

ÍNDICE

1. Ubicación del parque eólico	3
1.1. Emplazamiento	3
1.2. Justificación de la localización en la provincia de Cádiz	3
1.3. Justificación del emplazamiento en el interior de la comarca de La Janda	4
1.4. Esquemas sectoriales de programación	4
1.5. Caracterización de la comarca de La Janda	5
1.6. Aprovechamiento eólico de la comarca de La Janda.....	6
1.6.1. Potencial eólico teórico y total de la comarca	6
1.6.1.1. Potencial eólico teórico.....	6
1.6.1.2. Potencial total de la comarca	6
1.6.2. Rentabilidad de la zona.....	8
1.7. Condiciones de evacuación de la energía eléctrica en la comarca de La Janda	9
1.8. Limitaciones a la implantación de parques eólicos en la comarca de La Janda	10
1.8.1. Medio físico	10
1.8.2. Vegetación	10
1.8.3. Avifauna.....	11
1.8.4. Poblacional y actividades económicas.....	11
1.8.4.1. Poblacional.....	11
1.8.4.2. Actividades económicas.....	12
1.9. Selección y características del emplazamiento	13
2. Análisis de la inversión en los aerogeneradores.	
Elección de potencia unitaria	15
2.1. Introducción	15
2.2. Puntos de vista para la elección del número de máquinas a instalar	16
2.2.1. Medioambiental	16
2.2.2. Tecnológico.....	17
2.2.3. Económico	17
2.3. Estudio de inversión para la elección de la potencia unitaria	19
2.3.1. Presupuesto inicial de los aerogeneradores.....	19
2.3.2. Producción energética de cada aerogenerador.....	21
2.3.3. Precio de la energía.....	24
2.3.4. Costes de los aerogeneradores	26
2.3.4.1. Costes de explotación	26
2.3.4.2. Costes de alquiler de terrenos	26
2.3.5. Cash-flow, VAN, Pay-back y TIR de cada modelo.....	27
2.3.6. Conclusiones	28
3. Topografía del parque eólico.....	29
3.1. Situación de los aerogeneradores.....	29
3.2. Altura sobre el nivel del mar de los aerogeneradores	29
3.3. Separación y posición relativa entre máquinas:.....	30
3.4. Situación de cada aerogenerador	31
3.5. Accesos y caminos entre aerogeneradores.....	32
4. Elección del generador	34
4.1. Tipos de generadores aplicables	34
4.1.1. Generador síncrono y características principales.....	34

4.1.2.	Generador asíncrono y características principales.....	35
5.1.	Generación a frecuencia variable, rectificación, inversión y filtrado	40
5.2.	Control electrónico proyectado.....	41
6.	Instalación eléctrica	43
6.1.	Instalación de BT en el interior de los aerogeneradores.....	43
6.1.1.	Instalación principal en BT.....	44
6.1.2.	Instalación de SSAA.....	45
6.2.	Red de Media Tensión	47
6.3.1	Características de los conductores de MT utilizados.....	48
6.3.	Aparamenta de control y protección en Baja Tensión.....	50
6.3.1.	Instalación principal en el interior de los aerogeneradores.....	50
6.3.1.1.	Protecciones de los conductores que unen la góndola con el transformador principal situado en la base	50
6.3.1.2.	Criterio de corte.....	52
6.3.1.3.	Protección a la salida del generador.....	53
6.3.2.	Interruptor de protección del transformador de SSAA	54
6.3.2.1.	Interpretación de la Figura 6.....	56
6.3.3.	Instalación de los SSAA en el interior del aerogenerador	57
6.3.4.	Protección diferencial de los SSAA.....	72
6.3.4.1.	Criterio de corte.....	74
6.3.5.	Contactores para los motores de los SSAA	75
6.4.	Centro de transformación.....	75
6.4.1.	Transformador MT / BT	75
6.4.1.1.	Relé de protección y termómetro de esfera... ¡Error! Marcador no definido.	
6.4.2.	Celdas de Media Tensión.....	76
6.4.3.	Centros de Transformación según la posición del aerogenerador en el parque	78
7.	Subestación colectora del parque	79
7.1.	Posición de 66 kV	80
7.2.	Posiciones de 20 kV	80
7.3.	Posición de Transformación	83
7.4.	Posición de SSAA.....	83
7.5.	Actuaciones e instalaciones diversas	84

1. Ubicación del parque eólico

1.1. Emplazamiento

El parque eólico se instalará en el paraje denominado “Los Cumplimientos”, al oeste de la población de Vejer de la Frontera y junto a la carretera CA-P-2141 desde la que se puede acceder al parque. Todo ello se encuentra dentro de la comarca de La Janda, en la provincia de Cádiz.

El paraje seleccionado para la ubicación del parque eólico se encuentra sometido a una campaña de medidas específica ya que existe una estación meteorológica que estima la velocidad y la dirección del viento para varias alturas.

Teniendo en cuenta los datos eólicos tomados durante años en la comarca, combinados con los datos observados durante el periodo de evaluación del emplazamiento, se puede estimar la climatología eólica de la zona. Todo ello se encuentra recogido en el anexo a este proyecto llamado “Evaluación del Recurso Eólico”.

1.2. Justificación de la localización en la provincia de Cádiz

La provincia de Cádiz es una de las zonas con mayor potencial eólico de España. En ella se sitúan parques eólicos desde los inicios de esta tecnología, presentando un continuo crecimiento en el número de megavatios instalados.

La zona con mayor recurso eólico de la provincia es la zona situada más al sur de la misma, Tarifa y el Campo de Gibraltar, la cual es una de las zonas con mayor densidad de megavatios eólicos de España. Es una de las zonas pioneras en España en este tipo de energía y en la que se proyecta parques eólicos de última tecnología como son los situados en el mar, de próxima instalación en la zona.

1.3. Justificación del emplazamiento en el interior de la comarca de La Janda

Cuando se habla de la localización de un parque eólico en la provincia de Cádiz inmediatamente se sitúa en la zona de Tarifa y el Campo de Gibraltar. Actualmente esta zona se encuentra saturada en cuanto a la construcción de parques eólicos se refiere.

Los planes urbanísticos de este territorio designan zonas hábiles para la implantación de parques eólicos. En ellos se recogen las limitaciones para la instalación de los mismos, relativas a medio ambiente, paisajística, poblacional o económica. Todas esas zonas hábiles contienen ya un parque eólico o una instalación que limita la posibilidad de implantar este tipo de tecnología.

La comarca de La Janda es una zona con unas grandes posibilidades de aprovechamiento eólico. Las autoridades municipales y la Diputación provincial han dispuesto planes urbanísticos y de organización para las instalaciones de parques eólicos, para la regulación de la explotación y emplazamiento de los mismos. Entre ellos el más destacable es el Plan Especial Supramunicipal de Ordenación de Infraestructuras de los Recursos Eólicos en la Comarca de La Janda, que trata de una planificación territorial que ordene la implantación de los parques.

Este plan se justifica por:

- El estudio de las afecciones a la avifauna puede y debe ser realizado de una manera general que establezca un marco inicial de seguridad en las decisiones de la autoridad ambiental y en las inversiones que acometen los promotores.
- El estudio del paisaje, parque a parque, no garantiza una solución equilibrada en la que se conjuguen los intereses ambientales generales, económicos y comarcales.
- Las decisiones acumulativas, caso a caso, no garantizan el mejor aprovechamiento de los emplazamientos compatibles con las exigencias que impone la evacuación.

1.4. Esquemas sectoriales de programación

Con el fin de ordenar el aprovechamiento de los recursos eólicos de la comarca de La Janda, donde se asienta el parque, la Diputación de Cádiz, en conjunto con los Ayuntamientos de la

comarca ha desarrollado el Plan Especial Supramunicipal de Ordenación de Infraestructuras de los Recursos Eólicos en la Comarca de La Janda.

Este Plan establece, entre otros elementos, la necesidad de elaboración de unas figuras de Planeamiento denominadas Esquemas Sectoriales de Programación, definidas como unidades básicas de aprovechamiento eólico con capacidad mínima de 50 MW, donde varios promotores adicionan proyectos y construyen sus infraestructuras eléctricas entre diversos parques, lo que no solo suponen la reducción material de factores de impacto, sino un abaratamiento de los proyectos que facilita su viabilidad económica. Con este antecedente, y teniendo en cuenta que se encuentra definitivamente aprobado el citado Plan, y presentados los Esquemas Sectoriales de Programación, el Parque objeto del presente Proyecto se incluirá dentro del llamado Esquema Sectorial de Programación Litoral de La Janda, en el que se recogerá el cumplimiento escrupuloso de todas las determinaciones que se incluyen en el Plan.

Lo cual quiere decir que el parque eólico proyectado formará parte de un conjunto de ellos que habrán de agruparse entre sí hasta sumar los 50 MW de potencia instalada, que podrían compartir instalaciones tales como subestaciones o vías de evacuación. Estas agrupaciones disminuirán los gastos de inversión inicial de los promotores promoverán la actividad de estos parques en la comarca.

1.5. Caracterización de la comarca de La Janda

El ámbito del Plan, situado en el sector Suroeste de la provincia de Cádiz (entre las coordenadas 5° 25' a 6° 10' de longitud y 36° 7' a 36° 45' de latitud) ocupa 3.560 km² de superficie perteneciente a los términos municipales de Alcalá de Los Gazules, San José del Valle, Paterna de Rivera, Medina Sidonia, Benalup-Casas Viejas, Barbate, Vejer de la Frontera y Conil de la Frontera, grupo de municipios segmentados por la intercalación del término de Jerez de la Frontera, que les divide en dos partes: al norte el término de San José del Valle, y al sur los restantes términos.

La comarca que coincide físicamente con las cuencas hídricas del río Barbate y del río Salado, se eleva desde los 0 y 200 metros sobre el nivel de mar en la zona costera y la campiña, hasta los 700 a 1000 metros en la Sierra del Aljibe.

1.6. Aprovechamiento eólico de la comarca de La Janda

1.6.1. Potencial eólico teórico y total de la comarca

1.6.1.1. Potencial eólico teórico

Los resultados obtenidos de los cálculos realizados muestran un potencial alto en casi toda la comarca.

Teniendo en cuenta que el error posible en los cálculos puede superar el 20% del valor de la velocidad y partiendo de la base de que la instalación de parques eólicos es posible a partir de velocidades medias del entorno de los 6,2 m/s, se ha elegido un umbral mínimo de 5,6 m/s para considerar posible la instalación de parques eólicos en un emplazamiento. Se han considerado como zonas de calidad para la instalación de parques aquellas que arrojan resultados en las simulaciones superiores a los 7 m/s.

El Plan Supramunicipal consigue dibujar un mapa de la comarca en el que se diferencian tres zonas, por su calidad de viento, separadas por dos isoventas, la de valor 5,6 m/s y la de valor 7 m/s. Se observa en el mismo que las zonas excluibles por falta de potencial, siempre según la simulación realizada, se reducen a aquellas que se encuentran a resguardo de las montañas, y que las zonas de mayor valor para su aprovechamiento se encuentran en las crestas de montañas y colinas.

1.6.1.2. Potencial total de la comarca

La asignación de un valor de potencia eólica instalable, de forma económicamente viable, en la comarca, depende de la velocidad media del viento y de otros muchos factores. Así, sin tomar en consideración las limitaciones debidas a las diferentes afecciones producidas por los parques eólicos y la existencia de infraestructuras viarias y eléctricas, la potencia que se puede instalar en una determinada superficie con un determinado valor de velocidad media del viento dependerá de:

- Rentabilidad exigida a los proyectos eólicos por el promotor.
- Precio de la energía eléctrica.
- Tamaño unitario de la tecnología instalada.
- Eficiencia de la tecnología instalada.
- Exigencias de la topografía.
- Masa final de instalaciones ejecutables (sinergia entre instalaciones).

Atendiendo a los cálculos realizados, se obtiene un potencial total bruto de 1.570 MW en la comarca, distribuida en los términos municipales según la siguiente Tabla 1:

Tabla 1. Distribución de Potencia Bruta Instalable según municipios con un umbral de 6.2 m/s

Término Municipal	Potencia Bruta Instalable (MW)
Alcalá de los Gazules	616
Barbate	75
Benalup-Casas Viejas	35
Conil	50
Medina Sidonia	381
Paterna de Rivera	9
San José del Valle	264
Vejer	140
TOTAL	1.570 MW

Si en lugar de estimar los parques eólicos en un umbral de 6,2 m/s de velocidad media se calcula el potencial con base en aquellos parques con un recurso de mayor calidad, por encima de los 7 m/s de velocidad media, los valores que se obtendrían como potencial bruto serían los siguientes, reflejados en la Tabla 2:

Tabla 2. Distribución de Potencia Bruta Instalable según municipios con un umbral de 7 m/s

Término Municipal	Potencia Bruta Instalable (MW)
Alcalá de los Gazules	270
Barbate	35
Benalup-Casas Viejas	15
Conil	20
Medina Sidonia	110
Paterna de Rivera	0
San José del Valle	150
Vejer	60
TOTAL	660 MW

1.6.2. Rentabilidad de la zona

La rentabilidad de un parque eólico viene determinada por muy diversos factores, siendo el más importante de ellos el recurso existente en la zona. Igualmente importantes pueden llegar a ser la disponibilidad de infraestructuras adecuadas, que permiten disminuir los costes de inversión, y las sinergias con instalaciones cercanas, que tienen similares efectos de reducción de costes. Como norma general y aproximada, se pueden encontrar rentabilidades mínimas a partir de los 6 – 7 m/s de velocidad media de viento.

Los emplazamientos de parques eólicos que resulten rentables por el potencial existente y que puedan evacuar la electricidad generada con un coste de inversión soportable, podrán ser rentables casi con seguridad en el escenario de retribución al precio de la energía eólica para los próximos 15 años. Las formulaciones sobre política energética de la Comisión Europea y del Gobierno de la Nación insisten en otorgar un importante papel a este tipo de energía y en adoptar medidas para asegurar su explotación rentable.

La sensibilidad de la rentabilidad a los mejores emplazamientos por potencial eólico y a la optimización de los costes de evacuación fijan las condiciones para que la ordenación de los parques eólicos sea compatible con el aprovechamiento de esta energía limpia y segura.

La existencia de un potencial eólico relativamente bueno en la mayor parte de la comarca de La Janda, con la excepción de las zonas de sombra en las zonas más montañosas, y la dis-

ponibilidad de una parte de las infraestructuras de evacuación necesarias, sitúan un escenario de rentabilidad para una parte sustancial del potencial eólico existente.

1.7. Condiciones de evacuación de la energía eléctrica en la comarca de La Janda

En este apartado se van a destacar todas las líneas eléctricas disponibles que atraviesan la comarca. Todas ellas, además, aparecen en un plano de la zona donde figuran dibujadas, pudiéndose apreciar el recorrido de cada una. Este plano forma parte del anexo de planos correspondientes.

Las líneas que atraviesan la zona en la actualidad son:

- Líneas de 50 kV (simple circuito):
 - Los Hurones-San José del Valle
- Líneas de 66 kV (todas de simple circuito):
 - Línea desde Atlanterra a Vejer
 - Desde Vejer a San Fernando-Chiclana, pasando por Conil
 - Línea Buitreras-Puerto Real, con enlace en Medina Sidonia y Alcalá de los Gazules
 - Línea desde Vejer a Medina Sidonia.
- Líneas de 132 kV:
 - Línea Casares-Puerto Real (La Cartuja), de simple circuito, cruza los términos de Alcalá de Los Gazules y Medina Sidonia, pasando cercano a sus núcleos de población.
- Líneas de 220 kV:
 - Línea Pinar del Rey - Los Alcores, de doble circuito, que cruza los términos de Alcalá de Los Gazules y Paterna de Rivera, cercana a sus núcleos de población
 - Línea Pinar del Rey -Puerto Real, de simple circuito, que cruza los términos de Medina Sidonia y Benalup, pasando cerca de este último núcleo de población.

- Líneas de 400 kV:
 - Línea Pinar del Rey-Don Rodrigo, de doble circuito, que cruza los términos de Alcalá de los Gazules y San José del Valle.

1.8. Limitaciones a la implantación de parques eólicos en la comarca de La Janda

1.8.1. Medio físico

Las características del medio físico comarcal rara vez suponen limitaciones excluyentes para las obras e infraestructuras asociadas a la instalación de parques eólicos y menos todavía con el actual estado de las tecnologías constructivas. No obstante, frecuentemente configuran una serie de condicionantes a tener en cuenta en la evaluación y diseño de los parques eólicos.

1.8.2. Vegetación

En la comarca de La Janda existen formaciones vegetales de gran interés para su conservación al incluir endemismos con reducida área de dispersión y/o formaciones relicticas. Estas asociaciones vegetales que se localizan mayoritariamente en la sierra o en el litoral, se encuentran actualmente amparadas por alguna figura de protección ambiental que las salvaguarda de la presión antrópica. No obstante, al margen de estas zonas existen otras formaciones vegetales de pequeño tamaño y aisladas en el medio agrario, que en algunos casos poseen un elevado interés botánico que deben ser igualmente tenido en cuenta.

Desde la perspectiva del Plan Especial, las formaciones vegetales de la sierra y el litoral, localizadas dentro de figuras de protección ambiental quedarán excluidas del aprovechamiento eólico por su elevado valor ecológico (principalmente faunístico) y paisajístico, mientras que los enclaves de menor tamaño o bosques islas de interés botánico, en función de su localización, interés y tamaño, en unos casos formarán parte de zonas de exclusión de aprovechamientos eólicos y en otros de sectores en los que la implantación de aerogeneradores se condiciona a la realización de estudios botánicos específicos que determinarán su autorización y/o diseño de las infraestructuras energéticas.

1.8.3. Avifauna

El Plan Supramunicipal realiza un estudio detallado de las especies de aves que pueblan la zona, indicando sus habitats y lugares de reproducción. Según variables como el riesgo de desaparición de cada especie o la densidad de población de cada una se valora cada zona.

El Plan Supramunicipal proporciona un mapa de la comarca diferenciando por zonas las según su riesgo para la avifauna, clasificándolas en zonas de exclusión, de restricción y sin restricciones. Este mapa se recoge en el anexo correspondiente del proyecto.

También se proporciona un mapa de clasificación de sensibilidad ambiental, que ofrece una clasificación de zonas que atiende a todas las restricciones ambientales en conjunto. Según el Plan Supramunicipal se clasifican las áreas como de alta, media y baja sensibilidad.

1.8.4. Poblacional y actividades económicas

1.8.4.1. Poblacional

La principal afección a la población producida por los aerogeneradores tiene su origen en la producción de ruido que conlleva su funcionamiento. De este hecho se deriva la necesaria incompatibilidad entre las zonas residenciales y los emplazamientos de molinos.

Esta incompatibilidad implica la restricción a la ubicación de parques eólicos en los entornos de los núcleos de población y en las áreas de población diseminado (zona del Colorado), así como en las zonas de potencial crecimiento de los núcleos y de la actividad residencial. Esto supone la restricción de uso para parques eólicos en toda la franja costera.

La distancia mínima de protección entre los aerogeneradores y las viviendas para que no se produzcan efectos negativos está directamente relacionada con la cantidad y tipología de ruido que generan las máquinas. El Decreto 74/1996 de 20 de febrero (BOJA) y en el Reglamento de Calidad del Aire de 7 de marzo de 1996 establecen unos niveles mínimos de inmisión de ruidos que deben ser respetados mediante el alejamiento de los aerogeneradores. En el Reglamento se establece 50 dB(A) como referencia para las emisiones más restrictivas.

1.8.4.2. Actividades económicas

La interacción entre los parques eólicos y el paisaje tiene sentidos e intensidades diferentes según las condiciones del medio y el significado de estas estructuras para los perceptores. Es posible aceptar, de entrada, que la única actividad económica sensible a la implantación masiva de aerogeneradores es el turismo. Se puede descartar la agricultura y el resto de las actividades primarias, también la industria y la mayor parte de las actividades urbanas.

La presencia de molinos en el paisaje más utilizado como espacio turístico puede ser un factor desvalorizador del medio si se implantan en determinadas condiciones. Ahora bien, esta incidencia tiene componentes que no pueden ser suficientemente valoradas en tanto no se materialicen las políticas de fomento turístico orientadas al mercado centroeuropeo y noreuropeo, notablemente sensibles hacia las medidas de mejora ambiental del planeta (beneficios de la energía eólica). En determinadas condiciones, la presencia de aerogeneradores puede ser un aliciente y un atributo positivo del espacio turístico. Sin embargo, la presencia masiva de parque eólicos tiene un efecto transformador del paisaje que desvirtúa la identidad comarcal, otro de los valores apetecidos por este tipo de turismo. Es por ello, que teniendo en cuenta la importancia del turismo en la economía de la zona, el riesgo de impacto de los parques eólicos tiene la suficiente entidad como para que sea valorada su incidencia potencial en ciertas condiciones de acumulación y densidad.

La distribución de la actividad turística está fuertemente concentrada en la costa. Sin embargo, es preciso tomar en consideración el potencial de desarrollo del turismo de interior basado en el atractivo de los paisajes de agua (embalses y zonas húmedas de la depresión de La Janda), de los paisajes montañosos y forestales de Los Alcornocales, de los atractivos histórico-artísticos de sus pueblos y ciudades, y del paisaje rural del conjunto del ámbito.

En la franja costera no solo debe considerarse los tramos ocupados por población residencial y/o turística, sino que ha de tomarse el conjunto de la costa como ámbito de especial significación paisajística.

El Plan Supramunicipal proporciona un mapa de la comarca localizando los puntos donde existe suelo urbanizable, núcleos urbanos o aislados, yacimientos arqueológicos,

concentración de población, etc. Este mapa se recoge en el anexo correspondiente del proyecto.

1.9. Selección y características del emplazamiento

El parque eólico objeto de este proyecto se sitúa en el término municipal de Vejer de la Frontera, población perteneciente a la comarca de La Janda. El parque abarcará los parajes denominados “Cerro del Puerco” y “Los Cumplimientos”, localizados al oeste de la población de Vejer de la Frontera.

Los aerogeneradores se situarán a lo largo de una cuerda Norte-Sur, en una única hilera, ya que esta disposición es la idónea para la exposición de las máquinas a los vientos dominantes. Según el documento “Evaluación del Recurso eólico de la zona”, estos vientos son los provenientes del Este y el Oeste.

Los parajes seleccionados alcanzan una altura de 100 metros sobre el nivel del mar.

La hilera de máquinas transcurrirá por la cima de dichos cerros, no variando en más de diez metros de altura la situación del aerogenerador más elevado con respecto al de menor elevación.

Las razones de la elección de este emplazamiento son variadas. Se ha procedido a un método de elección en base a la eliminación. Se han eliminado todos aquellos emplazamientos que fueran restringidos explícitamente por el Plan Supramunicipal anteriormente citada.

Para ello, el Plan Supramunicipal dispone de un mapa resumen donde se clasifican todas las zonas de la comarca en áreas de exclusión, con condicionantes o sin condicionantes específicos para la implantación de parques eólicos. Este plano tiene en cuenta todas las limitaciones anteriormente citadas.

Según el plano anterior, se pueden seleccionar zonas que no sean excluidas ni que tengan ningún tipo de condicionante por avifauna, población, etc. De entre todas ellas, hay tres zonas que destacan por su altura respecto al nivel del mar: La Loma de La Espartosa (al este de San

José del Valle), el Cerro del Búho (al suroeste de Vejer de la Frontera) y el “Cerro del Puerco” y “Los Cumplimientos” (al oeste de Vejer de la Frontera).

El primero de los emplazamientos posibles es el más elevado de los tres, con alturas que llegan a los 350 metros. Está situado al este de San José del Valle, localidad del interior de la provincia y alejada de la costa, lo cual supone un peor nivel de recurso eólico. Además, la carretera más cercana queda lejos del paraje lo cual supondría tener que realizar un acceso de mucha longitud. Debido a lo escarpado de la zona, ese acceso además sería complicado, lo cual supondría un mayor coste y dificultades en el transporte del material.

Los otros dos parajes se encuentran en el término municipal de Vejer de la Frontera, población mucho más cercana al litoral. Son lugares vecinos, es decir, están el uno al lado del otro, el Cerro del Búho al oeste del Cerro del Puerco. El primero de ellos posee una altura mayor, de hasta 180 metros respecto al nivel del mar frente a los 100 del segundo, pero la carretera más cercana (la CA-P-2141) colinda con el paraje del “Cerro del Puerco” y en cambio se aleja del “Cerro del Búho”. Esto conlleva un menor coste de los accesos para el primero de ellos. Además el “Cerro del Búho” es un paraje más escarpado y con más pendiente que la otra localización, lo cual supondría un mayor coste en obra civil a la hora de construir los caminos de accesos a los aerogeneradores.

Se ha de destacar que ni la altura ni la posición respecto a la costa del emplazamiento son datos decisivos a la hora de decidirlo. Conviene una mayor altura ya que ofrece una mejor exposición a los vientos y una posición cercana al litoral supone un recurso eólico algo mayor que una posición interior en la misma zona, pero hay otros factores geográficos como son los obstáculos, la posición de las montañas colindantes,... que son también muy importantes a la hora de evaluar el recurso eólico.

Por todo lo anterior, el paraje seleccionado ha sido el de “Cerro del Puerco y Los Cumplimientos”. Las razones son las siguientes:

- Está en una zona no excluida según el Plan Supramunicipal, lo cual conlleva que no tiene ningún condicionante medioambiental, poblacional o económico. Las

autoridades municipales no deberían objetar nada a la hora de aprobar la localización del proyecto.

- Ofrece una gran facilidad de acceso desde la carretera
- No es un paraje escarpado y presenta poca pendiente, lo que supone una obra civil sencilla y con poco coste.

2. Análisis de la inversión en los aerogeneradores. Elección de potencia unitaria

2.1. Introducción

La implantación de un parque eólico en un emplazamiento determinado viene condicionado, principalmente, por las características del viento en el mismo, es decir, su velocidad, dirección y frecuencia. Para obtener estos datos de manera fiable hay que contar con una estación anemométrica en la zona que los registre durante un plazo de tiempo suficiente para hacer una previsión segura de las condiciones eólicas a medio y largo plazo.

En el caso de este parque eólico en cuestión, se tienen los datos de viento de una estación anemométrica situada en esa misma zona. En el anexo titulado como “Evaluación del recurso eólico” que se adjunta en este proyecto, están reflejados todos los datos eólicos de los últimos 6 años, concluyendo en un resultado de potencia máxima extraíble al emplazamiento, en la curva de Weibull del mismo y en datos de distribución de velocidades entre otros. Todos ellos se pueden observar en el anexo “Evaluación del recurso eólico” anteriormente citado.

Desde el punto de vista tecnológico, las dimensiones del parque dependen de la potencia instalada del mismo y, a su vez, esta depende del recurso eólico en la zona, ya que a mejores condiciones eólicas, mayor será la potencia que se pueda extraer del paraje. Como se ha indicado antes, uno de los datos primordiales que ofrece el anexo “Evaluación del recurso eólico” es el de máxima potencia que se puede obtener de la zona en cuestión, que en este dato se cifra en 14 MW.

Con los datos de frecuencia, velocidad y dirección del viento se resuelven los problemas de disposición de aerogeneradores y altura de los mismos, que, como se refleja en el anexo

“Evaluación del recurso eólico”, se disponen en una cuerda norte-sur y a una altura de 67 metros.

Pero del dato de 14 MW de potencia máxima instalable surgen dudas: ¿Cuántas máquinas disponer? ¿De qué potencia unitaria? Si se considera este dato como constante, las dos cuestiones anteriores están íntimamente relacionadas, ya que a mayor potencia por máquina, menor número de las mismas. Para dilucidar la solución primero habrá que saber si conviene un mayor número de máquinas (y por tanto una menor potencia unitaria) o menor número de las mismas (viceversa) y luego, elegir el número exacto.

2.2. Puntos de vista para la elección del número de máquinas a instalar

Hay diferentes puntos de vista desde donde abordar la problemática de la elección del número más apropiado de aerogeneradores y, por tanto, de su potencia unitaria si se fija el dato de potencia máxima extraíble, como es en este caso los 14 MW. Son los siguientes:

2.2.1. Medioambiental

La tendencia actual es la de montar máquinas con la mayor potencia unitaria posible porque esto conlleva un menor número de las mismas y por lo tanto un impacto visual y paisajístico atenuado.

Las máquinas de potencia unitaria alta conllevan un mayor tamaño en altura de la torre y de diámetro del rotor, pero la zona afectada es menor en su conjunto. Los ayuntamientos y municipios prefieren la opción de mayores potencias unitarias por su menor impacto paisajístico y por una mejor recepción por parte de la población y de los grupos ecologistas.

Un menor número de máquinas aporta una permanencia del orden global de los paisajes, ya que hay que tener en cuenta que los aerogeneradores se convierten en notas discordantes en el paisaje, focalizando la atención del espectador y dejando en un segundo plano los demás detalles del mismo.

Además, entra en juego la percepción sesgada de la realidad en función de los valores culturales del receptor y otras de más profundidad como son las connotaciones derivadas de los beneficios de las energías renovables, que pueden verse afectadas negativamente ante un impacto visual importante.

2.2.2. Tecnológico

Desde el punto de vista tecnológico, el aumento de potencia unitaria de las máquinas se acompaña de una mayor producción de viento para todo el rango de velocidades. Partiendo de esta idea, es fácil llegar a la conclusión de que un aerogenerador de 1,5 MW produce más que otro de 1 MW o de 850 kW, pero ¿cuánto más? La respuesta a esta pregunta viene dado por la curva de potencia de cada modelo de aerogenerador y de la curva de distribución de Weibull, que indica para la frecuencia con la que sopla el viento para cada valor de velocidad.

En España se colocan máquinas de hasta 2 MW, existiendo en el mercado modelos de hasta 3 MW pero se encuentran en fase de prueba y prototipo y de hasta 5 MW en fase de proyecto. Para la elección de las máquinas se consideraran potencias desde 850 kW hasta 2 MW, descartando potencias superiores por no encontrarse suficientemente contrastadas.

Habrá que llegar a un compromiso para que se produzca la mayor energía posible sin exceder en ningún caso la potencia máxima instalada ofrecida en el anexo “Evaluación del recurso eólico”.

2.2.3. Económico

Este va a ser el punto de vista en el que se va a basar el estudio de inversión que acompaña este documento.

Es fácil ver la disquisición económica que se presenta y cómo llegar al punto de equilibrio desde el punto de vista de la inversión. Cuánto mayor sea la potencia unitaria de la máquina, menor número habrá que colocar en el parque. Esto supone un ahorro en espacio ocupado por el mismo ya que, aunque exista un mayor espacio entre las máquinas porque son más altas y la regla general es separarlas el doble de la altura de la torre, el número disminuye lo suficiente para ahorrar un espacio considerable. La obra civil tanto en forma de caminos entre máquinas como en forma de cimentaciones para los mismos se ve significativamente

disminuida, al igual que la obra y equipamiento eléctrico, ya que serán menores tanto los metros de zanja como los de cable de media tensión que transcurran por el parque.

La aparamenta de protección y maniobra en el interior de los aerogeneradores será de mayor calibre, de mayor coste, pero como hay un menor número de máquinas, se verá disminuida en su conjunto.

El coste del alquiler del terreno necesario se ve atenuado si se aumenta la potencia unitaria de las máquinas.

Pero la decisión de montar aerogeneradores de potencias altas también tiene sus desventajas desde el punto de vista de la inversión. Son considerablemente más caros entre sí; por ejemplo, una máquina de 2 MW cuesta aproximadamente el doble que otra de 1 MW. Los costes de explotación de las máquinas más potentes son significativamente superiores. Desde el punto de vista de la obra civil suponen un incremento del coste de cada cimentación y la necesidad de aumentar las dimensiones de los viales en el interior del parque.

Cómo se ha apuntado en el anterior apartado, para una misma velocidad, un aerogenerador más potente produce más energía que otro más pequeño, pero éste cuesta considerablemente menos y supone unos costes de explotación menores. La pregunta está clara: ¿Dónde está el punto de equilibrio? ¿Sale más rentable montar un menor número de máquinas más potentes o más máquinas de menor potencia? Esta es la cuestión que se tratará de aclarar en el siguiente apartado.

Valga como adelanto que la tendencia actual es la de instalar las máquinas lo más potentes posible que permitan los recursos eólicos de la zona sin ni siquiera realizar un estudio de inversión como el que sigue, ya que por un lado a los promotores les interesa un menor impacto visual para favorecer la acogida social y a las empresas les interesa promover la utilización de la última tecnología en el campo de los aerogeneradores para incrementar sus beneficios y competir en el mercado con el resto de empresas.

2.3. Estudio de inversión para la elección de la potencia unitaria

2.3.1. Presupuesto inicial de los aerogeneradores

La elección del tipo de aerogenerador se va a basar en un estudio de inversión de cada uno, eligiendo finalmente el más rentable en el plazo de vida útil de los aerogeneradores.

Según el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), dependiente del Ministerio de Industria, el 75% de la inversión inicial en un parque eólico la supone el coste de los aerogeneradores, el 14% el equipamiento electromecánico, el 6% la obra civil y el resto de gastos el 5%. En este estudio de inversión el objetivo será dilucidar el número de aerogeneradores a instalar, así que se van a considerar gastos que dependan de esta variable. Se observa de los datos del IDAE que el coste de las máquinas es el dominante en la inversión inicial.

Para cada tipo de aerogenerador, se considerará su coste, el coste del alquiler del terreno que ocupe y sus gastos de explotación. Todos estos gastos se aglutinarán en un montante global que será directamente proporcional al número de máquinas.

Por otro lado el beneficio que producirá cada máquina vendrá dado por la cantidad de energía que produzca y su precio en el mercado, que será el beneficio del parque en su globalidad.

Cabe resaltar que en este estudio de inversión sólo se considerarán costes e ingresos de los aerogeneradores, sin tener en cuenta otros gastos del parque eólico en su totalidad como son los de equipamiento electromecánico, obra civil o sueldos del personal ya que se suponen constantes respecto a la variable a dilucidar, que en este caso será la del número de máquinas.

Para este estudio previo se han buscado datos de costes y presupuestos publicados por organismos y publicaciones fiables ya que al realizarse como paso previo al proyecto en sí, no existen datos exactos de costes que sí se obtendrán una vez finalizado el mismo.

En la Tabla 3 aparecen se ha seleccionado una gama de aerogeneradores que van desde los 850 kW hasta los 2 MW, que es el rango de potencia usual a la hora de proyectar parques

eólicos en España. Son modelos de diferentes marcas, ya que una misma empresa no fabrica modelos dentro de todo este rango. Son los siguientes:

Tabla 3. Modelos considerados en el análisis de inversión

Aerogeneradores	Potencia (MW)
Gamesa G58	0,85
Nordex S77	1,5
Ecotecnia E80	1,67
Gamesa G87	2

Se ha intentado obtener datos exactos sobre el precio de cada uno de los modelos que figura en la Tabla 3 pero ha sido imposible porque las empresas se niegan a facilitar datos sobre este aspecto, ya que venden sus productos con presupuestos personalizados para cada caso y a los proyectos a los que se ha tenido acceso, no presentan datos fiables en este aspecto debido a que desinflan este apartado por temas fiscales.

Según el IDAE, se obtiene un presupuesto bastante aproximado de 750000 € por MW. Es un dato útil en este caso porque se comparan modelos de diferentes potencias y se pueden realizar presupuestos fiables para cada modelo según potencia unitaria. Dicho esto el precio de cada modelo es:

Tabla 4. Precio de los aerogeneradores considerados según IDAE

Aerogenerador	Potencia (MW)	Precio (€)
G58	0,85	637500
S77	1,5	1125000
E80	1,67	1252500
G87	2	1500000

El número de máquinas viene dado por el dato proveniente del anexo “Evaluación del recurso eólico” que fija la potencia máxima instalable en 14 MW. Según este dato, el número resulta de dividir estos 14 MW entre la potencia unitaria y redondear a la baja para no superar de

ningún modo este valor ya que ello supondría unas pérdidas tanto en inversión inicial como en producción de energía eléctrica. Para cada modelo, el número de máquinas es:

Tabla 5. Número de máquinas necesarias según modelo

Aerogenerador	Potencia (MW)	Número de máquinas
G58	0,85	16
S77	1,5	9
E80	1,67	8
G87	2	7

Lo cual supone una inversión inicial para cada aerogenerador que resulta de multiplicar el número de los mismos por su precio:

Tabla 6. Precio total de las máquinas a instalar según modelo

Aerogenerador	Presupuesto total (€)
G58	10200000
S77	10125000
E80	10020000
G87	10500000

Se observa que el modelo de 2 MW supone un presupuesto más elevado que el resto pero por otro lado, el aerogenerador de 850 kW supone el siguiente más elevado ya que, aunque es el más barato, implica un mayor número de máquinas.

2.3.2. Producción energética de cada aerogenerador

Para realizar una estimación de la producción energética para cada máquina se partirá de dos curvas. La primera es común para todos los modelos y que es característica del emplazamiento y de sus características eólicas, la distribución de velocidades de viento de Weibull. Esta distribución es uno de los resultados más importantes del anexo “Evaluación del recurso eólico”. En esta curva se representa un valor de frecuencia en tanto por uno para cada valor de velocidad de viento, de tal manera que el valor de frecuencia más elevado corresponderá con el valor de la velocidad más usual en el paraje en cuestión. La curva que aparece en la Figura 1 representada mediante Matlab es la siguiente:

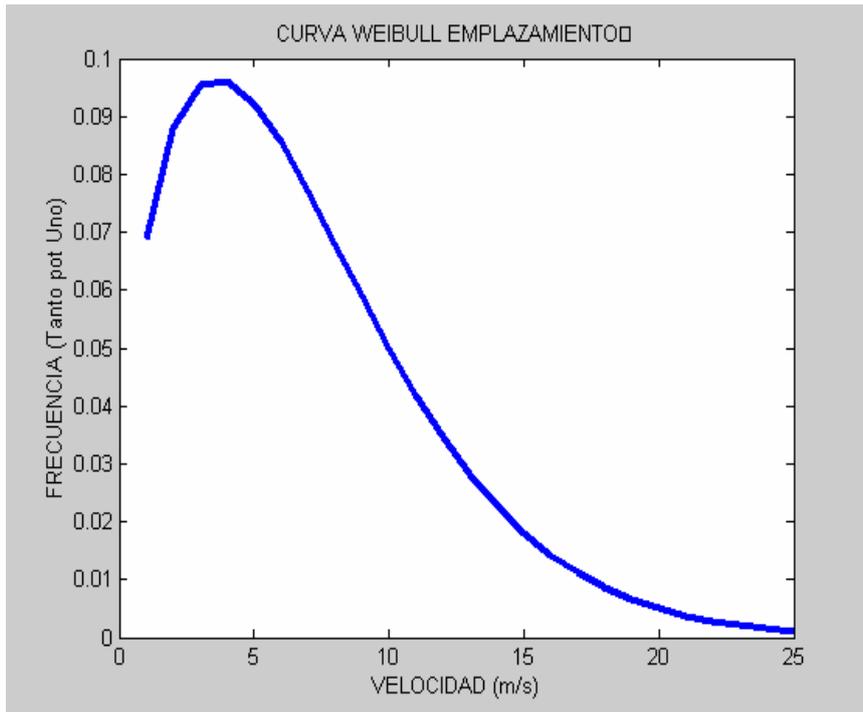


Figura 1. Curva Weibull del emplazamiento elegido

Esta curva representada en la Figura 1 se ha obtenido mediante los datos obtenidos de la estación anemométrica que existente en el paraje denominado “Los Cumplimientos” durante los últimos seis años. Esta estación toma medidas a dos alturas, 10 y 26 metros. Con esas medidas se pueden estimar los parámetros de esta función de densidad a una altura de 26 metros que es la más próxima a la altura de la torre de los aerogeneradores. Son los siguientes:

Tabla 7. Valores de las constantes de la curva Weibull de la **Figura 1**

A	7.7
K	1.48

La segunda curva en la que se basa el método de cálculo de la energía producida por un aerogenerador es la curva de potencia del mismo. Es característica de cada modelo de aerogenerador y enfrenta los valores de velocidad de viento con sus valores de potencia producida correspondientes.

Para cada modelo se ha utilizado su curva de potencia correspondiente, obtenida de los catálogos facilitados por los propios fabricantes.

Para el cálculo más exacto posible se ha programado una función de Matlab que obtiene la energía producida por cada modelo de máquina. Esta función integra la curva de potencia de cada máquina (en la Figura 2 se representa a modo de ejemplo la correspondiente al modelo G87 de Gamesa), de manera que para cada valor de velocidad de viento se tenga en cuenta su frecuencia. Para ello la función de Matlab integra la curva de potencia en intervalos de 1 m/s, aproximándola por una recta entre los dos valores de velocidad correspondientes. Una vez integrada, para tener en cuenta los valores de frecuencia de cada velocidad, se multiplica por el valor correspondiente al menor valor de velocidad de cada intervalo. Simultáneamente se van sumando los valores calculados hasta obtener un valor final.

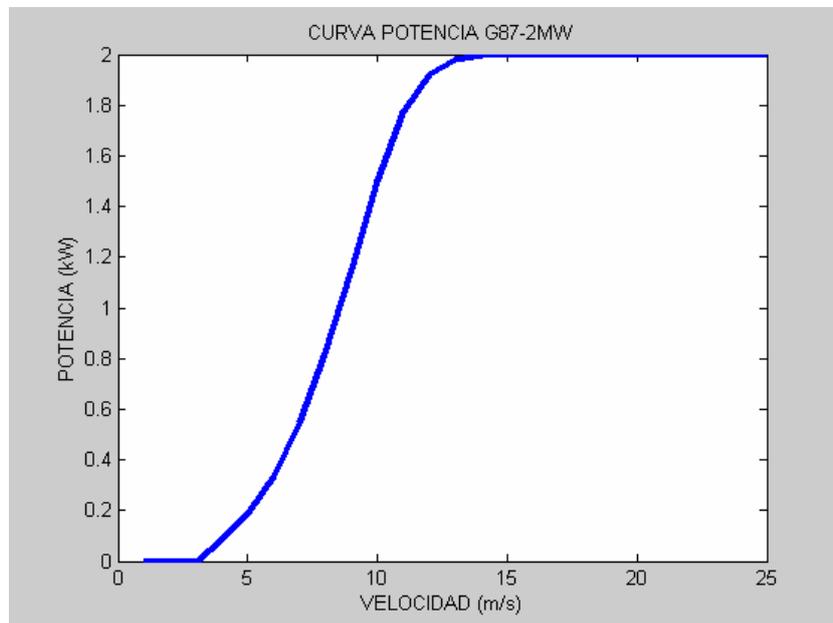


Figura 2. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G87 2MW

Este resultado tiene una gran exactitud y servirá para estimar las diferencias de producción anual de energía según aerogenerador.

Todos estos cálculos aparecen en la Memoria de Cálculo, en el que aparecen las funciones de Matlab correspondientes.

Los resultados obtenidos son, según la Tabla 8:

Tabla 8. Energía producida por cada modelo

Aerogeneradores	Energía unitaria (MWh/año)	Energía total (MWh/año)
G58	2042,8	32684,8
S77	3492,7	31434,3
E80	4036,5	32292
G87	5133,5	35934,5

Se observa que para las mismas condiciones, el aerogenerador más potente es el que más produce, dato que posteriormente se convertirá en decisivo a la hora de elegir potencia unitaria.

2.3.3. Precio de la energía

El beneficio que se obtiene de un parque eólico proviene de la venta de la energía producida en el mercado eléctrico. Éste viene publicado en el Real Decreto 1802/2003 en el que se establecen las tarifas eléctricas para el 2004.

La instalación objeto de este proyecto utiliza como energía primaria una energía renovable no consumible. Según el artículo 2 del Real Decreto 436/2004 quedaría encuadrada en la categoría b y, por utilizar exclusivamente energía eólica, más concretamente en el grupo b.2.1 correspondiente a parque eólico en tierra.

Según el artículo 34 del Real Decreto 436/2004, se establece que dichas instalaciones venderán la energía a un precio que vendrá dado por la suma de tres conceptos: Tarifa, Primas e Incentivos.

La tarifa será de un 90% de la tarifa media regulada durante los 5 primeros años de explotación, un 85% durante los diez años siguientes y un 80% el resto.

La prima será de un 40% del precio de la tarifa media regulada.

Los incentivos serán de un 10% del precio de la tarifa media regulada.

Esto supone un incremento del precio de venta de la energía de un 40% sobre tarifa media regulada los 5 primeros años, de un 35% los 10 siguientes y de un 30% el resto.

La tarifa media regulada para el 2004 según el Real Decreto 1802/2003 se fija en 0.055213 €/kWh. Según datos del IDAE, se puede suponer un incremento en el precio de venta de la energía de un 1% anual, aunque para este caso no se considerará aún porque el objetivo es comparar los beneficios de cada tipo de aerogenerador y si el incremento es igual para todos no variará el resultado final.

Para calcular los ingresos que aportará cada tipo de aerogenerador, se multiplica la cantidad de energía total producida por ellos por el precio de la misma para cada año de la vida útil del parque. Para los parques eólicos se parte de un periodo de vida útil de 20 años, pero en la realidad es de más o menos la mitad, ya que se procede al cambio del equipamiento del mismo por otro más avanzado tecnológicamente. Para este proyecto se ha escogido una vida útil de 20 años, ya que es lo estandarizado para los cálculos económicos de los parques eólicos.

Tabla 9. Ingresos producidos por los aerogeneradores

Aerogeneradores	Energía total generada anual (MWh)	Precio energía producida 5 primeros años (€/kWh)	Ingreso anual 5 primeros años (€año)	Precio energía producida 10 años siguientes(€)	Ingreso anual 10 años siguientes(€año)	Precio energía producida 5 últimos años(€)	Ingreso anual 5 últimos años(€año)
G58	32684,8	0,0772982	2526476,21	0,07453755	2436244,91	0,0717769	2346013,62
S77	31434,3	0,0772982	2429814,81	0,07453755	2343035,71	0,0717769	2256256,61
E80	32292	0,0772982	2496113,47	0,07453755	2406966,56	0,0717769	2317819,65
G87	35934,5	0,0772982	2777672,17	0,07453755	2678469,59	0,0717769	2579267,01

En la Tabla 9 quedan reflejados los diferentes precios de la energía en los tres periodos de tiempo considerados. También se reflejan los ingresos aportados por cada modelo de aerogenerador, comprobándose cómo el más beneficioso económicamente es el más potente, el Gamesa G87 de 2 MW.

2.3.4. Costes de los aerogeneradores

2.3.4.1. Costes de explotación

Los aerogeneradores incurren en unos coste debido a su funcionamiento que fundamentalmente se deben a su operación y a su mantenimiento. Se comprueba adicionalmente, que los costes de explotación aumentan con el valor de potencia unitaria de la máquina.

Este tipo de coste es difícil de cuantificar, sobre todo en la fase inicial de un proyecto, donde no se tiene una idea definitiva del presupuesto. Según el IDAE, los costes de explotación de un parque eólico se estiman en 0.0125 €/kWh, de los cuales 0.071 se deben a la operación y mantenimiento del parque en su conjunto y de éstos, a su vez, un 87 % se debe exclusivamente a los aerogeneradores. Lo cual lleva a que el coste de explotación estimado para un aerogenerador según IDAE es de 0.06177 €/kWh.

2.3.4.2. Costes de alquiler de terrenos

Otro coste directamente dependiente del número de máquinas a instalar en el parque es el coste del terreno que se va a ocupar. Cuánto mayor sea el número de aerogeneradores en el parque, mayor será el terreno ocupado y, consecuentemente, mayor el coste de su alquiler.

Según IDAE, el coste de alquiler de terreno por aerogenerador se puede suponer constante con su tamaño y lo estima en unos 3300 € por año y aerogenerador.

Con todos los datos de costes de los dos últimos apartados se obtiene la tabla de costes totales para cada modelo de máquina:

Tabla 10. Coste anual debido a cada modelo

Aerogeneradores	Coste mantenimiento aerogenerador (€/kWh)	Coste debido aerogenerador (€)	Coste anual terreno(€)	Coste total(€)
G58	0,006177	201894,01	52800	254694,01
S77	0,006177	194169,671	29700	223869,671
E80	0,006177	199467,684	26400	225867,684
G87	0,006177	221967,407	23100	245067,407

Como resultado fundamental resaltar que el parque con el tipo de máquina menos potente es el de mayores costes, lo cual se suma a que generaba menos energía que el de 2 MW, dejando dilucidar el resultado final.

2.3.5. Cash-flow, VAN, Pay-back y TIR de cada modelo

Para realizar el cálculo del cash-flow, VAN y TIR de cada modelo se necesitan datos adicionales como son:

Tabla 11. Datos del IDAE para el análisis de inversión de los aerogeneradores

Tipo de interés (%)	5,9
Incremento anual coste kWh (%)	1
Incremento anual coste explotación (%)	1,6

Los datos de la Tabla 11 han sido facilitados por el IDAE, considerándolos como los estándar para un parque eólico en España. Como se indicó antes, se considera un horizonte temporal de 20 años.

Los resultados del cash-flow para cada año y para cada modelo se reflejan en el memoria de cálculo correspondiente, reflejando en la Tabla 12 el dato elocuente de la Ganancia Total Neta:

Tabla 12. Ganancia Total Neta para cada modelo de aerogenerador

Cash Flow	GTN
G58	39862880,1
S77	38444103,7
E80	39956542,7
G87	45239396,3

El modelo de mayor potencia vuelve a ser el más rentable económicamente.

Los resultados de la VAN, Pay-back y TIR se reflejan en la Tabla 13:

Tabla 13. Resultados del análisis de inversión según modelo

Aerogeneradores	VAN	PAY- BACK	TIR
G58	16324820,4	6	23%
S77	15628757,4	6	22%
E80	16483991,9	6	23%
G87	19066206,4	5	25%

2.3.6. Conclusiones

Estos resultados arrojan la conclusión de que el Gamesa G87 de 2MW es el más rentable desde el punto de vista de la inversión económica. Como se observa en la Tabla 13 el VAN que ofrece es el mayor de todos con mucha diferencia, es capaz de devolver la inversión inicial un año antes que el resto de modelos y la TIR ofrecida es 2 puntos porcentuales superior.

Esto es debido a que, como se apuntó anteriormente, a mayor potencia de la máquina, más energía produce para unas mismas condiciones de viento, por lo tanto más beneficios es capaz de entregar anualmente.

Un aerogenerador mayor supone un mayor precio inicial y unos mayores costes de explotación pero supone un ahorro notable en el número de los mismos a instalar y en el coste de alquiler de los terrenos. Al final, la instalación de un aerogenerador mayor es beneficioso para este caso.

Cabe destacar que otras marcas poseen modelos de más de 2MW de potencia, llegando a los 2.5, 3 y hasta 4.5 MW. Esta tecnología aún no se encuentra operativa en España y es por eso que en este proyecto se ha decidido optar por una potencia máxima de hasta 2 MW, que es el tope actual de los parques eólicos españoles.

Es de esperar que si se hubiera considerado la posibilidad de optar por aerogeneradores de más de 2 MW, hubieran sido ellos los óptimos a colocar en este caso.

También señalar que la opción de 16 aerogeneradores de 850 kW, tiene unos beneficios destacables sobre todo a la hora de la producción, pero que los costes de alquiler de terreno le hacen perder la partida contra los aerogeneradores más potentes.

3. Topografía del parque eólico

3.1. Situación de los aerogeneradores

Los aerogeneradores se instalan en el paraje seleccionado, “Los Cumplimientos”, a lo largo de una cuerda norte-sur, tal y como se apuntó en el apartado anterior.

En el plano número PE-1 del documento de planos se representan las posiciones exactas de los aerogeneradores. Las posiciones de los aerogeneradores en coordenadas UTM son las siguientes, representadas en la tabla:

Tabla 14. Coordenadas UTM de cada máquina

Aerogenerador	UTM
1	228927, 4013718
2	228833, 4013497
3	228684, 4013251
4	228667, 4012993
5	228863, 4012835
6	228792, 4012655
7	228889, 4012465

Los aerogeneradores se han nombrado desde el norte hacia el sur, siendo el número uno el más septentrional y el siete el situado más al sur.

3.2. Altura sobre el nivel del mar de los aerogeneradores

El perfil del paraje seleccionado tiene una ligera pendiente ascendiente en sentido norte-sur. Por lo tanto la zona más alta del parque es la zona sur, donde se encuentra la cima del cerro.

La altura de cada aerogenerador sobre el nivel del mar viene recogida en la siguiente tabla:

Tabla 15. Altura sobre el nivel del mar de cada máquina

Aerogenerador	Altura sobre el nivel del mar (m)
1	85
2	99
3	85
4	95.5
5	85
6	113.55
7	85

Cabe destacar que la máquina situada en la posición más elevada es la número 6 que se encuentra en la cumbre del monte.

3.3. Separación y posición relativa entre máquinas:

Para este tipo de máquinas, de 87 metros de diámetro de rotor y 67 metros altura, la distancia entre ellas debe ser considerablemente mayor que entre aerogeneradores de menor tamaño con el fin principal de evitar las pérdidas de estela, provocadas por la proximidad entre los mismos.

No hay una reglamentación específica en cuanto a la separación entre máquinas se refiere. Este valor viene dado principalmente por la simulación realizada a la hora de calcular el recurso eólico de la zona. Dicha simulación calcula las pérdidas de estela según el tamaño de la máquina y distancia relativa entre ellas.

En cualquier caso, la regla general dice que siempre la separación entre ellas debe ser como mínimo de dos veces la altura del aerogenerador. Con esto se puede asegurar un factor de estela aceptable.

La ubicación de los aerogeneradores dentro del parque depende de diversas variables como son la distancia entre ellos, la orografía del terreno y los obstáculos y construcciones dentro del mismo. En este caso en particular, la existencia de caminos y de una línea de alta tensión intervendrá en la colocación de cada máquina.

La colocación definitiva de cada aerogenerador en el interior del parque viene recogida en el plano número dos del anexo de planos adjunto a esta memoria. La interdistancia entre los mismos viene recogida en la siguiente tabla:

Tabla 16. Interdistancia entre máquinas

Aerogeneradores	Distancia (m)
1-2	240
2-3	286
3-4	256
4-5	248
5-6	192
6-7	213

En todos los casos el espacio entre máquinas supera ampliamente el valor referencia del doble de la altura de la torre del aerogenerador, en este caso 134 metros, lo cual asegurará un valor de pérdidas por factor de estela muy bueno. A este buen resultado del factor de estela contribuye no sólo la distancia entre máquinas, también la disposición en línea de las mismas que es la disposición más favorable para obtener un valor bajo de dicho factor, ya que cualquier otra disposición en dos o más filas supondría un valor mayor.

El valor del factor de estela para la disposición escogida y para los valores de interdistancia indicados se estima en 0.95, que es un gran valor para un parque eólico de este tipo.

3.4. Situación de cada aerogenerador

Los aerogeneradores uno y dos son los que se sitúan en la zona más septentrional del parque. Esta zona se caracteriza por ser la más baja del parque y limitar por el norte con el monte “Los Cumplimientos”, el cual llega a los 100 metros de altura sobre el nivel del mar. Por lo tanto estas dos máquinas se colocan en una pequeña depresión entre dos cimas, lo que conlleva una aceleración de los vientos al crearse un efecto embudo y haciendo de estos dos puntos especialmente adecuados para la ubicación de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores 3 y 4 transcurren paralelamente a un camino que circunda la loma y que desemboca en otro de mayor longitud que une la carretera CA-P-2141 con la pedanía de Padrón del Medio. Ambos mantienen una distancia adecuada respecto a dicho camino.

Existe otra pequeña depresión entre el cuarto y el quinto aerogenerador, por la que atraviesa longitudinalmente el camino que lleva a Padrón del Medio. El quinto aparato se sitúa a 248 metros en dirección sureste del cuarto. Esta ubicación rompe la cuerda norte-sur que describían los cuatro primeros. Esto se debe a la intersección de caminos que existe entre estas dos máquinas, por lo cual se ha optado por alejar el quinto aerogenerador de la cuerda anterior para que guarde una distancia adecuada con los caminos antes mencionados.

El sexto aparato se localiza en la cima del paraje, a 113 metros de altura, en un área llana de Es el aerogenerador más expuesto de los 7 del proyecto a los vientos de la zona.

El séptimo aerogenerador se coloca en la pendiente sur del “Cerro del Puerco” a 213 metros del sexto.

3.5. Accesos y caminos entre aerogeneradores

Los caminos y accesos del parque serán de una anchura constante, de 5 metros, ya que para transportar los componentes de los aerogeneradores G-87 2 MW, de gran tamaño, se necesita maquinaria pesada y vehículos de transporte adecuados a las dimensiones de estas máquinas.

A partir de ahora el acceso al parque y los caminos del parque eólico se dividirán en tramos y se enumerarán para la posterior identificación. El camino de acceso al parque será único y unirá a la carretera CA-P-2141 con el parque. Éste camino se identificará con el número uno y parte del punto de intersección con la anterior carretera y lo une con los caminos de unión de aerogeneradores. Las coordenadas de dichos puntos son:

Tabla 17. Coordenadas UTM de los puntos de entrada al parque e intersección del mismo con los viales

	UTM X	UTM Y
Punto intersección con la CA-P-2141	227638	4014215
Punto intersección con el camino de unión del parque	228684	4013400

La longitud de dicho camino es de 1736 metros y su trayectoria transcurre por los lugares de menor pendiente posible y esquivando obstáculos tales como cursos de agua, zonas de vegetación y construcciones diversas. El último tramo de este camino es el de mayor pendiente (10%) ya que llega hasta la parte superior de la ladera.

En el plano número PE-3 del anexo de planos adjunto a este proyecto se reflejan el camino de acceso y los diferentes tramos de los caminos de unión.

Los diferentes tramos con su enumeración y longitud se detallan en la siguiente tabla. Aclarar que los números del 1 al 7 corresponden a los aerogeneradores y las letras de la A a la F a puntos de intersección de los viales de acceso a los mismos:

Tabla 18. Nomenclatura y longitud de cada uno de los tramos

Tramos	Longitud (m)
A-B	1736
C-1	300
B-C	130
C-2	117
B-3	148
D-3	92
D-4	188
D-E.CONTROL	50
4-5	278
5-E	146
E-F	50
F-SUBESTACIÓN	165
F-6	138
E-7	307

Los datos de longitud de los tramos de los caminos interiores al parque son importantes ya que está previsto que las zanjas por las que discurrirán los cables de 20 kV, la red de tierras, de comunicaciones, etc.. transcurran paralelas a los caminos, con una separación de un metro, por lo que la longitud de los caminos sea igual que la de los cables en cuestión.

4. Elección del generador

4.1. Tipos de generadores aplicables

4.1.1. Generador síncrono y características principales

Los generadores sincrónicos son aquellos en los que se aplica una corriente DC al devanado del rotor, la cual produce un campo magnético. El rotor gira mediante un motor primario, lo que sumado al efecto del campo magnético anteriormente citado, produce un campo magnético rotacional dentro de la máquina, el cual induce un grupo trifásico de voltajes en los devanados del estátor del generador.

Ante los cambios de carga, este tipo de generadores se comporta de la siguiente manera:

- Cuando alimenta a carga inductiva, y ésta se incrementa, el voltaje en sus terminales se reduce abruptamente.
- Si alimenta a una carga con factor unidad, y ésta se incrementa, el voltaje en sus terminales se mantiene prácticamente constante.
- Si alimenta a una carga con factor de carga capacitiva, y ésta se incrementa, el voltaje en sus terminales se incrementa de manera importante.

Para la conexión de este tipo de generadores en un sistema de potencia se ha de cumplir con un protocolo de actuación:

1. Los voltajes eficaces de línea del generador debe ser igual al del punto de conexión. Si esto no fuera así, se produciría una diferencia de potencial y la consecuente corriente que podría dañar al generador en aproximación.
2. Debe tener la misma secuencia de fases que el sistema de potencia al que se conecta. Si la secuencia fuera diferente, aunque haya un par de voltajes en fase, los otros dos podrían estar desfasados 120°.
3. Los ángulos de las dos fases “a” deben ser iguales.
4. La frecuencia del nuevo generador debe ser ligeramente superior a la frecuencia del sistema de potencia al que se conecta. Ante frecuencias diferentes, se producirían transitorios de potencia. La frecuencia del generador en aproximación debe ser un

poco superior porque así los ángulos de fase de éste comenzarán a disminuir lentamente, haciendo evidente el momento en el que ambos se encuentren exactamente en fase y facilitando el instante de cierre del interruptor.

La característica principal del generador síncrono es que la frecuencia del voltaje que suministra y su velocidad de giro están directamente relacionadas, ya que el rotor gira a la misma velocidad que el campo magnético. Por ejemplo, para generar a 50 Hz con una máquina de 4 polos, el rotor debe girar a 1500 rpm.

4.1.2. Generador asíncrono y características principales

Un generador asíncrono es, básicamente, un motor de inducción accionado a una velocidad superior a la de sincronismo. A mayor velocidad de giro, mayor potencia producida hasta un valor de dicha velocidad para el cual se alcanza un valor de par máximo. A partir de este punto, a mayor velocidad menor par producido.

Una de sus mayores limitaciones es que no tiene circuito de excitación propio, por lo que no podrá ceder energía reactiva por sí mismo. Por lo tanto necesita de una fuente de potencia reactiva que produzca el campo magnetizante de la máquina y ceda la potencia reactiva necesaria a la carga. Además, deberá mantener constante el voltaje en los terminales del generador.

Un generador de inducción necesitará de unos condensadores que le suministren la reactiva necesaria. Estos condensadores cederán reactiva proporcionalmente al voltaje que se les aplique. Cuando se arranca un generador de inducción por primera vez, el magnetismo residual de su circuito de campo creará un pequeño voltaje que producirá un flujo de corriente capacitiva que volverá a aumentar el voltaje y así sucesivamente.

El mayor problema de un generador de inducción es que su voltaje varía ampliamente con los cambios de carga, con la de la reactiva especialmente. Si aumenta la carga reactiva, los condensadores tendrán que ceder más potencia a la carga y la corriente magnetizante disminuirá en proporción. Por su curva de magnetización, el voltaje disminuirá notablemente.

4.2. Ventajas e inconvenientes de cada tipo para el uso en un parque eólico

El generador síncrono es el tipo de generador más usado en los centros de generación de energía eléctrica. Una de las razones principales es que las centrales productoras de energía tales como térmicas, hidráulicas, turbinas de vapor, etc... tienden a girar el eje primario a una velocidad constante, lo cual hace que el generador síncrono ceda potencia a un voltaje con una frecuencia constante.

Precisamente en un parque eólico ocurre todo lo contrario. La velocidad del viento es variable a lo largo del día y depende de muchos factores, como se puede ver en el anexo "Evaluación del recurso eólico". Si la velocidad del viento varía, la velocidad de giro del aerogenerador variará consecuentemente y por tanto el giro del generador. Si se utilizara un generador síncrono, su velocidad de giro variaría constantemente y por tanto la frecuencia del voltaje cedido también. Esto hace inviable su utilización.

Hace falta un tipo de generador que genere electricidad para un amplio rango de velocidades de giro y que no vea afectada significativamente su frecuencia. Éste será el generador de inducción.

Las ventajas más notables son las siguientes:

- Su simplicidad. No necesita circuito de excitación. Mínimo mantenimiento.
- No necesita a girar a una velocidad constante, con que gire a una velocidad superior a la de sincronismo es suficiente para generar electricidad.
- Pequeño tamaño por kilovatio de salida de potencia.
- La característica par-velocidad con mucha pendiente, lo cual supone pequeñas fluctuaciones de frecuencia con los cambios de carga. Un máximo de 5%.
- No necesita protocolo de actuación para su conexión a la red.

Los inconvenientes más importantes son:

- No posee circuito de campo por separado. No puede producir energía reactiva, necesita condensadores para mantener su voltaje constante, producir la reactiva necesaria y el campo magnético para su excitación.
- Su voltaje de salida varía considerablemente con el incremento de carga, en especial de carga reactiva.

En el caso de la aplicación de los generadores de inducción para su uso en parques eólicos, éstos se conectan para arrojar su potencia al sistema de potencia en cuestión. Éste será el encargado de mantener el voltaje en los terminales del generador.

Una de las ventajas reseñadas es la de no exigir un protocolo de actuación para su conexión en una red o en paralelo, ya que el generador no necesita del sincronismo es muy importante a la hora de conectar el parque a la red.

4.3. *Generador con deslizamiento variable*

El deslizamiento del generador en una máquina asíncrona suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro variará alrededor de un uno por ciento entre el régimen en vacío y a plena carga.

Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia (medida en ohmios) de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. De esta forma puede aumentarse el deslizamiento del rotor hasta, p.ej., un 10 por ciento.

Esto suele hacerse mediante un rotor bobinado, es decir, un rotor con cables de cobre arrollados conectados en estrella, y conectados a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias.

Hacer girar la turbina a velocidad variable supone muchas ventajas. El control del ángulo de paso de las palas es un proceso mecánico y por lo tanto lento. Si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento

máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio del ángulo de paso puede hacer frente a la situación, girando las palas contra el viento. Una vez que el mecanismo de cambio del paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso de que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso.

Puede objetar que hacer funcionar un generador con un alto deslizamiento produce más calor, lo que hace que el generador trabaje menos eficientemente. Sin embargo, esto no constituye un problema en sí mismo, ya que la única alternativa es gastar el exceso de energía orientando las palas del rotor fuera del viento, al cambiar el ángulo de paso.

Uno de los beneficios reales de utilizar la estrategia de control que aquí se menciona es la obtención de una mejor calidad de potencia, dado que las fluctuaciones en la potencia de salida son absorbidas o compensadas variando el deslizamiento del generador, y almacenando o liberando parte de la energía en forma de energía rotacional en el rotor de la turbina eólica.

Con el deslizamiento variable se pueden aprovechar las ráfagas de viento y por tanto producir una mayor cantidad de energía eléctrica.

La multiplicadora es más barata ya que permite unas mayores velocidades de giro y no tiene que soportar tantos esfuerzos.

4.4. Generador elegido en el proyecto

Las características principales del generador proyectado para los aerogeneradores se recogen en la Tabla 19:

Tabla 19. Características del Generador Asíncrono proyectado

Tipo	Doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes
Potencia nominal	2000 kW (estátor + rotor)
Voltaje	690 Vac
Frecuencia	50 Hz
Nº de polos	4
Clase de protección	IP54
Velocidad nominal de rotación	1680 rpm
Intensidad nominal	
Estator	1500 A @ 690 V
Rotor	260 A @ 480 V
Factor de potencia	1.0
Intervalo de factor de potencia (*)	0.98 _{CAP} – 0.96 _{IND} (opción)
	Ver sección 1.5
Proveedor	Indar

El generador que equipa Gamesa en su modelo G-87 es un generador de 2 MW de potencia y con 2 pares de polos. Genera a 690 V y a 50 Hz. La velocidad de rotación nominal, es decir, para la que se produce el mayor valor de potencia entregada es de 1680 rpm.

El generador se encuentra dispondrá de las siguientes protecciones, que son las mínimas según la ITC-BT- 40 del REBT:

- De sobreintensidad, la cual se dimensiona en el apartado 6.3.1.3 de este mismo documento.
- De mínima tensión, que disparará cuando la tensión caiga hasta un 85 % del valor asignado durante más de 0.5 segundos.
- De sobretensión (conectado entre fase y neutro), que disparará cuando la tensión aumente un 110 % del valor asignado durante más de 0.5 segundos.
- De máxima y mínima frecuencia (conectado entre fases), que disparará si la misma disminuye de 49 Hz o aumenta de 51 Hz durante más de 5 periodos.

El sistema generador es el Ingecon-W, que se compone de un generador asíncrono y de un control de las intensidades del rotor del mismo mediante dos convertidores de 4 cuadrantes de tecnología IGBT, contactores y protección eléctrica. Este control es el encargado de hacer que el generador ceda una potencia constante a velocidades variables. Este sistema es el encargado de la gestión de las resistencias rotóricas del generador asíncrono, variando su

valor para controlar su deslizamiento. De esta manera, si la velocidad de giro aumenta, por ejemplo, por una ráfaga de viento, el deslizamiento aumenta para ajustar el punto de potencia nominal al nuevo valor de velocidad.

Este sistema se coordina con el control del ángulo de paso, de respuesta más lenta, para hacer girar la turbina a un régimen adecuado a sus características estructurales.

5. Conexión indirecta a red y control del deslizamiento de los aerogeneradores

5.1. Generación a frecuencia variable, rectificación, inversión y filtrado

Con conexión indirecta a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna. Esta red está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el **estator** del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

La corriente alterna de frecuencia variable no puede ser tratada en la red eléctrica pública. Deberemos, por tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua. La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

Posteriormente se convierte la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también puede hacerse utilizando tiristores o transistores.

A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene un aspecto bastante feo (nada que ver con la curva sinusoidal de la corriente alterna). En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente.

Sin embargo, las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas utilizando un filtro. Sin embargo, la apariencia más o menos dentada de la tensión no desaparece completamente.

5.2. Control electrónico proyectado

El convertidor de frecuencia elegido para los aerogeneradores Gamesa G-87 forma parte del sistema Ingecon-W que consiste en un generador asíncrono de 2 MW, dos convertidores de frecuencia de cuatro cuadrantes de tecnología IGBT, contactores y protección adecuada. Uno de los convertidores electrónicos se dedica al control del deslizamiento y el otro al control de la corriente de salida.

Los IGBT son los transistores bipolares de compuerta aislada dispositivos de conmutación del convertidor de frecuencia. Son válidos hasta frecuencias de conmutación de 20 kHz y hasta voltajes de 1200 voltios.

Los IGBT se controlan mediante modulación de ancho de pulso, PWM. Se basan en procesadores DSP de 32 bits.

Este tipo de control permite el control de la generación de potencia activa y reactiva. Permite convertir el generador asíncrono en otro síncrono desde el punto de vista de la red. El sistema de control maneja simultáneamente un gran número de condensadores para producir o dejar de producir potencia reactiva. En las máquinas multi-megavatio esta unidad de condensadores es un elemento bastante grande dentro del aerogenerador.

El sistema Ingecon-W controla la corriente que llega a las resistencias rotóricas mediante los convertidores IGBT. Cuanta más resistencia se añada, mayor será el valor del deslizamiento lo cual lleva a que a una disminución de la pendiente de la recta de la gráfica par- velocidad lo que a su vez supone el desplazamiento del punto donde se produce el máximo par. Este procedimiento es el artífice de la característica principal de los aerogeneradores con generación asíncrona, la de poder producir a máxima potencia para velocidades diferentes.

El sistema Ingecon-W actúa simultáneamente con el control del ángulo de las palas para mantener la generación en el punto óptimo para cada velocidad del viento. El control electrónico sobre el generador es mucho más rápido que el control sobre el ángulo de las pala, que es un dispositivo mecánico. La centralita del aerogenerador se encargará de combinar ambos controles para aprovechar la máxima energía para cada velocidad.

6. Sistema de control del pitch de las palas

Este sistema de control del ángulo de las palas está manejado por la centralita de control del aerogenerador, al igual que el generador. Este sistema regula la inclinación de las palas, optimizando el control y permitiendo un mayor relajo a la hora del mantenimiento.

El sistema consiste en unos accionamientos hidráulicos que gira un cilindro por pala. La actuación de este sistema viene recogida en el punto “Descripción del aerogenerador” recogida en la Memoria Descriptiva de este mismo proyecto.

7. Centralita de control del aerogenerador

El controlador de la turbina eólica consta de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. Como su propio nombre indica, el controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina. En nuestro caso controla:

- Potencia activa y reactiva
- Orientación rotor
- Temperatura del aire
- Rotación
- Generador
- Sistema de cambio de paso
- Monitorización remota
- Red eléctrica

Consiste en un ordenador con procesadores Pentium II y III, al que le llegan como entradas los datos de velocidad y dirección del viento, las demandas de potencias activa y reactiva y demás datos de la red o del mando de control y genera una salida en forma de control sobre el generador y las palas y en forma de información de los paneles de control situados en la cabina y la base del aerogenerador y en el centro de mando del parque.

El ordenador de la centralita dispone de memoria flash de 1 megabyte y 128 kilobytes de memoria RAM. Posee posibilidades de comunicación mediante red Ethernet, TCP/IP, Profibus y Rs-232. Está dotado de un sistema de encriptación para la protección del software.

Tanto esta centralita como el sistema de control del pitch y el de los convertidores electrónicos del generador son redundantes.

6. Instalación eléctrica

6.1. Instalación de BT en el interior de los aerogeneradores

Los conductores que forman parte de la instalación de BT en el interior de los aerogeneradores serán todos de aislamiento RV 0,6/1 kV y su sección mínima será de 4 mm².

El voltaje de esta instalación de BT será de 690 V en la instalación principal y 400 V en la de SSAA, lo cual conllevaría la posibilidad de instalar conductores con aislamiento de 750 V. Se ha optado por el aislamiento RV 0,6/1 kV porque proporciona un mayor margen de seguridad que el aislamiento de 750 V y, aunque supone un mayor coste, esta diferencia es ridícula referida al total de la inversión del parque.

Todos los receptores de la instalación se conectan a tierra mediante un conductor de puesta a tierra de sección adecuada según REBT.

El factor de potencia a la entrada del transformador de salida será igual a 1 y de eso se encargará la batería de condensadores que se colocará en la cabina del transformador. Para el diseño de la misma habría que tener en cuenta una estadística con el consumo de energía

reactiva previsible y su evolución en el tiempo. La batería tendrá que tener sus escalones regulados según la previsión de consumo de reactiva y deberá ser controlada mediante el armario de control del aerogenerador. El diseño de la misma y su instalación vienen dados de fábrica. Se considera fuera del alcance del presente proyecto.

Las protecciones de las instalaciones principal y de SSAA se han colocado en el armario de control del aerogenerador, el cual dispone de un módulo adecuado para dicha función.

6.1.1. Instalación principal en BT

La intensidad de salida del generador de la máquina es de 1715 A, lo cual supone la instalación de varios ternos de cables para su evacuación. Se considerarán ternos de cables unipolares de cobre tanto para la instalación principal como para los SSAA, ya que proporcionan una mayor flexibilidad a la hora de su colocación.

Los conductores que unen el generador con el armario de control de la máquina conformarán el menor número de ternos posible, lo cual conlleva la mayor sección posible. No ocurre lo mismo con los conductores que unen el armario de control de la máquina con el transformador principal colocado en la base de la misma. Éstos tendrán que discurrir por la torre del aerogenerador de arriba abajo pero a su vez deben permitir el movimiento de rotación de la cabina, la cual llega a girar alrededor de su eje vertical hasta dar 1.5 vueltas. Si los conductores son de una sección importante no podrán doblarse ni retorcerse lo suficiente como para permitir dicho giro y además pesarían demasiado para ser sujetados por sus sujeciones.

La solución a la anterior problemática es la siguiente. Se descuelgan los conductores en un tramo inicial de unos 10 metros para posteriormente anclarlos a su sujeciones en el interior de la pared de la torre y se aumenta el número de ternos de cables unipolares a favor de una disminución de su sección, hasta que se alcance un punto de equilibrio entre número de ternos y la sección de los propios conductores. Un valor típico de la misma para estas situaciones es de 185 mm². En el memoria de cálculo del presente proyecto aparece el desarrollo necesario pormenorizadamente.

Debido a este arreglo, la longitud de los conductores que recorran la torre deberá ser mayor que la altura de la misma ya que deben quedar holgados en el tramo inicial. Esto lleva que la longitud de diseño de estos conductores se haya considerado de 75 m, 8 metros más que la altura de la torre, considerando su trayecto por la cabina y el exceso en su longitud para descolgarlos

6.1.2. Instalación de SSAA

Los SSAA de la máquina se componen de los dispositivos para el control, movimiento, alumbrado y fuerza de la misma.

Como se detalló en la correspondiente memoria descriptiva del presente proyecto, la instalación de servicios auxiliares se compone de:

- Transformador de SSAA 690/400 V de 50 kVA.
- Grúa
- Bomba de aceite
- Bomba hidráulica
- Motorreductora
- Alumbrado
- Tomas de corriente

La disposición de las mismas queda representada en los correspondientes planos de esquemas unifilares.

La potencia del transformador de SSAA es de 100 kVA, suficiente para alimentar a las cargas proyectadas e incluso un aumento de las mismas o de su carga. El transformador se une con el cuadro de SSAA mediante un terno de tres conductores unipolares de cobre, cuya sección aparece calculada en el memoria de cálculo correspondiente.

Dentro del armario principal de control de la máquina se han proyectado dos cuadros independientes, uno para el alumbrado y tomas de corriente y el otro para la protección y mando de los motores de los SSAA.

Se considera el mismo tipo de motor asíncrono trifásico para la grúa, bomba de aceite y motorreductora de potencia 2.2 kW y $\cos\phi = 0.8$. Es un tipo de carga estándar en el diseño de los SSAA en aerogeneradores.

El mayor motor será el de las bombas hidráulicas que son las encargadas de producir el giro de la cabina y el rotor. Se ha proyectado un asíncrono trifásico de 18.5 kW y $\cos\phi = 0.85$.

El cuadro de alumbrado y tomas de corriente contiene los elementos de protección y mando de las cargas monofásicas del aerogenerador.

Los conductores que alimentan a las cargas monofásicas serán de cobre y han sido dimensionados por los criterios de intensidad máxima admisible y de caída de tensión.

El alumbrado y las tomas de corriente se han proyectado de manera que supongan un mínimo desequilibrio del sistema. Los conductores que las alimentan se han dimensionado considerando grupos de tres de estas cargas monofásicas en el punto más desfavorable y considerándola como una trifásica de potencia suma de las tres monofásicas. El alumbrado consiste en bombillas fluorescentes de 80 W y factor de potencia de 0.85. Las tomas de corriente están proyectadas para una corriente nominal de 16 A.

Se consideran tres zonas de alumbrado:

1. Cabina
2. Torre
3. Base

1. En la primera de ellas se han dispuesto 3 puntos de luz repartidos de tal manera que se mantenga un nivel lumínico uniforme. Para el diseño de la instalación eléctrica de los mismos se ha tomado una longitud de conductores de 5 metros que, teniendo en cuenta las dimensiones de la cabina, es más que suficiente para colocar las lámparas en los lugares adecuados.

2. A lo largo de la torre se han dispuesto dos grupos de tres lámparas. El primero de ellos se sitúa a una altura de 45 m, lo cual supone que se encuentra a 22 m de la cabina ya que la torre mide 67 m de altura. Si además se tiene en cuenta que los conductores que recorren la torre longitudinalmente se han proyectado con una longitud de 75 m, significa que la longitud de conductor desde el armario de control hasta el primer grupo de lámparas que iluminan la torre es de 30m. Tanto en el primer grupo como en el segundo, se proyectan las tres lámparas a una misma altura, lo cual lleva a considerar una misma longitud de conductor para las tres. El otro grupo de lámparas se coloca a una altura de 25 m, lo que supone una longitud de cable de 50 m.
3. En la base se colocarán otras tres lámparas. Se considerará una longitud de diseño del conductor de 75 metros para las tres.

Se han proyectado 3 tomas de corriente en el interior de la cabina y otras 3 en la base. Todas ellas se han tomado idénticas.

Tanto las tomas de corriente como las lámparas se han proyectado en grupos 3 de manera que si conectamos cada una a una fase diferente, el sistema se mantenga equilibrado.

6.2. Red de Media Tensión

La red de media tensión estará formada por los conductores aislados reglamentarios para la tensión nominal de funcionamiento de 20 kV.

Como se ha indicado con anterioridad, la red diseñada es de categoría A, esto es, el sistema se desconecta en un tiempo inferior a 1 segundo en caso de falta a tierra de cualquier fase, por lo que el tipo de cable a emplear será en consecuencia 12/20 kV de nivel de aislamiento.

Dado que se empleará en la red de distribución enterrado o bajo tubos de protección en algunas zonas de paso, será del tipo RHZ, el cual tiene unas características excelentes frente a la humedad.

El conductor a emplear en Media Tensión será siempre de aluminio RHZ 12/20 kV, de secciones 95, 150, 240 y 400 mm² según el apartado correspondiente de la Memoria de Cálculo, de modo que se mantengan los criterios de caídas de tensión y pérdidas de potencia. Ningún circuito contará con una pérdida de potencia superior al 2%. Todo conductor podrá soportar la corriente de corto circuito determinada según cálculos.

En general, la red de Media Tensión discurrirá paralela a los caminos y por detrás de las plataformas de montaje de manera que los aerogeneradores queden situados entre el camino y la zanja. De esta manera se evitan los posibles deterioros de los conductores debido al agua y demás partículas sólidas que se recogen por las cunetas además de permitir una ejecución que no presenta interferencia con la de los viales interiores del parque. Esta canalización estará debidamente señalizada tanto en el exterior como en el interior del terreno.

6.3.1 Características de los conductores de MT utilizados

Serán cables de tensión de aislamiento 12/20 kV ya que la tensión de utilización es de 20 kV. El fabricante elegido es Pirelli y, entre los dos modelos de cable para MT que ofrece, se ha escogido el modelo Voltalene el cual posee aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Los cables serán unipolares ya que así se facilita el manejo y operación de los mismos a la hora de realizar empalmes, tendidos, etc.

Los cables tendrán pantalla sobre cada una de sus fases y no poseerán armadura. La norma UNE correspondiente designa a este tipo de cable como RHZ1 :

- R: Aislamiento de XLPE
- H: Apantallado
- Z1: Cubierta exterior de poliolefina termoplástico

La designación del fabricante para este tipo de cable es la siguiente:

AL VOLTALENE H 3×1×240/16 mm² 12/20 kV

Donde:

- AL: Indica el material conductor (aluminio)
- VOLTALENE: Modelo del cable

- H: Apantallado pero no armado
- $3 \times 1 \times 240/16 \text{ mm}^2$: Tres cables unipolares de sección 240 mm^2 y 16 mm^2 de pantalla.
- $12/20 \text{ kV}$: Tensión de aislamiento.

El esquema del tipo de cable elegido se representa a continuación:

Tipo : RHZ1-OL (DOBLE OL)
Tensión : 12/20 kV, 18/30 kV
Norma : UNE-HD 620-7E

Composición:

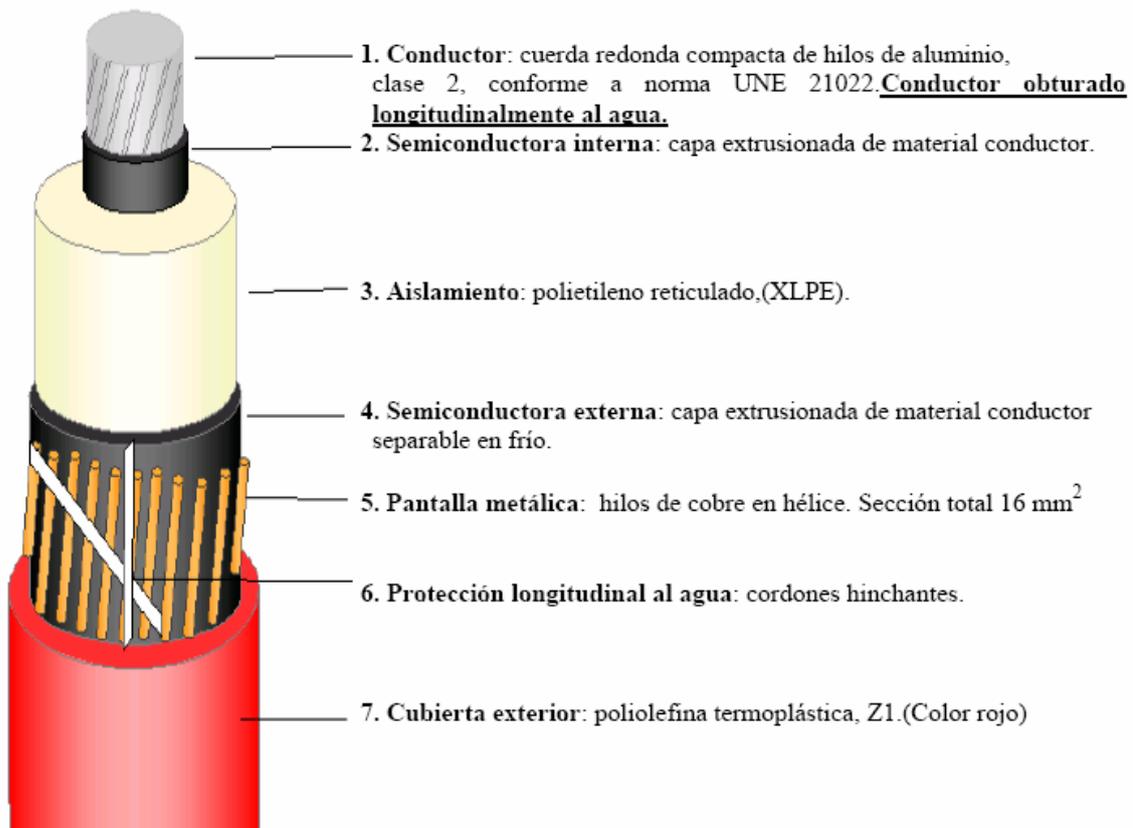


Figura 3. Componentes del cable de media tensión proyectado

6.3. Aparata de control y protección en Baja Tensión

6.3.1. Instalación principal en el interior de los aerogeneradores

6.3.1.1. Protecciones de los conductores que unen la góndola con el transformador principal situado en la base

Los conductores que unen el generador de 2 MW situado en la góndola con el transformador de potencia situado en la base del aerogenerador se protegerán mediante un interruptor automático de caja moldeada con bloque de protección diferencial incluida. Se sitúa en el cuadro de protección situado en la base. En el apartado 6.3.1.3 de esta Memoria se dimensionará un interruptor automático que proteja al generador. Se situará en la góndola, a la salida del mismo, de esta manera la línea colectora quedará protegida por los dos extremos como puede apreciarse en los planos PE-14 y PE-15. Esta disposición es válida ya que no existe disminución de la sección de los conductores entre los mismos, como se recoge en la norma UNE 20460-4-43.

Para el dimensionamiento de estas protecciones habrá que tener en cuenta las siguientes premisas:

- La corriente nominal que atravesará a los conductores de la línea colectora tiene un valor de 1757.15 A.
- La tensión de empleo entre fases será de 690 V.
- El valor de corriente de cortocircuito al nivel de 690 V es de 35561 A.

El interruptor elegido es el CM2000N de la serie Compact del fabricante Merlin Gerin. Sus principales características son:

Tabla 20. Características del IA CM2000N

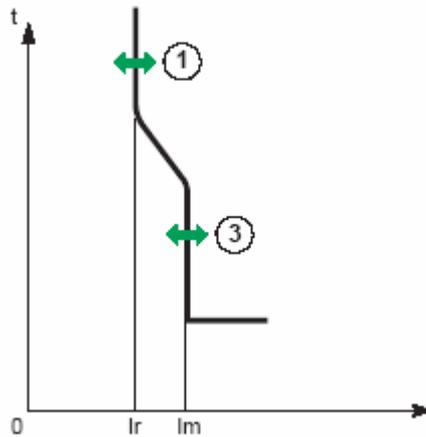
Poder de Corte de Servicio (kA)	50
Tensión de Empleo (V)	690 V
Calibre (A)	2000

Cumple las restricciones de PdC ($50 \text{ kA} > 35.56 \text{ kA}$) y de tensión de empleo. Además este interruptor se complementa con un bloque de relés electrónico ST-CM1. Sus características se facilitan en la Tabla 21 y en la Figura 4 se refleja su curva característica:

Tabla 21. Características de los relés ST-CM

bloques de relés		ST-CM1	ST-CM2	ST-CM3
para Compact CM1250N/H a CM3200N/H		■	■	■
protección contra las sobrecargas (largo retardo)				
umbral de disparo (A)	I_r regulable (6 escalones)	$0,5...1 \times I_n$	$0,5...1 \times I_n$	$0,5...1 \times I_n$
tiempo de disparo (s)	a $1,5 I_r$	90...160	90...160	90...160
protección contra los cortocircuitos (corto retardo)				
umbral de disparo (A)	I_m regulable (4 escalones)	$3 - 4 - 5 - 6 \times I_r$	$2 - 4 - 6 - 8 \times I_r$	$2 - 4 - 6 - 8 \times I_r$
	precisión	$\pm 20 \%$	$\pm 15 \%$	$\pm 15 \%$
temporización	escalón		0 A B C	0 A B C
	tiempo de sobreintensidad sin disparo (ms)		0 35 125 225	0 35 125 225
	tiempo total de corte (ms)		50 120 220 330	50 120 220 330
protección contra los cortocircuitos (instantáneo)				
umbral de disparo (kA)	I		35	35
protección de "defecto a tierra"				
umbral de disparo (A)	I_h regulable (4 escalones)			$0,2-0,3-0,4-0,5 \times I_r$
	precisión			$\pm 15 \%$ (1)
temporización (ms)	escalón			0 0,1 0,2 0,3
	tiempo de sobreintensidad sin disparo (ms)			0 135 235 345
	tiempo total de corte (ms)			130 230 340 460
protección de neutro				
para las redes con neutro distribuido pero no cortado, se suministra un 4.º transformador de intensidad separado.				

Bloque de relés ST-CM1



El bloque de relés ST-CM1 ofrece las protecciones siguientes:

- Protección largo retardo contra las sobrecargas con umbral regulable (1) por 6 escalones ($0,5$ a $1 \times I_n$).
- Protección corto retardo contra los cortocircuitos con umbral regulable (3) por 4 escalones (3 a $6 \times I_r$).

Figura 4. Curva característica del relé ST-CM1

El umbral de disparo térmico se regula a 1800 A , colocando el selector I_r en el valor 0.9 . El umbral de disparo magnético se regula a 6 veces I_r , es decir, al valor de 10800 A .

La protección diferencial que se añade a estos interruptores consiste en un relé que se alimenta mediante transformadores de intensidad alojados en el propio interruptor automático. El fabricante los denomina Vigirex.

Los relés Vigirex con toroidal separado permiten añadir la protección diferencial a los interruptores automáticos Compact CM.

Características de los relés Vigirex:

- Dispositivos diferenciales residuales con toroidal separado.
- Sensibilidad regulable de 30 mA a 250 A.
- Temporización por 8 escalones (0 a 1 s).
- Toroidales cerrados (Ø 30 a 300 mm).

Opciones:

- Señalización de disparo por contacto de seguridad positiva.
- Señalización luminosa y contacto de prealarma (umbral: 0,5 Δn).

El bloque diferencial será de disparo instantáneo y su sensibilidad se regulará a 300 mA.

6.3.1.2. Criterio de corte

Los conductores proyectados no deben superar la temperatura máxima admisible en cortocircuito. Según la integral de Joule:

$$(I^2 \cdot t)_{Disp} \leq (I^2 \cdot t)_{adm} = K^2 \cdot S^2$$

Siendo:

- $(I^2 \cdot t)_{Disp}$: El valor máximo de la integral de Joule del cable
- $(I^2 \cdot t)_{adm}$: Ídem del cable

En este caso el valor de la constante K es de 20473 al ser los conductores de cable y el de la sección es de 185 mm², por lo tanto:

$$t_{Disp} \leq \frac{K \cdot S^2}{I^2} = \frac{20473 \cdot 185^2}{35516^2} = 0.555 \text{ seg}$$

Como puede observarse en la tabla de características del relé ST-CM1 del interruptor CM2000N, el valor de 35561 A provoca el disparo instantáneo y por lo tanto un tiempo de despeje de la falta menor a 0.02 segundos, menor que los 0.555 segundos necesarios para no superar la temperatura máxima admisible en el conductor de sección 185 mm².

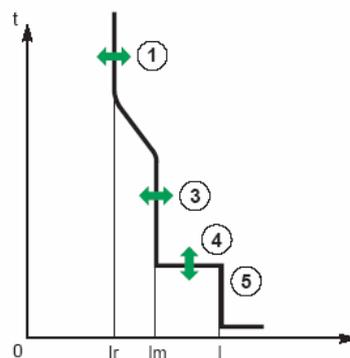
6.3.1.3. Protección a la salida del generador

Como puede observarse en los planos PE-14 y PE-15 correspondientes a los esquemas unifilares de la instalación eléctrica del aerogenerador, justo a la salida del generador se ha proyectado un interruptor automático que lo protege de una falta que apareciese en los conductores que lo unen con el cuadro de protecciones.

La corriente nominal que circula por dicho interruptor automático será la misma que la de diseño utilizada para el dimensionamiento del interruptor que protege a la línea que une el generador con el transformador principal situado en la base, es decir, 1757.15 A. La corriente de cortocircuito trifásico que aparece también es igual a la utilizada en el anterior apartado, 35561A. Con todo esto se deduce que el interruptor a utilizar será el mismo que el diseñado para proteger la línea generador-transformador principal, el Compact CM2000N cuyas características principales aparecen reflejadas en el anterior apartado.

La selectividad de este interruptor respecto al existente aguas abajo, el que protege a la línea sí es decisiva. Hay que asegurar que el disparo del interruptor que protege al generador se produzca más tarde que el disparo de las protecciones aguas abajo. De lo contrario, un fallo en el lado de alta del transformador de SSAA podría hacer que el generador dejase de ceder energía aun cuando la línea colectora se encontrase intacta o que un fallo en esta misma línea inutilizase los SSAA. Por ello, al interruptor que protege al generador se le ha dotado de un relé electrónico que retrase su disparo magnético, dotando así al circuito de la selectividad cronométrica necesaria en este caso. El relé elegido es el ST-CM2, que proporciona la posibilidad de retrasar el disparo magnético:

Bloque de relés ST-CM2



El bloque de relés ST-CM2 ofrece las protecciones siguientes:

- Protección largo retardo contra las sobrecargas con umbral regulable (1) por 6 escalones (0,5 a $1 \times I_n$).
- Protección corto retardo contra los cortocircuitos:
 - Con umbral regulable (3) por 4 escalones (2 a $8 \times I_r$).
 - Con temporización regulable (4) por 4 escalones (0 a 225 s).
 - Protección instantánea (5) contra los cortocircuitos (35 kA).

Figura 5. Curva de disparo del relé ST-CM2

El relé se regula con una intensidad de disparo térmico igual a la nominal, 2000 A. El disparo magnético se fijará a 8 veces la corriente de disparo térmico, es decir, 16 kA. El disparo instantáneo se producirá a partir de los 35 kA.

Hay que resaltar un punto importante. Aparentemente, si el disparo magnético se produce para 35 kA no habría selectividad con los dispositivos aguas abajo del interruptor ya que la corriente de cortocircuito calculada a 690 V es de 35.56 kA. Pero esto no es así ya que cuando se produce una falta trifásica simétrica en el nivel de 690 V contribuyen el generador de la máquina correspondiente con 9033 A y la red externa al aerogenerador con 27.1 kA, por lo tanto si se produce un fallo en la línea colectora por el generador circularían 9033 A, intensidad que no provoca disparo instantáneo. Éste sólo se produce cuando el fallo se produzca a la salida del generador, cuando por el interruptor circulen los 35.56 kA.

6.3.2. Interruptor de protección del transformador de SSAA

El primario del transformador 690/400 V 100 kVA se encuentra protegido mediante un interruptor magnetotérmico con relé que a continuación se pasa a dimensionar.

La corriente nominal que se considerará será la máxima que pueda absorber el transformador, es decir, como si la carga a la que alimentara fuera 100 kVA. Aunque la carga proyectada en

los SSAA del aerogenerador es inferior, como cabe la posibilidad de ampliar los mismos proyectando un ascensor por ejemplo, considerando la corriente a plena carga se situará al cálculo del lado de la seguridad.

La corriente de diseño que circulará por el primario del transformador de potencia será:

$$I_b = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 690} = 83.67 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito a nivel de 690 V tiene un valor de 35561 A.

El interruptor automático que protege al transformador de SSAA será un Compact NS100L de calibre 100 A del fabricante Merlin Gerin. Sus características principales son:

Tabla 22. Características del IA NS-100L

Poder de Corte de Servicio (kA)	75 (Para el nivel 690 V)
Tensión de Empleo (V)	690 V
Calibre (A)	100

Cumple las restricciones:

- PdC > 35.51kA
- Su In = 100 A cuando la corriente de diseño del circuito es de 83.67 A

La actuación del interruptor se completará mediante un relé electromecánico de la serie TM de calibre 100 A, cuyas características aparecen en laTabla 23:

Tabla 23. Características de los relés TM

relés magnetotérmicos TM		TM16D a 250D											
calibre (A)	In a 40 °C	16	25	32	40	50	63	80	100	125	160	200	250
interruptor automático	Compact NS125 E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Compact NS100	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Compact NS160	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Compact NS250	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
protección contra sobrecargas (térmico)													
umbral de disparo	Ir	regulable 0,8 a 1 × In											
protección contra los cortocircuitos (magnético)													
umbral de disparo (A)	Im	fijo										regulable	
	Compact NS100	190	300	400	500	500	500	640	800				
	Compact NS160/250	190	300	400	500	500	500	1000	1250	1250	1250	5 1 10	× In
protección del 4.º polo													
neutro no protegido	4P 3d	sin protección											
neutro reducido	4P 3d + N/2							56	56	63	0,5 × Ir		
neutro pleno protegido	4P 4d	1 × Ir											

El límite de disparo térmico se ajustará a 0.9 veces la corriente nominal del relé, es decir, 90 A y el umbral de disparo magnético es fijo y está regulado a 800 A. La curva resultante es la siguiente:

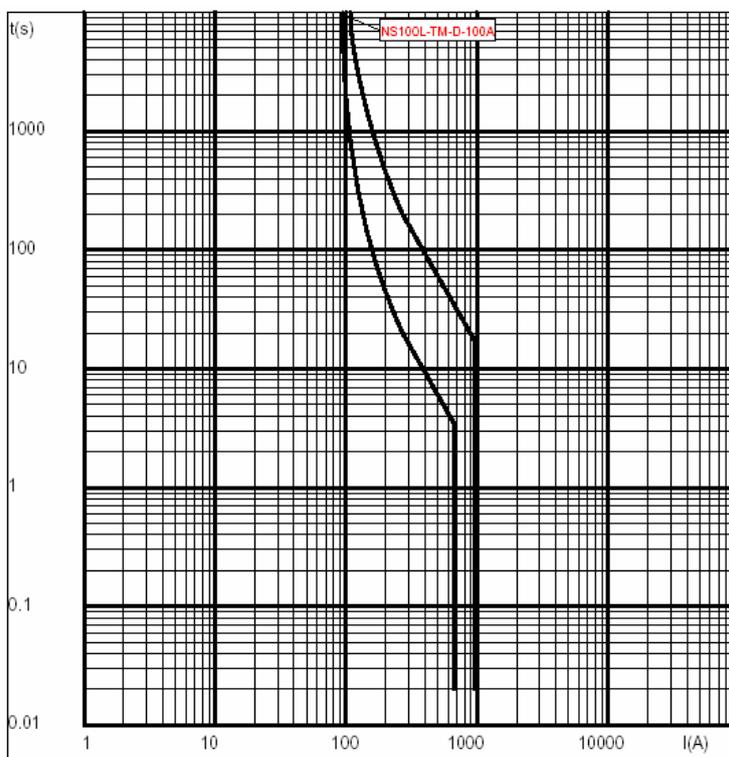


Figura 6. Curva de disparo del NS-100L con relé TM-100

No se estudia la selectividad entre este interruptor y el situado en el lado de baja tensión del transformador de SSAA porque si se produce una falta aguas debajo de este último interruptor este abriría el circuito y no se alimentaría a ninguno de los componentes de SSAA, al igual que ocurriría si abre el interruptor situado en el lado de alta.

6.3.2.1. Interpretación de la Figura 6

La curva de disparo representada en la Figura 6 será análoga a la que se represente para los demás interruptores automáticos de la serie Compact de Merlin Gerin. Representa el instante de disparo del dispositivo para cada corriente considerada.

Se observa que la curva de disparo no se define mediante un único gráfico sino que se compone de dos, ambos paralelos. Esto último se debe al posible cambio de comportamiento del dispositivo ya sea “en caliente” o “en frío”. Funcionamiento “en frío” será aquel que

desarrolle la protección cuando aún no ha sido recorrida por la intensidad de reglaje (I_r) y “en caliente” cuando ha sufrido el paso de esta misma corriente durante un tiempo prolongado. La curva teórica, es decir, aquella cuyas corrientes de disparo térmico y magnético se han calculado previamente se corresponde con la curva de funcionamiento “en caliente”, que será la inferior de las dos gráficas dispuestas. La curva de funcionamiento “en frío” representa la máxima desviación del comportamiento de diseño que puede sufrir la protección. Como la protección será recorrida por la corriente de diseño del circuito permanentemente se considera como curva de diseño la de funcionamiento en caliente.

Se observa que a partir del valor de la corriente de regulación del disparo magnético no existe curva que represente el instante de disparo instantáneo frente a cortocircuito. Se debe a que el fabricante asegura un disparo instantáneo en un tiempo igual o inferior a los 0.02 segundos para el dispositivo considerado y no lo incluye para no hacer farragosa la lectura de múltiples curvas de disparo en una misma representación.

Concluir el apartado apuntando que estas curvas no son plenamente fiables a la hora de estudiar la selectividad de los circuitos, remitiéndonos el fabricante a las tablas de selectividad de dispositivos.

6.3.3. Instalación de los SSAA en el interior del aerogenerador

El unifilar del sistema de servicios auxiliares del aerogenerador se representa a continuación, en la Figura 7:

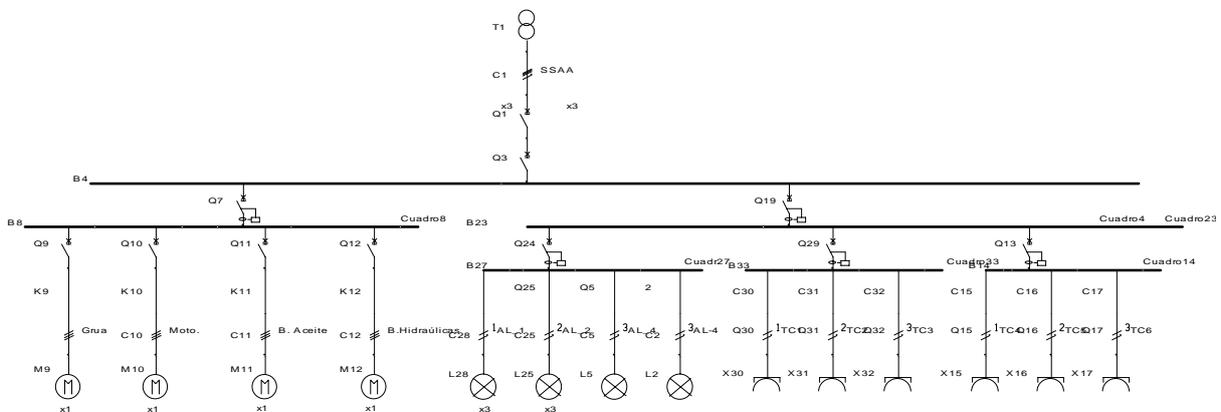


Figura 7. Esquema unifilar del circuito de SSAA

Según los cálculos de corriente de cortocircuito reflejados en el Memoria de cálculo de este mismo proyecto, el valor de la corriente de defecto simétrica trifásica en el nivel de 400 V es de 2585.34 A.

En el Documento de Planos que acompaña a este proyecto aparece el esquema unifilar de la Figura 7 debidamente desarrollado en el plano número PE-15.

Se procederá a continuación a la selección de las protecciones en él representado:

Cuadro de Motores

El cuadro de motores comprende motores de dos potencias: uno de 18.5 KW (La bomba hidráulica) y tres de 2.2 KW (Grúa, Bomba del aceite y Motorreductora). Serán trifásicos y sus intensidades de diseño serán:

Tabla 24. Intensidad de diseño para cada tipo de motor

Tipo de Motores	Intensidad de diseño
18.5 KW	47.41 A
2.2 KW	6 A

Las protecciones poseerán un corte omnipolar (3 fases y neutro) y una tensión de empleo superior a los 400 V.

La protección de los motores frente a sobreintensidades consistirá en un relé térmico asociado a un contactor. Esto se debe a la elevada corriente que provoca el arranque de los mismos (hasta 7.2 veces la nominal según el fabricante) que imposibilita la utilización de un magnetotérmico estándar, ya que provocaría su disparo por sobreintensidad en cada arranque del motor en cuestión. Tanto el relé como el contactor se dimensionarán para cada uno de los dos tipos de motores existentes en la instalación (2.2 y 18.5 kW). El cálculo del contactor apropiado aparece en el apartado 5 de la Memoria de Cálculo de este proyecto. Se indican a continuación los contactores resultantes de dicho cálculo:

Tabla 25. Contactores proyectados según motor

Tipo de Motores	Contactador
18.5 KW	LC1-D80
2.2 KW	LC1-D09

La protección de los motores frente a cortocircuito se realizará mediante el interruptor automático que proteja al cuadro de motores, el cual se dispone aguas arriba y posee disparo contra cortocircuito. Esto supone que ante un cortocircuito, en cualquiera de las cuatro derivaciones hacia los motores, se inutilizarían los cuatro motores sin discriminar en cual de ellos se ha producido el fallo pero, si se analiza, esta situación es indiferente ya que la inutilización de uno de los motores de orientación del aerogenerador (Bomba hidráulica y Motorreductora) o de refrigeración de la multiplicadora (Bomba de aceite) supondría la parada automática del mismo por medio de la centralita de control.

Este diseño de protección frente a cortocircuito común de las derivaciones que parten de un mismo cuadro y de sobreintensidad para cada una de ellas aparece como válido según la ITC-BT-22 del REBT.

Motor de 18.5 KW

Tabla 26. Características del motor de 18.5 kW

I_n	47.41 A
I_a/I_n	7.2
Tensión empleo	400 V

El relé térmico utilizado para la protección frente a sobreintensidades de este motor pertenecerá a la serie LRD del fabricante Schneider Electric. Pertenecerá a la serie “D” de este fabricante ya que son los adecuados para coordinarlos con los contactores proyectados, que pertenecen al mismo fabricante.

Será de la clase 10 A, ya que la norma IEC 947-4-1 prescribe como tales aquellos que aseguran un disparo para una corriente 7.2 veces la de reglaje en un tiempo entre los 2 y 10 segundos, tiempo superior al empleado en el arranque del motor.

El relé proyectado permitirá ajustar el umbral de disparo térmico del relé para una intensidad igual o superior a la nominal del motor (47.41 A, según Tabla 26). Según el catálogo del fabricante, el que cumple este requisito es el LRD-3357 que permite una regulación entre 37 y 50 A. Se ajusta a una I_r de 50 A (> 47.41 A). Este relé puede ser coordinado con el relé proyectado, el LC1-D80.

La curva de este tipo de relés se refleja en la Figura 8, válida también para los relés utilizados en la protección de los motores de 2.2 kW:

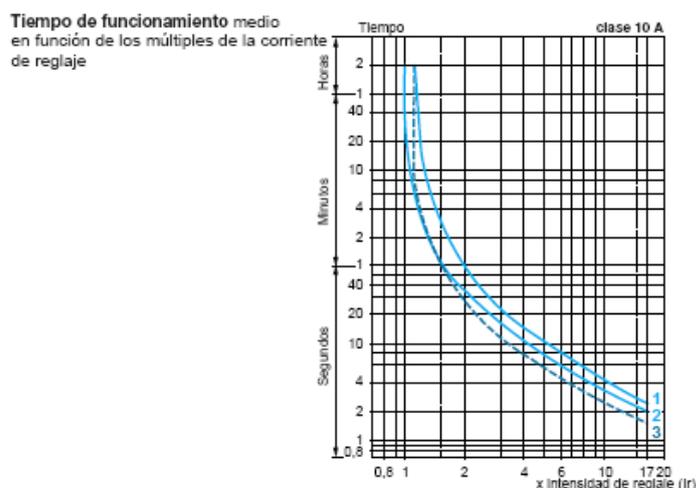


Figura 8. Curva de disparo de los relés térmicos clase 10 A

Siendo:

- 1 Funcionamiento equilibrado, 3 fases, sin paso previo de la corriente (en frío).
- 2 Funcionamiento sobre las 2 fases, sin paso previo de la corriente (en frío).
- 3 Funcionamiento equilibrado 3 fases, después de paso prolongado de la intensidad de reglaje (en caliente).

Para una intensidad de arranque de 7.2 veces la de regulación (360 A), se provoca el disparo en algo menos de 4 segundos en el caso más restrictivo (funcionamiento en caliente).

Motor de 2.2 KW

Tabla de características:

Tabla 27. Características del motor de 2.2 kW

I_n	5.98 A
I_a/I_n	6
Tensión empleo	400 V

El relé térmico utilizado para la protección frente a sobreintensidades de este motor pertenecerá a la serie LRD del fabricante Schneider Electric. Pertenecerá a la serie “D” de este fabricante ya que son los adecuados para coordinarlos con los contactores proyectados, que pertenecen al mismo fabricante.

El relé proyectado permitirá ajustar el umbral de disparo térmico del relé para una intensidad igual o superior a la nominal del motor (5.98 A, según Tabla 27). Según el catálogo del fabricante, el que cumple este requisito es el LRD-12 que permite una regulación entre 5.5 y 8 A. Se ajusta a una I_r de 6.5 A (> 6 A). Este relé puede ser coordinado con el relé proyectado, el LC1-D09.

Para una intensidad de arranque de 6 veces la de regulación (36 A), se provoca el disparo en 4 segundos en el caso más restrictivo según la Figura 8 (funcionamiento en caliente).

Protección Cuadro de Motores

Aguas arriba de los motores se ha colocado un interruptor automático que protege al cuadro. Este será de corte omnipolar (tres fases y neutro) y su calibre vendrá dado por la suma de las corrientes de diseño de los cuatro motores. El interruptor automático es el Compact NS100N de Merlin Gerin que se instalará junto a un relé electrónico de la serie STR, en concreto el STR22-SE. La razón de la elección de este tipo de relé es el compromiso que se ha de alcanzar para conseguir una selectividad total con la protección aguas arriba y que no provoque disparo térmico por el paso de las corrientes de arranque de los motores aguas abajo, aún cuando arranque los cuatro simultáneamente. El calibre del relé elegido es de 100 A, ya que es el inmediato superior al valor de corriente nominal que circula hacia el cuadro de motores que es de 65.41 A.

Las características del NS100N son:

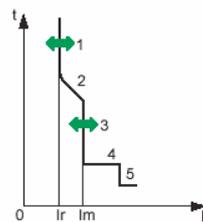
Poder de Corte de Servicio (kA)	25 (Tensión de empleo 380/415 V)
--	----------------------------------

Tensión de Empleo (V)	Hasta 690 V
Calibre (A)	100

Las características del relé STR-22SE son:

Tabla 28. Características del relé electrónico STR-22SE

unidades de control electrónicas STR		STR22SE				
calibres (A)	I_n 20 a 70 °C ⁽¹⁾	40	80	100	160	250 ⁽²⁾
interruptor automático	Compact NS100 N/H/L Compact NS160 N/H/L Compact NS250 N/H/L	■	-	■	-	-
protección contra sobrecargas (Largo retardo)						
umbral de disparo	$I_r = I_n \times \dots$	0,4...1 regulación 48 escalones				
temporización (s) (mín....máx.)	a $1,5 \times I_r$ a $6 \times I_r$ a $7,2 \times I_r$	90...180 5...7,5 3,2...5,0				
protección contra los cortocircuitos (Corto Retardo)						
umbral de disparo	$I_m = I_r \times \dots$	2...10				
precisión $\pm 15 \%$		regulación 8 escalones				
temporización (ms)		fija				
	tiempo de sobreintensidad sin disparo	≤ 40				
	tiempo total de corte	≤ 60				
protección contra los cortocircuitos (Instantánea)						
umbrales de disparo	I_i	fijo $\geq 11 \times I_n$				
protección del 4.º polo						
neutro no protegido	4P 3d	sin protección				
neutro reducido protegido	4P 3d + N/2	$0,5 \times I_r$				
neutro pleno protegido	4P 4d	$1 \times I_r$				



- 1 Umbral Largo Retardo (protección sobrecargas).
- 2 Temporización Largo Retardo.
- 3 Umbral Corto Retardo (protección cortocircuitos).
- 4 Temporización Corto Retardo.
- 5 Umbral instantáneos (protección cortocircuitos).
- 6 Toma de test.
- 7 Señalización de carga.

Figura 9. Curva de disparo del STR-22SE

En la Ecuación 1 se calcula la corriente que produciría el arranque de los cuatro motores simultáneamente y se comprueba el instante de disparo de la protección:

Ecuación 1

$$I_{aTotal} = 7.2 \cdot 47.41 + 3 \cdot 6 \cdot 6 = 450 \text{ A}$$

Si el relé se regula con un umbral de disparo magnético de 70 A (selector Ir en 0.7) y los umbrales de corto retardo e instantáneo se regulan a $10 \times I_r$ (700 A) y a $11 \times I_n$ (1100 A), el pico de corriente de 450 A en el arranque simultáneo de los cuatro motores no provoca el disparo térmico hasta transcurridos 4 segundos (según la Figura 10), tiempo suficiente para que se extinga dicho pico de corriente sin provocar disparo.

Este interruptor automático poseerá corte omnipolar. Se observa como cumple con las restricciones de tensión de empleo, de PdC (25 kA > 2.585 kA) y de disparo magnético ($I_m = 100 \cdot 11 = 1100 \text{ A} < 2.585 \text{ kA}$)

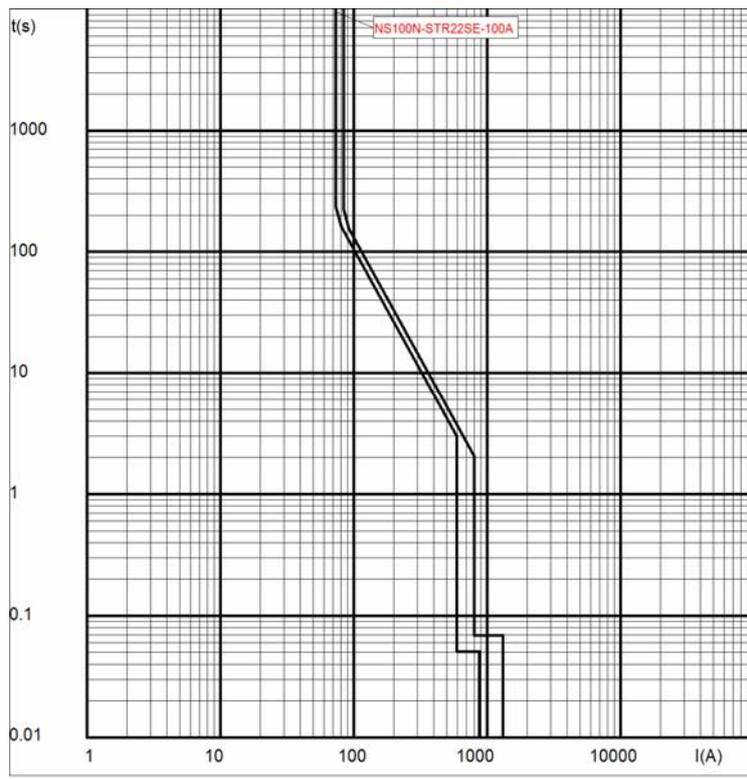


Figura 10. Curva de disparo del NS100N- STR22SE-100 A con la regulación anteriormente citada

Cuadro de cargas monofásicas

El cuadro de cargas monofásicas comprende el alumbrado y las tomas de corriente. Las cargas de alumbrado se conectan a una misma fase dentro de dicho cuadro y se protegen todas ellas mediante un interruptor magnetotérmico complementado con una protección diferencial.

Las tomas de corriente se conectan a un mismo embarrado trifásico del cuadro, en estrella. Se instalan dos grupos de tomas, en la cabina y en la base del propio aerogenerador. Cada grupo se encontrará protegido por un interruptor magnetotérmico complementado con una protección diferencial.

Alumbrado

Suponen 4 grupos de 3 lámparas de 80 W cada uno. Las lámparas consisten en bombillas fluorescentes. Según el apartado “Dimensionamiento de la instalación de BT” de la Memoria de cálculo de este proyecto, la totalidad de las cargas de alumbrado supone una corriente nominal de 2.4 A.

El interruptor magnetotérmico elegido para proteger el cuadro del alumbrado será un IDPN-N de 3 A de calibre de la serie Multi9 de la marca Merlin Gerin. Sus principales características aparecen en la Tabla 29:

Tabla 29. Características del IDPN-N 3A

Poder de Corte de Servicio (kA)	6
Tensión de Empleo (V)	230/400 V
Calibre (A)	3
Tipo de Curva	C

Esta curva de disparo supone un disparo térmico para una corriente I_r de valor entre 5 y 10 veces la corriente nominal, como se observa en la Figura 11. El fabricante define la curva de disparo de los interruptores magnetotérmicos como una franja donde asegura el disparo magnético para un valor de 5 a 10 veces la corriente nominal, de ahí que en las curvas de disparo aparezcan dos gráficas para cada dispositivo.

Este interruptor magnetotérmico cortará una fase y el neutro. Se observa como cumple con las restricciones de tensión de empleo, de PdC ($6 \text{ kA} > 2.585 \text{ kA}$) y de disparo magnético ($I_m = 3 \cdot 10 = 30 \text{ A} < 2.585 \text{ kA}$).

La curva de disparo de este interruptor es la siguiente, según Figura 11:

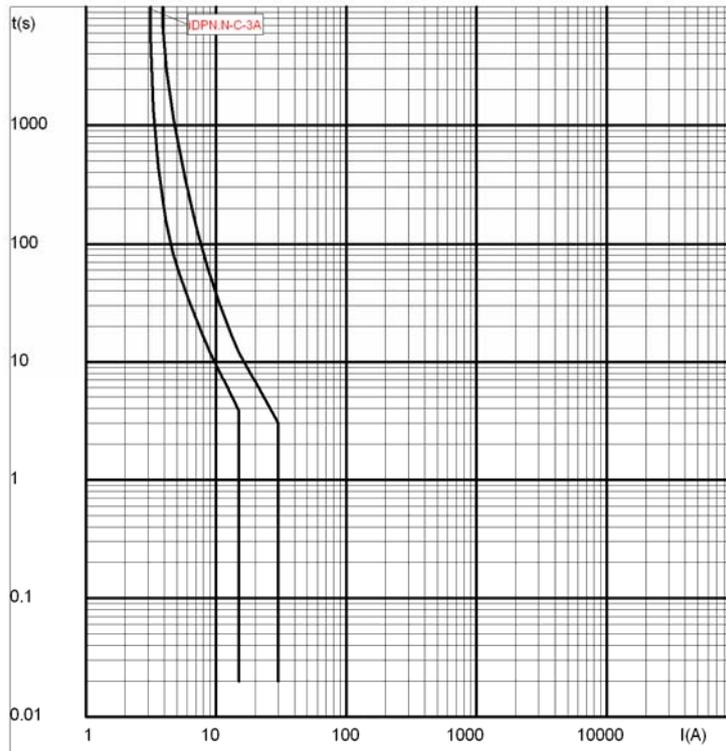


Figura 11. Curva de disparo del IDPN-N 3A

Tomas de Corriente

El interruptor que protege a cada uno de los dos cuadros de tomas de corriente será de corte omnipolar (3 fases y neutro). Cada cuadro alimenta a tres tomas de corriente de 16 A cada una. Como la conexión de estas cargas monofásicas se realiza en estrella la corriente de fase es igual que la corriente de línea, por lo que la intensidad de alimentación que cubrirá el interruptor será de 16 A.

El interruptor magnetotérmico elegido para proteger cada cuadro de tomas de corriente será un IDPN-N de 20 A de calibre de la serie Multi9 de la marca Merlin Gerin. Este interruptor será de corte omnipolar (3 fases más neutro). Sus principales características son:

Tabla 30. Características del IDPN-N 20 A

Poder de Corte de Servicio (kA)	6
Tensión de Empleo (V)	230/400 V
Calibre (A)	20
Tipo de Curva	C

La curva de disparo tipo C provoca el disparo magnético para un rango de valores entre 5 y 10 veces la corriente nominal, como se observa en la Figura 12. Cumple los requisitos de PdC ($6 \text{ kA} > 2.585 \text{ kA}$), de tensión de empleo y de disparo magnético ($I_m = 20 \cdot 10 = 200 \text{ A} < 2.585 \text{ kA}$).

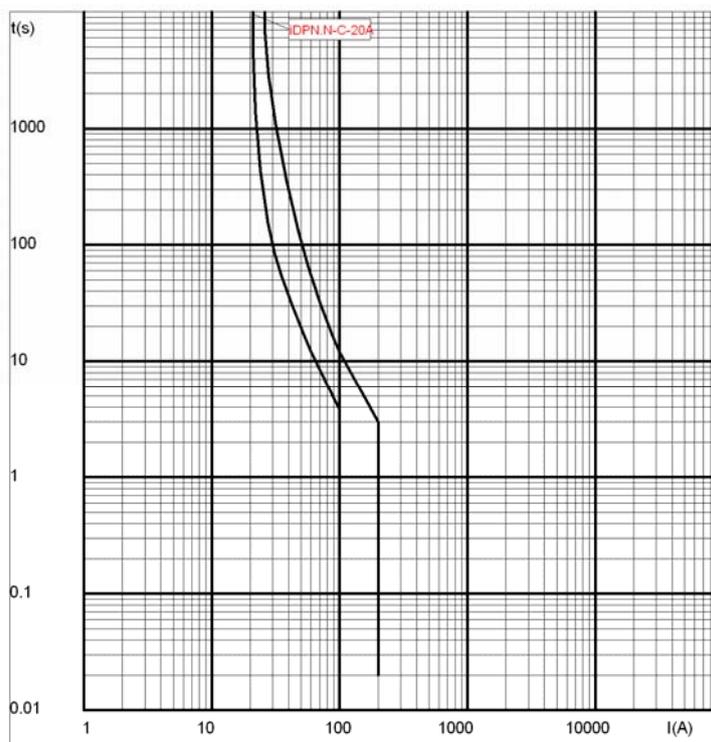


Figura 12. Curva de disparo del IDPN-N 20 A

Protección cuadro cargas monofásicas

La corriente de alimentación a este cuadro será la suma de las corrientes nominales a cada una de las cargas, la cual resulta de 34.48 A (16 A para cada cuadro de tomas de corriente y 2.48 A para el de alumbrado). Por ello se elige como interruptor magnetotérmico el C60N de calibre 40 A de la serie Multi9 de la marca Merlin Gerin. Este interruptor será de corte omnipolar (3 fases más neutro). Las características principales del interruptor C60N-40 son:

Tabla 31. Características del C60N-40A

Poder de Corte de Servicio (kA)	6
Tensión asignada de aislamiento (V)	230/400 V
Calibre (A)	40
Tipo de Curva	B

La curva de disparo tipo B provoca el disparo magnético para un rango de valores entre 3 y 5 veces la corriente nominal. Cumple los requisitos de PdC ($6 \text{ kA} > 2.585 \text{ kA}$), de tensión de empleo y de disparo magnético ($I_m = 40 \cdot 5 = 200 \text{ A} < 2.585 \text{ kA}$).

La curva de disparo del C60N-40 junto con las de los interruptores aguas abajo se representa a continuación.

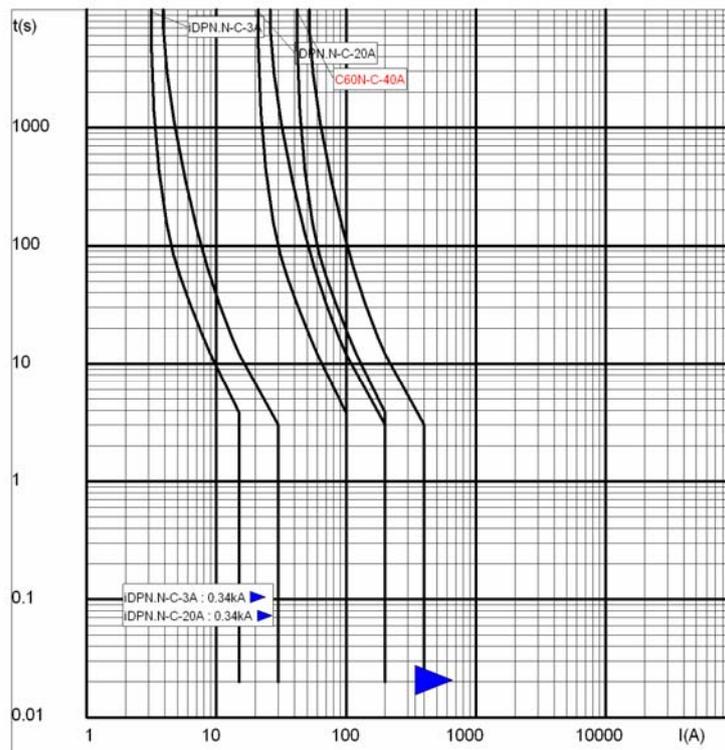


Figura 13. Curvas de disparo de los interruptores de las cargas monofásicas

Tabla 32. Estudio de selectividad de las protecciones de las cargas monofásicas

Gama	Multi9	Multi9	Multi9
Interruptor automático	iDPN.N	iDPN.N	C60N
Relé/curva	C	C	C
Calibre	3.00	20.00	40.00
Largo retardo			
lo			
lr			
tr			
Corto retardo			
Im/l_{sd}			
I²t (retardo)			
t_m/t_{sd}			
Instantánea			
I_i	22.5A	150.0A	300.0A
Selectividad			
Límite	0.34kA	0.34kA	Aparato aguas arriba

Como puede observarse en la Tabla 32, el interruptor C60N-40 consigue una selectividad parcial con los otros dos interruptores aguas abajo hasta un valor de sobrecarga de 340 A. A partir de este valor no se asegura la selectividad entre las protecciones.

Protección del cuadro de SSAA

El cuadro de SSAA se protege mediante un interruptor automático con disparo térmico y magnético. Además se le añade un interruptor-seccionador que asegure una separación suficiente entre los polos.

Dicho interruptor-seccionador pertenecerá al fabricante Telemecanique (grupo Schneider-Electric) y se corresponderá con el modelo Vario de calibre 125 A (inmediata superior a la corriente nominal del cuadro de SSAA), cuya imagen aparece en la figura Figura 14. Sus características son:

- Mando rotativo
- Marcado de posición
- Maneta de mando enclavable por candados



Figura 14. Interruptor-seccionador Vario 125 A

La corriente de alimentación total del cuadro se cuantifica en 98.63 A. El interruptor elegido tendrá un calibre superior a dicha corriente total de alimentación y deberá conseguir la máxima selectividad posible con los interruptores aguas abajo, el C60N-40 y el NS100N.

Se ha elegido el NS250N con un bloque de relé magnetotérmico TM-D 160 A. Las características de este relé se recogen en la Tabla 34.

Tabla 33. Características del NS250N

Poder de Corte de Servicio (kA)	35 (Tensión de empleo 380/415 V)
Tensión de Empleo (V)	Hasta 690 V
Calibre (A)	250

Tabla 34. Características de los relés TM-D

relés magnetotérmicos TM		TM16D a 250D												
calibre (A)	I_n a 40 °C	16	25	32	40	50	63	80	100	125	160	200	250	
interruptor automático	Compact NS125 E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-	-	-	
	Compact NS100	■	■	■	■	■	■	■	■	-	-	-	-	
	Compact NS160	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-	-	
	Compact NS250	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
protección contra sobrecargas (térmico)														
umbral de disparo	I_r	regulable 0,8 a $1 \times I_n$												
protección contra los cortocircuitos (magnético)														
umbral de disparo (A)	I_m	fijo										regulable		
	Compact NS100	190	300	400	500	500	500	640	800					
	Compact NS160/250	190	300	400	500	500	500	1000	1250	1250	1250	5	1	$10 \times I_n$
protección del 4.º polo														
neutro no protegido	4P 3d	sin protección												
neutro reducido	4P 3d + N/2								56	56	63	$0,5 \times I_r$		
neutro pleno protegido	4P 4d	$1 \times I_r$												



Figura 15. Curva de disparo de los relés TM-D

El umbral de protección contra las sobrecargas al que se regula el relé es de 128 A, resultado de colocar el selector I_r en la posición 0.8, calculado en la Ecuación 2.

Ecuación 2

$$I_r = 160 \cdot 0.8 = 128 \text{ A}$$

El umbral de disparo ante cortocircuito instantáneo es fijo y se regula a:

Ecuación 3

$$I_{mInst} = 1250 \text{ A}$$

Se comprueba que esta configuración cumple las restricciones de PdC, umbral de disparo magnético ($I_{CC} > I_{mInst}$) y disparo térmico ($I_N < I_r$). Además este dispositivo debe permitir el paso de las corrientes de arranque de los motores situados aguas debajo de manera que no dispare por sobrecarga aún en el caso de que arrancasen los cuatro motores simultáneamente. Para ello, en la Ecuación 1 se calcula la corriente que produciría el arranque de los cuatro motores simultáneamente y se comprueba el instante de disparo de la protección.

Una corriente de 450 A provoca un disparo térmico del interruptor en unos 10 segundos, según la Figura 16, tiempo más que suficiente para la extinción del pico de corriente en el arranque.

Falta comprobar la selectividad con los interruptores aguas abajo (el C60N-40 A y el NS100N).

La curva de disparo del NS250N con bloque de relés TM-160 junto con las de los interruptores aguas abajo se representa a continuación:

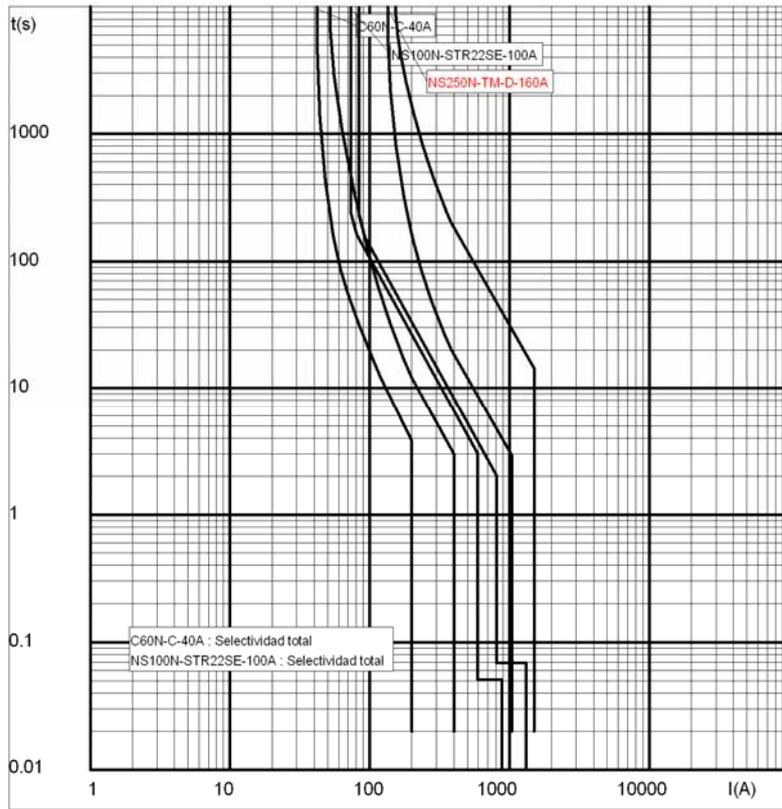


Figura 16. Representación simultánea de las curvas de disparo del C60N-C40A, el NS100N-STR22SE y el NS250N-TM-160 A

Tabla 35. Estudio de selectividad entre el C60N-C40 A y el NS160N-TM125 A

Gama	Multi9	Compact		Compact
Interruptor automático	C60N	NS100N	NS250N	NS250N
Relé/curva	C	STR22SE	TM-D	TM-D
Calibre	40.00	100.00	160.00	160.00
Largo retardo				
Io		0.70		
Ir		1.00	70.0A	0.80 128.0A
tr		7.5	7.5s	
Corto retardo				
Im/Isd		10.00	700.0A	
I ² t (retardo)				
tm/tsd				
Instantánea				
Ii	300.0A	11.00	1100.0A	1250.0A
Selectividad				
Límite	Selectividad total	Selectividad total	Aparato aguas arriba	

Como puede observarse en la Tabla 35, el interruptor NS250N con el relé TM-D 160 consigue una selectividad total con el C60N-40 y el NS100N-STR22SE.

6.3.4. Protección diferencial de los SSAA

Los dispositivos de protección de sobreintensidad proyectados permiten la opción de adaptar un módulo de protección diferencial y así crear un bloque conjunto tanto para la protección contra cortocircuito como para la protección para personas. Dicho conjunto queda representado en el plano PE-15 del documento de planos de este proyecto.

El fabricante elegido, Merlin Gerin, denomina a estos bloques auxiliares de protección diferencial como “Vigi”. Sus principales características son:

- Protege las personas contra los contactos indirectos (30, 300 mA).
- Asegurar una protección complementaria contra los contactos directos (30 mA).
- Proteger las instalaciones eléctricas contra los defectos de aislamiento y los riesgos de incendio.
- Rearme después del defecto diferencial.

Un dispositivo situado en la maneta permite elegir rearme independiente o simultáneo con el automático.

El fabricante asegura selectividad total entre las protecciones diferenciales si se cumplen dos requisitos:

- La corriente de no funcionamiento del dispositivo aguas arriba ha de ser superior a la corriente de funcionamiento del dispositivo aguas abajo.
- El tiempo de no funcionamiento del dispositivo aguas arriba ha de ser superior al tiempo de funcionamiento del dispositivo aguas abajo.

Debido a esto, el fabricante distingue dos tipos de dispositivos para sensibilidades iguales o superiores a los 300 mA, selectivos o instantáneos. Los selectivos serán aquellos que cumplen la segunda de las condiciones y protegen a un dispositivo, situado aguas abajo, de mayor sensibilidad. Un dispositivo de, por ejemplo, 300 mA selectivo asegura selectividad total con el dispositivo de menor sensibilidad situado aguas abajo, 30 mA . Las correspondientes sensibilidades entre dispositivos se recogen en la Tabla 36, facilitada por el fabricante:

Tabla 36. Selectividad entre bloques diferenciales

Aguas Arriba	300 mA Selectivo	1 A Selectivo
Aguas Abajo		
30 mA Instantáneo	TOTAL	TOTAL
300 mA Instantáneo	TOTAL	TOTAL

En todos los interruptores magnetotérmicos dimensionados en el anterior apartado se incluirá un bloque de protección diferencial Vigi, los cuales pueden ser regulados con una sensibilidad de 30 o 300 mA. Los dispositivos que protegen a los cuadros de alumbrado y tomas de corriente tendrán una sensibilidad de 30 mA y un disparo instantáneo. A su vez, la protección diferencial que vigila al cuadro de alumbrado y tomas de corriente será de disparo selectivo, es decir, poseerá selectividad de disparo con los dos dispositivos situados aguas abajo. Su sensibilidad será de 300 mA.

Las protecciones diferenciales del cuadro de motores se dimensionan de manera análoga. Los bloques diferenciales asociados a los relés de la serie Compact se denominan Vigirex y según el tipo de protección que aseguren serán del tipo E o del tipo A. El tipo E protege frente a contactos indirectos e incendios y el tipo A frente a eso mismo y contra contactos a tierra. Se elige un tipo E, el RH10, de disparo selectivo y sensibilidad regulada a 300 mA.

Para la protección diferencial del cuadro de SSAA se dispone un bloque de protección diferencial denominado RH240 de disparo selectivo tipo E y sensibilidad regulada a 1 A, la cual asegura selectividad total de disparo con las protecciones diferenciales de 300 mA situadas aguas abajo.

A continuación se ofrece una tabla que recoge los dispositivos utilizados, las cuales aparecen representadas en el plano PE-15:

Tabla 37. Resumen dispositivos utilizados en SSAA

Posición	Magnetotérmico	Diferencial	
		Sensibilidad	Disparo
Cuadro SSAA	NS250N	1 A	Selectivo
Cuadro Motores	NS100N	300 mA	Selectivo
Cuadro Cargas Monofásicas	C60N-40	300 mA	Selectivo
Cuadro Alumbrado	IDPN-20	30 mA	Instantáneo
Cuadro Tomas de corriente	IDPN-3	30 mA	Instantáneo

6.3.4.1. Criterio de corte

Los conductores proyectados no deben superar la temperatura máxima admisible en cortocircuito. Según la integral de Joule:

Ecuación 4

$$(I^2 \cdot t)_{Disp} \leq (I^2 \cdot t)_{adm} = K \cdot S^2$$

Siendo:

- $(I^2 \cdot t)_{Disp}$: El valor máximo de la integral de Joule del cable
- $(I^2 \cdot t)_{adm}$: Ídem del cable

En este caso el valor de la constante K es de 20473 al ser los conductores de cobre. Para el caso de la instalación de SSAA con objeto de no repetir este mismo cálculo tantas veces como protecciones hay en él se procederá seleccionando el conductor de menor sección (4 mm²), que proporcionará el valor de tiempo de despeje mínimo, y se considerará que si cumple para este, cumplirá para conductores de secciones mayores ya que el valor de la corriente de cortocircuito (2585.34 A) es fijo, por lo tanto:

Ecuación 5

$$t_{Disp} \leq \frac{K \cdot S^2}{I^2} = \frac{20473 \cdot 4^2}{2585.34^2} = 0.049 \text{ seg}$$

Como puede observarse en las curvas de las protecciones proyectadas para la instalación de SSAA, el valor de 2585.34 A provoca el disparo magnético en todas ellas y por lo tanto un tiempo de despeje de la falta menor a 0.02 segundos, menor que los 0.049 segundos

necesarios para no superar la temperatura máxima admisible en el conductor de menor sección de la instalación, 4 mm².

6.3.5. Contactores para los motores de los SSAA

Los contactores elegidos para el mando de los motores serán del fabricante Telemecanique perteneciente al grupo Schneider Electric. Los motores a tratar son de dos tipos: uno de 18.5 kW para las bombas hidráulicas y tres de 2.2 kW para la grúa, motorreductora y bomba del aceite. Ambos tipos son motores asíncronos trifásicos de jaula de ardilla.

Se ha elegido la categoría AC3 de empleo para la elección de los contactores porque son motores de jaula de ardilla cuyo cierre se efectuará a motor lanzado lo que, según las normas, provoca un corte fácil ya que la intensidad de cierre será la nominal como máximo y la tensión de cierre alrededor de un 20 % de la nominal.

Se han considerado contactores sin protección contra sobrecargas ya que se esta protección se asume por los interruptores magnetotérmicos anteriormente reseñados, aun cuando el fabricante elegido proporciona la posibilidad de montar en los contactores esta clase de protección así como otros dispositivos auxiliares.

En el memoria de cálculo correspondiente a este proyecto aparece el proceso de elección del contactor. El número de maniobras a realizar que se les ha exigido a los contactores es de 1.5 millones de maniobras, valor que puede valorarse como excesivo para el manejo de estos motores aparentemente sin mucha importancia. La razón fundamental por la que se exige una elevada robustez no es tanto la importancia o no del motor en cuestión como la dificultad que supone acceder al lugar donde se encuentran en un supuesto caso de avería.

6.4. Centro de transformación

6.4.1. Transformador MT / BT

En cada aerogenerador se instalará un Transformador Trifásico, de aislamiento seco encapsulado en resina epoxi. Se prevé de aislamiento seco por dos razones principales:

- La primera de ellas es evitar la instalación de un foso para recogida de aceite, dado además que debe instalarse en una plataforma existente a una altura determinada, con la problemática que ello conllevaría.
- La segunda razón es la posibilidad de desmontar el transformador en caso de una posible avería, de modo que la parte dañada pudiera salir por la puerta de acceso al interior.

El transformador elegido corresponde al fabricante Merlin Gerin. El modelo elegido es el Trihal de 24 kV de aislamiento. TRIHAL es un transformador trifásico de tipo seco (clase térmica F) con bobinados encapsulados y moldeados en vacío en una resina epoxy que contiene una carga activa. Esta carga, compuesta esencialmente de alúmina trihidratada.. El comportamiento de este transformador ante el fuego es de ignifugación, es decir, en caso de incendio el transformador tiene la capacidad de autoextinguir sus llamas, no siendo así un elemento propagador de la llama.

Tecnología de fabricación:

- Bobinado MT continuo de gradiente lineal.
- Bobinado BT en banda aisladas con película aislante de clase F.
- Sistema de encapsulado ignifugado.

6.4.2. Celdas de Media Tensión

Las cabinas elegidas para la protección y mando en media tensión en el interior de los aerogeneradores pertenecen al fabricante MESA (Manufacturas Eléctricas S.A.). Las razones por las que se ha escogido este fabricante son las siguientes:

- Las cabinas son compactas y de tamaño reducido, lo que facilita su instalación en un espacio reducido como es la base del aerogenerador.
- El acceso frontal a las celdas, permite que estas sean instaladas contra la pared (respetando unas distancias mínimas), lo cual representa otro ahorro importante del espacio requerido, comparado con equipos con necesidad de pasillo para acceso posterior.

- El mecanismo de operación del interruptor automático es accesible desde el exterior de la cuba de SF6. Los transformadores de tensión son de tipo inductivo, apantallados, enchufables e independientes de la cuba de SF6. Los transformadores de intensidad son de tipo toroidal y están situados también fuera de la cuba de SF6.

Además se verifica que sus características eléctricas están acordes con las magnitudes de la red de media tensión. Se lleva a cabo dicha comprobación en las siguientes líneas. Se refleja a continuación alguna de las características eléctricas de las celdas más relevantes:

Tabla 38. Características eléctricas de las celdas

Tensión nominal de aislamiento	24 kV
Tensión de servicio	20 kV
Intensidad nominal del embarrado	1250 A
Intensidad derivaciones	630 A
Intensidad de cortocircuito trifásica simétrica	25 kA
Máxima corriente de cresta soportada por el embarrado	63 kA
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	50 kV
Tensión de ensayo a onda de choque tipo rayo	125 kV
Aislamiento Eléctrico	SF6
Frecuencia	50 Hz

Tensión de servicio

Las celdas se utilizarán para una red de 20 kV y, como indica el RAT, el nivel de aislamiento de los aparatos utilizados en tal nivel de tensión ha de ser de 24 kV. Como se observa en la tabla de características anterior, la celda cumple con tal requisito.

Intensidad nominal

La intensidad nominal del embarrado y de las derivaciones de entrada-salida de la celda es de 630 A. La configuración de la Red de Media Tensión del parque consiste en tres circuitos colectores que recogen la corriente generada por los 7 aerogeneradores. Dos de esos circuitos se componen de 2 máquinas en serie y el tercero de tres, dos en paralelo en serie con el tercero. Por lo tanto, el punto donde mayor será la corriente nominal será a la salida del circuito que comprende a los tres aerogeneradores, que como se recoge en la Memoria de

Cálculo, tiene un valor de 181.86 A. La cabina está dimensionada para una corriente nominal de 630 A, un valor muy superior al teórico necesario.

Máxima corriente de cresta soportada

La máxima corriente de cortocircuito soportada por el embarrado en la celda de 24 kV es de 63 kA. El valor de la corriente de cresta de cortocircuito calculado en el nivel de 20 kV es de 20.88 kA, cantidad que es mucho menor que el máximo técnico anteriormente reflejado.

Poder de Corte de Servicio cortocircuito trifásico

El valor de cortocircuito trifásico simétrico en la red de media tensión al nivel de 20 kV es de 8493 A según los cálculos recogidos en la Memoria de Cálculo, valor muy inferior a los 25 kA de Poder de Corte de Servicio máximo de la cabina.

6.4.3. Centros de Transformación según la posición del aerogenerador en el parque

El número y la disposición de las cabinas del centro de transformación del aerogenerador dependerán de la posición relativa del mismo en el circuito colector en el que se encuentre. Así los centros de transformación de las máquinas que se encuentren en el extremo de un circuito colector contarán con una cabina de protección del transformador y con otra de salida de línea. Los centros pertenecientes a aerogeneradores que no se encuentren en el extremo de uno de los circuitos colectores contendrán una cabina de protección de transformador, una de salida de línea y una o dos cabinas de remonte, las cuales son las encargadas de elevar a barras del centro de transformación la acometida de una línea proveniente de un aerogenerador posterior.

Según el plano de localización adjuntado en el documento de planos de este mismo proyecto, denominado PE-1, los aerogeneradores se enumeran de norte a sur, siendo el número 1 situado en la posición más septentrional y el número 7 el situado en la posición más meridional. Los circuitos colectores contienen a los siguientes aerogeneradores, según la Tabla 39:

Tabla 39. Aerogeneradores contenidos en cada circuito colector

Circuito Colector	Aerogeneradores
I	1 y 2
II	3 y 4
III	5, 6 y 7

El centro de transformación del aerogenerador número 6 es el único que posee 4 cabinas, una de transformador, una de salida de línea y dos de remonte, ya que a él acometen dos líneas, las procedentes de los aerogeneradores 5 y 7. Como se puede observar en el plano de recorrido del circuito III, el PE- 6, el aerogenerador nº 6 es el más cercano a la subestación y el que está situado entre los otros dos de tal manera que la disposición que ofrece una menor longitud de conductores es la anteriormente mencionada.

7. Subestación colectora del parque

La subestación se proyectará teniendo en cuenta que servirá para arrojar a la red la energía generada por los parques eólicos de la zona así que deberá poseer un transformador de potencia suficiente y la posibilidad de colocar celdas de entrada de línea en el interior del edificio de control de la subestación.

La subestación transformadora 20/66 kV, contará con un transformador de potencia de 40 MVA, y se diseñará asociando las entidades siguientes:

Posiciones

- Posición de 66 kV
- Posición de 20 kV
- Posición de transformación

Equipos

- Sistema de control
- Sistema de protecciones
- Sistema de servicios auxiliares

7.1. Posición de 66 kV

La posición será de tipo exterior convencional, de simple barra, y estará constituida por:

- Una posición de línea.
- Una posiciones de primario de transformador de potencia.
- Una posición de barras.

La posición de línea estará constituida por:

- 1 interruptor automático o disyuntor 1.250 A y 25 kA.
- 1 seccionadores de 1250 A.
- 1 seccionador de puesta a tierra de 1250 A.
- 3 transformadores de intensidad 600-1200/5-5 A.
- 3 transformadores de tensión 66: $\sqrt{3}/0'$ 11: $\sqrt{3}-0'$ 11: $\sqrt{3}$ kV.

Las posición de primario del transformador de potencia estarán constituidas por:

- Un interruptor tripolar 630 A, 25 kA. Este interruptor automático actuará de interruptor frontera de la planta eólica que evacua a través de esta posición y sobre él actuarán las protecciones que se describirán posteriormente.
- Un seccionador tripolar de 630 A con puesta a tierra.
- Un transformador de intensidad 200-400/5-5-5 A destinado a la medida, protección y facturación.
- 2 juegos de tres transformadores de tensión cada uno 66: $\sqrt{3}/0'$ 11: $\sqrt{3}$ V, conectados fase-tierra y situados a ambos lados del interruptor frontera. El juego instalado en el lado de línea, se dedicará a la protección, mientras que el instalado después del interruptor dispondrá de un secundario dedicado exclusivamente para la medida de facturación.

La posición de barras estará constituida por:

- Un transformador de tensión 66: $\sqrt{3}/0'$ 11: $\sqrt{3}-0'$ 11: $\sqrt{3}$ kV como medida de protección ante posibles desconexiones de las líneas.

7.2. Posiciones de 20 kV

Estas posiciones serán de tipo cabinas de interior, con un esquema de simple barra con 1

barra para la evacuación de los parques, y estará constituida por:

- Tres posiciones de línea.
- Una posición de secundario de transformador de potencia.
- Tres posiciones de medida.
- Una posición de primario de transformador de servicios auxiliares.

Las cabinas serán del fabricante MESA, al igual que las pertenecientes a los centros de transformación propios de los aerogeneradores. Se pasa a continuación a la descripción de cada tipo de cabina según su función.

Cada una de las posiciones de línea estará constituida por una celda de interruptor automático conteniendo en su interior los siguientes elementos, que se representan esquemáticamente en la Figura 17:

- 1 interruptor automático de 1250 A, 25 kA.
- 1 seccionador tripolar con puesta a tierra 630 A.
- 3 transformadores de intensidad 300-600/5-5 A de doble secundario, potencia de precisión de 15 VA en cada uno de los secundarios y clase 0,5 el secundario utilizado para medida y clase 10P2 el secundario utilizado para protecciones.
- 1 transformador de intensidad toroidal 20/1 A.
- Relés homologados para la realización de las funciones 51, 51N, 51G, 51X y 79 sobre sus respectivos interruptores automáticos.

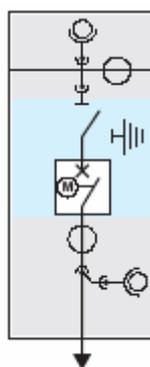


Figura 17. Esquema Unifilar de la celda de línea

Tanto el valor de la corriente nominal del seccionador como el poder del corte del interruptor automático se dimensionan en función de la corriente nominal que circula por cada uno de los tres circuitos que cubren el parque. El máximo valor de esta corriente según la Memoria de Cálculo de este proyecto es 181.26 A, valor claramente inferior a los 630 A de calibre del seccionador.

La posición del primario del transformador de servicios auxiliares estará constituida por una celda prefabricada de protección por fusibles, conteniendo en su interior los siguientes componentes que se representan esquemáticamente en la Figura 18:

- 1 interruptor-seccionador de 3 posiciones y mando manual.
- 3 fusibles combinados (calibre 200 A).

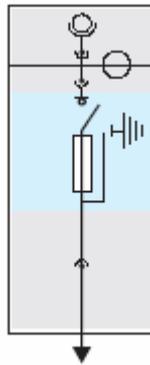


Figura 18. Esquema Unifilar celda de posición del primario del transformador de SSAA

Las posiciones de medida estarán constituidas por una celda de medida que contendrá:

- 3 transformadores de tensión $22 : \sqrt{3} / 0.11 : \sqrt{3} - 0.11 : \sqrt{3}$ kV de doble secundario, empleados para medidas de la subestación y como elemento de protección.

La posición del secundario del transformador de potencia estarán constituidas por una celda prefabricada de interruptor automático que estará constituido por los siguientes elementos que se representan esquemáticamente en la Figura 19:

- 1 interruptor tripolar de 1250 A.
- 1 seccionador tripolar con puesta a tierra de 1250 A.
- 3 transformadores de intensidad 600-1200/5-5 A de doble secundario, empleado como medida y protección.

- 3 transformadores de tensión 66: $\sqrt{3}$ /0' 11: $\sqrt{3}$ -0' 11: $\sqrt{3}$ kV de doble secundario, empleados para medidas de la subestación y como elemento de protección.

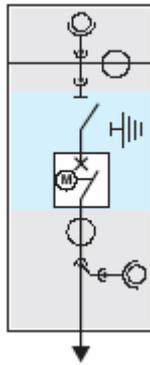


Figura 19. Esquema Unifilar de la celda de protección del secundario del trafo de potencia

Por esta celda circulará el total de la corriente generada en el parque eólico objeto de este proyecto, así como la generada por cualquier otro parque eólico que pueda utilizar esta misma subestación. El edificio de control de la misma posee espacio suficiente para la ampliación de posiciones de salida de línea de 20 kV. Por lo tanto, la celda de protección del transformador ha de ser capaz de conducir el total de la corriente generada por los parques. Si el total de la corriente generada por el parque objeto de estudio es de 424.34 A y el calibre de la celda es de 1250 A, aún pueden circular por la misma 825.66 A.

7.3. Posición de Transformación

La posición de transformación está constituida por:

- 1 transformador 66/20 kV, 40 MVA, dotado de las siguientes protecciones propias: Temperatura y Buchholz.
- 3 pararrayos unipolares 66 kV, 10 kA con contador de descargas.
- 3 pararrayos unipolares 24 kV, 10 kA.
- 1 resistencia de puesta a tierra de 30-40 ohmios.
- 1 transformador de intensidad de protección de cuba 150/5 A.
- 1 transformador de intensidad de protección de tierra 60-120/5 A de doble secundario.

7.4. Posición de SSAA

Estará constituido por:

- 1 transformador de servicios auxiliares 100 kVA, 20/0,4 kV.

- 1 seccionador con fusible 200 A.

7.5. Actuaciones e instalaciones diversas

Entre las labores que han de realizarse para la obra civil de la subestación, primeramente se debe explanar el terreno a una única cota de altimetría. Todo el recinto de la Subestación irá cercado por una malla metálica con postes de aluminio sobre bordillo de hormigón en masa, accediéndose a la instalación mediante una puerta de 5m de luz. La recogida de aguas pluviales se efectuará por medio de colectores formados por cunetas y tuberías de cemento de distintos diámetros. A los colectores se conducirán todas las aguas pluviales de viales, galería de cables de control y las correspondientes a las explanadas del sistema eléctrico.

Para la cimentación de las estructuras, la obra a realizar consiste en construir los cimientos soporte de las estructuras metálicas. Son del tipo prismático de hormigón en masa tipo H-200. Los anclajes de la estructura metálica se realizarán mediante barras corrugadas roscadas, embebidas en el hormigón.

Para el tendido de cables de control desde los aparatos eléctricos hasta los paneles de protección y control, se ha previsto una red de galerías de cables y tuberías con sus correspondientes arquetas de registro.

Las zanjas de cables serán del tipo acequia de 0,8 m con tapas de hormigón aligerado de 1 m. Para el apoyo de los cables de control se colocarán unas pequeñas losas de hormigón de modo que el agua discurra por la parte inferior de la galería hasta los colectores de desagüe.

Junto al transformador se realizará un foso de recogida de aceite dimensionado para albergar toda la capacidad de un transformador de 40 MVA, en caso de derrame del aceite del mismo. Asimismo, el transformador se instalará sobre una bancada provista de vías de rodadura para su desplazamiento, con una canalización para la recogida de aceites.

Todo el recinto de la Subestación estará protegido por un cierre de valla metálica para evitar el acceso a la misma de personas ajenas al servicio. La altura del cierre será de 2,25 m cumpliendo con lo especificado en el artículo 7º apartado B, del Reglamento de Estaciones

de Transformación en vigor, a estos efectos.