



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE UNA TURBINA OFFSHORE

Autor: José Luis Fernández González

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Agosto 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
DISEÑO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE UNA TURBINA OFFSHORE
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: José Luis Fernández González

Fecha: 20/ 08/2021

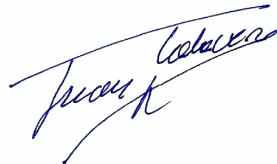


Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 20/ 08/2021



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. José Luis Fernández González DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: DISEÑO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE UNA TURBINA OFFSHORE, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 20 de Agosto de 2021

ACEPTA



Fdo: José Luis Fernández González

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

--



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE UNA TURBINA OFFSHORE

Autor: José Luis Fernández González

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Agosto 2021

DISEÑO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE UNA TURBINA OFFSHORE

Autor: Fernández González, José Luis.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En el proyecto desarrollado se presenta el estudio y diseño de los sistemas eléctricos de un aerogenerador marino conectado a red y equipado con la tecnología más actual del momento. Para llevar a cabo dicho proyecto se han seguido varias normativas internacionales, tanto del sector eólico como de instalaciones eléctricas en baja y media tensión.

Palabras clave: Offshore, Turbina, Aerogenerador, Sistema, Eléctrico.

1. Introducción

El sistema eléctrico del aerogenerador diseñado será capaz de soportar una potencia de evacuación a la red de 5 MW, garantizando la calidad de la potencia vertida a la red y la seguridad de los equipos que lo componen. Para determinar el emplazamiento de la turbina *offshore* se han estudiado en un primer plano los factores más significativos para la producción de energía y en segundo plano factores de tipo político, social y ambiental. Dicho estudio parte con el objetivo de emplazar la turbina en las costas africanas para cubrir las necesidades energéticas de dicho continente.

2. Definición del Proyecto

El desarrollo del proyecto se ha llevado a cabo en dos partes fundamentales. Por un lado, se han determinado los parámetros generales de los componentes principales del aerogenerador. Esta parte del proyecto se ha llevado a cabo en conjunto con otros compañeros tanto de la especialidad eléctrica como de la mecánica y electrónica. para diseñar los parámetros generales de la turbina se ha utilizado un programa de simulación en su versión académica, Bladed DNV GL.

En segundo lugar y de forma individual, se han estudiado los diferentes sistemas eléctricos que componen el aerogenerador, dando lugar a la selección de los equipos que los componen.

El sistema eléctrico se ha dividido en tres subsistemas. En primer lugar, se ha desarrollado el sistema eléctrico de potencia y, en segundo lugar, los sistemas de servicios auxiliares y de control.

Para la selección de los equipos que componen los sistemas eléctricos se ha contactado con múltiples fabricantes, se han tenido en cuenta normativa internacional y recomendaciones de empresas referentes en el sector eólico como Germanischer Lloyd (GL). De este modo, se ha conseguido un diseño de los sistemas eléctricos acorde a la tecnología y las técnicas aplicadas actuales.

3. Descripción del sistema

El sistema eléctrico de potencia es el encargado de evacuar la potencia generada a la red. La energía cinética del viento se transforma en energía eléctrica gracias a la rotación de las palas que hacen girar el rotor de un generador síncrono de imanes permanentes multipolar de 5 MW.

Una vez generada la energía eléctrica, esta se transfiere al convertidor. Dicho convertidor es el elemento principal del sistema de potencia. Se ha seleccionado un convertidor *back to back* de doble etapa fabricado por ABB y cuyo modelo es ACS 880 87-CC. La función principal del convertidor es crear una red de tensión y frecuencias fijas de 690 V y 50 Hz.

A la salida del convertidor, se eleva la tensión a través del transformador de potencia. Se ha seleccionado un transformador de potencia de tipo seco encapsulado por las ventajas que ello conlleva, como el espacio reducido. El transformador se instalará en la góndola y pertenece al fabricante Siemens. El objetivo del transformado es elevar el nivel de tensión de 690 V a 30 kV para reducir las pérdidas en el transporte hasta la subestación más cercana.

Para conectar el aerogenerador con la red de manera segura se han seleccionado dos celadas modulares de Ormazabal. Las funciones de dichas celdas son, proteger el transformador elevador de posibles faltas en la red y realizar la conexión y desconexión a la red de manera segura.

Para proteger la instalación de potencia se han seleccionado dos interruptores automáticos de 5000A del fabricante ABB para la protección contra sobretensiones. Para proteger la turbina contra descargas atmosféricas o picos de tensión se han seleccionado dos descargadores de sobretensiones de ABB.

El sistema de servicios auxiliares tiene como objetivo principal alimentar todos aquellos equipos que son necesarios para el funcionamiento de la turbina como la iluminación, la refrigeración de los equipos de potencia, las protecciones eléctricas, los equipos de comunicaciones, y el sistema eléctrico de control. Para ello, el cableado del circuito de servicios auxiliares se conecta a la red de 690 V y 50 Hz generada por la turbina, y a través de un transformador, se reduce el nivel de tensión a 400 V, tensión suficiente para alimentar todos los equipos necesarios para el funcionamiento del aerogenerador. Dicho

transformador es de tipo seco encapsulado por las mismas razones que el transformador de potencia e irá instalado en la góndola.

Por último, el sistema de control tiene la función de supervisar y ordenar los modos de funcionamiento de la turbina a través de dos sistemas principales. Por un lado, el sistema de paso de pala variable (*Pitch system*). Dicho sistema está formado por tres motores de 37 kW con sus respectivos variadores. Por otro lado, el sistema de orientación o guiñada (*Yaw system*) estará compuesto por diez motores de 5.5 kW con sus variadores.

Ambos sistemas operan de forma similar, pero la función que tienen es diferente. El primero es el encargado de hacer girar las palas sobre su propio eje de rotación para aumentar o reducir la velocidad de rotación del rotor aerodinámico y el segundo, se encarga de orientar la góndola a barlovento para aumentar las horas de producción cuando el viento cambie de dirección.

El cableado de los sistemas eléctricos ha sido dimensionado en base a las potencias y corrientes esperadas en cada nivel de tensión. Para la selección de los conductores se han seguido recomendaciones del fabricante Prysmian y las normas UNE como el REBT o el RLAT.

A continuación, se presenta el diseño desarrollado durante el proyecto de los tres sistemas que forman el aerogenerador.

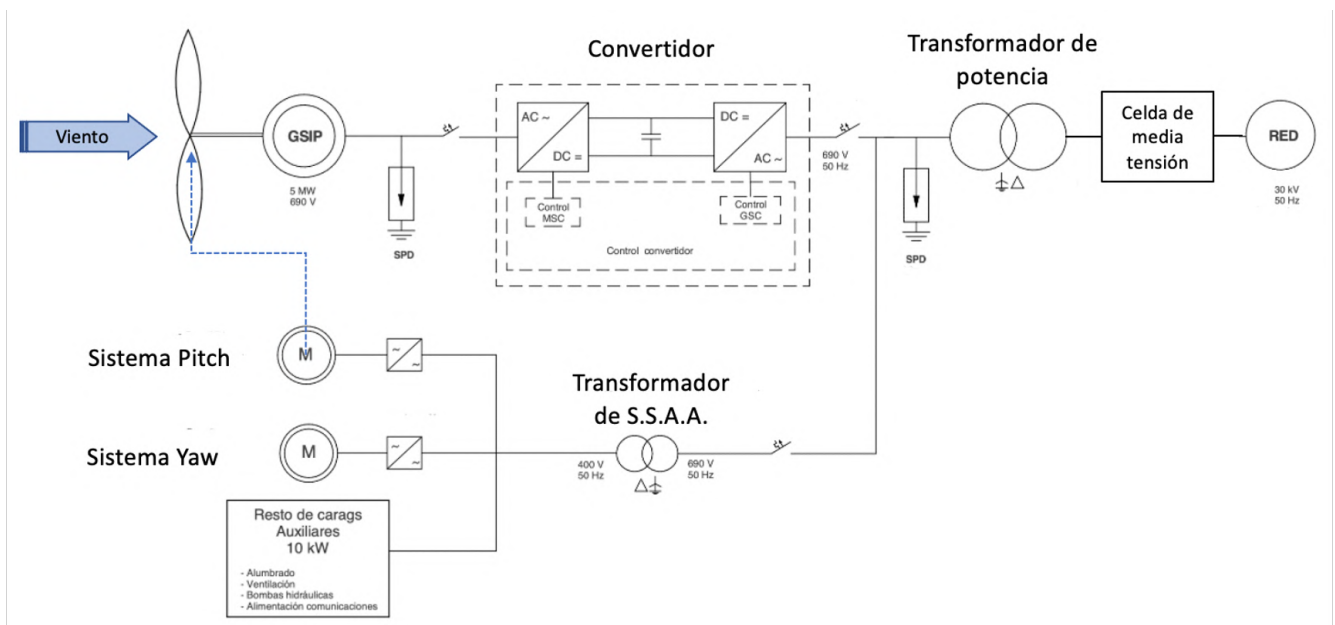


Ilustración 1. Sistemas eléctricos del aerogenerador offshore (Elaboración propia)

OFFSHORE TURBINE ELECTRICAL SYSTEMS DESIGN

Author: Fernández González, José Luis.

Supervisor: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project presents the study and design of the electrical systems of an offshore wind turbine connected to the grid and equipped with the latest technology. In order to carry out this project, several international standards have been followed, both for the wind power sector and for low and medium voltage electrical installations.

Keywords: Offshore, Turbine, Wind, Generator, Power , Electric, System

1. Introduction

The electrical system of the designed wind turbine will be able to support an evacuation power to the grid of 5 MW, guaranteeing the quality of the power discharged to the grid and the safety of its equipment. In order to determine the location of the offshore turbine, the most significant factors for energy production were studied firstly, and secondly, political, social and environmental factors. This study is based on the objective of locating the turbine on the African coasts to cover the energy needs of that continent.

2. Project Definition.

The development of the project has been carried out in two main parts. On the one hand, the general parameters of the main components of the wind turbine have been determined. This part of the project has been carried out together with other colleagues from the electrical, mechanical and electronic fields. To design the general parameters of the turbine, a simulation program in its academic version, Bladed DNV GL, has been used.

Secondly and individually, the different electrical systems that make up the wind turbine have been studied, leading to the selection of the equipment that make them up.

The electrical system has been divided into three subsystems. Firstly, the electrical power system has been developed and, secondly, the auxiliary services and control systems.

For the selection of the equipment that make up the electrical systems, multiple manufacturers have been contacted and international standards and recommendations from leading companies in the wind energy sector, such as Germanischer Lloyd (GL),

have been taken into account. In this way, the design of the electrical systems has been achieved in accordance with current technology and applied techniques.

3. Description of the system

The electrical power system is in charge of evacuating the generated power to the grid. The kinetic energy of the wind is transformed into electrical energy thanks to the rotation of the blades that turn the rotor of a 5 MW multi-pole permanent magnet synchronous generator.

Once the electrical energy is generated, it is transferred to the converter. This converter is the most important element of the power system. A double-stage back-to-back converter manufactured by ABB and whose model is ACS 880 87-CC has been selected. The main function of the converter is to create a fixed voltage and frequency network of 690 V and 50 Hz.

At the output of the converter, the voltage is boosted through the power transformer. An encapsulated dry type power transformer has been selected because of its advantages, such as reduced space requirements. The transformer will be installed in the nacelle and belongs to the manufacturer Siemens. The purpose of the transformer is to raise the voltage level from 690 V to 30 kV in order to reduce transmission losses to the nearest substation.

To connect the wind turbine to the grid in a safe way, two Ormazabal modular cubicles have been selected. The functions of these cubicles are to protect the step-up transformer from possible faults in the grid and to safely connect and disconnect the wind turbine to the grid.

To protect the power installation, two 5000A circuit breakers from ABB have been selected for overcurrent protection. To protect the turbine against atmospheric discharges or voltage peaks, two ABB surge arresters have been selected.

The main purpose of the auxiliary services system is to supply all the equipment necessary for the operation of the turbine, such as lighting, power equipment cooling, electrical protections, communications equipment, and the electrical control system. For this purpose, the auxiliary services circuit wiring is connected to the 690 V and 50 Hz grid generated by the turbine, and through a transformer, the voltage level is reduced to 400 V, a voltage sufficient to supply all the equipment necessary for the operation of the wind turbine. This transformer is encapsulated dry type for the same reasons as the power transformer and will be installed in the nacelle.

Finally, the control system has the function of supervising and ordering the turbine's operating modes through two main systems. On the one hand, the variable blade pitch

system. This system consists of three 37 kW motors with their respective drives. On the other hand, the yaw system will be composed of ten 5.5 kW motors with their drives.

Both systems operate in a similar way, but their function is different. The first is in charge of rotating the blades on their own rotation axis to increase or decrease the rotation speed of the aerodynamic rotor and the second is in charge of orienting the nacelle to windward to increase production hours when the wind changes direction.

The wiring of the electrical systems has been dimensioned based on the power and currents expected at each voltage level. For the selection of the conductors, recommendations of the manufacturer Prysmian and UNE standards such as REBT or RLAT have been followed.

The following is the design developed during the project of the three systems that make up the wind turbine.

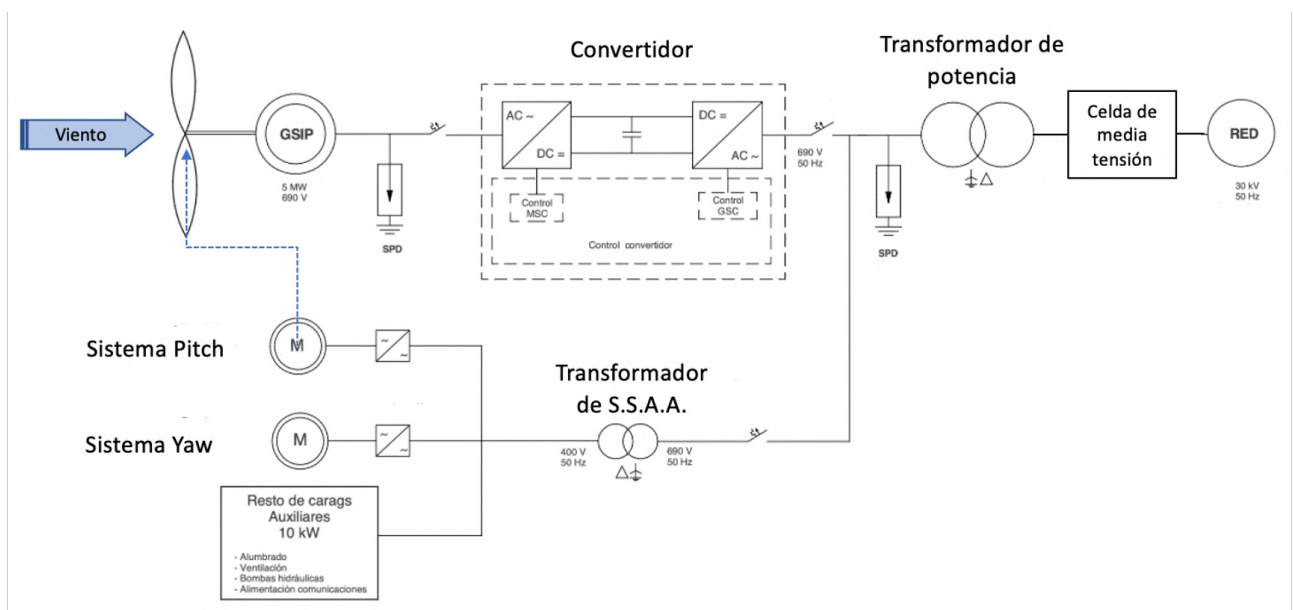


Ilustración 2. Electrical systems of the offshore wind turbine (Own elaboration)

Índice de la memoria

CAPÍTULO 1.	INTRODUCCIÓN.....	7
CAPÍTULO 2.	FUNDAMENTACIÓN DEL TRABAJO.....	9
2.1	MOTIVACIÓN DEL TRABAJO.....	9
2.2	ESTADO DE LA CUESTIÓN	10
2.3	JUSTIFICACIÓN	11
2.4	DESARROLLO Y METODOLOGÍA DEL TRABAJO.	12
2.5	OBJETIVOS	13
2.6	ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)	13
CAPÍTULO 3.	ELECCIÓN DE LA TURBINA	15
3.1	CLASIFICACIÓN DE TURBINAS.	15
3.2	MODELO DE LA TURBINA A DESARROLLAR	17
3.2.1	<i>Elección del emplazamiento.....</i>	<i>17</i>
3.2.2	<i>Consideraciones generales de la turbina.....</i>	<i>20</i>
CAPÍTULO 4.	DESARROLLO DEL PROTOTIPO DE SIMULACIÓN.....	21
4.1	PALAS	21
4.2	ROTOR Y BUJE.....	22
4.3	GÓNDOLA Y TORRE	23
4.4	TREN DE POTENCIA	24
CAPÍTULO 5.	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	26
5.1	EL CONVERTIDOR DE FRECUENCIA.....	30
5.1.1	<i>Tipos de convertidores de frecuencia para GSIP.....</i>	<i>31</i>
5.1.2	<i>El convertidor seleccionado.....</i>	<i>38</i>
5.2	EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	42
5.3	CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA.....	45
5.3.1	<i>Cableado del circuito de potencia de BT.....</i>	<i>48</i>
5.3.2	<i>Cableado del circuito de potencia de MT</i>	<i>50</i>
5.4	PROTECCIÓN DEL CIRCUITO DE POTENCIA	53
5.4.1	<i>Protección del circuito de potencia de BT.....</i>	<i>53</i>
5.4.2	<i>Protección del circuito de potencia de MT</i>	<i>58</i>

5.4.3 Sistema de protección contra sobretensiones	63
CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL Y SERVICIOS AUXILIARES.	70
6.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	70
6.1.1 Modos de operación del sistema de control.....	71
6.1.2 Componentes principales del sistema eléctrico de control.....	75
6.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVICIOS AUXILIARES.....	78
CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA	85
ANEXO I PRESUPUESTO	87
ANEXO II. CÁLCULOS DEL CABLEADO	93
7.1 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE BAJA TENSIÓN	93
7.1.1 Cálculo por el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento	94
7.2 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE MEDIA TENSIÓN.....	102
7.2.1 Cálculo por el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento	104
7.2.2 Criterio de la intensidad de cortocircuito.	107
7.3 CABLEADO DEL CIRCUITO DE SERVICIOS AUXILIARES.....	113
ANEXO III. PLANOS	117
PLANO Nº 1: PLANO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL AEROGENERADOR.....	118
PLANO Nº 2: PLANO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS INTERNOS DEL CONVERTIDOR DE POTENCIA	119
PLANO Nº 3: PLANO DE LOS CIRCUITOS ELECTRÓNICOS DE CONTROL DEL CONVERTIDOR DE POTENCIA	120
PLANO Nº 4: PLANO DE LAS DIMENSIONES DEL CONVERTIDOR DE POTENCIA.....	121
ANEXO IV. CATÁLOGOS	122
CONVERTIDORES ABB ACS 880 (1 - 8MW)	123
TRANSFORMADORES SIEMENS ENERGY GEAFOL NEO	125
CELDAS MODULARES MT ORMAZABAL.....	127
INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS ABB.....	129
DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN ABB TIPO I Y TIPO II ABB	130
MOTORES IE3 DE ALUMINIO Y VARIADORES ABB DE BAJA TENSIÓN.....	131
CABLES DE BT Y MT PRYSMIAN GROUP	132

Índice de figuras

ILUSTRACIÓN 1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DEL AEROGENERADOR OFFSHORE (ELABORACIÓN PROPIA).....	11
ILUSTRACIÓN 2. ELECTRICAL SYSTEMS OF THE OFFSHORE WIND TURBINE (OWN ELABORATION)	14
ILUSTRACIÓN 3. RECURSO EÓLICO A 100 M DE ALTURA EN ÁFRICA (NAZKA, 2021)	17
ILUSTRACIÓN 4. GEOLOCALIZACIÓN PRECISA DE LA TURBINA (ELABORACIÓN PROPIA)	19
ILUSTRACIÓN 5. DIMENSIONES PRINCIPALES DEL ROTOR AERODINÁMICO. (BLADED).....	23
ILUSTRACIÓN 6. ELEMENTOS DE UNA TURBINA (ELABORACIÓN PROPIA, FUENTE IMAGEN: UNIPower)	25
ILUSTRACIÓN 7. RANGOS DE OPERACIÓN DE UNA TURBINA TÍPICA DE VELOCIDAD Y PASO VARIABLES. (TECHNICAL APPLICATION PAPERS, WIND POWER PLANTS, 2021).....	27
ILUSTRACIÓN 8. CURVA C_p/λ (ANAYA-LARA, O.TANADE, UHLEN, & MERZ, 2018).....	29
ILUSTRACIÓN 9. TIPOS DE CONVERTIDORES BTB (ELABORACIÓN PROPIA)	34
ILUSTRACIÓN 10. CONVERTIDOR CON PUENTE DE DIODOS MÁS CHOPPER ELEVADOR E INVERSOR DE IGBT A 2L (YARAMASU, KOURO, & WU, POWER CONVERSION AND CONTROL OF WIND ENERGY SYSTEMS, 2011)	35
ILUSTRACIÓN 11. CONVERTIDOR BTB A 2L EN SERIE (YARAMASU, DEKKA, DURAN, KOURO, & WU, 2017)	36
ILUSTRACIÓN 12. CONVERTIDOR BTB EN PARALELO (YARAMASU, DEKKA, DURAN, KOURO, & WU, 2017)	37
ILUSTRACIÓN 13. DIMENSIONES DEL CONVERTIDOR ACS 880-87-CC (ABB, ACS 880-87-CC WIND TURBINES CONVERTERS HARDWARE MANUAL, 2019)	40
ILUSTRACIÓN 15. DIMENSIONES DEL TRANSFORMADOR GEAFOLEO 6.3 MVA.....	44
ILUSTRACIÓN 16. CABLE FLEXTREME MAX H07RN-F (PRYSMIAN, FLEXTREME MAX H07RN-F / DN-F)	49
ILUSTRACIÓN 17. CABLE AL EPROTENAX H COMPACT.....	52
ILUSTRACIÓN 18. RELACIÓN ENTRE LA FRECUENCIA Y LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (ABB, TECHNICAL APPLICATION PAPERS, WIND POWER PLANTS, 2021)	55
ILUSTRACIÓN 19. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EMAX PR111/VF (ABB, SACE EMAX INSTRUCCIONES PARA LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO)	56
ILUSTRACIÓN 20. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EMAX E6.2 V (ABB, SACE EMAX 2 INTERRUPTORES DE BASTIDOR ABIERTO DE BAJA TENSIÓN).....	57
ILUSTRACIÓN 21. CELDA MT 0L+1L+1P (INAEL).....	58
ILUSTRACIÓN 22. CELDA MT 0L+0L+1P (INAEL).....	59
ILUSTRACIÓN 23. CELDA MT 0L+1P (INAEL)	59
ILUSTRACIÓN 24. CELDAS MODULARES DE MT. A) FUNCIÓN DE LÍNEA, B) FUNCIÓN DE PROTECCIÓN. (ORMAZABAL).....	61
ILUSTRACIÓN 25. CELDA DE MT 0L+1P (ORMAZABAL)	62
ILUSTRACIÓN 26. SISTEMAS DE DERIVACIÓN EN PALAS. (ABB, TECHNICAL APPLICATION PAPERS, WIND POWER PLANTS, 2021).....	64

ILUSTRACIÓN 27. LOCALIZACIÓN DE LOS SPD EN EL CIRCUITO DE POTENCIA. (ABB, TECHNICAL APPLICATION PAPERS, WIND POWER PLANTS, 2021)	67
ILUSTRACIÓN 28. SPD TIPO 1 (ABB, SURGE PROTECTIVE DEVICE OVR T1 25 440 - 50)	68
ILUSTRACIÓN 29. SPD TIPO 2 (ABB, SURGE PROTECTIVE DEVICE OVR T2 3L 40 400/690)	69
ILUSTRACIÓN 30. INTERACCIÓN DEL WTC CON EL RESTO DE LOS SUBSISTEMAS.	71
ILUSTRACIÓN 31. DIAGRAMA DE MODOS DE OPERACIÓN DE LA TURBINA. (ELABORACIÓN PROPIA)	72
ILUSTRACIÓN 32. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO S.S.A.A. TMAX XT3 (ABB)	84
ILUSTRACIÓN 33. DISPOSICIÓN DEL CABLEADO POR RECOMENDACIÓN DEL FABRICANTE. DESIGNACIÓN DEL TIPO DE INSTALACIÓN F (PRYSMIAN, FLEXTREME MAX H07RN-F / DN-F)	94

Índice de tablas

TABLA 1. DATOS CARACTERÍSTICOS EN LOS PAÍSES DE ESTUDIO. (ELABORACIÓN PROPIA, FUENTE: OMS).....	18
TABLA 2. PARÁMETROS DEL ROTOR AERODINÁMICO INTRODUCIDOS EN BLADED.	22
TABLA 3. PARÁMETROS DEL BUJE INTRODUCIDOS EN BLADED. (ELABORACIÓN PROPIA)	23
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL GSIP (ELABORACIÓN PROPIA)	39
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS GENERALES ACS 880-87-CC (ELABORACIÓN PROPIA).....	41
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS GENERALES GEAFOL Neo 6.3 MVA (ELABORACIÓN PROPIA)	44
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS GENERALES FLEXTREME MAX (ELABORACIÓN PROPIA)	49
TABLA 8. CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE BAJA TENSIÓN (ELABORACIÓN PROPIA)	50
TABLA 9. CARACTERÍSTICAS GENERALES AL EPROTENAX H COMPACT. (ELABORACIÓN PROPIA).....	52
TABLA 10. CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE MEDIA TENSIÓN. (ELABORACIÓN PROPIA)	53
TABLA 11. CARACTERÍSTICAS GENERALES INTERRUPTOR AUTOMÁTICO LADO GENERADOR (ELABORACIÓN PROPIA)	56
TABLA 12. CARACTERÍSTICAS GENERALES INTERRUPTOR AUTOMÁTICO LADO RED (ELABORACIÓN PROPIA)	57
TABLA 13. CARACTERÍSTICAS CELDAS MT 0L+1P (ELABORACIÓN PROPIA).....	62
TABLA 14. CARACTERÍSTICAS GENERALES SPD TIPO 1 (ELABORACIÓN PROPIA)	68
TABLA 15. CARACTERÍSTICAS GENERALES SPD TIPO 2 (ELABORACIÓN PROPIA).....	69
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS GENERALES MOTORES YAW. (ELABORACIÓN PROPIA).....	75
TABLA 17. CARACTERÍSTICAS GENERALES VARIADORES DE FRECUENCIA DE MOTORES YAW (ELABORACIÓN PROPIA).....	76
TABLA 18. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE MOTORES PITCH. (ELABORACIÓN PROPIA)	77
TABLA 19. CARACTERÍSTICAS GENERALES VARIADORES DE FRECUENCIA DE MOTORES PITCH (ELABORACIÓN PROPIA)	78
TABLA 20. CARACTERÍSTICAS GENERALES TRANSFORMADOR DE S.S.A.A. (ELABORACIÓN PROPIA)	80
TABLA 21. AFUMEX CLASS 1000 V (PRYSMIAN)	81
TABLA 22. CARACTERÍSTICAS GENERALES AFUMEX CLASS 1000V (ELABORACIÓN PROPIA).....	82
TABLA 23. CABLEADO DE S.S.A.A. (ELABORACIÓN PROPIA).....	82
TABLA 24. CARACTERÍSTICAS GENERALES AUTOMÁTICO S.S.A.A. (ELABORACIÓN PROPIA)	83
TABLA 25. TABLA C.52.3 NORMA UNE-HD 60364-5-52 FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO. (PRYSMIANGROUP, 2018)	95
TABLA 26. TABLA B.52.14 NORMA UNE-HD 60364-5-52 FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE PARA TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTE DE 40°C	96
TABLA 27. INTENSIDADES ADMISIBLES POR SECCIÓN DEL CABLE FLEXTREME MAX A 40°C.	97
TABLA 28. TABLA 1 ITC-BT-07 SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE NEUTRO (PRYSMIANGROUP, 2018).....	100
TABLA 29. TABLA2 DEL ITC-BT-18 SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN.	101

TABLA 30. IEC 61800-5-1 SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN. (ABB, ACS 880-87-CC WIND TURBINES CONVERTERS HARDWARE MANUAL, 2019)	101
TABLA 31. CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE BAJA TENSIÓN. (ELABORACIÓN PROPIA)	102
TABLA 32. TENSIÓN ASIGNADA RECOMENDADA EN REDES TRIFÁSICAS DE MT (RLAT, 2008)	103
TABLA 33. TABLA 14 ITC-LAT-06 COEFICIENTES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.	105
TABLA 34. FACTOR DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO. (PRYSMIAN, LIBRO BLANCO PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN, 2018)	105
TABLA 35. TABLA 13 ITC-LAT-06 INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES PARA CABLES INSTALADOS AL AIRE. (PRYSMIAN, LIBRO BLANCO PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN, 2018)	106
TABLA 36. DENSIDAD DE CORRIENTE EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO. (RLAT, 2008)	108
TABLA 37. CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE MEDIA TENSIÓN (ELABORACIÓN PROPIA)	112
TABLA 38. INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES AFUMEX CLASS 1000V (PRYSMIAN)	115
TABLA 39. CABLEADO DE S.S.A.A. (ELABORACIÓN PROPIA)	116

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día existe un gran debate internacional sobre como producir energía eléctrica de forma rentable y limpia. Debido a que todos los recursos fósiles son muy contaminantes y tienen fecha de extinción, una alternativa de entre muchas, es la producción de energía mediante generación eólica.

Dentro del campo de la generación por turbinas eólicas existen dos ramas principales. La generación *onshore* y la generación *offshore*. Como las zonas destinadas a la generación onshore son bastante más reducidas que las que se pueden destinar a la generación marina, esta última está cobrando mucha importancia hoy en día.

La principal ventaja de la generación offshore respecto a los parques terrestres es la capacidad de producir más energía a lo largo del año. Este hecho se debe a que en áreas marinas el recurso eólico es de mejor calidad, puesto que, es constante y más veloz. Por otro lado, la ausencia de elementos esbeltos y la pequeña resistencia que ofrece la superficie del mar, en comparación con la rugosidad del terreno, favorece que existan menos turbulencias que interfieran en el flujo del viento. Estas ventajas promueven a los fabricantes de aerogeneradores a desarrollar turbinas cada vez con mayor capacidad, llegando en la actualidad a potencias de entre diez y doce MW por turbina eólica marina.

En este proyecto se va a desarrollar el diseño del sistema eléctrico de una turbina offshore de 5MW de potencia nominal. En primer lugar, se diseñarán los parámetros básicos y generales de la turbina, para más adelante, entrar en detalle del sistema eléctrico.

El aerogenerador se diseñará para ser emplazado en las costas del continente africano. En concreto, en la zona donde coexistan las mejores circunstancias técnicas, políticas, económicas y ambientales para la vida útil de la turbina.

Para el diseño del sistema eléctrico se van a estudiar las diferentes partes y elementos que lo componen, así como la optimización de estos para que funcionen de la mejor forma y al menor coste posible. Todo ello sin adentrarse en el estudio del generador eléctrico, ni la conexión de la turbina con la red eléctrica puesto que, forman parte de otros proyectos.

El sistema eléctrico del aerogenerador se dividirá en tres subsistemas: sistema eléctrico de potencia, sistema eléctrico de control y sistema de servicios auxiliares.

Capítulo 2. FUNDAMENTACIÓN DEL TRABAJO

2.1 MOTIVACIÓN DEL TRABAJO

La energía eólica tiene cada vez más peso en la sociedad debido a que se trata de una producción de energía limpia. Con todos los problemas medioambientales que están surgiendo hoy en día debido a la utilización de recursos fósiles, la energía eólica es una alternativa muy prometedora.

Con este proyecto se pretende diseñar un aerogenerador en las costas del continente africano, donde es muy necesaria la producción de energía eléctrica puesto que, el 57% de la población no tiene acceso a la electricidad. En el continente africano el 80% de la generación eléctrica proviene de recursos fósiles. Por ello se pretende diseñar un aerogenerador en el mar, para estudiar la viabilidad de la producción eólica offshore en este continente. Debido a que los aerogeneradores offshore tienen mayor capacidad de generación, con la implementación de estos, se podría garantizar que llegara más electricidad a los hogares del continente.

Por otro lado, es un reto personal como alumno de la universidad, iniciarse en el mundo de las tecnologías renovables, más en concreto en el campo eléctrico. Dicho campo tiene un futuro muy prometedor puesto que todavía quedan muchos proyectos por desarrollar y mucha tecnología por descubrir e implantar. Teniendo en cuenta la fuerza que están cobrando las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), es una motivación personal estudiar y entender el funcionamiento de las turbinas eólicas más actuales para poder enfocar la carrera profesional a dicho campo.

2.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Los principales focos de atención en el sistema eléctrico de un aerogenerador a la hora de diseñarlo suelen ser, la prevención y protección ante posibles sobretensiones en la red, desincronización de la frecuencia con la red, sobreintensidades en el arranque del rotor y garantizar la seguridad de los elementos y las personas destinadas al mantenimiento y funcionamiento de la máquina.

Con este proyecto se pretende garantizar el correcto funcionamiento del aerogenerador, centrándose en los elementos que componen el sistema eléctrico y la prevención ante posibles fallos en la calidad de la generación. Debido a que se va a conectar a la red eléctrica del continente africano, los problemas que puede transmitir la red al aerogenerador son más probables en comparación con la red europea puesto que, no posee la misma tecnología.

Se estudiará el sistema de potencia para asegurar la calidad de la energía, el cableado de conexión y alimentación del sistema de control y el conjunto de elementos que forman los servicios auxiliares, como las cargas críticas con alimentación ininterrumpida. Todo ello cumpliendo la normativa vigente entre otras, se tendrán en cuenta las normas GL.

Las turbinas eólicas de con generadores síncronos de imanes permanentes (GSIP) están en pleno desarrollo e investigación por su amplia polivalencia la hora de estructurar la turbina. Gracias a un GSIP se puede controlar tanto la potencia activa como la reactiva que se vierte a la red. Podemos prescindir de reductora con un GSIP multipolar lo que permite reducir la complejidad del control, reducir el peso de la góndola y el mantenimiento en áreas marinas especialmente. En definitiva, nos permite reducir costes tanto por complejidad en la fabricación, cantidad de material utilizado en el diseño de cargas, como en el mantenimiento. Así mismo la ausencia de reductora dará lugar a un mayor rendimiento en la turbina por tener menos elementos mecánicos para la transmisión de potencia desde el viento hasta la red eléctrica.

2.3 JUSTIFICACIÓN

Actualmente existe una gran competencia en liderar la tecnología offshore entre las grandes compañías de producción eléctrica. Estas compañías están invirtiendo grandes cantidades de recursos en desarrollar las mejores turbinas. Se estima que hoy en día el mercado del sector eólico mueve entrono a treinta billones de euros y se espera que en diez años dicha cifra alcance los ochenta billones.

El crecimiento constante y exponencial del sector eólico marino se debe a varios factores, como la abundancia del recurso eólico en el mar, la abundancia de espacio y las ventajas tecnológicas que ofrecen las turbinas marinas con una alta capacidad de producción.

A lo largo del año 2020 fueron instalados 5.2 GW, un record en la historia del sector eólico. Con ello, la potencia instalada mundial asciende a 33 GW aproximadamente, manteniendo la tendencia ascendente de los últimos años. A pesar de los problemas causados por la COVID-19 se instalaron 15 plantas nuevas, lo que hace un total de 160 plantas de energía en el mar alrededor en todo el planeta.

Se estima que esta tendencia ascendente de la eólica amarina continúe en los años venideros, alcanzando un total de 200 GW operativos en 2030.

Según un estudio realizado en 2019 por la Asociación Empresarial Eólica (AEE), el sistema eléctrico de una turbina suele representar el 10 % del coste total (AEE, 2019). Dicho factor justifica las continuas inversiones en desarrollo por parte de los fabricantes más demandados en el sector. Por ello en este trabajo se va a desarrollar el sistema eléctrico de un aerogenerador, puesto que, es una parte fundamental tanto en el funcionamiento como en el coste.

2.4 DESARROLLO Y METODOLOGÍA DEL TRABAJO.

Para el diseño del sistema eléctrico del aerogenerador se elaborará previamente un diseño de los parámetros básicos.

Los rasgos generales de la turbina se modelizarán a través de una herramienta de simulación en su versión para estudiantes, llamada Bladed Educational DNV GL. Dicho programa es muy utilizado en la industria para el diseño de turbinas debido a su gran polivalencia. A pesar de que solo se dispone de la licencia universitaria, las limitaciones que esta pueda presentar serán subsanadas con un estudio analítico.

Debido a la dificultad a la hora de utilizar el programa, este incluye un manual de uso para el usuario y un documento teórico sobre turbinas eólicas. Ambos documentos serán imprescindibles a la hora de diseñar los parámetros generales, puesto que, explican los métodos de cálculo utilizados por el programa a la hora de realizar las simulaciones.

Por otro lado, se tendrán muy en cuenta normativa internacional y las normas implantadas por Germanischer Lloyd (GL). Dichas normas son muy utilizadas por las compañías del sector eólico para la certificar sus turbinas, a través de una entidad reconocida mundialmente. Cumpliendo esta normativa, las aseguradoras tienen la certeza de que las turbinas, que van a respaldar, funcionarán correctamente. La normativa GL permitirá asegurarse de que los diseños y las suposiciones que se hagan a lo largo del trabajo sean viables y coherentes con la realidad.

De esta manera, las conclusiones y resultados obtenidos tendrán un respaldo por una autoridad en el sector, que basa su conocimiento en la experiencia de años de investigación tecnológica.

2.5 OBJETIVOS

Los objetivos de este proyecto son:

- Estudio de los diversos tipos de aerogeneradores offshore y la elección del modelo óptimo a desarrollar: Se estudiarán las técnicas y la tecnología utilizada en la actualidad para que la turbina diseñada cuente con un sistema eléctrico que sea moderno.
- Desarrollo del modelo prototipo de simulación: Se estimarán los parámetros generales de los principales elementos que componen la turbina. Este proceso se llevará a cabo en conjunto con otros compañeros que desarrollan sus proyectos como parte de la turbina eólica.
- Estudio y diseño de los circuitos eléctricos del aerogenerador: Se estudiarán y diseñarán los circuitos eléctricos principales y auxiliares de la turbina y se seleccionarán los equipos que los componen contactando con diversos fabricantes

2.6 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

- Fin de la pobreza: Al instalarse el aerogenerador en las costas del continente africano, se contribuye a la mejora del abastecimiento de electricidad en países subdesarrollados, lo cual hace que se satisfaga uno de los elementos más necesarios para la vida cotidiana y el desarrollo de un país.
- Energía asequible y no contaminante: La instalación de tecnología offshore contribuye a que el acceso a la electricidad en los países pobres sea más fácil y al mismo tiempo se produzca electricidad sin contaminar el planeta.

- Trabajo decente y crecimiento económico: Si se realizara el proyecto produciría un gran número de trabajos y crecimiento en la industria de la fabricación de los componentes necesarios para esta tecnología.
- Industria, innovación e infraestructuras: La tecnología con la que se diseñará el aerogenerador es muy puntera, esto promueve la innovación y el progreso tecnológico en los sectores que contribuyen en el proyecto.
- Reducción de las desigualdades: El aerogenerador se diseñará para implantarse en las costas del continente africano lo que facilitará que un mayor número de personas que habitan en países subdesarrollados tengan acceso a electricidad.
- Ciudades y comunidades sostenibles: La energía eólica se caracteriza por ser una fuente de energía limpia. La implantación de este aerogenerador conllevaría a que las ciudades cercanas se consuma este tipo de energía.
- Producción y consumo responsable: Al producirse energía limpia, se consume energía limpia por lo que, se satisfacen ambos objetivos.
- Acción por el clima: Es un hecho que el dióxido de carbono emitido a la atmósfera conlleva a un calentamiento del planeta. Con esta tecnología se evitan las emisiones contaminantes a la hora de producir energía eléctrica.
- Vida submarina: La implantación de este aerogenerador significaría que en esa área se redujese la actividad pesquera, lo que conlleva a la posibilidad de la formación de un pequeño ecosistema submarino en los alrededores del aerogenerador.

Capítulo 3. ELECCIÓN DE LA TURBINA

En este capítulo se van a clasificar los tipos de turbinas marinas que existen actualmente y se van a reflejar los parámetros generales de la turbina que se utilizarán en el desarrollo de esta. Todo ello el objetivo de elegir el emplazamiento y la turbina más apropiada para que produzca la mayor cantidad de energía posible durante su vida útil.

3.1 CLASIFICACIÓN DE TURBINAS.

Dentro del sector eólico existen varios tipos de explotaciones para la extracción de potencia a partir del recurso del viento. Se pueden encontrar en el mercado desde turbinas convencionales de eje horizontal, las cuales se han ido desarrollando desde hace muchos años, hasta turbinas de última generación que, aun teniendo peores rendimientos, ofrecen otro tipo de ventajas.

En cuanto a la posición del rotor se pueden clasificar en turbinas de eje vertical (VAWT, Vertical Axis Wind Turbine) o en turbinas de eje horizontal (HAWT, Horizontal Axis Wind Turbine) La principal ventaja de las turbinas convencionales de eje horizontal es su gran capacidad para extraer potencia del viento, siendo estas las que mayor rendimiento presentan en el sector.

Se pueden clasificar según el número de palas, la tecnología empleada y el tipo de emplazamiento para el cual son diseñadas.

En cuanto al número de palas, han existido turbinas desde un gran número de palas hasta turbinas de una sola pala. Gracias a varios años de investigación, se ha determinado que la turbina más eficiente esta formada por tres palas.

Según la tecnología que utilice la turbina para aumentar el rendimiento, se pueden clasificar en turbinas de paso variable o paso fijo y turbinas orientadas a barlovento o sotavento. Las turbinas de paso variable esta equipadas por un sistema que permite rotar las palas sobre su propio eje y de esta manera aumentar o reducir el coeficiente aerodinámico del perfil de la pala para modificar la velocidad de rotación del eje. Por el contrario, las turbinas de paso fijo se caracterizan por que el ángulo de ataque de sus palas es fijo. Por otro lado, las turbinas que se orientan a barlovento están equipadas con un sistema de orientación o guiñada, que gira la góndola para mantener el rotor orientado de cara al viento mientras que, las turbinas que funcionan a sotavento no suelen disponer de dicho sistema porque el propio viento las orienta para que el flujo incida en la parte posterior de la góndola y fluya hasta el rotor. Las turbinas más eficientes resultan ser las de paso variable y orientadas a barlovento, siendo por otro lado, las de mayor coste.

Otra clasificación principal que se suele hacer para determinar el tipo de turbina tiene que ver con su localización. En función del lugar donde se emplacen las turbinas, estas pueden ser *offshore* u *onshore*. Las primeras se emplazan en el mar y las segundas en tierra firme.

La principal ventaja de las turbinas marinas es que en dichos emplazamientos el viento suele ser más fuerte y constante, dicho factor se aprovecha fabricando turbinas de mayor envergadura y por consiguiente extrayendo más potencia del viento. Por lo tanto, aun que las turbinas offshore tengan un coste mayor en su fabricación y en su construcción, la inversión realizada conlleva mayores beneficios por generar más potencia.

Por todo ello, la turbina a diseñar será offshore, de eje horizontal con tres palas y estará equipada con un sistema de paso de pala variable y un sistema de guiñada para orientarla a barlovento.

3.2 MODELO DE LA TURBINA A DESARROLLAR

3.2.1 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Como objetivo principal, se pretende diseñar la turbina para que se emplace en las costas del continente africano. En este apartado se va a hacer un estudio de los factores principales a la hora de instalar una turbina en los lugares de interés. Como objetivos secundarios se va a tratar de cubrir al máximo posible problemas de tipo ambiental, político y social que conlleva la implantación de una turbina offshore.

En primer lugar, es necesario hacer un estudio del recurso eólico disponible en las costas de África. Para ello se va a utilizar una herramienta que facilita datos eólicos en cualquier parte del mundo llamada “*Global Wind Atlas*”.

En la siguiente imagen se muestra la velocidad del viento en las costas africanas a 100 metros de altura, altura aproximada a la cual se va a encontrar el centro geométrico del rotor. Siendo el rojo oscuro velocidades cercanas a 11m/s, el verde velocidades entorno a 5 m/s y el azul velocidades de 2 m/s.

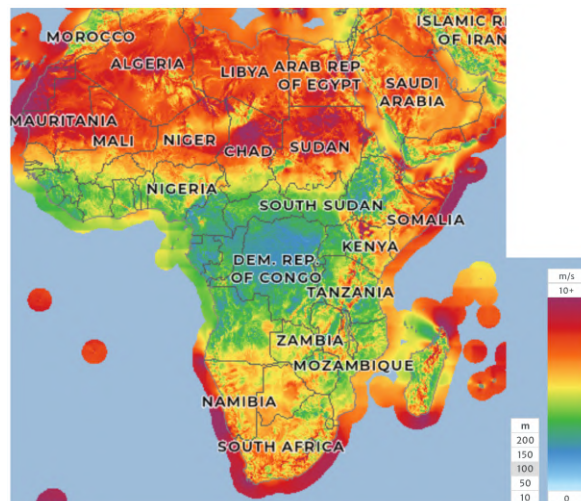


Ilustración 3. Recurso eólico a 100 m de altura en África (Nazka, 2021)

Como se puede observar, existen varias zonas costeras donde la media del viento anual es entorno a 10 m/s. Dicha velocidad es idónea para la producción eólica.

En concreto, las costas de Mauritania, Somalia y Sudáfrica. Como el objetivo principal es generar y verter dicha energía a la red, el principal factor a tener en cuenta en el lugar donde se instale la turbina es una buena conexión a una red eléctrica estable. Para determinar si la red en las zonas seleccionadas es estable se ha hecho un estudio tanto del número como del tipo de consumo en dichas zonas.

País		Sudáfrica	Mauritania	Somalia
Velocidad media de viento	m/s	10	10	8
Población	Mill	58.56	4.53	15.44
Peso del sector industrial en el PIB		29.7 %	29 %	7.2 %

Tabla 1. Datos característicos en los países de estudio. (Elaboración Propia, Fuente: OMS)

Para llevar a cabo dicho estudio se han recogido en la Tabla 1 la velocidad media de viento en las costas de los tres países, el número de habitantes y el peso del sector de la industria en sus respectivos PIB. Con ello se puede reflejar la calidad del recurso eólico (velocidad de viento) y la cantidad de consumo eléctrico (número de habitantes y el peso de la industria)

Como se puede observar, el lugar donde se consume más energía es en Sudáfrica, por tener mucha más población que los otros dos países. Por ello se ha decidido instalar la turbina en las costas de dicho país.

El lugar exacto de emplazamiento de la turbina será la Bahía falsa. Dicho lugar es idóneo puesto que está situado en las proximidades de una gran ciudad, Ciudad del Cabo, por lo que tendrá una conexión cercana a una red estable. Por otro lado, otras ventajas de emplazar la turbina en dicha bahía son: la ausencia de rutas marítimas, poca profundidad cerca de la costa (45 m) y ausencia de rutas de aves migratorias.

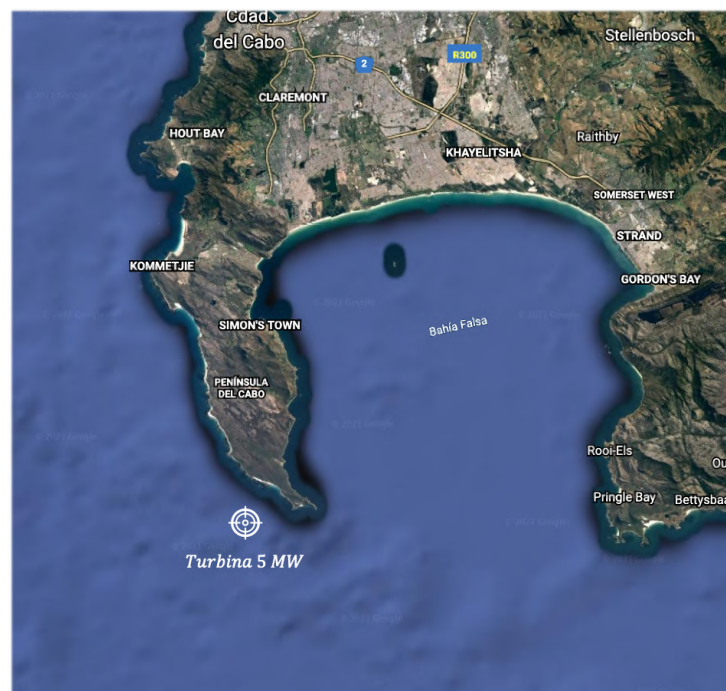


Ilustración 4. Geolocalización precisa de la turbina (Elaboración propia)

Como se puede observar en la imagen, el aerogenerador se va a emplazar fuera de la bahía para que el viento no esté influenciado por la rugosidad del terreno y ello conlleve a que el flujo sea de mejor calidad por contener menos turbulencias.

Debido a que en las cercanías se encuentra una gran ciudad, la generación eólica provoca que parte del consumo de dicha ciudad provenga de energía limpia y sostenible. Dicho factor conlleva a que será aceptado en gran medida por la sociedad y con ello será aceptado políticamente.

3.2.2 CONSIDERACIONES GENERALES DE LA TURBINA

Una vez expuestos las diferentes clasificaciones de turbinas que se desarrollan actualmente en el mercado, cabe mencionar que, la turbina de eje horizontal con rotor de tres palas es la más común. Dicha turbina es la que mejor rendimiento aerodinámico presenta cuando se pretende extraer una gran cantidad de potencia.

Por ello, el modelo de turbina que se va a desarrollar será de tipo HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) y funcionará a barlovento. El rotor constará de tres palas con un diámetro de 162 m y tendrá la cimentación fija en el fondo marino.

Para controlar la turbina de la forma más eficiente posible, esta será de velocidad y paso variables. Lo que permite que la turbina pueda ajustar su velocidad y su coeficiente aerodinámico para limitar la potencia o carga aerodinámica, en función de la estrategia de control.

Para que la turbina sea de velocidad variable, se ha escogido un generador síncrono de imanes permanentes (GSIP) multipolar. La principal ventaja de los GSIP multipolares es que el rotor gira a bajas velocidades (entre 10 y 40 rpm), debido a su gran capacidad de dar par. Gracias a su capacidad de funcionar a bajas velocidades, al mismo tiempo, se podrá prescindir de reductora. La ausencia de reductora en la turbina conlleva más ventajas por la reducción de peso, costes, ruido y mantenimiento, más importante aún en zonas marinas, donde la humedad y la sal provocan altos costes de mantenimiento.

Según el emplazamiento escogido, las condiciones atmosféricas permiten instalar un generador de 5 MW de potencia. Para controlar dicho generador se dispondrá de un convertidor de doble etapa de gran potencia. El convertidor se encargará de convertir la tensión y frecuencia variables, generadas por la máquina eléctrica, a una red trifásica de tensión y frecuencia fijadas por la red africana. Aguas abajo del convertidor se encuentra el transformador de potencia, el cual eleva la tensión para disminuir las pérdidas en el transporte de 690 V a 30 kV

Capítulo 4. DESARROLLO DEL PROTOTIPO DE SIMULACIÓN

En este capítulo se van a desarrollar los parámetros generales de la turbina siguiendo las indicaciones del programa Bladed DNV GL, el cual va a facilitar los pasos a seguir en el diseño del aerogenerador.

4.1 PALAS

Las palas son los primeros elementos que interactúan con el viento. Debido a la complejidad que resulta diseñar las palas, los datos introducidos en el programa han sido proporcionados por una empresa externa bajo derechos de autor.

Para desarrollar la geometría de la pala, esta se divide en diferentes secciones denominadas en el programa como “*stations*”. Los datos de dichas secciones han sido proporcionados por la empresa externa, en concreto se han proporcionado treinta secciones. La versión académica del programa solamente permite introducir diez secciones, por ello se seleccionaron las diez secciones más significativas en la geometría.

Las secciones que se seleccionaron están distribuidas a lo largo de toda la pala de manera uniforme, desde su raíz, hasta la punta a 61.5 m. En concreto, dichas secciones se encontraban a: 0, 10, 17.5, 25, 32.5, 40, 47.5, 55, 58 y 61.5 metros de la raíz de la pala.

Otros datos proporcionados para la creación de la pala son los perfiles aerodinámicos, llamados “*airfoils*” en Bladed. Dichos perfiles hacen referencia al comportamiento de la pala en sus diferentes secciones. Los parámetros característicos de un perfil son: ángulo de ataque, coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre.

4.2 ROTOR Y BUJE

En la definición del rotor se introducen los parámetros característicos del rotor aerodinámico y del buje. La diferencia entre el rotor y el rotor aerodinámico es que el primero se refiere al buje y a las bases de las palas, mientras que el segundo se refiere al conjunto formado por el buje y las palas al completo.

En cuanto al rotor aerodinámico se han introducido los siguientes parámetros en el programa:

Rotor aerodinámico	
Diámetro	126 m
Número de palas	3
Ángulo de conicidad	-3°
Ángulo del eje respecto la horizontal	6°
Sentido de rotación	Horario
Orientación respecto al viento	Barlovento
Tipo de control sobre el rotor	Velocidad variable
Tipo de control sobre el Cp	Paso variable
Velocidad de arranque (cut-in-speed)	3.5 m/s
Velocidad de corte (cut-out-speed)	30 m/s

Tabla 2. Parámetros del rotor aerodinámico introducidos en Bladed.

(Elaboración propia)

El ángulo de conicidad reflejado en la tabla se refiere a la inclinación de las palas respecto al plano perpendicular al eje del rotor aerodinámico. En la Ilustración 5 dicho ángulo se representa con la letra “C”. El ángulo de *Tilt* es el ángulo del eje respecto a la horizontal, representado con la letra “T”.

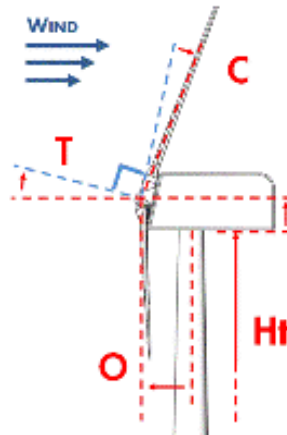


Ilustración 5. Dimensiones principales del rotor aerodinámico. (Bladed)

Los parámetros generales introducidos en el buje son los siguientes:

Buje (Hub)	
Distancia de la base de la pala al centro geométrico del buje (root-length)	1.5 m
Diámetro del rotor	3m
Coeficiente de drag	0.88
Masa del buje	40000 kg
Inercia respecto su eje	99458 kg/m ²
Inercia perpendicular a su eje	116134.3 kg/m ²

Tabla 3. Parámetros del buje introducidos en Bladed. (Elaboración propia)

4.3 GÓNDOLA Y TORRE

La góndola es el elemento que contiene el generador, el convertidor, el transformador de potencia y elementos del sistema de servicios auxiliares y control. Es de especial importancia que sea diseñada de manera que no comprometa las cargas máximas que puede soportar la torre.

En Bladed las dimensiones de la góndola se deben introducir teniendo en cuenta que la esta es cuadrada. Como los datos que se tienen son de una góndola cilíndrica, se ha hecho una conversión manteniendo el área del alzado igual. Por tanto, si las dimensiones del cilindro preliminar son 8m de longitud y 8.5 de diámetro, en Bladed se introduce un prisma de 8 metros de longitud con un perfil cuadrado de 7.53 metros de alto y ancho. La masa de la góndola teniendo en cuenta tanto las masas rotóricas como no rotóricas es de 127208 kg y la inercia respecto al eje el buje es de $1.93 \cdot 10^6 \text{ kg/m}^2$

La torre es un elemento muy importante en el diseño de la turbina puesto que debe ser dimensionada para soportar todos los esfuerzos de fatiga producidas por las ráfagas de viento, el oleaje y las oscilaciones que produce la rotación de las palas.

Debido a que el objetivo de este trabajo no es profundizar en las cargas soportadas por la torre, se han definido los parámetros generales únicamente. En concreto la torre tendrá un diámetro interior de 5.6 m, una altura de 133m de los cuales 45m estarán sumergidos en el mar. Estará fabricada de acero con un modulo de Young de 210 GN/m^2 y una densidad de 7860 kg/m^3 .

El elemento encargado de acoplar la torre con la góndola es el mecanismo del sistema de orientación.

4.4 TREN DE POTENCIA

En la definición del tren de potencia en Bladed, se deben introducir parámetros mecánicos de la transmisión y parámetros generales del generador. Del convertidor no es posible introducir ningún parámetro en la versión académica.

En cuanto a la transmisión, se define una reductora de 1:1 por ser más sencilla su modelización en vez de definir un sistema directo con ausencia de reductora. Como la

relación de la multiplicadora es directa, el eje del rotor del generador se moverá a la misma velocidad que el eje del rotor aerodinámico. Por último, se introduce una inercia del generador de 263690 kg/m^2 .

El generador es síncrono de imanes permanentes, lo que se traduce en un generador de velocidad variable. El factor de potencia es de 0.9, velocidad nominal de 12 rpm y la potencia nominal de 5 MW. Por lo tanto, el par nominal será de:

$$T_n = \frac{P_n}{\omega_n} = \frac{5 \cdot 10^6}{12 \cdot \frac{2 \cdot \pi}{60}} = 4.377 \text{ [MN} \cdot \text{m]}$$

Una vez expuestos los parámetros principales que se han integrado en el modelo, se muestra una figura para representar el lugar y la disposición de las partes de un aerogenerador.

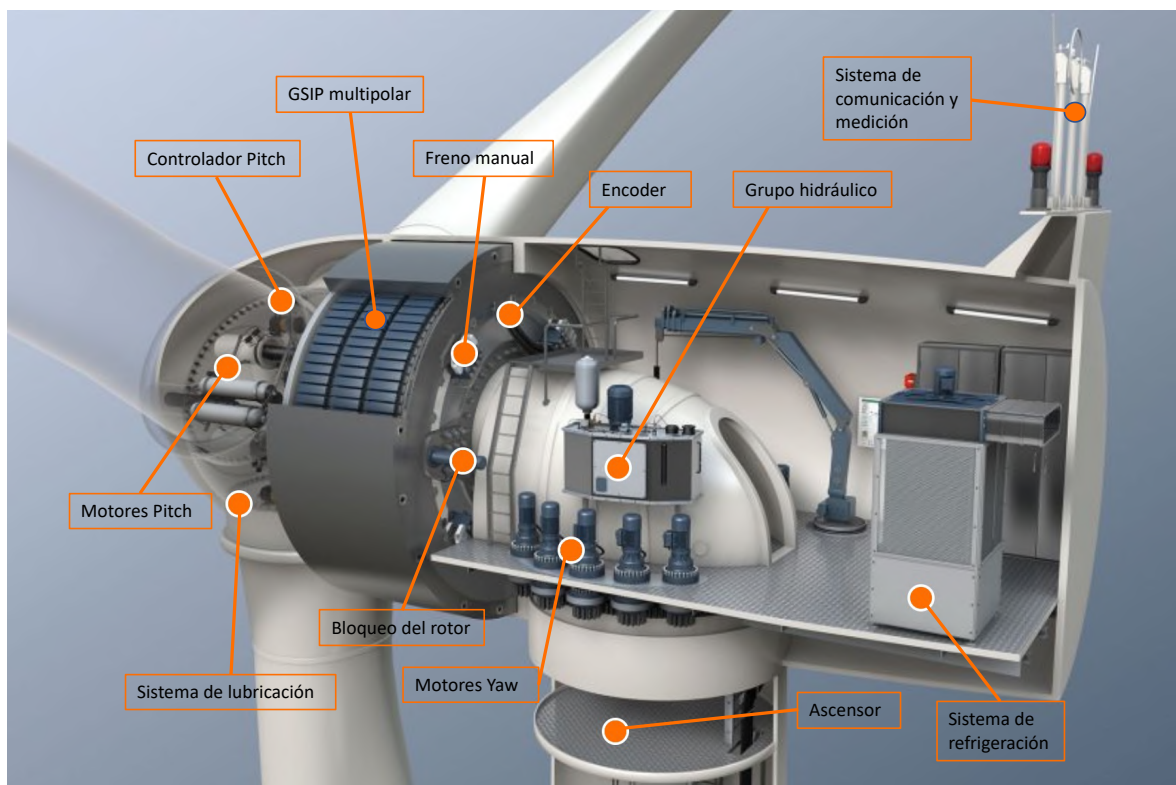


Ilustración 6. Elementos de una turbina (Elaboración propia, Fuente imagen: Unipower)

Capítulo 5. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El sistema eléctrico de potencia se compone del generador eléctrico, el convertidor de frecuencia, el transformador elevador, las protecciones eléctricas y los cables de potencia que transmiten la energía entre estos dispositivos. Debido a que el generador es parte de otro proyecto, este capítulo se va a centrar en el resto de equipos.

El sistema eléctrico de un aerogenerador está comunicándose permanentemente con el sistema de control de la turbina. Esto se debe a que el sistema de control es el encargado de seleccionar el modo de operación con el que opera el sistema eléctrico. Para poder seleccionar correctamente el modo de operación, el sistema eléctrico debe mandar y recibir permanentemente medidas y señales al sistema de control de la turbina. Como pueden ser la velocidad del viento, la velocidad del rotor, la potencia reactiva exigida por el operador de red, la potencia activa generada en cada instante o el par que sufre el rotor.

El funcionamiento en condiciones normales de la turbina se puede dividir en dos tramos principales. Por un lado, el tramo de extracción de potencia máxima y, por otro lado, el tramo de potencia constante.

En la siguiente imagen se muestra el rango de operación de una turbina ejemplo con control activo de paso y velocidad variable, donde se pueden diferenciar los dos rangos de operación mencionados anteriormente.

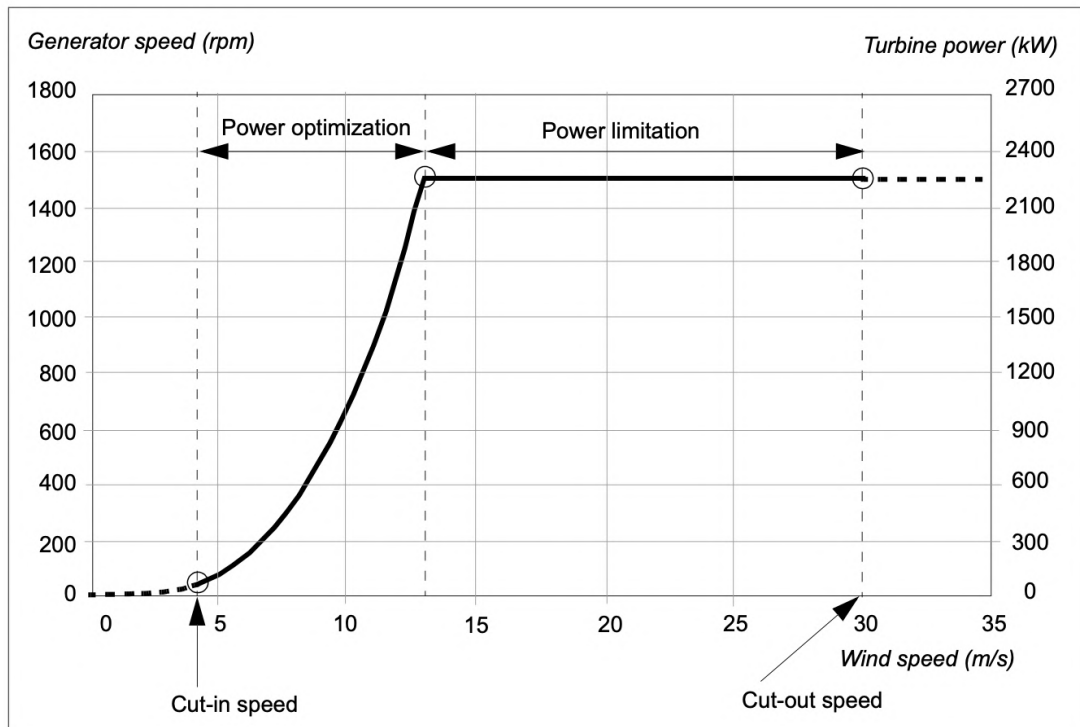


Ilustración 7. Rangos de operación de una turbina típica de velocidad y paso variables. (Technical Application papers, Wind Power Plants, 2021)

Como se puede observar en la Ilustración 7, el rango de funcionamiento de la turbina está definido por dos velocidades, “cut-in speed”, velocidad de arranque y “cut-out speed”, velocidad de corte.

La primera define el arranque de la turbina. Por debajo de esta velocidad de viento las pérdidas mecánicas son mayores que la potencia que se puede extraer, lo cual hace que no sea rentable arrancar la turbina. La velocidad de corte define la velocidad máxima de viento en la cual la turbina puede operar y, por tanto, a partir de esa velocidad se frena el rotor para no comprometer la seguridad de la turbina.

El primer tramo de la curva está comprendido entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal que se corresponde con una velocidad de viento de entre los 10 y 15 m/s.

En esta parte de la curva, se pretende extraer el máximo de potencia por estar por debajo de la velocidad nominal. La potencia extraída del viento es una función que depende principalmente del cubo de la velocidad.

$$P_{turbine} = C_p \cdot P_{air} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot C_p \cdot V^3$$

Ecuación 1. Potencia extraída por una turbina

(Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001)

En donde A es el área efectiva del rotor, es decir, el área que barren las palas. V y ρ representan la velocidad del viento y la densidad del aire a la altura del buje respectivamente. Por último, C_p representa el coeficiente aerodinámico, el cual hace referencia al rendimiento con el que se extrae la potencia que posee el viento. Este coeficiente depende principalmente del ángulo de paso de las palas, la velocidad del viento y la velocidad tangencial de punta de pala.

El valor máximo que puede alcanzar el C_p está definido por el límite de Betz, el cual demuestra que la máxima potencia que se puede extraer del viento en una turbina de tres palas y eje horizontal es del 59.3% (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003) En la práctica, este coeficiente toma valores entorno al 47%.

Para entender mejor la relación entre el coeficiente aerodinámico, la velocidad del viento y la velocidad de punta de pala se define el ratio de punta de pala:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v}$$

Ecuación 2. Tip Speed Ratio (Anaya-Lara, O. tanade, Uhlen, & Merz, 2018)

Donde $\omega \cdot R$ representa la velocidad tangencial en la punta de la pala y v la velocidad del viento. La curva que caracteriza dicha relación es muy utilizada en el diseño de turbinas

de velocidad y paso variables, debido a que son parámetros adimensionales, por lo que son muy útiles para el diseño de cualquier turbina.

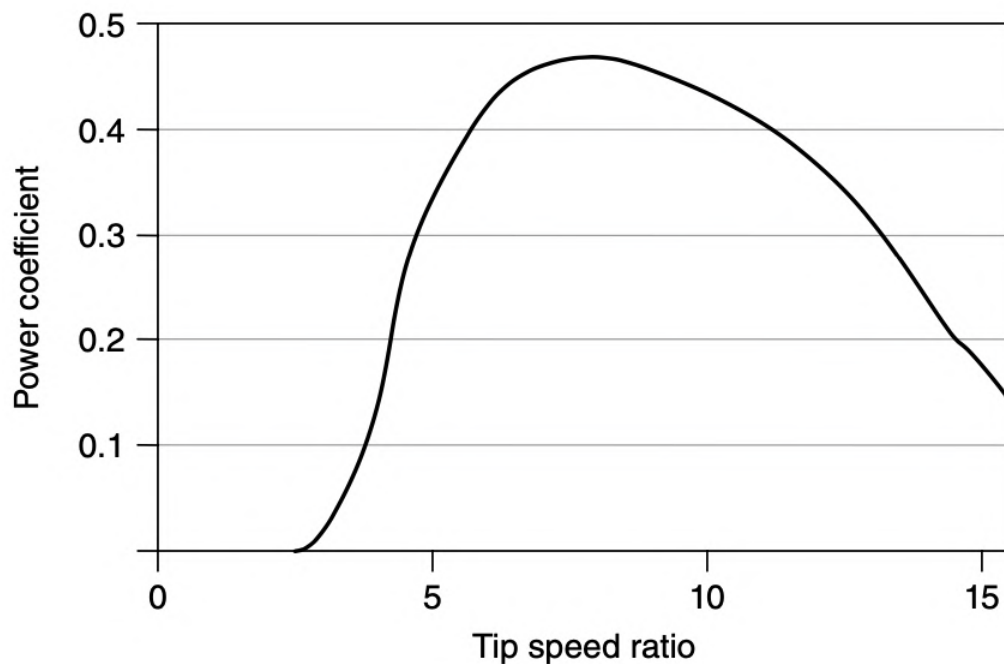


Ilustración 8. Curva C_p/λ (Anaya-Lara, O.tanade, Uhlen, & Merz, 2018)

Como se puede observar en la Ilustración 8, la turbina solo puede operar al máximo C_p para un valor de “tip speed ratio”. La ventaja de las turbinas de velocidad variable es poder modificar su velocidad de rotación y manteniendo su ángulo de paso constante para maximizar el coeficiente aerodinámico consiguen extraer la máxima potencia para un amplio rango de velocidades y no para un único valor de velocidad de viento, como ocurre con las turbinas de velocidad fija. Por ello se ha seleccionado un generador síncrono de imanes permanentes GSIP.

Por tanto, en la primera parte de la curva de la Ilustración 7, el sistema de control de la turbina mantiene constante el ángulo de paso y modifica el par ejercido en el rotor. De esta manera la velocidad de rotación mantiene un valor de ratio de punta de pala en valores

cercanos a 8, puesto que es el valor que mayor coeficiente aerodinámico presenta, como se aprecia en la Ilustración 8.

El segundo rango de la Ilustración 7 hace referencia a la extracción de potencia una vez se ha alcanzado la potencia nominal. Dicha estrategia de control se lleva a cabo para no superar tanto la velocidad de rotación máxima de la turbina como su potencia nominal. Por ello se mantiene constante.

Gracias al control de paso variable, el controlador de la turbina modifica el ángulo de paso de las palas reduciendo su coeficiente aerodinámico. De esta manera, al aumentar la velocidad del viento, se mantiene potencia constante, por tanto, el par ejercido sobre el rotor es constante. Dicho rango de operación de reducción del coeficiente aerodinámico de las palas se denomina también zona de pérdida controlada o zona de limitación de potencia.

5.1 EL CONVERTIDOR DE FRECUENCIA

El convertidor de frecuencia de una turbina eólica es un elemento fundamental en el diseño de esta puesto que se, encarga de acoplar la red de tensión y frecuencias variables del generador a la red eléctrica de tensión y frecuencia fijas, en este caso a la red africana.

Para poder seleccionar un convertidor de manera adecuada, es imprescindible conocer el generador que se pretende instalar y hacer una estimación de la potencia que se puede extraer del viento.

Como se ha comentado en los capítulos anteriores, la turbina es de 5 MW de potencia nominal, por lo que se deberá poder extraer una potencia de 5 MW de forma eficiente y sin comprometer la seguridad de los equipos.

Para que la turbina pueda operar en un amplio rango de velocidades se ha decidido que sea de velocidad variable y de paso variable. El generador síncrono de imanes permanentes multipolar aumenta en gran medida la capacidad de extraer energía del viento puesto que, puede funcionar a bajas y altas velocidades.

Debido a que la turbina es de velocidad variable, la red que produce el generador síncrono es variable en tensión y frecuencia, ya que la velocidad del rotor varía en función de la velocidad del viento. Por ello es necesario acoplar el generador a la red a través de un convertidor de escala completa, también llamado *full scale* en inglés.

En un convertidor de escala completa toda la potencia generada se vierte desde el generador a la red, a través del propio convertidor, sin que existan otro tipo de conexiones entre el generador y la red. Por tanto, el convertidor deberá ser de la misma potencia nominal que el generador síncrono como mínimo. De esta manera se garantiza el correcto funcionamiento de la turbina.

5.1.1 TIPOS DE CONVERTIDORES DE FRECUENCIA PARA GSIP

Durante la historia de la electrónica de potencia se han desarrollado múltiples convertidores de frecuencia con la finalidad de dar solución a las diferentes aplicaciones en el mundo del control de motores y generadores. En este capítulo se van a exponer los diferentes tipos de convertidores utilizados en el sector eólico actualmente, para escoger el más adecuado.

En el desarrollo de los sistemas de generación eólica, los generadores más comunes según (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003) son: generador de inducción doblemente alimentado, generador asíncrono de jaula de ardilla, generador síncrono de excitación independiente y generador síncrono de imanes permanentes (GSIP), siendo este último el que más fuerza está cobrando hoy en día. En función del tipo de

generador utilizado, el convertidor necesario para evacuar la potencia es diferente. Por ello existen múltiples variantes en función de los tipos de conductores de conmutación, la disposición de estos y la conexión con la red.

En la exposición de los diferentes tipos de convertidores, únicamente se van a mencionar aquellos que están destinados a ser utilizados con GSIP puesto que, es el tipo de generador utilizado en la turbina que se está desarrollando.

En primer lugar, hay que diferenciar entre los convertidores de media tensión y los de baja tensión. Los primeros están destinados a operar en un rango de tensiones de entre 1 y 35 kV. Los segundos están destinados a valores por debajo de 1kV.

Los convertidores de media tensión pueden dar muy buen resultado en parques eólicos offshore cercanos a la costa (menos de 5 km), donde las turbinas poseen generadores de media tensión. Sin hacer uso de transformador elevador, se evacúa la energía a la subestación más cercana para inyectarla en la red eléctrica. Según (Anaya-Lara, O.tanade, Uhlen, & Merz, 2018) el coste de la energía producida puede reducirse en un 25% operando en media tensión. Por otro lado, estos convertidores y generadores de media tensión, suelen tener un precio bastante más elevado que en baja tensión.

Existen varios tipos de convertidores de frecuencia que operan en media tensión, pero debido a que la distancia a la costa del emplazamiento donde se va a encontrar la turbina es mayor de 5 km, el generador del que se dispone es de baja tensión y por ello, se va a escoger un convertidor de baja tensión. Por tanto, no se va a profundizar más en este tipo de convertidores.

Por otro lado, existen los convertidores que operan en baja tensión. Son la mayoría de los convertidores que se encuentran en el mercado, ya sea para el control de motores pequeños, grandes o generadores de baja tensión. En el sector eólico estos convertidores suelen operar entre 575 y 690 V.

Dentro de los convertidores de baja tensión existen muchos tipos, el más utilizado en el mercado es el llamado convertidor *Back to Back*. Se denomina de esta manera por estar formado de dos rectificadores, uno de ellos funcionando como rectificador (lado generador) y el otro como inversor (lado de la red). Entre ambos se encuentra el bus de continua, el cual se encarga de disipar la energía sobrante cuando sea necesario, para mantener la tensión del condensador constante. Manteniendo la tensión del condensador constante se garantiza que la potencia de salida del convertidor del lado generador es la que recibe el convertidor del lado de la red.

El convertidor de la turbina está formado por dos convertidores: el convertidor de la red (GSC en inglés, Grid Side Converter) y el convertidor del lado de la máquina (MSC, Machine Side Converter). Ambos convertidores suelen ser de fuente de tensión (VSC en inglés, Voltage Source Converters) y pueden estar desarrollados por tecnologías diferentes.

El MSC se encarga de rectificar la potencia de una red de tensión y frecuencia variables a una etapa de continua. Por otro lado, el convertidor de la red (GSC) se encarga de pasar la potencia de la etapa de continua a una red de tensión y frecuencia fijas por la propia red a la que esté conectado el aerogenerador, en este caso 50 Hz y 690V de la red africana. Aguas abajo del convertidor se elevará la tensión a 30 kV mediante el transformador de potencia para disminuir las pérdidas en el transporte. En los convertidores *Back to Back* el proceso de rectificar la onda puede hacerse de forma controlada o no controlada. Y el proceso de invertir la onda se lleva a cabo mediante un PWM del cual se hablará más adelante.

En el esquema de la Ilustración 9 se representan los tipos de convertidores *back to back* más comunes en el sector eólico.

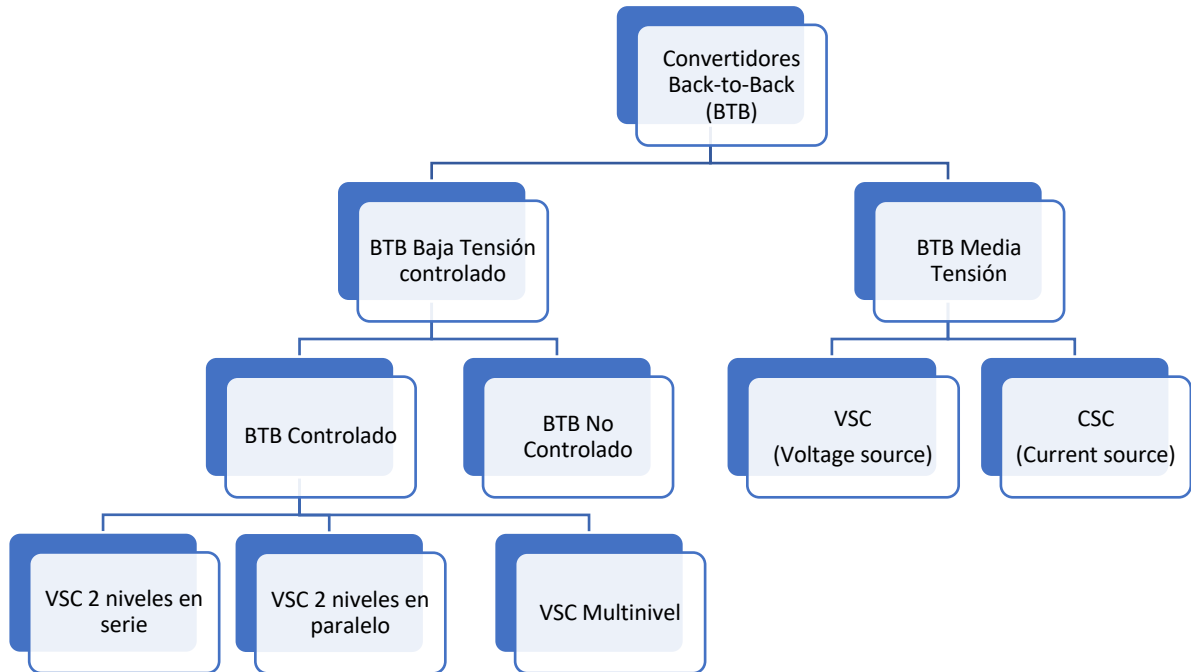


Ilustración 9. Tipos de convertidores BTB (Elaboración propia)

La diferencia principal entre los convertidores BTB controlados y no controlados es el módulo rectificador. Realmente, se denominan convertidores BTB de rectificador controlado o no controlado. EL MSC de un BTB controlado está compuesto por transistores bipolares de puerta aislada, en inglés IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) Estos transistores se disponen con diodos en antiparalelo para dejar circular la corriente en sentido opuesto cuando sea necesario. Son controlados por un PWM, el cual manda las señales necesarias para abrir y cerrar cada transistor en cada instante de tiempo y así rectificar la onda.

Cabe mencionar que el funcionamiento del GSC es exactamente igual, salvando la diferencia de que este se encarga de pasar la onda de continua a alterna y el rectificador, de alterna a la etapa de continua.

Por otro lado, se encuentran los convertidores BTB con rectificador no controlado. Este tipo de rectificadores está únicamente compuesto por un puente de diodos. La principal desventaja de estos rectificadores es el hecho de no poder controlar la tensión ni la corriente del generador, al contrario que los rectificadores controlados, gracias al PWM.

Debido a que el generador sobre el que se está diseñando el convertidor es de imanes permanentes, no se puede actuar sobre el devanado de campo por lo que sería imposible hacer el seguimiento de la estrategia de máxima potencia explicada anteriormente. La única manera de poder utilizar el puente de diodos es añadir un chopper elevador de continua, seguido de un inversor de IGBT's (Yaramasu, Kouro, & Wu, Power conversion and control of wind energy systems, 2011).

La principal ventaja de este sistema es su coste, siendo más barato que un controlador PWM, pero por otro lado, menos versátil, con menor rendimiento y mayor contenido en armónicos.

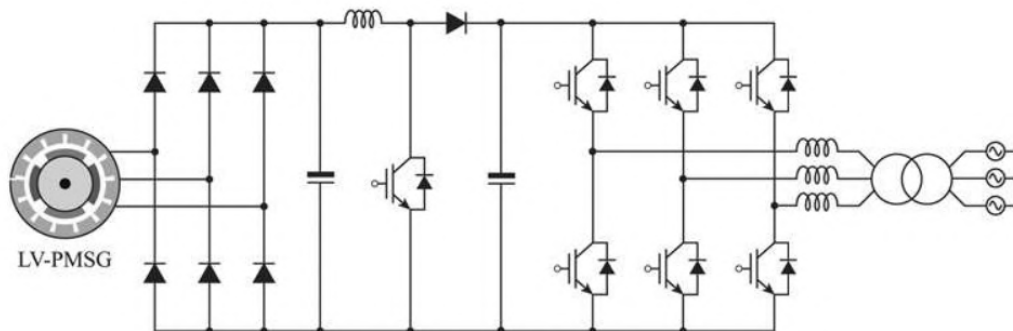


Ilustración 10. Convertidor con puente de diodos más chopper elevador e inversor de IGBT a 2L (Yaramasu, Kouro, & Wu, Power conversion and control of wind energy systems, 2011)

Como se puede observar en la Ilustración 9 dentro de los convertidores BTB de baja tensión controlados, en función del número de convertidores utilizados y la disposición de estos, se puede diferenciar entre convertidores en serie o en paralelo.

La principal diferencia que existe entre los convertidores en paralelo o en serie es la versatilidad a la hora de evacuar la potencia. La elección de diseñar el sistema eléctrico con un convertidor de gran potencia o con varios convertidores en paralelo de menor potencia, se basa en la fiabilidad, el rendimiento y el presupuesto.

La principal ventaja de disponer en el tren de potencia de varios convertidores en paralelo es poder seguir operando la turbina en caso de que disparen las protecciones de algún convertidor. Otra ventaja es poder operar la turbina cuando hay poco viento, haciendo funcionar solo algunos convertidores a su máxima capacidad. De esta manera el rendimiento de los convertidores es siempre cercano al 95%. Sin embargo, la elección de comprar varios convertidores, aunque sean de menor potencia, suele encarecer el presupuesto de la turbina.

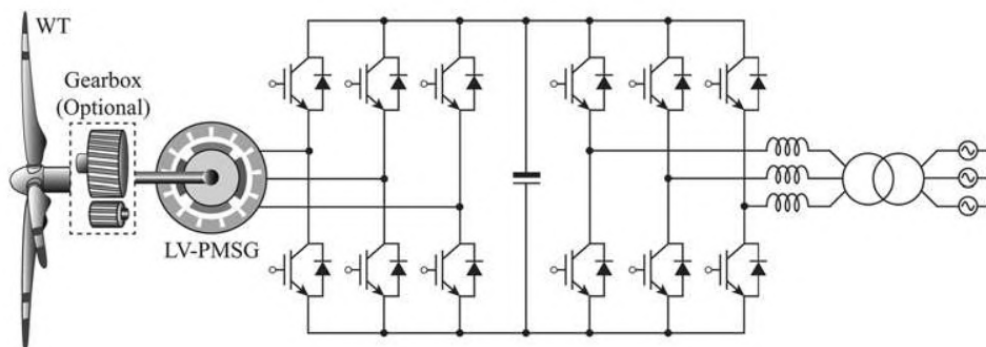


Ilustración 11. Convertidor BTB a 2L en serie (Yaramasu, Dekka, Duran, Kouro, & Wu, 2017)

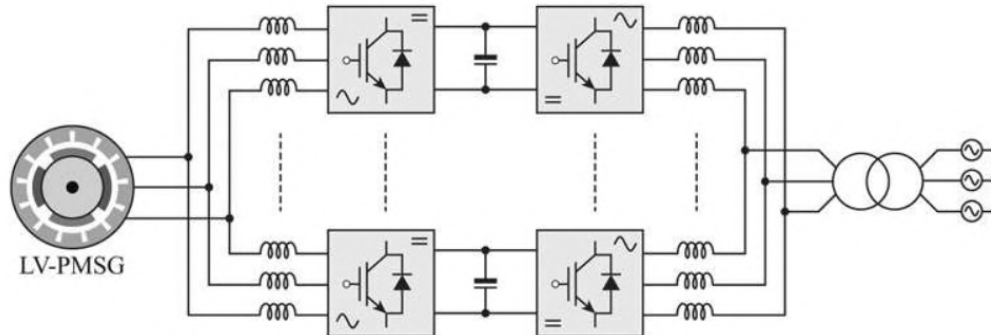


Ilustración 12. Convertidor BTB en paralelo (Yaramasu, Dekka, Duran, Kouro, & Wu, 2017)

Por otro lado, dentro de los convertidores controlados de baja tensión, existen los convertidores multinivel, estos son menos utilizados en el mercado que los convencionales VSC en serie o en paralelo. Son utilizados cuando la turbina se emplaza en zonas donde el recurso eólico es tan abundante que instalar convertidores normales puede causar problemas a la hora de extraer grandes potencias de la turbina.

Los convertidores BTB disponen de una etapa de corriente continua entre el convertidor de red y de la máquina, como se ha mencionado anteriormente. El objetivo de un convertidor de doble etapa es desacoplar la red y el generador. De esta forma los transitorios que puedan surgir al operar el generador no afectan a la calidad de onda de la energía volcada en la red. Otra ventaja de disponer de etapa de continua es que se pueden controlar por separado MSC y el GSC. Por un lado, el convertidor del generador se encarga de controlar el par y la velocidad de generador. El convertidor de red se encarga de seguir la referencia de potencia reactiva exigida por la red, y de filtrar los armónicos no deseados de la onda.

5.1.2 EL CONVERTIDOR SELECCIONADO

Después de exponer los diferentes tipos de convertidores utilizados en el mercado para generadores síncronos de imanes permanentes, se ha decidido optar por un convertidor *back to back* con rectificador controlado por un PWM debido a las ventajas que este presenta.

Mediante un convertidor con rectificador controlado se puede ajustar el valor eficaz de la tensión y su desfase respecto a su referencia, la f.e.m. interna del generador. De esta manera, es posible ajustar el factor de potencia al valor que desee el usuario. Lo que permite operar la turbina con un factor de potencia capacitivo, el cual permite que la corriente para desarrollar el par requerido sea mínima. Por otro lado, el convertidor controlado es reversible, es decir, permite el flujo de potencia tanto aguas abajo, como aguas arriba.

Con un adecuado ajuste del PWM se puede conseguir que la corriente en la máquina tenga un contenido en armónicos muy reducido. Lo que permite evitar los pares pulsantes, los cuales pueden dar lugar a fatiga en el eje y pueden provocar resonancia en caso de que su frecuencia coincida con la frecuencia de resonancia del tren de transmisión.

Otra ventaja de que ofrece el control con PWM al permitir que la intensidad sea mínima, es mejorar el rendimiento a bajas potencias. En comparación con el puente de diodos no controlado, el control por PWM permite reducir al máximo posible la velocidad del viento de conexión de la turbina, *cut-in-speed*, por lo que aumenta su capacidad de operación.

Para el dimensionamiento del convertidor es necesario conocer los datos generales del generador que se pretende instalar.

Generador síncrono de imanes permanentes (GSIP)		
Potencia nominal	P_n	kW
		5000 $\pm 10\%$
Tensión nominal	U_n	V
		690
Rendimiento		95 %
Número de pares de polos		180
Factor de potencia f.p.		0.9
Impedancia síncrona	p.u.	0.807
Velocidad nominal	rpm	12
Velocidad máxima	rpm	20
Dimensiones ($\emptyset$, longitud)	mm	7000, 1300

Tabla 4. Características generales del GSIP (Elaboración propia)

Tal y como se puede observar, la potencia del generador son 5MW con un margen del 10% y el factor de potencia 0.9 inductivo. Ello hace que la potencia aparente que puede proporcionar como máximo el generador es:

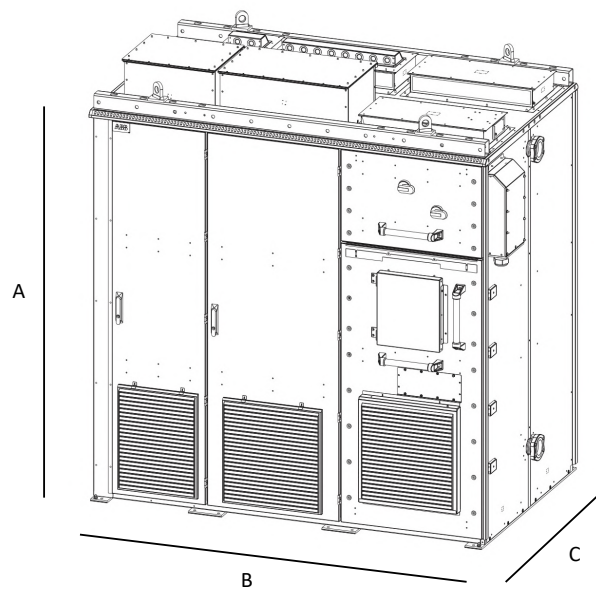
$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{5.5}{0.9} = 6.11 \text{ MVA}$$

Por tanto, la potencia activa sobre la que tiene que estar diseñada el convertidor debe ser mayor de 5.5 MW y la potencia aparente que tiene que soportar debe ser mayor de 6.11 MVA.

Por otro lado, la tensión nominal en bornes del generador son 690 V, por tanto, la tensión a la que tiene que operar el convertidor deben ser 690 V como mínimo.

Por otro lado, la tensión nominal en bornes del generador son 690 V, por tanto, la tensión a la que tiene que operar el convertidor deben ser 690 V como mínimo.

Entre todos los fabricantes del mercado con los que se ha contactado, el convertidor que más se ajusta al generador y a la turbina que se quiere diseñar, pertenece al fabricante ABB. En concreto, el convertidor seleccionado es el ACS 880-87-CC.



*Ilustración 13. Dimensiones del convertidor ACS 880-87-CC (ABB, ACS 880-87-CC
Wind Turbines Converters Hardware Manual, 2019)*

En la siguiente tabla se muestran las características generales del convertidor de potencia. El módulo que presenta el fabricante para montar tanto el rectificador como el inversor es el mismo. El módulo de ABB es el R9iLC, capaz de invertir y rectificar la onda. El lado del generador está compuesto por cinco módulos de este tipo, y el lado de la red por cuatro, más un filtro LCL para asegurar que los armónicos que se puedan producir en la generación estén dentro de los límites marcados por los códigos de red.

Convertidor ACS 880-87-CC 5500A/5500A		$U_N = 690 \text{ V}$	$S_N = 6573 \text{ kVA}$
Fabricante		ABB	
P_{Gen}	kW	5653	Lado Generador
I_2	A	5500	
Tensión (U_2)	V	0...110% U_1 $U_{max} = 750$	
Frecuencia de entrada (f_2)	Hz	8...200	
Frecuencia de conmutación	kHz	2.5	
P_{red}	kW	5916	Lado Red
I_1	A	5500	
Tensión (U_2)	V	525/550/575/600/660/690	
Frecuencia de salida (f_1)	Hz	$50 \pm 5 \text{ Hz}$ ó 60 ± 5	
$\cos(\varphi)$		-1...0...1	
Distorsión de Armónicos		< 5%	
Dimensiones (A, B, C)	mm	2542, 2446, 1200	
Peso	kg	3300	

Tabla 5. Características generales ACS 880-87-CC (Elaboración propia)

El convertidor cuenta con una resistencia de frenado en el chopper de continua, dicha resistencia es un elemento de protección. En el caso de que el generador sobrepase la velocidad de seguridad, la tensión en bornes sería mayor de 1.1 veces 690 V. En dicho caso, la tensión del condensador sería de $1.1 \cdot \sqrt{2} \cdot 690$, es decir, 1073 V. El interruptor del chopper de frenado activaría la resistencia para disipar la energía sobrante y evitar que la tensión supere los límites marcados por el fabricante.

5.2 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

En los parques eólicos de decenas de megavatios son necesarios dos niveles de transformación. Por un lado, se eleva la tensión a la salida del generador (con los equipos de control) de 690 V a una tensión de 20 o 30 kV en función del tamaño de la turbina. El segundo nivel de tensión corresponde con la elevación de media a alta tensión, es decir de unos 20/30 kV a la tensión de la red a la que esté conectado el parque.

Cuando las turbinas son menores de 300 kW se suelen conectar entre ellas en una red de baja tensión y posteriormente se eleva a media tensión (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003). En el caso de este proyecto, debido a que la turbina es de 5 MW se instalará un transformador en el propio aerogenerador para pasar de BT a MT directamente. En concreto, se instalará en interior de la góndola de la turbina.

En este capítulo se va a tratar únicamente el transformador propio de la turbina, puesto que, lo externo a esta no es parte del proyecto.

En primer lugar, cabe decidir el nivel de tensión del lado de MT. Actualmente el nivel de MT a 20 kV se utiliza para turbinas menores de 1 MW (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003). Para reducir las pérdidas en el transporte se ha decidido que el nivel de media tensión sea de 30 kV por ser la turbina en cuestión de gran potencia.

Para el diseño del transformador se va a tener en cuenta la normativa exigida por GL. Incluye normativa y regulación de IEC, CENELC, DIN, VDE, EN, ISO y propias de GL basadas en su experiencia como empresa certificadora de proyectos eólicos.

Según se explica en la normativa GL (GL Renewables, 2012) para el diseño del transformador de una turbina offshore, es necesario cumplir la normativa IEC 60076. En dicha norma se enuncia lo que debe cumplimentar el transformador en cuanto a resistencia a temperaturas, humedad, vibraciones, etc. Por tanto, el fabricante del transformador elegido debe asegurar que dicho transformador cumple con la norma IEC 60076.

Por otro lado, el marco de la normativa IEC establece que en una turbina offshore se debe instalar el transformador en el interior de la torre o de la góndola de la turbina, no pudiendo estar en las proximidades del exterior a la misma. Por ello, el transformador que se va a seleccionar será de tipo seco encapsulado, los cuales están regulados al mismo tiempo por la norma UNE 20178 en España (Norma UNE 20178. "Transformadores de potencia de tipo seco").

La principal característica de los transformadores de tipo seco encapsulados es que los arrollamientos están encapsulados en un aislamiento sólido. Las ventajas de dichos transformadores son principalmente el volumen reducido y que no necesitan un foso de recogida de aceite, por prescindir de dicho aceite. Por otro lado, estos transformadores tienen un coste mayor en el mercado.

Por tanto, el transformador a seleccionar tendrá una relación de transformación de 0.69/30 kV, será de tipo seco encapsulado y estará ubicado en el interior de la góndola. En cuanto al grupo de conexión, debido a normativa, lo habitual en el sector eólico es que el grupo de conexión sea Dyn 11 para asegurar la protección del transformador y evitar que los armónicos de tercer orden pasen de un nivel de tensión al otro.

En cuanto a la potencia del transformador se refiere, hay diversos estudios que demuestran que es posible elegir un transformador con una potencia nominal de un 20% menor a la potencia nominal de la turbina, sin que este pierda tiempo de vida (Helmer, 2000). A pesar del estudio citado, lo habitual en el sector es elegir un transformador de una potencia nominal igual o ligeramente superior a la de la turbina, mas aún cuando se trata de turbinas de gran potencia.

Finalmente, el transformador seleccionado pertenece al fabricante Siemens y cuenta con las siguientes características:

Transformador de potencia GEAFOL Neo 6.3 MVA		
Fabricante		Siemens energy
Norma de diseño		IEC 60076-11
S_n	kVA	6300
Tensión máxima	kV	36
Relación transformación	kV	0.69/30
Frecuencia de operación	Hz	50
Tensión de cortocircuito		8%
Grupo de conexión		Dyn11
Pérdidas debidas al cobre (P_{cc})	W	33000
Pérdidas debidas al hierro (P_0)	W	9600
Refrigeración añadida		Forzada
Grado de protección		Hasta IP 66
Dimensiones principales ($A1, B1, H1$)	mm	3120, 1400, 2635
Dimensiones secundarias (e, f, g, k)	mm	1270, 300, 90, 75
Peso	kg	11740

Tabla 6. Características generales GEAFOL Neo 6.3 MVA (Elaboración propia)

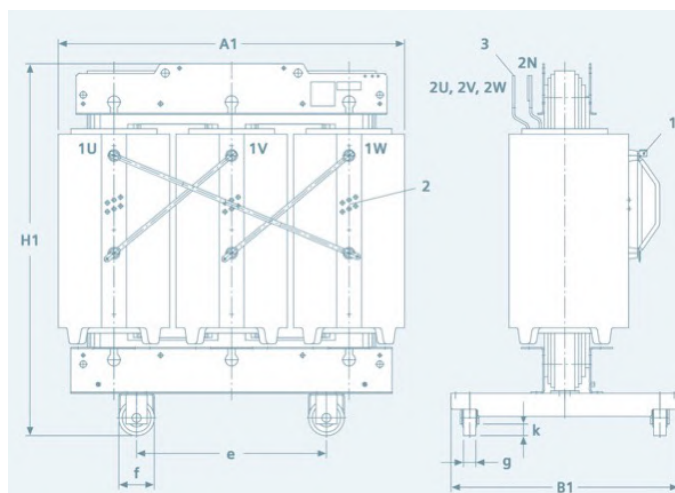


Ilustración 14. Dimensiones del transformador GEAFOL Neo 6.3 MVA

(Siemens energy, 2021)

Como se puede observar en la Tabla 6, el transformador cuenta con un grado de protección de hasta un IP 66, por tanto, el grado de protección IP 55 se encuentra cubierto por dicho transformador, tal y como exige la normativa GL en cuanto al transformador de potencia.

Por otro lado, como se puede apreciar en dicha tabla, el transformador cumple con la norma de diseño IEC 60076 como se ha determinado anteriormente.

5.3 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA

Una parte fundamental en el diseño del sistema eléctrico es el cableado puesto que, es el sistema que se encarga de transportar la energía desde el generador hasta la subestación eléctrica. En este apartado se va a tratar únicamente del cableado del sistema de potencia, desde el generador hasta la celda de media tensión.

Para llevar a cabo el dimensionamiento de dicho cableado se va a hacer uso de la normativa vigente admitida en el marco europeo. En concreto se va a seguir la norma IEC 60364-5-52, la cual está traducida en la normativa española en la norma UNE 60364-5-52 a su vez incluida en el reglamento electrotécnico de baja tensión REBT. Por otro lado, los conductores elegidos deben cumplimentar la norma IEC 60228 tal y como establece la normativa GL. Al tratarse de una tensión mayor de 500 V también es necesario tener en cuenta las indicaciones del ITC -BT-37 el cual enuncia que los conductores deben tener una tensión asignada de al menos 1 kV, *“Instalaciones a tensiones especiales”*.

Dicha normativa establece que para dimensionar el cableado de una instalación eléctrica de baja tensión es necesario atender a tres criterios. Una vez hecho el cálculo

siguiendo cada criterio, la sección de cable a elegir se corresponde con el resultado más restrictivo.

Los criterios establecidos en el REBT son los siguientes:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

“La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamiento termoestable” (REBT, 2014)

- Criterio de la caída de tensión

“La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objetivo de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable”. (REBT, 2014) Este criterio suele ser determinante cuando las líneas son de larga longitud.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

“La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplástico y de 250°C para cables con aislamiento termoestables.

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por un aparte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.” (REBT, 2014)

Para la interpretación de lo exigido en dicha normativa se han seguido recomendaciones marcadas por el fabricante Prysmian Group y por el libro (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003)

Como se comenta en el criterio de la caída de tensión, dicho criterio no es determinante a la hora de dimensionar cables de corta longitud. Como todos los elementos del circuito de potencia de baja tensión están situados en la góndola, se estima que la distancia del cableado de baja tensión va a ser de corta longitud, por ello, se va a suprimir la comprobación de dicho criterio para el cableado del circuito de potencia de baja tensión.

Para el dimensionamiento del cableado de media tensión sí habría que tener en cuenta dicho criterio si únicamente fuese determinante la longitud del cableado puesto que, la distancia entre el transformador elevador y la celda de media tensión es una distancia considerable si fuese en baja tensión. Sin embargo, para el dimensionamiento de dicho circuito también se despreciará por recomendación del fabricante Prysmian (Prysmian, Libro blanco para instalaciones eléctricas de media tensión, 2018). Dado que el lado de media tensión la corriente es mucho más reducida, las pérdidas que se puedan dar empiezan a ser considerables en distancias mucho mayores.

Al igual que con el criterio de la caída de tensión, el criterio de la intensidad de cortocircuito no es determinante en instalaciones de baja tensión. Pero en este caso si se utilizará para el dimensionamiento del cableado de media tensión que conecta el transformador elevador con la celda de media tensión.

5.3.1 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE BT

Para comenzar a dimensionar el cableado es imprescindible saber la longitud necesaria de los conductores.

Una vez ubicados los equipos que se tienen que conectar, se ha estimado una distancia de 0.7 metros entre el estator del generador y el convertidor. Entre el convertidor y el transformador se ha estimado la misma distancia, 0.7 metros. Para los cálculos eléctricos (los cuales se pueden encontrar en el ANEXO II. Cálculos del cableado) se ha supuesto una longitud de cable de 1.5 metros entre el generador-convertidor y una distancia de 1.5 metros entre el convertidor-transformador.

Por otro lado, la temperatura máxima estimada en el interior de la góndola es de 55°C y la disposición de los cables será sobre bandejas perforadas, por recomendación del fabricante ABB del convertidor. Tal y como recomienda dicho fabricante, los cables utilizados serán unipolares y se dispondrán en una sola capa. (ABB, ACS 880-87-CC Wind Turbines Converters Hardware Manual, 2019)

En cuanto a las propiedades mecánicas del cable, como recomienda (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003) se utilizará un cable de clase 5. Dicha clase proporciona suficiente flexibilidad para evitar problemas de torsión cuando la góndola se oriente en sentido del viento. Por otro lado, ofrece una excelente resistencia ante efectos químicos, lo cual es muy importante debido a que se la turbina estará en un ambiente húmedo y salino.

Finalmente, el cable seleccionado pertenece al fabricante Prysmian Group y a continuación se presentan sus características generales:

Flextrex Max H07RN-F		
Fabricante		Prysmian Group
Modelo		Flextrex Max
Designación genérica		H07RN-F / DN-F
Tensión asignada	kV	0.69/1
Norma de diseño		UNE-EN 50525-2-21 basado en UNE 21150
Material del conductor		Cobre electrolítico recocido
Flexibilidad según IEC 60228		Clase 5
Temperatura máxima en servicio		90°C
Temperatura máxima en cortocircuito		250°C
Material del aislante		Elastómero reticulado (Termoestable)
Clasificación respecto al fuego		EN 13501-6
No propagación de llama		IEC 60362-1-2

Tabla 7. Características generales Flextrex Max (Elaboración propia)



Ilustración 15. Cable Flextrex Max H07RN-F (Prysmian, Flextrex Max H07RN-F / DN-F)

Un detalle importante que resaltar es que en la Ilustración 15 se muestra el cable de tipo multipolar de la serie Flextrex, se ha decidido incluir dicha imagen por que el

fabricante no aporta ilustraciones del tipo unipolar. Pero en las especificaciones de dicho cable el fabricante detalla que se puede ordenar en modo unipolar.

Los resultados del cálculo para el dimensionamiento de la sección del conductor se encuentran en el ANEXO II. Cálculos del cableado.

Tipo de conductor	Nº Ternas	Sección	Longitud
Fases	6	630 mm ²	2 x 1.5 m
Neutro	6	240 mm ²	2 x 1.5 m
Protección	6	200 mm ²	2 x 1.5 m

Tabla 8. Cableado del circuito de potencia de baja tensión (Elaboración propia)

5.3.2 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE MT

Para el diseño del cableado del circuito eléctrico de potencia de media tensión se van a seguir los criterios enunciados en el inicio del capítulo. Esta vez si será necesario comprobar el criterio de intensidad admisible de cortocircuito.

La normativa que se va a seguir para cumplir con requisitos internacionales en cuanto a instalaciones de media tensión es la normativa y las recomendaciones de GL, la norma IEC 60502, el RLAT y la norma UNE 20435 “Guía para la elección de cables de alta tensión.”

A la hora de seleccionar el cableado de media tensión se suele dividir dicha etapa en dos partes. Primeramente, la selección del tipo de cable, aislamiento y capas protectoras. Y después se determina la sección de los conductores del cableado.

En cuanto a la selección del tipo de cable empleado, este suele proporcionarlo la compañía eléctrica que se encargará de la explotación del parque. En este caso como no se

tiene dicho dato, se tendrán en cuenta los cables propuestos y normalizados por Iberdrola, por ser una compañía puntera en el sector.

Las secciones y las capas protectoras corresponden generalmente al cable estándar de media tensión. Según la recomendación UNESA 3305 las secciones del conductor varían entre 50, 95, 150, 240 y 400 mm^2 , las pantallas de protección suelen ser de cobre de 16 mm^2 o mediante hilos. (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003)

Para comenzar a realizar los cálculos es necesario hacer una serie de suposiciones. En primer lugar, la longitud necesaria de cableado. Como se ha comentado anteriormente, el cableado del circuito de media tensión es considerablemente más largo que el de baja tensión. Esto se debe a que el circuito de potencia de media tensión conecta el transformador elevador (situado en el interior de la góndola) con la celda de media tensión, situada en el interior de la torre.

La celda de media tensión estará situada a una altura de 55 m sobre el fondo marino, lo quiere decir que, si la torre mide 133 m, estará a una distancia de 78 m de la góndola. Por lo tanto, la longitud necesaria para el cableado de media tensión se ha estimado que sea de 80 m para que los operarios tengan un margen a la hora de montar la instalación del cableado.

Por otro lado, la temperatura estimada en el interior de la torre será la misma que en la góndola, 55°C. Y la disposición de los cables será también sobre bandejas perforadas. Al igual que en el cableado de baja tensión, los cables serán unipolares y estarán dispuestos sobre las bandejas en una sola capa para evitar problemas de calentamiento por agrupación, recomendación de las normas GL.

Finalmente, por las características necesarias descritas anteriormente se ha decidido seleccionar el modelo de cable Al Eprotenax H Compact del fabricante Prysmian. Dicho cable es unipolar y está normalizado por Iberdrola, usado en varios campos de la ingeniería eléctrica tanto en España como internacionalmente.



Ilustración 16. Cable AL Eprotenax H Compact

(Prysmian, AL EPROTENAX H COMPACTAL H, 2020)

Cabe mencionar que dicho cable presenta una excelente resistencia frente a la corrosión en entornos húmedos, un factor muy importante dado el lugar donde va a estar emplazado el aerogenerador.

Cableado MT		
Fabricante		Prysmian Group
Modelo		AL EPROTENAX H COMPACT
Designación genérica		AL HEPRZ1 (por Iberdrola)
Tensión asignada	kV	18/30
Tensión a impulsos tipo rayo	kV	170
Norma de diseño		HD 620-9E
Material del conductor		Aluminio
Flexibilidad según IEC 60228		Clase 2
Temperatura máxima en servicio		105°C
Temperatura máxima en cortocircuito		250°C
Material del aislante		etileno propileno de alto módulo (HEPR)
Clasificación respecto al fuego (CPR)		Fca /EN 13501-6
Satisfacción ensayos establecidos		IEC 60502-2

Tabla 9. características generales Al Eprotenax H Compact. (Elaboración propia)

Teniendo en cuenta lo comentado anteriormente y los cálculos realizados en el ANEXO II. Cálculos del cableado, el diseño del cableado es el siguiente:

Tipo de conductor	Nº Ternas	Sección	Longitud
Fases	1	70 mm ²	80 m
Neutro	1	35 mm ²	80 m
Protección	1	35 mm ²	80 m

Tabla 10. Cableado del circuito de potencia de media tensión. (Elaboración propia)

ANEXO II. Cálculos del cableado

5.4 PROTECCIÓN DEL CIRCUITO DE POTENCIA

Una vez que ya se ha diseñado el convertidor, el transformador y el cableado, cabe tratar de las protecciones de la instalación de potencia. En el estudio de dichas protecciones, se va a abordar el circuito de potencia en dos partes. Por un lado, el circuito de baja tensión de 690 V, y por otro lado el de media tensión de 30 kV.

5.4.1 PROTECCIÓN DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE BT

En cuanto a las protecciones del circuito de potencia de baja tensión se puede decir que está prácticamente protegido por el control del convertidor, el cual ofrece una serie de protecciones ante cambios bruscos de frecuencia, tensión y sobreintensidad. A pesar de ello, se van a instalar dos interruptores automáticos para evitar posibles problemas en el cableado debido a sobreintensidades.

El primer interruptor automático se instalará entre el generador y el convertido, el segundo se instalará entre el convertidor y el transformador de potencia.

Debido a que la función de los interruptores automáticos es proteger la instalación eléctrica, su corriente nominal debe ser superior a la intensidad de operación del circuito, pero menor a la intensidad máxima admisible del cableado.

$$I_{operación} < I_{Automático} < I_{MaxAdmisible}$$

Ecuación 3. Criterio a tener en cuenta en los interruptores automáticos.

Puesto que, el cableado que conecta el generador con el convertidor es el mismo que conecta el convertidor con el transformador, se instalarán dos interruptores automáticos con la misma corriente nominal. Se ha decidido que sea de 5000 A por ser un valor típico en el diseño de interruptores automáticos y estar entre los valores indicados en la Ecuación 3.

Un detalle importante que resaltar es la diferencia entre ambos interruptores automáticos. El interruptor encargado de proteger la instalación entre el generador y el convertidor debe ser apto para detectar corrientes de frecuencia variable mientras que el interruptor encargado de proteger el tramo entre el convertidor y el transformador será un interruptor automático convencional.

Como puede observarse en la siguiente imagen, el valor eficaz de la tensión en circuito abierto crece linealmente con la frecuencia, mientras que el valor eficaz de la corriente de cortocircuito tiene a estabilizarse cuando la frecuencia aumenta. Por ello, si no se escoge adecuadamente un interruptor de frecuencia variable, este no detectará correctamente las sobreintensidades.

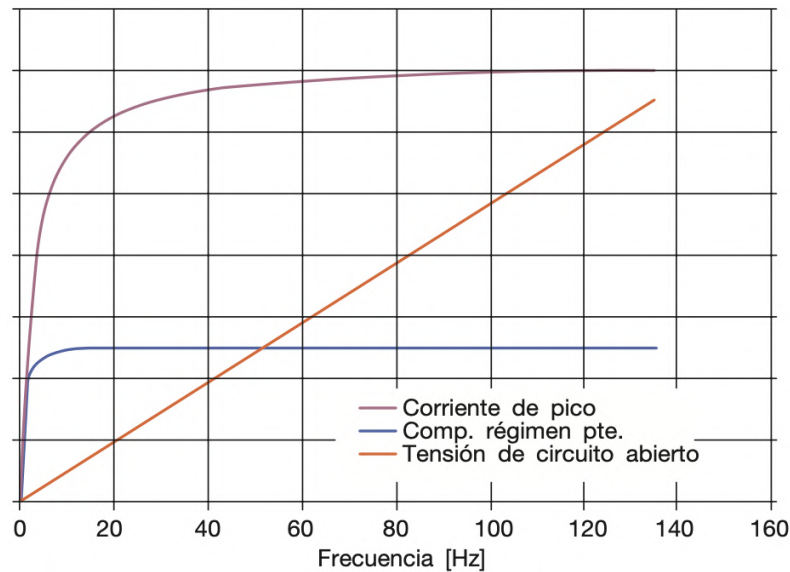


Ilustración 17. Relación entre la frecuencia y la corriente de cortocircuito (ABB, Technical Application papers, Wind Power Plants, 2021)

En cuanto a la tensión nominal de los interruptores automáticos, el interruptor automático del lado del transformador debe tener tensión nominal igual a 690 V puesto que, es la tensión de la línea que va a proteger. La tensión nominal del interruptor del lado generador deberá ser menor de 1000 V debido a que es una red de tensión variable y el generador debe estar limitado por normativa a una tensión máxima de 1000 V, aun que el convertidor limite su tensión a un 10% de su tensión nominal, es decir 760 V.

Por último, queda determinar la intensidad de cortocircuito de los interruptores. Según propone el fabricante ABB (ABB, Technical Application papers, Wind Power Plants, 2021) la corriente de cortocircuito estimada entre el generador y el convertidor debe estar limitada a la intensidad nominal del convertidor, es decir 5.5 kA. Y la corriente de cortocircuito entre el convertidor y el transformador, debe estar limitada al doble de la corriente nominal del convertidor, es decir 11 kA.

Finalmente, el interruptor automático del lado generador que se ha seleccionado corresponde al fabricante ABB y en la siguiente tabla se muestra sus características generales:

Interruptor Automático lado generador		
Fabricante		ABB
Modelo		Emax E6/VF
Corriente nominal	A	5000
Tensión asignada	V	690
Frecuencia asignada	Hz	20...a...200
Corriente de cortocircuito prevista	kA	15
Poder de corte	kA	25
Corriente admisible de corta duración	kA	52.5
Nº de maniobras mecánicas		100...1000
Nº de maniobras eléctricas		500

*Tabla 11. Características generales Interruptor Automático lado generador
(Elaboración propia)*



*Ilustración 18. Interruptor automático Emax E6/VF (ABB, SACE Emax
Instrucciones para la instalación y el servicio)*

Por otro lado, El interruptor automático seleccionado para el lado del transformador:

Interruptor Automático lado red		
Fabricante		ABB
Modelo		Emax E6.2 V
Corriente nominal	A	5000
Tensión asignada de servicio	V	690
Frecuencia	Hz	50
Tensión asignada a impulso tipo rayo	kV	12
Poder de corte	kA	100
Corriente admisible de corta duración	kA	100
Intensidad de cortocircuito prevista	kA	35
Nº de maniobras mecánicas		12000
Nº de maniobras eléctricas		2000

Tabla 12. Características generales Interruptor Automático lado red (Elaboración propia)



Ilustración 19. Interruptor automático Emax E6.2 V (ABB, SACE Emax 2 Interruptores de bastidor abierto de baja tensión)

5.4.2 PROTECCIÓN DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE MT

Para la protección del circuito de potencia de media tensión de un aerogenerador se utiliza la celda de media tensión. Dicho equipo tiene como función proteger el aerogenerador y conectarlo a la red.

En función de la posición de el aerogenerador dentro de un parque eólico, este estará equipado por un tipo de celda u otro. De esta manera se pueden distinguir de forma general entre tres tipos constructivos de celdas.

Por un lado, la celda más común que se utiliza en los parques eólicos suele ser de tipo 0L+1L+1P. Dicha celda tiene como función la entrada de línea al aerogenerador, protección de la línea y protección del transformador de la turbina. Este tipo de celdas se suele utilizar en aerogeneradores conectados entre si.

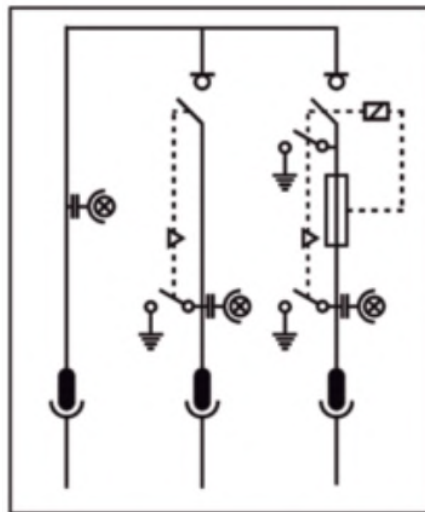


Ilustración 20. Celda MT 0L+1L+1P (INAEL)

Otro tipo constructivo de celda es el 0L+0L+1P. dicha celda es utilizada cuando no se requiere protección de línea y tiene la ventaja de que su coste es más reducido en comparación con el tipo de celda comentado anteriormente.

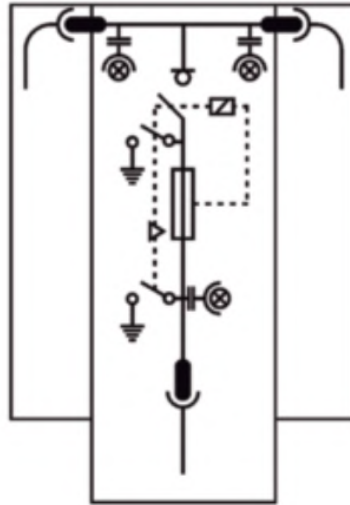


Ilustración 21. Celda MT 0L+0L+1P (INAEL)

Por último, el tipo constructivo de celda que se va a utilizar en este proyecto es el llamado 0L+1P. Este tipo de celda se usa exclusivamente para aerogeneradores final de línea puesto que solamente tiene función de entrada/salida de línea y protección de transformador. Se va a utilizar este tipo de celda por que el proyecto solamente contempla un único aerogenerador conectado a la red, es decir, un aerogenerador al final de línea.

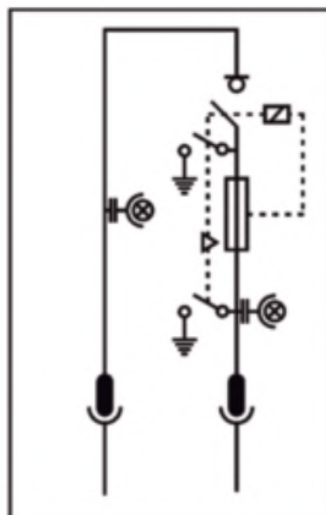


Ilustración 22. Celda MT 0L+1P (INAEL)

Los parámetros principales con los que suele seleccionar la celda de media tensión suelen ser: la tensión de la línea, en este caso 30 kV, la intensidad de la línea en operación normal en régimen permanente y la corriente de cortocircuito.

Para ello es necesario calcular la intensidad que va a circular por el lado de media tensión en condiciones normales de operación y en régimen permanente.

Según se propone en el libro (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003) la celda de media tensión debe seleccionarse teniendo en cuenta la intensidad de cortocircuito en el punto donde se quiere instalar. En este caso en la base de la torre.

En primer lugar, se calcula la intensidad normal de operación en régimen permanente en el lado de MT:

$$I_{MT} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot \cos\varphi} \cdot \frac{U_{BT}}{U_{MT}}$$

Donde:

- $\cos(\varphi)$: Es el factor de potencia, **0.9** Inductivo
- U_{BT}/U_{MT} Es la relación de transformación del transformador elevador: **0.69/30**

Por tanto, la intensidad en el lado de media tensión es:

$$I_{MT} = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot 0.9} \cdot \frac{0.69}{30} = 106.92 \text{ A}$$

En cuanto a la intensidad de cortocircuito en la base del aerogenerador, es la intensidad de cortocircuito que podría aportar la red. Como no disponemos de dicho dato, se puede hacer una aproximación que recomienda el fabricante Prysmian en la guía técnica de aplicación para instalaciones generadoras de baja tensión. Dicha aproximación es suponer que la potencia de cortocircuito de la red es de 500 MVA. (PrysmianGroup, 2018)

$$I_{ccred} = \frac{500 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 30000 \text{ V}} = 9.622 \text{ kA}$$

Actualmente existen dos opciones a la hora de instalar una celda en la torre del aerogenerador. Se pueden instalar celdas compactas o modulares. Lo más común es instalar celdas modulares puesto que proporcionan mayor flexibilidad a la hora de reparar posibles partes que se deterioren. También es una mejor opción por la facilidad que proporcionan los módulos para ser introducidos en el interior de la torre. Por ello, a pesar de tener un coste mayor se ha decidido instalar celdas modulares. Por otro lado, las celdas modulares suelen estar encapsuladas y aisladas con SF6 lo que proporciona mayor seguridad en los equipos.

Finalmente se han seleccionado dos celdas modulares del fabricante Ormazabal. Por un lado, una celda modular de función de línea, y por otro, una celda modular con función de protección para el transformador.

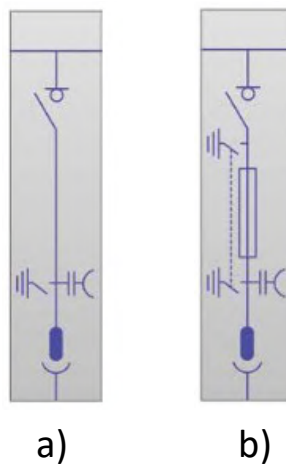


Ilustración 23. Celdas modulares de MT. a) Función de línea, b) Función de protección. (Ormazabal)

Como se puede observar en la Ilustración 23, la celda de media tensión esta compuesta por dos módulos, a) módulo función de línea y b) módulo función de protección.

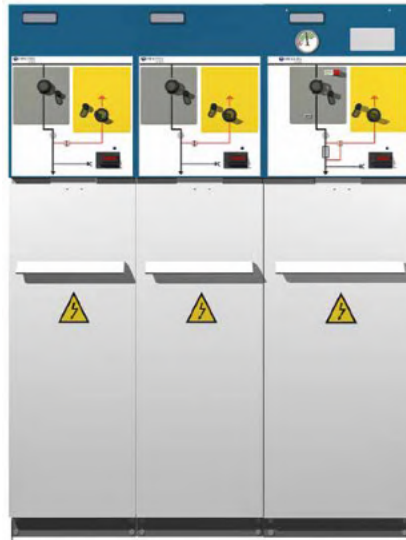


Ilustración 24. Celda de MT 0L+1P (Ormazabal)

En la siguiente tabla se muestran las características generales de la celda de MT.

Celda MT 0L+1P		
Fabricante		Ormazabal velatia
Modelo		Cgm.3 2lv
Designación genérica		0L+1P
Tensión asignada	kV	36
Frecuencia asignada	Hz	50
Corriente nominal	A	400
Tensión de corte duración soportada	kV	70
Tensión asignada a impulso tipo rayo	kV	170
Corriente admisible asignada de corte duración	kA	20
Dimensiones (longitud, altura, profundidad)	mm	1316, 1745, 1027

Tabla 13. Características celdas MT 0L+1P (Elaboración propia)

5.4.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

En este capítulo se va a tratar especialmente de la protección del aerogenerador frente a descargas atmosféricas. En las instalaciones eólicas es de especial importancia este sistema puesto que, los aerogeneradores son elementos de gran envergadura y suelen estar situados en espacios abiertos.

Las principales funciones del sistema de protección contra rayos son: por un lado, captar, derivar y dispersar la energía del rayo a tierra y, por otro lado, evitar las diferencias de potencial elevadas entre puntos metálicos de la turbina.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas es una medida de especial importancia para determinar la seguridad de las personas y los equipos. Por ello existe una norma específica para el diseño del sistema de protección contra rayos, la cual es IEC 61400-24. Dicha norma divide el sistema de protección contra rayos en dos partes, protecciones internas y externas. (Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003)

La función de la protección externa es proteger al aerogenerador del impacto directo del rayo. La forma de proteger al aerogenerador es creando un camino de baja impedancia desde el punto de incidencia hasta tierra. Para llevar a cabo este camino, el sistema de protecciones externas se divide en tres subsistemas.

La instalación captadora del rayo es el primer sistema que tiene contacto con la descarga atmosférica, su función es atraer el rayo a puntos de la turbina que estén preparado para soportar dichos esfuerzos. El elemento que con mayor probabilidad sufre la descarga del rayo suelen ser las palas, en concreto, la punta de pala. Por ello, se debe instalar en la pala captadores. En este aerogenerador se van a instalar tres captadores de aluminio a unas distancias de la raíz de la pala de 52.5, 38 y 20 m. Dichos captadores serán circulares y tendrán una superficie de 200 mm^2 .

En segundo lugar, se encuentra la instalación de derivación. Dicha instalación se encarga de evacuar la corriente desde el unto de incidencia hasta la instalación de puesta a tierra.

Como se puede observar en la siguiente imagen, existen tres tipos de sistemas de derivación en la pala.

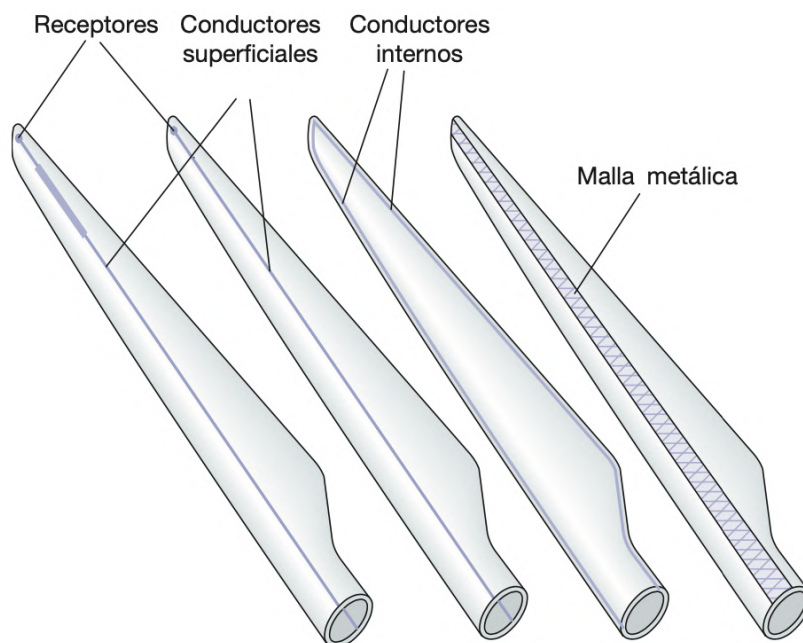


Ilustración 25. Sistemas de derivación en palas. (ABB, Technical Application papers, Wind Power Plants, 2021)

El primero de ellos consiste en un conductor que se introduce en el eje de la pala. Este conductor puede ser de aluminio (con una sección mínima de 50 mm^2) o de cobre (con una sección mínima de 35 mm^2) En función de si la pala esta equipada con un sistema de paso variable o no, la instalación será diferente.

El segundo tipo consiste en equipar la pala con un conductor sobre la periferia de esta, cubriendo de esta manera los bordes de ataque y de salida. La principal desventaja de este sistema es el factor aerodinámico, pudiendo afectar dichos conductores en el diseño inicial de la aerodinámica de la pala y con ello afectar al mismo tiempo al ruido producido.

Por último, introducir una malla metálica en la superficie interna de la pala. Con este método se consigue crear un apantallamiento contra el campo electromagnético inducido en los conductores que forman la estructura de la pala.

El método que se va a utilizar en este aerogenerador es el primero que se ha expuesto. El conductor que se equipe en el interior de la pala estará fabricado con aluminio y tendrá una sección de 50 mm^2 .

En cuanto al buje y la góndola, también tienen su sistema de derivación. A pesar de que el buje es una estructura compuesta principalmente por acero, la punta de este es de fibra y por ello se debe conectar con la propia estructura. De esta manera los rayos que puedan incidir en la punta del buje no producirán daños. Desde el buje, el conductor debe continuar a través de la góndola para proteger todos los equipos que deberán ir conectados a dicho conductor. Y por último la energía se evacuará hasta la cimentación de la turbina a través de dos conductores paralelos de 25 mm^2 por el interior de la torre, hasta conectar con el sistema de puesta a tierra.

Es de especial importancia que el camino por el cual se evacua la corriente esté especialmente diseñado para que no se produzcan arcos eléctricos que puedan alcanzar a los equipos. Por ello, dicho conductor debe tener una sección adecuada y estar alejado de los propios equipos.

En cuanto al sistema de puesta a tierra, la norma 61400-24 recomienda para turbinas terrestres que se incluyan las estructuras metálicas de la cimentación para reducir al máximo la resistencia a tierra. Por otro lado, se recomienda también que el electrodo dispersión

tenga forma de anillo y esté enterrado un 80% de su longitud. (ABB, Technical Application papers, Wind Power Plants, 2021)

Sin embargo, en aerogeneradores marinos, el sistema de puesta a tierra no suele tener grandes complicaciones por estar parte de la torre sumergida en un medio muy conductor, puesto que la conductividad del agua salada es bastante menor que la del terreno. Por ello es por lo que generalmente no son necesarios electrodos de anillo, solamente se utilizan los propios hierros de la cimentación.

Por otro lado, se encuentran las protecciones internas del sistema de protecciones contra descargas atmosféricas. El objetivo principal es evitar los daños a los equipos producidos por la descarga del rayo. La protección interna consiste en colocar descargadores de sobretensión según el principio de protección por zonas (LPZ, Lighting Protection Zones).

La instalación de descargadores de sobretensión (SPD, Surge Protection Device) también protege contra sobretensiones de maniobra debidas a la operación de la turbina.

En este proyecto, se van a instalar dos descargadores de tensión en el circuito de potencia. El primero de ellos se instalará en el secundario del transformador elevador. Dicho descargador será de tipo 1. El segundo descargador se colocará entre el generador y el convertidor. Como recomienda el fabricante ABB, si el descargador situado en el secundario del transformador está a mas de 10 m de distancia de este segundo SPD, es conveniente colocar un tercer SPD de tipo 2 entre el convertidor y el transformador.

Dado que el SPD situado en el primario del transformador está a menos de 10 m de distancia, solamente será necesario instalar un segundo SPD de tipo 2 entre el generador y el convertidor. Dicho SPD se instala para proteger la turbina de sobretensiones transitorias superpuestas a la tensión del control PWM.

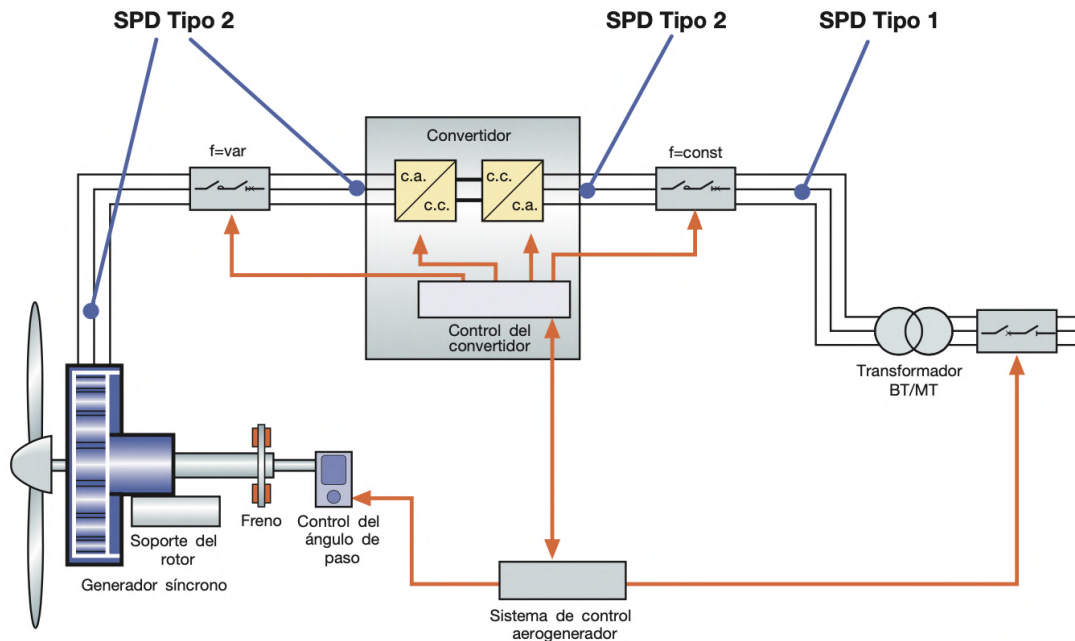


Ilustración 26. Localización de los SPD en el circuito de potencia. (ABB, Technical Application papers, Wind Power Plants, 2021)

El primer descargador, como se ha comentado será de tipo 1 y deberá estar diseñado para estar sometido a la tensión máxima soportada de los dispositivos a proteger. Dado que los descargadores se conectan en paralelo con los dispositivos a proteger entre la fase y tierra, la tensión a soportar es la tensión entre fase y tierra, es decir:

$$u_{prot} > u_f = \frac{u_{ff}}{\sqrt{3}} = \frac{690}{\sqrt{3}} \approx 400 \text{ V}$$

El SPD de tipo 1 seleccionado pertenece al fabricante ABB y en la siguiente tabla se muestran sus características generales:

Descargador de sobretensión SPD		
Fabricante		ABB
Modelo		OVR T1 25 440-50 (x3)
Designación genérica		Tipo 1
Tensión asignada	V	400 F-N / 690 F-F
Frecuencia asignada	Hz	50
Corriente de descarga nominal	kA	25
Nivel de protección de tensión (Up)	kV	2
Poder de corte	kA	50

Tabla 14. Características generales SPD tipo 1 (Elaboración propia)



Ilustración 27. SPD Tipo 1 (ABB, Surge Protective Device OVR T1 25 440 - 50)

El descargador de tipo 2 que se va a instalar ha sido seleccionado con la misma tensión a la cual va a estar sometido en condiciones normales de operación de la turbina, 400 V entre fase y tierra. Pertenece al fabricante ABB y sus características generales se muestran en la siguiente tabla:

Descargador de sobretensión Tipo 2 SPD		
Fabricante		ABB
Modelo		OVR T2 3L 40 440/690 P TS
Designación genérica		Tipo 2
Tensión asignada	V	400 F-N / 690 F-F
Frecuencia asignada	Hz	50
Corriente de descarga nominal	kA	15
Nivel de protección de tensión (Up)	kV	2.9
Poder de corte	kA	40
Norma de diseño		IEC 61400-24

Tabla 15. características generales SPD tipo 2 (Elaboración propia)



Ilustración 28. SPD Tipo 2 (ABB, Surge Protective Device OVR T2 3L 40 400/690)

Como se puede observar en la Ilustración 27 y en la Ilustración 28, el SPD de tipo 1 solamente tiene dos bornes, un para una fase y la otra para el neutro, mientras que el SPD de tipo 2 se conecta a las tres fases y al sistema de puesta a tierra.

Capítulo 6. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL Y SERVICIOS AUXILIARES.

Los sistemas de control y de servicios auxiliares de una turbina eólica son de vital importancia. El sistema de control de la turbina es el encargado de recibir todos los parámetros de operación y determinar en qué estado se encuentra esta para ordenar un estado de operación u otro. Por otro lado, el sistema de servicios auxiliares es el encargado de alimentar aquellas cargas que deben estar permanentemente con alimentación y listos para poder operar, aunque el aerogenerador esté desconectado de la red o sin funcionar.

En este capítulo se vana a describir los principales elementos eléctricos que componen los sistemas de control y de servicios auxiliares de la turbina que se esta diseñando. Con ello se conseguirá seleccionar los equipos adecuados.

6.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico de control está formado por todos aquellos equipos necesarios para poder gobernar la turbina. El elemento principal es el sistema supervisor de la turbina (WTC, Wind Turbine Controler, en inglés) Dicho sistema es el encargado de garantizar el funcionamiento automático y seguro de la turbina dentro de unos parámetros establecidos.

Se puede entender como el control de más alto nivel e intercambia información con el resto de los subsistemas de la turbina para regular las operaciones de arranque y parada. De esta manera el WTC protege al rotor de velocidades excesivas y al circuito eléctrico contra sobreintensidades y sobretensiones.

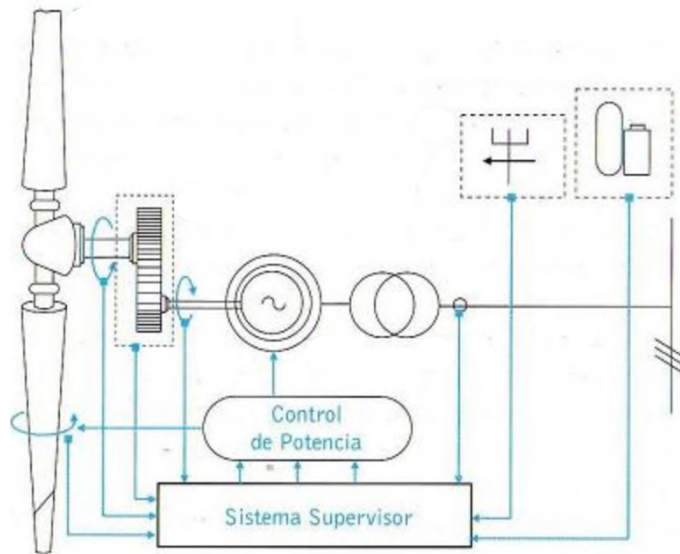


Ilustración 29. Interacción del WTC con el resto de los subsistemas.

(Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz, & Arnalte Gómez, 2003)

6.1.1 MODOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL

Los modos de operación que controla el WTC se pueden dividir en dos tipos en función de su duración. Por un lado, se definen los modos de operación temporales a aquellas operaciones que tienen una duración de tiempo limitada. Una vez transcurrido el tiempo de un modo de operación temporal, el WTC ordena pasar a un modo de operación permanente en los cuales, el sistema de operación no controla el tiempo de duración, la turbina puede permanecer en dichos modos un tiempo indefinido.

Los modos de operación temporales son: comprobación de la turbina, arranque, conexión a red, parada normal y parada de emergencia. Si la transcurrido un tiempo el sistema supervisor no da la orden de pasar a un modo de operación permanente, significa que ha habido un problema en la turbina.

Por otro lado, los modos de operación permanentes son: máquina parada, pausa, funcionamiento normal a carga parcial y funcionamiento normal a plena carga.

En la siguiente imagen se muestran las relaciones que existen entre los diferentes modos de operación en la turbina.

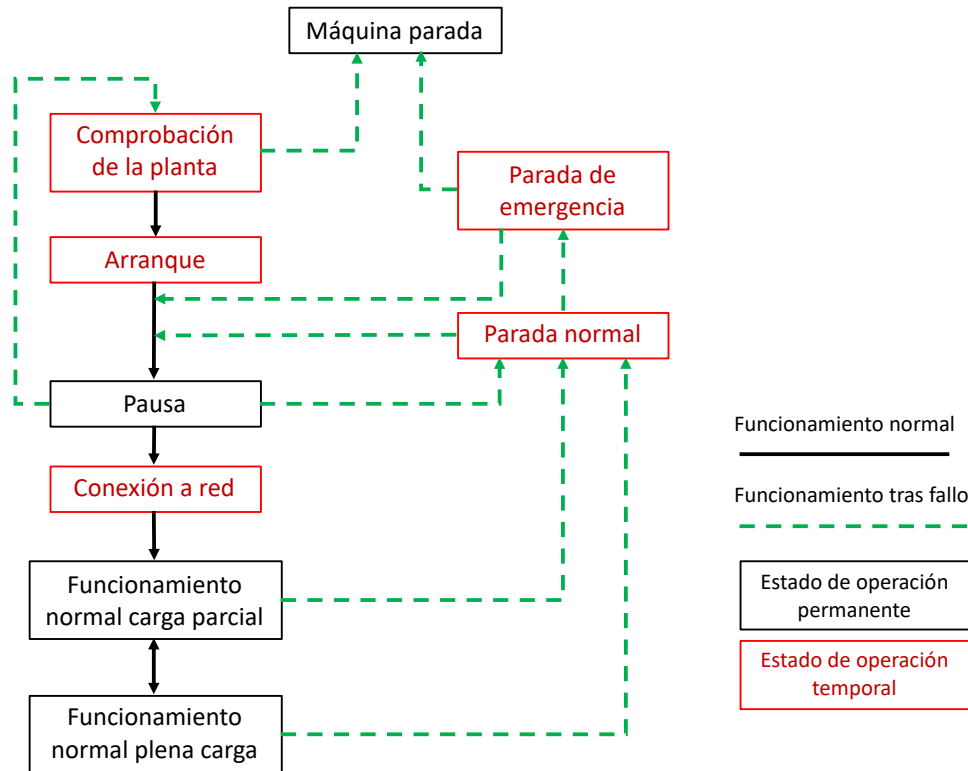


Ilustración 30. Diagrama de modos de operación de la turbina. (Elaboración propia)

La secuencia en la que suelen aparecer dichos modos de operación es la siguiente: puesta en marcha, arranque, funcionamiento normal y parada de la turbina.

Antes de iniciar cualquier operación el WTC ordena la operación de comprobación de la turbina. Dicha operación se clasifica como temporal y su función es que el WTC compruebe el estado de todos los subsistemas y verificar que los parámetros y variables medidos estén dentro de los límites admisibles. En esta operación no debe aparecer ningún error, si por el contrario aparece, el WTC inhabilita cualquier otra operación hasta que no se resuelva el problema.

El siguiente estado de operación es el de máquina parada, este modo se clasifica como permanente y se ordena antes de iniciar el arranque de la turbina. Es de especial importancia que cuando se entra en este modo la turbina no esté en modo manual puesto que, el WTC inhabilitará el paso al arranque si sucede. En esta operación la turbina se encuentra desalineada con respecto al viento, desconectada de la red, el freno mecánico impide el giro del rotor y las palas se encuentra en posición de bandera (a 90°).

Si durante el modo de máquina parada la turbina no se encuentra en modo manual, una vez se comprueban todas las variables de medida, el WTC da la orden para iniciar el estado de arranque. Dicho estado se clasifica como temporal y durante este estado se comprueba permanentemente las condiciones de parada normal o de emergencia. Durante este estado la turbina sigue desconectada de la red, se libera el freno del rotor aerodinámico, se orienta la góndola a barlovento y se ajusta el ángulo de paso de pala para controlar la velocidad de rotación del rotor.

Una vez concluido el proceso de arranque, el sistema supervisor da paso al estado de pausa. Dicho estado se clasifica como permanente. Durante este proceso se comprueban continuamente la velocidad de giro del rotor y la orientación de la góndola respecto al viento. El rotor aerodinámico gira libremente puesto que, al estar la turbina desconectada de la red el generador no opone par resistente. Por lo tanto, la velocidad de rotación se controla exclusivamente mediante el sistema pitch.

Si la velocidad del viento es superior o igual a la *cut-in-speed* (en esta turbina es de 3.5 m/s) durante un tiempo de 10 minutos, el WTC da la orden para pasar al modo de conexión a red. Este estado se clasifica como modo de operación temporal. Durante dicho estado se limita la velocidad del rotor mediante el sistema pitch y una vez que el rotor aerodinámico alcanza la velocidad de rotación mínima para que sea rentable extraer potencia (en esta turbina es de 6 rpm como se describe en el inicio de la memoria) se conecta la turbina a la red.

Durante el funcionamiento del aerogenerador conectado a la red se pueden dar dos posibles estados permanentes. Uno de ellos es el modo de operación llamado funcionamiento normal a carga parcial y se produce cuando la potencia extraída de la turbina es menor de la potencia nominal. El funcionamiento normal a plena carga se produce cuando la turbina genera la potencia nominal, 5 MW en este caso. Para que se produzca dicho estado es necesario que se den velocidades del viento mayores y que la velocidad de rotación sea superior a la nominal. Ambos estados se describen en la introducción del capítulo anterior.

Por último, existen dos modos de operación para detener la turbina y ambos se clasifican como modos temporales. Por un lado, la parada normal cuyas causas suelen ser: exceso de temperatura en partes mecánicas móviles y en el generador, exceso de velocidad de viento o baja tensión en bornes del generador. La secuencia para detener la turbina en este modo es ordenando en primer lugar a las palas en posición de bandera, reducir la consigan de par del generador a cero y desconectar la turbina de la red. De esta manera se da paso al estado de pausa hasta que los parámetros que han producido el fallo vuelvan a estar dentro de límites, en ese momento es cuando se produce un arranque automático.

La segunda manera de detener el aerogenerador es mediante la parada de emergencia. En este modo se produce una actuación rápida de las protecciones de la turbina. EL sistema de paso de pala ordena la posición de bandera a la velocidad de paso máxima, en este aerogenerador de 8º/s. Una vez que concluye la parada de emergencia se pueden dar dos modos, el modo parada o el modo pausa. Las razones habituales por las que se suelen dar el modo pausa al finalizar la parada de emergencia son: potencia generada superior a la nominal o sobrecarga del sistema de refrigeración del generador. Por el contrario, si se da lugar el modo parada suele ser a causa de: vibraciones excesivas, velocidad excesiva del rotor o algún cortocircuito. Cuando el WTC ordena el modo parada, es necesario arrancar el aerogenerador de forma manual.

6.1.2 COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

Entre los elementos a controlar se van a tratar principalmente aquellos equipos que estén directamente relacionados con el sistema eléctrico. Entre los equipos principalmente destacan los motores de paso de pala y de orientación.

El sistema de orientación (también llamado sistema Yaw, en inglés) se compone de diez mecanismos formados por engranajes y motores de 5.5 kW con sus correspondientes variadores de frecuencia. Como se puede observar en el plano del **Anexo III. Planos**. Los motores de orientación estarán alimentados por una red de 400 V.

En las siguientes tablas se muestran las características generales de los motores de orientación y sus respectivos variadores de frecuencia que se han seleccionado.

Motor sistema de orientación (x10)			
Fabricante			ABB
Modelo			M3AA 132SB 2
Potencia nominal	P_n	kW	5.5
Tensión nominal	U_n	V	400
Intensidad nominal	I_n	A	9.7
Par nominal	T_n	Nm	18.1
Factor de potencia $\cos(\varphi)$			0.91
Rendimiento al 100% de carga			80.3 %
Número de pares de polos			2
Velocidad nominal		rpm	2901
Nivel de protección			IP 55
Nivel de aislamiento			Clase F
Norma de diseño			IEC 60034
Peso		Kg	58
Material de la cubierta			Aluminio

Tabla 16. Características generales motores YAW. (Elaboración propia)

Como se comentó en el inicio de la memoria, los motores de orientación son los encargados de mover la góndola y ponerla en posición de barlovento. Como se puede observar, se ha seleccionado un motor con la carcasa de aluminio para reducir peso y para protegerlo al máximo posible contra la corrosión.

Variador de frecuencia del sistema de orientación (x10)			
Fabricante			ABB
Modelo			ACS-580-01-12A7-4
Potencia nominal P_n	kW		5.5
Tensión nominal U_n	V		400
Tensión máxima U_{max}	p.u.		1.1
Intensidad nominal I_n	A		12.6
Intensidad máxima I_{max}	p.u.		1.11
Rango de frecuencia	Hz		47 - 63
Factor de potencia $\cos(\varphi)$			0.98
Rendimiento al 100% de carga			98 %
Tipo de control			Escalar/Vectorial
Dimensiones (H1, D, W)	mm		373, 223, 125
Peso	Kg		4.6
Nivel de protección			IP 21

*Tabla 17. Características generales variadores de frecuencia de motores YAW
(Elaboración propia)*

Otro sistema fundamental en los aerogeneradores de paso variable es el sistema de paso de pala (también llamado sistema Pitch, en inglés). Dicho sistema es el encargado de hacer girar las palas sobre su propio eje para aumentar o reducir el coeficiente aerodinámico. En concreto, cuando el WTC ordena la operación de arranque, las palas pasan

de estar en posición bandera, es decir a 90°, a tener un ángulo de 0° respecto a la incidencia del flujo del viento.

Para rotar las palas se utilizan mecanismos compuestos por una serie de engranajes, para reducir el par, un motor y un variador por cada pala. Se ha estimado que dichos motores sean de 37 kW cada uno.

Al igual que los motores del sistema yaw, el sistema de paso estará instalado en una red de 400 V. En las siguientes tablas se muestran las características generales de los motores y los variadores de frecuencia seleccionados.

Motor sistema de paso de pala (x10)			
Fabricante			ABB
Modelo			M3AA 200MLB 2
Potencia nominal	P_n	kW	37
Tensión nominal	U_n	V	400
Intensidad nominal	I_n	A	64.4
Par nominal	T_n	Nm	119
Factor de potencia $\cos(\varphi)$			0.88
Rendimiento al 100% de carga			93.7 %
Número de pares de polos			2
Velocidad nominal		rpm	2961
Nivel de protección			IP 55
Nivel de aislamiento			Clase F
Norma de diseño			IEC 60034
Peso		Kg	241
Material de la cubierta			Aluminio

Tabla 18. Características generales de motores Pitch. (Elaboración propia)

Al igual que los motores yaw, se han seleccionado motores para el sistema pitch con cubierta de aluminio para reducir el peso y evitar problemas de corrosión.

Variador de frecuencia del sistema de paso de pala (x10)	
Fabricante	ABB
Modelo	ACS-580-01-073A-4
Potencia nominal P_n kW	37
Tensión nominal U_n V	400
Tensión máxima U_{max} p.u.	1.1
Intensidad nominal I_n A	73
Intensidad máxima I_{max} p.u.	1.42
Rango de frecuencia Hz	47 - 63
Factor de potencia $\cos(\varphi)$	0.98
Rendimiento al 100% de carga	98 %
Tipo de control	Escalar/Vectorial
Dimensiones (H1, D, W) mm	636, 257, 203
Peso Kg	19
Nivel de protección	IP 21

*Tabla 19. Características generales variadores de frecuencia de motores Pitch
(Elaboración propia)*

Los sistemas hidráulicos y de ventilación se incluirán como cargas auxiliares en el sistema de servicios auxiliares junto con la iluminación y comunicaciones.

6.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVICIOS AUXILIARES

El sistema de servicios auxiliares de una turbina eólica es el encargado de alimentar al resto de cargas que no forman parte del sistema eléctrico de potencia. En concreto se va a dimensionar el sistema para alimentar a los motores de orientación, motores de paso de pala y el resto de cargas auxiliares.

Para poder dimensionar el cableado, el transformador y las protecciones es imprescindible estimar la carga total que va a tener que soportar el sistema.

Como se puede observar en la Tabla 16 y Tabla 17, el conjunto del sistema de orientación consume una potencia de 55 kW mecánicos. A continuación, se detallan los cálculos para determinar la carga eléctrica que demanda dicho sistema:

$$P_{el\acute{e}ctrica\ YAW} = \frac{P_{mec\ YAW}}{\eta_{mot} \cdot \eta_{variador}} = \frac{55}{0.803 \cdot 0.98} = 69.89\ kW$$

$$S_{el\acute{e}ctrica\ YAW} = \frac{P_{el\acute{e}ctrica\ YAW}}{\cos(\varphi_{mot}) \cdot \cos(\varphi_{variador})} = \frac{69.89}{0.91 \cdot 0.98} = 78.36\ kVA$$

Por otro lado, como se puede observar en la Tabla 18 y Tabla 19 los cálculos detallados para el sistema de paso son los siguientes:

$$P_{el\acute{e}ctrica\ PITCH} = \frac{P_{mec\ PITCH}}{\eta_{mot} \cdot \eta_{variador}} = \frac{37 \cdot 3}{0.937 \cdot 0.98} = 120.88\ kW$$

$$S_{el\acute{e}ctrica\ PITCH} = \frac{P_{el\acute{e}ctrica\ PITCH}}{\cos(\varphi_{mot}) \cdot \cos(\varphi_{variador})} = \frac{120.88}{0.88 \cdot 0.98} = 140.17\ kVA$$

El resto de cargas auxiliares se ha estimado que consumen una potencia de 10 kW. Dichas cargas contienen equipos hidráulicos, iluminación de la turbina, sistema de comunicaciones y sistema de medición. Por la gran variedad de cargas que se incluyen en el mismo consumo de potencia, se ha estimado un factor de potencia de 0.75. Con todo ello el cálculo de la carga se detalla a continuación:

$$S_{el\acute{e}ctrica\ 3} = \frac{P_{el\acute{e}ctrica\ 3}}{\cos(\varphi_{total})} = \frac{10}{0.75} = 13.33\ kVA$$

Teniendo en cuenta todas las cargas, el sistema de servicios auxiliares debe alimentar una potencia aparente de:

$$S_{SSAA} = S_{el\acute{e}ctrica\ YAW} + S_{el\acute{e}ctrica\ PITCH} + S_{el\acute{e}ctrica\ 3} = 231.87\ kVA$$

Por tanto, el sistema de servicios auxiliares tiene que soportar a 400 V una corriente en el secundario del transformador de:

$$I_{SSAA\ 400} = \frac{S_{SSAA\ 400}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{231.87 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 334.68\text{ A}$$

El factor de potencia del conjunto de la instalación se calcula teniendo en cuenta toda la potencia activa eléctrica que se va a consumir y la potencia aparente que se ha calculado anteriormente:

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{SSAA}}{S_{SSAA}} = \frac{69.89 + 120.88 + 10}{231.87} = 0.87$$

Por tanto, el transformador de servicios auxiliares deberá ser de una potencia mayor de 232 kVA y el cableado debe soportar una intensidad de más de 334 A. En la siguiente tabla se muestran las características generales de dicho transformador:

Transformador de S.S.A.A		
Fabricante		HITACHI ABB
Modelo		T3 P0250 K
S_n	kVA	250
Relación transformación	V	690/400
Frecuencia de operación	Hz	50
Pérdidas debidas al cobre (P_{cc})	W	4150
Pérdidas debidas al hierro (P_o)	W	1200
Tensión de cortocircuito		4%
Grupo de conexión		Dyn11
Grado de protección		Hasta IP 56
Dimensiones (Largo, Ancho, Alto)	mm	700, 570, 780
Peso	kg	680
Clase de aislamiento		B

Tabla 20. Características generales Transformador de S.S.A.A. (Elaboración propia)

Una vez determinada la carga que tendrá que soportar el circuito de servicios auxiliares queda determinar el cableado. Debido a que los niveles de tensión son muy parecidos, se va a seleccionar el mismo tipo de conductor para ambos niveles de tensión.

En primer lugar, se ha estimado que la longitud del cableado es la siguiente:

- Cableado de 690 V: 7 m.
- Cableado de 400 V del transformador al sistema de Pitch: 15 m.
- Cableado de 400 V del transformador al sistema Yaw: 10 m.
- Cableado de 400 V del transformador al resto de cargas: 10 m.

También hay que tener en cuenta que la temperatura de la turbina será de 55°C y por tanto hará falta aplicar un factor de corrección. Los cálculos para el dimensionamiento del cableado del sistema de servicios auxiliares se pueden encontrar en el ANEXO II. Cálculos del cableado.

El tipo de instalación del cableado será sobre bandejas perforadas en una única capa. Y el cable será unipolar al igual que en el resto del cableado de la turbina.

En cuanto a las propiedades mecánicas, es conveniente utilizar un cable de clase 5 o superior para evitar problemas de flexibilidad debido a la rotación de la góndola.

Por todo lo comentado anteriormente, se ha decidido utilizar el Afumex Class 1000V fabricado por Prysmian Group por su resistencia respecto a la humedad. En la siguiente tabla se muestran sus características generales:



Tabla 21. Afumex Class 1000 V (Prysmian)

Afumex Class 1000 V	
Fabricante	Prysmian Group
Modelo	Afumex Class
Designación genérica	RZ1-K
Tensión asignada kV	0.69/1
Norma de diseño	UNE 21123-4
Material del conductor	Cobre electrolítico recocido
Flexibilidad según IEC 60228	Clase 5
Temperatura máxima en servicio	90°C
Temperatura máxima en cortocircuito	250°C
Material del aislante	Polietileno reticulado (XLPE)
Clasificación respecto al fuego	EN 13501-6
No propagación de llama	IEC 60362-1-2

Tabla 22. Características generales Afumex Class 1000V (Elaboración propia)

Teniendo en cuenta todo lo comentado anteriormente, los cálculos realizados en el ANEXO II. Cálculos del cableado, se resumen en la siguiente tabla:

Niveles de tensión	Tipo de conductor	Nº Ternas	Sección	Longitud
690 V	Fases	1	70 mm ²	7 m
	Neutro	1	35 mm ²	7 m
	Protección	1	35 mm ²	7 m
400 V	Fases	1	120 mm ²	35 m
	Neutro	1	70 mm ²	35 m
	Protección	1	60 mm ²	35 m

Tabla 23. Cableado de S.S.A.A. (Elaboración propia)

En cuanto a la protección del sistema de servicios auxiliares, se ha decidido instalar un interruptor automático en el primario del transformador. Dicho interruptor automático se instalará para evitar la aportación de corriente de cortocircuito tanto del generador como de la red. Por ello, para determinar la corriente de cortocircuito prevista, se va a utilizar el mismo criterio utilizado en los interruptores del circuito de potencia. De este modo la corriente de cortocircuito prevista por parte del generador es de 5.5 kA y por parte de la red de 11 kA. Por lo tanto, el interruptor automático deberá ser capaz de soportar y actuar ante una corriente de cortocircuito de 11 kA por ser la más elevada.

Estará sometido a una tensión de 690 V entre fases y a una intensidad de operación de:

$$I_{SSAA\ 690} = I_{SSAA\ 400} \cdot \frac{U_{N2}}{U_{N1}} = 334.68 \cdot \frac{400}{690} = 194.02\ A$$

El interruptor seleccionado está diseñado para operar a una frecuencia constante de 50 Hz y pertenece al fabricante ABB.

Interruptor Automático S.S.A.A.		
Fabricante		ABB
Modelo		SACE Tmax XT3 S
Corriente nominal	A	250
Tensión asignada	V	690
Tensión nominal de aislamiento	V	800
Tensión admisible a impulsos tipo rayo	kV	8
Corriente de cortocircuito prevista	kA	11
Poder de corte de corriente de cortocircuito	kA	20
Corriente admisible de corta duración	kA	20
Nº de maniobras mecánicas		25000
Nº de maniobras eléctricas		8000

Tabla 24. características generales Automático S.S.A.A. (Elaboración propia)



Ilustración 31. interruptor Automático S.S.A.A. Tmax XT3 (ABB)

Para la elección de la intensidad nominal se ha comprobado también que dicha intensidad es menor que la intensidad máxima admisible del cableado:

$$I_{operación} < I_{Automático} < I_{MaxAdmisible}$$

Siendo:

- $I_{operación}$: Intensidad de operación en régimen permanente, 194.02 A
- $I_{Automático}$: Intensidad nominal del interruptor automático, 250 A
- $I_{MaxAdmisible}$: Intensidad máxima admisible por el cableado, 252.11 A

Como la intensidad nominal del interruptor automático es menor que la máxima admisible por el cableado, en caso de que el interruptor deba actuar, los conductores no sufrirán daño alguno.

Con la selección de los diferentes equipos, cableado y la disposición de estos que se ha desarrollado este proyecto se ha realizado el plano del sistema eléctrico completo, el cual se puede ver en el Anexo III. Planos

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2019). *ACS 880-87-CC Wind Turbines Converters Hardware Manual*.
- ABB. (2021). *Technical Application papers, Wind Power Plants*. Bergamo: L.V. Breakers.
- ABB. (s.f.). *SACE Emax 2 Interruptores de bastidor abierto de baja tensión*. España.
- ABB. (s.f.). *SACE Emax Instrucciones para la instalación y el servicio*. Bergamo.
- ABB. (s.f.). *Surge Protective Device OVR T1 25 440 - 50*. Francia.
- ABB. (s.f.). *Surge Protective Device OVR T2 3L 40 400/690*. Francia.
- AEE, A. E. (2019). *Agenda sectorial de la industria eólica 2019*.
- Anaya-Lara, O., O.tanade, J., Uhlen, K., & Merz, k. (2018). *Offshore wind Ernegy Technology*. UK: Wiley.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy handbook*. Chichester: John Wiley & Sons, LTD.
- GL Renewables, C. (2012). *Guideline for the certification of Offshore wind turbines*. Hamburg: Guppy Design.
- Helmer, M. (2000). *Optimized size of wind power plant transformer and parallel operation*. EWEC.
- INAEL. (s.f.). *Celdas de MT con aislamiento integral en SF6*. España.
- Ministerio de Industria, T. y. (s.f.). *Guía tecnica de aplicación, protecciones: Instalaciones de puesta a tierra*.
- Nazka, m. (2021). *Global Wind Atlas*. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/>
- (s.f.). *Norma UNE 20178. "Transformadores de potencia de tipo seco"*.
- Ormazabal, v. (s.f.). *Sistema modular compacto con aislamiento de gas. Cgm3*.

- Prysmian, G. (2018). *Libro blanco para instalaciones eléctricas de media tensión*. España: Draka.
- Prysmian, G. (2020). AL EPROTENAX H COMPACTAL H. *CABLES PARA MEDIA TENSIÓN*.
- Prysmian, G. (s.f.). *Flextrex Max H07RN-F / DN-F*.
- PrysmianGroup. (2018). *Libro blanco para instalaciones eléctricas de baja tensión*. España: Draka.
- REBT, M. d. (7 de mayo de 2014). Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. *Guía técnica de aplicación para el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*. España.
- RLAT, M. d. (15 de Febrero de 2008). Reglamento Líneas eléctricas de Alta tensión. *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. España.
- Rodríguez Amenedo, J., Burgos Díaz, J., & Arnalte Gómez, S. (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid: Rueda S.L.
- Siemens energy, T. (2021). The GEA FOL Neo. *Convincing technology creates compact performance*.
- UNE 211435, A. (2007). *UNE 211435 Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica*.
- Yaramasu, V., Dekka, A., Duran, M., Kouro, S., & Wu, B. (2017). PMSG-Based wind energy conversion systems. *IET*.
- Yaramasu, V., Kouro, S., & Wu, B. (2011). *Power conversion and control of wind energy systems*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE.

ANEXO I PRESUPUESTO

En el presente anexo se presenta el presupuesto estimado de toda la instalación eléctrica del aerogenerador. Los precios que no han sido facilitados por los fabricantes se han estimado en función del peso que tienen en el coste total de una turbina marina.

Equipo	Cantidad UD	Importe
Generador síncrono de imanes permanentes 5MW		
El generador de la turbina ha sido diseñado en otro proyecto, no pertenece a ningún fabricante en concreto. El precio se ha estimado en función del coste de un generador en una turbina, aproximadamente el 5% del coste total.	1	250.000,00 €
	Total	250.000,00 €
Convertidor ACS 880-87CC 5500A/5500A		
Convertidor de potencia “full scale” AC-DC-AC formado por IGBT y chopper de continua con resistencia de frenado. Modelo ACS 880-87CC 5500/5500 de ABB. Tensión nominal 690 V, potencia nominal 5653 kW / 5916 kW.	1	22.500,00 €
	Total	22.500,00 €
Transformador de potencia GEAFOIL NEO 6300 kVA		
Transformador de potencia 0.69/30 kV del fabricante Siemens Energy, modelo Geafoil Neo 6.3 MVA, tipo seco encapsulado. Grupo de conexión Dyn11	1	111.500,00 €
	Total	111.500,00 €

Equipo	Cantidad m	Precio/m	Importe
Cableado de potencia BT Flexxtreme Max H07RN-F			
Cable eléctrico unipolar Flexxtreme Max de Prysmian. Apto para servicios móviles (clase 5) Tipo H07RN-F con conductores de cobre flexible. Aislamiento de goma termoestable y cubierta de elastómero de alta resistencia mecánica y química. No propagador de la llama.			
Cableado del generador al convertidor			
Conductores de fases 630 mm ² : 6 ternas x 3 fases x 1.5m	27	47,34 €	1.278,18 €
Conductor de protección 200 mm ² : 6 ternas x 1.5 m	9	14,04 €	126,36 €
Conductor de neutro 240 mm ² : 6 ternas x 1.5 m	9	16,85 €	151,65 €
Cableado del convertidor al transformador			
Cable Flexxtreme Max de longitud 1.5 m			
Conductores de fases 630 mm ² : 6 ternas x 3 fases x 1.5m	27	47,34 €	1.278,18 €
Conductor de protección 200 mm ² : 6 ternas x 1.5 m	9	14,04 €	126,36 €
Conductor de neutro 240 mm ² : 6 ternas x 1.5 m	9	16,85 €	151,65 €
Total			3.112,38 €
Cableado de potencia MT AI Eprotenax H Compact			
Cable eléctrico unipolar AI Eprotenax H Compact de Prysmian. Aislamiento de HEPR y conductor de AI, normalizado por Iberdrola. Tipo AL HEPRZ1. Aislamiento de etileno propileno.			
Conductores de fases 70 mm ² : 3 fases x 80m	240	56,70 €	13.608,00 €
Conductor de protección 35 mm ² : 80 m	80	28,35 €	2.268,00 €
Conductor de neutro 35 mm ² : 80 m	80	28,35 €	2.268,00 €
Total			18.144,00 €

Equipo	Cantidad UD	Importe
Interruptor automático lado generador		
Interruptor automático de frecuencia variable entre 20 y 200 Hz Emax PR111/VF de ABB. Tensión de operación 690 V, corriente nominal 5000 A, poder de corte de 75 kA.	1	3.500,00 €
	Total	3.500,00 €
Interruptor automático principal		
Interruptor automático de frecuencia fija 50Hz Emax E6.2V de ABB. Tensión de operación 690 V, corriente nominal 5000 A, poder de corte de 100 kA	1	2.500,00 €
	Total	2.500,00 €
Celdas modulares de Mt 0L+1P		
Celda modular de línea modelo Cgm.3 2l de Ormazabal. Equipada con interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesta a tierra. Tensión nominal 36 kV y corriente nominal de 400 A. Aislamiento integral de SF6. (0L)	1	6.854,00 €
Celda modular protección de transformador y función de conexión y desconexión de la turbina, modelo Cgm.3 2v de Ormazabal. Equipada con interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesta a tierra y protección con fusibles limitadores. Tensión nominal 36 kV y corriente nominal de 400 A. Aislamiento integral de SF6. (1P)	1	3.575,80 €
	Total	10.429,80 €

Equipo	Cantidad UD	Importe
Descargador de sobretensión SPD de tipo 1		
Descargador de sobretensión de tipo 1 modelo OVR T1 25 440-50 trifásico de ABB. Tensión asignada de 690 V, frecuencia asignada 50 Hz nivel de protección de sobretensiones 2 kV.	1	1.105,00 €
	Total	1.105,00 €
Descargador de sobretensión SPD tipo 2		
Descargador de sobretensión de tipo 2 modelo OVR T2 3L 40 440/690 P TS trifásico de ABB. Tensión asignada de 690 V, frecuencia asignada 50 Hz nivel de protección de sobretensiones 2.9 kV.	1	1.125,00 €
	Total	1.125,00 €
Transformador S.S.A.A.		
Transformador de tipo seco encapsulado para los servicios auxiliares 400/690 V modelo T3 P0250 K de Hitachi ABB. Potencia nominal de 250 kVA, frecuencia de operación 50 Hz, conexión Dyn11.	1	5.375,00 €
	Total	5.375,00 €
Interruptor automático S.S.A.A.		
Interruptor automático de frecuencia fija 50Hz SACE Tmax XT3 S de ABB. Tensión de operación 690 V, corriente nominal 250 A, poder de corte en corriente de cortocircuito de 20 kA	1	1.170,40 €
	Total	1.170,40 €

Equipo	Cantidad UD	Precio/UD	Importe
Motores del sistema de orientación M3AA 132SB 2			
Motor de inducción de 2 pares de polos modelo M3AA 132SB 2 del fabricante ABB con eficiencia IE3. Potencia nominal de 5.5 kW, rendimiento al 100% de carga del 80.3%. Tensión asignada 400 V, factor de potencia 0.91. Cubierta de aluminio. Norma de diseño IEC 60034.	10	1.403,30 €	14.033,00 €
	Total		14.033,00 €
Motores del sistema de paso de pala M3AA 200MLB 2			
Motor de inducción de 2 pares de polos modelo M3AA 200MLB 2 del fabricante ABB con eficiencia IE3. Potencia nominal de 37 kW, rendimiento al 100% de carga del 93.7%. Tensión asignada 400 V, factor de potencia 0.88. Cubierta de aluminio. Norma de diseño IEC 60034.	3	9.440,38 €	28.321,14 €
	Total		28.321,14 €
Variadores del sistema de orientación ACS 580 01-12A7-4			
Variador de frecuencia ACS 580 01-12A7-4 de ABB. Potencia nominal 5.5kW, tensión nominal 400 V, intensidad máxima 14.2 A, rendimiento a plena carga de 98%. IP 21	10	2.525,16 €	25.251,60 €
	Total		25.251,60 €
Variadores del sistema de paso de pala ACS 580 01-073A-4			
Variador de frecuencia ACS 580 01-073A-4 de ABB. Potencia nominal 37 kW, tensión nominal 400 V, intensidad máxima 14.2 A, rendimiento a plena carga de 98%. IP 21	3	415,16 €	1.245,48 €
	Total		1.245,48 €

Equipo	Cantidad m	Precio/m	Importe
Cableado S.S.A.A. Afumex Class 1000V			
Cable eléctrico unipolar Afumex Class 1000V. Tipo RZ1-K con conductores de cobre flexible. Tensión nominal 0.69/1 kV Aislamiento polietileno reticulado (XLPE) y cubierta Afumex. Libre de alógenos, no propagador de llama ni de incendio, con baja emisión de gases tóxicos, nula emisión de gases corrosivos y reducida emisión de calor. Fácil pelado en frío.			
Cableado lado 690 V	21	19,50 €	409,50 €
Conductores de fases 70 mm ² : 3 fases x 7 m	7	9,75 €	68,25 €
Conductor de protección 35 mm ² : 7 m	7	9,75 €	68,25 €
Conductor de neutro 35 mm ² : 7 m			
Cableado lado 400 V			
Conductores de fases 120 mm ² : 3 fases x 35 m	105	33,43 €	3.510,15 €
Conductor de protección 70 mm ² : 35 m	35	19,50 €	472,50 €
Conductor de neutro 60 mm ² : 35 m	35	16,71 €	584,85 €
	Total		5.113,50 €
Sistema eléctrico completo			
TOTAL			504.426,30 €

ANEXO II. CÁLCULOS DEL CABLEADO

En el presente anexo se van a desarrollar los cálculos necesarios para dimensionar el cableado de los diferentes circuitos del aerogenerador.

Para ello se ha decidido seguir los criterios exigidos en el REBT para los circuitos de baja tensión y el RLAT para el circuito de media tensión:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento
- Criterio de la caída de tensión
- Criterio de la intensidad de cortocircuito

7.1 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE BAJA TENSIÓN

Como se ha comentado en la memoria, antes de realizar los cálculos se ha decidido el tipo de cable que se quiere utilizar por las prestaciones que presenta. El cable seleccionado es el Flextrex Max H07RN-F del fabricante Prysmian. Dicho cable es unipolar, es decir, contiene un único conductor, además este es de cobre. Por lo tanto, se intuye que va a ser necesario disponer de varias ternas.

Antes de comenzar a realizar los cálculos se presentan una serie de suposiciones:

- Tipo de instalación: Sobre bandejas perforadas en una capa (Como recomienda el fabricante del convertidor, ABB)
- Temperatura estimada en el interior de la góndola: 55°C
- Longitud de cable lado generador-convertidor: 1.5 m
- Longitud de cable lado convertidor-transformador: 1.5 m

La intensidad máxima en régimen permanente que va a tener que soportar el conductor es la siguiente:

$$I_{max} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\varphi)} = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot 0.9} = 4648.55 \text{ A}$$

- P_n : Potencia nominal de la línea 5 MW
- U_n : Tensión nominal de la línea 690 V
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia de la turbina 0.9 inductivo

7.1.1 CÁLCULO POR EL CRITERIO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE O DE CALENTAMIENTO

Como se ha comentado en la introducción, se intuye que va a ser necesario disponer de varios conductores por fase debido a que la intensidad de línea es considerablemente elevada. Para estos casos el fabricante Prysmian ofrece factores de corrección indicados en la Tabla 25.

Para saber cuáles son los factores de corrección en función del número de ternas utilizado es necesario saber el tipo de instalación eléctrica que se quiere diseñar. En este caso, los cables irán agrupados sobre bandejas perforadas y en una sola capa. Según el REBT este tipo de instalaciones se denomina de tipo F.



*Ilustración 32. Disposición del cableado por recomendación del fabricante.
Designación del tipo de instalación F (Prysmian, Fextreme Max H07RN-F / DN-F)*

En el caso de la Ilustración 32 se representan tres ternas de cableado sobre bandeja perforada en una única capa.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 25. Tabla C.52.3 Norma UNE-HD 60364-5-52 Factores de corrección por agrupamiento. (PrysmianGroup, 2018)

El tipo de instalación del cual se ha hablado anteriormente (tipo F) corresponde con la fila cuarta de la Tabla 25 “Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales”

Por otro lado, el fabricante ofrece las intensidades admisibles para cada sección del conductor. Dichos datos están recogidos en la norma UNE-HD 60364-5-52 y las intensidades que aparecen están referidas a una temperatura de 40°C.

Debido a que la temperatura estimada en el interior de la góndola es de 55°C es necesario aplicar otro factor de corrección a las intensidades soportadas por cada sección normalizada. Dicho factor de corrección se presenta en la siguiente tabla de la norma UNE-HD 60364-5-52.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

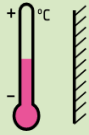


Tabla 26. Tabla B.52.14 Norma UNE-HD 60364-5-52 Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40°C

(PrysmianGroup, 2018)

Según lo comentado anteriormente, la temperatura estimada en el interior de la góndola es de 55°C y el cable seleccionado es de tipo termoestable (como se recoge en la Tabla 7) Por tanto el factor de corrección que hay que añadir es 0.83.

Por último, hay que añadir un factor de corrección por tratarse de una instalación generadora de baja tensión. Según el ITC-BT 40. pto5 las instalaciones generadoras de baja tensión deberán estar dimensionadas para una intensidad no inferior al 125% de la máxima corriente del generador. Por tanto, el factor correspondiente es 1.25.

En definitiva, los factores de corrección que hay que tener en cuenta son:

- k_a : factor de agrupamiento. (será variable en función del nº de ternas seleccionado.)
- k_T : 0.83 factor de corrección por temperatura
- k_G : 1.25 factor de corrección por instalación generadora de baja tensión

La siguiente tabla representa las secciones disponibles y las intensidades admisibles por cada sección del cable seleccionado del fabricante:

NÚMERO DE CONDUCTORES X SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR APROX. mm	DIÁMETRO EXTERIOR MÁXIMO mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA FIJO mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA LIBRE mm	PESO APROX. kg/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE INSTALACIÓN FIJA (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE SERVICIO MÓVIL (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE BAJO TUBO Y ENTERRADO (3) A	INTENSIDAD ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO (4) A	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km)	
											cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	5,9	6,9	27,6	41,4	50	21	16	21	23	13,3	26,5	21,36
1 x 2,5	6,4	7,4	29,6	44,4	65	29	20	28	30	7,98	15,92	12,88
1 x 4	7,4	8,5	34,0	51	90	40	30	36	39	4,95	9,96	8,1
1 x 6	8,4	9,4	37,6	56,4	120	53	38	44	49	3,3	6,74	5,51
1 x 10	10,2	11,2	44,8	67,2	185	74	53	58	65	1,91	4	3,31
1 x 16	11,4	12,4	50	74,4	260	101	71	75	84	1,21	2,51	2,12
1 x 25	13,4	14,4	58	86,4	360	135	94	96	107	0,78	1,59	1,37
1 x 35	15,1	16,1	64	96,6	480	169	117	115	129	0,554	1,15	1,01
1 x 50	16,9	17,9	72	107,4	660	214	148	135	153	0,386	0,85	0,77
1 x 70	18,7	19,7	79	118,2	870	268	185	167	188	0,272	0,59	0,56
1 x 95	21,1	22,6	90	136	1120	328	222	197	226	0,206	0,42	0,43
1 x 120	23,3	24,8	99	149	1410	383	260	223	257	0,161	0,34	0,36
1 x 150	25,7	27,2	109	163	1710	444	300	251	287	0,129	0,27	0,31
1 x 185	28	29,5	118	177	2080	510	341	281	324	0,106	0,22	0,26
1 x 240	30,6	32,6	130	196	2640	607	407	324	375	0,0801	0,17	0,22
1 x 300	34,2	36,2	145	217	3280	703	468	365	419	0,0641	0,14	0,19
1 x 400	38,5	40,5	162	243	4260	823	553	426	470	0,0486	0,11	0,17
1 x 500	46,9	49,5	198	297	6240	946	634	481	525	0,0384	0,088	0,136
1 x 630*	50	53,2	213	319	7370	1088	742	545	605	0,0287	0,07	0,107
2 x 1*	8,5	9,5	38,0	57	95	20,5	10	20	22	19,5	46,47	37,38
2 x 1,5	8,8	9,8	39,2	58,8	110	26	16	25	27	13,3	30,98	24,92
2 x 2,5	10,4	11,4	45,6	68,4	155	36	25	33	35	7,98	18,66	15,07
2 x 4	12,6	13,6	54	81,6	220	49	34	43	46	4,95	11,68	9,46
2 x 6	14,3	15,3	61	91,8	310	63	43	53	58	3,3	7,90	6,43
2 x 10	19,1	20,1	80	121	550	86	60	71	77	1,91	4,67	3,84
2 x 16	21,6	23,1	92	139	740	115	79	91	100	1,21	2,94	2,45
2 x 25	25,9	27,4	110	164	1080	149	105	116	129	0,78	1,86	1,59
2 x 35*	29	30,5	122	183	1400	185	130	139	155	0,554	1,35	1,16
2 x 50*	32,9	34,9	140	209	1890	225	163	164	183	0,386	0,99	0,89

● Instalación al aire ● Servicio móvil ● Enterrada bajo tubo ● Directamente enterrada

Tabla 27. Intensidades admisibles por sección del cable Flextrème Max a 40°C.

Basado en norma UNE-HD 60364-5-52 (Prysmian, Flextrème Max H07RN-F / DN-F)

Teniendo en cuenta la columna azul “Instalaciones al aire” se descartan las secciones menores de 240 mm² por implicar un gran número de conductores por fase.

1 x 240	607
1 x 300	703
1 x 400	823
1 x 500	946
1 x 630*	1088

Recordemos que la intensidad máxima del circuito es:

$$I_{max} = 4648.55 \text{ A}$$

Iniciamos el proceso para 6 ternas: $k_a = 0.75$

1 x 240	607	$x 1.25 x 0.83 x 0.75 x 6 = 2833.93 \text{ A NO}$
1 x 300	703	$x 1.25 x 0.83 x 0.75 x 6 = 3282.13 \text{ A NO}$
1 x 400	823	$x 1.25 x 0.83 x 0.75 x 6 = 3842.38 \text{ A NO}$
1 x 500	946	$x 1.25 x 0.83 x 0.75 x 6 = 4416.63 \text{ A NO}$
1 x 630*	1088	$x 1.25 x 0.83 x 0.75 x 6 = \mathbf{5079.60 \text{ A SÍ}}$

Proceso para 9 ternas: $k_a = 0.7$

1 x 240	607	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 9 = 3967.50 \text{ A NO}$
1 x 300	703	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 9 = 4594.98 \text{ A NO}$
1 x 400	823	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 9 = \mathbf{5379.33 \text{ A SÍ}}$
1 x 500	946	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 9 = \mathbf{6183.29 \text{ A SÍ}}$
1 x 630*	1088	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 9 = \mathbf{7111.44 \text{ A SÍ}}$

Proceso para 12 ternas: $k_a = 0.7$

1 x 240	607	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 12 = \mathbf{5290.00 \text{ A SÍ}}$
1 x 300	703	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 12 = \mathbf{6126.64 \text{ A SÍ}}$
1 x 400	823	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 12 = \mathbf{7172.44 \text{ A SÍ}}$
1 x 500	946	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 12 = \mathbf{8244.39 \text{ A SÍ}}$
1 x 630*	1088	$x 1.25 x 0.83 x 0.7 x 12 = \mathbf{9481.92 \text{ A SÍ}}$

Una vez realizados los cálculos, la intensidad máxima admisible del conductor que más se acerca a la intensidad máxima del circuito es 5079.60 A. Por tanto, la sección de cable mínima necesaria para el circuito de potencia es de 630 mm^2 contando con 6 ternas, es decir 6 conductores por fase del cable Flexreme Max.

Este resultado es válido tanto para el cableado del generador al convertidor como del convertidor al transformador puesto que, ambos están a 690 V. Aunque existan pérdidas en el convertidor, estas son despreciables en comparación a las potencias que se están utilizando. Por tanto, se puede decir que a un lado del convertidor la potencia es prácticamente la misma que al otro lado.

Por último, seleccionada la sección de los conductores activos queda determinar las secciones del neutro y del cable de protección.

En cuanto a la sección del conductor de neutro hay que tener en cuenta el ITC-BT-06, el cual especifica la sección del conductor de neutro en función del número de conductores totales que se utilicen en la instalación.

Con dos o tres conductores, la sección del conductor de neutro será la misma que la del resto de conductores. Con cuatro o más conductores, la sección de neutro debe ser como mínimo la indicada en la tabla 1 del ITC-BT-07, con un mínimo de 10 mm^2 para el cobre y de 16 mm^2 para el aluminio.

Debido a que en la instalación del aerogenerador consta de cinco conductores, tres de las fases, uno de neutro y otro de protección. Hay que recurrir a la tabla 1 del ITC-BT-07 donde especifican las secciones de neutro correspondientes a cada sección de conductor de fase.

Por otro lado, el fabricante Prysmian recomienda que el conductor de neutro y de protección deben ser exactamente del mismo tipo que el seleccionado para los conductores

de fase. Por lo tanto, se procede a elegir un conductor para el neutro del mismo modelo de cable que para los conductores de fase, Flexreme Max.

CONDUCTORES DE FASE mm^2	SECCIÓN DEL NEUTRO mm^2
6	6
10	10
16 (Cu)	10 (Cu)
16 (Al)	16 (Al)
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185
500	240

Tabla 28. Tabla 1 ITC-BT-07 Sección del conductor de neutro (PrysmianGroup, 2018)

Como se aprecia en la Tabla 28 la sección máxima que se contempla de conductores de fase es de 500 mm^2 , dado que el fabricante proporciona como máximo una sección para el conductor de neutro de 240 mm^2 , se selecciona dicha sección como la correcta para el cable de neutro.

En cuanto al conductor de protección, hay dos maneras de determinar su sección, y ambas tienen diferente resultado. Por ello, se va a realizar de las dos maneras y se seleccionará la que proponga una menor sección y así ahorrar en material.

La primera forma de calcular la sección del cable protector es seguir las directrices de la norma IEC 60364-5-52. La cual se recoge en el REBT. Como aparece en la Tabla 2 del ITC-BT-18 el conductor de protección debe estar fabricado del mismo material que el resto de los conductores. Por tanto, el modelo del cable seleccionado será el mismo que hasta ahora, Flexreme Max En la siguiente tabla se muestra lo especificado en dicha norma, la sección del conductor de protección en función de la sección de los conductores de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 29. Tabla 2 del ITC-BT-18 Sección del conductor de protección.

(Ministerio de Industria)

Según la Tabla 29 la sección del conductor de protección debe ser:

$$S_p = \frac{630}{2} = 315 \text{ mm}^2$$

Por otro lado, se puede calcular la sección del conductor de protección atendiendo a la norma IEC 61800-5-1 como explica el fabricante del convertidor en su manual técnico (ABB, ACS 880-87-CC Wind Turbines Converters Hardware Manual, 2019) Dicha propone una tabla diferente a la utilizada anteriormente, y es la siguiente:

Cross-sectional area of the phase conductors $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Minimum cross-sectional area of the corresponding protective conductor $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$35 < S \leq 400$	S/2
$400 < S \leq 800$	200
$800 < S$	S/4

Tabla 30. IEC 61800-5-1 Sección del conductor de protección. (ABB, ACS 880-87-CC Wind Turbines Converters Hardware Manual, 2019)

En dicha tabla se puede apreciar que la sección del conductor de protección mínima necesaria para la instalación del circuito de potencia de baja tensión es 200 mm^2 .

Una vez realizado el cálculo de las dos maneras, la sección mínima de cable que se va a seleccionar es de 200 mm^2 para el conductor de protección.

El resultado de los cálculos del cableado del circuito de potencia de baja tensión se muestra en la siguiente tabla.

Tipo de conductor	Nº Ternas	Sección	Longitud
Fases	6	630 mm^2	2 x 1.5 m
Neutro	6	240 mm^2	2 x 1.5 m
Protección	6	200 mm^2	2 x 1.5 m

Tabla 31. Cableado del circuito de potencia de baja tensión. (Elaboración propia)

7.2 CABLEADO DEL CIRCUITO DE POTENCIA DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado se van a desarrollar los cálculos de los parámetros de diseño necesarios para dimensionar el cableado del circuito de potencia de media tensión. Como se comenta en la memoria, para obtener unos resultados fiables se ha recurrido a la norma UNE 20435 y recomendaciones de fabricantes como Prysmian o General Cable. Por otro lado, también se han recurrido a las normas GL y al RLAT, “Reglamento de Líneas para Alta Tensión”

El primer parámetro necesario a estimar antes de calcular la sección mínima de los conductores es la tensión nominal del cable, para ello se recurre al artículo 3 tabla1 de la ITC-LAT 06, RLAT. En dicha norma se expone una tabla en la cual se indica la tensión asignada del cable en función de la tensión nominal de la red.

Red sistema trifásico			Cable	
Tensión nominal de la red	Tensión más elevada de la red	Categoría de la red	Tensión asignada del cable	Tensión soportada a impulsos
U_n	U_s		U_o/U	U_p
kV	kV		kV	kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		

Tabla 32. Tensión asignada recomendada en redes trifásicas de MT (RLAT, 2008)

Donde:

- U_n : Tensión nominal de la red
- U_o : Tensión asignada para cada conductor
- U_p : Valor de cresta de la tensión soportada ante impulso tipo rayo

En cuanto a las categorías de las redes, según se especifica en la norma:

- Categoría A: Redes capaces de eliminar las faltas lo antes posible y en cualquier caso antes de 1 minuto
- Categoría B: Redes capaces de funcionar con defecto fase-tierra durante un periodo de tiempo no excediendo el límite de 1 hora.
- Categoría C: Redes no incluidas ni en la categoría A ni en la categoría B.

Según las definiciones anteriores, la red de MT de la turbina corresponde con una red de categoría A.

Como se puede observar en la tabla anterior, la tensión asignada del conductor debe ser de 30 kV. Y la tensión soportada a impulsos tipo rayo debe ser igual o superior a 170 kV.

Antes de comenzar los cálculos de la sección mínima del conductor se recuerdan los siguientes datos en el lado de MT:

$$I_{operación} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{línea} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0.9} = 106.92 \text{ A}$$

- $I_{operación} = 106.92 \text{ A}$
- Longitud del cableado: 80 m
- Temperatura estimada en el interior de la torre: 55°C
- Tipo de instalación: Al aire, protegida del sol, sobre bandejas perforadas en una capa.
- Modelo de cable seleccionado: Al Eprotenax H Compact

Como se comenta en la memoria, para los cálculos de sección solamente se tendrán en cuenta los criterios de intensidad máxima admisible y de intensidad de cortocircuito.

7.2.1 CÁLCULO POR EL CRITERIO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE O DE CALENTAMIENTO

Para el cálculo de sección mínima mediante este criterio se va a aplicar el RLAT y la norma UNE 211435.

En primer lugar, cabe destacar que las tablas proporcionadas por los fabricantes están realizadas de acuerdo con las normas mencionadas anteriormente. Dichas tablas proporcionadas por los fabricantes que relacionan la sección del conductor con la intensidad máxima admisible están previstas para temperaturas de 40°C al aire y 25°C en caso de cables soterrados.

Debido a que la temperatura ambiente a la cual va a estar sometido el cableado es de 55°C, es necesario aplicar un coeficiente de corrección por temperatura.

Temperatura máxima en el conductor Θ_s , en °C	Temperatura ambiente Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105 (Eprotenax H Compact)	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90 (Voltalene H)	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78

Tabla 33. Tabla 14 ITC-LAT-06 Coeficientes de corrección por temperatura.

(Prysmian, Libro blanco para instalaciones eléctricas de media tensión, 2018)

Cabe mencionar que la tabla anterior ha sido proporcionada por Prysmian, pero está basada en el RLAT. Como se puede observar en la Tabla 33 a 55°C hay que aplicar un factor de corrección de 0.88 puesto que, el cable que se va a utilizar es el Eprotenax H Compact.

Por otro lado, se presenta la tabla 22 de la ITC-LAT-06 para el factor de corrección por agrupamiento.

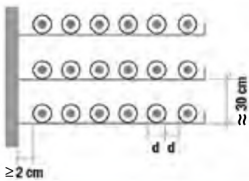
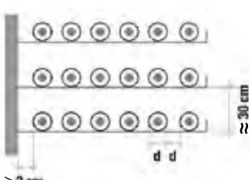
Montaje	Instalación	Bandejas	Factor de corrección según número de cables o ternas		
			1	2	3
	Cables unipolares, tendidos sobre bandejas continuas (la circulación de aire es restringida) con separación entre cables igual a un diámetro d.	1	0,92	0,89	0,88
		2	0,87	0,84	0,83
		3	0,84	0,82	0,81
		6	0,82	0,80	0,79
	Cables unipolares sobre bandejas perforadas con separación entre cables igual a un diámetro d.	1	1	0,97	0,96
		2	0,97	0,94	0,93
		3	0,96	0,93	0,92
		6	0,94	0,91	0,90

Tabla 34. Factor de corrección por agrupamiento. (Prysmian, Libro blanco para instalaciones eléctricas de media tensión, 2018)

Dado que la intensidad de operación en régimen permanente no es muy grande, se va a comenzar el cálculo suponiendo que se necesita una única terna. Es decir, en la Tabla 34 hay que fijarse dentro de la fila correspondiente al tipo de instalación de bandejas perforadas en la columna de una terna.

El factor de corrección por agrupamiento en la primera iteración será 1.

Sección mm ²	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	140	110	155	120	160	125
35	170	130	185	145	195	150
50	205	155	220	170	230	180
70	255	195	275	210	295	225
95	310	240	335	255	355	275
120	355	275	385	295	410	320
150	405	315	435	335	465	360
185	465	360	500	385	535	415
240	550	425	590	455	630	495
300	630	490	680	520	725	565
400	740	570	790	610	840	660

Tabla 35. Tabla 13 ITC-LAT-06 Intensidades máximas admisibles para cables instalados al aire. (Prysmian, Libro blanco para instalaciones eléctricas de media tensión, 2018)

En la Tabla 35 se muestran las secciones normalizadas por el ITC-LAT-06 en función del material usado para el conductor las intensidades máximas admisibles.

Como el cable seleccionado es del tipo HPER y el conductor es de aluminio, se utiliza para la primera iteración la sección de 25 mm² con una intensidad admisible de 125 A. Haciendo la comprobación con los factores de corrección queda:

$$I_{\max_adm} \cdot K_T \cdot K_a > I_{operación}$$

Donde:

- K_T : Factor de corrección por temperatura, 0.88
- K_a : Factor de corrección por agrupamiento, 1
- $I_{\max_adm} = 125 \text{ A}$
- $I_{\text{operación}} = 106.92 \text{ A}$

Por tanto:

$$125 \cdot 0.88 \cdot 1 > I_{\text{operación}} \rightarrow 110 \text{ A} > 106.92 \text{ A} \rightarrow OK$$

Según el criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento, la sección mínima necesaria para el circuito de potencia de media tensión es de 25 mm^2 y con un único conductor por fase.

7.2.2 CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.

El criterio presente se utiliza para comprobar que, en caso de cortocircuito monofásico franco, por ser el más probable, no se supera la intensidad admisible máxima de cortocircuito del conductor.

Como sección de partida se ha seleccionado 25 mm^2 desde el criterio de la intensidad máxima admisible en régimen permanente, el cual es el mínimo valor aceptable por calentamiento. Pero hay que comprobar si dicha sección soportará el cortocircuito máximo previsto.

En la tabla 26 de la ITC-LAT-06 del RLAT se muestran los valores máximos de densidad de corriente en A/mm^2 en función del tiempo de duración del cortocircuito, para conductores de aluminio.

Dicha tabla muestra los resultados establecidos mediante la siguiente expresión para el cortocircuito:

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

*Ecuación 4. Fórmula para la Intensidad de cortocircuito según el ITC-LAT 06
(RLAT, 2008)*

Donde:

- I_{cc} : Intensidad de cortocircuito (A)
- t_{cc} : tiempo de duración del cortocircuito (s)
- S : Sección del conductor en mm^2
- K : Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, 89 para el Al.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	49
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 36. Densidad de corriente en función del tiempo de duración de cortocircuito para conductores de aluminio. (RLAT, 2008)

Como tiempo de cortocircuito se han asumido 0.5 s puesto que se entiende que las protecciones actuarán antes de este tiempo. Como se puede observar en la tabla superior, para un aislamiento HEPR, como es el caso, con un tiempo de cortocircuito de 0.5 s, la densidad de corriente máxima admisible es de 133 A/mm^2 .

Para comprobar si la sección de 25 mm^2 es capaz de soportar dicho cortocircuito, primero es necesario calcular la intensidad de cortocircuito que se puede llegar a dar en la

instalación. Para ello se ha supuesto una potencia de cortocircuito de la red de 500 MVA y por tanto:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000} = 9622.5 \text{ A}$$

Tomando el valor indicado de la Tabla 36 para 0.5 s de tiempo de cortocircuito solamente queda multiplicar por la sección del conductor para comprobar si el cableado cumple con el criterio:

$$I_{cc25} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 25 \text{ mm}^2 = 3325 \text{ A} < 9622.5 \text{ A}$$

Como se puede ver, $I_{cc25} < I_{cc}$ por lo tanto, se debe comprobar para secciones mayores de conductor:

$$I_{cc35} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 35 \text{ mm}^2 = 4655 \text{ A} < 9622.5 \text{ A} \rightarrow NO$$

$$I_{cc50} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 50 \text{ mm}^2 = 6650 \text{ A} < 9622.5 \text{ A} \rightarrow NO$$

$$I_{cc35} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 35 \text{ mm}^2 = 4655 \text{ A} < 9622.5 \text{ A} \rightarrow NO$$

$$I_{cc70} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 70 \text{ mm}^2 = 9310 \text{ A} < 9622.5 \text{ A} \rightarrow NO$$

$$I_{cc95} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 95 \text{ mm}^2 = 12635 \text{ A} > 9622.5 \text{ A} \rightarrow OK$$

Aunque la sección que cumpla con el criterio de cortocircuito sea 95 mm^2 , no es la sección mínima del conductor. Esto se debe a que la tabla en la cual se aplica la Ecuación 4 refleja las intensidades máximas de cortocircuito admisible cuando el conductor se encontraba inicialmente en régimen permanente a su temperatura máxima, en este caso a 105°C por tratarse de aislamiento HEPR.

Por ello, se va a comprobar si es posible que el conductor sea de menor sección teniendo en cuenta que la temperatura a la que se encuentre en régimen permanente no sea la máxima admisible.

Para ello se recurre a la siguiente ecuación citada en el apartado 6.2 de la ITC-LAT 06 del RLAT:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}}{\ln \frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}}}$$

Ecuación 5. Fórmula para la intensidad de cortocircuito con factor por temperatura según el ITC-LAT 06 (RLAT, 2008)

Donde:

- T_{cc} : Máxima temperatura de cortocircuito admisible (250°C para HEPR)
- T_i : Temperatura del conducto a la cual se inicia el cortocircuito
- T_s : Temperatura máxima del conductor en régimen permanente (105° para HEPR)
- β : 228 para el aluminio

Como se puede observar, solamente queda calcular el valor de T_i , para ello se recurre a la siguiente expresión:

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

Ecuación 6. Ecuación para calcular la temperatura del conductor en régimen permanente antes del cortocircuito (RLAT, 2008)

Donde:

- T_{amb} : Temperatura ambiente en la instalación (55°C en este caso)
- I : Intensidad que recorre el conductor ($I_{operación} = 106.92 \text{ A}$)
- I_{max} : Intensidad máxima que puede soportar el conductor (depende de la sección)

La primera comprobación se hará para una sección de 70 mm^2 puesto que, es la siguiente más pequeña a la de 95 mm^2 .

Según la Tabla 35 y teniendo en cuenta los factores de corrección por temperatura y agrupamiento, la intensidad máxima que puede recorrer el conductor para dicha sección es:

$$I_{max} = 225 \cdot 0.88 \cdot 1 = 198 \text{ A}$$

Por tanto, la temperatura del conductor en régimen permanente antes del cortocircuito será:

$$T_i = 55 + (105 - 55) \cdot \left(\frac{106.92}{198} \right)^2 = 69.58^\circ\text{C}$$

Finalmente, la intensidad de cortocircuito para la sección de 70 mm^2 será:

$$I_{cc70} = \frac{89 \cdot 70}{\sqrt{0.5}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{259 + 228}{69.58 + 228}}{\ln \frac{259 + 228}{105 + 228}}} = 10029 \text{ A} > 9622.5 \text{ A} \rightarrow OK$$

Por tanto, la sección de 70 mm^2 soportará la corriente de 9622.5 A durante los 0.5 s de tiempo que tardan en saltar las protecciones.

Se comprueba para la siguiente sección más pequeña, 50 mm^2 :

$$I_{max} = 180 \cdot 0.88 \cdot 1 = 158.4 \text{ A}$$

$$T_i = 55 + (105 - 55) \cdot \left(\frac{106.92}{158.4} \right)^2 = 77.78^\circ\text{C}$$

$$I_{cc70} = \frac{89 \cdot 50}{\sqrt{0.5}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{259 + 228}{77.78 + 228}}{\ln \frac{259 + 228}{105 + 228}}} = 6963.47 \text{ A} < 9622.5 \text{ A} \rightarrow NO$$

El conductor de 50 mm^2 no soporta la intensidad de cortocircuito, por lo tanto, la sección solución es de 70 mm^2 .

Dado que la solución del criterio por intensidad de cortocircuito es más restrictiva que la del criterio de intensidad máxima admisible, la solución de la sección mínima para el conductor del cableado de potencia de media tensión es 70 mm^2 .

Para el cálculo de la sección de los conductores de protección y de neutro se va a utilizar las mismas tablas que para el circuito de baja tensión. Tabla 28 y Tabla 29 respectivamente.

La sección del conductor de neutro para el cableado de media tensión es:

$$S_N = 35 \text{ mm}^2$$

$$S_p = 70 \frac{\text{mm}^2}{2} = 35 \text{ mm}^2$$

El resultado de los cálculos del cableado del circuito de potencia de media tensión se muestra en la siguiente tabla.

Tipo de conductor	Nº Ternas	Sección	Longitud
Fases	1	70 mm^2	80 m
Neutro	1	35 mm^2	80 m
Protección	1	35 mm^2	80 m

Tabla 37. Cableado del circuito de potencia de media tensión (Elaboración propia)

7.3 CABLEADO DEL CIRCUITO DE SERVICIOS AUXILIARES

En este capítulo se van a detallar los cálculos realizados para el a dimensionamiento del cableado del circuito de servicios auxiliares. Al igual que con el cableado del circuito de potencia de baja tensión se va a recurrir al REBT y a los tres criterios utilizados.

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento
- Criterio de la caída de tensión
- Criterio de la intensidad de cortocircuito

Para ello se ha decidido utilizar el mismo cableado para el lado de 690 V que para el de 400 V. Como se ha comentado en la memoria, las distancias que se van a considerar son las siguientes:

- Cableado de 690 V: 7 m.
- Cableado de 400 V del transformador al sistema de Pitch: 15 m.
- Cableado de 400 V del transformador al sistema Yaw: 10 m.
- Cableado de 400 V del transformador al resto de cargas: 10 m.

Debido a que las distancias a considerar no son de gran longitud, se va a suprimir el criterio de la caída de tensión. Al igual que en el circuito de potencia de baja tensión, el criterio de intensidad de cortocircuito no es significativo por tratarse de cortas longitudes en baja tensión, por ello se va a suprimir, al igual que el criterio de caída de tensión.

Por otro lado, la temperatura estimada en el interior de la góndola es la misma que para los cálculos realizados anteriormente, 55°C. El factor de potencia de toda la instalación se ha estimado en 0.87 como se puede observar en la memoria. La instalación se hará sobre bandejas perforadas en una sola capa y se ha decidido que el cable sea unipolar al igual que en el resto del cableado.

Con to ello, se van a tener en cuenta las siguientes suposiciones:

- Tipo de instalación: Sobre bandejas perforadas en una capa
- Temperatura estimada en el interior de la góndola: 55°C
- Factor de potencia de la instalación 0.87

Se ha decidido utilizar el cable Afumex Class 1000V del fabricante Prysmian Group.

Se recuerda la intensidad calculada en la memoria del lado de 400 V:

$$I_{SSAA\ 400} = \frac{S_{SSAA\ 400}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{231.87 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 334.68\ A$$

Para el cableado del nivel de 690 V se calcula la intensidad en dicho tramo:

$$I_{SSAA\ 690} = I_{SSAA\ 400} \cdot \frac{U_{N2}}{U_{N1}} = 334.68 \cdot \frac{400}{690} = 194.02\ A$$

Teniendo en cuenta el criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento, hay que corregir algunos parámetros con coeficientes de corrección, al igual que en el cableado del circuito de potencia.

Cabe resaltar que, por ser una alimentación para los motores Yaw y Pitch, hay que aplicar un factor de corrección del 125% como exige el REBT, al igual que en el circuito de potencia de baja tensión por ser una instalación generadora de baja tensión.

- k_a : factor de agrupamiento. (será variable en función del nº de ternas seleccionado. Tabla 25. Tabla C.52.3 Norma UNE-HD 60364-5-52 Factores de corrección por)
- k_T : 0.83 factor de corrección por temperatura. (Tabla 26. Tabla B.52.14 Norma UNE-HD 60364-5-52 Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40°C
-)
- k_G : 1.25 factor de corrección por instalación generadora de baja tensión. (ITC-BT 40)

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (t)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (t)	PESO kg/km (t)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630
1 x 400	2	36	3921	0,05	

Tabla 38. Intensidades máximas admisibles Afumex Class 1000V (Prysmian)

Seleccionando una única terna, la intensidad admisible más cercana a la de operación es la correspondiente con la sección de 70 mm²:

$$I_{70} = 243 \cdot 0.83 \cdot 1.25 \cdot 1 = \mathbf{252.11\ A} \rightarrow \text{Sí}$$

Como la intensidad máxima admisible del conductor es mayor que la intensidad de operación, se selecciona dicha sección como la idónea para el cableado del sistema de servicios auxiliares de 690 V.

Por otro lado, en el nivel de 400 V la intensidad de operación es de: 334.68 A

Seleccionando una única terna, la intensidad admisible más cercana a la de operación es la correspondiente con la sección de 120 mm²:

$$I_{120} = 350 \cdot 0.83 \cdot 1.25 \cdot 1 = \mathbf{363.13\ A} \rightarrow \text{Sí}$$

Como la intensidad máxima admisible del conductor es mayor que la intensidad de operación, se selecciona dicha sección como la idónea para el cableado del sistema de servicios auxiliares de 400 V. Para el cable de neutro y de protección se utilizará el mismo método que en el cableado de potencia de baja tensión, Tabla 28 y Tabla 29:

Con ello el conductor de neutro debe tener una sección de:

- $S_{N\ 70} = 35\ mm^2$ Para el tramo de 690 V
- $S_{N\ 120} = 70\ mm^2$ Para el tramo de 400 V

Por último, el conductor de protección debe tener una sección de:

- $S_{P\ 70} = \frac{70}{2} = 35\ mm^2$ Para el tramo de 690 V
- $S_{P\ 120} = \frac{120}{2} = 60\ mm^2$ Para el tramo de 400 V

En la siguiente tabla se presentan los resultados del cableado del circuito de servicios auxiliares con el cable Afumex Class 1000 V par ambos niveles de tensión:

Niveles de tensión	Tipo de conductor	Nº Ternas	Sección	Longitud
690 V	Fases	1	$70\ mm^2$	7 m
	Neutro	1	$35\ mm^2$	7 m
	Protección	1	$35\ mm^2$	7 m
400 V	Fases	1	$120\ mm^2$	35 m
	Neutro	1	$70\ mm^2$	35 m
	Protección	1	$60\ mm^2$	35 m

Tabla 39. Cableado de S.S.A.A. (Elaboración propia)

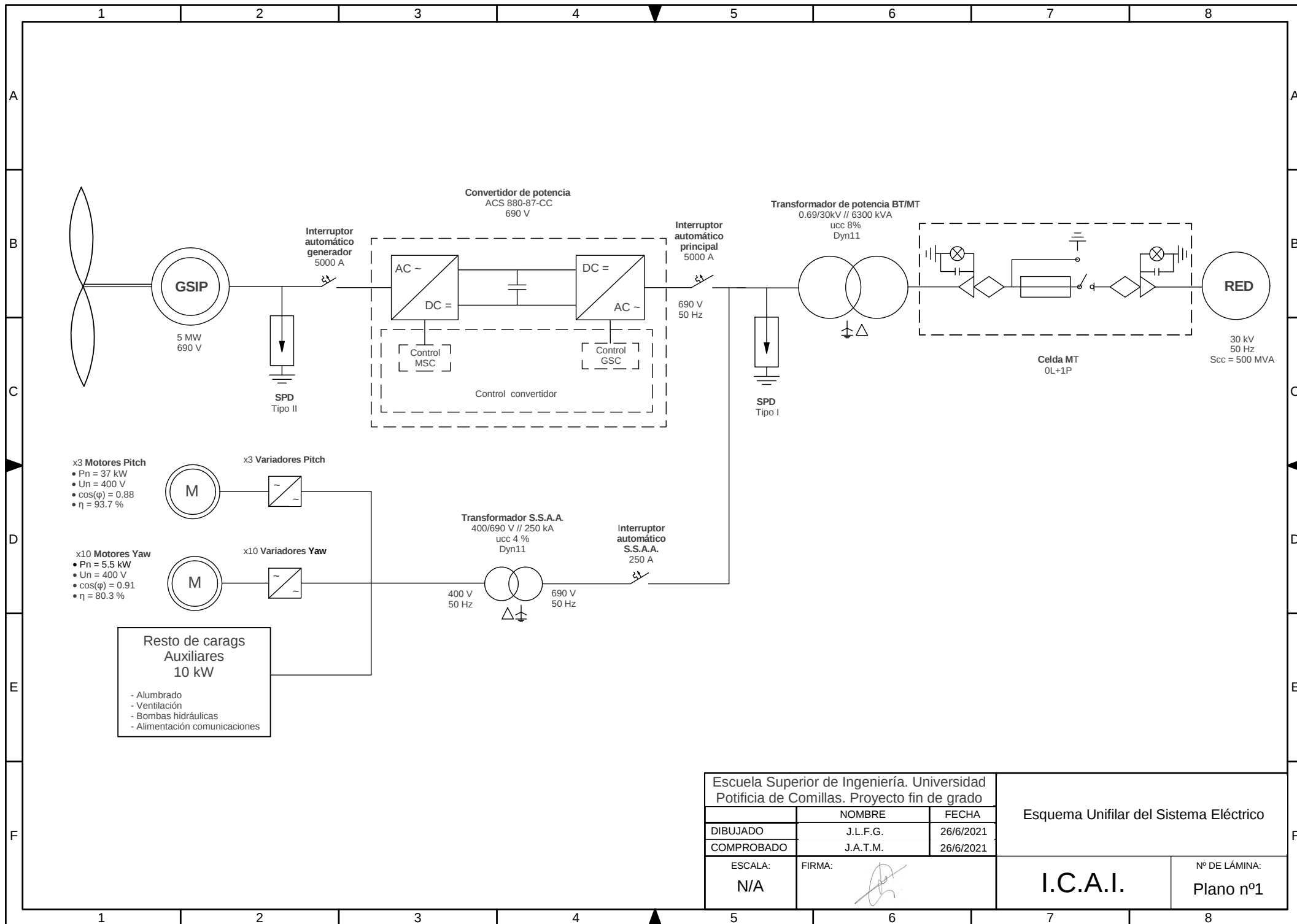
ANEXO III. PLANOS

PLANO Nº 1: PLANO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL AEROGENERADOR

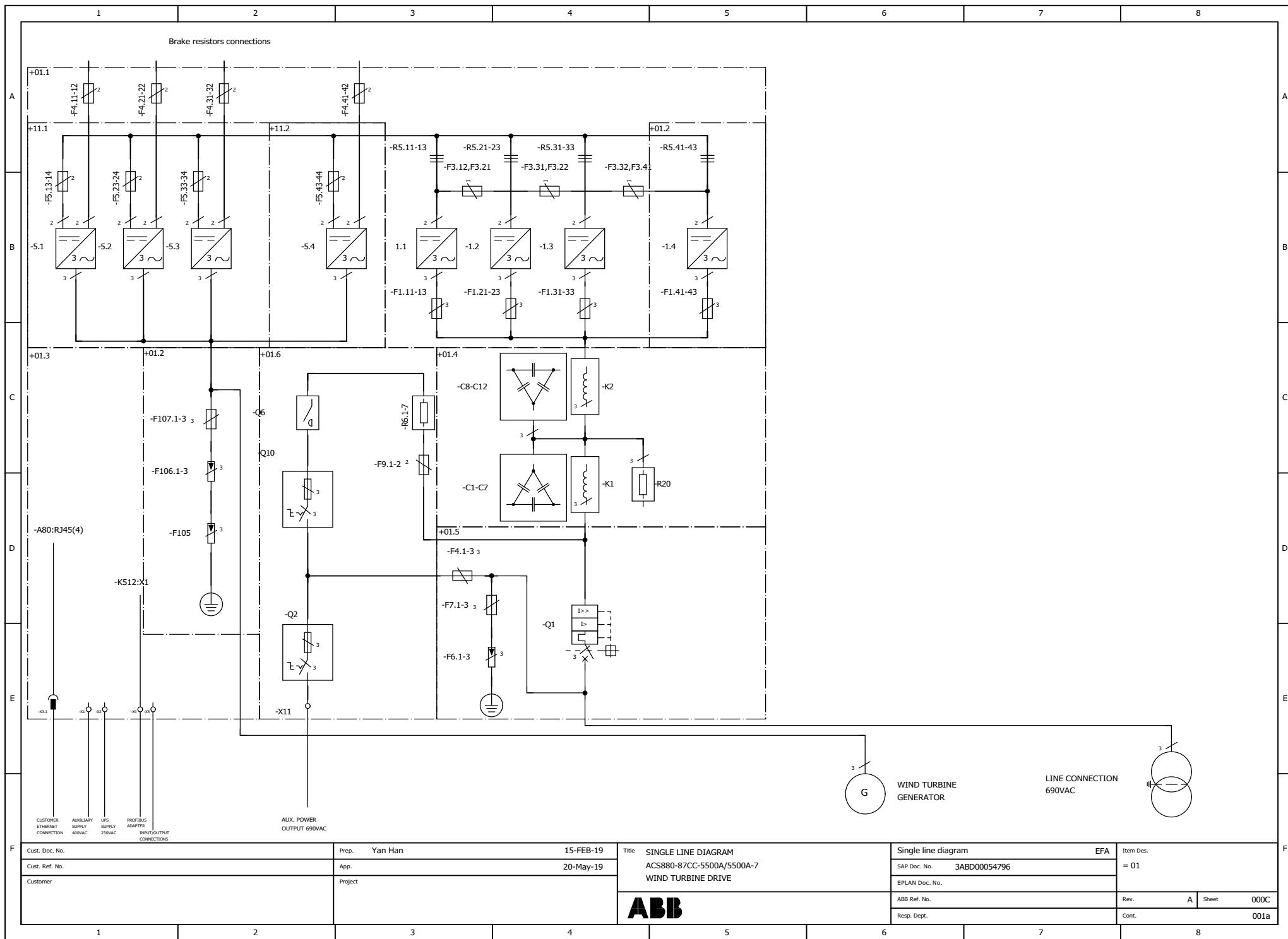
**PLANO Nº 2: PLANO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS INTERNOS DEL
CONVERTIDOR DE POTENCIA**

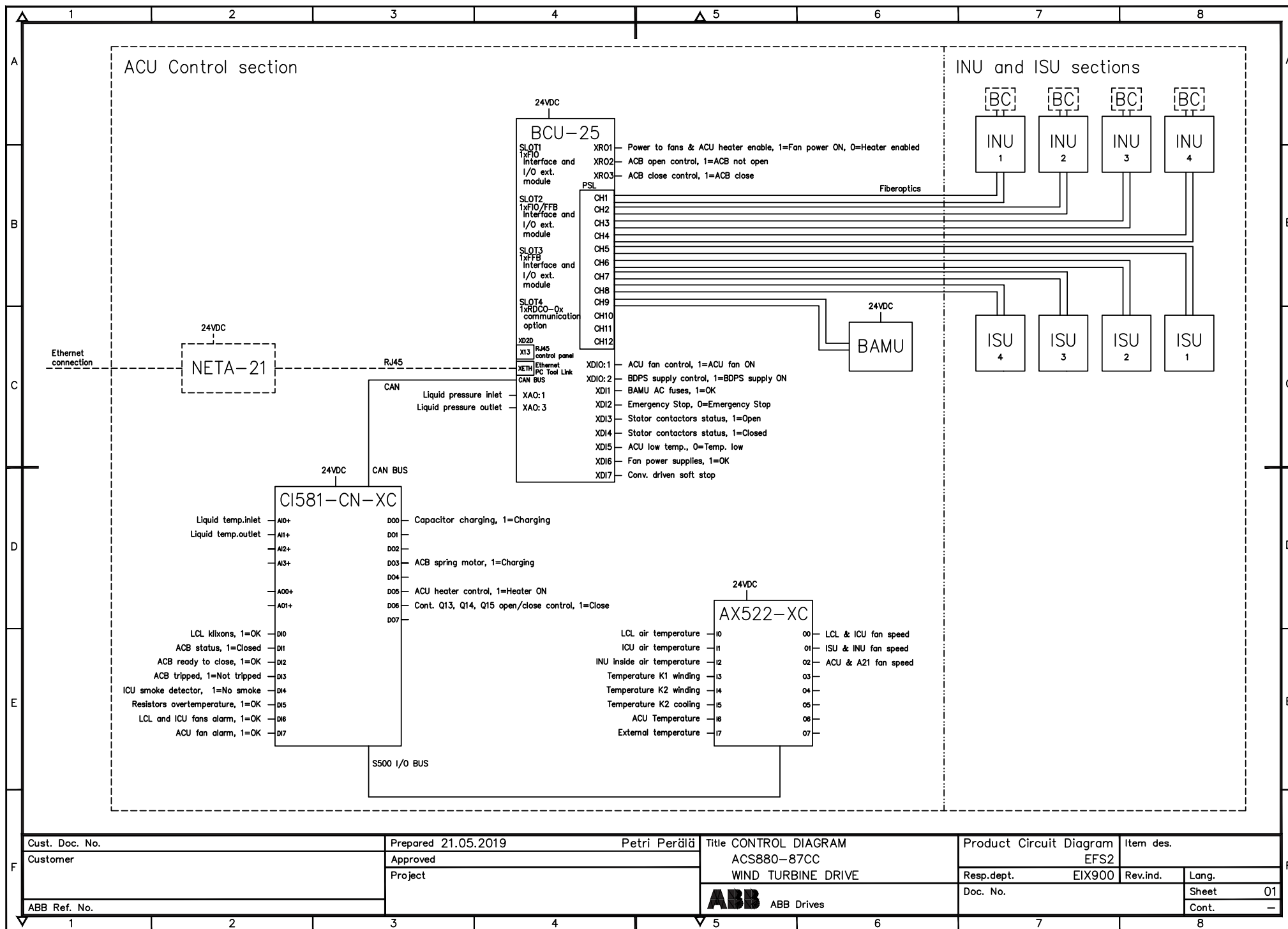
**PLANO Nº 3: PLANO DE LOS CIRCUITOS ELECTRÓNICOS DE CONTROL
DEL CONVERTIDOR DE POTENCIA**

**PLANO Nº 4: PLANO DE LAS DIMENSIONES DEL CONVERTIDOR DE
POTENCIA**

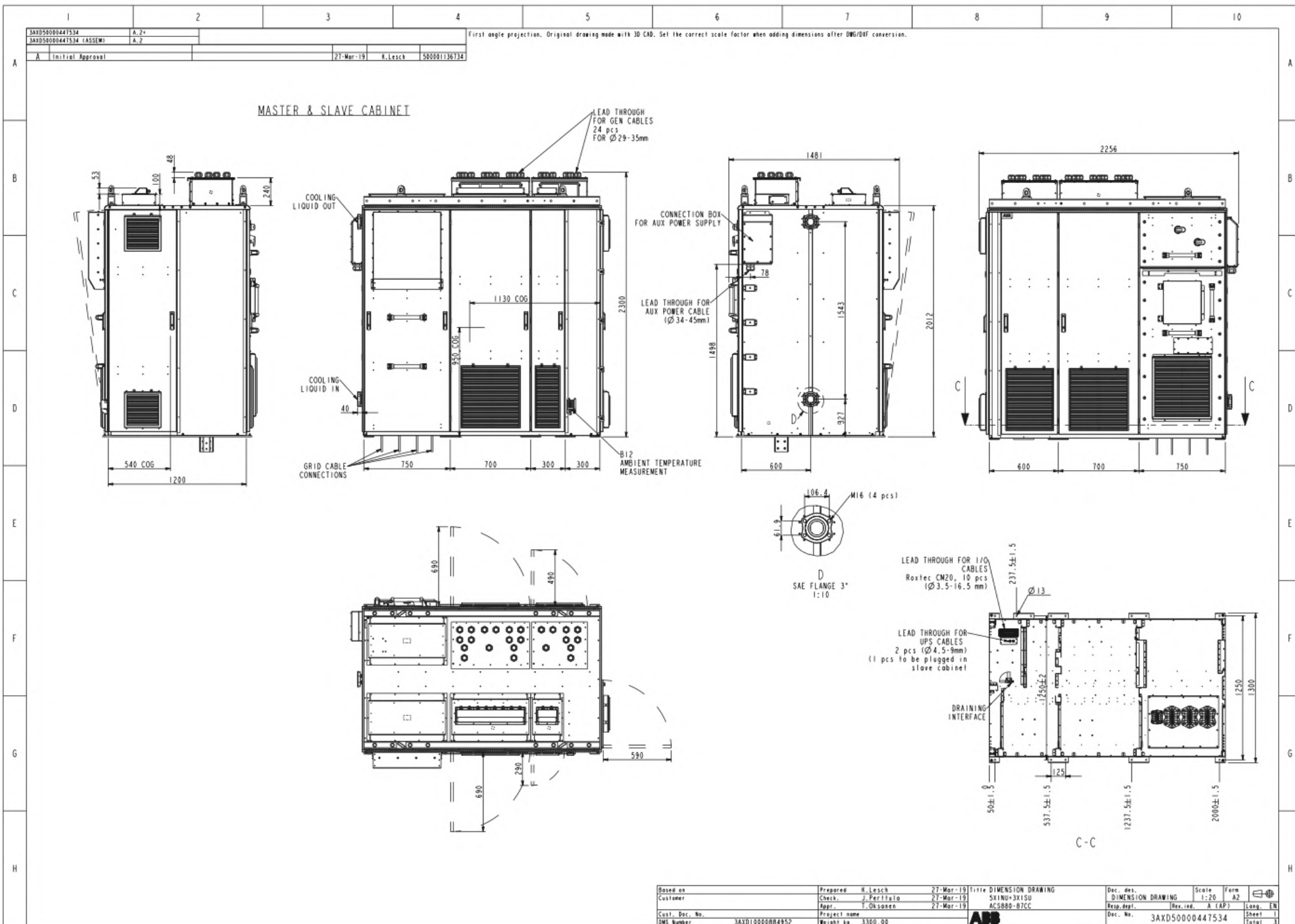


Escuela Superior de Ingeniería. Universidad Pontificia de Comillas. Proyecto fin de grado			Esquema Unifilar del Sistema Eléctrico	
DIBUJADO	NOMBRE	FECHA		
COMPROBADO	J.L.F.G.	26/6/2021		
ESCALA:	FIRMA:	26/6/2021	I.C.A.I.	Nº DE LÁMINA: Plano nº1
N/A				





Cust. Doc. No.	Prepared 21.05.2019	Petri Perälä	Title CONTROL DIAGRAM	Product Circuit Diagram	Item des.
Customer	Approved		ACS880-87CC	EF2	
	Project		WIND TURBINE DRIVE	Resp.dept. EIX900	Rev.ind. Lang.
ABB Ref. No.			ABB ABB Drives	Doc. No.	Sheet 01
					Cont. —



Based on	Prepared	27-Mar-19	Title	DIMENSION DRAWING	Dec. des.	Scale	Form	
Customer	Check.	27-Mar-19	5X100+3X150		DIMENSION DRAWING	1:20	A2	
Cust. Doc. No.	Appr.	27-Mar-19	ACS880-B7CC		Resp. dept.	Rev. ind.	A (AP)	Long. EN
DWG Number	Project name				Dec. No.	3AXD50000447534	Sheet	1
	Weight kg	3360.08					Total	3

ANEXO IV. CATÁLOGOS

CONVERTIDORES ABB ACS 880 (1 - 8MW)

TRANSFORMADORES SIEMENS ENERGY GEAFOL NEO Y ABB

CELDA MODULARES MT ORMAZABAL

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS ABB

DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN ABB TIPO I Y TIPO II ABB

MOTORES IE3 DE ALUMINIO Y VARIADORES ABB DE BAJA TENSIÓN

CABLES DE BT Y MT PRYSMIAN GROUP



LOW VOLTAGE WIND CONVERTERS

ABB wind turbine converters

ACS880, 800 kW to 8 MW



Grid code compliance

Easy grid integration

— 01 Topology of the ACS880 wind turbine converter

Fault ride-through

ABB's direct torque control (DTC) enables precise and fast generator and grid-side converter control. It provides the foundation for smooth grid integration, even with demanding grid codes. The ACS880 ensures wind turbines stay connected during brief grid disturbances by providing grid-supporting current.

Grid code compliance

The performance of ABB wind turbine converters is tested and verified in various grid disturbance cases. This documented performance simplifies turbine certification and reduces on-site testing costs.

Simulation

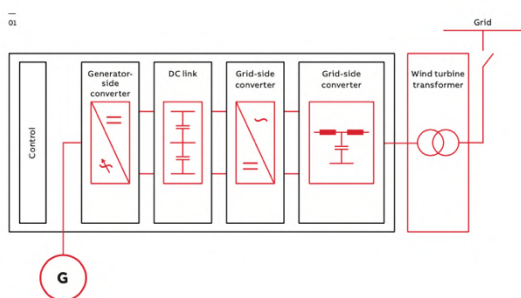
ABB maintains a set of simulation models that enable OEMs, park developers, and transmission system operators to conduct various grid behavior studies.

Weak grids

Wind parks are often in remote locations behind long transmission lines, giving them weak grid connections. With the ACS880's superior control performance, the converter can handle operations even with weak grids.

GL certified

ABB wind converters have the DNV GL product certificate to verify their quality and reliability.



Technical data

ACS880 full power wind turbine converter

Converter model	ACS880-77LC in-line configuration	ACS880-87LC back-to-back configuration
Converter type	Full power converter for permanent magnet and asynchronous generators	
Generator power range	0.8 to 4.6 MW	1.5 to 8 MW
Cooling	Liquid cooling with totally enclosed cabinet	
Control principle	Direct torque control (DTC)	
Electrical data		
Rated grid voltage	525 to 690 V AC, 3-phase, ±10%	
Rated generator voltage	0 to 750 V AC	
Nominal grid frequency	50/60 Hz	
Efficiency at converter's rated point, typical value	97%	
Generator-side converter du/dt, measured value	1.25 kV/μs	
Grid harmonics		
Total harmonic current distortion, measured value	2.5%	
Environmental limits		
Ambient temperature	Transport -40 to +70 °C Storage -40 to +70 °C Operation -30 to +50 °C	
Coolant inlet temperature	+5 to +50 °C	+5 to +45 °C
Altitude	0 to 1000 m	
Degree of protection	Totally enclosed cabinet IP54 / UL type 12	
Cabling connections	Bottom	
Cooling connections	Left or right side	
Cabinet configuration	In-line, back-to-back or several separate	
Control		
Fieldbus interface	EtherCAT, PROFINET IO, PROFIBUS-DP, CANopen, Modbus, ControlNet, InterBus-S, DeviceNet	
Interface for PC browser	Standard Ethernet	
Grid code compliance		
Grid codes	Supports wind turbines to comply with the most stringent grid code requirements.	
Product compliance		
Product markings	CE, GL2010, North American	
EMC	EN 61800-3/ A11 (2000), EN 61800-3 (2004) 2nd environment, unrestricted distribution, category C3	
Quality assurance system	ISO 9001	
Environmental system	ISO 14001	
Options		
Sub-converter configuration	Available from 0.8 MW	Available from 1.5 MW
Cooling method	Liquid or combined cooling	
Reconfiguration	Online	
Energy storage	Integrated	
Generator side protection	Output contactors	
High coolant inlet temperature	Up to +55 °C	
High altitude	Up to 4000 m	
Product approvals	UL61800-5-1, CSA C22.2 No 274, DNVGL-SE-0441	

Efficiency

Redundant configuration for high yield

— 02 Twin converter setup

Twin converters

Instead of having a single ACS880 cabinet, ABB offers the design option of two separate cabinets with parallel-connected converters. Each of these sub-converters can be activated and deactivated, depending on the wind conditions and grid limitations. Operation at partial load with a single converter reduces total losses.

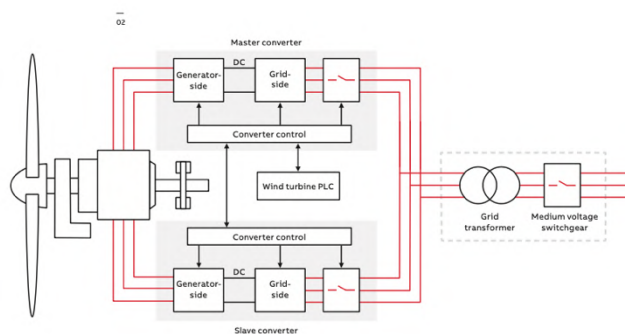
Redundancy for maximum availability

The twin converter setup significantly increases the turbine's availability. In the unlikely event

that one sub-converter or power module fails, the faulty unit is disconnected and the converter continues operation according to the technical capabilities of one sub-converter. Repair can be planned and scheduled without a total loss of production.

Online reconfiguration

In traditional redundant converter setups, the change in available power affects the control and protections and requires a restart. The ACS880 converter can be reconfigured online without stopping the wind turbine.



Ratings, types and voltages

ACS880-77LC and ACS880-87LC

In-line configuration, ACS880-77LC, 690 V								
Converter type ¹⁾	Typical generator rating (kW)	Rated generator apparent power (kVA)	Rated grid apparent power (kVA)	Module setup: no. of inverter units + no. of IGBT supply units	Cabinet width (mm)	Cabinet depth (mm)	Cabinet weight (kg)	Cooling flow rate (l/min)
ACS880-77LC-860A/800A-7	800	1028	956	1 + 1	1400	600	1200	90
ACS880-77LC-1686A/1568A-7	1500	2014	1874	2 + 2	2300	600	2000	135
ACS880-77LC-2503A/2328A-7	2300	2991	2782	3 + 3	2900	600	2600	175
Twin cabinet versions								
ACS880-77LC-1720A/1600A-7	1600	2056	1912	2 x (1 + 1)	2 x 1400	2 x 600	2 x 1200	2 x 90
ACS880-77LC-3372A/3136A-7	3000	4029	3748	2 x (2 + 2)	2 x 2300	2 x 600	2 x 2000	2 x 135
ACS880-77LC-4000A/4134A-7	4000	5982	5564	2 x (3 + 3)	2 x 2900	2 x 600	2 x 2600	2 x 175
Back-to-back configuration, ACS880-87LC, 690 V								
Converter type ¹⁾	Typical generator rating (kW)	Rated generator apparent power (kVA)	Rated grid apparent power (kVA)	Module setup: no. of inverter units + no. of IGBT supply units	Cabinet width (mm)	Cabinet depth (mm)	Cabinet weight (kg)	Cooling flow rate (l/min)
ACS880-87LC-1686A/1568A-7	1500	2014	1874	2 + 2	1250	1200	1800	135
ACS880-87LC-2503A/2328A-7	2300	2991	2782	3 + 3	1450	1200	2300	175
ACS880-87LC-3302A/3072A-7	3000	3947	3671	4 + 4	2300	1200	2800	235
ACS880-87LC-4000A/3800A-7	3800	4780	4541	5 + 5	2500	1200	3500	280
ACS880-87LC-4000A/4134A-7	4000	4780	4941	5 + 6	2700	1200	4500	300
Twin cabinet versions								
ACS880-87LC-5006A/4656A-7	4600	5982	5564	2 x (3 + 3)	2 x 1450	2 x 1200	2 x 2300	2 x 175
ACS880-87LC-6604A/6144A-7	6000	7893	7343	2 x (4 + 4)	2 x 2300	2 x 1200	2 x 2800	2 x 235
ACS880-87LC-8000A/7600A-7	7600	9561	9083	2 x (5 + 5)	2 x 2500	2 x 1200	2 x 3500	2 x 280
ACS880-87LC-8000A/8268A-7	8000	9561	9881	2 x (5 + 6)	2 x 2700	2 x 1200	2 x 4500	2 x 300

Standard cabinet height is 2000 mm. Please see dimensions drawings for exact measurements. Ratings shown here are subject to change depending on the selected options.

¹⁾ Converter type code shows generator and grid side nominal current ratings. For example for ACS880-77LC-860A/800A-7 the generator side current is 860 A and the grid side current is 800 A.

Convincing technology creates compact performance

The GEAFOLE Neo: the optimum foundation for power distribution as well as static converter applications



The GEAFOLE Neo | Convincing technology creates compact performance

Selection of ordering data

GEAFOLE Neo transformers according to Ecodesign Directive 2009/125/EC, EU Regulation No. 2019/1783, Tier 2 (as of July 1, 2021)

Rated power S _N [kVA]	Rated primary voltage U ₁ HV [kV]	Rated secondary voltage U ₂ LV [kV]	Rated secondary voltage U ₂ LV [kV]	Insulation level HV (no-load) [kV]	Insulation level LV (no-load) [kV]	Impedance voltage at rated current [kV]	No-load losses P ₀ [W]	Load losses P ₁₀₀ [W]	Noise level L _{WA} [dB]	Order No.	Total weight ¹⁾ [kg]	Dimensions ¹⁾		
												Length	Width	Height
100	10	0.4	28/75	3/-	4	252	1800	49	4685044-3FY	800	1250	695	985	
20	0.4	50/95	3/-	4	252	1800	49	4685064-3FY	1060	1310	765	1250		
160	10	0.4	28/75	3/-	4	360	2600	52	4685244-3FY	1120	1320	710	1125	
20	0.4	50/95	3/-	4	360	2600	52	4685264-3FY	1390	1450	785	1145		
250	10	0.4	28/75	3/-	4	468	3400	55	4685444-3FY	1700	1450	730	1235	
20	0.4	50/95	3/-	4	468	3400	55	4685464-3FY	1760	1510	765	1260		
315	10	0.4	28/75	3/-	4	558	3878	57	4685544-3FY	1990	1510	820	1345	
20	0.4	50/95	3/-	4	558	3878	57	4685564-3FY	1930	1560	855	1300		
400	10	0.4	28/75	3/-	4	675	4500	58	4685644-3FY	2250	1560	825	1410	
20	0.4	50/95	3/-	4	675	4500	58	4685664-3FY	2050	1550	855	1435		
500	10	0.4	28/75	3/-	4	812	5630	59	4685744-3FY	2530	1590	830	1510	
20	0.4	50/95	3/-	4	812	5630	59	4685764-3FY	2370	1580	855	1530		
630	10	0.4	28/75	3/-	6	990	7100	61	46X5844-3EY	1920	1445	845	1465	
20	0.4	50/95	3/-	6	990	7100	61	46X5864-3EY	2220	1520	885	1560		
20	0.4	50/125	3/-	6	990	7100	61	46X5884-3EY	2350	1515	880	1610		
30	0.4	70/145	3/-	6	1140	7800	61	46X5875-3EY	3060	1750	935	1750		
800	10	0.4	28/75	3/-	6	1170	8000	63	46X5944-3EY	2310	1530	860	1555	
20	0.4	50/95	3/-	6	1170	8000	63	46X5964-3EY	2590	1585	895	1620		
20	0.4	50/125	3/-	6	1170	8000	63	46X5984-3EY	2590	1575	890	1730		
30	0.4	70/145	3/-	6	1350	8800	63	46X5975-3EY	3300	1750	935	1890		
1000	10	0.4	28/75	3/-	6	1395	9000	64	46X6044-3EY	2720	1610	990	1620	
20	0.4	50/95	3/-	6	1395	9000	64	46X6064-3EY	3150	1695	1000	1740		
20	0.4	50/125	3/-	6	1395	9000	64	46X6084-3EY	3120	1670	995	1810		
30	0.4	70/145	3/-	6	1600	9900	64	46X6075-3EY	3760	1780	1025	2055		
1250	10	0.4	28/75	3/-	6	1620	11000	66	46X6144-3EY	3220	1660	990	1730	
20	0.4	50/95	3/-	6	1620	11000	66	46X6164-3EY	3650	1760	1010	1820		
30	0.4	50/125	3/-	6	1620	11000	66	46X6184-3EY	3730	1770	1010	1890		
1600	10	0.4	28/75	3/-	6	1860	12100	66	46X6175-3EY	4110	1805	1030	2170	
20	0.4	50/95	3/-	6	1980	13000	67	46X6244-3EY	3820	1735	990	1895		
20	0.4	50/125	3/-	6	1980	13000	67	46X6264-3EY	4240	1835	1020	1900		
30	0.4	70/145	3/-	6	1980	13000	67	46X6284-3EY	4350	1860	1025	1970		
2000	10	0.4	28/75	3/-	6	2280	14300	67	46X6275-3EY	4990	1915	1045	2310	
20	0.4	50/95	3/-	6	2340	16000	69	46X6344-3EY	4750	1870	1280	2050		
20	0.4	50/125	3/-	6	2340	16000	69	46X6364-3EY	5200	1885	1280	2190		
30	0.4	70/145	3/-	6	2490	17600	69	46X6375-3EY	5890	1990	1280	2500		
2500	10	0.4	28/75	3/-	6	2790	19000	70	46X6444-3EY	6070	2025	1280	2170	
20	0.4	50/95	3/-	6	2790	19000	70	46X6464-3EY	6560	2080	1280	2285		
20	0.4	50/125	3/-	6	2790	19000	70	46X6484-3EY	6210	2010	1280	2360		
30	0.4	70/145	3/-	6	3210	20900	70	46X6475-3EY	7300	2155	1280	2545		
3150	10	0.4	28/75	3/-	6	3420	22000	73	46X6544-3EY	7810	2160	1280	2475	
20	0.4	50/95	3/-	6	3420	22000	73	46X6564-3EY	8180	2205	1280	2525		
20	0.4	50/125	3/-	6	3420	22000	73	46X6584-3EY	7570	2165	1280	2545		
30	0.4	70/145	3/-	6	3930	24200	73	46X6575-3EY	8740	2385	1280	2635		

All GEAFOLE Neo transformers comply with DIN VDE 0532-76-11/DIN EN 60076-11/IEC 60076-11/DIN EN 50708-2-1 and 50708-3-1. Power ratings > 3150 kVA, different voltages and designs as well as special equipment on request.

¹⁾ Dimension drawing: page 12, indications are approximate values.

The GEAFOLE Neo | Convincing technology creates compact performance



Contents

- 03** The GEAFOLE Neo: A true GEAFOLE and more!
- 07** Construction and features
- 08** Selection of ordering data
- 12** Truck dimensions
- 13** Terminal dimensions (LV)
- 14** Accessories
- 15** Sensformer™
- 16** Innovative housing design
- 17** Standard housing
- 19** Selection of housing order data

2

The GEAFOLE Neo | Convincing technology creates compact performance

Selection of ordering data

GEAFOLE Neo transformers according to Ecodesign Directive 2009/125/EG, EU Regulation No. 2019/1783, Tier 1 (as of July 1, 2015)

Rated power S _N	Rated primary voltage U ₁ HV [kV]	Rated secondary voltage U ₂ LV [kV]	Insulation level HV (no-load) [kV]	Insulation level LV (no-load) [kV]	Impedance voltage at rated current [kV]	No-load losses P ₀	Load losses P ₁₀₀	Noise level L _{WA}	Order No.	Total weight ¹⁾	Dimensions ¹⁾		
											Length	Width	Height
[kVA]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[W]	[W]	[dB]		[kg]	[mm]	[mm]	[mm]
100	10	0.4	28/75	3/-	4	280	2050	51	4GB5044-3FY	740	1220	690	970
	20	0.4	50/95	3/-	4	280	2050	51	4GB5064-3FY	860	1240	750	1200
160	10	0.4	28/75	3/-	4	400	2900	54	4GB5244-3FY	840	1240	695	1100
	20	0.4	50/95	3/-	4	400	2900	54	4GB5264-3FY	970	1280	725	1180
250	10	0.4	28/75	3/-	4	520	3800	57	4GB5444-3FY	1170	1340	715	1125
	20	0.4	50/95	3/-	4	520	3800	57	4GB5464-3FY	1380	1420	750	1225
315	10	0.4	28/75	3/-	4	650	4500	59	4GB5544-3FY	1280	1390	820	1115
	20	0.4	50/95	3/-	4	650	4500	59	4GB5564-3FY	1540	1490	840	1215
400	10	0.4	28/75	3/-	4	750	5000	60	4GB5644-3FY	1360	1370	820	1270
	20	0.4	50/95	3/-	4	750	5000	60	4GB5664-3FY	1600	1450	835	1355
500	10	0.4	28/75	3/-	4	900	6400	61	4GB5744-3FY	1540	1430	820	1270
	20	0.4	50/95	3/-	4	900	6400	61	4GB5764-3FY	1770	1520	845	1390
630	10	0.4	28/75	3/-	6	1100	7600	62	4GX5844-3EY	1740	1390	840	1465
	20	0.4	50/95	3/-	6	1100	7600	62	4GX5864-3EY	1930	1465	875	1510
	20	0.4	50/125	3/-	6	1100	7600	62	4GX5883-3EY	2380	1545	985	1635
	30	0.4	70/145	3/-	6	1265	7810	62	4GX5875-3EY	2760	1705	925	1775
800	10	0.4	28/75	3/-	6	1300	8000	64	4GX5944-3EY	2070	1495	855	1465
	20	0.4	50/95	3/-	6	1300	8000	64	4GX5964-3EY	2440	1590	895	1550
	20	0.4	50/125	3/-	6	1300	8000	64	4GX5984-3EY	2390	1560	890	1655
	30	0.4	70/145	3/-	6	1495	8800	64	4GX5975-3EY	3020	1715	930	1895
1000	10	0.4	28/75	3/-	6	1550	9000	65	4GX6044-3EY	2640	1595	990	1640
	20	0.4	50/95	3/-	6	1550	9000	65	4GX6064-3EY	2750	1635	990	1680
	20	0.4	50/125	3/-	6	1550	9000	65	4GX6084-3EY	2880	1660	990	1770
	30	0.4	70/145	3/-	6	1780	9900	65	4GX6075-3EY	3390	1745	1020	2010
1250	10	0.4	28/75	3/-	6	1800	11000	67	4GX6144-3EY	2990	1620	990	1730
	20	0.4	50/95	3/-	6	1800	11000	67	4GX6164-3EY	3310	1695	1000	1820
	20	0.4	50/125	3/-	6	1800	11000	67	4GX6184-3EY	3430	1715	1000	1890
	30	0.4	70/145	3/-	6	2070	12100	67	4GX6175-3EY	3990	1820	1030	2090
1600	10	0.4	28/75	3/-	6	2200	13000	68	4GX6244-3EY	3640	1750	990	1810
	20	0.4	50/95	3/-	6	2200	13000	68	4GX6264-3EY	3810	1755	1010	1900
	20	0.4	50/125	3/-	6	2200	13000	68	4GX6287-3EY	3960	1840	1020	1890
	30	0.4	70/145	3/-	6	2530	14300	68	4GX6275-3EY	4740	1955	1055	2130
2000	10	0.4	28/75	3/-	6	2600	16000	70	4GX6344-3EY	4370	1870	1280	1890
	20	0.4	50/95	3/-	6	2600	16000	71	4GX6364-3EY	4770	1935	1280	1980
	20	0.4	50/125	3/-	6	2600	16000	70	4GX6387-3EY	4780	1900	1280	2130
	30	0.4	70/145	3/-	6	2990	17600	70	4GX6375-3EY	5740	2045	1280	2340
2500	10	0.4	28/75	3/-	6	3100	19000	71	4GX6444-3EY	5630	2005	1280	2310
	20	0.4	50/95	3/-	6	3100	19000	71	4GX6464-3EY	5890	2050	1280	2180
	20	0.4	50/125	3/-	6	3100	19000	71	4GX6487-3EY	5470	1975	1280	2220
	30	0.4	70/145	3/-	6	3585	20900	71	4GX6475-3EY	6730	2140	1280	2495
3150	10	0.4	28/75	3/-	6	3800	22000	74	4GX6544-3EY	7200	2185	1280	2510
	20	0.4	50/95	3/-	6	3800	22000	74	4GX6564-3EY	7600	2180	1280	2510
	20	0.4	50/125	3/-	6	3800	22000	74	4GX6587-3EY	7350	2205	1280	2570
	30	0.4	70/145	3/-	6	4370	24200	74	4GX6575-3EY	7840	2280	1280	2615

Low voltage transformers

Intermagnetics Srl



Three-phase or single-phase dry-type LV transformers are used as isolation transformers or to adjust the voltage level in the LV distribution grid. Hitachi ABB Power Grid's LV transformers use aluminum or copper foil or wire for the windings which are impregnated with epoxy resin of thermal class F or H by simple or vacuum pressure impregnation (VPI).

Applications

Hitachi ABB Power Grids low voltage transformers are widely used in industrial applications and in commercial and public buildings and installations. They are used for adjusting the voltage from e.g. 690V to 400V or as isolation transformers with a voltage ratio of 1:1, providing galvanic separation. Dedicated products are available for various applications in renewable power generation including:

- Wind or photovoltaics
- Transportation (ie, marine or railways)
- Uninterruptible power supply (UPS)
- Chemical, oil and gas industry
- Converters

Key Features

- Reliable and high quality
- Low loss
- Low weight and compact dimensions
- Non-flammable and non-explosive
- Optional: IP23 protection enclosures
- With air cooling based on natural convection (AN), optional with forced air cooling (AF) or water-cooled (WF)

Standards

All units are built in accordance with IEC and EN. On request can be available for UL market.



HITACHI ABB POWER GRIDS

Low Voltage Transformers Series

Technical features

Typical voltage ratio	400V / 400V (415V No Load) (others on request)
Frequency	50 Hz or 60 Hz (others on request)
Vector group	Dyn11 (others on request)
Technology	Vacuum pressurized impregnation
Winding material	Aluminum or Copper
Terminals	Copper / Aluminum bars, cable shoes, terminals
Cooling	AN (AF, WF on request)
Protection degree	IP00 (up to IP56)
Installation altitude	≤1000 meters (3280 ft) A.S.L. (higher on request)
Power frequency withstand	3 kV for 1 minute
Insulation class	Class C,H,F,B available
Ambient temperature	40-60°C

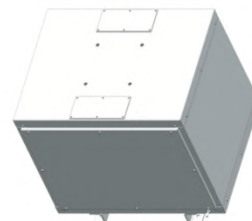
Indicative examples of available powers

Power [kVA]	Reference [IP00]	Ucc	Losses		Dimensions LxBxH [mm]	Approx Mass [Kg]
			No Load [W]	Load (115°C) [W]		
10	T3P0010K	4%	130	360	360 x 180 x 340	51
13	T3P0013K	4%	180	500	400 x 260 x 380	80
16	T3P0016K	4%	220	630	410 x 270 x 380	85
20	T3P0020K	4%	250	670	460 x 280 x 400	100
25	T3P0025K	4%	290	840	460 x 280 x 440	110
32	T3P0032K	4%	350	870	490 x 340 x 425	130
40	T3P0040K	4%	390	1180	490 x 350 x 470	150
50	T3P0050K	4%	490	1300	480 x 350 x 490	165
63	T3P0063K	4%	610	1390	600 x 430 x 480	225
80	T3P0080K	4%	630	1870	600 x 500 x 530	275
100	T3P0100K	4%	720	1900	680 x 480 x 520	340
125	T3P0125K	4%	780	2520	650 x 500 x 575	380
160	T3P0160K	4%	850	2900	685 x 550 x 620	500
200	T3P0200K	4%	1100	3100	750 x 550 x 630	610
250	T3P0250K	4%	1200	4150	700 x 570 x 780	680
315	T3P0315K	4%	1380	4400	760 x 650 x 800	845
400	T3P0400K	4%	1740	5000	875 x 670 x 800	1040
500	T3P0500K	4%	1980	6700	880 x 700 x 920	1245
630	T3P0630K	6%	2200	7950	1020 x 780 x 960	1580
800	T3P0800K	6%	2500	9300	1050 x 800 x 1050	1800
1000	T3P1000K	6%	2800	10400	1120 x 860 x 1120	2210

Low Voltage Transformers Series

Enclosures technical features

- Enclosure shall be degree IP23 (or higher) with 2 detachable panels on long side and detachable roof
- 4 fixing points on the floor
- 4 lifting hooks on cover for full lifting
- Cable entry from the top or bottom
- Painting: 100 micron DFT
- Finishing color: Grey RAL 7035 (other colors on request)



Indicative examples of available powers

Power [kVA]	Reference [IP21]	Dimensions	Approx Mass [Kg]
		LxBxH [mm]	
10	T3P0010K21	450 x 350 x 500	69
13	T3P0013K21	750 x 700 x 700	127
16	T3P0016K21	750 x 700 x 700	132
20	T3P0020K21	750 x 700 x 700	147
25	T3P0025K21	750 x 700 x 700	157
32	T3P0032K21	750 x 700 x 700	177
40	T3P0040K21	750 x 700 x 700	197
50	T3P0050K21	750 x 700 x 700	212
63	T3P0063K21	750 x 700 x 700	272
80	T3P0080K21	750 x 700 x 700	322
100	T3P0100K21	1050 x 950 x 1150	445
125	T3P0125K21	1050 x 950 x 1150	485
160	T3P0160K21	1050 x 950 x 1150	605
200	T3P0200K21	1050 x 950 x 1150	715
250	T3P0250K21	1050 x 950 x 1150	785
315	T3P0315K21	1050 x 950 x 1150	950
400	T3P0400K21	1050 x 950 x 1150	1145
500	T3P0500K21	1050 x 950 x 1150	1350
630	T3P0630K21	1300 x 1150 x 1400	1729
800	T3P0800K21	1300 x 1150 x 1400	1949
1000	T3P1000K21	1300 x 1150 x 1400	2359



Contact us
Telephone: +39 075 9653382
Email: info@intermagneticsrl.com



Aparata de media tensión para
soluciones de la red de distribución

cgm.3

Sistema modular y compacto (RMU)
con aislamiento integral en gas

Hasta 40,5 kV
Hasta 38 kV

Normas IEC
Normas ANSI/IEEE

Reliable innovation. Personal solutions.

www.ormazabal.com

Tipo de módulos

cgm.3-I

Función de línea

Celda modular de línea, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra.
Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas		IEC			ANSI/IEEE		
Tensión asignada	U _n [kV]	36	38,5	40,5	38		
Frecuencia asignada	f [Hz]	50	60	50	60	50	60
Corriente asignada							
Interconexión general de embarrado y celdas	I _g [A]	400/630	630	630	600		
Línea	I _l [A]	400/630	630	630	600		
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)							
Fase a tierra y entre fases	U _{sc} [kV]	70	80	95	70		
A través de la distancia de seccionamiento	U _{sc} [kV]	80	90	118	77		
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo							
Fase a tierra y entre fases	U _{sc} [kV]	170	180	185	150		
A través de la distancia de seccionamiento	U _{sc} [kV]	195	210	215	165		
Clasificación arco interno							
IAC	AF/AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s	AF/AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s	AF/AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s	AF/AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s			
Tensión CC soportada	[kV]	72			103		
Interruptor-seccionador							
IEC 62271-103 + IEC 62271-102							
IEEE C37.4							
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)							
Valor I _m (b) s	I _m [kA]	16/20/25 (1/3 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)			
Valor de pico	I _p [kA]	40/50/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I _a [A]	400/630	630	630	600/800		
Poder de corte cables en vacío	U _a [A]	50	50	50	20		
Poder de corte bucle cerrado	I _{cc} [A]	400/630	630	630	600/800		
Poder de corte de falta a tierra	I _{sc} [A]	160	160	n/a			
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I _{sc} [A]	90	90	n/a			
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{cc} [kA]	40/50/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del interruptor							
Endurancia mecánica		1000-M1/5000-M2			1000/5000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito) - clase		5-E3	3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA		3		
Seccionador de puesta a tierra							
IEC 62271-102							
IEEE C37.4							
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)							
Valor I _m (b) s	I _m [kA]	16/20/25 (1/3 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)			
Valor de pico	I _p [kA]	40/50/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{cc} [kA]	40/50/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra							
Endurancia mecánica		1000-M0 ***			1000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito) - clase		5-E2			3		

Aplicaciones

Entrada o salida de los cables de media tensión que permiten la comunicación con el embarrado principal del centro de transformación.

Configuración

Celda

- Arco interno IAC AFLR
 - 16 kA 1 s □ 20 kA 1 s
 - 25 kA 1 s
- Arco interno IAC AFL
 - 16 kA 1 s □ 20 kA 1 s
 - 25 kA 1 s
- Arco interno AF
 - 16 kA 0,5 s □ 20 kA 0,5 s
 - 16 kA 1 s □ 20 kA 1 s
 - 25 kA 1 s
- Celda de 1400 mm de altura*
- Celda de 1745 mm de altura

Cuba de gas

- Cuba de acero inoxidable

Indicador de presión del gas:

- Manómetro sin contactos
- Manómetro con compensación de temperatura y dos contactos libres de potencial

Conexión frontal:

- Pasatapas

Conexión lateral:

- Extensibilidad a ambos lados
- Extensibilidad a la izquierda/derecha ciega
- Extensibilidad a la derecha/izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- Tulipa
 - Derecha □ Izquierda ■ Ambas
- Pasatapas
 - Derecha □ Izquierda □ Ambas

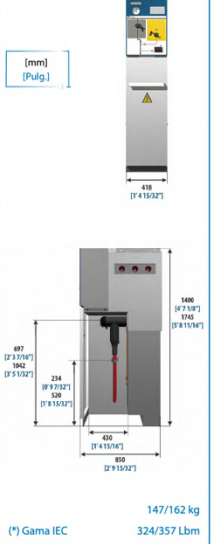
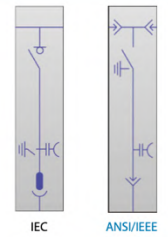
Mecanismo de maniobra

- Palancas de accionamiento
- Mecanismo manual tipo B
- Mecanismo motorizado tipo BM

Estándar
Opcional

* Sólo disponible con clasificación de arco interno IAC AFL 20 kA 1 s

Dimensiones



147/162 kg
324/357 Lbm

(*) Gama IEC

cgm.3-p

Función de protección con fusibles

Celda modular con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra y protección con fusibles limitadores.
Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas		IEC			ANSI/IEEE		
Tensión asignada	U _n [kV]	36	38,5	40,5	38		
Frecuencia asignada	f [Hz]	50	60	50	60	50	60
Corriente asignada							
Interconexión general de embarrado y celdas	I _g [A]	400/630	630	630	600		
Bajante de transformador	I _t [A]		200		200		
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)							
Fase a tierra y entre fases	U _{sc} [kV]	70	80	95	70		
A través de la distancia de seccionamiento	U _{sc} [kV]	80	90	118	77		
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo							
Fase a tierra y entre fases	U _{sc} [kV]	170	180	185	150		
A través de la distancia de seccionamiento	U _{sc} [kV]	195	210	215	165		
Clasificación arco interno							
IAC	AF/AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s	AF/AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s	AF/AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFI 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s	AF/AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFI 20* kA 1 s/25 kA 1 s			
Tensión CC soportada	[kV]	n/a			103		
Interruptor-seccionador							
IEC 62271-103 + IEC 62271-102							
IEEE C37.4							
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)							
Valor I _m (b) s	I _m [kA]	16/20/25 (1/3 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)	20* (1/3 s)/25 (1 s)			
Valor de pico	I _p [kA]	40/50/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I _a [A]	200	200	200	200		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{cc} [kA]	40/50/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del interruptor							
Endurancia mecánica		1000-M1			1000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito) - clase		5-E3	3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA		3		
Corriente de intersección combinado interruptor - relé (ekor rpi)							
I _{sc} de corte según acc. TD _{sc} IEC 62271-105	[A]		490		n/a		
Corriente de transferencia combinado interruptor-fusible							
I _{sc} de corte según acc. TD _{sc} IEC 62271-105	[A]	820	700		n/a		
Seccionador de puesta a tierra							
IEC 62271-102							
IEEE C37.4							
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)							
Valor I _m 1 s	I _m [kA]		1/3,15		1/3,15		
Valor de pico	I _p [kA]	2,5/7,8	2,6/8,2	2,5/7,8	2,5/7,8	2,6/8,2	2,6/8,2
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{cc} [kA]	2,5	2,6	2,5	2,5	2,6	2,6
Categoría del seccionador de puesta a tierra							
Endurancia mecánica		1000-M0/2000-M1			1000		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito) - clase		5-E2	2-E1 para 7,8 u 8,2 kA		3		

Aplicaciones

Protección general y del transformador, así como maniobras de conexión o desconexión.

Configuración

Celda

- Arco interno IAC AFLR
 - 16 kA 1 s □ 20 kA 1 s
- Arco interno IAC AFL
 - 16 kA 1 s □ 20 kA 1 s
 - 25 kA 1 s
- Arco interno AF
 - 16 kA 0,5 s □ 20 kA 0,5 s
 - 16 kA 1 s □ 20 kA 1 s
 - 25 kA 1 s
- Celda de 1400 mm de altura*
- Celda de 1745 mm de altura

Cuba de gas

- Cuba de acero inoxidable

Indicador de presión del gas:

- Manómetro sin contactos
- Manómetro con compensación de temperatura y dos contactos libres de potencial

Conexión frontal:

- Pasatapas

Conexión lateral:

- Extensibilidad a ambos lados
- Extensibilidad a la izquierda/derecha ciega
- Extensibilidad a la derecha/izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- Tulipa
 - Derecha □ Izquierda ■ Ambas
- Pasatapas
 - Derecha □ Izquierda □ Ambas

Disparo del fusible:

- Mediante fusibles combinados
- Mediante fusibles asociados

Portafusibles:

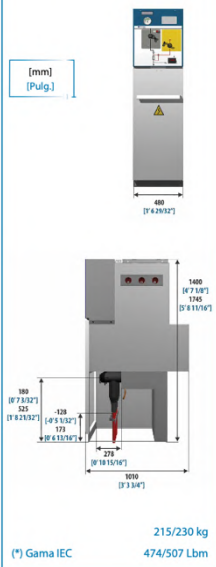
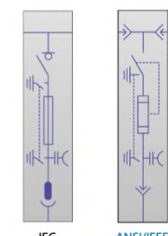
- 36 kV
- 38-38,5 kV
- 40,5 kV

Mecanismo de maniobra

- Palancas de accionamiento
- Mecanismo manual tipo BR-A
- Mecanismo motorizado tipo BR-AM
- Mecanismo motorizado tipo BR-A2M

* Sólo disponible con clasificación de arco interno IAC AFL 20 kA 1 s

Dimensiones



215/230 kg
474/507 Lbm

(*) Gama IEC

The ranges

Automatic circuit-breaker for High Frequency applications

CATÁLOGO TÉCNICO

SACE Emax 2

Interruptores de bastidor abierto de baja tensión



SACE EMAX 2 INTERRUPTORES DE BASTIDOR ABIERTO DE BAJA TENSIÓN

Datos comunes		
Tensión asignada de servicio Ue	[V]	690
Tensión asignada de aislamiento UI	[V]	1000
Tensión asignada soportada a impulso, Uimp	[kV]	12
Frecuencia	[Hz]	50 - 60
Número de polos		3 - 4
Ejecución		Fija, extraíble
Apto para el aislamiento según la normativa		IEC 60947-2



SACE Emax 2		E1.2			E2.2			E4.2			E6.2		
Prestaciones		B	C	N	B	N	S	H	N	S	H	V	X
Corriente permanente asignada Iu a 40°C	[A]	630	630	250	1600	800	250	800	3200	3200	3200	2000	4000
	[A]	800	800	630	2000	1000	800	1000	4000	4000	4000	2500	5000
	[A]	1000	1000	800		1250	1000	1250		3200	6300	5000	6300
	[A]	1250	1250	1000		1600	1250	1600		4000			
	[A]	1600	1600	1250		2000	1600	2000					
	[A]			1600		2500	2000	2500					
Capacidad del polo neutro para interruptores tetrapolares		[%Iu]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	50-100	50-100
Poder de corte asignado límite en cortocircuito, Icu	400-415 V	[kA]	42	50	66	42	66	85	100	66	85	100	150
	440 V	[kA]	42	50	66	42	66	85	100	66	85	100	150
	500-525 V	[kA]	42	42	50	42	66	66	85	66	85	100	130
	690 V	[kA]	42	42	50	42	66	66	85	66	85	100	100
Poder de corte asignado de servicio en cortocircuito Ics		[%Icu]	100	100	100 ¹⁾	100	100	100	100	100	100	100	100
Corriente asignada admisible de corta duración Icw	(1 s)	[kA]	42	42	50	42	66	66	85	66	85	100	100
	(3s)	[kA]	24	24	30	42	50	50	66	50	66	75 ²⁾	100
Poder de cierre asignado en cortocircuito (valor de pico) Icm	400-415 V	[kA]	88	105	145	88	145	187	220	145	187	220	330
	440 V	[kA]	88	105	145	88	145	187	220	145	187	220	330
	500-525 V	[kA]	88	88	105	88	145	145	187	145	145	187	286
	690 V	[kA]	88	88	105	88	145	145	187	145	145	187	264
Categoría de utilización (según la norma IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
Corte	Duración de corte para I<Icw	[ms]	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Duración de corte para I>Icw	[ms]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Dimensiones	H - Fijo/Extraíble	[mm]	296/363,5	296/363,5	296/363,5	371/425	371/425	371/425	371/425	371/425	371/425	371/425	371/425
	D - Fijo/Extraíble	[mm]	183/271	183/271	183/271	270/383	270/383	270/383	270/383	270/383	270/383	270/383	270/383
	W - Fijo 3p/4p/4p FS	[mm]	210/280			276/366				384/510		762/888/1014	
	W - Extraíble 3p/4p/4p FS	[mm]	278/348			317/407				425/551		803/929/1069	
Peso (interruptor con relé y sensor de corriente)	Fijo 3p/4p	kg	14/16			41/53				56/70		109/125/140	
	Extraíble 3p/4p/4p FS incluida la parte fija	kg	38/43			84/99				110/136		207/234/260	

1) Ics: 50 kA para tensión 400 V...440 V; 2) Ics: 125 kA para tensión 400 V...440 V; 3) E4.2 3200 A: 66 Icw (3 s)

SACE Emax 2		E1.2			E2.2			E4.2			E6.2		
Durabilidad mecánica y eléctrica con regular mantenimiento de rutina, como indicado por el fabricante	[Iu]	≤ 1000	1250	1600	≤ 1600	1600	2000	2500	≤ 2500	2500	3200	4000	5000
	[N° ciclos x 1000]	20	20	20	25	25	25	20	20	20	15	12	12
	Frecuencia	[Man./hora]	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Durabilidad eléctrica	440 V	[N° ciclos x 1000]	8	8	8	15	12	10	8	10	7	5	4
	690 V	[N° ciclos x 1000]	8	6,5	6,5	15	10	8	7	10	8	4	2
	Frecuencia	[Man./hora]	30	30	30	30	30	30	20	20	20	10	10

Interruptores automáticos SACE Tmax XT para distribución de corriente alterna (CA)



Tamaño	XT1					XT2					XT3				
Corriente permanente asignada	[A]	160					160					250			
Polos	[N.º]	3, 4					3, 4					3, 4			
Tensión nominal de servicio, Ue (CA) 50-60 Hz	[V]	690					690					690			
Tensión nominal de aislamiento UI	[V]	800					1000					800			
Tensión nominal de resistencia a impulsos, Uimp	[kV]	8					8					8			
Versiones	Fijo, Enchufable ⁽¹⁾					Fijo, Extraíble, Enchufable					Fijo, Enchufable				
Poder de corte según IEC 60947-2		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	
Poder asignado de corte último en cortocircuito, Icu															
Icu @ 220-230-240V 50-60Hz (CA)	[kA]	25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	
Icu @ 380V 50-60Hz (CA)	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	
Icu @ 415V 50-60Hz (CA)	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	
Icu @ 440V 50-60Hz (CA)	[kA]	15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	25	40	36	
Icu @ 500V 50-60Hz (CA)	[kA]	8	18	30	36	50	30	36	50	60	70	20	30	30	
Icu @ 525V 50-60Hz (CA)	[kA]	6	8	22	35	35	20	25	30	36	50	13	20	20	
Icu @ 690V 50-60Hz (CA)	[kA]	3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	5	6	10	
Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito, Ics															
Ics @ 220-230-240V 50-60Hz (CA)	[kA]	100%	100%	75% (50)	75%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	
Ics @ 380V 50-60Hz (CA)	[kA]	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50% (27)	100%	
Ics @ 415V 50-60Hz (CA)	[kA]	100%	100%	100%	75%	50% (37,5)	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50% (27)	100%	
Ics @ 440V 50-60Hz (CA)	[kA]	75%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	
Ics @ 500V 50-60Hz (CA)	[kA]	100%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	
Ics @ 525V 50-60Hz (CA)	[kA]	100%	100%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	
Ics @ 690V 50-60Hz (CA)	[kA]	100%	100%	75% (5)	50% (5)	50%	100%	100%	100%	75% (15)	75%	50% (3)	50%	100%	
Poder de corte según NEMA-AB1															
@ 240V 50-60Hz (CA)	[kA]	25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	
@ 480V 50-60Hz (CA)	[kA]	8	18	30	36	65	30	36	65	100	150	25	35	30	
Categoría de uso (IEC 60947-2)	A	-					A					A			
Icw	[kA]	-					-					-			
Norma de referencia	IEC 60947-2					✓	IEC 60947-2					✓	IEC 60947-2		
Comportamiento del aislamiento															
Fijación en perfil DIN	DIN EN 50022						DIN EN 50022						DIN EN 50022		
Durabilidad mecánica	[N.º de MANIOBRAS]	25.000					25.000					25.000			
	[N.º de MANIOBRAS/hora]	240					240					240			
Durabilidad eléctrica @ 415 V (CA)	[N.º de MANIOBRAS]	8.000					8.000					8.000			
	[N.º de MANIOBRAS/hora]	120					120					120			
Dimensiones															
Fijo	3 polos	[mm]	76,2 x 70 x 130					90 x 82,5 x 130					105 x 70 x 150		
(Anchura x Profundidad x Altura)	4 polos	[mm]	101,6 x 70 x 130					120 x 82,5 x 130					140 x 70 x 150		
Relés de protección para distribución eléctrica															
TMD/TMA															
TMD/TMF															
Ekip Dip															
Ekip Touch															
Relé de protección para proteger motores															
MF/MA															
Ekip Dip															
Ekip Touch															
Relé de protección para proteger generadores															
TMG															
Ekip Dip															
Ekip Touch															
Relés de protección intercambiables															
Peso															
Fijo	3/4 polos	[kg]	1,1 / 1,4					1,2 / 1,6					1,7 / 2,1		
Enchufable (terminales EF)	3/4 polos	[kg]	2,21 / 2,82					2,54 / 3,27					3,24 / 4,1		
Extraíble (terminales EF)	3/4 polos	[kg]						3,32 / 4,04							

(1) XT1 enchufable In máx=125 A. (2) En=32 A Icu=25 kA/Ics=20 kA, solo con relé magnético e In52 A/Icu=1cs=5 kA.
(3) Ics=100 % Icu hasta 250 A con terminal EF, ES y posterior. Cuando se utiliza cualquier otro terminal e In >200 A Icu=25 %.

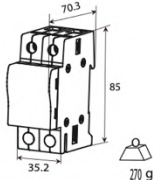
ABB

OVRT1 25 440 - 50

Operating instructions

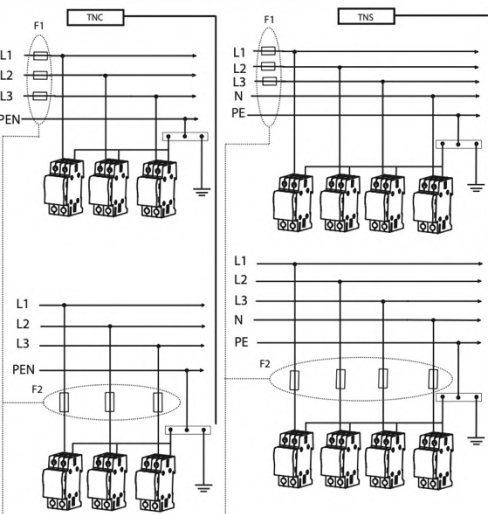
2CTB 8151 01 R 93 00

Dispositif de protection contre les surtensions
Surge Protective Device
Überspannungsschutzgerät
Dispositivo di protezione dalle sovratensioni
Protector contra sobratensiones



2CTC431021M1701

operating diagram
Schéma de principe



	Type	I_{imp} (10/350) kA	I_n (8/20) kA	U_p kV	U_c V	U_n V	I_{cc} kA rms	I_{fi} kA rms	U_T V	 A gI/gI	IP	
OVRT1 25 440-50	T1	25	25	2	440	400	50	50	690	≤125	20	-40°C/+80°C

Standards: IEC 61643-1 EN 61643-11 UL 1449-02

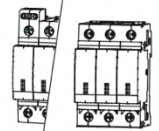
881514288-D

OVRT2 3L 40 400 / 690 P (TS)

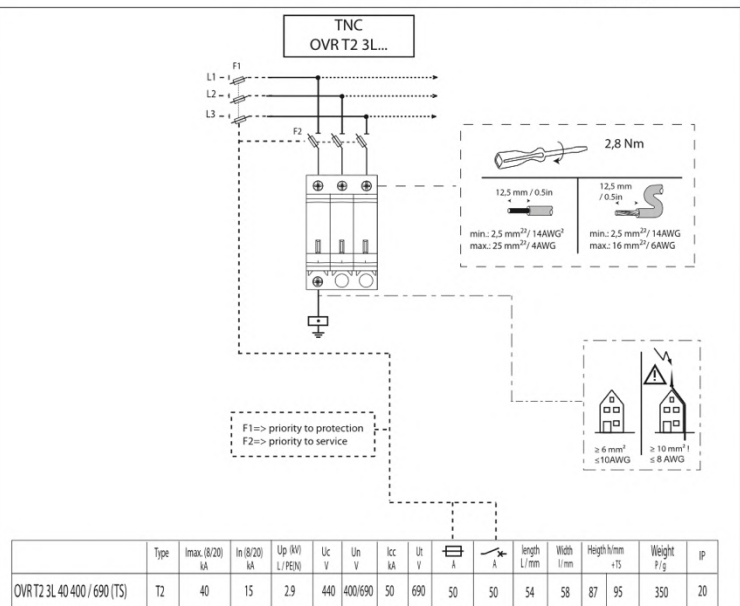
Operating instructions

Dispositif de protection contre les surtensions
Surge Protective Device
Überspannungsschutzgerät
Dispositivo di protezione dalle sovratensioni
Protector contra sobratensiones

OVRT2 3L...TS



OVRT2 3L...



Type	Imax (8/20) kA	In (8/20) kA	Up (kV) L/PE/N	Uc V	Un V	Icc kA	U _t V	 A	 A	length L/mm	Width l/mm	Height h/mm +15	Weight P/g	IP	
OVRT 2 3L 40 400 / 690 (TS)	T2	40	15	2.9	440/690	50	690	50	50	54	58	87	95	350	20

Standards: IEC 61643-1 EN 61643-11 IEC 61643-12

B80387511-C

2CTC432010M1701

Technical data, 400 V 50 Hz

IE3 Process performance aluminum motors

IP 55 - IC 411 - Insulation class F, temperature rise class B
IE3 efficiency class according to IEC 60034-30-1: 2014

Output kW	Motor type	Product code	Efficiency IEC 60034-30-1: 2014					Power factor $\cos \varphi$	Current		Torque		Moment of inertia $J = 1/4$ GD ² kgm ²	Weight kg	Sound pressure Level L _{WA} dB	
			Speed r/min	Full load	3/4	1/2	I_A A		I_N/I_A	T_N Nm	T_1/T_N T_2/T_N					
				100%	75%	50%										
3000 r/min = 2 poles																
400 V 50 Hz																
CENELEC-design																
0.75	M3AA 80MB 2	3GAA081320--K	2894	83.1	82.8	80.0	0.74	1.74	7.9	2.4	3.7	4.2	0.0008	9.5	57	
1.1	M3AA 80MC 2	3GAA081330--K	2883	83.9	83.6	82.0	0.81	2.3	7.9	3.6	3.7	4.2	0.001	10.5	56	
1.5	M3AA 90LB 2	3GAA091520--K	2906	86.1	86.6	86.5	0.89	2.8	7.9	4.9	2.3	3.3	0.0027	17	60	
2.2	M3AA 90LC 2	3GAA091530--K	2900	87.4	88.8	88.9	0.89	4	8.3	7.2	2.9	3.5	0.0032	20	60	
3	M3AA 100LC 2	3GAA101530--K	2896	87.9	88.9	88.7	0.90	5.4	8.4	9.8	3.2	3.9	0.0057	28	62	
4	M3AA 112MB 2	3GAA111320--K	2888	88.5	89.8	90.0	0.91	7.1	8.4	13.2	3.2	4.0	0.0104	38	68	
5.5	M3AA 132SB 2	3GAA131120--K	2901	89.3	90.0	90.2	0.91	9.7	7.9	18.1	2.3	3.4	0.0154	58	68	
7.5	M3AA 132SC 2	3GAA131130--K	2909	90.7	91.8	92.0	0.90	13.1	8.3	24.6	3.0	3.9	0.0173	63	70	
11	M3AA 160MLA 2	3GAA161410--K	2943	91.2	92.0	91.6	0.91	19.1	7.2	35.57	2.6	3.6	0.057	106	69	
15	M3AA 160MLB 2	3GAA161420--K	2947	91.9	92.2	91.8	0.88	26.7	8.2	48.6	3.2	4.2	0.063	123	69	
18.5	M3AA 160MLC 2	3GAA161430--K	2949	92.4	93.0	92.6	0.90	32.1	9.0	59.9	3.3	3.9	0.076	137	73	
22	M3AA 180MLA 2	3GAA181410--K	2956	92.7	93.1	92.7	0.90	37.7	7.8	71.0	3.0	3.8	0.11	176	73	
30	M3AA 200MLA 2	3GAA201410--K	2962	93.3	93.5	92.8	0.87	53.2	7.6	96.8	3.1	3.8	0.159	225	72	
37	M3AA 200MLB 2	3GAA201420--K	2961	93.7	94.1	93.8	0.88	64.4	8.2	119	3.0	3.3	0.196	241	72	
45	M3AA 225SMA 2	3GAA221210--K	2968	94.0	94.0	93.0	0.87	79.6	7.3	145	3.2	3.1	0.296	326	76	
55	M3AA 250SMA 2	3GAA251210--K	2968	94.3	93.7	93.6	0.89	94.8	6.8	177	2.4	3.0	0.426	351	76	
75	M3AA 280SMA 2	3GAA281210--K	2971	94.7	95.1	94.8	0.90	127	7.9	241.06	2.8	3.3	0.644	412	81	
90	M3AA 280SMB 2	3GAA281220--K	2975	95	95.2	94.6	0.87	156	8.5	288.6	2.91	3.6	0.514	420.0	81.0	

IEC 60034-30-1: 2014															
Output kW	Motor type	Product code	Speed 100%			Power factor cos φ	Current		Torque		Moment of inertia J = 1/4 GD ₂ kgm ²	Weight kg	Sound pressure Level L _{WA} dB		
			Full load 100%	3/4 load 75%	1/2 load 50%		I _A A	I _N /I _A	T _N Nm	T ₁ /T _N T ₂ /T _N					
3000 r/min = 2 poles															
400 V 50 Hz															
High-output design															
2.75	M3AA 90LD 2	3GAA091540--K	2872	87.1	88.2	88.0	0.83	5.4	7.5	9.1	4.4	5.0	0.00407	20	65
4	M3AA 100LD 2	3GAA101540--K	2910	88.1	89.7	89.7	0.91	7.12	8.6	13.1	3.9	4.8	0.00787	40	67
5.5	M3AA 112MC 2	3GAA111330--K	2909	89.2	90.6	90.8	0.91	9.67	8.6	18.1	4.3	5.5	0.0132	48	73
9.2	M3AA 132SD 2	3GAA131140--K	2910	90.7	91.7	91.7	0.90	15.9	8.2	29.9	3.4	4.3	0.0168	71	75
11	M3AA 132SME 2	3GAA131250--K	2922	91.2	91.8	91.5	0.90	19.8	10.6	36.0	4.5	5.4	0.0231	90	75
15	M3AA 132SMF 2	3GAA131260--K	2908	91.9	93.2	93.5	0.91	25.8	9.8	49.3	4.4	5.5	0.023	90	75
22	M3AA 160MLD 2	3GAA161440--K	2944	92.7	93.5	93.4	0.90	38	8.4	71.4	3.2	3.7	0.071	131	74
30	M3AA 180MLB 2	3GAA181420--K	2957	93.3	94.0	93.9	0.88	52.7	8.7	96.9	3.0	3.8	0.14	162	74
37	M3AA 180MLC 2	3GAA181430--K	2950	93.7	94.2	94.2	0.86	66	8.4	119.5	3.4	4.4	0.117	176	74
45	M3AA 200MLC 2	3GAA201430--K	2956	94.0	94.6	94.8	0.89	77.2	7.8	145.2	2.9	3.3	0.216	250	77
55	M3AA 225SMB 2	3GAA221220--K	2964	94.3	94.4	93.9	0.86	97.4	7.2	177.3	3.14	3.22	0.299	288	79
75	M3AA 225SMC 2	3GAA221230--K	2966	94.7	95	94.7	0.86	132	7.5	241.7	3.08	3.06	0.361	328	79
75	M3AA 250SMB 2	3GAA251220--K	2971	94.7	95.1	94.8	0.90	127	7.9	241.1	2.8	3.3	0.644	405	81
90	M3AA 250SMC 2	3GAA251230--K	2975	95	95.2	94.6	0.87	156	8.5	288.6	2.91	3.6	0.514	414	81

□ Temperature rise class F

116 9AKK105944 EN 06-2021 | ABB IE3 LV MOTORS

20

ABB GENERAL PURPOSE DRIVES, ACS580, CATALOG

Ratings, types and voltages

Wall-mounted drives, ACS580-01 (3-phase supply voltage range 380-480 V)													
Frame type	Frame size	3-phase, U _N = 400 V						3-phase, U _N = 480 V					
		Nominal ratings		Light-duty use	Heavy-duty use	Max. output current	Light-duty use	Heavy-duty use	Max. output current				
		P _N (kW)	I _N (A)	I _L (A)	P ₁₅ (kW)	I ₁₅ (A)	P ₃₀ (kW)	I ₃₀ (A)	P ₁₅ (hp)	I ₁₅ (A)	P ₃₀ (hp)	I ₃₀ (A)	
ACS580-01-02A7-4	R1	0.75	2.6	2.5	0.75	1.8	0.55	3.2	2.1	1	1.6	0.75	2.9
ACS580-01-03A4-4	R1	1.1	3.3	3.1	1.1	2.6	0.75	4.7	3	1.5	2.1	1	3.8
ACS580-01-04A1-4	R1	1.5	4	3.8	1.5	3.3	1.1	5.9	3.5	2	3	1.5	5.4
ACS580-01-05A7-4	R1	2.2	5.6	5.3	2.2	4	1.5	7.2	4.8	3	3.4	2	6.1
ACS580-01-07A3-4	R1	3	7.2	6.8	3	5.6	2.2	10.1	6	3	4	3	7.2
ACS580-01-09A5-4	R1	4	9.4	8.9	4	7.2	3	13	7.6	5	4.8	3	8.6
ACS580-01-12A7-4	R1	5.5	12.6	12	5.5	9.4	4	14.1	12	7.5	7.6	5	11.4
ACS580-01-018A-4	R2	7.5	17	16.2	7.5	12.6	5.5	22.7	14	10	11	7.5	19.8
ACS580-01-026A-4	R2	11	25	23.8	11	17	7.5	30.6	23	15	14	10	25.2
ACS580-01-033A-4	R3	15	32	30.4	15	24.6	11	44.3	27	20	21	15	37.8
ACS580-01-039A-4	R3	18.5	38	36.1	18.5	31.6	15	56.9	34	25	27	20	48.6
ACS580-01-046A-4	R3	22	45	42.8	22	37.7	18.5	67.9	44	30	34	25	61.2
ACS580-01-062A-4	R4	30	62	58	30	44.6	22	76	52	40	40	30	76
ACS580-01-073A-4	R4	37	73	68.4	37	61	30	104	65	50	52	40	104
ACS580-01-088A-4	R5	45	88	82.7	45	72	37	122	77	60	65	50	122
ACS580-01-106A-4	R5	55	106	100	55	87	45	148	96	75	77	60	148
ACS580-01-145A-4	R6	75	145	138	75	105	55	178	124	100	96	75	178
ACS580-01-169A-4	R7	90	169	161	90	145	75	247	156	125	124	100	247
ACS580-01-206A-4	R7	110	206	196	110	169	90	287	180	156	156	125	287
ACS580-01-246A-4	R8	132	246	234	132	206	110	350	240	200	180	150	350
ACS580-01-293A-4	R8	160	293	278	160	246**	132	418	260	200	240	150	418
ACS580-01-363A-4	R9	200	363	345	200	293	160	498	361	300	302	250	542
ACS580-01-430A-4	R9	250	430	400	200	363**)	200	545	414	350	361	300	542

Nominal ratings, ACS580-01

I_N Rated current available continuously without overloadability at 40 °C.

P_N Typical motor power in no-overload use.

Maximum output current

I_{15s} Maximum output current. Available for 2 seconds at start.

Light-overload use

I₁₅ Continuous current allowing 110% I_N for 1 minute every 10 minutes at 40 °C.

P₁₅ Typical motor power in light-duty use.

Heavy-duty use

I₃₀ Continuous current allowing 150% I_N for 1 minute every 10 minutes at 40 °C.

** Continuous current allowing 130% I_N for 1 minute every 10 minutes at 40 °C.

*** Continuous current allowing 125% I_N for 1 minute every 10 minutes at 40 °C.

P₃₀ Typical motor power in heavy-duty use.

The ratings apply for the frames R1 to R9 up to +40 °C in enclosure class 21.

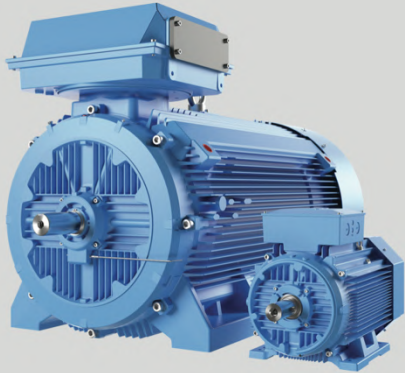
The ratings apply for the frames R10 to R11 up to +40 °C in enclosure class IP00/IP20.

For derating at higher altitudes, temperatures, switching frequencies or enclosure classes, see the HW manuals, document codes: 3AXD5000018826 and 3AXD50000015497.

CATALOG | JUNE 2021

Low voltage

Process performance motors
400 V 50 Hz, 460V 60 Hz



LOW VOLTAGE AC DRIVES

ABB general purpose drives
ACS580, 0.75 to 500 kW



FLEXTREME® MAX

H07RN-F / DN-F

Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma de diseño: UNE-EN 50525-2-21 / Basado en UNE 21150
Designación genérica: H07RN-F / DN-F

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

FLEXTREME® MAX

H07RN-F / DN-F

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

Diseño del Cable

CONSTRUCCIÓN

• CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 60 °C (móvil), 250 °C (móvil cortocircuito), 90 °C (fijo), 250 °C (fijo cortocircuito).

• AISLAMIENTO

Material: elastómero reticulado.
Colores: según UNE 21089-1 (HD 308 S2)
1 x : blanco rojo 3 G : azul, marrón y amarillo/verde
2 x : marrón y azul 4 G : marrón, negro, gris y amarillo/verde
5 G : azul, marrón, negro, gris y amarillo/verde
Más de 5 conductores: negros numerados y amarillo/verde.
Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

• CUBIERTA

Material: elastómero reticulado.
Color: negro.
Marcado: FLEXTREME MAX - USE «HAR» H07RN-F/DN-F - PRYSMIAN 255 - sección - DOP 1011943 - Eca - año - semana S.Y.+
El marcado DN-F sólo se aplica a los casos recogidos en la norma UNE 21150.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea

- Clase de reacción al fuego: Eca
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2

Normativa de fuego también aplicable a países fuera de la Unión Europea

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2



DESCÁRGATE la DOP (Declaración de prestaciones) en este código QR https://es.prysmiangroup.com/DoP



Nº DoP: 1011943

USE «HAR»



Características y ensayos



Aplicaciones

- Servicios que implican sumersión temporal o permanente en agua dulce o salada (bombas sumergidas, pantanes, zonas inundables...).
- En talleres industriales con atmósferas explosivas (ITC-BT 29, pto. 2.9), edificios, para aplicaciones y alimentación de aparatos para servicios exigentes en los que los cables estén sometidos a esfuerzos mecánicos de tipo medio (ejemplos: placas de calentamiento, lámparas portátiles, utilajes eléctricos como taladros, sierras circulares y herramientas domésticas eléctricas). En canteras y explotaciones agrícolas.
- Apto para instalaciones fijas y servicio móvil (máquinas y equipos móviles, robots grúas, etc.).
- Prolongadores y enrolladores para uso interior, exterior y/o industrial.
- Adecuado para aquellas instalaciones donde se requiera una gran flexibilidad del cable, siendo especialmente indicados en aquellas aplicaciones industriales debido a sus características de: resistencia al calor y al frío, resistencia a los aceites, grasas e hidrocarburos, resistencia a la intemperie y su muy buen comportamiento frente a la humedad y al agua.
- Conexiones y cableado interior de máquinas (UNE-EN 50565-2).
- Alimentación de equipos portátiles de exterior y de equipos industriales (UNE-EN 50565-2).
- Aparatos en talleres industriales y agrícolas (UNE-EN 50565-2).
- Locales a muy baja temperatura, húmedos, mojados, a la intemperie (ITC-BT 30).
- Provisionales de obras (instalaciones interiores y exteriores) (ITC-BT 33).
- Ferias y stands (ITC-BT 34) (ferias, exposiciones, muestras, stands, alumbrados festivos de calles, barracas de feria, casetas, atracciones... donde no sea necesario Afumex Expo).
- Establecimientos agrícolas y hortícolas (ITC-BT 35).
- Ferías y parques de caravanas (ITC-BT 41).
- Puertos y marinas para barcos de recreo (ITC-BT 42).
- Para sumersión en agua potable consultar cable Hydrom firm con certificación sanitaria ELL (Alemania) y ACS (Francia).

Prysmian

Linking the Future

www.prysmiangroup.com

1

Prysmian

Linking the Future

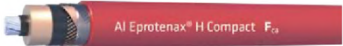
www.prysmiangroup.com

2

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMI CONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

SEMI CONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA

Materia: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm² (12/20 kV) o 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliesté.

CUBIERTA EXTERIOR

Materia: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.
Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Ca) (mm²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR MEDIO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR MÍNIMO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE ENDO) (mm)
12/20 kV							
1x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1x 95/16 (1)	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1206	482	642
1x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1x 630/16 (1)	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1x 95/25 (1)	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

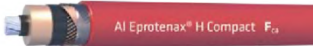
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, Uo (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, Um (kV)	24	36
Tensión a impulsos, Up (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Ca) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant. 16 mm²) 18/30 kV (pant. 25 mm²)
1x 50 (2)	135	145	180	4250	2880
1x 95	200	215	275	8080	2880
1x 150 (1)	255	275	360	12800	2880
1x 240 (1)	345	365	495	20400	2880
1x 400 (1)	450	470	660	34000	2880
1x 630 (1)	590	615	905	53600	2880

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.

(*) Condiciones de instalación: una tema de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K m/W.

(**) Condiciones de instalación: una tema de cables al aire (la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Ca) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)	CAPACIDAD (pF/km)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV 18/30 kV	12/20 kV 18/30 kV
1x 50 (2)	0,641	0,861	0,134	0,216
1x 95	0,320	0,430	0,119	0,281
1x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,329
1x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,402
1x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,480
1x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,605

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV

NOTA: valores obtenidos para una tema de cables en contacto y al tresbolillo.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx./1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



MÁXIMA PELABILIDAD
Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente.
Un importante ahorro de tiempo de instalación.

LIMPIO Y ECOLÓGICO
La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. 3500 V.
- **Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**
- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/T5 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
 - No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
 - Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
 - Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
 - Baja emisión de humos: EN 50399.
 - Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
 - Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
 - Baja emisión de calor: EN 50399.
 - Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR
Metal: cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: flexible, clase S, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.
 AISLAMIENTO
Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.
Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR
Capa especial antiadherente.
RELLENO
Material: mezcla LSOH libre de halógenos.
CUBIERTA
Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.
Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

- o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.
- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.
- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales (ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industriales (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 10).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx./1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna T1 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna T2 (2x, 3x monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna T0b (3x, 4x, 4x, 5x trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K m/W.
→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4x, 4x, 5x trifásica.
→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3x monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

