



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

PROYECTO TECNICO DE UN PARQUE EOLICO

Autor:
Burgos Burgos, Daniel

Tutor:
Frechoso Escudero, Fernando
Ingeniería Eléctrica

Valladolid, junio de 2020



PROYECTO TECNICO DE UN PARQUE EOLICO DE 25,2 MW



TRABAJO FIN DE GRADO





RESUMEN Y PALABRAS CLAVE

Resumen del proyecto

El trabajo fin de grado proyectado en este documento pretende diseñar y desarrollar un parque eólico en la provincia de Segovia. El documento consta de distintos capítulos los cuales pretenden analizar distintos aspectos del parque eólico.

Los dos primeros capítulos tratan de la energía eólica, desde su situación actual hasta un estudio del potencial eólico de la ubicación escogida. Además, establece la relación entre los resultados del potencial eólico obtenidos con el aerogenerador adecuado para la instalación.

El tercer capítulo junto con el anexo compone el cuerpo del proyecto, donde se plantean todos los diseños, metodología y cálculos necesarios para la instalación eléctrica del parque eólico.

Por último, en el capítulo cuarto se plantea un breve estudio económico del parque eólico que permite conocer la viabilidad de la instalación.

Palabras clave

Energía Eólica, Proyecto de Parque Eólico

Abstract

The project designed in this document aims to design and develop a Wind farm in Segovia. The document consists of different chapters which objective is to analyze different aspects of the Wind farm

The first two chapters deal with the wind energy, from its current situation to a complete study of the Wind potential of the chosen location. Moreover, it establishes the relationship between the wind potential results and the wind turbine that fits best with the installation.

The third chapter along the annexes documents make up the body of the project, where all the designs, methodology and calculations necessary to develop the electrical installation of the wind farm are included.

Finally, in the fourth chapter, a brief economic study is introduced, this helps assess the viability of the wind farm.

Keywords

Wind Power, Wind farm project



PROYECTO TECNICO DE UN PARQUE EOLICO DE 25,2 MW



TRABAJO FIN DE GRADO





INDICE

1. Introducción y objetivos	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos.....	3
2. Estudio eólico.....	4
2.1 Introducción	4
2.2 La energía eolica en españa y el mundo.....	4
2.3 Ubicación del parque eólico	8
2.4 Estudio del potencial eólico	9
2.5 Elección del aerogenerador	14
2.6 Impacto ambiental del parque.....	16
3. Instalación eléctrica	16
3.1 Introducción	16
3.2 Instalación eléctrica en los aerogeneradores.....	16
3.2.1 Transformador interno del aerogenerador	17
3.2.2 Celdas de media tension	18
3.2.3 Aparamenta eléctrica y equipos de protección en media tensión.....	25
3.2.4 Puesta a tierra del aerogenerador	29
3.3 Red subterránea de media tensión	29
3.3.1 Descripción red subterránea de media tensión.....	29
3.3.2 Cálculo conductores subterráneos	31
3.4 Subestación transfromadora	35
3.4.1 Introducción	35
3.4.2 Instalación eléctrica de media tensión (30kV).....	35
3.4.3 Transformador de potencia 30/132 kV.....	47
3.4.4 Instalación eléctrica de alta tensión (132kV).....	48
3.4.5 Instalación de tierras en la subestación.....	53
4. Estudio económico del parque	54
4.1 Costes del parque eólico	54
4.1.1 Costes de inversión	54



4.1.2	Costes de explotación	56
4.2	Ingresos de la instalación.....	58
4.3	Estudio de viabilidad económica	60
4.3.1	VAN.....	63
4.3.2	TIR.....	64
4.3.3	Amortización	65
5.	Anexo 1 : cálculo de conductores subterráneos.....	69
5.1	Cableado desde ag01 hasta la subestación	69
5.1.1.	Cableado tramo ag01-ag02.....	69
5.1.2	Cableado tramo ag02-ag03.....	74
5.1.3	Cableado tramo ag03-ag04.....	79
5.1.4	Cableado tramo ag04-ag05.....	84
5.1.5	Cableado tramo ag05-subestacion	89
5.2	Cableado desde ag12 hasta la subestación	94
5.2.1	Cableado tramo ag12-ag011	95
5.2.2	Cableado tramo ag11-ag09.....	100
5.2.3	Cableado tramo ag10-ag09.....	106
5.2.4	Cableado tramo ag09-ag08.....	111
5.2.5	Cableado tramo ag08-ag07	116
5.2.6	Cableado tramo ag07-ag06.....	121
5.2.7	Cableado tramo ag06-subestación	126
6.	Conclusiones.....	132
7.	Referencias y bibliografía.....	134





INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ranking de países por potencia eólica instalada acumulada en MW (Asociación Empresarial Eólica)	1
Figura 2 : Evolución potencia eólica instalada en el mundo en MW (Asociación Empresarial Eólica).....	5
Figura 3 : Evolución potencia eólica anual instalada en el mundo en GW (Global Wind Energy Council)	5
Figura 4 : Potencia eólica Onshore instalada anualmente en GW (Global Wind Energy Council).....	6
Figura 5 : Potencia eólica Offshore instalada anualmente en GW (Global Wind Energy Council).....	6
Figura 6 : Evolución potencia eólica anual instalada en España en MW (Asociación Empresarial Eólica).....	7
Figura 7: Evolución potencia eólica anual instalada en España según comunidades autónomas en MW (Asociación Empresarial Eólica).....	7
Figura 8 : Localización del parque eólico.....	8
Figura 9 : Ubicación de los aerogeneradores	9
Figura 10 : Diferentes funciones de densidad de Weibull (Caracterización del viento).....	11
Figura 11 : Diferentes perfiles de velocidad del viento según emplazamiento (Caracterización del viento)	12
Figura 12 : Distribución del viento según la velocidad	14
Figura 13 : Curva de potencia SG 2.1-114	15
Figura 14 : Características celdas de media tensión (MESA, 2013).....	19
Figura 15 : Configuraciones celdas de media tensión	21
Figura 16 : Celda de protección del transformador (MESA, 2013)	22
Figura 17 : Celda entrada de línea (MESA, 2013)	24
Figura 18 : Características técnicas interruptor-automático (MESA, 2013)	26
Figura 19 : Características técnicas interruptor-seccionador (MESA, 2013).....	27
Figura 20 : Características técnicas seccionador de puesta a tierra (MESA, 2013)....	28
Figura 21 : Celda entrada de línea (MESA, 2011)	38
Figura 22 : Celda protección del transformador (MESA, 2011).....	39
Figura 23 : Celda servicios auxiliares (MESA, 2011)	41
Figura 24 : Distribución de la inversión de capital en un parque eólico terrestre (Asociación Empresarial Eólica)	55
Figura 25 : Costes de inversión en un parque eólico terrestre (International Renewable Energy Agency, 2012)	55
Figura 26 : Costes de explotación en un parque eólico terrestre (Asociación de Empresas de Mantenimiento de Instalaciones Renovables).....	57
Figura 27 : Horas equivalentes en España a 80 metros (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).....	59



Figura 28 : Representación gráfica del TIR (Economipedia) 65





INDICE DE TABLAS

Tabla 1 : Distribución del viento según la velocidad.....	13
Tabla 2 : Clasificación de los aerogeneradores	20
Tabla 3 : Resumen cableado tramo desde AG01 hasta la subestación	34
Tabla 4 : Resumen cableado tramo desde AG12 hasta la subestación	34
Tabla 5 : Inversión de capital en el parque eólico terrestre.....	54
Tabla 6 : Costes de inversión en un parque eólico terrestre.....	56
Tabla 7 : Costes de explotación primer año en un parque eólico terrestre	57
Tabla 8 : Precio de la energía de los últimos años	58
Tabla 9 : Ingresos de la instalación.....	60
Tabla 10 : Flujos de caja del parque eólico	62
Tabla 11 : TIR del proyecto	65
Tabla 12 : Características tramos desde AG01 hasta la subestación.....	69
Tabla 13 : Características tramos desde AG12 hasta la subestación.....	95



PROYECTO TECNICO DE UN PARQUE EOLICO DE 25,2 MW



TRABAJO FIN DE GRADO





1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS

1.1. INTRODUCCION

La producción de energía eléctrica ha ido cambiando al igual que la sociedad o la industria, sin embargo, la electricidad se ha establecido como la base en el desarrollo humano, es decir, un elemento que es necesario en todos los ámbitos que se conocen. Debido a esto, se ha tenido que ir adaptando a los pensamientos de la sociedad, los cuales se han centrado en la sostenibilidad y reducción de la contaminación ambiental. A mayores, ha crecido el conocimiento del posible fin de los combustibles fósiles, los cuales han sido utilizados como elemento principal en la generación de energía eléctrica, aumentando la necesidad de buscar un mundo más sostenible y eficiente.

Desde mediados del siglo pasado, se han buscado sistemas de producción energética más respetuosos con el medio ambiente, intentando aprovechar los recursos ilimitados de los que se dispone. Esta búsqueda se ha producido de forma distinta según los distintos países, dependiendo principalmente del desarrollo económico que poseen. Este hecho se puede observar en los distintos rankings en potencia instalada, observando como los principales productores son las grandes potencias mundiales.

	2018
China	211.392
Estados Unidos	96.665
Alemania	59.311
India	35.039
España	23.484
Reino Unido	20.970
Francia	15.309
Canadá	12.805
Brasil	14.702
Italia	9.958
Resto del mundo	90.788

Figura 1: Ranking de países por potencia eólica instalada acumulada en MW (Asociación Empresarial Eólica)



Todo lo comentado hasta ahora representa parte de la realidad en el sector eléctrico, solo hay que observar el día a día como se fomenta este tipo de instalaciones renovables respecto a las convencionales. Sin embargo, es necesario comparar el coste de producción entre las distintas tecnologías en un mundo donde los combustibles fósiles se encuentran en decadencia e incrementando el precio de forma desmesurada. Es aquí donde las energías renovables están tomando ventaja de forma continuada debido al decremento de los precios en la tecnología utilizada y el ahorro que se produce en materia prima.

La principal tecnología utilizada en el siglo pasado caracterizada como renovable fue la hidroeléctrica. Ésta sigue siendo un pilar en la producción de energía eléctrica en muchos lugares, sin embargo, el crecimiento de este tipo de instalaciones se encuentra estancado debido a la escasez de ubicaciones adecuadas. Además, el uso de grandes centrales como las hidroeléctricas han generado grandes núcleos de generación eléctrica de los cuales depende muchísima sociedad. En una búsqueda de distribuir la generación en múltiples lugares, las tecnologías renovables como la eólica o la solar permiten la instalación de pequeñas plantas generadoras alrededor del conjunto de la sociedad.

En la actualidad, el desarrollo en la producción de energía eléctrica caracterizada como renovable se produce en el sector solar y eólico, siendo este último el estudiado en este proyecto. Ambos se encuentran en crecimiento, siendo el recurso eólico el más utilizado hasta ahora debido a un mayor desarrollo en las tecnologías utilizadas. El principal problema de la energía solar es el rendimiento de las instalaciones, asumiendo grandísimas pérdidas provocadas por estos rendimientos.

El recurso eólico se encuentra como piedra angular en la producción de energía eléctrica durante próximas décadas debido a su gran desarrollo, el uso de grandísimos aerogeneradores y la gran eficiencia que presentan respecto a otras tecnologías. Aunque en los últimos años se está experimentando un aumento en las instalaciones eólicas en el mar u Offshore, la mayoría se encuentran instaladas en tierra. En el futuro se espera un equilibrio entre las dos tipos de instalaciones debido a las grandes ventajas que se obtienen en instalaciones Offshore, donde su principal problema es el enorme coste económico que se produce para evitar los efectos adversos que aparecen en los ambientes de trabajo.

Toda instalación y en especial aquellas de gran calibre como la planteada requieren del estudio de distintos campos para realizar el proyecto completo que pueda definir correctamente la instalación. Este proyecto se ha centrado en el aspecto eléctrico de la instalación. En el caso de llevar a cabo la instalación planteada, sería necesario el estudio del resto de ámbitos, en especial la obra civil. Los parques eólicos requieren de grandes trabajos del terreno, desde la creación de la cimentación del parque hasta las zanjas para la introducción de los conductores.



La instalación planteada, al igual que otras instalaciones generadoras de electricidad, se llevará a cabo en el caso de obtener un estudio económico positivo. Por esta razón, la introducción de un estudio económico en el proyecto es obligatorio. Este aspecto depende principalmente del precio de venta de la energía producida, es decir, es necesario conocer la energía que se prevé producir anualmente, requiriendo un estudio del potencial eólico de la ubicación. Estos dos estudios están directamente relacionados y deben de ser resueltos.

1.2. OBJETIVOS

Los objetivos principales de este proyecto se centran en el estudio y desarrollo del parque eólico en las proximidades de Aldeanueva de la Serrezuela, centrándose especialmente en los aspecto eléctricos de las instalaciones.

El primer objetivo en todo estudio de un parque eólico es conocer el potencial eólico de la ubicación elegida. En el proyecto planteado se examinarán todos los sistemas disponibles que permitan analizar el potencial eólico de la zona. Los resultados obtenidos al resolver este primer problema son de especial importancia a la hora de conocer la viabilidad económica de la instalación.

El segundo objetivo trata de los aspectos eléctricos de la instalación, desde la instalación interna de los doce aerogeneradores hasta la subestación del parque pasando por el cableado subterráneo. Los equipos instalados deben incluir márgenes de seguridad que garanticen el correcto funcionamiento del sistema.

El desarrollo eléctrico de la instalación se divide en tres instalaciones distintas que se observan en toda instalación eólica y que se plantean según las siguientes descripciones:

- El primer aspecto de la instalación evalúa los centros de transformación en el interior de los aerogeneradores. Estos se encargan del control de la transformación de 0,690kV a 30kV y las distintas conexiones con los aerogeneradores más cercanos, pudiendo trabajar con distintas secciones. Además, los centros interiores equipan todos los elementos de protección, medida y control, destacando estos dos últimos por ser de carácter telemático.
- El segundo aspecto eléctrico describe el cableado subterráneo, examinando tramo a tramo las posibles soluciones que permiten cumplir con las condiciones técnicas establecidas en los reglamentos.
- El tercer y último aspecto evalúa la subestación principal del parque, encargada de evacuar la energía eléctrica al punto de conexión previsto en la localidad de



Cantalejo (Segovia). Al igual que los centros de transformación de los aerogeneradores, este equipamiento toda la aparamenta necesaria. Esta instalación trabaja con tensiones de 30/132 kV, requiriendo de instalaciones de gran tamaño, optando por una subestación intemperie con equipos de extinción basados en SF₆.

El tercer objetivo principal es examinar y comparar la viabilidad económica del parque eólico proyectado. Los resultados finales de este análisis introducen y describen información suficiente para rechazar o aceptar el proyecto.

2. ESTUDIO EOLICO

2.1 INTRODUCCION

La energía eólica ha experimentado un auge en su aprovechamiento en las últimas décadas, sin embargo, es una forma de energía que se ha utilizado a lo largo de la humanidad en sus distintas formas. El auge proviene de la necesidad de aprovechar energías más sostenibles y limpias con el medio ambiente, evitando el uso de los combustibles fósiles como principal método de generación de energía.

El recurso eólico se encuentra alrededor de todos los lugares sin necesidad de adquirir la materia prima de otras zonas, permitiendo la generación distribuida de electricidad. Esta es la razón por lo que la energía eólica ha adquirido una especial importancia como base en la producción de energía eléctrica, sin embargo, la variabilidad en la fuente de energía imposibilita establecer la energía eólica como el único método de generación.

2.2 LA ENERGÍA EOLICA EN ESPAÑA Y EL MUNDO

La energía eólica ha experimentado un incremento enorme durante las últimas décadas debido a la necesidad de utilizar fuentes de energía más limpias y sostenibles. Las organizaciones mundiales han fomentado la creación de parques eólicos a través de múltiples ayudas o subvenciones. En el ámbito europeo, se han establecido cuotas de obligado cumplimiento a través de energías limpias o renovables, siendo la energía eólica la base de estas cuotas.

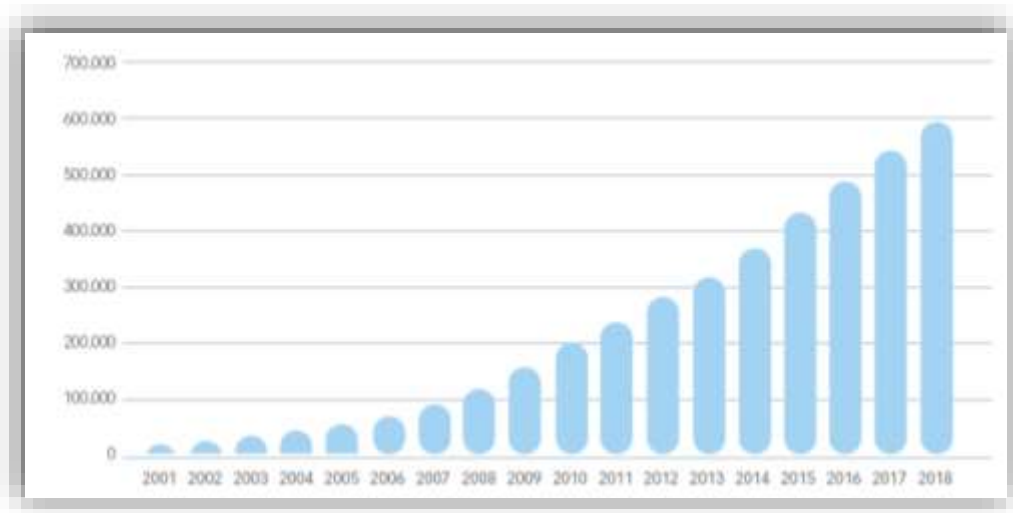


Figura 2 : Evolución potencia eólica instalada en el mundo en MW (Asociación Empresarial Eólica)

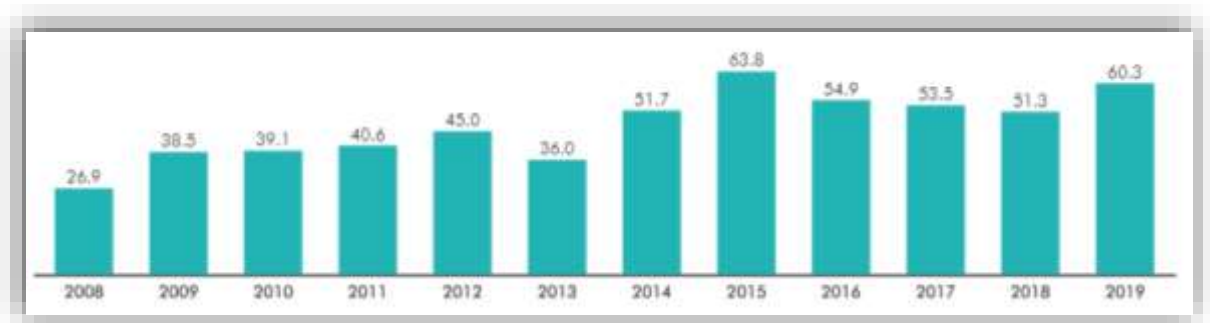


Figura 3 : Evolución potencia eólica anual instalada en el mundo en GW (Global Wind Energy Council)

La importancia de la energía eólica en el mundo se ve reflejada en la figura 1 y figura 2, donde el crecimiento se ha mantenido año tras años alcanzando valores considerables. La energía eólica se ha instalado principalmente en las últimas dos décadas, permitiendo prever una gran importancia en las próximas décadas. Sin embargo, la implantación de esta energía se debe de analizar desde dos puntos de vista distintos, según sean instalaciones en tierra o en el mar.

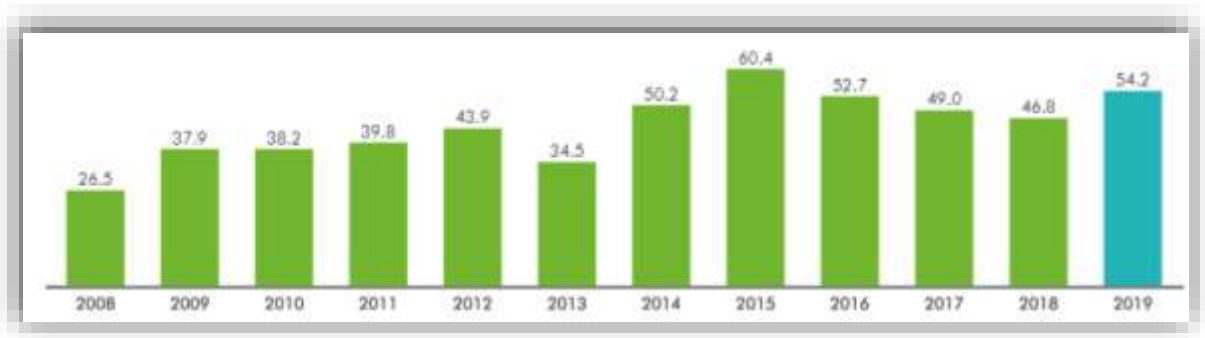


Figura 4 : Potencia eólica Onshore instalada anualmente en GW (Global Wind Energy Council)

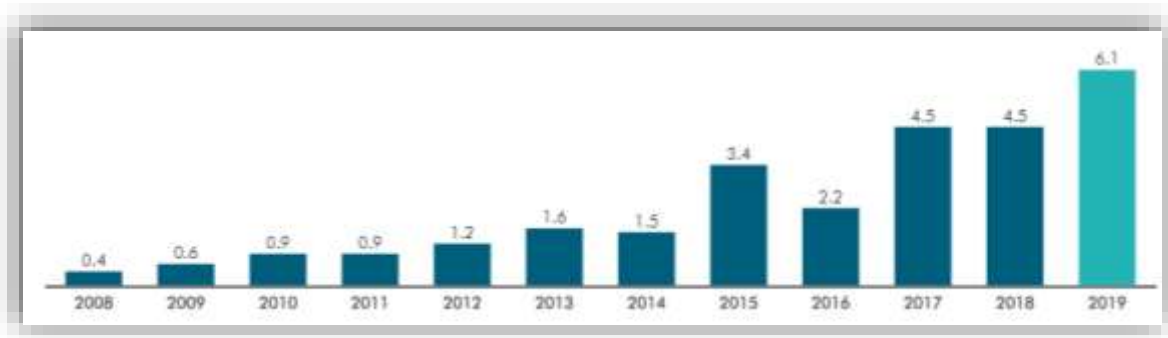


Figura 5 : Potencia eólica Offshore instalada anualmente en GW (Global Wind Energy Council)

Analizando las gráficas expuestas en las figuras 4 y 5 respectivamente se observa un crecimiento en instalaciones Onshore estable mientras las instalaciones Offshore se encuentran en pleno auge. Las expectativas de este último tipo de parque en el futuro son muy positivas, alcanzando valores superiores respecto a las Onshore. Este proceso tardará décadas debido a las distintas desventajas que presentan, principalmente económicas.

Respecto a la energía eólica en España, esta ha sufrido un claro estancamiento en los últimos años debido a la reducción de subvenciones y criterios variables a los que se ha visto sometido. Sin embargo, como ya se ha comentado antes, Europa ha obligado a los distintos países a garantizar cuotas de generación eléctrica a través de energías renovables, provocando el aumento de este tipo de instalaciones, en especial eólicas.

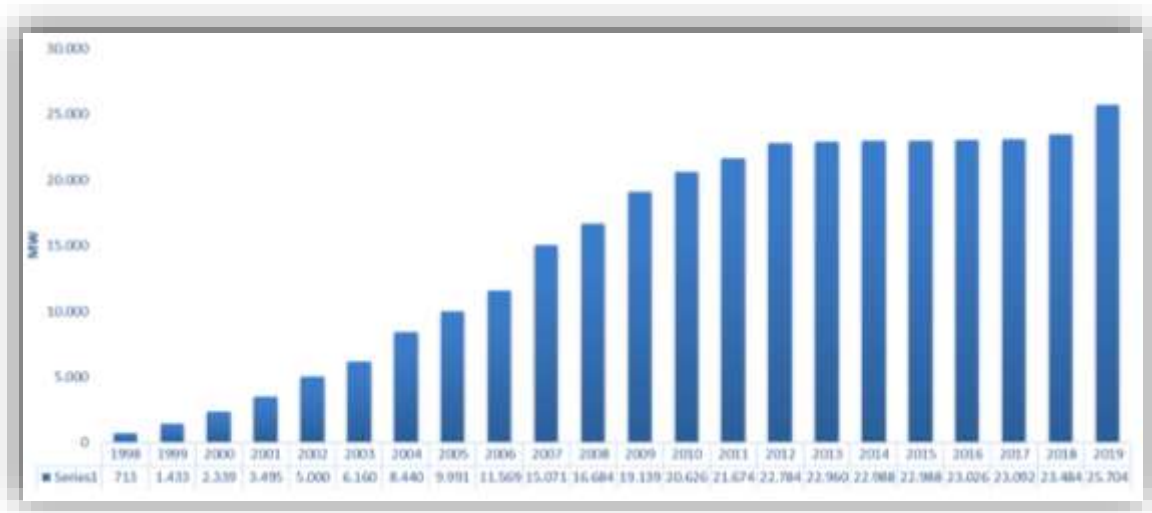


Figura 6 : Evolución potencia eólica anual instalada en España en MW (Asociación Empresarial Eólica)

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Nueva potencia 2019 (MW)	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Potencia a 31/12/2019 (MW)
Castilla y León	461	5.595	6.056
Castilla-La Mancha	0	3.817	3.817
Galicia	416	3.422	3.814
Andalucía	124	3.331	3.455
Aragón	1.102	2.002	3.104
Cataluña		1.271	1.271
C. Valenciana		1.189	1.189
Navarra	85	1.004	1.089
Asturias		518	518
La Rioja		447	447
Murcia		262	262
Canarias	16	431	447
País Vasco		153	153
Cantabria		38	38
Baleares		4	4
Extremadura	39	0	39
TOTAL	2.243	23.484	25.704

Figura 7: Evolución potencia eólica anual instalada en España según comunidades autónomas en MW (Asociación Empresarial Eólica)



Uno de los principales problemas de la energía eólica en España es su distribución en los distintos territorios, la cual se encuentra claramente desequilibrada debido a las distintas orografías que existen.

2.3 UBICACIÓN DEL PARQUE EOLICO

El parque eólico se ha previsto instalar en la provincia de Segovia, más concretamente en las mediaciones de Aldeanueva de la Serrezuela. Esta instalación prevé hacer uso de un cerro existente que permitiría aumentar la altura de los molinos y conseguir mejores rendimientos a través de condiciones de viento óptimas.

La instalación eólica se encuentra en un cerro y se agrupan a través de dos conductores subterráneos que recogen la energía de los doce aerogeneradores y la transfieren a la subestación general del parque.



Figura 8 : Localización del parque eólico

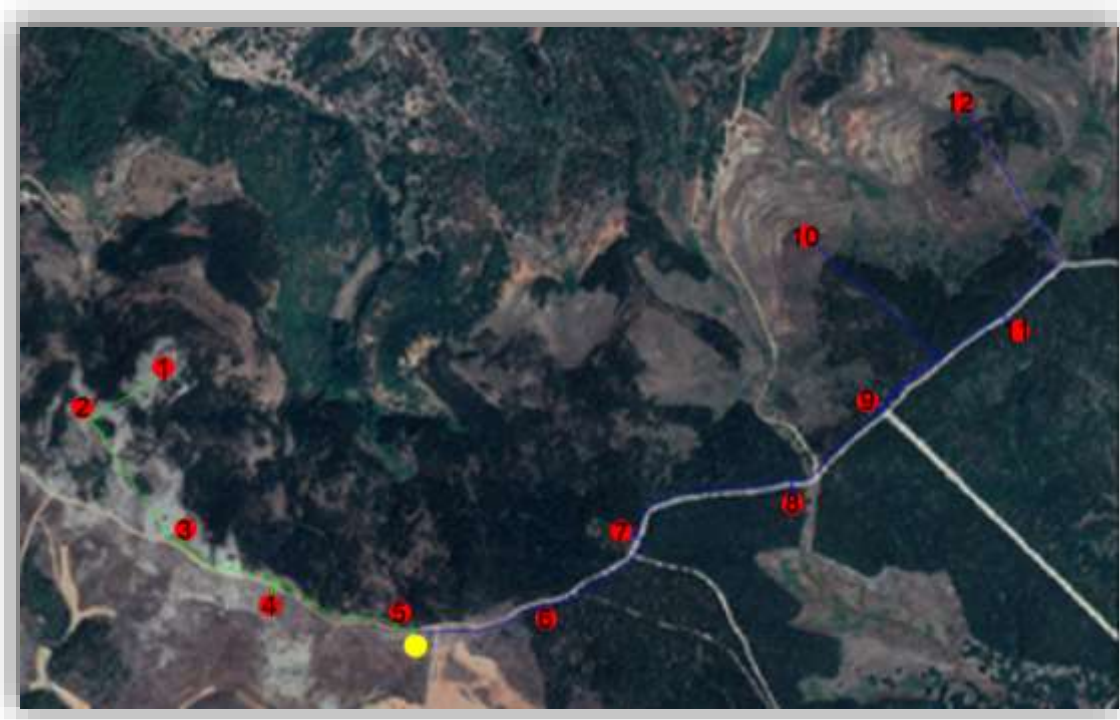


Figura 9 : Ubicación de los aerogeneradores

Los aerogeneradores (puntos rojos) se han instalado manteniendo distancias de más de 100 metros entre el resto de los aerogeneradores, buscando distancias mínimas de 200 metros para reducir el posible efecto estela que pueda aparecer. Este efecto provoca grandísimas pérdidas de energía en los aerogeneradores por lo que sería interesante utilizar programas de simulación que permitan conocer más profundamente las pérdidas.

Los tramos subterráneos de la subestación (línea verde y azul) no recogen el mismo número de aerogeneradores, teniendo diferentes secciones en la entrada a la subestación (punto amarillo). Esta diferencia tiene efectos en las celdas de media tensión de la subestación, instalando equipos de mayor tamaño y protección en el caso que fuese necesario.

2.4 ESTUDIO DEL POTENCIAL EOLICO

La viabilidad de un parque eólico depende principalmente de la posible energía eléctrica que se pueda inyectar a la red gracias a los aerogeneradores. Esta generación depende principalmente de la velocidad del viento, aunque no es el único factor que influye. Otro factor importante es el área recorrido por las palas de los aerogeneradores,



es decir, depende de la longitud de las palas. Esta última condición, aunque afecta a la producción energética, su importancia es considerablemente menor a la de la velocidad.

El parque eólico se ha proyectado en la ubicación indicada una vez realizado el estudio eólico de la zona. Los datos se han obtenido a través de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), haciendo uso de la base de datos abierta existente. Para conocer los valores se estudió la estación instalada en las proximidades de Aldeanueva de la Serrezuela.

Un estudio adecuado del potencial eólico se debería de realizar a través de torres de medición durante un largo periodo de tiempo, es decir, obtener los parámetros del viento necesarios a través de una torre de medición a la altura prevista de instalación de los aerogeneradores. Sin embargo, no se ha dispuesto de este tipo de instalación, teniendo que extrapolar los datos obtenidos a las alturas que la instalación presenta, teniendo que conocer el comportamiento del viento.

La velocidad del viento en una ubicación a lo largo de un periodo de tiempo suficiente se puede aproximar a través de funciones y estudios estadísticos. La función que describe los valores se conoce como distribución de Weibull, donde los distintos parámetros de los que depende vienen de las características de la zona estudiada, teniendo que realizar estudios más profundos.

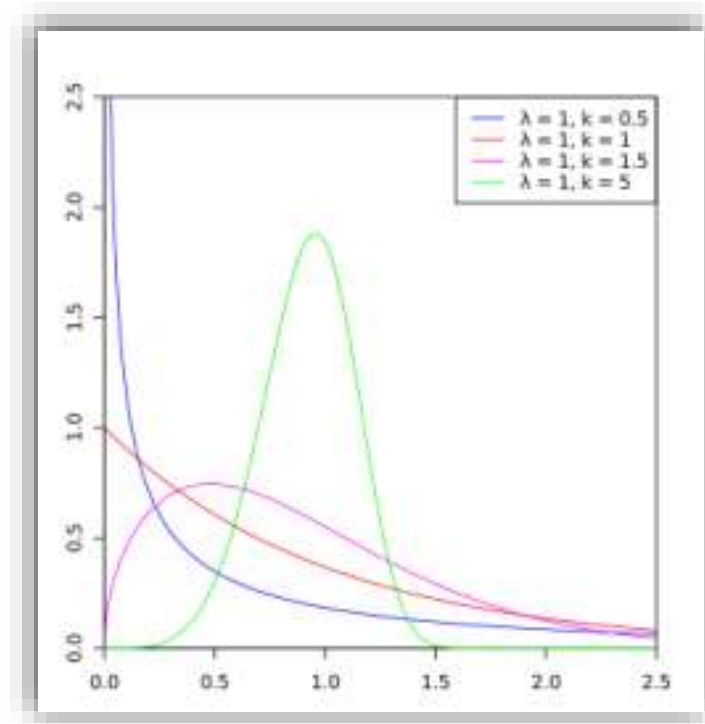


Figura 10 : Diferentes funciones de densidad de Weibull (Caracterización del viento)

$$f(x; \lambda; k) = \begin{cases} 0, & x < 0 \\ \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}, & x \geq 0 \end{cases}$$

con $k, \lambda > 0$

k : parámetro de forma (>0)

λ : parámetro de escala (>0)

En este proyecto, se ha realizado la distribución de Weibull a la altura del aerogenerador, teniendo que extrapolar los datos a la altura del aerogenerador (125 metros). Para ello, se ha recurrido a fórmulas experimentales que permiten esta aproximación, en este caso, la Ley Exponencial de Hellman.



$$v_h = v_{10} * \left(\frac{h}{10}\right)^a$$

h : altura del estudio (aerogenerador) en metros

a : rugosidad del terreno

v : velocidad del viento

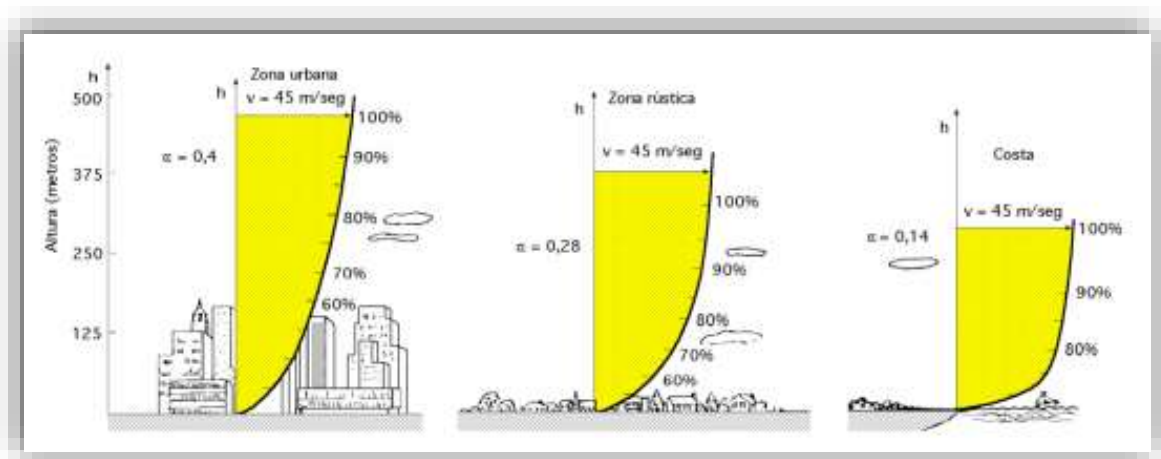


Figura 11 : Diferentes perfiles de velocidad del viento según emplazamiento (Caracterización del viento)

La rugosidad del terreno debe de ser medida en la ubicación elegida. Sin embargo, existen valores experimentales en función del tipo de terreno, permitiendo realizar aproximaciones adecuadas. El caso estudiado trata de una zona rústica o poco accidentada ($a = 0,18$).

- Llano con hielo o hierba = 0,08 a 0,12
- Llano (Costa) = 0,14
- Poco accidentado = 0,13 a 0,16
- Zona rústica = 0,2
- Accidentado o bosques = 0,20 a 0,26
- Muy accidentado y ciudad = 0,25 a 0,40



Los datos obtenidos de la base de datos de AEMET se extrapolan a la altura del aerogenerador, clasificando el viento en función de los rangos de velocidad establecidos. El estudio analiza los datos obtenidos en los últimos cinco años, reduciendo así la posibilidad de error.

Rango de velocidades (m/s)	Frecuencia	Probabilidad
< 3	0	0,00%
[3,4)	26	1,25%
[4,5)	36	1,73%
[5,6)	98	4,71%
[6,7)	145	6,97%
[7,8)	268	12,89%
[8,9)	189	9,09%
[9,10)	204	9,81%
[10,11)	246	11,83%
[11,12)	144	6,93%
[12,13)	112	5,39%
[13,14)	124	5,96%
[14,15)	111	5,34%
[15,16)	79	3,80%
[16,17)	51	2,45%
[17,18)	91	4,38%
[18,19)	32	1,54%
[19,20)	26	1,25%
[20,21)	16	0,77%
[21,22)	25	1,20%
[22,23)	11	0,53%
[23,24)	11	0,53%
[24,25)	15	0,72%
>25	19	0,91%
	2079	100,00%

Tabla 1 : Distribución del viento según la velocidad

Con los datos disponibles se puede generar la distribución de Weibull de la ubicación elegida, facilitando la elección del aerogenerador más adecuado para las condiciones existentes, es decir, los datos utilizados permiten realizar la correcta elección del aero-



generador, pero no la producción de energía real. En el caso de querer conocer la producción energética aproximada sería necesario obtener datos horarios y no diarios, reduciendo posibles errores en el cálculo.

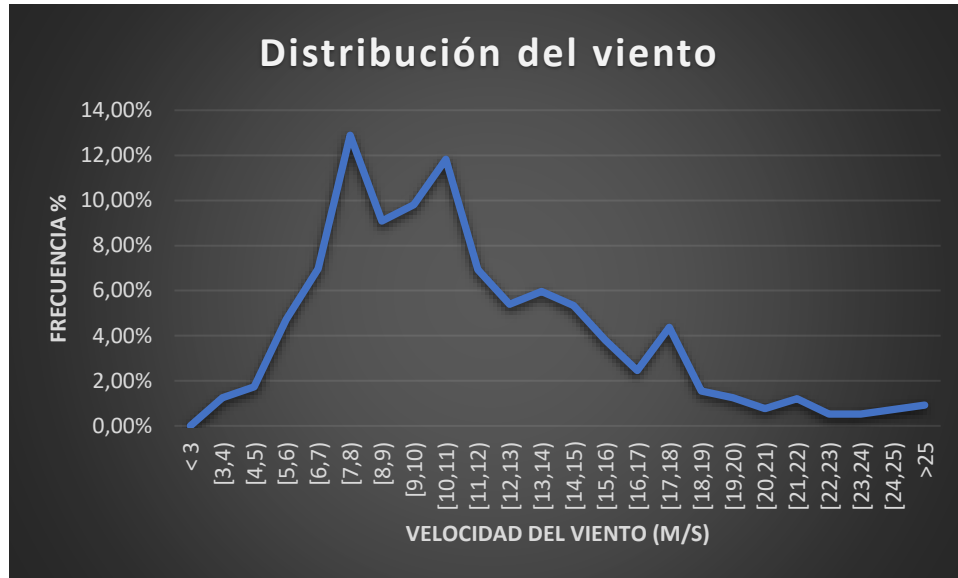


Figura 12 : Distribución del viento según la velocidad

Analizando la figura 12 que caracteriza el viento en la ubicación elegida, se puede observar la distribución de Weibull del viento, manteniendo las posibles variaciones o perturbaciones por el tamaño de la muestra de datos estudiados (dato diario durante cinco años).

2.5 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

El mercado está lleno de diferentes aerogeneradores en función de su potencia, tamaño, condiciones de funcionamiento, marcas, etc. Esta competitividad y diversidad en el mercado permite la elección del aerogenerador que más se adapte a las necesidades del parque.

La ubicación elegida no tiene limitaciones en cuanto a dimensiones por lo que se ha optimizado la elección en función del rango de velocidades existentes, buscando garantizar el mayor número de días funcionando a través del estudio eólico realizado en el capítulo anterior. Se terminó optando por el modelo SG 2.1-114 de Siemens Gamesa.



Según catálogo, sus características técnicas son:

- Modelo -----> SG 2.1-114
- Potencia -----> 2,1 MW
- Control -----> Pitch y velocidad variable
- Altura -----> 125 m
- Longitud palas -----> 56 m
- Tipo -----> Doblemente alimentado
- Nivel de tensión -----> 690 V AC
- Frecuencia -----> 50Hz
- Factor de potencia -----> 0,95
- Clase de protección -----> IP 54

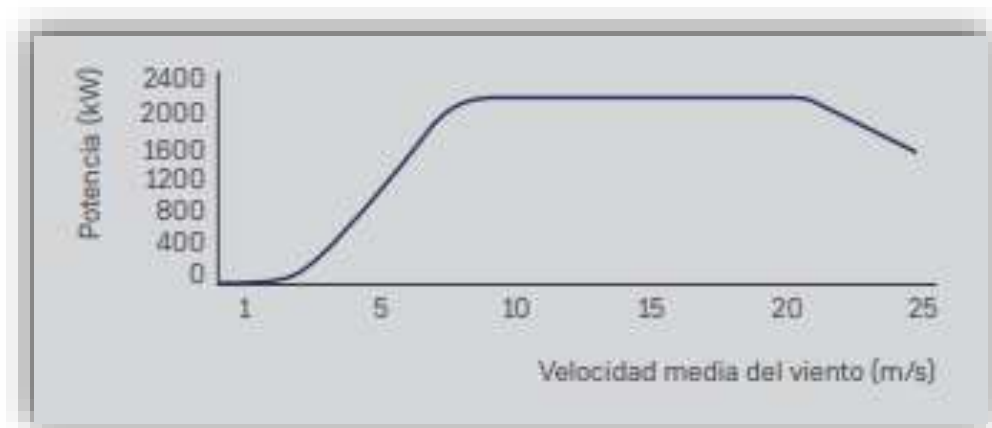


Figura 13 : Curva de potencia SG 2.1-114

La figura 13 indica las condiciones de funcionamiento del aerogenerador según la velocidad del viento. Este aerogenerador trabaja en un rango de velocidades muy amplio, sin embargo, tiene especial importancia la baja velocidad que necesita para comenzar a generar energía. La curva de funcionamiento del aerogenerador incluye el 99% de los datos de viento de los que se dispone, garantizando una mayor producción de energía eléctrica.



2.6 IMPACTO AMBIENTAL DEL PARQUE

El parque eólico se encuentra proyectado en una zona con una importante fauna, requiriendo un estudio del impacto ambiental mucho más profundo y que no se incluye en este proyecto.

El parque constará de todos los equipos necesarios para garantizar el menor impacto ambiental (ruido, impacto de aves, etc.) posible debido a su importante aportación energética sin producción de gases de efecto invernadero o de otro tipo.

3. INSTALACION ELECTRICA

3.1 INTRODUCCIÓN

La instalación eléctrica del parque tiene como función principal la de evacuar la energía generada en los aerogeneradores al sistema eléctrico general en las condiciones establecidas por el operador.

El parque eólico proyectado en el CERRO DE LA MIRA (Aldeanueva de la Serrezuela), está constituido por un total de 12 aerogeneradores cuya potencia nominal es de 2,1 MW con un coeficiente de potencia ($\cos \varphi$) de 0,95. Cada aerogenerador contará con un transformador en su góndola, transformando la energía obtenida a un tensión de 690V en una a 30kV. Además, en la base se instalarán todas las protecciones y celdas necesarias para realizar las conexiones.

La estructura del parque eólico requiere de trazados en media tensión a través de cables subterráneos. Estos recogen la energía de cada generador y la transporta a la subestación general del parque eólico, obteniendo una energía final adecuada al sistema eléctrico general.

El diseño de la subestación del parque y la tensión del circuito se hizo en función del punto de conexión previsto en la localidad de Cantalejo (Segovia), conexión establecida en barras de 132kV.

El estudio eléctrico del parque ha sido el objetivo principal del desarrollo de este trabajo fin de grado.

3.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN LOS AEROGENERADORES

Los aerogeneradores producen la energía en baja tensión (690V), lo que implica la circulación en conductores de una altísima corriente eléctrica, provocando unas pérdidas por efecto Joule inasumibles. La solución ante este problema es instalar centros de transformación elevadores de 0,690/30 kV en el interior de los aerogeneradores.



Estos centros se encuentran divididos en dos partes debido a la colocación del transformador en la góndola, mientras las celdas de media tensión y equipos de protección necesarios serán instalados en la base del aerogenerador. Los equipos necesarios serán incluidos en los sucesivos apartados.

Los centros de transformación en su totalidad siguen las pautas establecidas en el “*Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación*”.

3.2.1 TRANSFORMADOR INTERNO DEL AEROGENERADOR

El parque proyectado consta de doce aerogeneradores los cuales requieren de sus propios centros de transformación completos. Uno de los elementos principales elementos a la hora de diseñar el centros es el transformador, encargado de elevar la tensión desde el nivel de baja en el que se produce la energía hasta el nivel de alta. Según criterios de espacio y eficiencia, estos se colocarán en la góndola de los aerogeneradores, reduciendo las perdidas por efecto Joule.

Los transformadores instalados se basan en modelos ya existentes de 2,35MVA de la compañía ABB, reduciendo el coste de realizar uno desde el principio. Además, este transformador ya ha sido instalado en otros proyectos eólicos con aerogeneradores similares (**ABB**).

Según catálogo, sus características son las siguientes:

- Tipo -----> trifásico
- Potencia -----> 2,35MVA
- Nivel de alta tensión -----> 30kV
- Nivel de baja tensión -----> 0,690kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Grupo de conexión -----> Dyn5
- Tipo de aislamiento -----> seco (aire)
- Refrigeración -----> AN/AF
- Clase de aislamiento -----> F
- Nivel de aislamiento -----> 36kV
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70kV
- Nivel de ensayo a impacto de rayo -----> 170kV



- Regulación/Conmutación -----> $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$

Los transformadores dispondrán de todos los equipos de control necesarios para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento del sistema de forma telemática.

3.2.2 CELDAS DE MEDIA TENSION

Las celdas de media tensión proyectadas se instalarán en la base de los aerogeneradores a diferencia del transformador. Estas se encargarán de proteger la instalación eléctrica y realizar los enlaces oportunos entre los distintos aerogeneradores. Además, deben de evitar un uso inadecuado de los distintos sistemas, bloqueando cualquier tipo de manipulación interna si no se puede realizar de forma segura. Para ello, incluirán todos los enclavamientos oportunos.

Las celdas de media tensión utilizadas cumplirán con el reglamento ya citado en todos sus puntos, donde cada aerogenerador podrá disponer de distintos esquemas eléctricos. Esta estructura eléctrica dependerá del número de conexiones necesarias, es decir, en función de los conductores enlazados. Sin embargo, todas tendrán las mismas características técnicas, descritas en el catálogo del fabricante elegido (**MESA, 2013**).



		DVCAS 36 kV
Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL⁽¹⁾	(kA/1s)	20
Grado de protección		
Compartimento de MT	(IP)	67
Compartimentos BT y mandos**	(IP)	3X
Presión del gas de aislamiento SF6 a 20°C	(bar)	0.3
Temperatura de operación ⁽²⁾	(°C)	-40 a +40
Temperatura de almacenamiento	(°C)	-40/+50
Altitud ⁽³⁾	(m)	2000

Figura 14 : Características celdas de media tensión (MESA, 2013)

Las características en la figura 14 serán comunes a todos los módulos. Sin embargo, se instalarán tres tipos de módulos según su función a realizar. Los módulos podrán ser de salida de línea (1L), protección de transformación (1A) o de entrada de línea (OL). Las funciones de estas celdas son de maniobra con interruptor-seccionador, de protección con interruptor automático y de remonte a barras respectivamente.

El parque eólico proyectado en este trabajo establece tres tipos de aerogeneradores según su ubicación y conexiones realizadas en sus interiores. Los aerogeneradores pueden ser final de línea, intermedio o de confluencia.



Aerogenerador	Tipo de aerogenerador
AG01	Fin de línea
AG02	Intermedio
AG03	Intermedio
AG04	Intermedio
AG05	Intermedio
AG06	Intermedio
AG07	Intermedio
AG08	Intermedio
AG09	Confluencia
AG10	Fin de línea
AG11	Intermedio
AG12	Fin de línea

Tabla 2 : Clasificación de los aerogeneradores

En función del tipo de aerogenerador es necesario el uso de los distintos módulos citados anteriormente y que se expondrán más adelante. Siguiendo las recomendaciones de fabricante y el estudio realizado, optimizando el ahorro, espacio y seguridad, se optó por configuraciones estándar para cada tipo de aerogenerador.

- Aerogenerador de final de línea -----> 0L+1A
- Aerogenerador intermedio -----> 0L+1L+1A
- Aerogenerador de confluencia -----> 0L+2L+1A

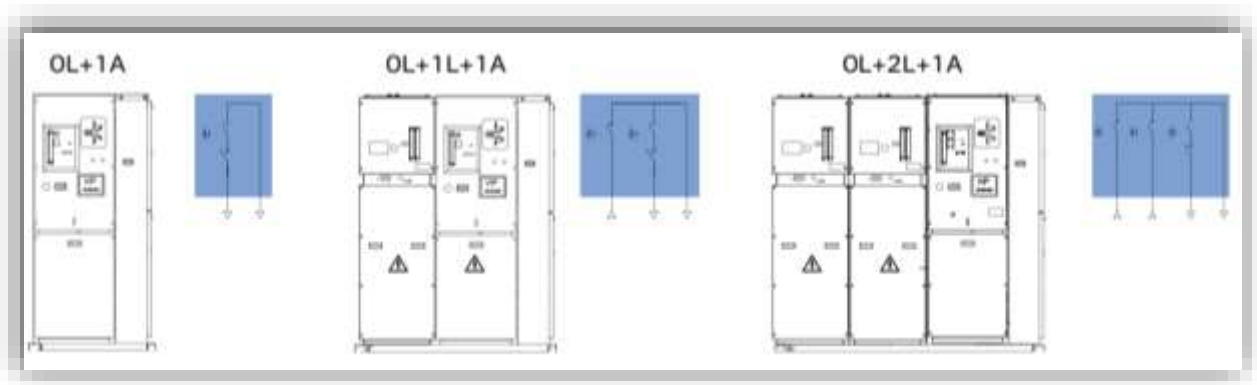


Figura 15 : Configuraciones celdas de media tensión

3.2.2.1 CELDA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR 0,690/30KV

Los elementos más costosos en la instalación eléctrica siempre son los motores y transformadores, exigiendo módulos individuales de protección. A pesar de la instalación de estos módulos en la base de los aerogeneradores, estos equipos incluyen sensores y equipos de control para garantizar la seguridad de los componentes, consiguiendo mayores niveles de protección.

Las celdas de protección instaladas permiten un correcto funcionamiento a pesar de perder la alimentación exterior gracias a su sistema de protección. Además, incluyen sistema de visualización total, facilitando la comprobación de la apareamiento interior.

La celda instalada esta compuesta por:

1. Bancada metálica
2. Compartimento de mecanismos de mandos y relés
 - 2.1. Mando del seccionador
 - 2.2. Mando del interruptor automático
 - 2.3. Relé de protección VIP
3. Compartimento de cables de media tensión
 - 3.1. Pasatapas para conexión de cables
 - 3.2. Tres sensores de intensidad de fase CRc
4. Cuba de SF₆ sellada de por vida
 - 4.1 Embarrado



4.2. Seccionador de tres posiciones

4.3. Interruptor automático de vacio

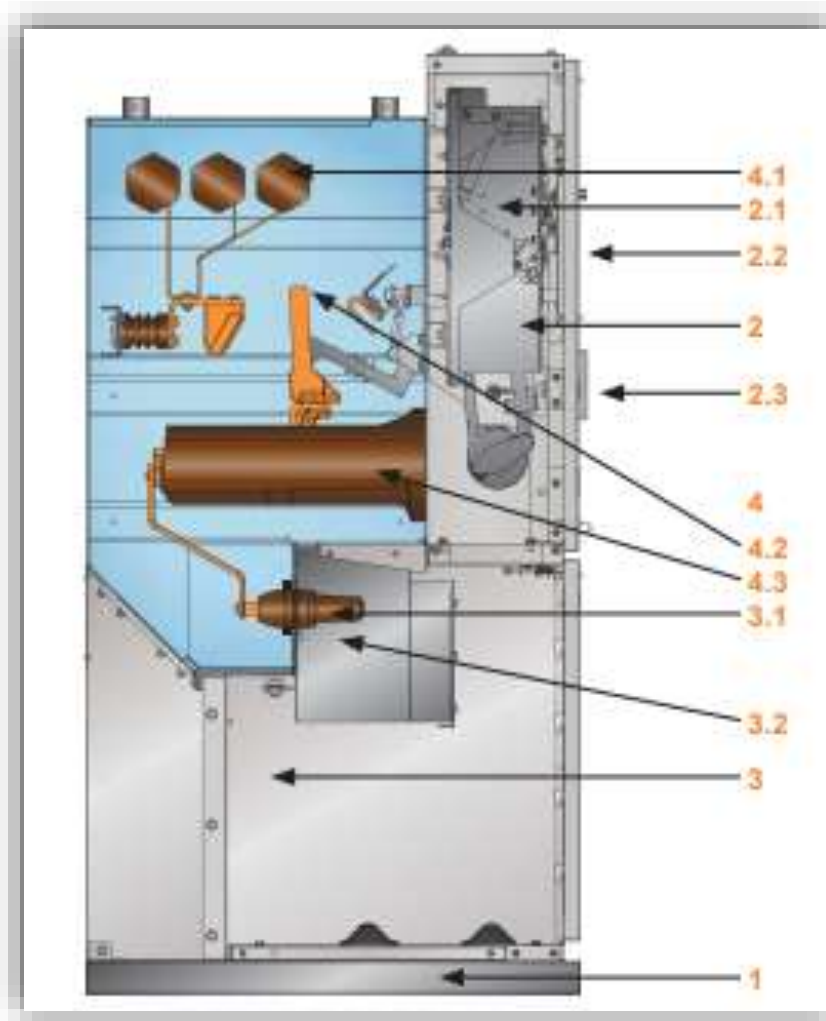


Figura 16 : Celda de protección del transformador (MESA, 2013)

La tecnología utilizada en la extinción de arco está sometida a normativas medioambientales muy severas, pudiendo sustituir esta tecnología en caso de prohibición.



3.2.2.2 CELDA ENTRADA DE LINEA

La celda de entrada se encarga del remonte de las líneas procedentes de los distintos aerogeneradores. Está equipado con un interruptor-seccionador de tres posiciones para mejorar la seguridad y fiabilidad del sistema. Además, incluye todos los elementos de visualización necesarios para las tareas de mantenimiento. La celda instalada busca alcanzar las mejores funcionalidades con un coste comedido.

Algunos beneficios del sistema son los siguientes:

- Reducción del tiempo en caso de parada por defecto
- Facilita la localización de los fallos en el sistema
- Optimiza el tiempo en caso de mantenimiento
- Reduce el proceso de energización o puesta en marcha

La celda está compuesta por:

1. Bancada metálica
2. Compartimento de mecanismos de mandos y relés
 - 2.1. Mando del interruptor-seccionador
3. Compartimento de cables de media tensión
 - 3.1. Pasatapas para conexión de cables
4. Cuba de SF₆ sellada de por vida
 - 4.1 Embarrado
 - 4.2. Interruptor-seccionador de tres posiciones

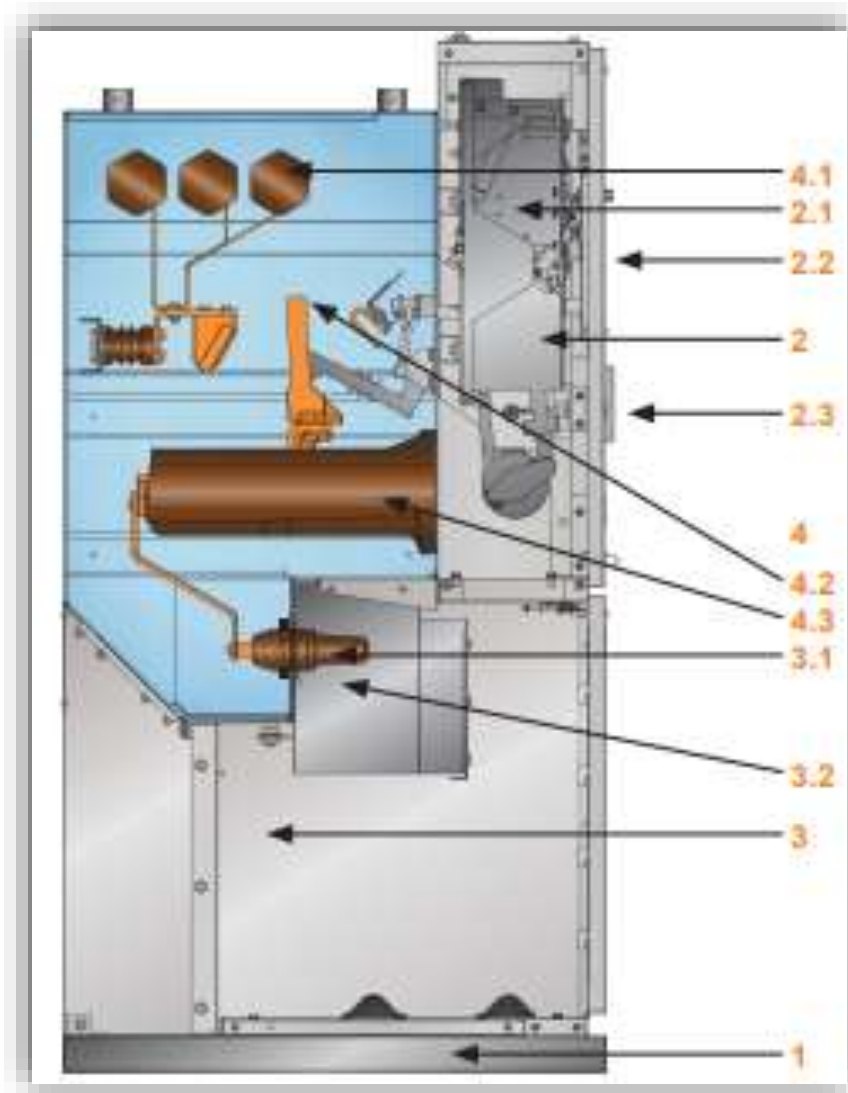


Figura 17 : Celda entrada de línea (MESA, 2013)

3.2.2.3 CELDA DE REMONTE

La celda de remonte o salida de línea es la más sencilla de todas las instaladas. Su función es conectar las barras rígidas con la salida del cable al aerogenerador posterior. Esta incluye todo tipo de enclavamiento para garantizar el sistema además de un módulo de puesta a tierra, garantizando la seguridad del sistema en labores de mantenimiento. A diferencia del resto de celdas comentadas, esta no instala dispositivos de corte, solo el seccionador de puesta a tierra correspondiente.

Respecto a su estructura, esta es similar a la celda de entrada de línea sin la función de interruptor, reduciendo considerablemente su tamaño.



3.2.3 APARAMENTA ELÉCTRICA Y EQUIPOS DE PROTECCION EN MEDIA TENSION

La instalación eléctrica incluye todos los elementos de protección necesarios para garantizar el correcto funcionamiento además de prevenir accidentes por contacto eléctrico. Los dispositivos comentados son de obligada instalación, permitiendo la instalación de un mayor número si la empresa autorizada lo observase conveniente. Todas las protecciones utilizadas con poder de corte hacen uso de la tecnología SF6, ya comentado en las celdas de media tensión.

Las instalaciones de protección se rigen según la ITC-LAT-06 en el apartado 7, donde se incluyen todas las condiciones técnicas ante cortocircuitos y sobretensiones. Además, como medida de protección adicional, todos los sistemas de protección incluyen sistemas de señalización que facilitan el servicio.

3.2.3.1 INTERRUPTOR – AUTOMÁTICO

El interruptor-automático es el principal elemento de protección. Este se encuentra instalado en todas las celdas de protección del transformador y debe de ser capaz de proteger todas las intensidades de cortocircuito que puedan aparecer en el sistema subterráneo y aerogenerador. Además, van acompañados por un seccionador de tres posiciones.

Las corrientes de cortocircuito que puedan aparecer deberán de ser calculadas en una ampliación de este proyecto, garantizando la seguridad del sistema. Aun así, se plantean los interruptores previstos en la instalación.



Las características técnicas según catalogo:

Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Interruptor automático		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E2
Endurancia mecánica	(Clase)	M1
Capacidad de corte en cortocircuito (valor eficaz)	(kA)	20
Seccionador de tres posiciones		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E0
Endurancia mecánica	(Clase)	M0

Figura 18 : Características técnicas interruptor-automático (MESA, 2013)

3.2.3.2 INTERRUPTOR – SECCIONADOR

El interruptor-seccionador se encuentra instalado en las celdas entrada de línea, permitiendo desconectar los tramos necesarios en caso de falta, es decir, aislar en caso de mantenimiento o fallo accidental. El accionamiento podrá realizarse de forma manual, aunque se aconseja la instalación de servomotores que faciliten y mejoren la seguridad del operario.



Las características técnicas según catalogo:

Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Interruptor - seccionador		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E3
Endurancia mecánica	(Clase)	M1
Seccionador de puesta a tierra		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E2
Endurancia mecánica	(Clase)	M0

Figura 19 : Características técnicas interruptor-seccionador (MESA, 2013)

3.2.3.3 SECCIONADOR DE TRES POSICIONES

El seccionador de tres posiciones acompaña al interruptor-automático en la celda de protección del transformador compartiendo las características técnicas. La unión de ambos permite el manejo correcto del sistema. A diferencia del interruptor-seccionador, este dispositivo es totalmente manual, incorporando todos los enclavamientos necesarios en el conjunto seccionador/interruptor-automático.

3.2.3.4 SISTEMA DE PROTECCION

La instalación de protección utilizada normalmente requiere de tensión para el funcionamiento. Sin embargo, como medida adicional de seguridad, se ha optado por la instalación de equipos capaces de actuar ante una falta de alimentación externa, protegiendo todos los sistemas eléctricos.



Los componentes del sistema de protección son los siguientes:

- Sensores de intensidad CRc de arquitectura toroidal
- Sensores de intensidad homopolar
- Relé electrónico tipo VIP
- Bobinas de disparo

3.2.3.5 PUESTA A TIERRA

Los módulos instalados cuentan con la conexión a tierra oportuna para garantizar la seguridad y maniobrabilidad del sistema. Por esta razón, el seccionador de tres posiciones cuenta con una a tierra. Además, como medida adicional, la celda de remonte o salida de línea consta con un seccionador extra de puesta a tierra.

Respecto a la red subterránea de media tensión, esta también requiere de conexión a tierra. Esta se conecta a la capa externa de cobre que cubre los conductores, garantizando la seguridad del sistema. Esta puesta a tierra se realiza en las subestaciones de los aerogeneradores para facilitar la construcción de la instalación, siempre garantizando las medidas de seguridad establecidas en el reglamento.

Las características técnicas según catalogo:

Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Categoría del seccionador de puesta a tierra (0LT)		
Endurancia eléctrica		E2
Endurancia mecánica		M0

Figura 20 : Características técnicas seccionador de puesta a tierra (MESA, 2013)



3.2.3.6 ENCLAVAMIENTOS

Los sistemas instalados deben de garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Para bloquear que no se realice un uso fraudulento de la instalación, pudiendo ocasionar accidentes o fallos en el sistema, se instalarán todos los enclavamientos necesarios en las celdas ya comentadas.

3.2.4 PUESTA A TIERRA DEL AEROGENERADOR

Los aerogeneradores cuentan con la malla de puesta a tierra y picas de cobre correspondientes que garanticen la seguridad del personal y equipos. Esta instalación se debe colocar antes de realizar la cimentación de las plataformas y obra civil de los conductores instalados, uniendo las tierras a través de un hilo de cobre conductor instalado en las zanjas de los conductores subterráneos.

La red de tierras de los aerogeneradores requiere de un estudio más completo debido a la obra civil que se necesita en cada una de las plataformas, siendo la empresa encargada de realizar la obra civil la que instalará la red de tierras que garantice la seguridad y operación.

3.3 RED SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN

3.3.1 DESCRIPCIÓN RED SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN

La red subterránea de media tensión se encarga de transportar la energía desde la generación hasta la transformación a una tensión de 18/30kV. Este tipo de circuito pertenece a la clase A-B (Tabla 2, 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54).

Sus características principales son las siguientes:

- Tensión nominal simple, U_0 (kV) = 18kV
- Tensión nominal entre fases, U (kV) = 30kV
- Tensión máxima entre fases, U_m (kV) = 36kV
- Tensión a impulsos, U_p (kV) = 170kV

Respecto al conductor utilizado, se ha optado por conductor en aluminio debido a sus buenas características eléctricas a un costo menor al del cobre, principal elemento utilizado en instalaciones eléctricas. Esto supone un ahorro muy importante en las ternas utilizadas debido a las secciones con las que se trabaja.



En cuanto al aislamiento, se opta por el etileno reticulado con resistencia al fuego (HEPRZ1). Su estructura garantiza la seguridad del sistema ante posibles fallas (Prysmian Group, 2018).

Sus condiciones de funcionamiento son las siguientes:

- Temperatura máxima admisible en servicio permanente (°C) = 105 °C
- Temperatura máxima admisible en régimen de cortocircuito (°C) = 250 °C

La intensidad de cortocircuito de referencia depende de la potencia de cortocircuito previsible en el punto de interconexión. Este dato se obtiene a través de la empresa titular de la subestación final, dato que no se ha podido adquirir de esta manera. Sin embargo, debido a instalaciones existentes en la zona se puede prever una potencia de cortocircuito de 500 MVA ($S_{cc} = 500 \text{ MVA}$). Una alternativa sería el cálculo propio a través de la potencia de la instalación, la cual será entre 5 a 20 veces menor que la potencia de cortocircuito, estudiando el caso más desfavorable (Energúa).

$$S_{\text{instalacion}} = n^{\circ} \text{generadores} * P_{\text{generador}} * \frac{1}{\cos \varphi}$$
$$= 12 * 2,1 \text{ MW} * \frac{1}{0,95} = 25,2 \text{ MVA}$$

$$S_{CC} = 20 * S_{\text{instalación}} = 20 * 25,2 \text{ MVA} = 504 \text{ MVA}$$

El resultado obtenido se asemeja mucho al dato esperado por la compañía, tomando el de esta última como la referencia para el resto de los cálculos, garantizando márgenes de seguridad adecuados para la instalación.

$$I_{CC \text{ MT}} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V} = \frac{500 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 9622,50 \text{ A}$$

$$I_{CC \text{ AT}} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V} = \frac{500 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 2186,93$$



3.3.2 CALCULO CONDUCTORES SUBTERRANEOS

La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1. Respecto al factor de potencia del circuito, lo establece los aerogeneradores los cuales trabajan con un factor de potencia de 0,95.

3.3.2.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles de los aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a trasportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi}$$

Según la intensidad que vaya a transportar se elegirá las secciones adecuadas según la normativa correspondiente, donde la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**).

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada. Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K.m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C. La instalación prevista difiere respecto a las condiciones estándares en la profundidad de 0,6m y la temperatura del terreno de 30 °C, aplicando los factores de corrección adecuados.

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{\text{adm}}' = I_{\text{adm}} * f_1 * f_2 * f_3$$

La capacidad de la terna instalada deberá permitir que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.



$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}} * 100\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t$$

3.3.2.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito



- S: sección del conductor, en mm²
- t_{cc}: duración del cortocircuito en segundos

3.3.2.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n: es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- Cos φ : corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

3.3.2.4 RESUMEN CONDCUTORES SUBTERRANEOS EMPLEADOS

Los cálculos han sido desarrollados en el “Anexo 1: cálculos conductores subterráneos”, donde se han incluido las explicaciones y metodología de cada tramo de forma específica. Los resultados obtenidos se han basado en las normas correspondientes y que se han incluido en el anexo comentado, permitiendo realizar la comprobación de los factores y datos externos obtenidos.



Segmento	Int (A)	Cable	Int. max (A)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
AG01-AG02	42,54	AL HEPRZ1-3x95/25	216,89	9,09	0,03%
AG02-AG03	85,08	AL HEPRZ1-3x95/25	216,89	29,74	0,10%
AG03-AG04	127,62	AL HEPRZ1-3x95/25	216,89	30,24	0,10%
AG04-AG05	170,17	AL HEPRZ1-3x95/25	216,89	43,62	0,15%
AG05-Subestación	212,71	AL HEPRZ1-3x150/25	277,42	9,39	0,03%

Tabla 3 : Resumen cableado tramo desde AG01 hasta la subestación

Segmento	Int (A)	Cable	Int. Max (A)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
AG12-AG11	42,54	AL HEPRZ1-3x95/25	216,89	23,30	0,08%
AG11-AG09	85,08	AL HEPRZ1-3x95/25	186,53	25,58	0,09%
AG10-AG09	42,54	AL HEPRZ1-3x95/25	186,53	22,08	0,07%
AG09-AG08	170,17	AL HEPRZ1-3x95/25	216,89	39,92	0,13%
AG08-AG07	212,71	AL HEPRZ1-3x150/25	277,42	62,72	0,21%
AG07-AG06	255,25	AL HEPRZ1-3x240/25	378,83	22,40	0,07%
AG06-Subestación	297,79	AL HEPRZ1-3x240/25	378,83	34,91	0,12%

Tabla 4 : Resumen cableado tramo desde AG12 hasta la subestación



3.4 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

3.4.1 INTRODUCCION

El parque eólico consta de una subestación transformadora individual, encargada de transformar los valores eléctricos de la energía obtenida. Esta subestación se encarga de aumentar el nivel de tensión desde 30 kV hasta 132 kV. Esta tensión se debe a la subestación de distribución a la que se planea conectar la instalación.

Para evacuar energía obtenida en el parque, se debe de solicitar un punto de conexión. Este trabajo es ejecutado por las empresas distribuidoras de la zona, en este caso Unión Fenosa Distribución. Estudiando la zona en la que se encuentra la subestación del parque y las subestaciones más cercanas, se prevé la conexión a la subestación de 132kV de Cantalejo, provincia de Segovia.

La evacuación de la energía a una subestación depende de la capacidad de la que disponga. Esto no sería un problema debido a las pocas conexiones que existen en la zona, pudiendo prever disponibilidad total para ejecutar la conexión.

Respecto a la subestación del parque, esta debe de asegurar el correcto funcionamiento del sistema además de garantizar la protección de todas las líneas del parque. Además, se incluyen todos los equipos de control telemático que se crean necesarios, permitiendo analizar el sistema eléctrico.

La subestación cuenta con múltiples equipos de medida y control que permitirán calcular la facturación de energía, asegurándose amortizar la instalación.

3.4.2 INSTALACION ELÉCTRICA DE MEDIA TENSION (30kV)

La subestación eléctrica recibe la energía procedente de los aerogeneradores a través de dos conductores soterrados a una tensión de 30 kV. Estos se harán pasar por unas celdas de media tensión situadas en las proximidades de la subestación, incluyendo todos los equipos de telecontrol, medida y protección para favorecer el mantenimiento y seguridad del sistema.

La instalación eléctrica de media tensión se conectará al transformador principal a través del embarrado correspondiente. En este caso, siguiendo la topología de la subestación, se establecerá un esquema de simple barra debido a su ajustado coste y fácil instalación. Por el contrario, el coeficiente de funcionalidad se ve reducido, ya que una falta en el embarrado dejaría la instalación desconectada.



3.4.2.1 CELDAS DE MEDIA TENSION

Las celdas de media tensión se instalarán en el edificio de control instalado en las proximidades de la subestación. Esta instalación se encarga de conectar el cableado soterrado con el embarrado o juego de barras de media tensión (30 kV) instalado en la subestación.

Los equipos instalados constan de tecnología basada en SF₆, gas altamente nocivo para el medioambiente debido a su efecto invernadero en la atmósfera. Sin embargo, se ha optado por equipos con sellos de calidad, cumpliendo los requerimientos establecidos en la ISO 14001. Esto se ve reflejado en la posibilidad total de reciclaje y reutilización del material utilizado.

Existen distintos tipos de celda en función de la instalación. Cabe recordar que la instalación debe de alimentar distintos equipos como transformadores de potencia, medida o auxiliares. Además, la alimentación se produce a través de dos cables soterrados de distinta sección, es decir, se trata de una instalación asimétrica que deberá de ser protegida correctamente.

Las celdas instaladas son:

- Dos celdas de entrada de línea
- Una celda de salida hacia el transformador de potencia
- Una celda de salida hacia el transformador auxiliar
- Una celda para transformadores de medida

Todas las celdas de media tensión se encuentran equipadas con los sistemas de protección oportunos, garantizando un correcto funcionamiento además de la seguridad del personal.

Sus características son:

- Tipo -----> trifásico
- Tecnología extinción -----> SF₆
- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV
- Intensidad nominal embarrado -----> 1250 A



- Intensidad nominal derivaciones -----> 630/1250 A
- Intensidad nominal de corte -----> 25/31,5 kA
- Capacidad cresta de corte en cortocircuito --> 63/80kA
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ---> 25/31,5 kA

La aparamenta eléctrica de protección y medida que aparezcan en las distintas celdas serán descritas en los apartados posteriores destacando las diferencias entre las distintas celdas.

Con objetivo de aumentar la seguridad del sistema y evitar posibles accidentes, se utilizan instalaciones con enclavamientos que impidan una acción peligrosa para la instalación como para el operario.

3.4.2.1.1 CELDA ENTRADA DE LINEA

Las celdas de línea serán las encargadas de recoger la energía de los cables soterrados del parque eólico. Estas deben de ser capaces de maniobrar y proteger correctamente la instalación. Se instalarán dos debido a los dos conductores soterrados existentes.

La celda está compuesta por:

1. Cajón de baja tensión
2. Sistema general de barras colectoras
3. Seccionador de tres posiciones
4. Mando del seccionador
5. Cuba metálica llena de SF6
6. Interruptor Automático
7. Mando del Interruptor Automático
8. Compartimento de cables de potencia
9. Transformadores de Intensidad

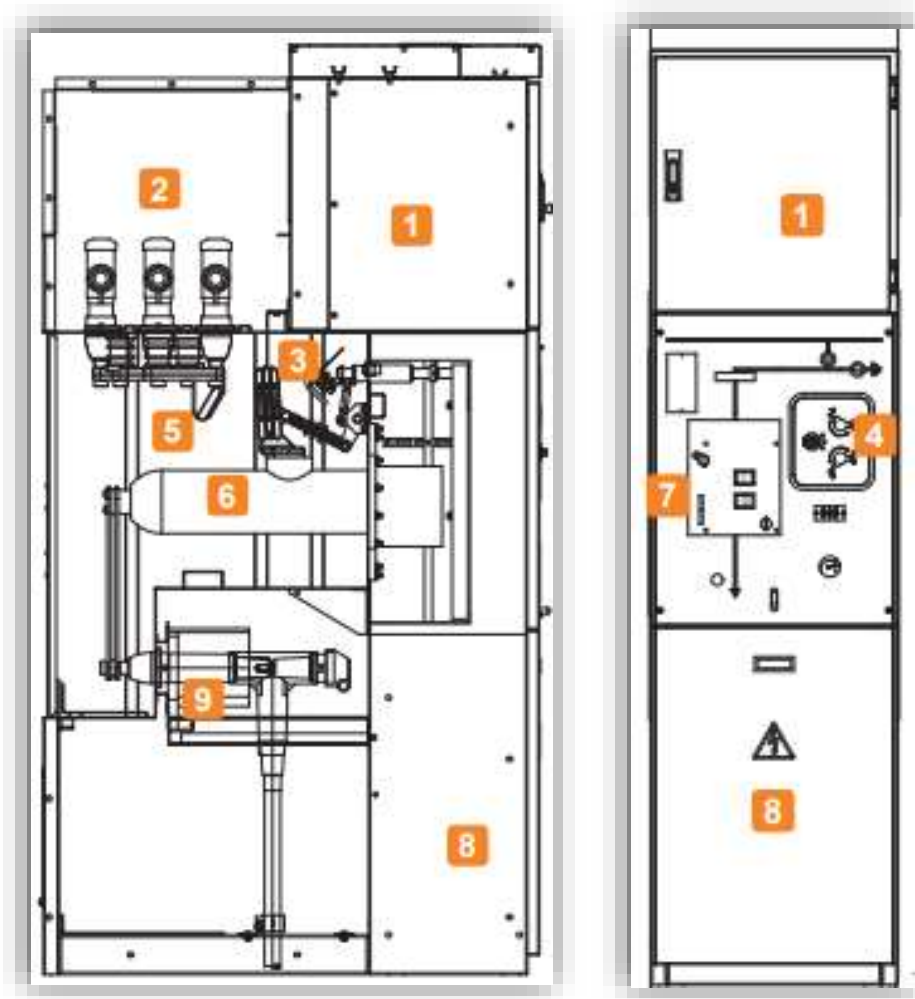


Figura 21 : Celda entrada de línea (MESA, 2011)

3.4.2.1.2 CELDA PROTECCIÓN Y SALIDA HACIA EL TRANSFORMADOR

La celda de salida y protección del transformador tiene una composición similar a la celda de entrada de línea, pero soporta mayores intensidades además de requerimientos de protección mayores. Cabe recordar que el transformador es el elemento más costoso de la instalación y del cual se debe de garantizar el correcto funcionamiento en todo momento. Debido a esto, se instalarán todos los equipos de control, protección y medida necesarios que garanticen un adecuado funcionamiento.

La estructura de la celda es:

1. Cajón de baja tensión
2. Sistema general de barras colectoras



3. Seccionador de tres posiciones
4. Mando del seccionador
5. Cuba metálica llena de SF6
6. Interruptor Automático
7. Mando del Interruptor Automático
8. Compartimento de cables de potencia
9. Transformadores de Intensidad
10. Transformador de tensión

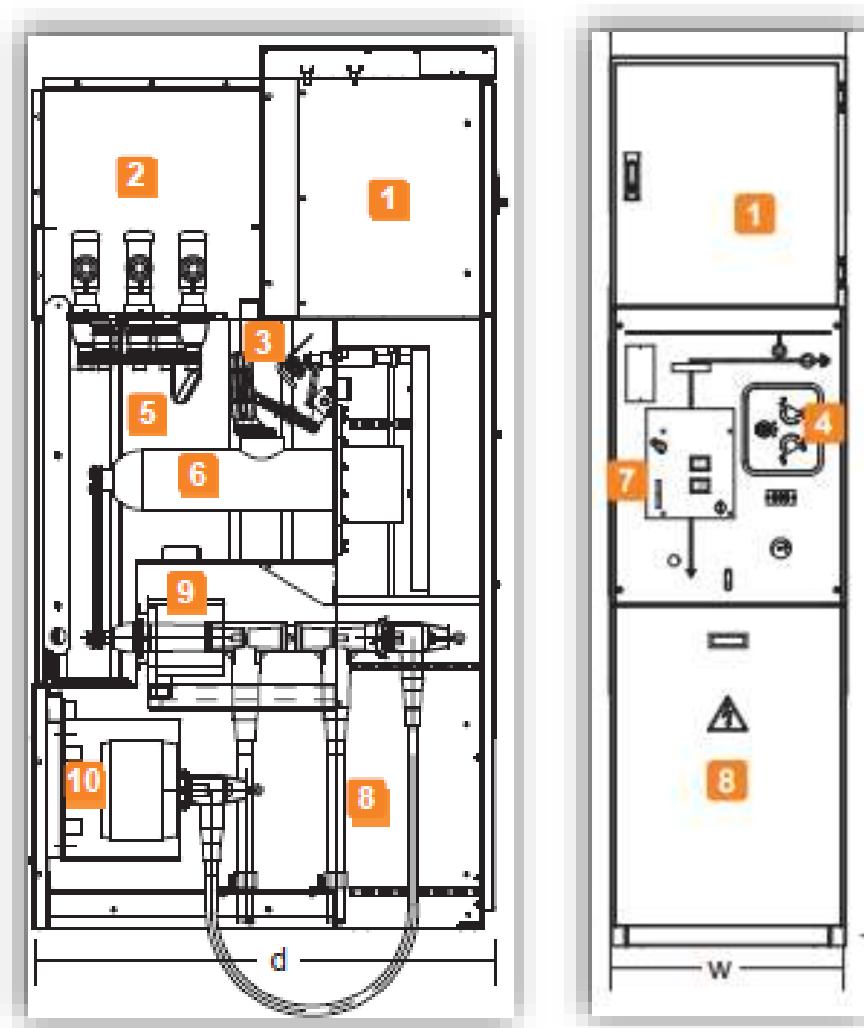


Figura 22 : Celda protección del transformador (MESA, 2011)



3.4.2.1.3 CELDA DE SALIDA PARA SERVICIOS AUXILIARES

La celda de servicios se encarga de proteger el transformador de servicios auxiliares además de una correcta maniobrabilidad y medida de las variables necesarias.

Su estructura está formada por:

1. Cajón de baja tensión
2. Sistema general de barras colectoras
3. Interruptor-seccionador de tres posiciones
4. Mando del interruptor-seccionador
5. Cuba metálica llena de SF6
6. Compartimento de cables de potencia
7. Portafusibles

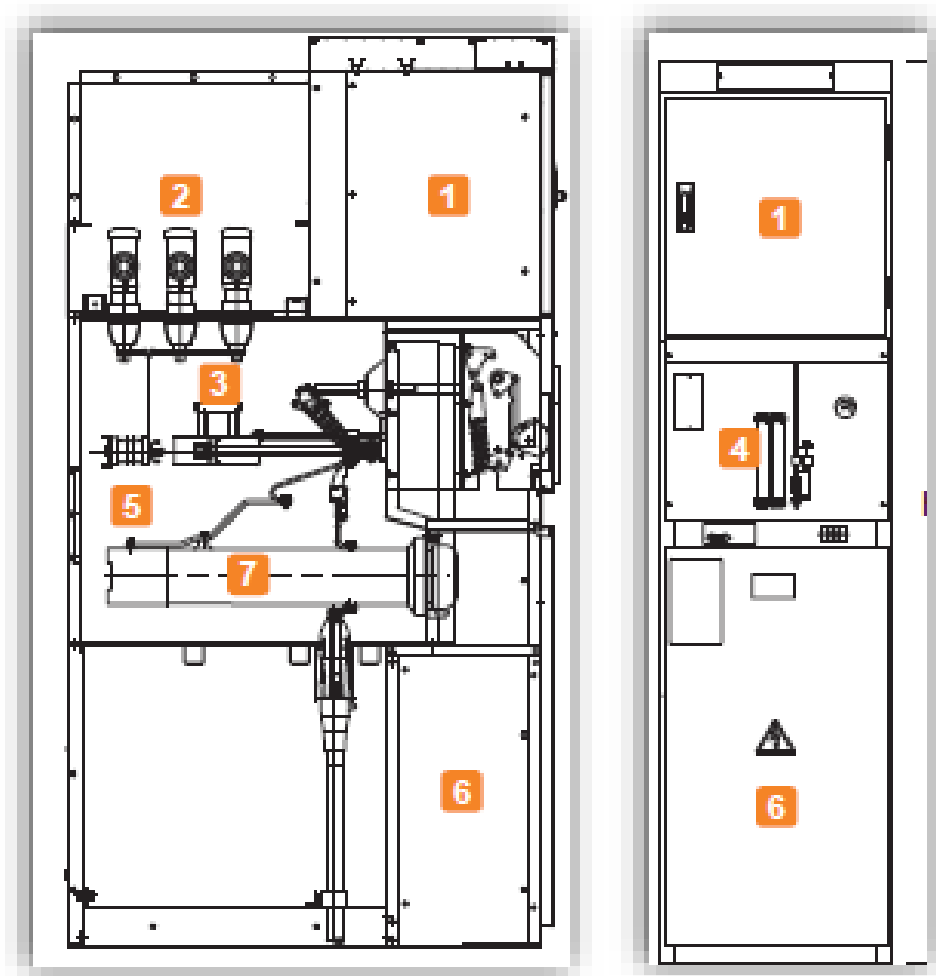


Figura 23 : Celda servicios auxiliares (MESA, 2011)

3.4.2.1.4 CELDA DE MEDIDA

La celda de medida es la más simple de todas debido a la carencia de grandes sistemas de protección. Su función es facilitar y obtener los datos necesarios al operario, garantizando el correcto funcionamiento del sistema. Consta de un seccionador de tres posiciones (630 A) y transformadores de tensión además de los equipos extras que se crean conveniente instalar.

3.4.2.2 APARAMENTA ELECTRICA Y PROTECCION EN MEDIA TENSION

3.4.2.2.1 INTERRUPTORES AUTOMATICOS

La instalación cuenta con múltiples interruptores automáticos que garantizan la protección de los distintos cables y equipos. Sin embargo, los instalados en las celdas



de entrada de línea son de menor calibre que el de salida, debido a la intensidad que soporta este último, encargado de proteger el embarrado y transformador de potencia.

Sus características técnicas

- Tipo -----> trifásico
- Tecnología extinción -----> SF₆
- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV
- Intensidad nominal -----> 2500 A
- Intensidad nominal de corte -----> 31,5 kA
- Capacidad cresta de corte en cortocircuito ---> 80kA
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ---> 31,5 kA

El tipo de interruptor propuesto por la empresa de celdas prevé una intensidad de mayor magnitud, provocando un cierto sobredimensionamiento. Si la propietaria del parque considerase una política económica más estricta, se proponen nuevos interruptores automáticos de la marca Schneider, los cuales se ajustan más a las necesidades del sistema. Esta opción podría ser sustituida por una más ajustada, sin embargo, por márgenes de seguridad en el caso de cortocircuito, se ha optado por uno cuya intensidad nominal es de 630 A.

Sus características técnicas

- Tipo -----> trifásico
- Tecnología extinción -----> SF₆
- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV



- Intensidad nominal -----> 630 A
- Intensidad nominal de corte -----> 25 kA
- Capacidad cresta de corte en cortocircuito --> 63 kA
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ----> 25 kA

3.4.2.2 INTERRUPTOR-SECCIONADOR

El interruptor-seccionador se instalará en las celdas de servicios auxiliares acompañado de un portafusibles que definirá las características de corte de la celda. Se instalará en una única celda cuya potencia prevista de salida es de 100 kVa procedentes de la potencia del transformador auxiliar.

Sus características son:

- Tipo -----> trifásico
- Tecnología extinción -----> SF₆
- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV
- Intensidad nominal -----> 10 A (Fusible escogido)
- Intensidad nominal de corte -----> 25 kA
- Capacidad cresta de corte en cortocircuito --> 63 kA
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ----> 25 kA

El fusible elegido dependerá de la potencia del transformador auxiliar. En el caso de este proyecto, la intensidad que circulará por esta rama es muy pequeña, pudiendo escoger fusibles de pequeño calibre (10 A).



3.4.2.2.3 SECCIONADORES DE TRES POSICIONES

El seccionador de tres posiciones permite abrir, cerrar y poner a tierra el circuito y se encuentra instalado en todas las celdas utilizadas. En el caso de la celda de servicios auxiliares, se encuentra integrado en el propio interruptor-seccionador. En el resto de las celdas, se encuentra acompañado de otros elementos de protección que permiten actuar en caso de cortocircuito.

Sus características son:

- Tipo -----> Apertura lateral
- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV
- Intensidad nominal -----> 630
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ----> 25 kA

El seccionador empleado podría ser sustituidos por unos de menor calibre pero que no oferta el fabricante elegido. En caso de optar por el inmediatamente inferior (400 A) capaz de ser instalado en las celdas de entrada de línea, se debería de comprobar la compatibilidad del sistema. La celda de salida al transformador no puede acceder a un seccionador menor, eligiendo el planteado anteriormente.

3.4.2.2.4 AUTOVALVULAS

Las autoválvulas o pararrayos elegidos son del tipo ZS, aislando y protegiendo correctamente los transformadores. Se instalarán tres en cada transformador, es decir, uno por cada fase.

Sus características, según catálogo son:

- Tipo -----> ZS
- Tensión asignada -----> 30 kV
- Tensión máxima -----> 36 kV



3.4.2.2.5 EMBARRADO DE MEDIA TENSION

El embarrado de media tensión conecta las celdas de media tensión con el transformador de potencia de la subestación. Este debe de ser capaz de soportar los esfuerzos eléctricos y dinámicos que puedan aparecer.

Sus características técnicas son:

- Tipo -----> Tubo de cobre
- Diámetro -----> 30/20 mm
- Distancia entre fases -----> 0,8 m
- Intensidad admisible (20 °C) -----> 942 A

Los enlaces entre el embarrado de media tensión y las celdas o el transformador de potencia se realizará con doble cable aislado AL RHZ1-26/45 kV (sección = 400 mm²). Esta elección se realiza con las recomendaciones de empresas eléctricas (**Viesgo Distribución, 2017**).

Respecto a la configuración adoptada, se instalará un embarrado simple barra. Este, aunque es extremadamente sencillo y puede provocar problemas a la hora de realizar mantenimiento o arreglos en el sistema, es el más económico. Se podría optar por una configuración más completa que garantice la posibilidad de realizar mantenimiento y arreglo manteniendo la evacuación de la corriente, sin embargo, la instalación no requiere de un alto coeficiente de funcionalidad debido a que no es una subestación crítica para el sistema eléctrico.

3.4.2.2.6 TRANSFORMADOR AUXILIAR

El transformador auxiliar es el encargado de obtener la energía en valores de tensión adecuados para alimentar los distintos equipos instalados, es decir, muchos equipos de protección, medida, regulación, etc. se conectan a baja tensión. El transformador auxiliar será reductor y de pequeña potencia.

Sus características técnicas son:

- Tipo -----> trifásico
- Potencia -----> 100 kVa
- Nivel de alta tensión -----> 30 kV
- Nivel de baja tensión -----> 400 V



-
- Frecuencia -----> 50Hz
 - Grupo de conexión -----> Yzn11
 - Tipo de aislamiento -----> bañado (aceite)
 - Refrigeración -----> ON/AN
 - Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
 - Nivel de ensayo a impacto de rayo -----> 170 kV
 - Tensión de cortocircuito -----> <4,5%

Este transformador al igual que el transformador de potencia tiene los equipos de protección, control y medida adecuados para conseguir un correcto funcionamiento del sistema. Este equipo alimenta equipos de gran importancia (motores que accionan aparatación eléctrica, equipo de baterías, etc.) en la subestación por lo que su mantenimiento es imprescindible.

3.4.2.2.7 TRANSFORMADOR DE TENSION

Uno de los equipos de medida más utilizados es el transformador de tensión, encargado de convertir una tensión peligrosa a una más segura. Según las distintas, la medida de tensión se debe hacer como máximo a 110V.

Sus características son:

- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV
- Nivel tensión secundario -----> $\frac{110}{\sqrt{3}}$ V
- Relación de transformación -----> $\frac{30000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}}$
- Clase de precisión -----> 0,5



3.4.2.2.8 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

El transformador de intensidad es otro equipo de medida con una gran importancia en las subestaciones eléctricas. A diferencia del transformador de tensión, no todas las celdas de media tensión experimentan la misma intensidad, permitiendo la instalación de distintos calibres de transformador de intensidad en función de la celda. Esta opción es muy interesante desde un aspecto económico, aunque no se ha optado por ella, instalando los mismos transformadores de intensidad en todas las celdas de media tensión.

Sus características son:

- Nivel tensión nominal -----> 36 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 70 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 170 kV
- Nivel intensidad máxima primario -----> 1000 A
- Nivel intensidad secundario -----> 5 A
- Relación de transformación -----> 1000/5
- Clase de precisión -----> 0,5

3.4.2.2.9 ESTRUCTURA METALICA

La subestación instalara todas las estructuras metálicas necesarias para garantizar la seguridad del sistema ante posibles fenómenos adversos como puedan ser grandes vientos, tormentas, etc. ayudándose del uso de los aisladores pertinentes.

La estructura metálica no ha sido objeto de estudio en este proyecto debido a los objetivos establecidos al comienzo.

3.4.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30/132 Kv

El principal equipo en una subestación es el transformador, encargado de elevar la tensión. Debido a las características del terreno se ha optado por la instalación de un transformador de potencia trifásico bañado en aceite. Este tipo de transformador ya existe en el mercado, sin embargo, sería de especial interés pedir información a las



compañías encargadas de su producción para amoldarlo a las características de la instalación.

Sus características son las siguientes:

- Tipo -----> trifásico
- Potencia -----> 40 MVA
- Nivel de alta tensión -----> 132 kV
- Nivel de baja tensión -----> 30 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Grupo de conexión -----> YNd11
- Tipo de aislamiento -----> bañado (aceite)
- Refrigeración -----> ON/AF
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 275 kV
- Nivel de ensayo a impacto de rayo -----> 650 kV
- Tensión de cortocircuito -----> <12%
- Regulación/Conmutación -----> $\pm 10\%$

El transformador equipara todos los equipos de medida y protección necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y la seguridad de este. Además, se incluirán equipos de telemedida para conocer el estado de este y poder prever correctamente el mantenimiento, aumentando el rendimiento y durabilidad del transformador.

3.4.4 INSTALACION ELECTRICA DE ALTA TENSION (132kV)

Siguiendo con la subestación eléctrica, es necesario definir la instalación de alta tensión. Esta debe de proteger el transformador y la línea hasta su conexión a la subestación objetivo en la localidad de Cantalejo (Segovia).

El nivel de tensión previsto se corresponde al nivel de tensión de transporte de la ubicación, la cual se encuentra establecida en 132 kV. La conexión se realizará en la subestación transformadora de Cantalejo en barras de 132 kV, manteniendo el nivel de tensión. La conexión podría haberse realizado en barras de 45 kV, reduciendo el coste de los equipos. Sin embargo, la distancia y los motivos de rendimiento del sistema permiten optar por una mayor tensión, reduciendo así las pérdidas que aparecen en la red.



3.4.4.1 APARAMENTA ELECTRICA DE ALTA TENSION

3.4.4.1.1 EMBARRADO DE ALTA TENSION

El embarrado de alta tensión a diferencia del de media tensión está formado por tubos de aluminio y es el encargado de conectar la línea de evacuación de la instalación con el transformador de potencia, incluyendo todos los equipos de protección y medida instalados.

Sus características técnicas son:

- Tipo -----> Tubo de aluminio
- Diámetro -----> 50/40 mm
- Distancia entre fases -----> 2,5 m
- Intensidad admisible (20 °C) -----> 1260 A

El embarrado instalado supera ampliamente las intensidades y potencias que se van a instalar. Sin embargo, este tipo de instalación está preparada para soportar mayores intensidades además de soportar ampliamente los posibles efectos electrodinámicos que puedan aparecer y no han sido objeto de estudio en este proyecto.

Respecto a las conexiones entre bornas de transformador y embarrado o las líneas aéreas, se ha optado por un cable LA-180. El cable considerado es el más pequeño en el catálogo por lo esfuerzos a los que se encuentra sometidos, teniendo que realizar una ampliación en el estudio para comprobar su validez. En el caso de seguir las recomendaciones de empresas propietarias de este tipo de instalaciones, se optaría por un LA-455.

Según reglamento, sus características técnicas son:

- Tipo -----> LA-180
- Nivel tensión nominal -----> 145 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 132 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Intensidad admisible -----> 431 A
- Potencia -----> 98,6 MVa



El conductor cumple con amplitud los criterios eléctricos. Cabe recordar que la intensidad en secundario se ve reducida en la proporción de la relación de transformación del transformador, evitando así grandes pérdidas por efecto Joule. En una ampliación será necesario estudiar los criterios mecánicos que pueda soportar en las condiciones previstas en la ubicación de la subestación.

3.4.4.1.2 INTERRUPTOR AUTOMATICO

El interruptor automático tiene que proteger tanto el transformador como la línea aérea que sale de la subestación y que no ha sido objeto de estudio en este proyecto. Los equipos previstos cumplen con la normativa correspondiente (IEC y IEEE).

Sus características son:

- Tipo -----> trifásico
- Tecnología extinción -----> SF₆
- Nivel tensión nominal -----> 145kV
- Nivel tensión de servicio -----> 132 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 275 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 650 kV
- Intensidad nominal -----> 2500 A
- Intensidad nominal de corte -----> 31,5 kA
- Capacidad cresta de corte en cortocircuito ---> 80kA
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ---> 31,5 kA

El interruptor previsto presenta unas características técnicas muy interesantes que cumplen perfectamente con los requerimientos de la instalación. Sin embargo, este puede ser sustituido por uno de menor intensidad nominal. El instalado se diseñó por la compañía para mayores cargas en la subestación, hecho que no ocurre al ser una subestación privada diseñada específicamente para el parque eólico propuesto.



3.4.4.1.3 SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA

El parque de alta tensión no cuenta con interruptores seccionadores ya que se deben usar equipos individuales. Los equipos individuales son más complejos debido a las magnitudes que circulan y deben de soportar. Debido a esto, los seccionadores planteados son de columna giratoria, aumentando la distancia entre polos de una forma mucho más considerable.

Los seccionadores se instalan en ambos lado del interruptor, permitiendo aislar correctamente la instalación para poder realizar las labores de mantenimiento correspondientes. Además, equipan los equipos necesarios para la conexión a tierra, garantizando la seguridad del operario al cuando trabaje con los distintos equipos.

Sus características son:

- Tipo -----> Columna giratoria
- Nivel tensión nominal -----> 145 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 132 kV
- Frecuencia -----> 50 Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 275 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 650 kV
- Intensidad nominal -----> 2000 A
- Intensidad nominal de corta duración (3s) ----> 31,5 kA
- Poder de cierre -----> 80 kA

El equipo utilizado equipa los servomotores necesarios conectados en baja tensión para poder funcionar adecuadamente.

3.4.4.1.4 AUTOVALVULAS

Las autoválvulas o pararrayos tienen un interés especial en las líneas de alta tensión debido a que suelen ser aéreas y puede soportar muchos impactos de rayos, protegiendo la red de este tipo de suceso. Se colocarán lo más cercano al transformador en el lado de alta, protegiéndole así de posibles sobretensiones.

Sus características son:

- Tipo -----> ZS



-
- Tensión asignada -----> 132 kV
 - Tensión máxima -----> 145 kV

3.4.4.1.5 BOBINA DE BLOQUEO

Las bobinas de bloqueo permiten introducir las señales de comunicación en alta frecuencia, eliminando el resto de las señales. Además, no generan ningún tipo de interferencia con la frecuencia de la corriente eléctrica. Estos dispositivos se colocarán si no se instala fibra óptica, evitando así este elemento y obteniendo una mejor línea de comunicación con la otra tecnología que se acaba de comentar.

3.4.4.1.6 TRANSFORMADORES DE TENSION

Los transformadores de tensión son equipos de medida que facilitan realizar las operaciones necesarias con magnitudes menos peligrosas para el operario y los equipos. A mayores, estos equipos permiten obtener tensiones de alimentación de equipos de protección y control, los cuales se alimentan en baja tensión. Estos se instalan en las líneas de salida junto con los equipos de protección y maniobra.

Sus características técnicas son:

- Nivel tensión nominal -----> 145 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 132 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 275 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 650 kV
- Nivel tensión secundario -----> $\frac{110}{\sqrt{3}}$ V
- Relación de transformación -----> $\frac{132000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}}$
- línea de fuga estándar -----> 3625 mm

Se ha optado por un modelo de transformador de tensión inductivo debido a sus ventajas respecto a otros equipos. Estas ventajas empiezan desde una grandísima precisión hasta una importante robustez.



3.4.4.1.7 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Los transformadores de intensidad son equipos de medida que facilitan realizar las operaciones necesarias con magnitudes menos peligrosas para el operario y los equipos. A mayores, estos equipos permiten aislar los equipos de protección y control del circuito de alta tensión. Estos se instalan en las líneas de salida junto con los equipos de protección y maniobra.

Sus características técnicas son:

- Nivel tensión nominal -----> 145 kV
- Nivel tensión de servicio -----> 132 kV
- Frecuencia -----> 50Hz
- Nivel de ensayo a frecuencia industrial -----> 275 kV
- Nivel de ensayo a impacto tipo rayo -----> 650 kV
- Nivel tensión secundario -----> 5 A
- Relación de transformación -----> 400/5
- línea de fuga estándar -----> 3625 mm

3.4.4.1.8 ESTRUCTURA METALICA

La subestación instalara todas las estructuras metálicas necesarias para garantizar la seguridad del sistema ante posibles fenómenos adversos como puedan ser grandes vientos, tormentas, etc. ayudándose del uso de los aisladores pertinentes.

La estructura metálica no ha sido objeto de estudio en este proyecto debido a los objetivos establecidos al comienzo.

3.4.5 INSTALACION DE TIERRAS EN LA SUBESTACION

La instalación de tierras de la subestación no ha sido objeto de estudio en este proyecto. La subestación tratada se encuentra clasificada en la primera categoría de subestaciones debido al nivel de alta tensión (132 kV). Según la norma, las instalaciones de primera y segunda categoría requieren instalaciones de tierra más complejas, teniendo que recurrir a la norma “UNE, IEEE 80/2000”, la cual establece las pautas para la realización de la malla de tierra adecuada. Este tipo de instalación utiliza distintas fórmulas especiales las cuales requieren de un estudio más completo al que se ha planteado en este proyecto, razón por la que no se ha podido realizar el diseño de la red subterránea.



4. ESTUDIO ECONOMICO DEL PARQUE

El diseño de este tipo de parques requiere de estudios económicos complejos que garanticen la viabilidad de la inversión teniendo en cuenta la gran variabilidad de precios, ayudas, etc. a la que está sometido en el mercado.

4.1 COSTES DEL PARQUE EOLICO

La política de costes de un parque eólico viene definida por la inversión inicial y los costes de operación y mantenimiento de la instalación. En los últimos años se ha experimentado un importante decremento en los costes de la energía eólica, favoreciendo la inversión en esta tecnología.

4.1.1 COSTES DE INVERSION

Los costes de inversión de una instalación eólica vienen definidos por todos los elementos necesarios en la instalación y construcción de la instalación, incluyendo todos los estudios previos. Este aspecto de las instalaciones ha venido experimentando un importante decremento en los precios durante los últimos años alcanzando costes de 1,371 millones de euros por megavatio instalado (**International Renewable Energy Agency, 2019**).

Concepto	Valor
Potencia del parque eólico (MW)	25,2 MW
Coste del parque eólico (€/MW)	1.371.000 €/MW
Coste de inversión del parque eólico (€)	34.549.200 €

Tabla 5 : Inversión de capital en el parque eólico terrestre

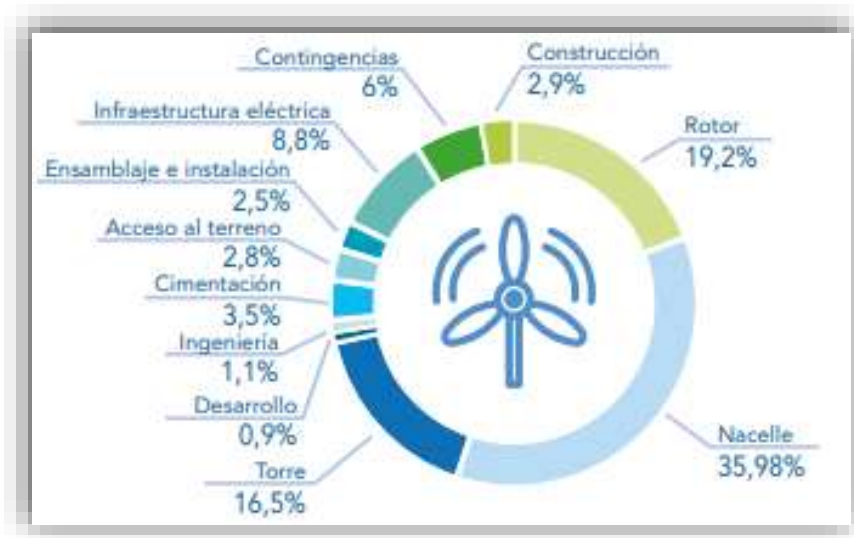


Figura 24 : Distribución de la inversión de capital en un parque eólico terrestre (Asociación Empresarial Eólica)

La inversión en un parque eólico depende principalmente del coste de los aerogeneradores de la instalación, pudiendo representar el 80 % de los costes totales según algunos autores. Debido a esto y el rápido decremento del precio de los aerogeneradores, las gráficas pueden verse desfasadas con el paso de los años.

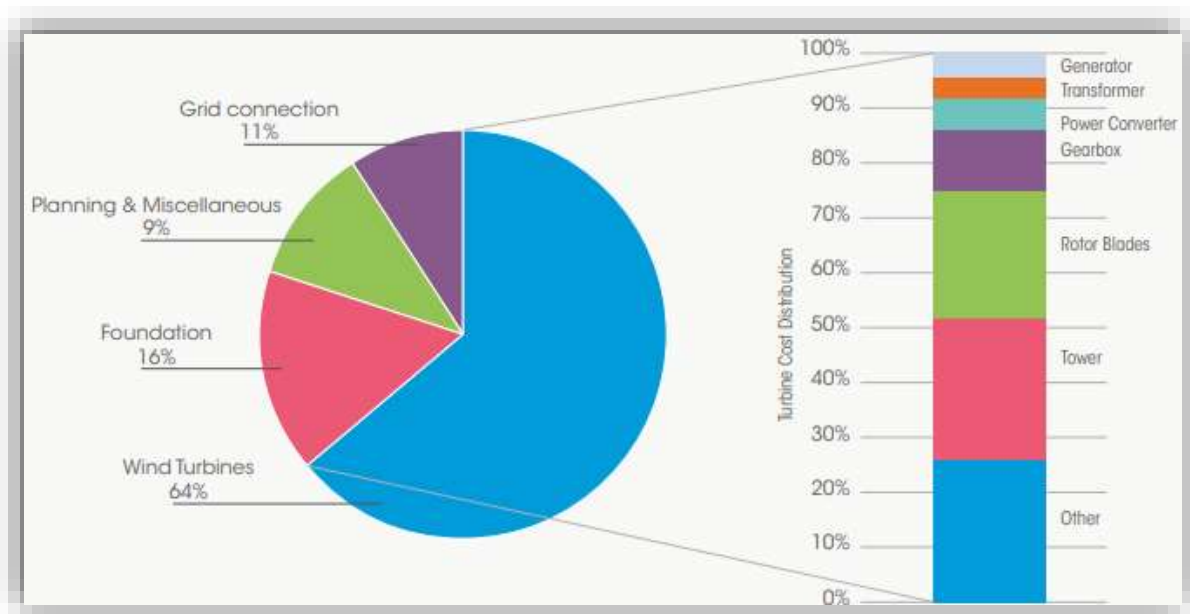


Figura 25 : Costes de inversión en un parque eólico terrestre (International Renewable Energy Agency, 2012)



Concepto	Porcentaje (%)	Coste (€)
Aerogenerador	70%	24.184.440 €
Obra civil	11%	3.800.412 €
Infraestructura eléctrica	9%	3.109.428 €
Otros	10%	3.454.920 €
Total	100%	34.549.200 €

Tabla 6 : Costes de inversión en un parque eólico terrestre

4.1.2 COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación en una instalación eléctrica como la proyectada se ven afectados por múltiples variables, las cuales, a diferencia del precio del aerogenerador, la mayoría aumentan el coste con el paso del tiempo, alcanzando valores que reducen los beneficios netos de la instalación. Los principales costes proceden del mantenimiento y operación de las instalaciones, sin embargo, el pago de alquileres, tasas especiales, gestión, etc. aumentan considerablemente el coste de explotación.

Según múltiples estudios económicos sobre la energía eólica y generación eléctrica, los costes de explotación se pueden aproximar entre un 3% y un 5% del coste de inversión de la instalación. Estos costes a diferencia del coste de inversión no están sufriendo decrementos importantes, debido a que el tiempo de vida de una instalación provoca mayores costes, es decir, la tecnología más avanzada no está abaratando de la misma manera los costes de inversión que los costes de mantenimiento (**The European Wind Energy Association**).

Si realizamos un estudio de los costes de explotación más profundo en las instalaciones eólicas, se puede llegar a concluir que el coste depende del tiempo de funcionamiento anual de la instalación, es decir, de la energía producida. La razón para pensar esto es la importancia de los costes de operación en el conjunto de los costes de explotación.

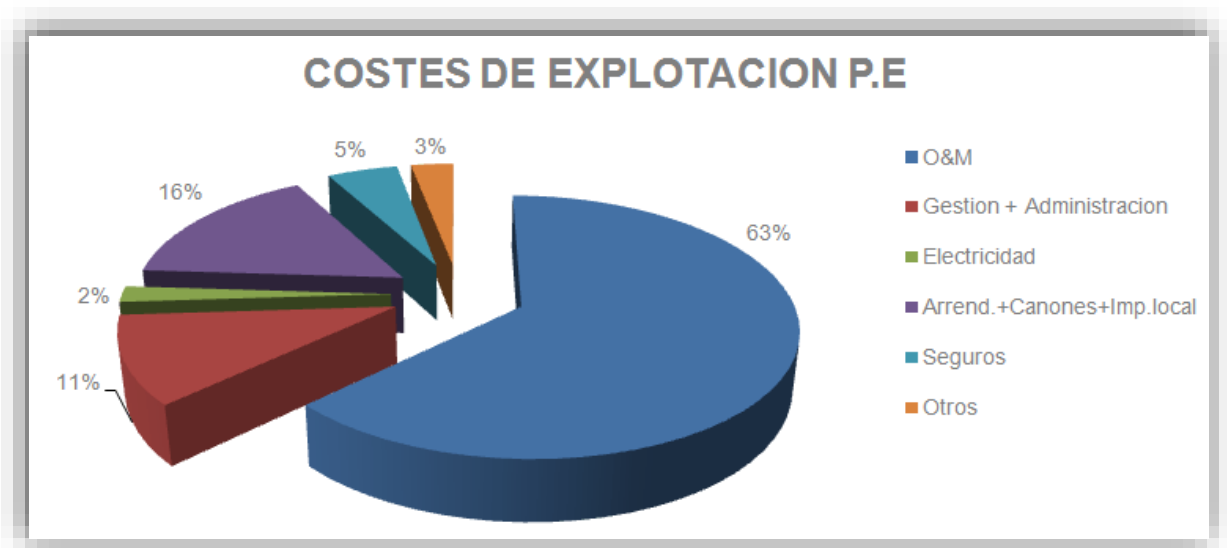


Figura 26 : Costes de explotación en un parque eólico terrestre (Asociación de Empresas de Mantenimiento de Instalaciones Renovables)

$$\begin{aligned} \text{Costes de explotación} &= \text{Coste de inversion} * 3 \% \\ &= 34.549.200 \text{ €} * 0,03 = 1.036.476 \text{ €} \end{aligned}$$

Concepto	Porcentaje (%)	Coste (€)
Operación y mantenimiento	63%	652.980 €
Gestión y administración	11%	114.012 €
Electricidad	2%	20.730 €
Alquileres, cánones, etc.	16%	165.836 €
Seguros	5%	51.824 €
Otros	3%	31.094 €
Total	100%	1.036.476 €

Tabla 7 : Costes de explotación primer año en un parque eólico terrestre

Los costes de inversión varían en función de la vida del parque, aumentando un 0,1% cada año. El coste de explotación máximo será de un 5% respecto a los costes de inversión.



4.2 INGRESOS DE LA INSTALACION

Los ingresos de una central de generación eléctrica como la diseñada en este proyecto dependen principalmente de la energía inyectada en red. El precio de venta de energía depende de los procesos de casación llevados a cabo por OMIE, organismo encargado de controlar el mercado. Las instalaciones actuales a diferencia de las más antiguas no reciben ningún tipo de prima y las pocas que reciben ayuda del estado es a través de un precio mínimo. La instalación proyectada no puede acceder a este tipo de ayudas.

El precio de venta de la energía en el mercado está experimentando un decrecimiento gracias a las energías renovables, sin embargo, el precio medio varía cada año pudiendo aumentar si se dan las condiciones adecuadas. Para garantizar un estudio económico más preciso, se ha tomado el precio de venta medio de los últimos tres años. El precio de venta de los últimos tres años se obtiene a través de los estudios anuales realizados por OMIE (OMIE).

Año	Coste (€/MWh)
2017	52,24 €/MWh
2018	57,29 €/MWh
2019	47,68 €/MWh
Precio medio	52,40 €/MWh

Tabla 8 : Precio de la energía de los últimos años

Para poder calcular los ingresos de la planta proyectada es necesario conocer la energía inyectada a red prevista. Este dato se obtiene a través del estudio del potencial eólico de la zona, sin embargo, no se han dispuesto de los datos suficientes que permitan conocer de forma correcta una aproximación de la energía prevista a producir.

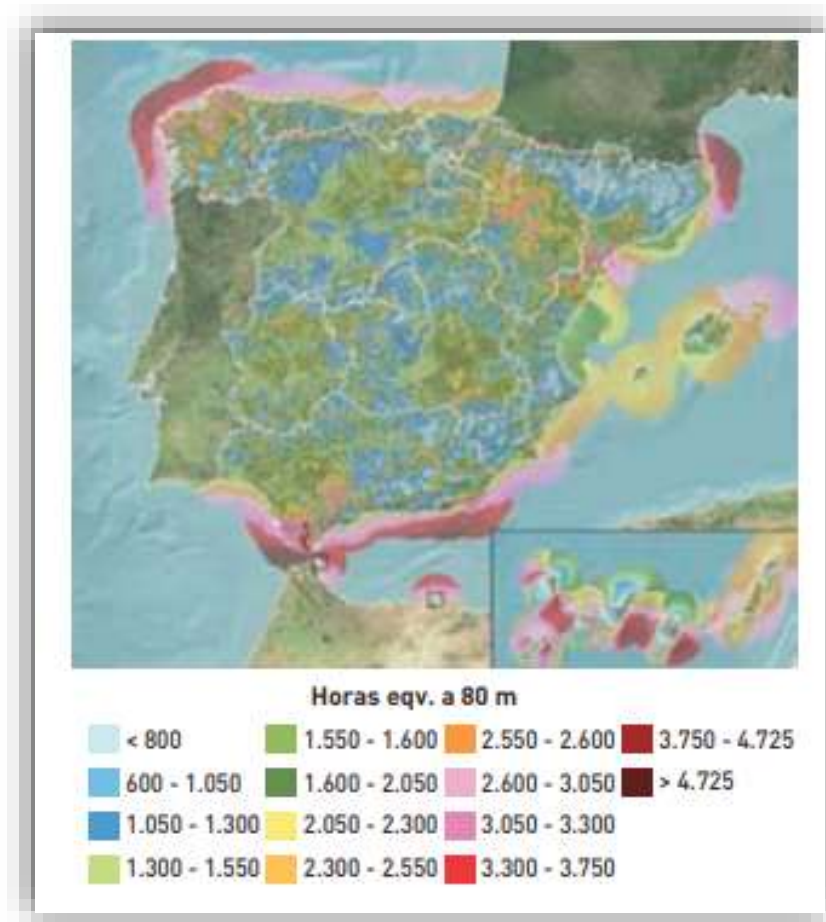


Figura 27 : Horas equivalentes en España a 80 metros (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

La ubicación del parque se encuentra en zonas con tonalidades amarillas en el mapa de España de la figura 27. El estudio refleja las horas equivalentes a una altura de 80 metros, es decir, a dos tercios de la altura del aerogenerador. Teniendo en cuenta ambos datos se puede prever que las horas equivalentes de la instalación rondarán las 2300 horas.



Concepto	Valor
Horas equivalentes de la instalación (h)	2300 h
Potencia de la instalación (MW)	25,2 MW
Precio de venta medio de energía renovable previsto	52,40 €/MWh
Ingresos previstos por venta de energía al mercado (€)	3.037.104 €

Tabla 9 : Ingresos de la instalación

4.3 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA

La instalación diseñada se llevará a cabo si su estudio de viabilidad económica es favorable, es decir, si la instalación va a producir beneficios para la propiedad. Además, es necesario conocer el rendimiento respecto a la inversión.

La instalación eólica planteada se caracteriza por:

- Vida útil estimada -----> 20 años
- Ampliación de vida útil estimada -----> 5 años
- Tiempo amortización inversión -----> 20 años
- Subida del IPC previsto -----> 1,5 %/año
- Aumento costes de explotación -----> 0.1%/año
- Tasa de interés propuesta -----> 0,5 %

El estudio económico requiere del cuadro flujo de activos de la instalación, el cual permite conocer más detalladamente la viabilidad de la instalación y de la que se basaran el resto de los parámetros estudiados en los capítulos posteriores.



PROYECTO TECNICO DE UN PARQUE EOLICO DE 25,2 MW



TRABAJO FIN DE GRADO

Concepto\ Año	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos (€)		3.037.104 €	3.082.661 €	3.128.900 €	3.175.834 €	3.223.471 €	3.271.824 €
Costes (€)		1.036.476 €	1.071.025 €	1.105.574 €	1.140.124 €	1.174.673 €	1.209.222 €
Beneficios (€)		2.000.628 €	2.011.635 €	2.023.326 €	2.035.710 €	2.048.799 €	2.062.602 €
Amortización o Intereses (€)		1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €
BAT (€)		273.168 €	284.175 €	295.866 €	308.250 €	321.339 €	335.142 €
Impuestos 30 % (€)		81.950 €	85.253 €	88.760 €	92.475 €	96.402 €	100.542 €
Beneficio neto (€)		191.218 €	198.923 €	207.106 €	215.775 €	224.937 €	234.599 €
Desembolso (€)	34.549.200 €						
Flujo de caja neto (€)	-34.549.200 €	1.918.678 €	1.926.383 €	1.934.566 €	1.943.235 €	1.952.397 €	1.962.059 €
Flujo de caja acumulado (€)	-34.549.200 €	-32.630.522 €	-30.704.140 €	-28.769.573 €	-26.826.338 €	-24.873.941 €	-22.911.882 €

Concepto\ Año	7	8	9	10	11	12	13
Ingresos (€)	3.320.901 €	3.370.714 €	3.421.275 €	3.472.594 €	3.524.683 €	3.577.553 €	3.631.217 €
Costes (€)	1.243.771 €	1.278.320 €	1.312.870 €	1.347.419 €	1.381.968 €	1.416.517 €	1.451.066 €
Beneficios (€)	2.077.130 €	2.092.394 €	2.108.406 €	2.125.175 €	2.142.715 €	2.161.036 €	2.180.150 €
Amortización o Intereses (€)	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €
BAT (€)	349.670 €	364.934 €	380.946 €	397.715 €	415.255 €	433.576 €	452.690 €
Impuestos 30 % (€)	104.901 €	109.480 €	114.284 €	119.315 €	124.577 €	130.073 €	135.807 €
Beneficio neto (€)	244.769 €	255.454 €	266.662 €	278.401 €	290.679 €	303.503 €	316.883 €
Desembolso (€)							
Flujo de caja neto (€)	1.972.229 €	1.982.914 €	1.994.122 €	2.005.861 €	2.018.139 €	2.030.963 €	2.044.343 €
Flujo de caja acumulado (€)	-20.939.653 €	-18.956.739 €	-16.962.617 €	-14.956.757 €	-12.938.618 €	-10.907.655 €	-8.863.311 €



Concepto\ Año	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos (€)	3.685.685 €	3.740.970 €	3.797.085 €	3.854.041 €	3.911.852 €	3.970.529 €	4.030.087 €
Costes (€)	1.485.616 €	1.520.165 €	1.554.714 €	1.589.263 €	1.623.812 €	1.658.362 €	1.692.911 €
Beneficios (€)	2.200.069 €	2.220.805 €	2.242.371 €	2.264.778 €	2.288.039 €	2.312.168 €	2.337.177 €
Amortización o Intereses (€)	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €
BAT (€)	472.609 €	493.345 €	514.911 €	537.318 €	560.579 €	584.708 €	609.717 €
Impuestos 30 % (€)	141.783 €	148.004 €	154.473 €	161.195 €	168.174 €	175.412 €	182.915 €
Beneficio neto (€)	330.827 €	345.342 €	360.438 €	376.123 €	392.406 €	409.296 €	426.802 €
Desembolso (€)							
Flujo de caja neto (€)	2.058.287 €	2.072.802 €	2.087.898 €	2.103.583 €	2.119.866 €	2.136.756 €	2.154.262 €
Flujo de caja acumulado (€)	-6.805.025 €	-4.732.223 €	-2.644.325 €	-540.743 €	1.579.123 €	3.715.878 €	5.870.140 €

Concepto\ Año	21	22	23	24	25
Ingresos (€)	4.090.539 €	4.151.897 €	4.214.175 €	4.277.388 €	4.341.549 €
Costes (€)	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €	1.727.460 €
Beneficios (€)	2.363.079 €	2.424.437 €	2.486.715 €	2.549.928 €	2.614.089 €
Amortización o Intereses (€)	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
BAT (€)	2.363.079 €	2.424.437 €	2.486.715 €	2.549.928 €	2.614.089 €
Impuestos 30 % (€)	708.924 €	727.331 €	746.015 €	764.978 €	784.227 €
Beneficio neto (€)	1.654.155 €	1.697.106 €	1.740.701 €	1.784.950 €	1.829.862 €
Desembolso (€)					
Flujo de caja neto (€)	1.654.155 €	1.697.106 €	1.740.701 €	1.784.950 €	1.829.862 €
Flujo de caja acumulado (€)	7.524.295 €	9.221.401 €	10.962.101 €	12.747.051 €	14.576.913 €

Tabla 10 : Flujos de caja del parque eólico



4.3.1 VAN

El valor actual neto (VAN) es un parámetro que permite conocer si una inversión es rentable. Además, la comparación del valor actual neto de distintas inversiones permite conocer la mejor opción de inversión y por lo tanto realizar una correcta decisión. Según el autor Víctor Velayos Morales “ el valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer los beneficios o pérdidas de una inversión” (**Morales**).

El valor actual neto se rige por la siguiente fórmula:

$$VAN = -Inversión\ inicial + \sum_{i=1}^n \frac{Flujo\ de\ caja}{(1 + k)^n}$$

- k : tasa de interés propuesta (0,5%)
- n : número de periodos (vida útil de la instalación)

El resultado de VAN puede ser:

- $VAN < 0$: la inversión provocará pérdidas, evitando su realización
- $VAN = 0$: la inversión no provoca pérdidas, pero no genera beneficios, su realización depende del propietario
- $VAN > 0$: la inversión genera beneficios, recomendando llevar a cabo el proyecto

Los resultados obtenidos en ambos casos generan beneficios. Sin embargo, la instalación propuesta requiere de la ampliación en la vida útil para garantizar unos beneficios adecuados respecto a la inversión realizada.

$$VAN (20\ años) = 3.784.897,62\ €$$

$$VAN (25\ años) = 11.546.284,38\ €$$



4.3.2 TIR

La tasa interna de retorno (TIR) representa la rentabilidad de una inversión, es decir, marca el interés de ganancias o pérdidas respecto a la inversión realizada.

$$0 = -Inversión\ inicial + \sum_{i=1}^n \frac{Flujo\ de\ caja}{(1 + TIR)^n}$$

- *TIR* : tasa interna de retorno (0,5%)
- *n* : número de periodos (vida útil de la instalación)

El resultado del TIR puede ser:

- $TIR < k$: la rentabilidad alcanzada no supera los mínimos establecido, desechando el proyecto
- $TIR = k$: la inversión no provoca pérdidas, pero no genera beneficios, su realización depende del propietario
- $TIR > k$: la rentabilidad del proyecto supera el mínimo establecido, recomendando llevar a cabo el proyecto

El TIR está muy relacionado con el VAN, pudiendo representar ambos términos en una gráfica y entender la relación entre ambos parámetros.

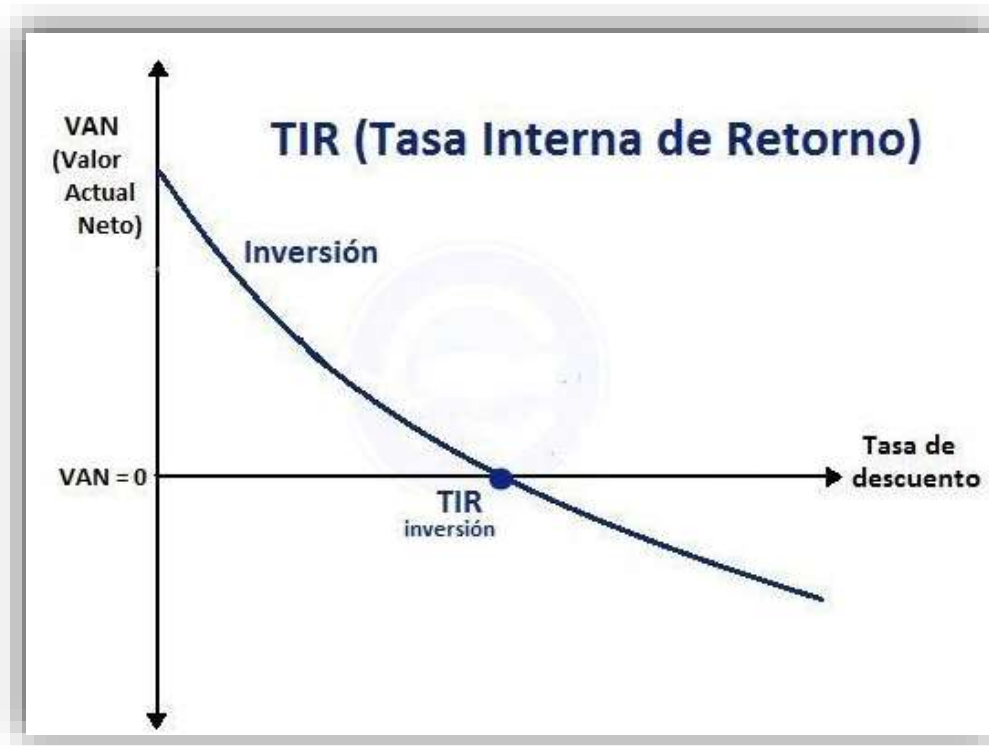


Figura 28 : Representación gráfica del TIR (Economipedia)

El proyecto planteado no alcanza las tasas de retorno de otras instalaciones de esta características por las limitaciones a las que se encuentra expuesto, pero si supera los mínimos propuestos. Estos mínimos propuestos coinciden con los valores que se están planteando en grupos inversores como los bancos.

Concepto\ Año	10	15	18	20	25
TIR (%)	-9,12%	-1,77%	0,47%	1,51%	2,93%

Tabla 11 : TIR del proyecto

4.3.3 AMORTIZACIÓN

La amortización de una instalación indica el tiempo requerido para recuperar la inversión realizada. La instalación proyectada prevé un aumento del precio de la electricidad según el IPC (1,5% previsto) y un aumento de los costes de explotación (0.1% más anualmente).



$$\text{Amortización (n : años); Costes de inversión} - \sum_{i=1}^n \text{Flujo de caja neto} = 0$$

$$n = 17 \text{ años y 4 meses}$$

La instalación planteada requiere de un largo tiempo de amortización respecto a la vida útil estimada, siendo necesaria la ampliación propuesta. Este tipo de parques pueden llegar a alcanzar vidas útiles de 30 años, aumentando considerablemente el rendimiento de la inversión. Otra forma de reducir el tiempo de amortización es la elección de una ubicación con mejores condiciones climatológicas, las cuales garanticen una mayor producción de energía eléctrica.





ANEXOS



5. ANEXO 1 : CALCULO DE CONDCUTORES SUBTERRANEOS

5.1 CABLEADO DESDE AG01 HASTA LA SUBESTACIÓN

El primer grupo consta de cinco aerogeneradores los cuales se encuentran definidos entre el primer aerogenerador (AG01) y la subestación del parque. Todos los cálculos presentes en este documento justifican la sección elegida según los criterios establecidos en la norma ITC-LAT-06: “Líneas subterráneas con cables aislados”.

Segmento	Longitud(m)	Potencia (MW)
AG01-AG02	275	2,1
AG02-AG03	450	4,2
AG03-AG04	305	6,3
AG04-AG05	330	8,4
AG05-Subestación	85	10,5

Tabla 12 : Características tramos desde AG01 hasta la subestación

5.1.1. CABLEADO TRAMO AG01-AG02

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 2,1MW procedente del aerogenerador AG01, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.1.1.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a trasportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{2,1 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0.95} = 42,54 \text{ A}$$



La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección $3 \times 95/25 \text{mm}^2$, cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm^2) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de $1,5 \text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C .

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30°C , perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105^\circ\text{C}$, temperatura terreno $\varnothing_t = 30^\circ\text{C}$) $\rightarrow f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección $< 185 \text{mm}^2$, directamente enterrados) $\rightarrow f_2 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{\text{adm}}' = I_{\text{adm}} * f_1 * f_2 = 215 * 0,97 * 1,04 = 216,89 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.



$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}} * 100\% = \frac{42,54}{216,89} * 100\% = 19,6\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{42,54}{216,89} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 32,89 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.1.1.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2



- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 95 = 11970 A$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de $25mm^2$. Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos $\rightarrow n^o$ hilos = 32
- Sección pantalla $\rightarrow S = 25 mm^2$

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.



Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{mm^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 A$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², $t_{cc} = 0,5s$) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.1.1.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema ($\sen \varphi$ directamente relacionado)



Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección 95mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 42,54 * 0,275 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 9,09 \text{ V} \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,03% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.1.2 CABLEADO TRAMO AG02-AG03

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 4,2MW procedente del aerogenerador AG01 y AG02, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.1.2.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a trasportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{2 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{4,2 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 85,08 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección



3x95/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105$ °C, temperatura terreno $\varnothing_t = 30$ °C) ———> $f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección < 185mm², directamente enterrados) ———> $f_2 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 215 * 0,97 * 1,04 = 216,89 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.



$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{\text{adm}}} * 100\% = \frac{85,08}{216,89} * 100\% = 39,23\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente fórmula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{\text{Real}} = \left(\frac{I_n}{I_{\text{máx}}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{85,08}{216,89} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 48,47 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.1.2.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{\text{cc}}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{\text{cc}}}}; I_{\text{cc}} = \frac{K}{\sqrt{t_{\text{cc}}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2



- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 95 = 11970 A$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de $25mm^2$. Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> $S = 25 mm^2$



La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{mm^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 A$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², $t_{cc} = 0,5s$) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.1.2.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L : es la longitud de la terna en kilómetros
- R : es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X : es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro



- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección 95mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 85,08 * 0,450 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 29,74V \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,10% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.1.3 CABLEADO TRAMO AG03-AG04

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 6,3 MW procedente del aerogenerador AG01 hasta el AG03, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.1.3.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{3 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{6,3 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 127,62 \text{ A}$$



La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección $3 \times 95/25 \text{mm}^2$, cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm^2) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de $1,5 \text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C .

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30°C , perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105^\circ\text{C}$, temperatura terreno $\varnothing_t = 30^\circ\text{C}$) $\longrightarrow f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección $< 185 \text{mm}^2$, directamente enterrados) $\longrightarrow f_2 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{\text{adm}}' = I_{\text{adm}} * f_1 * f_2 = 215 * 0,97 * 1,04 = 216,89 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.



$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}} * 100\% = \frac{127,62}{216,89} * 100\% = 58,84\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente fórmula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{127,62}{216,89} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 55,97 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.1.3.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2



- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 95 = 11970 A$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de $25mm^2$. Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> $S = 25 mm^2$



La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{mm^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 A$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², $t_{cc} = 0,5s$) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.1.3.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L : es la longitud de la terna en kilómetros
- R : es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X : es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro



- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección 95mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 127,62 * 0,305 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 30,24 \text{ V} \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,10% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.1.4 CABLEADO TRAMO AG04-AG05

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 8,4 MW procedente del aerogenerador AG01 hasta el AG04, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.1.4.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{4 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{8,4 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 170,17 \text{ A}$$



La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x95/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105$ °C, temperatura terreno $\varnothing_t = 30$ °C) ----> $f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección < 185mm², directamente enterrados) ----> $f_2 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 215 * 0,97 * 1,04 = 216,89 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.



$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}} * 100\% = \frac{170,17}{216,89} * 100\% = 78,46\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable (\varnothing_{Real}), la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{170,17}{216,89} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 79,17 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.1.4.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2



- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 95 = 11970 A$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de $25mm^2$. Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> $S = 25 mm^2$



La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{mm^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 A$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², $t_{cc} = 0,5s$) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.1.4.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L : es la longitud de la terna en kilómetros
- R : es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X : es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro



- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección 95mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 170,17 * 0,330 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 43,62 \text{ V} \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,15% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.1.5 CABLEADO TRAMO AG05-SUBESTACION

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 10,5MW procedente del aerogenerador AG01 hasta el AG05, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.1.5.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a trasportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{5 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{10,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 212,71 \text{ A}$$



La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x150/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 275 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 150mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105$ °C, temperatura terreno $\varnothing_t = 30$ °C) ----> $f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección < 185mm², directamente enterrados) ----> $f_2 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 275 * 0,97 * 1,04 = 277,42 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.



$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}} * 100\% = \frac{212,71}{277,42} * 100\% = 76,67\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente fórmula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{212,71}{277,42} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 74,09 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.1.5.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2



- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 150 = 18900 A$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de $25mm^2$. Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> $S = 25 mm^2$



La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{mm^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 A$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², $t_{cc} = 0,5s$) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.1.5.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L : es la longitud de la terna en kilómetros
- R : es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X : es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro



- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 150mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,277 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,118 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 212,71 * 0,85 * (0,277 * 0,95 + 0,118 * 0,31) = 9,39 \text{ V} \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,03% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.2 CABLEADO DESDE AG12 HASTA LA SUBESTACIÓN

El segundo grupo consta de siete aerogeneradores los cuales se encuentran definidos entre el aerogenerador (AG12) hasta la subestación del parque. Todos los cálculos presentes en este documento justifican la sección elegida según los criterios establecidos en la norma ITC-LAT-06: "Líneas subterráneas con cables aislados".



Segmento	Longitud(m)	Potencia (MW)
AG12-AG11	705	2,1
AG11-AG09	387	4,2
AG10-AG09	668	2,1
AG09-AG08	302	8,4
AG08-AG07	568	10,5
AG07-AG06	262	12,6
AG06-Subestación	350	14,7

Tabla 13 : Características tramos desde AG12 hasta la subestación

5.2.1 CABLEADO TRAMO AG12-AG011

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 2,1MW procedente del aerogenerador AG12, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.1.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a trasportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{P_{aerogenerador}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{2,1 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0.95} = 42,54 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x95/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.



Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\phi_s = 105$ °C, temperatura terreno $\phi_t = 30$ °C) ----> $f_1 = 0,97$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección < 185mm², directamente enterrados) ----> $f_2 = 1,04$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 215 * 0,97 * 1,04 = 216,89 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}'} * 100\% = \frac{42,54}{216,89} * 100\% = 19,6\%$$



Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{\text{Real}} = \left(\frac{I_n}{I_{\text{máx}}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{42,54}{216,89} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 32,89 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.2.1.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos



Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 A$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de $25mm^2$. Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos $\rightarrow n^o$ hilos = 32
- Sección pantalla $\rightarrow S = 25 mm^2$

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.



Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_o/U = 18/30kV$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{mm^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 A$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², $t_{cc} = 0,5s$) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.2.1.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)$$

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)



Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 150mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 42,54 * 0,705 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 23,3 \text{ V} \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,08% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.2.2 CABLEADO TRAMO AG11-AG09

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 4,2MW procedente del aerogenerador AG12 y AG11, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.2.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a trasportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{2 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{4,2 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 85,08 \text{ A}$$



La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección $3 \times 95/25 \text{mm}^2$, cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm^2) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de $1,5 \text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C .

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30°C , perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

A diferencia de la mayoría de los tramos, este comparte zanja con la terna procedente del aerogenerador AG10, con una distancia entre ternas de 0,4m. Este tipo de instalación perjudica gravemente la capacidad del cable, sufriendo una reducción considerable.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105^\circ\text{C}$, temperatura terreno $\varnothing_t = 30^\circ\text{C}$) $\longrightarrow f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 10, $d = 0,4\text{m}$, directamente enterrados, dos ternas por zanja) $\longrightarrow f_2 = 0,86$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección $< 185 \text{mm}^2$, directamente enterrados) $\longrightarrow f_3 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.



$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 * f_3 = 215 * 0,97 * 0,86 * 1,04 = 186,83 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}'} * 100\% = \frac{85,08}{186,83} * 100\% = 45,54\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{85,08}{186,63} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 45,55 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.2.2.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).



Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a **(BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)**

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5\text{s}$, HEPR $U_o/U = 18/30\text{kV}$) **(BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)**

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 \text{ A}$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por



lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de 25mm². Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> S = 25 mm²

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, t_{cc} = 0,5s, HEPR U_o/U = 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{A}{\text{mm}^2}$$
$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 \text{ A}$$

El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², t_{cc} = 0,5s) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.



5.2.2.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

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

En donde:

- I_n : es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- $\cos \varphi$: corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 150mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 85,08 * 0,387 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 25,58V \end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,09% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.



5.2.3 CABLEADO TRAMO AG10-AG09

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 2,1MW procedente del aerogenerador AG10, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.3.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{2,1 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 42,54 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x95/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.

Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.



A diferencia de la mayoría de los tramos, este comparte zanja con la terna procedente del aerogenerador AG10, con una distancia entre ternas de 0,4m. Este tipo de instalación perjudica gravemente la capacidad del cable, sufriendo una reducción considerable.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105^\circ\text{C}$, temperatura terreno $\varnothing_t = 30^\circ\text{C}$) $\rightarrow f_1 = 0,97$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 10, $d=0,4\text{m}$, directamente enterrados, dos ternas por zanja) $\rightarrow f_2 = 0,86$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección $< 185\text{mm}^2$, directamente enterrados) $\rightarrow f_3 = 1,04$ (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{\text{adm}}' = I_{\text{adm}} * f_1 * f_2 * f_3 = 215 * 0,97 * 0,86 * 1,04 = 186,83 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{\text{adm}}'} * 100\% = \frac{42,54}{186,83} * 100\% = 22,77\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente fórmula (Prysmian Group):

$$\varnothing_{\text{Real}} = \left(\frac{I_n}{I_{\text{máx}}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{42,54}{186,63} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 33,9^\circ\text{C}$$



5.2.3.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5s$, HEPR $U_0/U = 18/30kV$) (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$



Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 \text{ A}$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de 25mm². Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> S = 25 mm²

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, t_{cc} = 0,5s, HEPR U_o/U = 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 \text{ A}$$



El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², t_{cc} = 0,5s) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.2.3.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

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

En donde:

- I_n: es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- Cos φ : corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 150mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.



$$\begin{aligned}\Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 42,54 * 0,668 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 22,08V\end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,07% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.2.4 CABLEADO TRAMO AG09-AG08

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 8,4MW procedente de los aerogeneradores desde AG12 hasta AG09, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.4.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{4 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{8,4 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 170,17 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x95/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 215 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 95mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.



Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\phi_s = 105$ °C, temperatura terreno $\phi_t = 30$ °C) -----> $f_1 = 0,97$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección < 185mm², directamente enterrados) -----> $f_2 = 1,04$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 215 * 0,97 * 1,04 = 216,89 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}'} * 100\% = \frac{170,17}{216,89} * 100\% = 78,46\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\phi_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\phi_s - \phi_t) + \phi_t = \left(\frac{170,17}{216,89} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 76,17 \text{ °C}$$



5.2.4.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5\text{s}$, HEPR $U_0/U = 18/30\text{kV}$) (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$



Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 \text{ A}$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de 25mm². Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> S = 25 mm²

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, t_{cc} = 0,5s, HEPR U_o/U = 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 \text{ A}$$



El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², t_{cc} = 0,5s) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.2.4.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

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

En donde:

- I_n: es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- Cos φ : corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 150mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,430 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.



$$\begin{aligned}\Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 170,17 * 0,302 * (0,430 * 0,95 + 0,129 * 0,31) = 39,92V\end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,13% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.2.5 CABLEADO TRAMO AG08-AG07

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 10,5MW procedente de los aerogeneradores desde AG12 hasta AG08, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.5.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{5 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{10,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 212,71 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x150/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 275 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 150mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.



Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\phi_s = 105$ °C, temperatura terreno $\phi_t = 30$ °C) ----> $f_1 = 0,97$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección < 185mm², directamente enterrados) ----> $f_2 = 1,04$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 275 * 0,97 * 1,04 = 277,42 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}'} * 100\% = \frac{212,71}{277,42} * 100\% = 76,67\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\phi_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\phi_s - \phi_t) + \phi_t = \left(\frac{212,71}{277,42} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 74,09 \text{ °C}$$



5.2.5.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc}= 0,5s$, HEPR $U_0/U= 18/30kV$) (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{A}{mm^2}$$



Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 \text{ A}$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de 25mm². Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> S = 25 mm²

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, t_{cc} = 0,5s, HEPR U_o/U = 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 \text{ A}$$



El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², t_{cc} = 0,5s) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.2.5.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

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

En donde:

- I_n: es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- Cos φ : corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 150mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,277 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,118 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.



$$\begin{aligned}\Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 212,71 * 0,568 * (0,277 * 0,95 + 0,118 * 0,31) = 62,72 \text{ V}\end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,21% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.2.6 CABLEADO TRAMO AG07-AG06

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 12,6MW procedente de los aerogeneradores desde AG12 hasta AG07, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.6.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{6 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{12,6 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 255,25 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x240/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 365 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 240mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.



Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\varnothing_s = 105$ °C, temperatura terreno $\varnothing_t = 30$ °C) -----> $f_1 = 0,97$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección > 240mm², directamente enterrados) -----> $f_2 = 1,07$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 365 * 0,97 * 1,07 = 378,83 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}'} * 100\% = \frac{255,25}{378,83} * 100\% = 67,38\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\varnothing_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\varnothing_s - \varnothing_t) + \varnothing_t = \left(\frac{255,25}{378,83} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 64,05 \text{ °C}$$



5.2.6.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (**Prysmian Group, 2018, pág. 3**).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc} = 0,5\text{s}$, HEPR $U_0/U = 18/30\text{kV}$) (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$



Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 \text{ A}$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de 25mm². Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> S = 25 mm²

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, t_{cc} = 0,5s, HEPR U_o/U = 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 \text{ A}$$



El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², t_{cc} = 0,5s) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.2.6.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

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

En donde:

- I_n: es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- Cos φ : corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 240mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,168 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,109 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.



$$\begin{aligned}\Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 255,25 * 0,262 * (0,168 * 0,95 + 0,109 * 0,31) = 22,40 \text{ V}\end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,07% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.

5.2.7 CABLEADO TRAMO AG06-SUBESTACION

Este tramo de cableado de potencia debe de transportar una potencia de 14,7MW procedente de los aerogeneradores desde AG12 hasta AG06, cuyo factor de potencia es de 0,95. La tensión del circuito es de 18/30 kV, haciendo uso de cables de aluminio directamente enterrados con aislamiento compuesto HEPRZ1.

5.2.7.1 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES MAXIMAS PERMANENTES

Con los datos disponibles del aerogenerador y de la instalación, la intensidad necesaria a transportar se rige mediante la siguiente formula:

$$I_n = \frac{7 * P_{\text{aerogenerador}}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{14,7 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,95} = 297,79 \text{ A}$$

La intensidad que se va a transportar permite elegir todas las secciones disponibles según la normativa correspondiente. Sin embargo, la sección mínima adecuada viene limitada por la corriente de cortocircuito de la instalación, eligiendo la sección 3x240/25mm², cuya intensidad máxima en condiciones nominales es de 365 A (Tabla 6, HEPR AI, sección = 240mm²) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

La capacidad de transporte de los cables utilizados según fabricante y norma se corresponde a unas condiciones específicas las cuales difieren de la instalación realizada.

Las condiciones estándares se basan en una instalación enterrada a 1m de profundidad, con una resistividad térmica de 1,5K·m/W correspondiente a un terreno arenoso muy seco y una temperatura del terreno de 25°C.

La instalación eléctrica realizada se planteó en unas condiciones reales, estudiando los casos más desfavorables para garantizar la seguridad.



Respecto a la profundidad de instalación, se plantea una profundidad de 0,6m, muy típica en instalaciones de este tipo ya que favorece la capacidad de la terna.

Por otro lado, la temperatura del terreno estudiada es de 30 °C, perjudicando la capacidad de la terna al contrario que la profundidad. Esta temperatura se debe a la zona de instalación y el posible aumento de las temperaturas, buscando garantizar la seguridad del sistema en las peores condiciones existentes.

El resto de las condiciones coinciden con los estándares, es decir, no modifican la capacidad de transporte de las ternas utilizadas.

- Factor de corrección según temperatura terreno (Tabla 7, temperatura en servicio permanente $\phi_s = 105$ °C, temperatura terreno $\phi_t = 30$ °C) -----> $f_1 = 0,97$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)
- Factor de corrección según profundidad (Tabla 11, sección > 240mm², directamente enterrados) -----> $f_2 = 1,07$ (**BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54**)

Aplicando los factores de corrección se obtiene una capacidad de transporte diferente a la estándar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

$$I_{adm}' = I_{adm} * f_1 * f_2 = 365 * 0,97 * 1,07 = 378,83 \text{ A}$$

Esta capacidad de la terna instalada permite que la carga del tramo no supere el 85% de su capacidad nominal, valor referencia en instalaciones subterráneas de media tensión. No se dispone de una mayor capacidad para garantizar márgenes de seguridad en el sistema.

$$\text{Carga del cable} = \frac{I_n}{I_{adm}'} * 100\% = \frac{297,79}{378,83} * 100\% = 78,61\%$$

Los cálculos de seguridad se realizan con la temperatura en servicio permanente. Sin embargo, es interesante saber la temperatura real del cable, la cual responde a la siguiente formula (**Prysmian Group**):

$$\phi_{Real} = \left(\frac{I_n}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2 * (\phi_s - \phi_t) + \phi_t = \left(\frac{297,79}{378,83} \right)^2 * (105 - 30) + 30 = 76,34 \text{ °C}$$



5.2.7.2 CALCULO DE SECCION POR INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MAXIMAS ADMISIBLES

Las ternas instaladas deben de soportar el esfuerzo térmico producido por un cortocircuito accidental el tiempo suficiente. Este tiempo viene definido por las protecciones elegidas, descrito en las características de la instalación.

La corriente de cortocircuito fase-tierra y fase-fase vienen definidas en las características de la descripción, sin embargo, es necesario conocer las corrientes que soportan los conductores utilizados. Aunque se disponen de valores ya calculados por el fabricante, es necesario calcularlos nuevamente debido a las diferentes condiciones de instalación (Prysmian Group, 2018, pág. 3).

Según el reglamento ITC-LAT-06, en su apartado de corrientes de cortocircuito admisibles (6.2), la intensidad soportada responde a (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}; I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S$$

En donde las variables que aparecen son conocidas:

- I_{cc} : corresponde a la corriente de cortocircuito soportada por el cable en amperios
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y temperaturas inicial y final del cortocircuito
- S : sección del conductor, en mm^2
- t_{cc} : duración del cortocircuito en segundos

Debido a que las condiciones de instalación difieren de las estándares, se trabaja con densidades de corriente de cortocircuito máximas admisibles ($\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$), las cuales tienen en cuenta las características de la instalación (Tabla 26, $t_{cc}= 0,5\text{s}$, HEPR $U_0/U= 18/30\text{kV}$) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 126 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$



Aplicando la verdadera densidad de corriente de la instalación y la sección del conductor del tramo, la intensidad obtenida es superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer en el sistema.

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 126 * 90 = 11340 \text{ A}$$

Esta intensidad de cortocircuito corresponde a la que puede soportar la terna durante el tiempo de cortocircuito fase-fase establecido en las peores condiciones. Cabe recordar que la temperatura de la terna en funcionamiento permanente no es máxima, por lo que la intensidad real que podrá soportar es mayor. Se ha seguido el método de peores condiciones para garantizar un margen de seguridad en el sistema.

Para el caso de un cortocircuito fase-tierra, es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que puede soportar cada hilo conductor del perímetro del cable. El procedimiento seguido es similar al de un cortocircuito, sin embargo, existen distintas variaciones debido a la estructura del aislante.

La primera diferencia con el cortocircuito trifásico es la utilización de conductores de cobre en su pantalla de 25mm². Las características del aislamiento responden a (Iberdrola, 2013, págs. 20-31):

- Numero de hilos ----> n^o hilos = 32
- Sección pantalla ----> S = 25 mm²

La intensidad de cortocircuito fase-tierra responde a la suma de la intensidad circulante por todos los hilos del aislante, cuya sección resultante de todos los hilos corresponde al de la pantalla, simplificando el número de cálculos necesarios.

Respecto a la densidad de corriente máxima, el cobre presenta mejores condiciones que el aluminio, obteniendo una densidad mayor con el mismo tiempo de cortocircuito (Tabla 25, t_{cc} = 0,5s, HEPR U_o/U = 18/30kV) (BOE-A-2008-5269, 2008, págs. 32-54)

$$\frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} = 190 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} * S = 190 * 25 = 4750 \text{ A}$$



El resultado obtenido es muy superior a la intensidad de cortocircuito que puede aparecer, la cual se encuentra limitada por una impedancia a 1000 A. El valor obtenido se puede comparar con los valores utilizados. En el caso de Iberdrola, la corriente admisible es de 4,49 kA (Tabla 23, sección = 25mm², t_{cc} = 0,5s) (Iberdrola, 2013, págs. 20-31), similar al obtenido. Ambos casos, superan la intensidad que puede aparecer, pudiendo elegir el criterio deseado, recomendando siempre el más restrictivo por seguridad.

5.2.7.3 CALCULO DE SECCION POR CAIDA DE TENSION MAXIMA

El último criterio de diseño se corresponde con la caída de tensión máxima de un 5%. Este criterio no suele ser limitante excepto en líneas de media tensión muy largas. Sin embargo, al unir diferentes tramos es interesante comprobar cuál es la caída total del sistema. La caída de tensión en una línea responde a:

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

En donde:

- I_n: es la intensidad transportada en amperios
- L: es la longitud de la terna en kilómetros
- R: es la resistencia de la terna en ohmios por kilometro
- X: es la impedancia de la terna en ohmios por kilometro
- Cos φ : corresponde al factor de potencia del sistema (sen φ directamente relacionado)

Según el catálogo del fabricante de cables, las características de resistencia e impedancia resultan (sección= 240mm², U₀/U =18/30kV) (Prysmian Group, 2018):

$$R = 0,168 \frac{\Omega}{\text{km}}; X = 0,109 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El estudio de caída de tensión se realiza a la máxima temperatura posible, aunque esta no sea la real. Esto permite garantizar la seguridad del sistema con los criterios más restrictivos posibles.



$$\begin{aligned}\Delta V &= \sqrt{3} * I_n * L * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi) \\ &= \sqrt{3} * 297,79 * 0,350 * (0,168 * 0,95 + 0,109 * 0,31) = 34,91 \text{ V}\end{aligned}$$

La caída de tensión en este tramo no implica ningún problema para el sistema ya que no representa más que un 0,12% respecto a la tensión compuesta del circuito, comprobando que la elección realizada cumple con las recomendaciones y normas.



6. CONCLUSIONES

El parque eólico de 25.2 MW proyectado en Aldeanueva de la Serrezuela (Segovia), permite la generación de electricidad en una provincia cuya generación de energía eléctrica es muy escasa o nula.

El estudio eólico de la zona señala unas características por encima de la media de la provincia, siendo la ubicación elegida adecuada para la instalación planteada. Además, los resultados permiten la elección de un aerogenerador cuyas condiciones técnicas se adaptan a la perfección. Esto se ve reflejado en la cantidad de días a lo largo de un año en donde los aerogeneradores producirán electricidad.

Respecto a la instalación eléctrica, esta se realiza cumpliendo todos los reglamentos y garantizando la seguridad del sistema ante posibles faltas. Los elementos instalados proceden de distintas fábricas especializadas, incluyendo todos los sellos de calidad. Los catálogos de los distintos equipos señalan los modelos adecuados, facilitando el diseño y garantizando la seguridad del sistema. Al utilizar equipos ya existentes en el mercado y no de nueva creación, se alcanzan unos costes más contenidos y ajustados.

El proyecto técnico en su estudio económico ha reflejado una viabilidad positiva, es decir, señala el interés de desarrollar el proyecto. Los resultados reflejan la especial importancia de alargar la vida útil del parque, alcanzando mayores beneficios.

Las razones económicas y medioambientales asociadas al proyecto muestran la importancia de la instalación en la generación eléctrica.





7. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

ABB. Obtenido en marzo de 2020 de

<https://rodavigo.net/datos/articulos/809/transformador-gp014059-abb.pdf>

Asociacion de Empresas de Energías Renovables. Obtenido en Febrero de 2020 de

https://www.appa.es/wp-content/uploads/2019/10/Estudio_del_impacto_Macroeconomico_de_las_energias_renovables_en_Espa%C3%B1a_2018_vff.pdf

Asociación de Empresas de Mantenimiento de Instalaciones Renovables. Obtenido en marzo de 2020 de <https://aemer.org/las-renovables-en-espana/eolica/>

Asociación Empresarial Eólica. Obtenido en Febrero de 2020 de

https://industria.gob.es/es-es/Servicios/AgendasSectoriales/Agenda%20sectorial%20de%20la%20industria%20e%C3%B3lica/agenda-sectorial-de-la-industria-eolica_2019.pdf

BOE-A-2008-5269. (2008). *ITC-LAT-06*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Obtenido en Febrero de 2020 de

<https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/19/pdfs/A16436-16554.pdf>

Caracterización del viento. Obtenido en Febrero de 2020 de

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5116/fichero/Cap%C3%ADtulo+2.pdf>

Economipedia. Obtenido en marzo de 2020 de

<https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

El confidencial. Obtenido en Mayo de 2020 de

https://www.elconfidencial.com/economia/2019-11-12/gobierno-real-decreto-ley-desbloquear-primas-renovables_2331679/

Energúa. Obtenido en Mayo de 2020 de

http://www.upv.es/electrica/material_energia/energuial.pdf

Global Wind Energy Council. Obtenido en marzo de 2020 de

<https://gwec.net/windsights/>

Iberdrola. (Septiembre de 2013). Obtenido en Mayo de 2020 de

http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/nce/IBERDROLA/MT_2.31.01_7_sep13.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Obtenido en Mayo de 2020 de

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf



- International Renewable Energy Agency. (2012). Obtenido en Febrero de 2020 de https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf
- International Renewable Energy Agency. (Octubre de 2019). Obtenido en marzo de 2020 de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf
- MESA. (2011). Obtenido en marzo de 2020 de <http://www.mesa.es/productos/pdf/221%20CBGS0.pdf>
- MESA. (10 de 2013). Obtenido en marzo de 2020 de <https://www.mesa.es/productos/pdf/DVCAS%20MESA%20-%20330%20-%200413.pdf>
- Morales, V. V. Obtenido en Abril de 2020 de <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- OMIE. Obtenido en Abril de 2020 de <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>
- Prysmian Group. Obtenido en Abril de 2020 de <https://www.prysmianclub.es/calculos-de-caidas-de-tension-valores-oficiales-de-conductividad-para-cu-y-al/>
- Prysmian Group. (28 de 02 de 2018). Obtenido en Abril de 2020 de https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/business_markets/markets/downloads/datasheets/_PRY-AI%20Eprotenax%20H%20Compact.pdf
- The European Wind Energy Association. Obtenido en marzo de 2020 de http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf
- Viesgo Distribución. (2017). Obtenido en marzo de 2020 de https://www.viesgodistribucion.com/documentos/normativa/PT-SEHI.01_PT_subestaciones_aparamenta_hibrida_intemperie.pdf