aerogenerador de potencia máxima 2.000 kW.
- Línea directa de conexión del parque eólico con el centro de transformación de la IDAM Gran Tarajal.
- Adaptación del actual centro de transformación de la IDAM para la conexión del parque eólico.

3. PETICIONARIO

La entidad peticionaria de este proyecto es el Servicio de Planificación de Obras y Ordenación Rural perteneciente a la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural del Gobierno de Canarias. Actualmente el gestor y dueño del centro de producción de agua es el Consorcio para el Abastecimiento de Agua de la Isla de Fuerteventura (CAAF).

4. NORMATIVA APLICADA

Se cita la normativa vigente aplicada en la redacción del documento.

Normativa Estatal

- **Disposiciones que afectan a la instalación de parques eólicos:**
 - Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- Ley 9/2014, de 6 de noviembre, de medidas tributarias, administrativas y sociales de Canarias.
- Ley 17/2013, de 29 de Octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- 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, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Derogada la disposiciones adicional cuarta por la Ley 24/2013.
- Real Decreto – Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Derogado los artículos 3 y 4 por la Ley 24/2013.
- Real Decreto 1/2012 por el que se procede a la suprimen los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción en régimen especial. Parcialmente derogado por el Real Decreto 413/2014.
- Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen las medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto – Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico. Modifica disposiciones del Real Decreto 2019/1997.
- Real Decreto 1777/2004 sobre impuesto de sociedades.
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, texto que modifica el Real Decreto 584/1972 de Servidumbres Aeronáuticas.
- Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por el que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicos y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por el que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- Orden IET/2013/2013, de 31 de Octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 10 de Octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de Octubre.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Dictamen del Comité de las Regiones Energías renovables: Principales protagonistas en el mercado europeo de la energía.
- Instrumento de Ratificación del Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), hecho en Bonn el 26 de enero de 2009.
- UNE-EN 61400. Aerogeneradores.
- UNE-EN 61400-24. Aerogeneradores. Parte 24 Protección contra el Rayo.
- **Disposiciones que afecta a la instalación de líneas eléctricas:**
 - Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC – RAT 01 a 23.
 - Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
 - Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

- Real Decreto 3275/1982 por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e instrucciones técnicas complementarias.

➤ **Disposiciones que afectan a la operación del sistema eléctrico:**

- Orden IET/1132/2014, de 24 de junio, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de junio de 2014, por el que se modifican aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Electricidad incluido en la planificación de sectores de electricidad y el gas 2008 – 2016.
- Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema eléctrico 14.11 “Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad” y 15.2 “Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”.
- Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los periodos de punta, valle y llano, los valores del factor de estacionalidad Festh para cada uno de los bloques definidos, y las horas anuales de funcionamiento estándar de los grupos, utilizados para el cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del régimen ordinarios de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 10.4, 10.5, 10.6 10.7, 10.8 y 10.11 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.
- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable.
- Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (Procedimientos de Operación SEIE).
- Especificaciones de 25 de abril del 2007, para la conexión de Centros de Control de Generación con el operador del sistema en Canarias.

➤ **Disposiciones que afectan a la Evaluación de Impacto Ambiental:**

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

- Real Decreto – Ley 17/2012, de 4 de mayo, de medidas urgentes en materia de medio ambiente.
- Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.
- Real Decreto 1193/1998, de 12 de junio, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres. Modifica el Real Decreto 1997/1995.
- Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres.
- Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009, por la que se instaure un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.
- Directiva 97/62/CE de 27 de octubre, que modifica los Anexos I y II de la Directiva Hábitats.
- Directiva 92/43/CEE de 21 de mayo de 1992 relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestre (Directiva Hábitats).

➤ **Política energética:**

- Planificación de los sectores de la electricidad y el gas 2008 - 2016.
- Plan de Energías Renovables 2011 – 2020.

Normativa de la Comunidad Autónoma de Canarias

➤ **Disposiciones que afectan a la instalación de parques eólicos:**

- Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias.
- Ley 2/2011, de 26 de enero, por la que se modifican la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del sector eléctrico canario y la Ley 19/2003, de 14 de abril, por la que se aprueban las directrices de ordenación general y las directrices de ordenación del turismo en Canarias.
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Ley 11/1997, 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

- Decreto 161/2006, de 8 de noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Orden de 21 de julio de 2014, por la que se modifica, en ejecución de Sentencias, la Orden de 4 de agosto de 2009, que resuelve para el sistema eléctrico de Fuerteventura, el concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos, destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios, convocado por Orden de 27 de abril de 2007.
- Orden de 31 de marzo de 2014, por la que se modifica la Orden de 15 de noviembre de 2006, por la que se regula las condiciones técnico – administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.
- Orden de 30 de septiembre de 2008, por la que se resuelve el concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de instalación o ampliación de parques eólicos con consumos asociados en los sistemas eléctricos insulares canarios, convocado por Orden de 17 de mayo de 2007.
- Orden de 29 de noviembre de 2006, por la que se rectifica la Orden de 15 de noviembre de 2006, que regula las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.
- Orden de 15 de noviembre de 2006, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.
- Guía de junio de 2007, para la adecuación técnica para la incorporación de las instalaciones de régimen especial de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares en el despacho de generación.
- **Disposiciones que afecta a la instalación de líneas eléctricas:**
 - Orden de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.
 - Resolución de 4 de junio de 1997 de la Dirección General de Industria y Energía (BOC nº 114 de 01/09/97), por la que se convalida el Método UNESA para el cálculo y diseño de las instalaciones de puesta a tierra en centros de transformación de tercera categoría, a los efectos de su aplicación en la Comunidad Autónoma de Canarias.
- **Disposiciones que afectan a la operación del sistema eléctrico:**
 - Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regula diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
 - Procedimiento de 25 de abril del 2007, para la habilitación de Centros de Control en Canarias.

- Orden de 28 de septiembre de 2005, por la que se fijan los criterios de definición de la red de transporte de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma de Canarias y se hace pública la relación de instalaciones que la constituyen.
- Decreto 50/2003, de 30 de abril, por el que se designa a “Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima” gestor de la red de transmisión en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- **Disposiciones que afectan a la Evaluación de Impacto Ambiental:**
 - Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y simplificación en materia de protección del territorio y de los recursos naturales.
 - Ley 4/2010, de 4 de junio, del Catálogo Canario de Especies Protegidas.
 - Orden de 1 de junio de 1999, por la que se crea el Banco de Datos de Biodiversidad de Canarias.
 - Orden de 20 de febrero de 1991, sobre protección de especies de la flora vascular silvestre de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- **Política territorial, energética e hidráulica:**
 - Planificación Energética de Canarias (PECAN) 2008 – 2015.
 - Aprobación Inicial de las Directrices de Ordenación del Sector Energético de Canarias. (DOSE) 2014 – 2020.
 - Ley 19/2003 de Directrices de Ordenación General (DOG).
 - Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura (PIOF), aprobado por el Decreto 100/2001.
 - Decreto Legislativo 1/2000, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de los Espacios Naturales de Canarias (TRLOTC).
 - Plan hidrológico de Fuerteventura (PHF).

5. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PARQUE EÓLICO

Conforme al análisis desarrollado a lo largo de la memoria descriptiva, la posición adecuada para la instalación del aerogenerador es la nombrada según planos como “Posición 2 de Montaña Gran Tarajal”, con coordenadas **UTM Abscisa 595.897 mE, Norte 3.122.850 mN, Altura 50 metros y Huso 28N**. De la misma forma se determinó en el Anexo I “Evaluación del recurso eólico de Gran Tarajal” que la potencia de la turbina debería encontrarse entre los 1.500 y 2.000 kW teniendo en cuenta el análisis de mercado y las características del consumo asociado. **A efectos de cálculo se ha considerado la alternativa de mayor potencia (2.000 kW).**

En este caso el proyecto es promovido por un ente público, no definiéndose marca y modelo de aerogenerador. En su defecto se establecieron las características técnicas

generales que debe reunir la opción elegida, sirviendo éstas de **base para la concurrencia competitiva de fabricantes de aerogeneradores**. Las fichas técnicas de algunas de éstas opciones se han adjuntado en el anexo III del proyecto básico.

De acuerdo con el estado de la técnica, el aerogenerador producirá a tensiones de 400/690 V según fabricante, existiendo un circuito en baja tensión que enlaza el generador eléctrico con el transformador. Para el rango de potencia descrito el transformador estaría situado en la góndola o al pie de la torre, tomándose a efectos de este análisis el caso más desfavorable por criterios de pérdidas (a pie de la torre) si bien será un criterio de selección la reducción de pérdidas totales en el trazado. Desde el transformador partirá una línea de media tensión que enlaza con el centro de transformación C200326 de la planta desaladora conforme a lo descrito en los planos 8 y 19 del proyecto. Este trazado tendría una longitud total de 3.986 metros.

Ya en el CT C200326 la línea se conectaría a los embarrados de media tensión de la planta desaladora a través de un conjunto de celdas instaladas para el control, la protección y la medida de la energía generada por el parque eólico.

Se utilizará un único sistema de **puesta a tierra** con funciones de protección y servicio según las normas IEC 62305-3, UNE-EN 61400-24 y la MIE-RAT 13, debiéndose garantizar un valor de resistencia de puesta a tierra inferior al límite marcado en la normativa vigente para este tipo de disposición. Adicionalmente ésta estará a las condiciones y criterios de cálculos establecidos por el fabricante definitivamente seleccionado, si bien en el presente documento se citarán y calcularán las prescripciones técnicas mínimas generales que definitivamente deberán cumplir.

El **centro de control del parque eólico** se ubicará en el propio centro de control de la planta desaladora. Quedan fuera del alcance del proyecto los cálculos estructurales, lumínicos, de protección contra incendios y cuantos otros que no se entiendan propios del parque eólico, sólo siendo necesario espacio para la situación de un pupitre de control compuesto por ordenador y tres armarios (medida, protección y servicios auxiliares) de características estándar.

La **cimentación del aerogenerador** estará a lo estipulado y certificado por el fabricante definitivamente seleccionado en el proyecto de ejecución, debiendo éste facilitar antes de la ejecución del proyecto los cálculos justificativos y un juego de planos de cimentación acorde con las características singulares del terreno según el estudio geotécnico realizado. En cualquier caso en este proyecto básico se han definido las características básicas de la misma a efectos de estimar los movimientos

de tierra necesarios en cumplimiento de lo establecido en la guía de contenidos mínimos de proyectos eólicos del Gobierno de Canarias.

También se definen las características básicas y los movimientos de tierra necesarios para la ejecución de la **plataforma de montaje** y los **accesos al parque eólico**.

6. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL PARQUE EÓLICO

Se divide el sistema eléctrico del parque eólico en las siguientes instalaciones:

1. Instalación eléctrica de baja tensión del aerogenerador.
2. Transformador elevador 2.000 kV relación 400/20.000 V y aparamenta asociada. Instalado a pie de la torre del aerogenerador.
3. Línea de evacuación directa subterránea en media tensión a 20 kV que conecta con el CT C200326.
4. Celdas de conexión prefabricadas a instalar en el CT C200326 para la integración del parque eólico.

A continuación se desarrollan los cálculos justificativos para cada caso y se exponen las características estándar de cada uno de los medios necesarios.

6.1. LÍNEA DE BAJA TENSIÓN Y ARMARIO DE BAJA TENSIÓN

Se realiza el cálculo de la línea para tensiones de 400 V y 690 V, siendo éstas las alternativas seleccionadas por los principales fabricantes de aerogeneradores que distribuyen en Canarias. Por otra parte sabiendo que el aerogenerador utilizado será asíncrono doblemente alimentado o síncrono y que dispondrá de sistema de control de potencia, se considerará como factor de potencia más desfavorable 0,95.

La longitud recorrida desde el generador eléctrico hasta el transformador se ha estimado en 80 metros si bien dependerá de la ubicación del transformador elevador y la altura de buje en su caso.

6.1.1. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD NOMINAL

Se calcula la intensidad nominal en servicio permanente según la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\varphi}$$

Donde,

I= Intensidad nominal en servicio permanente (A).

P=Potencia (W).

V= Tensión (V).

Cosφ= Factor de potencia.

INTENSIDAD NOMINAL EN SERVICIO PERMANENTE		
Variable	Opción 400 V	Opción 690 V
Tensión	400 V	690 V
Potencia	2.000 kW	2.000 kW
Factor de potencia	0,95	0,95
Intensidad nominal	3.039 A	1.762 A

Tabla 1 Intensidad nominal de baja tensión en servicio permanente

El sistema de instalación será **cables unipolares en contacto mutuo al tresbolillo** y distanciados con respecto a la pared una longitud nunca inferior al diámetro del cable seleccionado (Instalación tipo F según el Real Decreto 834/2002).

A lo largo del recorrido los cables deberán encontrarse unidos a la estructura por medio de bandejas o elementos de fijación tal como se muestra en las ilustraciones adjuntas a continuación, reduciendo el riesgo de rotura mecánica por efecto cortocircuito. De la misma forma el fabricante deberá asegurar mediante medidas pasivas y activas que el giro de la góndola no producirá esfuerzos mecánicos en el enlace y que de producirse éstos serán inferiores a los admisibles.



Ilustración 1 Sistema de fijación de los conductores de baja tensión en el aerogenerador

Se expone en la siguiente tabla las configuraciones seleccionadas en cada caso:

CONFIGURACIONES SELECCIONADAS		
Variable	Opción 400 V	Opción 690 V
Configuración seleccionada	3x(6x1x240 mm²) Cu	3x(4x1x240 mm²) Cu
Aislamiento	Tipo DZ-K (AS)	Tipo DZ-K (AS)
Tensión de aislamiento	0,6/1 kV	0,6/1kV
Intensidad máxima admisible	3.312 A	2.208 A

Tabla 2 Configuraciones seleccionadas

Habiéndose seleccionado para ambos casos el mismo tipo de conductor y sección, se exponen a continuación las características técnicas:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL CABLE DE BAJA TENSIÓN	
Variable	Característica
Designación	DZ – K (AS)
Tensión de aislamiento	0,6/1 kV
Material	Cobre
Sección del conductor	240 mm ²
Temperatura a servicio permanente	40 °C
Intensidad admisible	552 A
Diámetro nominal aislamiento	23,4 mm
Diámetro nominal exterior	26,8 mm
Peso aproximado	2.430 kg/km
Inductancia aproximada	0,248 mH/km
Resistencia del conductor	0,080 Ω/km
Radio de curvatura mínimo	5 Diámetros
Tipo de aislamiento	Mezcla HEPR (Termoestable)
Flexibilidad	Clase 5
Temperatura máxima (permanente)	90°C
Temperatura máxima (cortocircuito)	250°C

Tabla 3 Características técnicas del cable de baja tensión

Además el cable será no propagador de llama e incendio, libre de halógenos con nula emisión de gases corrosivos y baja emisión de humos opacos, todo ello conforme a la norma IEC 60502 – 1.

El fabricante definitivamente seleccionado podrá proponer otra configuración y tipo de cable siempre y cuando demuestre su adecuación a las características exigidas en el proyecto con sus pertinentes cálculos justificativos.

6.1.2. COMPROBACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Se evalúa la caída de tensión conforme a la siguiente expresión. Teniendo en cuenta que la sección es superior a 25 mm² se tendrá en cuenta el efecto de la reactancia:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S} + \left(1,732 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{X}{n} \cdot L \cdot I \cdot \sen\varphi \right)$$

Donde,

ΔU = Caída de tensión producida en la línea de baja tensión (V).

L= Longitud de la línea (km).

γ = Conductividad del cobre a 20°C = 56 Ω⁻¹ m⁻¹.

S= sección del conductor en mm².

U= Tensión (V).

I= Intensidad nominal (A).

X= Reactancia del cable (Ohmios/km).

N= número de circuitos.

En la siguiente tabla se expone los datos de partida y los resultados obtenidos en cada caso:

CAÍDA DE TENSIÓN DE LA LÍNEA DE BAJA TENSIÓN		
Variable	Opción 400 V	Opción 690 V
Intensidad nominal	3.312 A	2.208 A
Reactancia de los cables	0,08 ohmios/km	0,08 ohmios/km
Longitud del cable	80 m	80 m
Factor de potencia	0,95	0,95
Número de circuitos	6	4
Caída de tensión (V)	0,034 V	0,024 V
Caída de tensión (%)	0,0085 %	0,0035%

Tabla 4 Caída de tensión de la línea de baja tensión

Se estima además las pérdidas de potencia que se producirían en el trazado:

$$P = \sqrt{3} \cdot \Delta V \cdot I$$

PÉRDIDAS POR CAÍDA DE TENSIÓN		
Variable	Opción 400 V	Opción 690 V
Intensidad nominal	3.321 A	2.208 A
Caída de tensión	0,034 V	0,024 V
Pérdida de potencia	0,196 kVA	0,092 kVA

Tabla 5 Pérdidas por caída de tensión

6.1.3. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Para comprobar la sección seleccionada por efecto de la caída de tensión se aplica la siguiente expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S}{\sqrt{3} \times \frac{U_{cc}}{100} \times U_s}$$

Donde,

I_{ccp} = Intensidad de cortocircuito permanente (A).

U_{cc} = Tensión de cortocircuito del transformador a instalar (%).

U_s = Tensión de referencia de baja tensión (V).

S = Potencia aparente del transformador (VA).

El transformador a instalar en la base de la torre del aerogenerador será de 2.000 kVA.

Tras consultar un catálogo de fabricante, se determina que la tensión de cortocircuito

será del 6%. Adicionalmente se comprueba que la intensidad de cortocircuito que se produciría es inferior a la máxima soportable por el conductor conforme a la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}}$$

Donde,

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito permanente (A).

K= Coeficiente dependiente de la naturaleza del cable y la diferencia de temperatura entre el inicio y el final del cortocircuito. Para cables de cobre donde la temperatura inicial es de 90°C y la temperatura final es de 250°C, K adopta un valor de 143.

t= Tiempo máximo de actuación de las protecciones. De acuerdo con la red eléctrica de media tensión insular, este valor se establece en 0,12 segundos, sin embargo como medida conservadora se adopta un valor de 0,2 segundos.

S= sección del conductor en mm².

COMPROBACIÓN DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO		
Variable	Opción 400 V	Opción 690 V
Potencia aparente	2.000 kVA	2.000 VA
Tensión de cortocircuito	6%	6%
Tensión de referencia	400 V	690 V
Sección del cable	240 mm ²	240 mm ²
Intensidad de cortocircuito producida en B.T	48.113 A	27.891 A
Intensidad de cortocircuito máxima permitida	76.742 A	

Tabla 6 Comprobación de las intensidades de cortocircuito

Se demuestra que la intensidad de cortocircuito en baja tensión será inferior a la soportable por el cable en servicio permanente ($I_{ccp} < I_{cc}$). Conforme a los cálculos realizados la protección a instalar en el armario de baja tensión responderá a las siguientes características básicas:

PROTECCIÓN ARMARIO DE BAJA TENSIÓN (AEROGENERADOR)		
Variable	Opción 400 V	Opción 690 V
Tensión	400 V	690 V
Calibre de la protección	3.200 A	2.000 A
Poder de corte	50 kA	30 kA
Tipo de aislamiento	SF6	SF6
Disposición	Compacto (Celda)	Compacto (Celda)

Tabla 7 Protección armario de baja tensión (Aerogenerador)

Tanto la línea de media tensión como las características de la protección equipada estarán a las condiciones designadas por el fabricante del aerogenerador

seleccionado. La propuesta presentada por éste deberá estar justificada con cuantos cálculos y ensayos sean necesarios.

6.2. TRANSFORMADOR ELEVADOR DEL AEROGENERADOR

Se encontrará instalado en la base de la torre del aerogenerador de acuerdo a la disposición mostrada en el plano 7. Se adjuntan la siguiente tabla las características técnicas generales de la opción elegida:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR	
Variable	Característica
Potencia	2.000 kVA
Tensión del primario	400/690 V (Fabricante)
Tensión del secundario	20.000 V
Regulación	+2,5%; +-5%
Servicio	Permanente
Condición de servicio	Interior
Refrigeración	Aceite sintético (silicona – 300°C)
Grupo de conexión	Ynd11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de aislamientos	24 kV
Tensión de cortocircuito	6%
Temperatura ambiente mínima	-20°C
Temperatura ambiente máxima	40°C
Temperatura arrollamiento máx.	65°C
Peso aproximado	5.300 kg
Placa de característica	UNE 20178 y CEI 60726
Bornes de puesta a tierra	Al menos dos bornes
Elementos de enganche e izado	Dos enganches

Tabla 8 Características técnicas del transformador

Las conexiones de las líneas de baja tensión con el transformador se realizarán directamente a través de pletinas de cobre desnudo. Por su parte la conexión entre el transformador y la celda de media tensión se realizará con latiguillos de unión de cable de Aluminio Eprotenax H Compact, los cuales en un extremo dispondrán de terminaciones TMF (conexión con transformador) y en el otro conectores separables acodados PMA1 (conexión celda). Se resume en la siguiente tabla las características de cada uno de los medios mencionados:

LATIGUILLOS DE UNIÓN TRAF0 - CELDA	
Variable	Característica
Designación	AL EPROTENAX H COMPACT
Tensión de aislamiento	18/30 kV
Material	Aluminio
Sección del conductor	150 mm ²

Temperatura a servicio permanente	40 °C
Intensidad admisible	360 A
Diámetro nominal aislamiento	27,4 mm
Diámetro nominal exterior	28,2 mm
Peso aproximado	1.669 kg/km
Tipo de aislamiento	HEPRZ1 (Termoestable)
Temperatura máxima (permanente)	105°C
Temperatura máxima (cortocircuito)	250°C
Sección de la pantalla	25 mm ²
Intensidad de cortocircuito soportable	13.350

Tabla 9 Latiguillos de unión Trafo - Celda

TERMINAL TMF PARA CONEXIÓN A TRANSFORMADOR	
Variable	Característica
Designación	ELASTICFIT TMF3-R
Tensión de aislamiento	18/30 kV
Material	Aluminio
Tipo de aislamiento	HEPRZ1
Sección del terminal	150 mm ²
Diámetro sobre aislamiento cable mínimo	19,9 mm
Diámetro sobre aislamiento cable máximo	32,0 mm
Longitud	340 mm

Tabla 10 Terminal TMF para conexión a transformador

TERMINAL CONECTOR ACODADO SEPARABLE (CELDA)	
Variable	Característica
Designación	MSCEA-400A-150-240/24-T3-P1
Tensión de aislamiento	24 kV
Reductor	rD
Tipo de aislamiento	HEPRZ1
Sección del terminal	150 mm ²
Diámetro sobre aislamiento cable mínimo	22,7 mm
Diámetro sobre aislamiento cable máximo	33,1 mm
Tipo de pantalla metálica	Hilos de cobre
Longitud total	365 mm
Longitud del codo	175 mm

Tabla 11 Terminal conector acodado separable (celda)

Además entre el transformador y las zonas accesibles deberá existir un piso de protección que evite el contacto directo con las partes en tensión.

6.3. CELDA DE MEDIA TENSIÓN A LA SALIDA DEL AEROGENERADOR

Entre el transformador de potencia y la línea directa de conexión del parque eólico con la IDAM se instalará una celda de media tensión con funciones de protección. Las características técnicas de ésta serán las que se exponen a continuación:

CELDA DE MEDIA TENSIÓN DEL AEROGENERADOR	
Elementos	Requisitos mínimos
Tensión de servicio	20 kV
Tensión de aislamiento	24 kV
Intensidad nominal	400 A
Poder de corte	20 kA
Poder de corte (cresta)	40 kA
Tipo de protección	Ruptofusible
Calibre del fusible	125 A
Tipo de Celda	0L + 1P
Conexión a tierra	Automática con apertura del interruptor
Otras funciones	Opción de puesta a tierra de entrada y salida del interruptor.
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	SF6

Tabla 12 Celda de media tensión del aerogenerador

La conexión entre la celda y la línea directa de evacuación se realizará con conectores separables de tipo T:

TERMINAL CONECTOR SEPARABLE EN T (CELDA – LÍNEA DIRECTA)	
Variable	Característica
Designación	MSCEA-400A-150-240/24-T3-P1
Tensión de aislamiento	24 kV
Reductor	rD
Tipo de aislamiento	HEPRZ1
Sección del terminal	150 mm ²
Diámetro sobre aislamiento cable mínimo	22,7 mm
Diámetro sobre aislamiento cable máximo	33,1 mm
Tipo de pantalla metálica	Hilos de cobre
Longitud total	370 mm
Longitud de la T	220 mm

Tabla 13 Terminal conector acodado separable (celda)

Los cálculos justificativos de los medios descritos son coincidentes con los que se realizan en el siguiente apartado para la línea directa de evacuación.

6.4. LÍNEA DIRECTA DE EVACUACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

Se instalará en tramo subterráneo describiéndose un recorrido de 3.644 metros de los cuales 100 metros será enterrado bajo tubo (interior del complejo de desalación) y el resto irá directamente enterrado. La descripción del recorrido se ha efectuado en el apartado 9.9.3 de la memoria descriptiva y en el plano 8 del proyecto básico. Se asume que el punto de enganche será el centro de transformación propio de la IDAM (C 200.326). Se realizan los cálculos justificativos de la línea de media tensión.



Ilustración 2 Centro de transformación IDAM C 200.326

6.4.1. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD NOMINAL

Atendiendo al flujo de potencia, el escenario de diseño de la línea eléctrica será aquel en que el aerogenerador produce a régimen nominal. En este caso se asume un factor de potencia de 0,9 como caso más desfavorable. Se determina la intensidad nominal del enlace en régimen permanente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\varphi} = \frac{2.000.000}{\sqrt{3} \times 20.000 \times 0,90} = 64,15 \text{ A}$$

En la aplicación del Real Decreto 223/2008, el Real Decreto 337/2014 y las Normas particulares de la empresa distribuidora local para redes de distribución en media tensión se establecen las siguientes condiciones básicas:

- **Sección del conductor:** Las normas particulares determinan que los conductores deberán ser unipolares en aluminio y sección normalizada de 150 y 240 mm².
- **Tensión nominal:** Para distribución a 20 kV se emplearán cables con tensión de aislamiento 18/30 kV a modo de garantía de servicio.
- **Pantallas de cables:** Dispondrán de pantallas conectándose éstas a tierra en cada punto accesible.
- **Canalización:** Deberán ser de 160 mm o 200 mm. Una vez y media el diámetro exterior de la conexión.
- **Arqueta:** Se instalarán cada 40 metros para tramos entubados y en los cambios de conexión e inicio y final de línea.

Se selecciona por tanto el siguiente tipo de conductor:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL CONDUCTOR SELECCIONADO	
Variable	Características
Designación	3x(1x150) mm ² AI RHZ1-0L 18/30 kV
Tensión nominal	30 kV
Tensión máxima	36 kV
Temperatura en servicio	90 °C
Temperatura en cortocircuito	250 °C
Radio de curvatura mínimo	510 mm
Peso aproximado	1.250 kg/km
Diámetro nominal aislamiento	26,2 mm
Espesor aislamiento	5,5 mm
Diámetro espesor cubierta	2,5 mm
Diámetro nominal exterior	34,0 mm
Resistencia del conductor a 20°C	0,206 ohmios/km
Resistencia del conductor a 90°C	0,264 ohmios/km
Reactancia del conductor	0,123 ohmios/km
Capacidad del conductor	0,192 µF/km
Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado	245 A
Intensidad máxima admisible directamente enterrado	260 A

Tabla 14 Características técnicas del conductor seleccionado

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible se ha supuesto que el cable se encontraría directamente enterrado a 1 metro de profundidad, siendo la temperatura del terreno de 25 °C y su resistividad térmica de 1,5 Km/W.

Para el tramo entubado se utilizarán tubos de polietileno de diámetro exterior 200 mm bajo la especificación técnica Endesa GE CNL002 ya que el diámetro interior (180 mm) es superior a una vez y media la sección de los conductores (1,5x3x34=153 mm).

De igual forma se respetarán en todo momento las condiciones de proximidades, cruzamientos y paralelismos marcados en el Real Decreto 223/2008:

- **Condiciones generales:** Queda prohibida la plantación de árboles y la construcción de edificaciones en la franja definida por la zanja. Si en el momento de la instalación se detectan dichos elementos será necesario el replanteo de la línea eléctrica. La franja mínima de separación será de 0,3 metros por cada lado.
- **Cruzamientos:** Los cruzamientos sobre las carreteras se harán de forma perpendicular. Por otra parte la proximidad hasta la parte superior del tubo más próximo no será menor de 0,6 metros.

En los cruzamientos de conductores de Media Tensión con los de **Baja Tensión**, la distancia entre ellos habrá de ser igual o superior a 0,25 metros. En caso de que las distancias no puedan respetarse, se establecerán divisiones de material incombustible y de adecuada resistencia, o bien, se instalará uno de los conductores dentro de tubo. La distancia entre estos conductores deberá aumentarse hasta 1 metro en los empalmes. Se tenderán los conductores de media tensión por debajo de los de alta tensión.

En caso de cruzamientos entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de **telecomunicación**, la distancia de separación entre estos cables deberá ser superior a 0,20 metros, aumentándose a 1 metro cuando se produzcan empalmes en cualquiera de los dos circuitos. En el supuesto de que no pueda ser respetada esta distancia, deberá utilizarse un tubo para la instalación más reciente con resistencia a la compresión de 450 N y que soporte impactos de 40 J.

Para cruzamientos entre las líneas subterráneas de media tensión y las **canalizaciones de agua**, la distancia mínima será de 0,2 metros, aumentándose esta a 1 metro para los empalmes. Esta condición será aplicable a conducciones de agua de baja capacidad, no obstante si se produjera proximidades con arterias importantes de agua, la distancia debe ser superior a 1 metro. Si no se pudieran respetar estas limitaciones, se emplearían tubos idénticos a los comentados en apartados anteriores. Los conductos de agua pasarán por debajo de las líneas de media tensión.

En el caso de cruzamientos con las conducciones de **alcantarillado** en ningún caso se admitirá incidir en su interior. En el caso de que no sea posible evitar el cruzamiento se podrá pasar por debajo y los cables se dispondrán separados de las instalaciones de alcantarillado bajo tubo.

- **Proximidades y paralelismos:** Los cables de media tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión siempre y cuando se mantengan entre ellos una distancia mínima de 0,25 metros. Si no fuera posible respetar estas distancias se pasará la línea más reciente por canalización.

Si es el mismo propietario el que canaliza a la vez varios cables de A.T podrá instalarlos a menor distancia pero los mantendrá separados entre sí con tubos idénticos a los mencionados anteriormente.

Las distancias mínimas de separación en paralelismos entre cables de energía eléctrica y de telecomunicación no será inferior a 0.20 metros. En los casos en los que no se pueda respetar esta distancia se usarán tubos.

En el caso de paralelismos con canalizaciones de agua, la distancia obligatoria será de cómo mínimo 0,20 metros, ampliándose la distancia hasta 1 metro en empalmes de cables de energía eléctrica y justas de las canalizaciones de agua. Esta condición es aplicable a conducciones de agua de baja capacidad. Si se produjeran proximidades y paralelismos con arterias principales la distancia deberá ser superior a 1 metro con respecto a los cables de alta tensión. La canalización de agua deberá pasar por debajo de las líneas de media tensión.

Todas las condiciones expuestas en este apartado se verificarán con antelación a la ejecución de la línea de media tensión con el pertinente replanteo del trazado.

Atendiendo a la disposición del trazado **será necesaria la instalación de tres arquetas (inicio y final de línea bajo tubo y arqueta intermedia)**. Para ello se emplearán arquetas normalizadas (Endesa distribución) y prefabricadas de tipo PP-A2-1,5, siendo sus dimensiones 1400x1500x1144 mm, pared 2,5 mm y tapa 6704523.

6.4.2. COMPROBACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Se evalúa la sección seleccionada bajo el criterio de caída de tensión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \text{sen}\varphi)$$

CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN	
Variable	Características
Longitud	3,644 km
Intensidad	64,15 A
Resistencia del conductor	0,264 ohmios/km
Reactancia del conductor	0,123 ohmios/km
Factor de potencia	0,90
Caída de tensión obtenida	117,91 V
Caída de tensión (%)	0,59%

Tabla 15 Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión en el trazado de la línea eléctrica de conexión directa es inferior a la estipulada en el Real Decreto 1955/2000 (límite del 7%).

6.4.3. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES EN EL ENLACE

Según los cálculos efectuados la caída de tensión total desde el generador eléctrico hasta el punto de enganche ha sido estimada en un 1%, valor inferior al máximo permitido. Se determina a continuación las pérdidas de potencia por caída de tensión:

PÉRDIDA DE POTENCIA TOTAL POR CAÍDA DE TENSIÓN	
Variable	Características
Línea de baja tensión del aerogenerador	0,20 kVA
Línea directa de evacuación en media tensión	14,23 kVA
Pérdidas totales por caída de tensión	14,43 kVA

Tabla 16 Pérdida de potencia total por caída de tensión

Se determinan por otra parte las pérdidas por calentamiento (efecto Joule) según la siguiente expresión:

$$Pp = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2 (w)$$

PÉRDIDA DE POTENCIA POR EFECTO JOULE	
Variable	Características
Línea de baja tensión del aerogenerador	211,76 kW
Línea directa de evacuación en media tensión	11,88 kW
Pérdidas totales por efecto Joule	223,64 kW

Tabla 17 Pérdidas de potencia por efecto Joule

Si el transformador de potencia estuviera situado a pie de torre, las pérdidas totales del enlace ascenderían a 239,2 kVA lo que supone el 12% de la potencia total del parque eólico. En el caso de que el transformador se ubicara en la góndola las pérdidas serían de 40,65 kVA lo que representa el 2%.

6.4.4. COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se parte del esquema simplificado de red existente en el caso particular a estudio. Se considera como punto frontera agregado de red las instalaciones ubicadas aguas arriba del centro de transformación C200326, donde la empresa distribuidora local aporta los datos de potencia de cortocircuito en 500 MVA para redes de 20 kV. Por otra parte, sabiendo que la potencia transportada será de 2 MVA y que el tiempo de desconexión debe ser obligatoriamente inferior a 0,12 segundos, se comprueba su cumplimiento ya que el valor de cálculo es inferior al normalizado por razones de seguridad y estandarización (2 MVA/0,12s=16,7 MVA).

Se representa el esquema de red y los puntos de análisis considerados para el estudio de intensidades de cortocircuito:

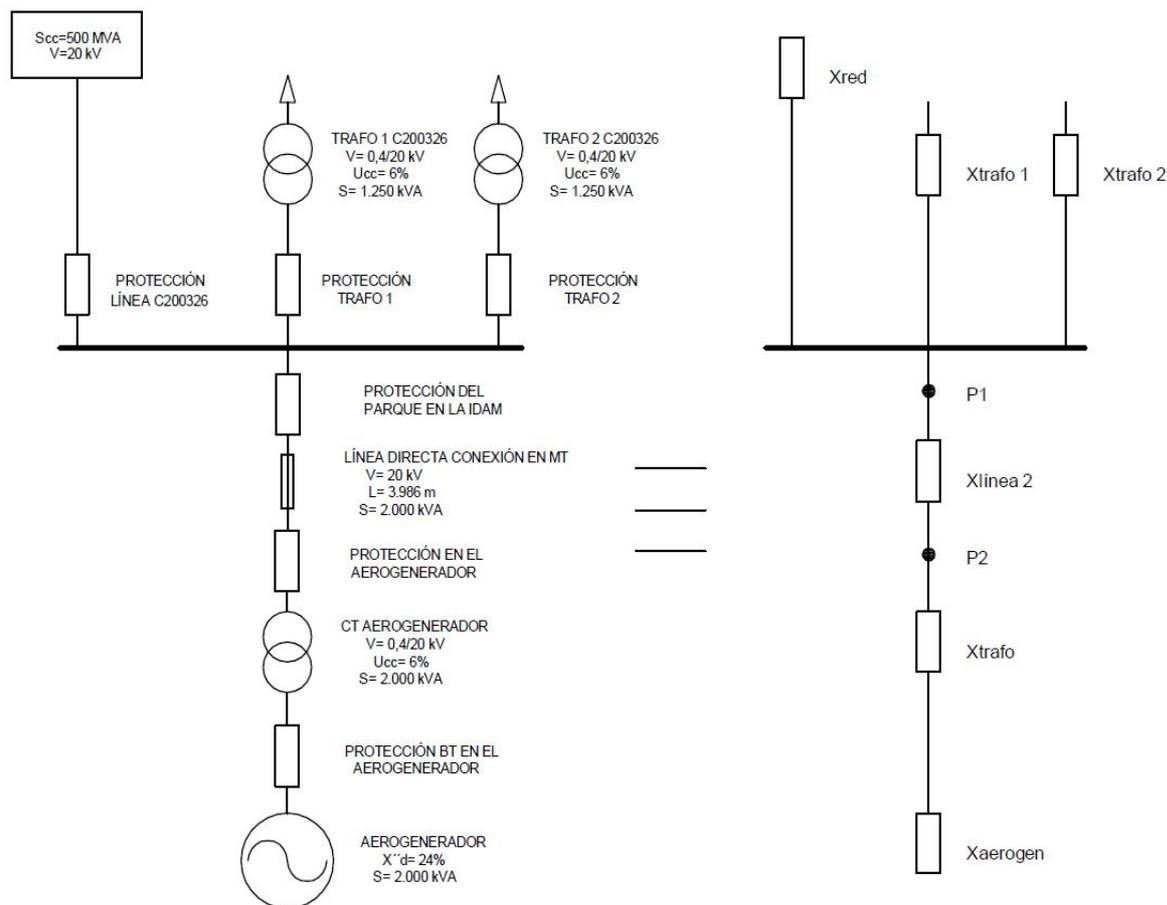


Ilustración 3 Esquema de red para comprobación de los poderes de corte

Se determinan además las reactancias de cada elemento de la red en valores expresados por unidad tomando como potencia base 500 MVA:

- **Reactancia de la red:** La potencia base coincide con la potencia de cortocircuito, por tanto tomará valor **1 p.u.**
- **Reactancia de la línea de conexión directa en media tensión:** Se calcula con la siguiente expresión:

$$X_{línea} = \frac{X_{línea} \times L_{línea} \times S_{base}}{(U)^2 \times 1000} = \frac{0,123 \times 3,644 \times 500 \times 10^6}{(20 \times 10^3)^2 \times 1000} = 6,128 \times 10^{-4} p.u$$

- **Reactancia de transformadores:**

$$X_{trafo} = \frac{U_{cc} \times S_{base}}{S_{trafo}} = \frac{0,06 \times 500 \times 10^6}{2,0 \times 10^6} = 15 p.u$$

$$X_{trafo1} = \frac{U_{cc} \times S_{base}}{S_{trafo1}} = \frac{0,06 \times 500 \times 10^6}{1,25 \times 10^6} = 24 p.u$$

$$X_{trafo2} = \frac{U_{cc} \times S_{base}}{S_{trafo2}} = \frac{0,06 \times 500 \times 10^6}{1,25 \times 10^6} = 24 p.u$$

• **Reactancia del aerogenerador:**

$$X''_{d gen} = \frac{X''_d \times S_{base}}{S_{gen}} = \frac{0,24 \times 500 \times 10^6}{2 \times 10^6} = 60 p.u$$

La suma de reactancias de cada ramal en serie y paralelo dan como resultado un esquema de reactancias equivalentes semejante al mostrado a continuación. Si para esa simplificación se toma de referencia el punto donde se sitúa cada protección, se puede estimar el poder de corte mínimo en cada caso:

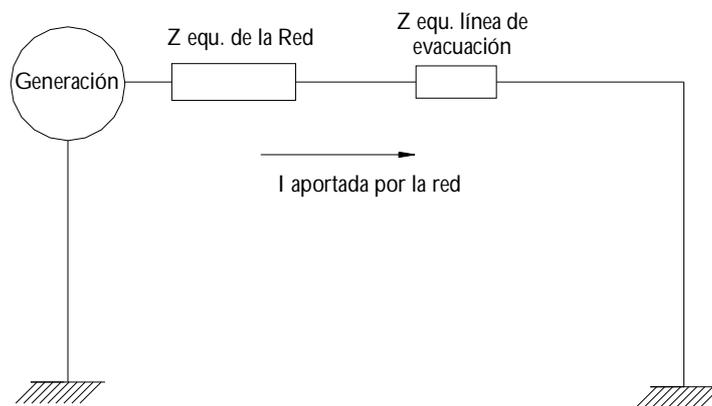


Ilustración 4 Esquema eléctrico del circuito de aportación a la red

COMPROBACIÓN DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO EN MT		
Protección	Característica	Resultado
Protección 1	Reactancia equivalente	0,91245 p.u
	Potencia de cortocircuito	547,98 MVA
	Intensidad de cortocircuito	15,82 kA
Protección 2	Reactancia equivalente	0,91185 p.u
	Potencia de cortocircuito	548,34 MVA
	Intensidad de cortocircuito	15,83 kA

Tabla 18 Comprobación de la intensidad de cortocircuito a la red

Por todo ello, **el poder de corte mínimo a ambos lados de la línea de media tensión debe ser de 16 kA.**

Con respecto al poder de corte de cresta, necesario para la determinación de las corrientes de cortocircuito asimétricas y los esfuerzos dinámicos en media tensión (embarrados del centro de transformación), **los principales fabricantes de aparamenta en media tensión estables como valor máximo 2,5 veces la intensidad de cortocircuito de corta duración, razón por la que se estima su valor en 40 kA para este caso singular.**

Se determina la sección mínima necesaria para el cumplimiento de la condición de corriente de cortocircuito en este caso singular con la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} \Rightarrow S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{k} = \frac{15.830 \cdot \sqrt{0,12}}{143} = 38,35 \text{ mm}^2$$

Por tanto la sección seleccionada también cumple el criterio de cortocircuito.

6.4.5. CAPACIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LA CONEXIÓN SELECCIONADA

Una vez validado el cumplimiento de la conexión seleccionada, a continuación se determina el exceso de capacidad existente en la línea de evacuación con la configuración propuesta. Esta comprobación se realiza conforme a los tres criterios de diseño:

1. Criterio de intensidad nominal:

$$P = \sqrt{3} \times V \times (I_{adm} - I_n) \times \cos\varphi = \sqrt{3} \times 20.000 \times (245 - 64,15) \times 0,90 = 5.638,3 \text{ kVA}$$

2. Criterio de caída de tensión:

$$I = \frac{\Delta V\% \cdot V}{\sqrt{3} \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot 100} = \frac{7\% \cdot 20.000}{\sqrt{3} \cdot 3,986 \cdot (0,264 \cdot 0,90 + 0,123 \cdot 0,44) \cdot 100} = 696 \text{ A}$$

3. Criterio de intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} \Rightarrow I_{cc} = \frac{143 \cdot 150}{\sqrt{0,12}} = 61921 \text{ A}$$

Conforme a las comprobaciones realizadas **la línea directa de evacuación prevista a ejecutar permitiría el incremento de la potencia inyecta por encima de la prevista en el parque eólico en 5.638 kVA**, siendo el criterio restrictivo la intensidad máxima admisible del cable.

6.5. CONEXIÓN DEL PARQUE EÓLICO CON LA PLANTA DESALADORA

Actualmente las instalaciones desaladoras se conectan a la red de suministro público a través de un centro de transformación que dispone de dos transformadores de potencia de 1.250 kVA cada uno en baño de aceite. Los conjuntos modulares de celdas prefabricadas existentes son los que se describen a continuación:

- **Celda IDAM 1:** Conjunto de celdas de línea RM6 con funciones de entrada, salida y seccionamiento.
- **Celda IDAM 2:** Celda de protección general.

- **Celda IDAM 3:** Celda de medida general (Punto frontera).
- **Celda IDAM 4:** Celda de protección y conexión por cable con transformador 1.
- **Celda IDAM 5:** Celda de protección y conexión por cable con transformador 2.



Ilustración 5 Celda de media tensión equipadas actualmente en la IDAM

Por otra parte como se puede ver en la imagen adjunta la última celda dispone de un sócalo para el enganche por barras con otras celdas en futuras ampliaciones, siendo el espacio existente desde dicho punto al muro lateral de 2,40 metros según planos aportados por el CAAF. De la misma forma la distancia existente entre el frontal de las celdas y la pared delantera deja un pasillo de 1,63 metros. Teniendo en cuenta las dimensiones descritas se considera adecuada la instalación de las celdas del parque eólico relacionadas a continuación anexas a las ya existentes:

- **Celda P.E 1:** Celda de conexión y medida del parque eólico (Tipo GBC-C).
- **Celda P.E 2:** Celda de protección general del parque eólico (Tipo DM1D).
- **Celda P.E 3:** Celda de medida de tensión de la red (control) (Tipo CME 24).

La anchura total de los conjuntos modulares descritos es de 2,25 metros por lo que existe espacio suficiente para su instalación. Además, teniendo en cuenta que la profundidad de la celda de protección será de 1,22 metros, ésta sería la única opción viable puesto que situar las celdas del P.E frente a las de la IDAM dejaría un pasillo de menos de 0,5 metros, incumpliendo el Real Decreto 3275/1982.

Esta reforma supondría tres actuaciones relacionadas con la edificación:

- **Puerta de entrada:** La actual puerta de entrada deberá ser desplazada 0,5 metros hacia el lateral izquierdo salvando el obstáculo generado por la última celda instalada.
- **Ampliación del foso:** El actual foso deberá ser ampliado en 0,85 metros.
- **Armario que aloja contadores:** Éste debe ubicarse en la pared frontal puesto que actualmente ocupa el espacio que será requerido para la instalación de las celdas.

Puede consultarse el esquema unifilar de conexión en el plano 10 del proyecto y los detalles constructivos por la instalación de las celdas del parque eólico en el plano 20.

La aparamenta de media tensión descrita deberá tener las siguientes características técnicas generales:

- **Intensidad nominal 400 A:** Se ha justificado en el apartado 6.4.1 que la intensidad nominal en servicio permanente rondaría los 64 A, por lo que los embarrados de tipo 400 A cumplirían sobradamente.
- **Intensidad de cortocircuito lccs: 16 kA/ lcca: 40 kA:** De acuerdo con los cálculos justificativos desarrollados en el apartado 6.4.4, para un cortocircuito en el punto P1 la intensidad de cortocircuito de corta duración ascendería a 15,8 kA, por lo que el poder de corte debería ser de 16 kA. Para el poder de corte de cresta se fija 40 kA (2,5 veces lccs). En este sentido el fabricante de conjunto modulares finalmente seleccionado aportará los certificados de ensayo de los embarrados y resto de equipos que emplean sus celdas según la norma IEC 62271-100 e IEC 62271-200 y conforme a los protocolos de ensayo de un laboratorio acreditado.
- **Tensión nominal 20 kV.**
- **Aparamenta en atmósfera SF6**

Adoptando todas las prescripciones de cálculo estipuladas en el presente apartado, se exponen las características técnicas generales de las celdas descritas.

6.5.1. CELDAS DE CONEXIÓN Y MEDIDA DEL PARQUE EÓLICO

Para reducir el número de celdas necesarias (siempre satisfaciendo las condiciones técnicas mínimas necesarias), el parque eólico se conecta directamente a la celda de medida a través de una conexión por cable (línea directa de evacuación), siendo ésta capaz de abarcar secciones de hasta 400 mm². Posteriormente, una vez se haya procesado la medida, la salida se producirá por la parte inferior de la celda a través de un juego de embarrados que conecta con la celda de protección.

Conforme al Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, la instalación que se diseña en el presente proyecto básico se equipará a una central en régimen especial que además adquiere energía como consumidor. **Tanto la generación como el consumo se clasifican en tipo 2** (potencias contratadas y generadas entre 450 kVA y 10 kW), **debiéndose disponer de equipos de medida en todos los puntos frontera de la instalación (generación y consumo)**. En el marco de la reforma del sector eléctrico se define el siguiente sistema de gestión de la energía eléctrica para autoconsumo:

1. **Equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta:** celda objeto a estudio.
2. **Equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación:** celda de medida ya instalada en la IDAM.

Se describen las características principales de la celda de medida del parque eólico:

CELDA DE MEDIDA DEL PARQUE EÓLICO (TIPO GBC-C)	
Variable	Características
Tensión nominal de aislamiento	24 kV
Calibre de la celda	400 A
Tensión nominal de servicio	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	SF6
Envolvente	Metálica blindada
Grado de protección	IP 3X
Servicio	Interior
Altura	1.600 mm
Anchura	750 mm
Profundidad	1038 mm
Peso	200 kg
Entrada	Cable
Salida	Embarrado
Norma	UNE 60298

Tabla 19 Celda de medida del parque eólico

Por otra parte a continuación se adjuntan las características de los transformadores de tensión e intensidad instalados en dichas celdas:

CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA	
Variable	Característica
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	
Cantidad	3 transformadores de tensión
Relación	22.000/Raíz 3 – 110/Raíz 3
Rango	25 VA CL 0,5
TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	

Cantidad	3 transformadores de intensidad
Relación	150-200/5 A
Rango	15 VA CL 0,2S // 15 VA 5P 20
G. ext.	150%

Tabla 20 Características de los transformadores de medida

Se ha considerado que el tipo de tarifa a aplicar será de seis periodos con contador electrónico homologado y concentrador de medida. Estos equipos se instalarán en la misma sala donde se sitúa la celda de medida en un lugar fácilmente accesible y seguro (apartado 9.3 de la memoria justificativa).

La celda deberá estar debidamente homologada, con marcado europeo y de acuerdo con la norma UNE 60298. Para mayor información dirijase al plano 10 adjunto al proyecto básico.

6.5.2. CELDAS DE PROTECCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

La celda de protección del parque eólico se conectará a la derecha con la celda anterior mediante barra inferior y a la izquierda con la celda de medida de tensión (CME 24) mediante barra superior. Las características técnicas generales de ésta serán las que se exponen a continuación:

CELDA DE PROTECCIÓN AUTOMÁTICA DEL PARQUE EÓLICO (TIPO DM1D)	
Variable	Características
Tensión nominal de aislamiento	24 kV
Tensión nominal de servicio	20 kV
Calibre de la protección función línea	400 A
Poder de corte interruptor (corta duración)	16 kA
Poder de corte (cresta)	40 kA
Tipo de interruptor	Automático
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	SF6
Envolvente	Metálica blindada
Grado de protección	IP 3X
Servicio	Interior
Altura	1.600 mm
Anchura	750 mm
Profundidad	1.220 mm
Peso	130 kg
Norma	UNE 60298

Enclavamiento por cerradura impidiendo maniobra del seccionador en carga

Relé SEPAM S20 para la protección general:

- Máxima intensidad de fase (50/51).
- Máxima intensidad de defecto a tierra (50N/51N).
- Medidas de corrientes en apertura (I1, I2, I3, Io).
- Relé indirecto alimentado por batería + cargador.
- Relé interno de auto vigilancia de funcionamiento (indicación por pilotos).

Tabla 21 Celda de protección automática del parque eólico

La protección equipada será un interruptor automático con seccionador de puesta a tierra. Por otra parte la puerta contará con un mecanismo de disparo ante su apertura y con un dispositivo de señalización de presencia de tensión. Dispondrá en la puerta delantera de una pantalla digital alfanumérica para indicar las medidas del relé.

La celda deberá estar debidamente homologada, con marcado europeo y de acuerdo con la norma UNE 60298. Puede consultar el plano 10 adjunto al proyecto básico.

6.5.3. CELDAS DE MEDIDA DE TENSIÓN PARA EL CONTROL

Esta celda se instala con funciones relacionadas al control del parque eólico, y más concretamente a la medida en bornes de la red de la tensión para su sincronización con la tensión del aerogenerador (enganche). Tanto la conexión de entrada como la salida será superior a través de barras. Se instalará entre la protección general del transformador 2 y la protección general del parque eólico. Se describen las características generales de la celda:

CELDA DE MEDIDA DE TENSIÓN EN BARRAS (TIPO CME 24)	
Variable	Características
Tensión nominal de aislamiento	24 kV
Calibre de la celda	400 A
Tipo de interruptor	Seccionador
Poder de corte	16 kA
Protección	Fusibles
Tensión nominal de servicio	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	SF6
Envolvente	Metálica blindada
Grado de protección	IP 3X
Servicio	Interior
Altura	1.600 mm
Anchura	750 mm
Profundidad	1.020 mm
Peso	320 kg
Norma	UNE 60298

Tabla 22 Celda de medida de tensión en barras

La celda incorpora un seccionador que por definición no tiene poder de corte y por tanto para maniobras sobre esta celda será obligatorio dejar sin carga el embarrado del sistema. Para la protección del equipo de medida se instala un bloque de tres fusibles de 12 kV y 6 A FUSARC-CF de acuerdo con la recomendación del fabricante. Se expone las características de los transformadores de tensión utilizados:

CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	
Variable	Característica
Cantidad	3 transformadores de tensión
Relación	22.000/Raíz 3 – 110/Raíz 3
Rango	25 VA CL 0,2

Tabla 23 Características de los transformadores de tensión

La celda deberá estar debidamente homologada, con marcado europeo y de acuerdo con la norma UNE 60298. Puede consultar el plano 10 adjunto al proyecto básico.

6.6. DIMENSIONADO DE LOS EMBARRADOS EN CELDAS

Los conjuntos modulares de celdas prefabricadas finalmente seleccionados **deberán aportar los certificados de ensayos de los embarrados y resto de equipos que emplean sus celdas según las normas IEC 62271-100 e IEC 62271-200** y conforme a los protocolos de ensayo establecidos por un laboratorio acreditado.

De entre las comprobaciones realizadas en dichos ensayos se estudia que como paso de la corriente nominal máxima no se superan las densidades de corriente admisibles por los elementos conductores implicados. De la misma forma se comprueba que estos elementos conductores tienen una resistencia mecánica suficiente para resistir las sollicitaciones electrodinámicas que tienen lugar como consecuencia de la componente asimétrica de un cortocircuito en el lado de alta tensión (valor establecido en 2,5 veces la intensidad de cortocircuito de corta duración, resultando un valor de cresta de 40 kA).

Si bien a priori bastaría únicamente con aportar los certificados expuestos en los párrafos anteriores, a continuación se calculan teóricamente los embarrados tipo que deberían disponer dichas celdas sirviendo de requisitos mínimos exigibles.

6.6.1. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE

Tras consultar catálogos de fabricante se observa que los principales fabricantes de conjuntos modulares de media tensión que operan en Canarias usan como embarrados de alta tensión barras de cobre macizas de 240 mm² de sección para su gama de aparamenta de 400 A de intensidad nominal.

Para comprobar que el embarrado conductor cumple con los requisitos de densidad máxima de corriente de cortocircuito se aplica la siguiente expresión matemática:

$$d = \frac{I_n}{S_n} = (A/mm^2)$$

Donde:

D: densidad de corriente.

I_n: Intensidad nominal de Alta tensión.

S_n: Sección de la barra.

Utilizando dicha expresión y los valores expuestos anteriormente se obtiene la siguiente densidad de corriente:

$$d = \frac{400}{240} = 1,66 A/mm^2$$

Por otra parte, conforme al Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, se determina que las densidades de corriente máximas en régimen permanente para conductores de cobre de sección próxima a 240 mm² es de 2,90 A/mm².

Con todo ello se garantiza que los embarrados tipos instalados en este tipo de celdas cumplen con la condición de densidad de corriente en servicio permanente (1,66 A/mm² < 2,90 A/mm²), soportando intensidades nominales de 400 A.

6.6.2. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA

De la misma forma se comprueba teóricamente que los embarrados preseleccionados serían capaces de soportar las solicitaciones electrodinámicas ocasionadas por un cortocircuito. El valor de cresta de la intensidad de cortocircuito sería de 40 kA para este caso particular.

Para un sistema trifásico con fases equidistantes en un mismo plano el esfuerzo máximo en el conductor podría ser estimado con la siguiente expresión:

$$F = 0,2 \cdot \frac{I_{cc3}^2 \cdot L}{d} \cdot 0,87$$

Donde,

F : Fuerza resultante en Newton.

I_{cc3} : Intensidad máxima de cortocircuito, en amperios (kA).

d : Separación entre fases (mm).

L : Distancia entre soportes (mm).

Tras consultar catálogos de fabricantes de celdas de media tensión que operan en Canarias, se comprueba que la separación entre fases en un juego de embarrados suele rondar los 200 mm. La distancia entre soportes varía entre los tipos de celdas conectadas, sin embargo para la mayor parte de ellas suele rondar los 390 mm. Con estos valores se calcula los esfuerzos electrodinámicos que se generarían para una corriente de 40 kA:

$$F = 0,2 \cdot \frac{40^2 \cdot 390}{200} \cdot 0,87 = 542N$$

Para conocer la carga producida por milímetros en toda la longitud del embarrado se aplica la siguiente expresión matemática. La fuerza resultante obtenida anteriormente se traduce en 55,25 kgf:

$$q = \frac{F}{L} = \frac{55,25(kgf)}{390(mm)} = 0,14kg / mm$$

Adicionalmente se calcula la fatiga de la barra, para ello se debe conocer primero el momento flector del embarrado seleccionado, razón por la cual se aplica la siguiente expresión:

$$M_{MAX} = \frac{q \cdot l^2}{12} = \frac{0,14 \cdot 390^2}{12} = 1774,5kg / mm$$

Además se calcula el módulo resistente sabiendo que el diámetro equivalente de una barra de 240 mm² ronda los 17,5 mm:

$$W = \frac{\Pi \cdot d^3}{32} = \frac{\Pi \cdot 17,5^3}{32} = 526mm^3$$

Con todos estos datos ya puede ser estimada la fatiga teórica provocada sobre el embarrado:

$$\Gamma_{max} = \frac{M_{max}}{W} = \frac{1774,5}{526} = 3,374kg / mm^2$$

Sabiendo que la fatiga de rotura del cobre semidesnudo es de 28 kg/mm² y que a la par es capaz de soportar hasta 19 kg/mm² sin que se produzcan deformaciones permanentes superiores al 0,2%, se cumplirá sobradamente con los requerimientos electrodinámicos ocasionados sobre los embarrados como consecuencia de un cortocircuito en las barras de alta tensión.

La tornillería y otros elementos soporte utilizados para la unión de barras entre celdas deberá soportar como mínimo esfuerzos como los descritos en el párrafo anterior sin que se produzcan roturas o deformaciones.

El fabricante deberá hacer constar los resultados obtenidos en los ensayos comentados al inicio de este apartado conforme a los certificados aprobados por un organismo autorizado, exponiéndose una placa característica sobre el conjunto modular.

6.6.3. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA

Ya por último en relación con los embarrados, a continuación se comprueba que los juegos de barras que se utilizarían serían capaces de resistir el calentamiento generado por efecto de un cortocircuito de corta duración.

De acuerdo con el Real Decreto 223/2008, la comprobación de las solicitudes térmicas por efecto de un cortocircuito puede desarrollarse conforme a la siguiente expresión:

$$S = \frac{I}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\delta\theta}}$$

Donde:

S : Sección de cobre en milímetros cuadrados.

α : 13 para el cobre.

t : Tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

I : Intensidad eficaz en Amperios.

$\delta\theta$: Diferencia de temperatura desde la existente en el ambiente y la que se produciría en el embarrado por efecto de un cortocircuito.

Tal como se determinó anteriormente, la intensidad de cortocircuito de corta duración ascendería para esta instalación hasta los 16 kA, adicionalmente conforme al libro "Centros de transformación y criterios de diseño" de Manoel Da Costa, se considera que el incremento de temperatura típico que se produciría por efecto de un cortocircuito sería de 180° en el caso más desfavorable. Despejando la ecuación

anterior se obtiene el tiempo durante el cual el embarrado podría soportar este fenómeno sin perturbaciones:

$$t = \delta\Theta \cdot \left(\frac{S \cdot \alpha}{I} \right)^2 = 180 \cdot \left(\frac{240 \cdot 13}{16000} \right)^2 = 6,84s$$

Teniendo presente que según los datos aportados por la compañía distribuidora local (normas particulares de conexión a la red de media tensión) el tiempo máximo de despeje de una falta no puede ser superior a 0,12 segundos, se comprueba que los embarrados seleccionados están sería capaz de resistir la sollicitación térmica por efecto de un cortocircuito bajo criterios de operación normales.

7. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS

La norma de estandarización internacional IEC 62305 – 3, llevada al derecho español a través de la norma UNE EN 61400 – 24, establece las condiciones técnicas que deberán satisfacer las puestas a tierra de los aerogeneradores en España. Bajo esta disposición se determina que todos los aerogeneradores deberán obligatoriamente instalar una puesta a tierra en configuración B donde existirá uno o más anillos de tierra en la poligonal externa en contacto con el suelo por lo menos para el 80% de la longitud total, pudiéndose emplear cuantos electrodos verticales y horizontales fueran necesario hasta conseguir la resistividad adecuada. Adicionalmente los electrodos deberán estar instalados a una profundidad no inferior a 0,5 metros.

Por otra parte serán de aplicación las disposiciones establecidas en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, y más concretamente en lo relativo a la instrucción MIE-RAT 13 sobre puesta a tierras.

La configuración definitivamente seleccionada estará bajos las condiciones y criterios de cálculo establecidos por el fabricante definitivamente seleccionado, si bien en el presente documentos se citan y calculan las prescripciones técnicas generales mínimas que deberán cumplir.

7.1. CONFIGURACIÓN PROPUESTA DE PUESTA A TIERRA

Bajo las condiciones generales establecidas en la UNE EN 61400 – 24, se propone una puesta a tierra compuesta por electrodos rectilíneos enterrados horizontalmente y combinados con picas verticalmente enterradas.

Se emplearán 4 picas de acero cobreado de 3 metros y 17 mm de diámetro enterradas a una profundidad mínima de 0,8 metros debajo de la superficie del terreno. Estas picas se conectarán mutuamente entre ellas y con tres anillos concéntricos de cable de cobre de 50 mm² situados en puntos exteriores de la zapata a una profundidad inferior al canto exterior de la misma. Todos los electrodos (anillos y picas) estarán unidos al menos en cuatro puntos formando una red equipotencial, y a su vez se conectarán a la armadura de acero de la estructura con soldaduras aluminotérmicas.

Los conductores que forman los 3 anillos equipotenciales tendrán diámetros de 18 metros, 18,5 metros y 19 metros. Si a esto se le suman los puentes de unión (60 metros) la longitud total del conductor enterrado alcanzaría los 240 metros.

La puesta a tierra tendrá funciones de protección y servicio, debiéndose respetar las condiciones de tensión de contacto máxima tal como se justificará en esta sección. Se conectarán a ella los herrajes de alta y baja tensión (celdas de media tensión, armarios de baja tensión, masas del generador, bastidor,...), el neutro del transformador, la puesta a tierra de los seccionadores y uno de los devanados secundarios de cada transformador de medida instalado.

En la base del aerogenerador se instalará un mallazo electrosoldado formando cuadrículas de 0,3 x 0,3 metros, el cual se conectaría en al menos a 2 puntos con la puesta a tierra del aerogenerador, minimizando la tensión de paso interior en el centro de transformación interno del aerogenerador. Para aumentar la seguridad frente a tensiones de paso y contacto en las inmediaciones al aerogenerador se ejecutará una losa de hormigón de entre 10 a 15 cm de espesor y de 1,5 metros de ancho, a modo de acera perimetral alrededor de la torre del aerogenerador.

Siguiendo los estándares internacionales, los principales fabricantes de aerogeneradores equipan sistemas de protección contra rayos desviando cualquier defecto que pudiera producirse al sistema de puesta a tierra tal como se comenta en la memoria descriptiva.

En el supuesto de que existan elementos metálicos que salgan fuera del recinto del parque eólico, tales como tuberías, estos deberán obligatoriamente conectarse en varios puntos a la tierra general como medida de salvaguarda conforme a la MIE RAT 13. Así mismo la instalación de puesta a tierra deberá revisarse con una periodicidad mínima de tres años, comprobando su correcto estado.

Para más información puede dirigirse al plano 13 “Puesta a tierra del aerogenerador tipo”.

7.2. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA TEÓRICA DE TIERRA

En las tablas I.2 – I.6 de la norma UNE EN 61400 – 24: 2010 se presentan las expresiones de cálculo de puesta a tierra conforme a diferentes configuraciones ya sea mediante picas verticales, horizontales o combinadas. En este caso se adopta una disposición combinada por lo que debe aplicarse la siguiente formulación matemática (tabla I.6):

- Electrodo rectilíneo horizontal desnudo enterrado:

$$R1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \left(\ln \frac{2 L_c}{\sqrt{2ad}} - 1 \right)$$

- Pica vertical (unitaria):

$$Rr = \frac{\rho}{2\pi \cdot L_p} \left(\ln \frac{4 L_p}{a} - 1 \right)$$

- Número de picas n conectadas entre ellas con cable:

$$R2 = \frac{Rr}{n} + \frac{\rho}{n\pi S} \sum_{m=2}^n \frac{1}{m}$$

- Resistencia mutua entre el electrodo rectilíneo horizontal y las n picas verticales:

$$R3 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \left(\ln \frac{2 L_c}{\sqrt{2 \frac{L_p}{e} d}} - 1 \right)$$

- Resistencia combinada:

$$R = \frac{R1 \cdot R2 - R3^2}{R1 + R2 - 2R3}$$

Donde,

ρ = Resistividad del terreno en ohmios por metro.

n= Número de electrodos.

L= Longitud del electrodo.

a= Radio del electrodo.

S= Espacio existente entre picas.

d= Profundidad de colocación del electrodo.

e= Constante con valor 2,718.

En la tabla adjunta a continuación se resumen los datos característicos de la puesta a tierra:

CARACTERÍSTICAS DE LA PUESTA A TIERRA SELECCIONADA	
Variable	Características
Resistividad del terreno	200 Ω m
Número de picas	4
Número de cables radiales	3
Radio de la pica	8,50 mm
Radio del cable de electrodo	3,99 mm
Longitud de la pica	3 metros
Longitud total del cable radial	240 metros
Separación mínima entre picas	4 metros
Profundidad de colocación	0,8 metros

Tabla 24 Características de la puesta a tierra seleccionada

Sustituyendo los datos característicos en la formulación presentada se obtiene la resistencia de puesta a tierra para el caso singular:

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA TEÓRICA DE PUESTA A TIERRA	
Variable	Características
Resistencia del electrodo rectilíneo R1	2,043 Ω
Resistencia de una pica de tierra Rr	66,342 Ω
Resistencia de la agrupación de picas R2	20,896 Ω
Resistencia mutua R3	1,259 Ω
Resistencia combinada Rt	2,010 Ω

Tabla 25 Cálculo de la resistencia teórica de puesta a tierra

Por otro ello se estima que la resistencia teórica de puesta a tierra en la instalación ascenderá a 2,0 Ω para el parque eólico de Gran Tarajal.

Este valor de resistencia a tierra es directamente dependiente de la resistividad del terreno, **por lo que una vez instalada la puesta a tierra se deberá comprobar que la puesta a tierra sea como máximo los 2 Ω.** En el caso de que esto no fuera así, se deberá mejorar la red con cuantas picas y anillos equipotenciales fueran necesarios. Se recomienda dejar constancia de las medidas en cada electrodo en los sistemas de control de calidad.

7.3. CÁLCULO DE LA INTENSIDAD DE DEFECTO TEÓRICA

Se calcula a continuación la intensidad de defecto a tierra conforme a la siguiente expresión del método UNESA:

$$I_d = \frac{V_s}{\sqrt{3} \times \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \times \sqrt{(0 + 2,01)^2 + 25^2}} = 460 \text{ A}$$

Donde,

Id: Intensidad de defecto (A).

Rn= Resistencia de puesta a tierra de electrodo (Ω).

R_t = Resistencia de puesta a tierra del neutro (Ω).

X_n = Reactancia del electrodo de puesta a tierra (Ω).

Para un electrodo tipo, según el método UNESA, la resistencia es despreciable mientras que su reactancia ronda los 25 Ω .

La intensidad máxima de defecto establecida por la compañía distribuidora local para tensiones de 20 kV es de 500 A (dato de partida obtenido tras la solicitud de punto de enganche). En cualquier caso, para mayor seguridad y siempre que fuera posible, **en el electrodo de puesta a tierra se instalará un limitador que evite la aparición de corrientes de defecto superiores a este valor.**

7.4. CUMPLIMIENTO DE CONDICIÓN DE UNION DE TIERRAS DE PROTECCIÓN Y SERVICIO

Según la MIE RAT 13, las tierras de protección y servicio de un centro de transformación deben estar separadas a menos que se garantice que el producto entre la intensidad máxima de defecto y la resistencia a tierra de cómo resultado una tensión de defecto igual o inferior a 1.000 V. Con esta medida se evita que ante un fallo en las masas de alta tensión se induzcan tensiones peligrosas superiores a las soportables por los aislamientos en baja tensión (1.500 V según la ITC BT 19).

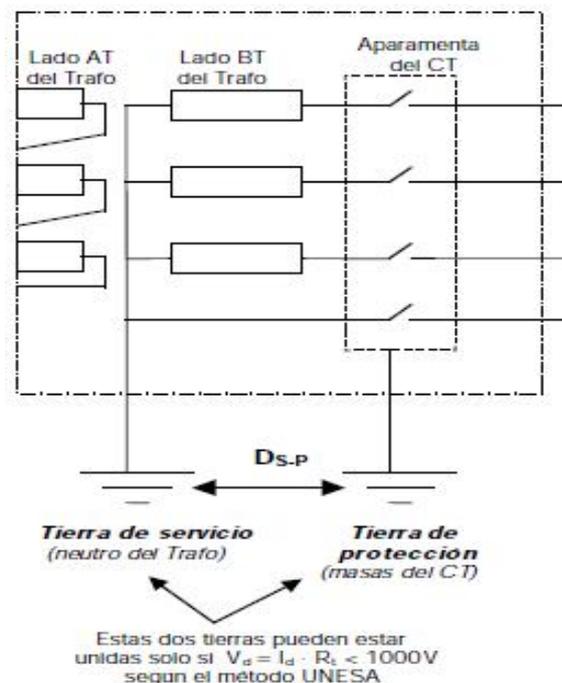


Ilustración 6 Esquema de tierras de una instalación tipo de un centro de transformación

En este caso particular se obtiene lo siguiente:

$$V_d = I_d \cdot R_t = 500 \cdot 2 = 1.000 V$$

Por tanto, bajo los criterios de diseño especificados, el neutro del transformador interno del aerogenerador, las puestas a tierra de los seccionadores y los transformadores de medida podrían engancharse a la puesta de tierra general del aerogenerador ya que se cumple con el criterio establecido en la MIE RAT 13.

7.5. TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES

Se calculan a continuación los valores máximos de tensión de paso y contacto a que podrían quedar sometidas las personas en puntos interiores o exteriores de la instalación sin sufrir daños letales.

Previamente se determinan los parámetros “K” y “n” según la MIE RAT 13, asumiéndose un tiempo de apertura de las protecciones inferior a 0,12 segundos:

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS K Y N		
Tiempo de falta	K	N
$0.9 \geq t \geq 0.1 \text{ s}$	72	1
$3 \geq t \geq 0.9 \text{ s}$	78,5	0,18
$5 \geq t \geq 3 \text{ s}$	Vca<64V	
$t > 5 \text{ s}$	Vca<50 V	

Tabla 26 Parámetros característicos K y n

Se puede determinar las tensiones de paso y contacto admisibles en la instalación según las siguientes expresiones:

$$V_p^{adm} = \frac{10 * K}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 * \rho_s}{1000} \right)$$

$$V_c^{adm} = \frac{K}{t^n} \times \left(1 + \frac{1.5 * \rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

V_p^{adm} : Tensión de paso admisible (entre pies separados a 1 metro) (V).

V_c^{adm} : Tensión de contacto admisible (entre manos y pies) (V).

t: Tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

ρ_s : Resistividad superficial del terreno ($\Omega \cdot m$). Para el caso del hormigón se establece 3000 ($\Omega \cdot m$).

Sustituyendo los datos conocidos:

$$V_p^{adm} = \frac{10 * 72}{0,12^1} \times \left(1 + \frac{6 * 3000}{1000} \right) = 114.000 \text{ V}$$

$$V_c^{adm} = \frac{72}{0,12^1} \times \left(1 + \frac{1.5 * 3000}{1000} \right) = 3.300 \text{ V}$$

7.6. TENSIONES DE PASO Y CONTACTO DE LA INSTALACIÓN

Conforme al anexo 3 del método UNESA para el cálculo de puestas a tierra, se establece una relación entre la resistencia de puesta a tierra y las tensiones de paso y contacto de una instalación. Para el caso concreto de redes de media tensión a 20 kV y puesta a tierras con reactancias de 25 Ω se aplican las siguientes expresiones matemáticas:

$$V'p = \frac{2636 \cdot Rt}{\sqrt{25^2 + Rt^2}} = \frac{2636 \cdot 2}{\sqrt{25^2 + 2^2}} = 210 \text{ V}$$

$$V'c = \frac{5786 \cdot Rt}{\sqrt{25^2 + Rt^2}} = \frac{5786 \cdot 2}{\sqrt{25^2 + 2^2}} = 461 \text{ V}$$

Se comprueba para ambos casos, que las tensiones de paso y de contacto son inferiores a las admisibles:

$$V'p < Vp_{adm} = 210 \text{ V} < 114.000 \text{ V}$$

$$V'c < Vc_{adm} = 461 \text{ V} < 3.300 \text{ V}$$

7.7. COMPROBACIÓN DEL CABLE EMPLEADO EN LA P.A.T

La sección de los cables usados en la puesta a tierra de cada aerogenerador y la puesta a tierra general se calcula en base a los criterios de calentamiento máximo y sección mínima:

$$A(\text{mm}^2) = I \times \sqrt{\frac{tc \times \alpha r \times pr \times 10^4}{\frac{TCAP}{\ln\left(1 + \frac{Tm - Ta}{K0 + Ta}\right)}}} = 4,5 \times \sqrt{\frac{1 \times 0.00381 \times 1.78 \times 10^4}{\frac{3,42}{\ln\left(1 + \frac{200 - 40}{242 + 40}\right)}}} = 32 \text{ mm}^2$$

Donde,

A(mm²): Sección del conductor.

I (kA): Valor eficaz máximo de la intensidad hacia red de tierras.

Tm (°C): Temperatura máxima de calentamiento.

Ta (°C): Temperatura ambiente.

α 0(°C-1): Coeficiente térmico de la resistividad del conductor a 0 °C.

α r(°C-1): Coeficiente térmico de la resistividad del conductor a 20 °C.

pr (μΩ · cm): Resistividad del conductor a 20 °C.

K0 (°C): 1/α 0.

tc(s): Tiempo de duración de la falta (valor mínimo adoptado).

TCAP ($\frac{\text{J}}{\text{cm}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$): Factor de capacidad térmica del conductor.

Según el MIE RAT 13 la sección mínima del conductor de tierra no debe ser inferior a 25 mm^2 , y tras aplicar la ecuación de Onderdonk (recomendada por la IEEE Std 80-2000 11.3.1) se obtiene que esa sección deba ser superior a los 32 mm^2 . Se selecciona una sección de 50 mm^2 para toda la red de tierras del aerogenerador.

Puesta a tierra de los aerogeneradores: Los electrodos de puesta a tierra se conectan entre ellos mediante un conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección, bajo una capa de 80 cm de tierra extendida sobre la zapata y unido a las esperas de cobre que se habrán soldado previamente a la ferralla de la cimentación con soldadura aluminotérmica.

7.8. TRANSFERENCIAS AL EXTERIOR POR ELEMENTOS

No podrán existir medios de transferencia de tensión hacia el exterior de la instalación, entre ellas canalizaciones metálicas o cualquier otro tipo de medio conductor que conecte el aerogenerador con cualquier otra parte de la instalación fuera de éste. Por todo ello el transformador interno del aerogenerador estará situado en un resisto aislado eléctricamente de otras parte de la instalación. Bajo este marco no se requerirá la ejecución de estudios para la reducción o eliminación de esta tensión.

8. MOVIMIENTOS DE TIERRA

Las obras pertenecientes al parque eólico y la conexión eléctrica en media tensión requieren la ejecución de trabajos de movimiento de tierra. Estos movimientos de tierra serán debidos a la ejecución de la cimentación, la plataforma de montaje, la zanja de la línea de media tensión y los caminos de acceso a las instalaciones. A continuación se realiza una estimación preliminar del volumen de tierras que deberá ser acometido en la ejecución del proyecto:

8.1. MOVIMIENTO DE TIERRAS DERIVADO DE LA CIMENTACIÓN

Si bien las dimensiones concretas de la zapata del aerogenerador depende de lo estipulado por el fabricante en función de las cargas certificadas del aerogenerador, se conoce que la cimentación tipo para aerogeneradores con alturas de buje no superiores a 100 metros está compuesta por dos pedestales, uno cilíndrico y otro troncocónico, superpuestos siendo las dimensiones aproximadas las que figuran en la siguiente tabla:

DIMENSIONES DE LA CIMENTACIÓN TIPO	
Elementos	Requisitos mínimos
Diámetro exterior pedestal troncocónico en la base	16,00 m
Diámetro exterior pedestal troncocónico en la coronación	6,20 m
Altura del pedestal troncocónico en la base	1,10 m
Altura del pedestal troncocónico en coronación	1,60 m
Diámetro del pedestal cilíndrico	6,20 m
Altura del pedestal cilíndrico	0,80 m

Tabla 27 Dimensiones de la cimentación tipo

Partiendo de dichas dimensiones tipo se puede conocer el volumen aproximado de tierra a evacuar para la ejecución de la cimentación:

MOVIMIENTOS DE TIERRA DE LA CIMENTACIÓN	
Elementos	Requisitos mínimos
Altura máxima de la zapata	2,40 m
Diámetro máximo de la zapata	16,00 m
Volumen a evacuar por zapata	482,55 m³

Tabla 28 Movimientos de tierra de la cimentación

Independientemente del tipo de terreno existente, esta excavación se realizara con medios mecánicos a cielo abierto. Tras la colocación de las virolas de cimentación se procederá al relleno con material clasificado siendo éste preferentemente de la propia excavación, ejecutándose su extendido y compactado por medios mecánicos en tongadas de aproximadamente 30 cm de espesor. Posteriormente el material sobrante será enviado a un gestor de residuos autorizado por medio de camiones.

Antes de la solicitud de concurso de fabricante será necesario el desarrollo de un estudio geotécnico con el que se verificará la litología existente en la posición a estudio. Éste estudio deberá además determinar los taludes máximos que fueran posibles ejecutar en cada situación.

Para mayor información en relación con la cimentación puede dirigirse al apartado 9.12 de la memoria descriptiva y al plano 12 “Cimentación del aerogenerador tipo”.

8.2. MOVIMIENTO DE TIERRAS DERIVADO DE LA PLATAFORMA DE MONTAJE

La plataforma de montaje garantizará que el procedimiento de izado del aerogenerador sea desarrollado con el mayor grado de seguridad posible, permitiendo el correcto apoyo de la grúa con el terreno y el acopio de los distintos elementos del aerogenerador sin que éstos sufran daños.

El tamaño de la plataforma de montaje depende del tipo de aerogenerador instalado, en este sentido para potencias de 2 MW las dimensiones máximas no superan los 40 metros de longitud por 37 metros de ancho. En todo caso la plataforma de montaje debe ubicarse frente al vial de acceso al parque eólico. En la siguiente tabla se resumen las dimensiones estándar para la plataforma de montaje descrita:

DIMENSIONES DE LA PLATAFORMA DE MONTAJE TIPO	
Elementos	Requisitos mínimos
Longitud de la plataforma de montaje	40,00 m
Anchura de la plataforma de montaje	22,00 m
Longitud del área libre de obstáculos (ambos lados)	40,00 m
Anchura del área libre de obstáculos (ambos lados)	4,00 m
Distancia hasta el centro de gravedad del aerogenerador	14,00 m
Longitud del área libre de operación	40,00 m
Anchura del área libre de operación	7,00 m
Anchura del acceso recto para ensamblaje	6,00 m
Acceso recto (a través de vial ejecutado)	60,00 m
Tipo de plataforma	Plana
Presión de apoyo de la grúa	200 t
Presión de la plataforma	392 kN/m ²
Pendiente mínima de la plataforma	0,2%
Pendiente máxima de la plataforma	1%

Tabla 29 Dimensiones de la plataforma de montaje tipo

Teniendo presente los datos característicos expuestos en la tabla anterior, a continuación se calcula de modo aproximado el volumen de movimientos de tierra necesario para su ejecución:

MOVIMIENTOS DE TIERRA DE LA PLATAFORMA DE MONTAJE TIPO	
Elementos	Requisitos mínimos
Longitud máxima de la plataforma de montaje	40,00 m
Anchura máxima de la plataforma de montaje	37,00 m
Altura máxima de desmonte en la plataforma de montaje	1,25 m
Volumen máximo a evacuar por plataforma de montaje	1.850,00 m³

Tabla 30 Movimientos de tierra de la plataforma de montaje

Uno de los criterios considerados a la hora de seleccionar la ubicación del aerogenerador es la existencia de una zona de orografía llana de dimensiones semejantes a la plataforma de montaje, minimizando las actuaciones a realizar en este proceso. En este sentido la existencia de taludes está limitada.

El desbroce y la limpieza del terreno se harán con medios mecánicos a cielo abierto. Tras este proceso se rellenará con material clasificado procedente de la propia excavación, procediéndose a su extendido y compactado en tongadas de 30 cm de

espesor. Ya por último el nivelado final se ejecutará con una capa de árido de granulometría comprendida entre los 0 y 32 mm. Se regará el terreno cuando fuera necesario para evitar el polvo en suspensión.

Como para la ejecución de la cimentación será necesario estimar con un estudio geotécnico la litología de la superficie y el nivel de sostenimiento de los taludes en la región de la plataforma de montaje.

Para mayor información en relación con la plataforma de montaje puede dirigirse al apartado 9.14 de la memoria descriptiva y al plano 14 “Plataforma de montaje tipo”.

8.3. CAMINOS Y ACCESOS AL PARQUE EÓLICO

De acuerdo con la descripción técnica desarrollada en el apartado 9.15 de la memoria descriptiva, sería necesaria la ejecución de un vial de 165 metros desde la última vía accesible (camino real sin asfaltar hacia la “Fuentita”). Para la ejecución de este acceso será necesario respetar las siguientes condiciones técnicas:

CONDICIONES TÉCNICAS DE ACCESIBILIDAD AL PARQUE EÓLICO	
Condiciones técnicas	Objetivo
Anchura útil de la calzada	4,00 m
Anchura libre de obstáculos en el trayecto	6,00 m
Radio de curvatura mínimo	28,00 m
Lazo de unión libre de obstáculos en el interior de la curva	43,00 m
Zona libre de obstáculos en el exterior de la curva	2,00 m
Pendiente máxima en tramos sin hormigonar (tramos rectos)	13%
Pendiente máxima en tramos sin hormigonar (tramos curvos)	8%

Tabla 31 Condiciones técnicas de accesibilidad al parque eólico

Conforme al análisis realizado se estima que la pendiente media del camino a ejecutar será de 7,2%. Por otra parte la curva mínima ha sido trazada en 30 metros y el lazo libre de obstáculos en 59 metros. La anchura del vial se ha considerado de 6 metros. El perfil topográfico aproximado del camino es el que se representa en la siguiente ilustración:

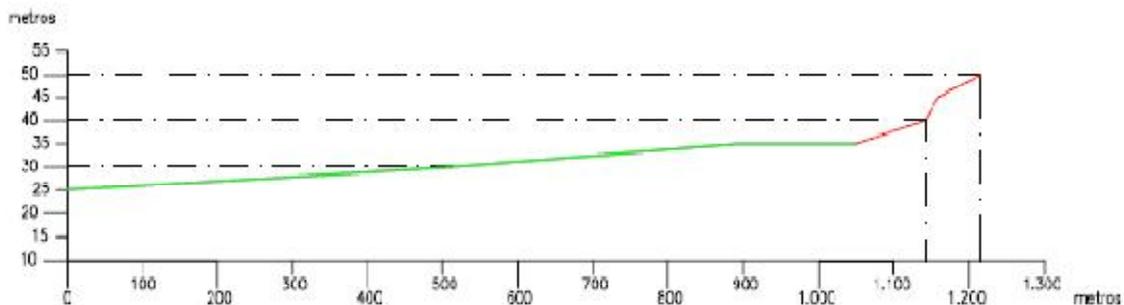


Ilustración 7 Perfil topográfico del trazado a ejecutar en el vial interno del parque eólico

En la siguiente tabla se cuantifica de manera aproximada el movimiento de tierras requerido para el desbroce y la limpieza del firme en el acceso al parque eólico:

DESBROCES DE TIERRA DE LOS CAMINOS Y ACCESOS	
Elementos	Requisitos mínimos
Desmante en cotas entre 35 – 50 metros	
Anchura máxima del vial	6,00 m
Área producto de profundidad y longitud carretera	1.532 m ²
Valor de la pendiente considerada	<10%
Volumen a evacuar por desmante 1	9.192 m³

Tabla 32 Desbroces de tierra de los caminos y accesos

El desbroce y la limpieza de los accesos se realizarán por medios mecánicos. Posteriormente, una vez realizado el movimiento de tierras se procederá al tendido y compactado en una capa de 10 cm de espesor de material clasificado procedente de la propia excavación, el cual se completará con dos capas de 25 cm de árido de machaqueo con granulometría inferior a 45 mm:

APORTE DE MATERIALES DE LOS CAMINOS Y ACCESOS	
Elementos	Requisitos mínimos
Material clasificado procedente de la excavación	
Longitud del camino	165 m
Plataforma del camino	6 m
Banda de rodadura	0,1 m
Total de aporte material clasificado	99 m³
Sección de firme	
Longitud del camino	165 m
Plataforma del camino	6 m
Banda de rodadura (2 capas de 25 cm)	0,5 m
Total de sección de firme	495 m³

Tabla 33 Aporte de material de los caminos y accesos

Por otra parte en el momento de la instalación y justo con el estudio de la infraestructura de la plataforma de montaje, se desarrollará ensayos de máxima carga soportada en los viales del parque eólico, debiéndose comprobar que se cumplen con las condiciones mínimas anteriormente establecidas.

Para mayor información en relación con los caminos y accesos puede dirigirse al apartado 9.15 de la memoria descriptiva y al plano 15 “Caminos y accesos de la alternativa seleccionada”.

8.4. TRAZADO SUBTERRÁNEO DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN Y COMUNICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Desde el parque eólico hasta la planta desaladora será necesario ejecutar una zanja por la cual transcurrirán las líneas de media tensión y de comunicación para el control del parque eólico. Se describen las características fundamentales de esta zanja en la tabla adjunta a continuación:

MOVIMIENTOS DE TIERRA POR ZANJA DE LÍNEAS P.E	
Condiciones técnicas	Objetivo
Longitud de la zanja para la acometida del parque eólico	3.644 m
Anchura de la zanja en todo su recorrido	0,60 m
Profundidad de la zanja en su recorrido	1,10 m
Volumen de tierra a evacuar	2.405 m³

Tabla 34 Movimientos de tierra por zanja de líneas P.E

La excavación será mecánica a cielo abierto si bien se desconoce la composición del firme en su recorrido. Tras la ejecución de la zanja se procederá al relleno, el cual dependerá del tipo de terreno afectado:

1. **Enlace directamente enterrado:** Existirá una capa de 30 cm de arena donde se hallarán los cables de media tensión y la línea de comunicación. Posteriormente se cubrirá hasta la altura del suelo (60 cm) con material clasificado procedente de la propia excavación.
2. **Enlace bajo tubo:** En este caso existirán cuatro capas diferenciadas. La primera capa será de hormigón HM – 20 donde se encontrarán los tubos que canalizan las líneas. La segunda capa será de material clasificado procedente de la propia excavación con un grosor de 47 cm. La tercera capa será de hormigón H – 20 de 20 cm y la última será de mortero asfáltico D 12 de 8 cm.

Teniendo en cuenta dicha descripción en la siguiente tabla se resumen los materiales de aporte necesarios para la ejecución de la zanja:

APORTE DE MATERIALES DE ZANJA DE LÍNEAS P.E				
Condiciones técnicas	Longitud	Anchura	Espesor	Total
Línea directamente enterrada				
Arena	3.644 m	0,6 m	0,3 m	655,9 m ³
Material clasificado			0,6 m	1.311,8 m ³
Línea bajo tubo				
Hormigón H-20	100 m	0,6 m	0,35 m	21,0 m ³
Material clasificado			0,47 m	28,2 m ³
Hormigón H-20			0,2 m	12,0 m ³
Asfalto			0,08 m	4,8 m ³

Tabla 35 Aporte de materiales de zanja de líneas P.E

Las zanjas se ejecutarán al lado del vial usándose para ello las zonas de servicio acondicionadas. El material sobrante será enviado a un gestor de residuos autorizado.

Para mayor información en relación con el trazado de la línea eléctrica y de comunicación puede dirigirse al apartado 9.9.3 de la memoria descriptiva y los planos 8 “Trazado de la línea eléctrica” y 9 “Canalizaciones de la línea de media tensión”.

8.5. RESUMEN DE LOS MOVIMIENTOS DE TIERRA

Tras los análisis expuestos en el presente apartado, a continuación se resumen los movimientos de tierra totales estimados para la ejecución del parque eólico a estudio:

RESUMEN DE MOVIMIENTOS DE TIERRA	
Elementos	Requisitos mínimos
Movimientos de tierra para la cimentación	482,55 m ³
Movimientos de tierra para la plataforma de montaje	1.850,00 m ³
Movimientos de tierra para los caminos y accesos	9.192,00 m ³
Movimientos de tierra para las zanjas de línea	1.967,74 m ³
Total de movimiento de tierra	13.492,29 m³

Tabla 36 Resumen de movimientos de tierra

9. COMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL

El puesto de control del parque eólico se ubicará en la planta desaladora a la que da servicio dichas instalaciones, acondicionándose para ello un espacio en el propio centro de control de la IDAM donde se instalarán los equipos de control.

Queda fuera del alcance del proyecto los cálculos estructurales, lumínicos, de protección contra incendios y cuantos otros que no se entiendan propios del parque eólico los cuales conforman el proyecto de construcción de la planta desaladora.

Se describen a continuación las características técnicas del enlace a acometer y las condiciones mínimas requeridas para la instalación del puesto de control en la IDAM.

9.1. LÍNEA DE COMUNICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

En el interior del aerogenerador, a pie de su torre, se instalará un armario de control de acuerdo con lo mostrado en el plano 7 “Centro de transformación del aerogenerador tipo”. Este armario de control se conectará con un puesto de control remoto ubicado en la planta desaladora siendo para ello necesario la instalación de una línea de comunicación en fibra óptica.

La línea de fibra óptica a instalar será monomodo de 4 fibras y 200/300 micrómetros, si bien se estará a lo dispuesto por el fabricante finalmente seleccionado. Las características fundamentales de este tipo de línea de comunicación son las que se exponen en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE FIBRA ÓPTICA	
Elementos	Requisitos mínimos
Designación	4 FO 200/230 C dir AD
Tipo de fibra	Polimetilmetacrilato
Atenuación para longitud de onda 850 nm	8 dB/km
Producto de longitud de ancho de banda	20 MHz/km
Rango de temperaturas para la instalación	-5º/50 ºC
Rango de temperaturas para el funcionamiento	-20/70ºC
Fuerza de tracción permitida (exterior)	500 N
Radio de curvatura mínimo	200 mm
Distancia máxima permitida por el cable	500 m
Recubrimiento exterior	Protección contra roedores
Diámetro exterior	8 mm
Peso aproximado	55 kg/km

Tabla 37 Características de la línea de fibra óptica

La longitud de la línea de comunicación será de 4.000 metros usándose para su tendido la misma zanja ejecutada para la instalación de la línea de media tensión, no obstante la distancia mínima comprendida entre estos dos cables será de 0,25 metros. El cable de fibra óptica dispondrá de blindaje y estará recubierto en su exterior con material antiroedores.

En los tramos en los que sea necesaria su disposición entubada, se usará una canalización de diámetro DN 90 corrugado por el exterior y lisa en su interior. Según el análisis realizado sólo se entubaría en la región interna de la IDAM (114 metros).

9.2. CARACTERÍSTICAS DEL PUESTO DE CONTROL

Se habilitará un puesto de trabajo en la planta desaladora, preferentemente en la propia sala de control de la IDAM, donde se instalará un ordenador de características estándar tal como se especifica a continuación:

CARACTERÍSTICAS DEL ORDENADOR TIPO	
Elementos	Requisitos mínimos
Tecnología	Intel o AMD
Memoria RAM	>2 GB
Disco duro	>200 GB
Sistema operativo	64 bit
Sistema operativo compatible con sistema SCADA	

Software operativo facilitado por el fabricante
Monitor
Módem telefónico estándar
Acceso a internet de banda ancha

Tabla 38 Características del ordenador tipo

El ordenador estará acompañado por un Sistema de Alimentación Interrumpida siendo sus características mínimas estándar las que se muestran a continuación:

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA	
Elementos	Requisitos mínimos
Potencia	3.000 VA
Tensión de suministro	230 V
Rango de tensión permitido	+/- 20%
Frecuencia	50 Hz
Factor de potencia	0.9
Autonomía	>20 minutos
Número de salidas de toma	>8
Ruido acústico máximo	45 dB
Alarmas ante fallo UPS, batería baja, sobrecarga y remplazo de batería	

Tabla 39 Características del sistema de alimentación ininterrumpida

Las características exigibles al puesto de control son las que se definen en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICAS EXIGIDAS AL PUESTO DE CONTROL DEL P.E	
Elementos	Requisitos mínimos
Longitud del puesto de control	1,60 metros
Anchura del puesto de control	0,80 metros
Altura del puesto de control	0,80 metros
Metros cuadrados ocupados por el puesto	1,22 m ²
Longitud de la UPS	0,70 metros
Anchura de la UPS	0,45 metros
Altura de la UPS	0,09 metros
Metros cuadrados ocupados por la UPS	0,32 m ²
Iluminancia media	500 lx
Índice de deslumbramiento UGR	19
Índice de rendimiento de color (R)	80
Ventilación mínima exigida	4-8 Renovaciones/hora
Medidas de seguridad contra incendios	Exigibles por CTE-SI
Nivel máximo de contaminación acústica interior	45 dB
Conexión eléctrica a baja tensión con acceso al circuito de fuerza (2 tomas)	
Pasamuros a la entrada del cable de comunicaciones del P.E	

Tabla 40 Características exigidas por el puesto de control del P.E

Todas las condiciones establecidas están bajo el cumplimiento de la normativa vigente y conforme a las características singulares del centro de control de la planta desaladora.

9.3. DISPOSITIVOS DE MEDIDA Y TARIFACIÓN

En cumplimiento del Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, se instalará un contador bidireccional que determine la energía neta generada por el parque eólico en el centro de transformación que a éste se enganche. De modo semejante, el propio centro de transformación ya dispone de un contador bidireccional ubicado en la frontera de la instalación que determina la energía bruta demandada por la planta.

Se considera apropiada la situación de ambos contadores electrónicos en la misma ubicación. Actualmente el contador de la planta se encuentra en el centro de transformación, y en un futuro se prevé que se mantenga en dicha sala, sin embargo habrá que mover el armario a la pared frontal dado que éste ocupa un espacio que será requerido para la instalación de las nuevas celdas de media tensión.



Ilustración 8 Ubicación del cuadro de contadores



Ilustración 9 Contador electrónico bidireccional de energía demandada en IDAM

Las características generales del armario serán las que se exponen a continuación:

CARACTERÍSTICAS DEL ARMARIO DE MEDIDA GENERAL P.E/IDAM	
Elementos	Requisitos mínimos
Tipo de montaje	En pared
Medida	Energía activa y reactiva
Tipología	Bidireccional
Complemento	Concentrador/Registrador
Clase	0,2S (Activa)/0,2 (Reactiva)

Tabla 41 Características del armario de medida general P.E/IDAM

Se recomienda la instalación de un equipo Concentrador/Registrador que tomando medidas de los dos contadores descritos ejecute el balance energético, siendo estos datos interesantes para el desarrollo de acciones futuras en el control de la producción y la gestión de la demanda de las instalaciones.