

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERIA INDUSTRIAL

Diseño e Integración de Instalación de un
Sistema de Producción de Energía Eólica
Doméstica

AUTOR: Patricia Cuenca Garrido

TUTOR: D. Javier Sanz Feito

MADRID, 18 DE MARZO DE 2009









INDICE

1	CONTEXTO DEL PROYECTO	- 9 -
2	OBJETIVO	- 11 -
3	INTRODUCCIÓN	- 12 -
3.1	¿Qué es la Energía Eólica?	- 12 -
3.2	La energía eólica en el mundo y en España	- 13 -
3.3	La energía Mini-Eólica	- 16 -
4	FILOSOFIA DE LA INSTALACIÓN	- 21 -
5	EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	- 28 -
5.1	Evaluación del recurso eólico	- 28 -
5.2	Selección del emplazamiento	- 32 -
6	DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE CADA UNO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA	- 39 -
6.1	Rectificador	- 39 -
6.2	Convertidor CC/CC	- 40 -
6.2.1	Modo de Conducción Continua	- 42 -
6.2.2	Modo de Conducción Discontinua	- 44 -
6.2.3	Frontera MCC - MCD	- 45 -
6.2.4	Principios del Funcionamiento del Convertidor CC/CC	- 46 -
6.2.5	Características de los Semiconductores Empleados	- 46 -
6.2.6	Simulación en SIMULINK del convertidor CC/CC:	- 47 -
6.3	Convertidor CC/CA	- 50 -
6.3.1	Simulación con Simulink del convertidor Inversor	- 55 -
6.3.2	Selección de equipo comercial para el inversor	- 59 -
6.4	Resistencia de frenado	- 64 -
6.5	Transformador	- 66 -
7	ANÁLISIS DEL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES	- 67 -
7.1	Principios básicos de los generadores de imanes permanentes	- 67 -
7.2	Propiedades de los imanes permanentes	- 68 -



7.3	Ingeniería Inversa del Generador de Imanes SOLENER	- 72 -
8	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	- 82 -
8.1	Canalización de la Línea eléctrica	- 82 -
8.2	Línea Eléctrica	- 83 -
8.3	Selección de Protecciones	- 87 -
8.4	Diagrama unifilar	- 95 -
8.5	Armario de Control y Distribución	- 95 -
9	ANEXOS	- 111 -
9.1	Datos de viento tomados por la estación metereológica	- 111 -
9.2	Presupuesto de los elementos de protección y del armario de control	- 115 -
9.3	Planos	- 117 -
10	BIBLIOGRAFIA	- 119 -





1 CONTEXTO DEL PROYECTO

Este proyecto surge a finales de 2007 de la idea propuesta por parte de un grupo de estudiantes de L'Ecole Central de Lyon, concretamente del Departamento de Mecánica de Fluidos, con el objeto de diseñar, construir e instalar un sistema de producción de energía eólica de pequeña potencia en las cercanías de las instalaciones de L'Ecole Centrale, en Lyon.

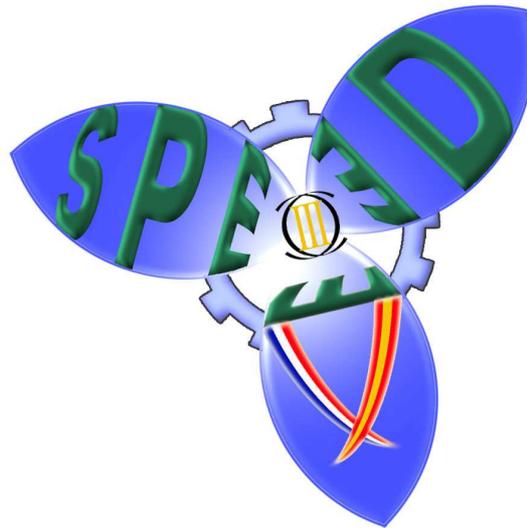


Figura 1. Logotipo Proyecto SPEED

Bajo el nombre de **SPEED**: *Solución de Producción de Energía Eólica Doméstica/ Solution de Production d'Énergie Eolienne Domestique*, el trabajo ha sido realizado dividiéndose las tareas en dos equipos, formados por 5 estudiantes de cada universidad, de tal forma que los participantes franceses fueron responsables del diseño de la parte mecánica y aerodinámica del proyecto: palas, carcasa, freno mecánico, mientras que el equipo de la Universidad Carlos III fue el encargado del desarrollo de toda la parte eléctrica y de control del sistema, como se describirá a lo largo de este proyecto.

Inicialmente, las especificaciones del proyecto eran las de diseñar y construir un aerogenerador tripala de unos 1,5 kW conectado a red y capaz de abastecer a una instalación doméstica aislada con el fin de reducir su dependencia del consumo eléctrico de la red y, por tanto, reducir la factura eléctrica. La altura total del sistema sería menor de 12 m. Todo esto diseñado bajo condiciones de seguridad y fiabilidad, intentando minimizar el mantenimiento de la instalación una vez puesto en marcha el equipo. El objetivo era poder abastecer una vivienda media con un consumo anual aproximado de 3500kWh.



El equipo español, bajo la supervisión de los profesores de la Universidad:

- ❖ **Javier Sanz** (Dpto. Ingeniería Eléctrica)
- ❖ **Mónica Chinchilla** (Dpto. Ingeniería Eléctrica)
- ❖ **Andrés Barrado** (Dpto. Tecnología Electrónica).

Estuvo formado por los siguientes estudiantes cuyos roles en el proyecto global se especifican a continuación:

- ❖ **Margarita Naranjo Tena** : Diseño del emulador del generador
- ❖ **Marcos Calvo López**: Diseño e implementación del control del Chopper
- ❖ **Hector Morato Gonzalez**: Diseño, Selección e implementación del Inversor
- ❖ **Patricia Cuenca Garrido**: Coordinación e Integración del Sistema
- ❖ **Gonzalo Manero Perujo**: Coordinación de comunicaciones

Por parte del equipo francés, los integrantes y sus roles fueron los siguientes:

- ❖ **Gautier Lefebvre** : Coordinación de comunicaciones. Supervisión de test.
- ❖ **Claire Lafay** : Documentación. Supervisión de fabricación y materiales
- ❖ **Loïc Pitois** : Supervisión de Normativas y Seguridad
- ❖ **Luc Templier** : Experto en Mecánica de Fluidos
- ❖ **Damien Blouin** : Supervisión de diseños y temas administrativos.

A partir de las especificaciones iniciales, se hizo un seguimiento periódico de la evolución de cada equipo con reuniones mensuales/bimensuales. En dichas reuniones se establecieron las especificaciones concretas del aerogenerador a diseñar y del alcance de cada uno de los integrantes de los equipos, como se explicará a lo largo del proyecto.

El proyecto de los estudiantes franceses estaba enfocado como un proyecto de colaboración internacional con plazo de entrega a 15 meses. Uno de los requisitos de dicho proyecto era la autofinanciación del proyecto. Tal requisito dificultó mucho el desarrollo del proyecto y junto con las dificultades para encontrar localización donde instalar el sistema de producción eólica, dificultades en la fabricación del sistema mecánico y problemas logísticos hicieron que, al cabo de los 15 meses, los estudiantes franceses se retiraran del proyecto. Quedando entonces limitado el proyecto español al desarrollo de un sistema eléctrico y de control, y selección de una localización en las instalaciones del campus de Colmenarejo de la Universidad Carlos III con vistas a que en el futuro, otros estudiantes de la Universidad sean capaces de diseñar y construir la parte mecánica y sea posible la instalación un aerogenerador conectado a la red interna de la Universidad y que sea capaz de abastecer con energía eléctrica al campus de Colmenarejo en la ubicación seleccionada en este proyecto.



2 OBJETIVO

Mi proyecto fin de carrera, es la última parte de dicho proyecto, consistente en la integración de todo el trabajo de mis compañeros, la selección del emplazamiento, la realización de un análisis de ingeniería inversa del generador, el diseño de la instalación, protecciones y todo lo necesario para la integración y puesta en marcha de los equipos.

Para comenzar con la introducción al proyecto mismo, se comenzará con una introducción sobre la energía eólica, su procedencia, sus características y su clara ventaja frente a otros tipos de fuentes de generación energética. Tras lo cual, se pasa a comentar la situación dominante de España en el mercado mundial de energía de este tipo. Por último, finalizando con la introducción y puesta en situación del proyecto, se dará el salto de la energía eólica general a la micro-eólica (mini-eólica en nuestro caso), analizando sus ventajas y desventajas y la situación actual de la tecnología en dicho campo y las diferencias entre los grandes aerogeneradores y las pequeñas máquinas aisladas para uso doméstico.

Seguidamente, y basándose en las especificaciones establecidas, se explicará cuales fueron los pasos para la selección del generador, de la topología y de la filosofía de control del sistema.

Pasando a continuación a la realización de un estudio de evaluación del potencial eólico y la selección de un emplazamiento adecuado para la instalación del sistema eólico diseñado.

En los puntos finales de este proyecto, se describirá cada uno de los componentes del sistema, explicando en más detalle cada equipo, su función y cómo se integra con el resto del sistema. En este apartado sólo se va a describir a grandes rasgos los componentes que forman el convertidor electrónico, es decir, el rectificador, el chopper y el inversor, en lo que concierne a la descripción general de los componentes y cómo afectan a la integración global del sistema. El desarrollo y diseño de estos componentes están fuera del alcance de este proyecto.

A continuación, dedico un capítulo entero al análisis de Ingeniería inversa de la máquina eléctrica utilizada.

Por último, se dedica un último capítulo al diseño de la instalación eléctrica, en el que se incluye el diagrama unifilar, las protecciones y el diseño y selección del armario de control y protecciones.

3 INTRODUCCIÓN

3.1 ¿Qué es la Energía Eólica?

La palabra eólico viene del griego EOLO, Dios del viento en la mitología griega. Hoy en día todos entendemos la energía eólica como la energía producida por el viento, energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire producidas por el movimiento de las masas de aire que desplazan áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

El viento es una manifestación indirecta de la energía solar, producida como resultado del diferente grado de calentamiento de la superficie terrestre por los rayos solares y por el movimiento de rotación de la Tierra sobre sí misma. Se considera que un 1-2% de la radiación solar incidente en las capas altas de la atmósfera, acaba transformada en la energía cinética de los vientos. Considerando que la aportación del Sol en su interacción con el sistema de la atmósfera de la Tierra es de 174.000 TW sólo 1.74 TW están destinados a mantener la circulación general de la atmósfera, es decir, los vientos. Esta cantidad supone unas 50-100 veces la energía obtenida por biomasa en todas las plantas de la Tierra.

En la utilización de la energía eólica interviene de forma decisiva, además de la velocidad media del viento, las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Es también importante conocer la velocidad máxima del viento. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima de 12 Km/h, y que no supere los 65 Km/h.

Algunos de los puntos que hacen que este tipo de energía esté alcanzando tanta importancia en los últimos años se debe a que la energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático. Además es una de las fuentes más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón, las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costes de reparar los daños medioambientales.

El generar energía sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde un punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable, por ser limpio y estar exento de problemas de contaminación. Es más, se suprimen radicalmente los impactos originados que supone la extracción de los combustibles, su transporte y combustión, lo que es sin duda muy beneficioso para la atmósfera. Además, evita la contaminación que conlleva el transporte de los combustibles: gas, petróleo, gasoil, carbón. Reduce el intenso tráfico marítimo y terrestre cerca de las centrales. Suprime riesgos de accidentes durante ese

transporte y un sinfín de aspectos más. La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características físico-químicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierra. Al contrario de lo que ocurre con las energías convencionales, la energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos, ni gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni destruye la capa de ozono, tampoco crea lluvia ácida. No origina, tampoco, productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes.

Otras ventajas a destacar de la energía eólica es que puede ser instalada en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo en zonas desérticas, en zonas no aptas para ser cultivables, etc. Aunque también puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patata, etc.

Su utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la solar, permite la autoalimentación de viviendas, terminando así con la necesidad de conectarse a redes de suministro, pudiendo lograrse autonomías superiores a las 82 horas, sin alimentación desde ninguno de los 2 sistemas.

Los únicos tipos de inconvenientes que implica el uso de la energía eólica son el impacto visual y el ruido producido por el giro del rotor. Pero, obviamente, estos inconvenientes son mínimos en comparación con cualquier otra forma de energía. Por lo tanto, la energía eólica representa claramente un avance y una estrategia viable en el futuro de la generación energética.

3.2 La energía eólica en el mundo y en España

En los últimos 25 años, la energía eólica ha alcanzado un nivel de desarrollo muy alto. En estos más de 25 años, los generadores eólicos han crecido de los 55 KW en 1982 a los 5 MW de hoy en día, los diámetros de los rotores han pasado de los 15 a los 126 metros y la potencia total instalada es ahora de 75,000 MW comparada con los 100 MW en 1980. En Europa el "share" de potencia producida se ha incrementado desde un 0,001% a más del 3% y los fabricantes europeos continúan dominando el creciente mercado global en tecnología eólica. De hecho, la energía eólica es una de los mayores éxitos industriales europeos en los últimos 25 años. El 30% de toda la potencia instalada en la UE en los últimos 5 años pertenece a instalaciones eólicas. Los planes auguran que en 2020 se alcanzarán un 20% de energías renovables. Cabe esperar, por tanto, que la energía eólica participe activamente en la transformación del actual sistema energético en uno que nos asegure un futuro sostenible, basado en energía no contaminante, inagotable gracias al desarrollo de energías renovables.

En la figura siguiente se puede observar cual es la situación actual de potencia eólica total instalada en Europa. Cabe destacar la situación de España en este mapa, siendo el segundo país, sólo por detrás de Alemania, en potencia instalada y seguida por Dinamarca, Italia y Reino Unido a una distancia considerable.

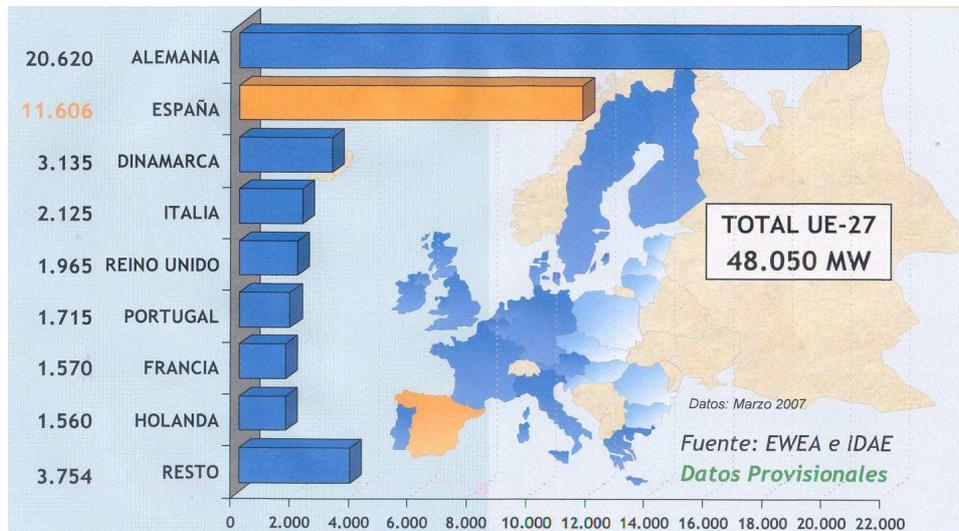


Figura 2. Producción de Energía Eólica en Europa en Marzo de 2007

La energía eólica en España es una de las fuentes de energía más importantes del país. Producía a mediados de 2007 el 20 % de la energía eólica mundial. Actualmente España es el segundo productor de energía eólica en Europa, después de Alemania, y con unos niveles de producción muy similares a los de los Estados Unidos. Por comunidades autónomas, Galicia lidera el ranking de distribución de potencia eólica instalada, seguida de Castilla La Mancha. A escala mundial, como ya se vio anteriormente, Alemania con 20,622 MW continúa liderando el ranking, seguida de España con 12,800MW.



Figura 3. Actuales parques eólicos

Como ejemplo de la importancia que tiene la energía eólica en España cabe destacar el del parque eólico de Tarifa (Cádiz), gestionado por la Sociedad Eólica de Andalucía (SEA), alcanzó en mayo de 2008 el primer teravatio-hora (1.000 millones de kilovatios hora) de energía facturada, convirtiéndose en el primero de España en conseguir esta cifra. Con toda esta energía suministrada se puede abastecer el consumo doméstico de una ciudad de unos 700.000 habitantes, durante un año y medio.

Otros datos que resaltan el nivel de desarrollo de esta tecnología en nuestro país son:

- ❖ La media anual está en el 10% de la producción total.
- ❖ España producía a mediados de 2007, el 20 % de la energía eólica mundial
- ❖ Las siete centrales nucleares que hay en España, con sus 8 reactores, juntas generan 7.742,32 MW. Que son 5.058 MW menos que la potencia eólica instalada en España
- ❖ Los datos de la patronal eólica AEE sostienen que la energía eólica finalizará el 2009 como 'la tercera tecnología en potencia instalada' por delante del carbón.

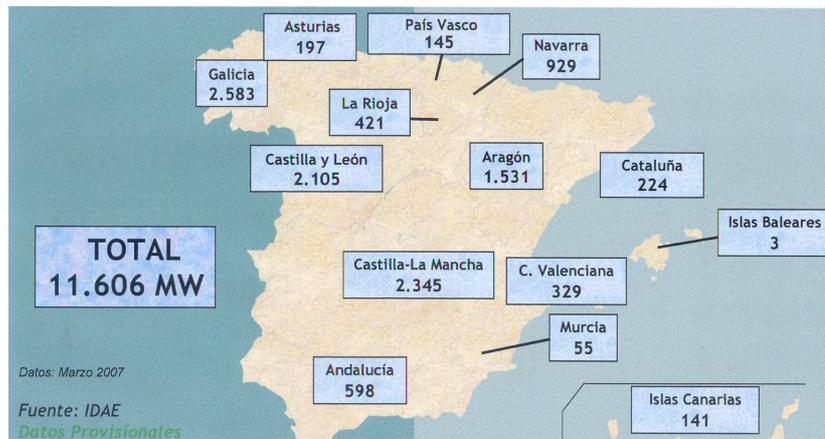


Figura 4. Distribución de la Eólica instalada en España a Marzo de 2007

Otro dato histórico que cabe destacar es que en Marzo de 2008 la energía eólica llegó a alcanzar un 40% de cobertura de la demanda eléctrica en España. Fue el 22 de Marzo, en torno a las 18 h cuando se alcanzó este nuevo record en el que se alcanzó el 40,8% con 9.662 MW en funcionamiento. El temporal de viento que se registró en la península a lo largo de la Semana Santa propició, al coincidir con días festivos de menor consumo, que la producción eólica alcanzase durante ese periodo unos índices máximos de cobertura de la demanda de electricidad peninsular que, además de la punta del 40,8%, la mayor parte del día el porcentaje cubierto por la energía eólica osciló entre el 20 % y el 35 %. En el período transcurrido desde el viernes 21 de Marzo de 2008 al domingo 23, la cobertura promedio de esta misma demanda había sido del 28%, lo cual supone un hito en la diversificación del abastecimiento eléctrico de nuestro país y desde luego un escenario difícil de encontrar en otros países, excluidos los casos de Dinamarca y Portugal.

Como es visible, es muy destacable la importancia de la energía eólica ha alcanzado tal nivel que en días particularmente ventosos, llega a aportar más de un cuarto de la energía total consumida en el país, por ejemplo, el 20 de Marzo de 2007, un año antes de alcanzarse este valor histórico.

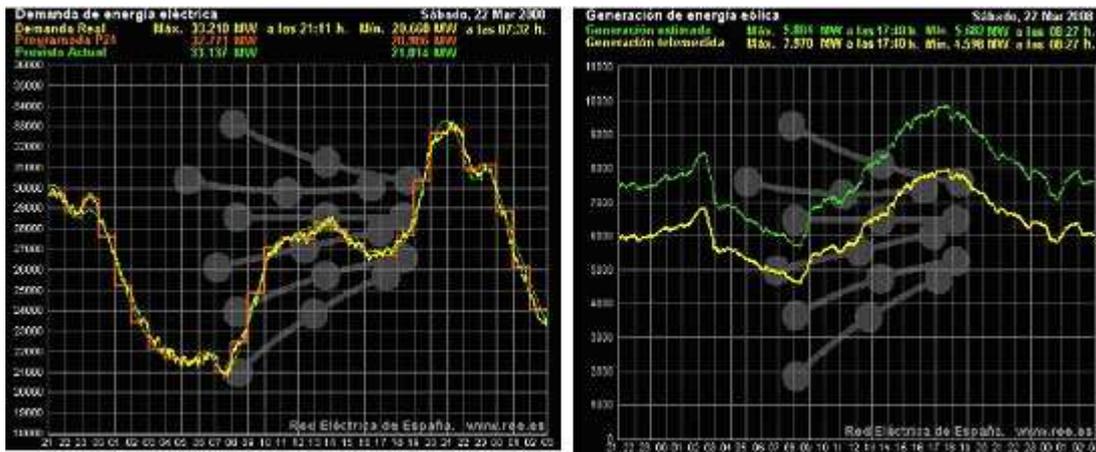


Figura 5. Comportamiento de la demanda y generación eólica el sábado 22 de Marzo de 2008.
Fuente REE

Aquel día:

- ❖ Los molinos de viento aportaron un 25,5% de la generación eléctrica total en España, por encima del resto de las fuentes.
- ❖ Las plantas nucleares el 20,7% de la producción total.
- ❖ Las térmicas de carbón, el 15,5%.
- ❖ Los saltos hidráulicos, el 15,32%.
- ❖ Las plantas de ciclo combinado el 11,8%.

Según un estudio realizado por EWEA (Asociación Europea de Energía Eólica) y Greenpeace, España tiene un potencial eólico técnicamente aprovechable de 43.000 MW, lo que supone un margen suficiente para satisfacer en 2020 como mínimo un 20% de su demanda eléctrica prevista. Con estos datos, el futuro de la Eólica en España parece muy favorable.

3.3 La energía Mini-Eólica

La utilización de sistemas capaces de generar energía de forma limpia y sostenible esta teniendo un gran crecimiento en los últimos años, esto se debe a los actuales problemas derivados del cambio climático y del agotamiento de los recursos a los que nos enfrentamos. Tras la firma del protocolo de Kyoto¹ (Japón, 1997) la búsqueda de soluciones energéticas limpias y sostenibles ha aumentado considerablemente.

¹ **Kyoto Protocol of the United Nations Framework Convention on Climate Change:** en el que los países miembros de las Naciones Unidas firmaron un acuerdo en el que se comprometían a limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y una progresiva reducción de estas. Los objetivos de este tratado son "la estabilización de la concentración de los gases de efecto invernadero en la atmósfera a niveles que prevengan interferencias peligrosas entre el sistema climático y el sistema antropogénico. En Junio de 2007, 172 países y otras entidades gubernamentales habían ratificado dicho protocolo.



En Europa, en los últimos años se está produciendo el llamado boom de las "Wind Farms" (lugares de producción de energía eólica con turbinas de más de 500 Kw) y este hecho ha contribuido a reducir los costes de tecnología. Aunque debido a sus grandes dimensiones y al fuerte impacto ambiental, principalmente visual, tiene dificultades para la concesión de licencias. Sin embargo, aquí es donde aparecen las instalaciones eólicas de pequeño tamaño cuyo impacto visual puede ser muy pequeño y que pueden ser usados en aplicaciones diferentes a las industriales: hogares, infraestructuras turísticas, lugares aislados, etc. Además de todo lo anterior, la dificultad para extender la red eléctrica y el desarrollo del mercado eléctrico liberalizado están contribuyendo a fomentar la tecnología mini-eólica.

Pensamos en micro sistemas, con una potencia de unos pocos de kilovatios, que carecen apenas de requisitos para su instalación, en los que se puede producir energía eléctrica de forma sostenible y compatible con el medio ambiente.

No existe una clasificación convencional que defina lo micro-eólico, pero se suele aludir con este concepto a instalaciones de potencias menores de 100 Kw, y los rendimientos globales de este tipo de instalaciones suelen estar comprendidos entre un 0.3 y 0.6, es decir inferior a los de dimensiones industriales.

En relación con los aerogeneradores de muy baja potencia, potencias inferiores a 10 Kw, utilizados tradicionalmente para bombeo de agua (aerobombas multipala) y minigeneradores eólicos para producción de energía eléctrica (normalmente formando conjuntos mixtos eólico-fotovoltaicos en viviendas aisladas), hay que señalar que, aunque el número de instalaciones realizadas y potencialmente previsibles en los próximos años es alto, su contribución energética es muy baja. Se estima que hacia el año 2010 puede existir una potencia instalada total de unos 13.000 Kw.

En España hay actualmente dos fabricantes de pequeños aerogeneradores y varios importadores, especialmente de fabricantes de Estados Unidos. Según fuentes de uno de estos fabricantes, el mercado potencial de este tipo de instalaciones en España podría estimarse en torno a los 600-700 aerogeneradores anuales, cifra que se podía aumentar de forma considerable si existiese un mayor apoyo por parte de las administraciones públicas.

El impacto medio ambiental de las instalaciones micro-eólicas tiene elementos en común con el de las grandes instalaciones (gran ocupación de suelo, impacto visual, ruido, interferencias en las telecomunicaciones, efectos negativos sobre la fauna y la vegetación, efectos electromagnéticos), ya que interfiere con los mismos elementos naturales, aunque tenga resultados perceptivos diferentes.

Por una parte, las micro-turbinas tienen un tamaño mucho más pequeño que el de los grandes aerogeneradores y, por tanto, necesitan menos espacio y son relativamente poco visibles. Sin embargo, a menudo están instaladas cerca de otros elementos y pueden suponer una pérdida de espacio que podría estar destinado a



otros fines, un impacto visual (se trata de una presencia invasora con la que convivir, aunque pueden ser agradables desde el punto de vista estético), interferencias en las comunicaciones y efectos electromagnéticos. Aunque no son relevantes, estos inconvenientes tienen que ser tenidos en cuenta en el estudio preliminar de viabilidad del proyecto.

La mayoría de los micro-generadores son de eje horizontal, con rotor a barlovento (el viento encuentra primero las palas y después la torre); además suelen ser de conicidad nula

Existen diferentes configuraciones de turbinas eólicas: monopala, tripala, bipala, multipala. El aumento del número de palas disminuye la velocidad de rotación y aumenta el rendimiento, pero encarece el precio de las turbinas. Por dicho motivo, el mercado se ha centrado en rotores bipala y tripala, siendo esta última configuración la más habitual, debido a que el generador funciona de manera más uniforme, y por tanto, su duración es mayor; además la energía que produce es ligeramente superior, con el consecuente aumento de rendimiento y además, son visualmente menos agresivos, gracias a que poseen una configuración más simétrica, una velocidad de rotación mas baja, más relajante para los ojos de quien la observa.

Sobre las palas de este tipo de aerogeneradores, destacar que la mayoría son fabricadas con poliéster reforzado con fibra de vidrio o con fibras de carbono, raramente con madera. Antiguamente se utilizaba el aluminio, pero en los últimos años se ha dejado de utilizar por su tendencia a deformarse bajo esfuerzo.

Existen varias opciones a la hora de utilizar este tipo de sistemas:

- ❖ Existen zonas aisladas desde un punto de vista energético, en las que no resulta económicamente rentable llevar hasta allí la red eléctrica. En estos casos es posible instalaciones no conectadas a red. Mediante el uso de aerogeneradores de pequeño tamaño junto con sistemas de acumulación (baterías) y sistemas híbridos (con paneles fotovoltaicos y generadores diesel)
- ❖ Otras aplicaciones están relacionadas con la alimentación de sistemas de telecomunicación(repetidores, antenas de telefonía móvil instalados lejos de la red eléctrica, etc)
- ❖ Sistemas de bombeo y drenaje: áreas de cultivo, etc.
- ❖ Necesidades de alumbrado público: carreteras, faros, plataformas, semáforos...
- ❖ Alimentación de zonas aisladas dentro de espacios naturales protegidos.

Con el actual funcionamiento del mercado eléctrico en España y la liberalización del sector, en la actualidad, se permite que los titulares de instalaciones de mini-eólica o de cualquier otra forma de producción de electricidad a partir de fuentes renovables, puedan utilizar la energía producida por sistemas de dichas para el autoconsumo,

obteniendo un ahorro en la factura de energía eléctrica igual al contravalor de consumo evitado y transferir al sistema, a través de la compañía distribuidora de electricidad, su producción o los excedentes de energía eléctrica, siempre que sea posible su absorción por la red. La venta de esta energía sobrante se realizará al precio del mercado mayorista más los incentivos previstos en base al régimen especial de producción de electricidad, determinado en el Real Decreto 2818/1998 en el que se dictan las normas de producción de energía eléctrica abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables. Así mismo, los productores responsables de este tipo tienen derecho a recibir en todo momento de la compañía distribuidora la energía eléctrica que sea necesaria para el desarrollo de su actividad, abonando la tarifa que les corresponda.

Las características de este marco regulatorio son importantes para el desarrollo de la micro-eólica, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- ❖ La energía eólica es un recurso intermitente, la producción no es constante en el tiempo y no se puede prever. Pueden darse momentos en los que se produzca mucha energía y la necesidad energética sea nula, o puede suceder lo contrario.
- ❖ Permite reducir los costes, evitando la instalación de caros sistemas de almacenamiento de energía.
- ❖ Además evita al usuario de instalar contadores de energía añadidos.

Por lo que concierne al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, las micro-instalaciones eólicas no están sujetas a la legislación básica estatal. Sin embargo, hay que tener en cuenta la normativa de evaluación del impacto ambiental de la Comunidad Autónoma en la que se desee instalar una instalación de estas características.

Como se puede observar este desarrollo de tecnologías que permiten producir energía de origen autóctono en el mismo lugar donde se demanda, sin pérdidas en el transporte, cediendo el exceso a la red y a su vez, aumentando la eficiencia del sistema, parece muy ventajoso. Es más, estas tecnologías se pueden desarrollar en todo tipo de espacios: rurales, industriales, urbanos o infraestructuras, sin perjudicar a los espacios naturales. Además, su desarrollo es modular, permitiendo su crecimiento en función de la demanda sin ser necesarias grandes inversiones.

Analizándolo desde un punto de vista tecnológico-económico se podrían destacar los siguientes puntos para definir el estado actual del campo de la mini-eólica:

- ❖ No existe madurez en el sector. Dispersión de parámetros, fabricación bastante artesanal, lazos de regulación pasivos, etc.
- ❖ Su fiabilidad y eficiencia es mejorable: Falta de mecanismos de certificación, falta de documentación, etc.
- ❖ Aplicaciones aisladas y conectadas a red.

- ❖ Se exige tecnología muy robusta, ya que requiere bajos costes de operación y mantenimiento y se suele instalar en las cercanías de zonas habitadas.
- ❖ Las emisiones de ruido y vibraciones debe estar muy controlada.
- ❖ Falta de un mercado adecuado de apoyo.
- ❖ Tiene un alto coste específico.



Figura 6. Ejemplo de instalaciones eólicas domésticas

Por otro lado podemos también analizar cuales son las ventajas que hacen de la mini eólica una tecnología interesante:

- ❖ El consumo típico residencial es de entre 800 y 2000 kWh/mes y un aerogenerador de 1,5 Kw. produce entre 2000 y 3000 Kwh. de media, con lo que se evitaría la emisión de alrededor de 1,4 t de CO₂.
- ❖ Puede suministrar electricidad en lugares aislados y alejados de red.
- ❖ Causa menor impacto visual que las máquinas grandes.
- ❖ Genera energía junto a los puntos de consumo, por lo que reduce las pérdidas en el transporte.
- ❖ Es accesible a muchos usuarios, sin apenas necesidad de obra civil y su instalación es sencilla.
- ❖ Estimula la concienciación a nivel personal del problema energético.
- ❖ Funciona con vientos moderados y no requiere estudios de viabilidad complicados.

Dependiendo del recurso eólico, una turbina eólica puede reducir la facturación eléctrica entre el 50 y el 90% y ayudar a evitar los altos costos de extender las redes de suministro a sitios remotos, prevenir interrupciones de energía y reducir las emisiones de CO₂.

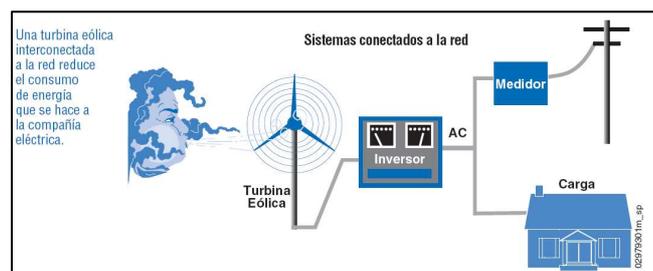


Figura 7. Esquema básico de una instalación eólica doméstica

4 FILOSOFIA DE LA INSTALACIÓN

A partir de los requisitos iniciales, hubo que seleccionar la mejor alternativa para poder cumplirlos llegando a un equilibrio entre la topología de control óptima y el mejor tipo de máquina eléctrica para esta aplicación. Para tomar estas decisiones fue necesario tener en cuenta tanto factores económicos como técnicos.

Para empezar hay que considerar que un sistema de tan pequeña potencia no va a presentar un rendimiento muy elevado como para realizar una gran inversión en su diseño, que deberá caracterizarse por su simplicidad y su bajo precio. Para conseguir este objetivo habrá que realizar un estudio para buscar la mejor combinación convertidor-generator que nos proporcione una satisfactoria relación precio-prestaciones.

La mayor parte de los convertidores electrónicos para aplicaciones eólicas están diseñados para velocidades desde las 750 rpm hasta las 1800 rpm. Mientras que las turbinas eólicas están diseñadas para funcionar en el rango entre las 20 rpm hasta las 250 rpm. Por tanto, en estas situaciones es necesario la utilización de una caja multiplicadora entre la turbina y el generador.

Los generadores directamente acoplados parecen ser una poderosa alternativa basada tanto en consideraciones económicas como técnicas. En los casos en los que se evita el uso de la multiplicadora, tanto el generador como la turbina giran a la misma velocidad.

Las ventajas de este tipo de configuración tiene las siguientes ventajas:

- ❖ Elevada eficiencia global del sistema
- ❖ Alta fiabilidad y bajo mantenimiento
- ❖ Bajo peso y volumen
- ❖ Bajo precio de la electricidad generada
- ❖ Simplicidad de diseño
- ❖ Reducción de la emisión sonora creada por las altas velocidades de rotación.

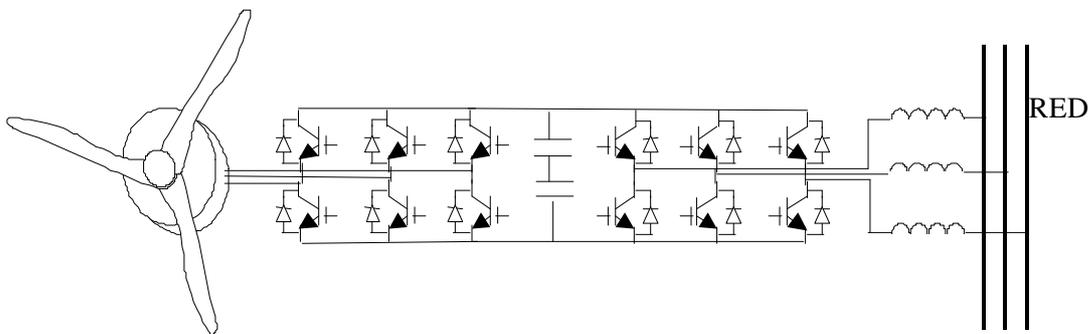
La frecuencia de salida normalmente es diferente a los 50 Hz de red, por lo que se hace necesario conectar a los terminales del generador de baja frecuencia un convertidor de frecuencia. El convertidor hace posible el uso de las máquinas de forma que su velocidad sea variable. La velocidad puede variar dentro de un amplio rango de velocidades dependiendo de las condiciones del viento de donde la turbina puede extraer la máxima potencia a diferentes velocidades de viento.

Tras estas observaciones se puede ver que, en cuanto al generador que se puede utilizar, tenemos dos opciones: generador multipolar de imanes permanentes o un generador de excitación de alta velocidad con multiplicadora de velocidad. Ambas

opciones serían viables. El generador de imanes permanentes parece ser la mejor opción ya que nos evitaríamos el uso de caja multiplicadora, además de no necesitar una corriente de excitación y de ser la opción más eficiente. Pero el precio es el factor determinante para la elección de la opción adecuada. La caja multiplicadora representa un coste considerable y está sujeta a cargas dinámicas puntuales debidas por ejemplo a las ráfagas. Por otro lado, la multiplicación implica pérdidas y necesita mantenimiento.

En lo que concierne a la topología de control existen diversas posibilidades: rectificador de diodos con chopper elevador, puente rectificador y puente inversor de IGBTs, puente de diodos y puente inversor de IGBTs, etc.

Analicemos cada una de las posibilidades que tenemos:



*Topología GSIP con puente rectificador
y puente inversor de IGBT's*

Figura 8. Posible topología del sistema eólico

Esta primera topología es la que más se suele utilizar en el caso de grandes aerogeneradores, pero el coste de esta opción sería elevado debido al gran número de IGBTs necesarios para su construcción. Además, para la implementación de esta topología sería necesario un sensor de posición o en su defecto sería necesario realizar una estimación de ésta en el caso del uso de generador síncrono o de velocidad en el caso del uso de un generador de inducción. El precio de estos sensores es muy elevado si lo comparamos con la potencia que nos va a proporcionar.

Si intentásemos controlar esta topología para obtener la potencia máxima sin utilizar sensores, el control se volvería muy complicado y necesitaría un Procesador Digital de Señales para controlarlo, que es un elemento de elevado coste. Por tanto descartamos esta opción debido al elevado coste que tendría su implantación.

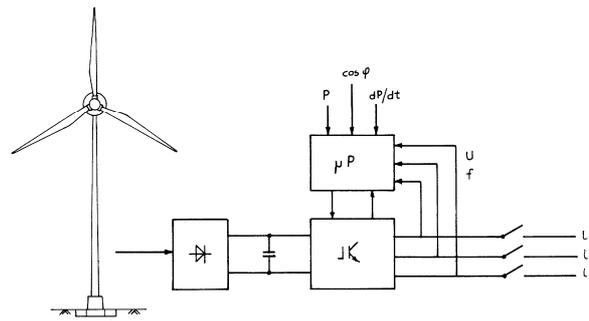
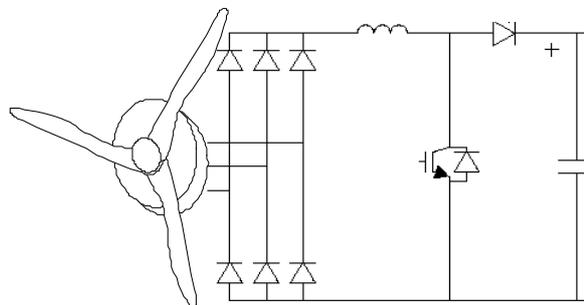


Figura 9. Posible topología del sistema

La segunda opción posible es la siguiente:



Topología puente rectificador de diodos más chopper elevador

Figura 10. Segunda posible topología del sistema

En este segundo caso, se utiliza un puente rectificador de diodos, seguido de un chopper elevador y un inversor de IGBTs. Esta opción es más económica desde un punto de vista electrónico ya que se reduce considerablemente el número de IGBTs, sustituyendo el convertidor AC/DC por un simple y barato rectificador en puente de diodos en lugar de IGBTs; con esto, además nos ahorramos el uso de sensores. El chopper mantiene la tensión de entrada al inversor constante. En el caso del generador de imanes permanentes, y para esta topología el esquema de control sería:

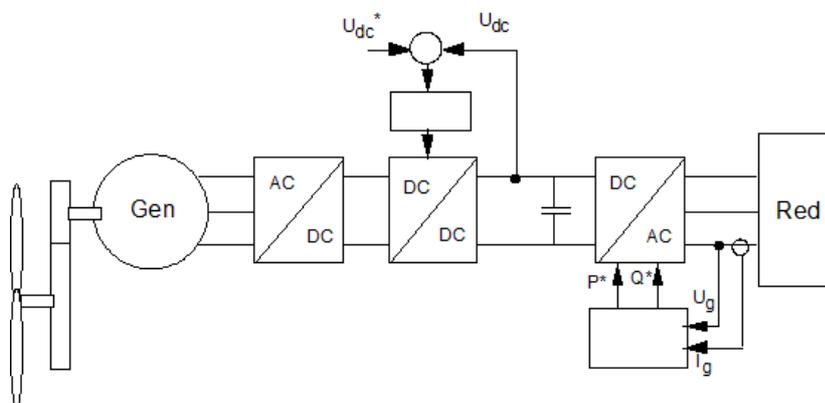


Figura 11. Esquema de control del sistema con un generador síncrono de excitación

En el caso del generador síncrono de excitación el esquema sería un poco diferente:

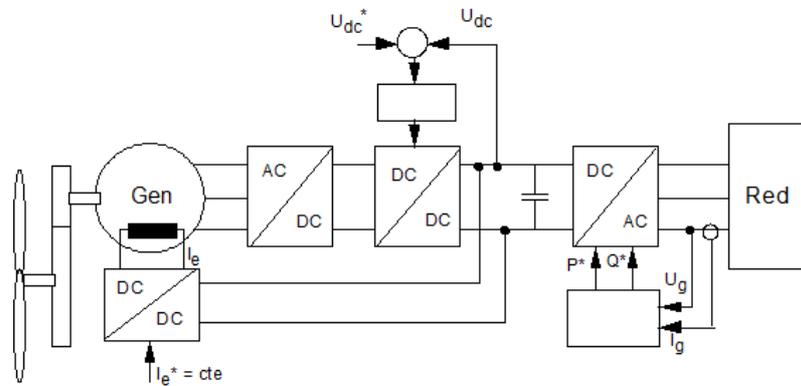


Figura 12. Esquema de control del sistema con un generador síncrono de excitación

Tras diversas gestiones, la empresa fabricante de aerogeneradores de pequeña potencia, SOLENER, que fabrica aerogeneradores de características similares a las de nuestro proyecto, nos proporciona un generador síncrono de imanes permanentes que utiliza en su modelo de 1,5 kW de potencia. Con esto, queda elegida el generador para el proyecto junto con la topología más adecuada.

El sistema se conectará a la red trifásica de media tensión (400 V). Para ello, se colocará a la salida del generador un rectificador seguido de un chopper cuya función será mantener constante la tensión de entrada en el inversor, que controlará la potencia reactiva inyectada a la red además de encargarse de determinar el punto de máxima potencia del generador. Para la determinación de dicho punto lo que se hará será maximizar la corriente de entrada en el inversor, ya que como se indicó antes, el chopper proporciona una tensión constante a la entrada del inversor.

Para este tipo de turbinas, la eficiencia de conversión suele rondar un 45%. La tensión a la salida del chopper es prácticamente constante, por tanto si forzamos a la corriente I_d para que tenga un valor máximo, el control de máxima potencia se considerará.

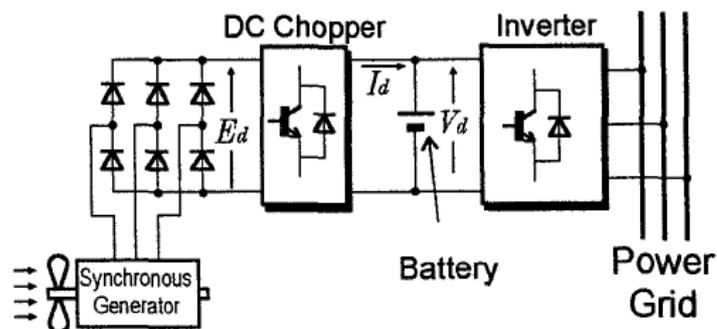


Figura 13. Esquema de control del sistema con un generador de imanes permanentes

Vemos a continuación un ejemplo del seguimiento del chopper para maximizar la potencia de salida de la turbina eólica:

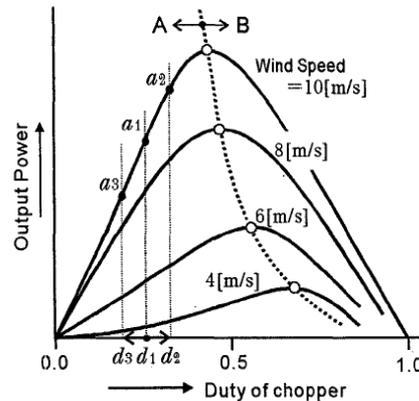


Figura 14. Curva de seguimiento de la máxima potencia

Finalmente, el diagrama de bloques del sistema eléctrico queda de la siguiente manera:

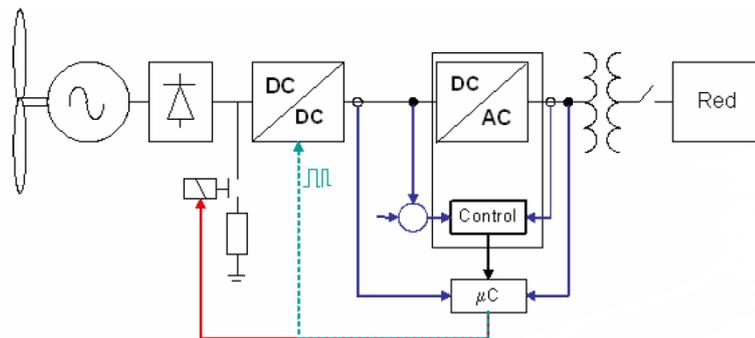


Figura 15. Diagrama de bloques de control del sistema eólico

A partir de este esquema de bloques se establecieron las tareas en las que se dividió el proyecto global, paso a resumir cada una de dichas tareas.

Coordinación e Integración del Sistema

1. Diseño general (conceptual) de la instalación: filosofía, potencia, evaluación del recurso eólico
2. Descripción funcional de los diferentes subsistemas: generador, rectificador, convertidor, inversor, control, protecciones.
3. dimensionamiento de subsistemas:
 - i. Generador Síncrono (Ingeniería inversa)
 - ii. Rectificador (Cálculo y especificaciones)
 - iii. Armario de control y maniobra (Calculo, especificaciones y pedido)
 - iv. Acometida y conexión trifásica a red
 - v. Alimentaciones auxiliares (si procede)

4. Obra Civil.
5. Logística y compras

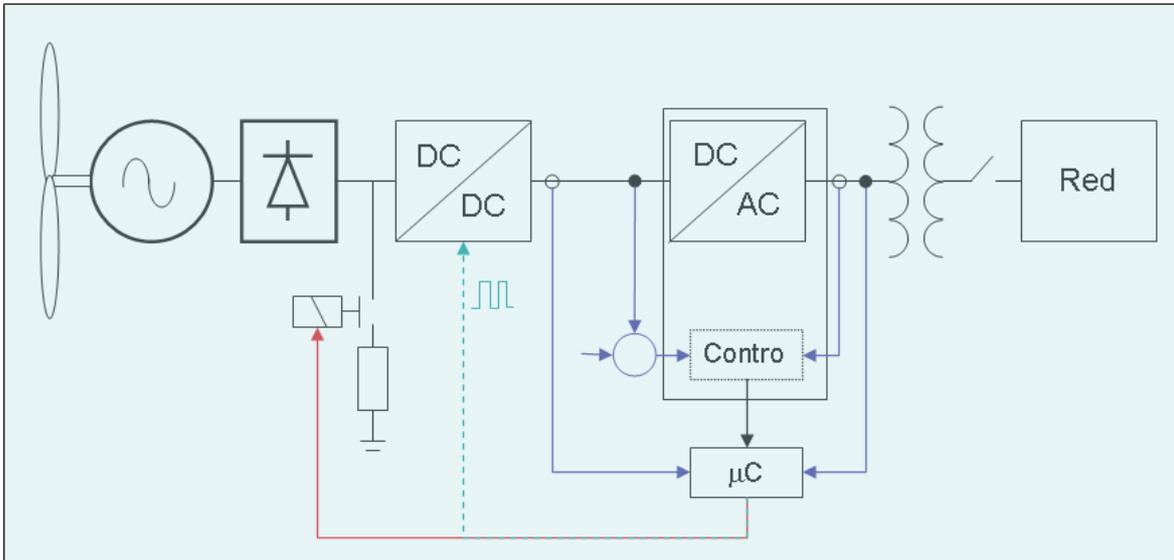


Figura 16. Alcance de este Proyecto Fin de Carrera

Simulación, Selección y Puesta en Marcha del Inversor

- 1) Simulación general del sistema
- 2) Simulación e Implementación en Simulink Del control vectorial
- 3) Dimensionamiento del Inversor (u_{dc} , límites de funcionamiento)
- 4) Puesta en marcha del inversor y circuitos adicionales (circuitos de control, transformador, etc.)
- 5) Control de la Resistencia de Frenado.
- 6) Coordinación con el convertidor CC/CC, secuencia de arranque.

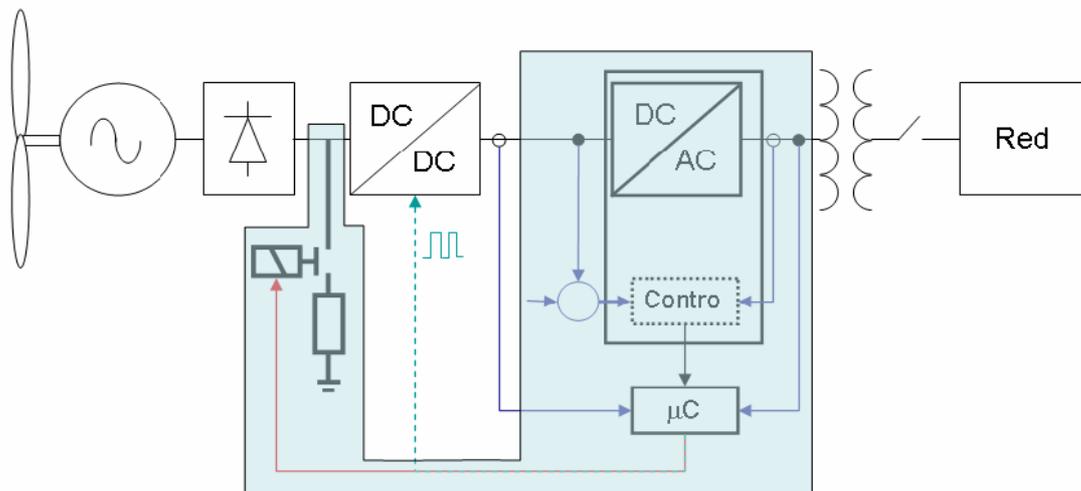


Figura 17. Alcance de la tarea de Simulación, Selección y Puesta en Marcha del inversor

Diseño, Control y Puesta en Marcha del Chopper:

1. Diseño de la etapa de potencia del convertido CC/CC
2. Diseño de la PCB
3. Selección del drive del IGBT
4. Control del MPPT (máxima corriente de salida a $U=cte$)
5. Montaje y puesta en Marcha

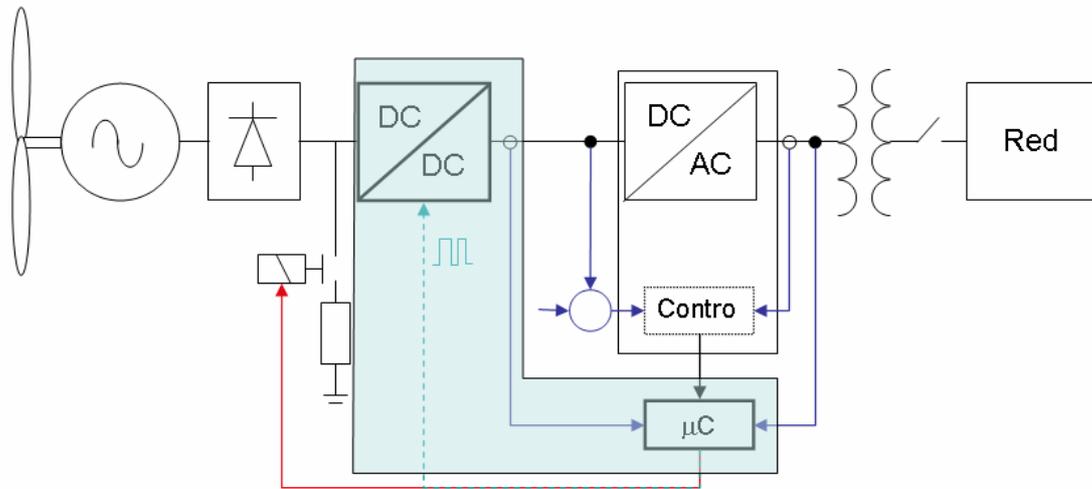


Figura 18. Alcance de la tarea de Diseño y control del Chopper

Diseño del Emulador de la Turbina:

Programa de ordenador que simula la turbina y genera una señal de control (consigna de par) del variador del motor de CC, con el fin de emular las perturbaciones del viento real. Implementación en la bancada.

5 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

5.1 Evaluación del recurso eólico

A la hora de instalar un aerogenerador eólico, es muy importante hacer una estimación del potencial energético del emplazamiento con el objeto de calcular la posible producción prevista a largo plazo.

En estos estudios, se incluyen todos los aspectos necesarios para caracterizar y aprovechar al máximo el potencial eólico en una zona. Las etapas necesarias para la adecuada caracterización del viento son:

- ❖ Identificación y búsqueda de emplazamientos.
- ❖ Planificación y realización de campañas de medida.
- ❖ Análisis y tratamiento de datos.
- ❖ Optimización y cálculos energéticos.
- ❖ Verificación de la adecuación del aerogenerador a las condiciones del emplazamiento.
- ❖ Análisis de incertidumbres.

Los factores más relevantes a la hora de hacer un estudio de emplazamiento son:

- **RUGOSIDAD DEL TERRENO:** El terreno provoca una fuerza de rozamiento que frena el viento en la superficie. Esta fuerza depende del tipo de terreno.
- **ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA:** Dependiendo del gradiente de temperaturas y presiones que se den en el emplazamiento podemos tener atmósferas estables, inestables o neutras.
- **VARIACIÓN VERTICAL CON LA VELOCIDAD DEL VIENTO:** La velocidad del viento aumenta con la altura hasta el viento geostrófico.

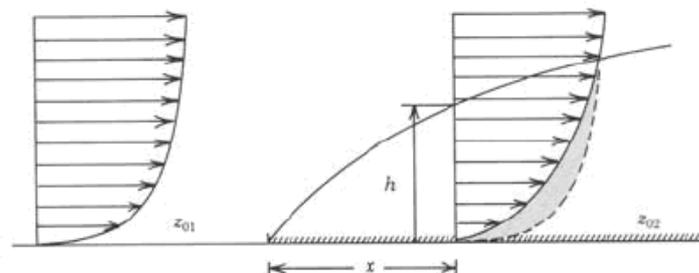


Figura 19. Variación vertical con la velocidad y efecto de la rugosidad

Además de esos factores, que pueden ser considerados globales, porque no varían en cada punto del terreno, existen otros factores locales, que determinan la selección final del emplazamiento, estos factores pueden ser de origen térmico: brisas,

vientos de valle y de ladera; también existen factores orográficos: obstáculos orográficos, que pueden producir aceleraciones-desaceleraciones, valles, canalizaciones de viento, efectos barrera o esquina, etc.

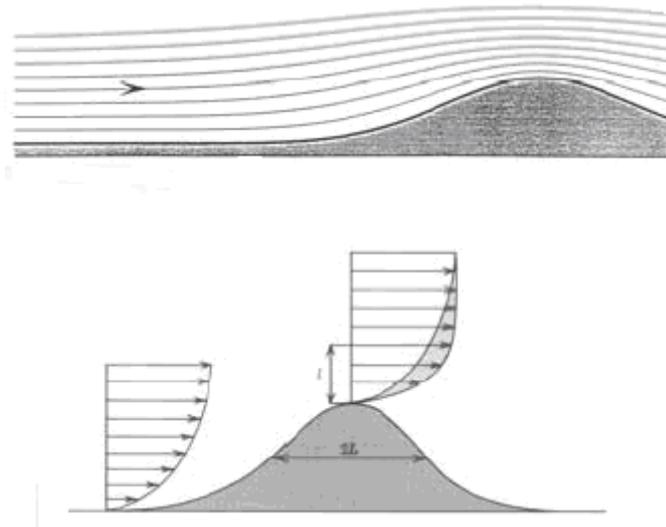


Figura 20. Efectos orográficos

Teniendo en cuenta estos factores, hay que seleccionar el emplazamiento óptimo, los criterios de selección que habitualmente se tienen en cuenta son:

- ❖ DE ÍNDOLE TÉCNICO:
 - ◆ Elevado potencia eólico
 - ◆ Direccionalidad de viento adecuada al terreno
 - ◆ Vientos extremos y turbulencias aceptables
- ❖ DE ÍNDOLE NO TÉCNICO:
 - ◆ Disponibilidad de evacuación a distancia razonable
 - ◆ Disponibilidad de terreno
 - ◆ Marco legal y regulatorio adecuado
 - ◆ Restricciones medioambientales

Una vez que se tiene un terreno seleccionado potencialmente adecuado, es necesario la realización de una visita técnica al emplazamiento, la verificación técnica de que las características son las mismas que las consideradas en la selección teórica, la comprobación "in situ" de rasgos que demuestren la existencia o no de viento en dicho emplazamiento, la delimitación de emplazamientos potenciales y la definición de las campañas de medida.

Las campañas de medida, son necesarias para caracterizar la variabilidad del viento, tanto espacial como temporal. Para que una campaña de medida sea adecuada, es necesario que se tenga un gran número de medidas y que éstas hayan sido tomadas a diferentes alturas.

Como es lógico, para la toma de estas medidas es necesaria una instrumentación adecuada. Es imprescindible tener un mástil de medida, en el que se tenga instalado los siguientes instrumentos de medida:

- ❖ Anemómetros, para medir la velocidad del viento incidente.
- ❖ Veleta, para definir la dirección del viento.
- ❖ Sistema de adquisición de datos, que permita almacenar los datos extraídos de las medidas.
- ❖ Barómetro.
- ❖ Sensores de humedad y de lluvia.
- ❖ Anemómetros de velocidad vertical.

En cuanto a la torre de medida, existen en el mercado diversos tipos: tubulares, de celosía, autoportantes.

Una vez se tienen las medidas tomadas, es necesario hacer un análisis adecuado mediante series temporales, a través de los registros proporcionado por los SAD (Sistema de Adquisición de Datos) se calcula los promedios diezminutales, desviaciones típicas de la velocidad, velocidad máxima, etc.

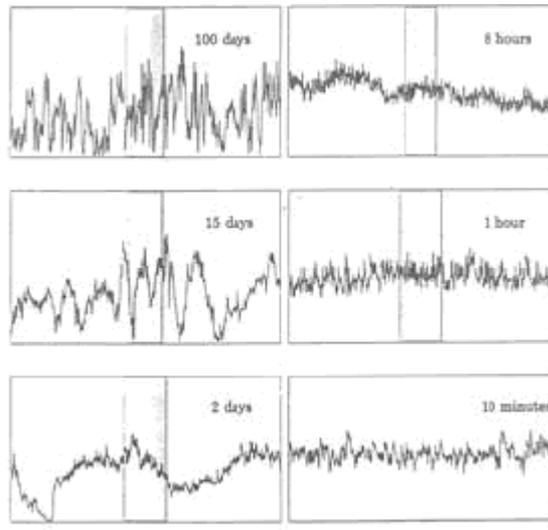


Figura 21. Series temporales

La velocidad del viento se caracteriza habitualmente mediante la distribución estadística de Weibull, que es la distribución matemática que mejor se adapta a la distribución de velocidades del viento real. Esta distribución tiene dos parámetros característicos:

- A (m/s) : Factor de Escala
- K : Factor de Forma

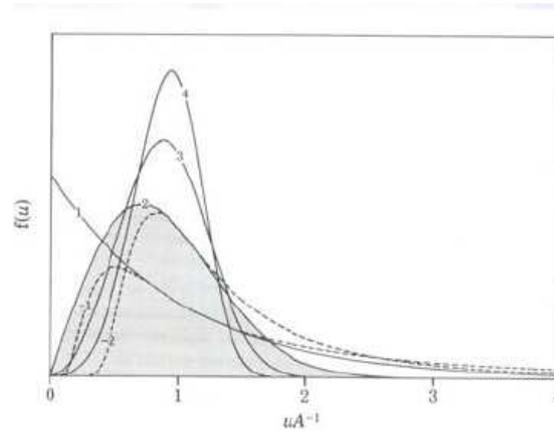


Figura 22. Características principales de una Distribución de Weibull

Finalmente, lo que se obtiene tras el análisis de las series temporales, es, una distribución de frecuencias de velocidad de viento y una distribución de direccionalidad de velocidades, también conocida como Rosa de los Vientos.

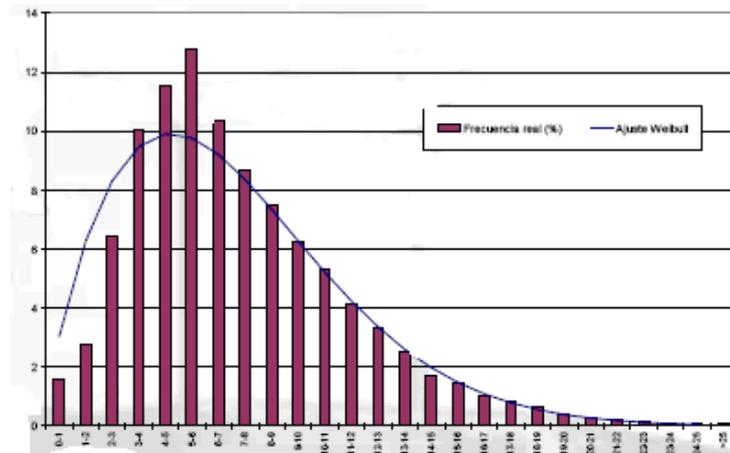


Figura 23. Distribución de frecuencias de velocidad

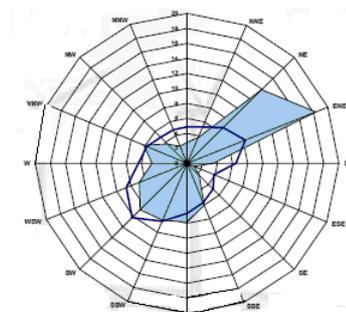


Figura 24. Rosa de los vientos

Multiplicando ambos diagramas, podemos obtener la potencia esperada en cada una de las direcciones, y con ello podremos seleccionar cual es el emplazamiento idóneo para el aerogenerador.

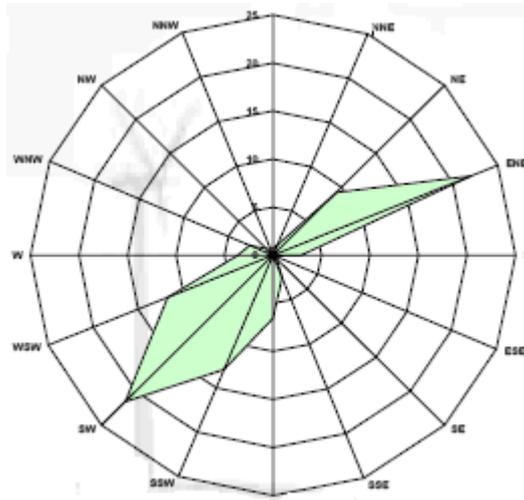


Figura 25. Distribución energética del emplazamiento

Por supuesto, al ser todos estos datos obtenidos a partir de una muestra sobre un periodo determinado de tiempo, los resultados obtenidos son estimaciones y como tales tienen asociada una serie de incertidumbres; estas incertidumbres son debidas a imprecisiones en los instrumentos de medida, representatividad del emplazamiento de la medida, perfil vertical de velocidades, periodo/disponibilidad de medidas, etc.

Una vez se tiene perfectamente caracterizado el emplazamiento y las condiciones de viento de éste, es necesario estudiar si el aerogenerador a instalar es adecuado para dicho emplazamiento. Hay que asegurar la integridad estructural del aerogenerador durante toda la vida útil prevista, y comprobar que las condiciones de viento son adecuadas al diseño del aerogenerador.

5.2 Selección del emplazamiento

Para el caso particular de este proyecto, las cosas son un poco diferentes, al no tratarse de un parque eólico de grandes dimensiones. La producción esperada del aerogenerador no va a ser muy elevada, ya que como se indicó anteriormente, un aerogenerador de pequeña potencia tiene una eficiencia bastante reducida, por lo que no tiene sentido hacer una gran inversión económica en el análisis del emplazamiento. Por otro lado, la mini-eólica se suele utilizar para abastecer domicilios particulares, por lo que en esas condiciones no es posible seleccionar un emplazamiento ideal para maximizar la producción del aerogenerador, sino que lo que se tendrá que instalar dentro del terreno de la propiedad que se quiere abastecer con energía eólica.

Entre los objetivos que se acordaron en las fases iniciales del proyecto estaba el de que se instalase en un lugar en las cercanías de Lyon, y se localizó una escuela, pero el alto coste de la conexión a la red eléctrica francesa nos hizo buscar otra solución. Y fue entonces cuando se planteó la instalación en el campus de Colmenarejo de la Universidad.

La instalación del equipo está previsto que se realice en el Campus de la Universidad Carlos III en Colmenarejo. Colmenarejo es un municipio de la Comunidad de Madrid situado en el noroeste de la región, en las estribaciones de la Sierra de Guadarrama, a 899 metros de altitud y a 37 kilómetros de distancia de la capital. Limita al norte con El Escorial, al este con Galapagar, al sur con Villanueva del Pardillo y al oeste con Valdemorillo.

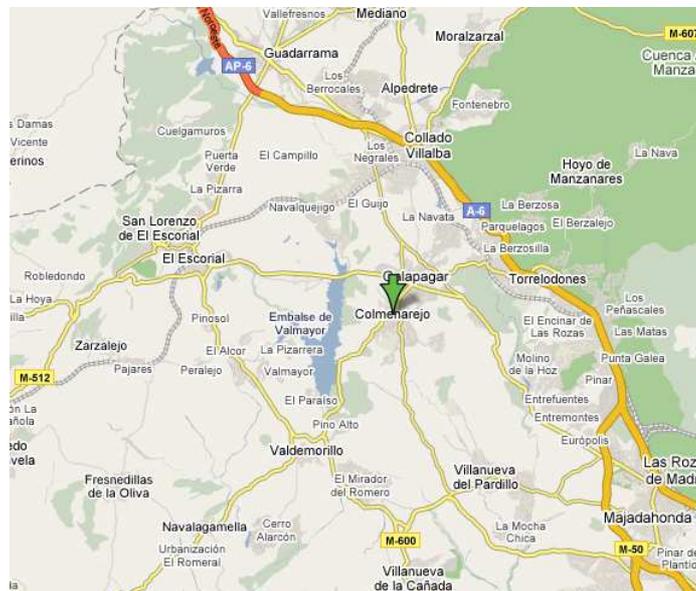


Figura 26. Situación del Campus de Colmenarejo

Podemos ver también una vista aérea del campus, en la que también se observa la situación y orientación del campus, datos que también son de utilidad para seleccionar la óptima ubicación del aerogenerador.

Una vez elegido el lugar donde se va a realizar la instalación, es necesario decidir la ubicación exacta para obtener el máximo rendimiento y aprovechamiento del viento incidente, para ello es necesario un estudio del potencial del recurso eólico del sitio en cuestión. Además se tendrán en cuenta otros factores para seleccionar esta ubicación dentro del campus.



Figura 27. Vista aérea del Campus de Colmenarejo

En el apartado anterior, se explicó cual es el procedimiento habitual para análisis del potencial eólico. Sin embargo, en pequeñas instalaciones muchas veces es suficiente el conocimiento de la velocidad y frecuencia media anual del viento. Ya que este tipo de instalaciones no requiere grandes vientos para poder funcionar. La determinación de la velocidad media del lugar puede hacerse por varios métodos:

- ❖ Directamente, utilizando anemómetros que registren la velocidad del viento.
- ❖ Indirectamente, utilizando la información procedente de emplazamientos cercanos, como registros de vientos de estaciones meteorológicas, o mediante la escala reducida de Beaufort.



Figura 28. Vista de Colmenarejo desde la torre de medición

En nuestro caso, para la evaluación del recurso eólico, disponemos de una estación meteorológica propiedad del CIEMAT situada en el mismo Campus de Colmenarejo, aunque la localización seleccionada, como se muestra más adelante, no es exactamente la misma que la de la torre de medición, nos valdremos de los valores

proporcionados por dicha torre como valores de referencia para nuestro estudio.

Los datos proporcionados por dicha estación se resumen a continuación:

VELOCIDAD MEDIA (m/s) 2.8
PARAMETRO DE WEIBULL A(m/s) .. 3.88
PARAMETRO DE WEIBULL K 1.86
POTENCIA MEDIA (W/m²) 43
TURBULENCIA MEDIA (V>6m/s).... 0.18
RAFAGOSIDAD MEDIA (V>6m/s).... 1.55

Con los valores tomados por la torre anemométrica, se puede construir una gráfica en la que se represente la función de distribución de densidad de viento, en la que se verá qué porcentaje de viento corresponde a cada velocidad. La gráfica es la siguiente:

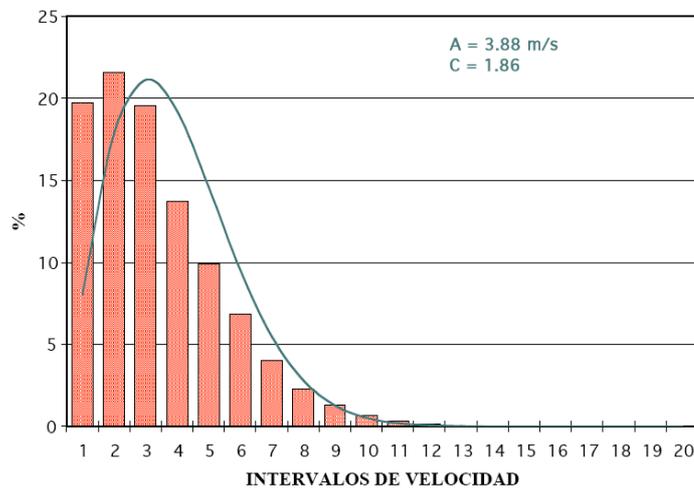


Figura 29. Gráfico de la Función de Densidad de velocidades de viento en el Campus de Colmenarejo

Analizando esta gráfica podemos observar que la velocidad de viento máxima medida en dicha localización es 11 m/s y solamente se da durante un porcentaje mínimo de tiempo. También se comprueba que el máximo porcentaje se produce para velocidades realmente bajas, 2 m/s durante más del 20% del tiempo. De aquí, el hecho que la velocidad media del viento sea tan baja, solamente de 2.8 m/s.

Las direcciones predominantes del viento se pueden determinar observando la rosa de los vientos:

NNW 13.0(%) 3.2 (m/s)
NW 10.4(%) 3.2 (m/s)

DISTRIBUCIÓN DIRECCIONAL DE LA ENERGÍA
COLMENAREJO (Estación E1, 10 m)

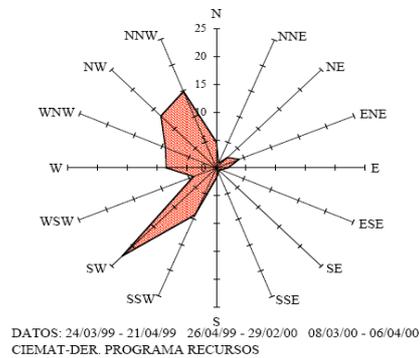


Figura 30. Rosa de los vientos

Valiéndonos de lo anterior y de los datos del anexo 9.1, se puede realizar una valoración del recurso eólico en el Campus de Colmenarejo. Se observa que cerca del 20 % de los datos de velocidad están por encima de los 4 m/s. Además se muestra una acusada variación diurna de la velocidad del viento con un máximo ligeramente inferior a 4 m/s en las horas centrales del día y un mínimo de 2 m/s durante las horas del amanecer.

Las direcciones de viento más frecuentes no están restringidas a uno o dos rumbos. Solamente se han registrado para el NNW el 13% de las medidas y para el NW el 10.4%. Por el contrario, la distribución direccional de la energía sí muestra una alta concentración alrededor del sector NW, sumando entre WNW, NW y NNW el 45% del total de la energía del viento disponible.

La estación de medida, se encuentra a menos de 100 metros de un edificio, este hecho supone un efecto de resguardo sobre las medidas. Además, cuando se tomaron las medidas el edificio de Biblioteca no existía, lo cual puede hacer que los datos de los que disponemos sean engañosos. También cabe destacar que la campaña de medidas de datos es de apenas un año, por lo que también amplía la incertidumbre de la disponibilidad eólica real.

En cuanto a la distribución horaria de velocidades, es interesante destacar la variación de ésta con la hora del día. Durante la noche, se tiene un alto porcentaje de velocidades bajas (0-3 m/s). Al avanzar el día y coincidiendo con el mediodía, este porcentaje disminuye y se registran valores más altos (3 -6 m/s). Este comportamiento corresponde a efectos térmicos de escala local, asociados a topografía del entorno del emplazamiento.

Una vez analizados los datos proporcionados por la estación meteorológica del CIEMAT hay que seleccionar una ubicación para el sistema eólico que queremos instalar teniendo en cuenta factores tales como que esté en un sitio donde la incidencia del viento sea lo mayor posible ya que desgraciadamente, como ya se ha

explicado en párrafos anteriores, el campus de Colmenarejo no es un sitio de gran potencial eólico, también se considerará que sea un sitio suficientemente alejado de instalaciones como la biblioteca o de zonas habitadas debido a los posibles ruidos ocasionados por el rotor en su giro; otra de las cosas a tener en cuenta es que esté situado lo mas cerca posible de la conexión a la red del edificio para minimizar coste de infraestructuras, y por supuesto, que los edificios cercanos estén lo más alejados posibles para que no produzcan turbulencias y la consecuente fatiga, que puede reducir la vida del aerogenerador.

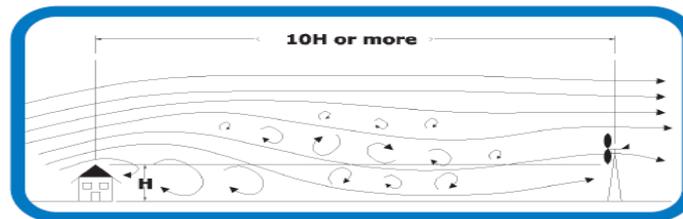


Figura 31. Influencia de los obstáculos

Tras analizar todos estos factores, se seleccionó como óptima ubicación la zona de las pistas deportivas debido a que es una zona de poco tránsito, cercana al lugar de conexión con la red; además el lugar seleccionado está en una pequeña elevación, lo que favorecerá la captación de la máxima potencia posible del viento.



Figura 32. Vista aérea de la ubicación seleccionada

El plano del emplazamiento se puede observar en el anexo 9.3



Figura 33. Detalle ubicación seleccionada

6 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE CADA UNO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

El conjunto del aerogenerador, como ya se indicó anteriormente, está formado por dos subsistemas muy diferentes. Por un lado tenemos el sistema mecánico que estará formado por la nacelle o carcasa, las palas, el freno mecánico y la veleta, además de la torre y cimentación. Por otro lado, tenemos el subsistema eléctrico, del que es objeto este proyecto formado por el generador eléctrico, cuyo análisis se verá en el siguientes capítulo, por el convertidor electrónico de potencia, formado a su vez por un rectificador (convertidor AC/DC), un chopper (convertidor DC/DC) y por un inversor (convertidor DC/AC). Otro de los componentes importantes del sistema eléctrico es la instalación eléctrica en sí misma, consistente en la selección de conductores, diseño del diagrama unifilar y de las protecciones eléctricas además del diseño del armario de control donde se colocan todo los subsistemas anteriormente mencionados, estos puntos serán desarrollados en capítulos posteriores.

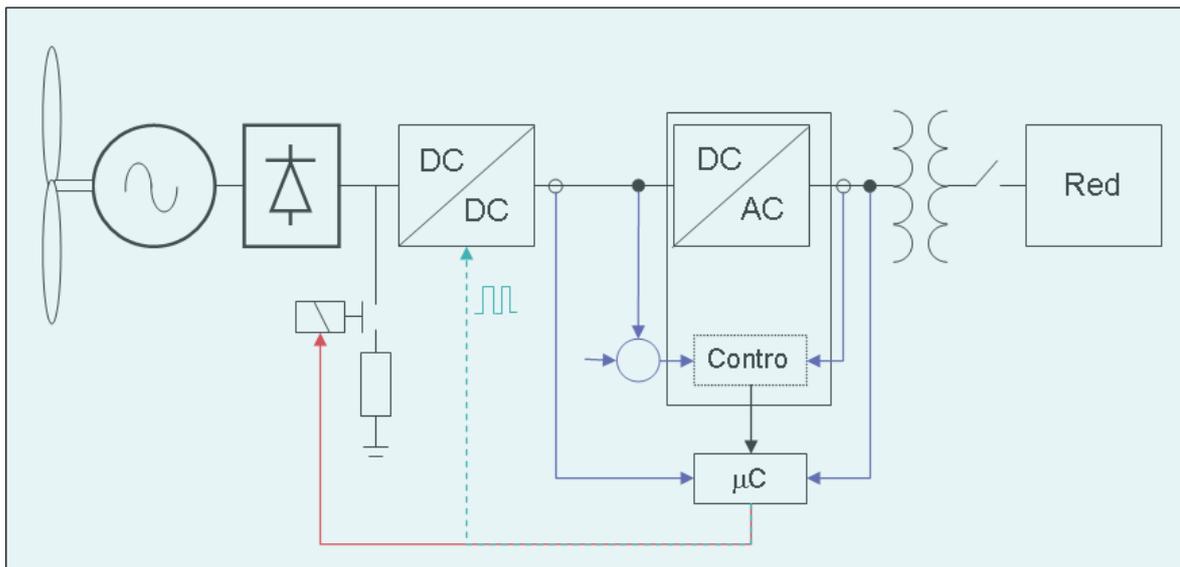


Figura 34. Esquema del sistema completo

6.1 Rectificador

Un rectificador es un dispositivo que convierte tensión alterna en tensión continua. En nuestro caso se utiliza como parte del sistema de velocidad variable de la turbina eólica. Su función es la de transformar la corriente que sale del generador de imanes permanentes de forma alterna trifásica en corriente continua, que será la entrada del convertidor de Continua o Chopper.

Para su selección, necesitamos considerar tanto la tensión como la intensidad que circula por él. Considerando que la potencia máxima que podría transformar nuestro sistema eólico es aproximadamente de 2,5 KW y que vamos a necesitar una

tensión continua de 230V a la entrada del inversor, necesitaremos un rectificador con una intensidad circulante máxima de unos 7 A.

Se puede modelizar este conjunto rectificador – chopper de la siguiente manera con Simulink.

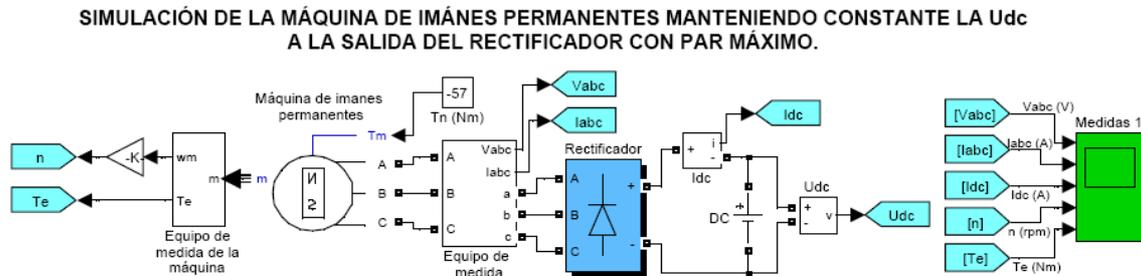


Figura 35. Modelo de simulación con SIMULINK del conjunto generador- rectificador

Las tensiones de salida del generador de imanes permanentes son las de la figura (obtenidas mediante simulaciones con Simulink):

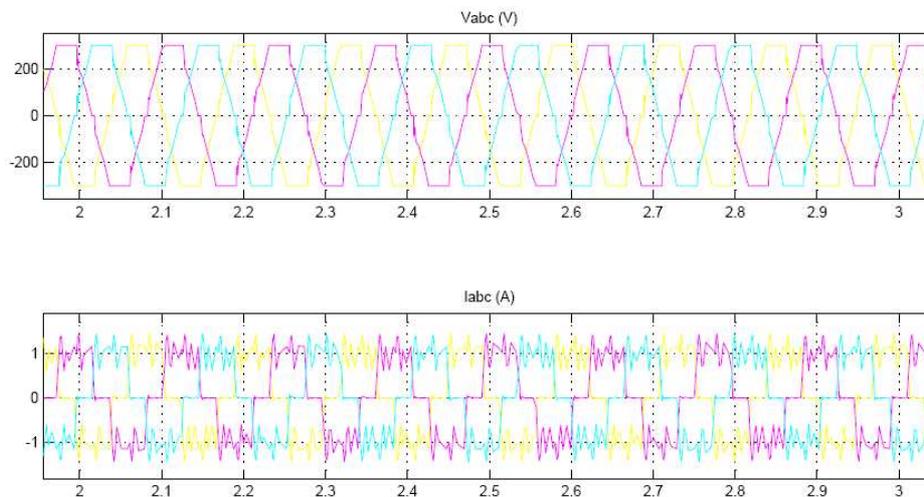


Figura 36. Formas de onda de las tensiones e Intensidades a la salida del Generador

6.2 Convertidor CC/CC

Los convertidor CC/CC o también denominados Choppers actúan como puente de transferencia entre fuentes y cargas de continua que no son compatibles por su naturaleza, es decir pueden ser vistos como el equivalente en continua del transformador de alterna.

Un convertidor continua-continua es un dispositivo electrónico de potencia que tiene como misión obtener una tensión continua, generalmente estabilizada, a partir de

una alimentación también de corriente continua, normalmente no estabilizada. La tensión de salida del convertidor puede ser menor, mayor o incluso igual que la de entrada. Existen diferentes tipos y topologías de convertidor según sea la aplicación para la que van a ser utilizados, podemos encontrar convertidores elevadores, reductores, elevador- reductor, Flyback , etc.

Entre todos ellos, el que se va a utilizar en nuestro proyecto será un convertidor elevador cuya funcionalidad es la de proveer a su salida un nivel de tensión superior al de entrada. Una de las principales ventajas de este tipo de convertidores de continua es su simplicidad, aunque también presenta ciertas limitaciones a la hora de controlar un convertidor CC/CC de tipo Elevador. En la siguiente figura se observa su esquema básico:

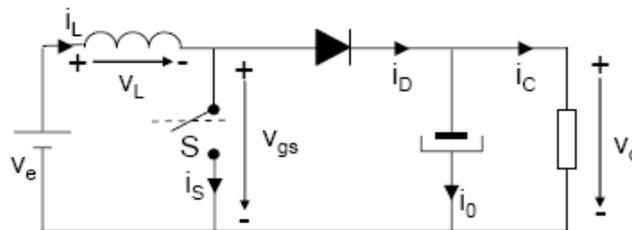


Figura 37. Esquema Electrónico de un Convertidor Elevador

Como ya se adelantó, se puede observar la simplicidad de la implementación de este tipo de convertidor ya que sólo necesita una bobina, un interruptor de potencia, un condensador y un diodo.

En nuestro caso, el convertidor que utilizaremos será un convertidor conmutado mediante un MOSFET². El hecho de que existan dos estado, activado y desactivado, hace que a este tipo de convertidores se les llame Chopper, en castellano, troceador de continua. En su funcionamiento, un convertidor de continua en topología elevadora presenta 2 modos de operación: Modo de Conducción Continua (MCC) y Modo de Conducción Discontinua (MCD), veamos a continuación con más detalle cada uno de estos modos de operación.

² MOSFET: **Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor**. Transistor de efecto de campo basado en la estructura MOS. Es el transistor más utilizado en la industria microelectrónica. Prácticamente la totalidad de los circuitos integrados de uso comercial están basados en transistores MOSFET. La principal aplicación de los MOSFET está en los circuitos integrados, p-mos, n-mos y c-mos, debido a varias ventajas sobre los transistores bipolares:

- Consumo en modo estático muy bajo.
- Tamaño muy inferior al transistor bipolar (actualmente del orden de media micra).
- Gran capacidad de integración debido a su reducido tamaño.
- Funcionamiento por tensión.
- Un circuito realizado con MOSFET no necesita resistencias, con el ahorro de superficie que conlleva.

6.2.1 Modo de Conducción Continua

A continuación se muestran las formas de onda de las tensiones y corrientes que caracterizan el funcionamiento en MCC.

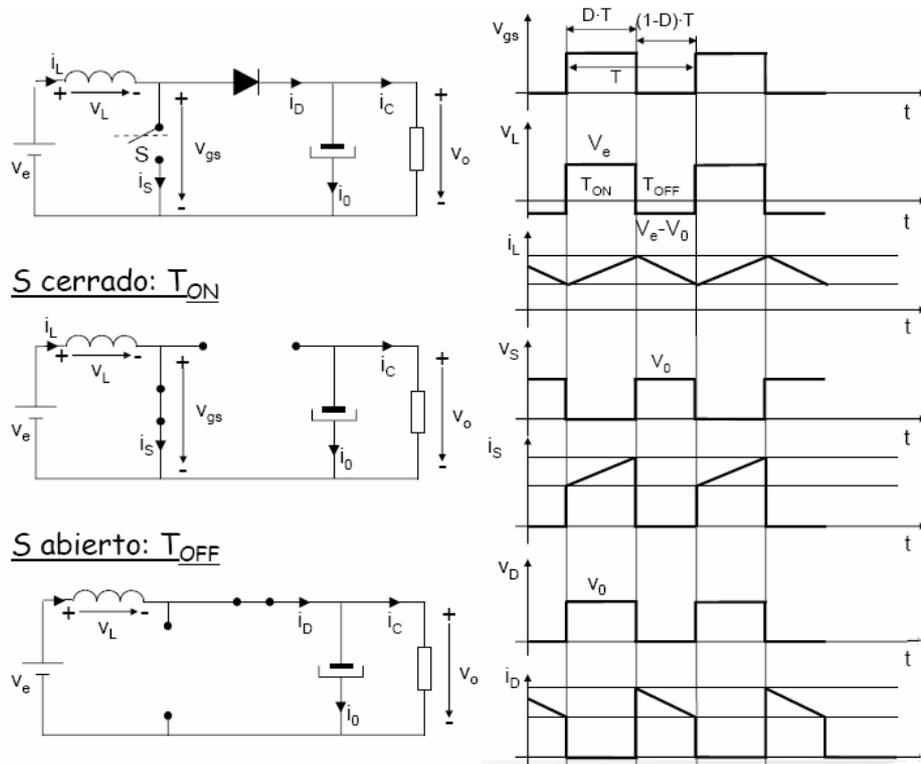


Figura 38. Funcionamiento en MCC de un Convertidor Elevador

La función de transferencia de este convertidor en MCC se obtiene igualando las áreas de la tensión en la bobina en su carga y descarga.

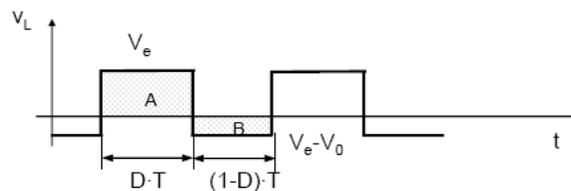


Figura 39. Tensión en la bobina en MCC

También es posible el cálculo de las corrientes que circulan por los distintos elementos considerando que la corriente media en el condensador es cero, llegando entonces al resultado de que la corriente media por el diodo es la misma que la corriente circulante por la carga.

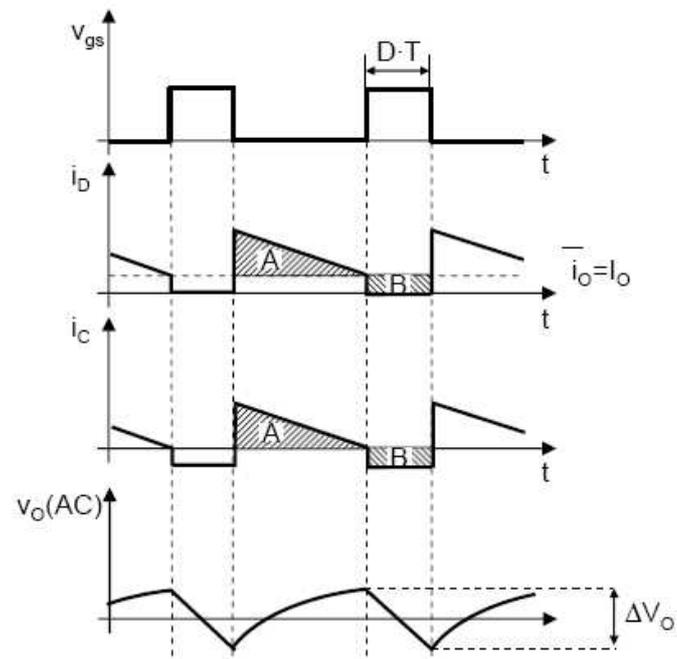


Figura 40. Gráfico rizado de la tensión de salida

6.2.2 Modo de Conducción Discontinua

Este modo de funcionamiento del convertidor elevador se caracteriza porque la corriente en la bobina se hace cero durante el ciclo de descarga. La secuencia de funcionamiento y la forma de onda de las tensiones y corrientes más significativas se muestran a continuación:

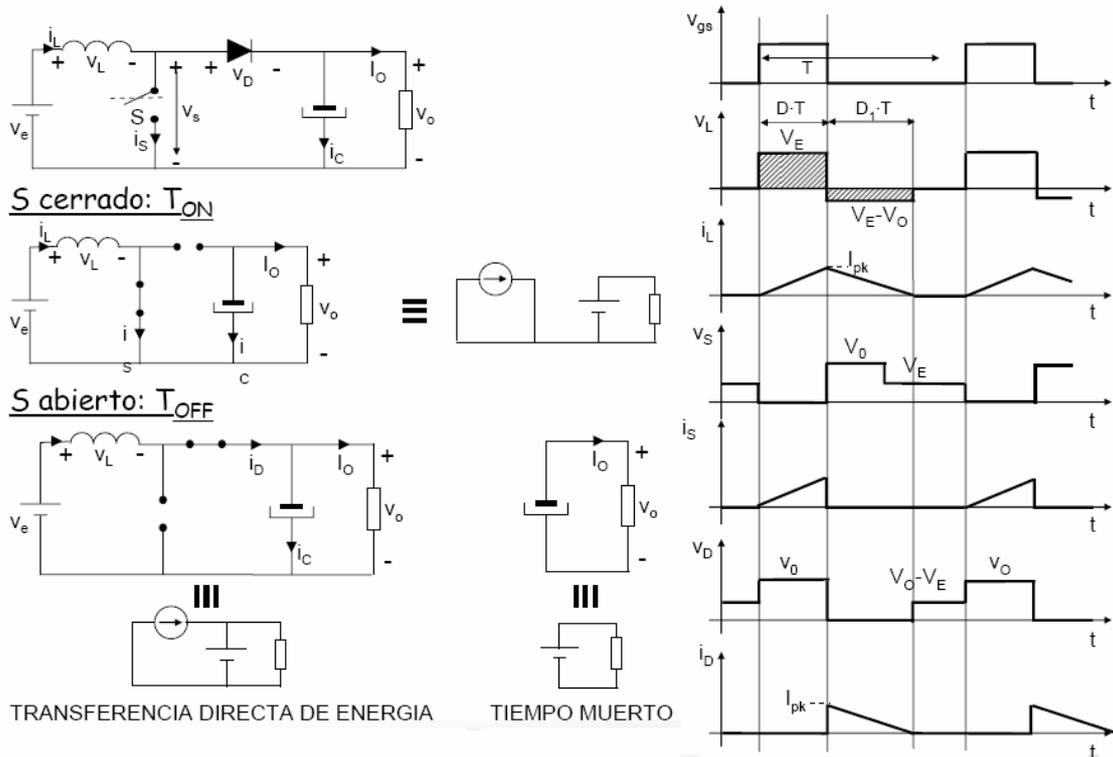


Figura 41. Esquema de funcionamiento en modo de conducción continua

La función de transferencia se calcula a continuación:

$$\left. \begin{aligned}
 \bar{V}_L = 0 &\Rightarrow V_e \cdot D = (V_o - V_e) \cdot D_1 \\
 \bar{i}_c = 0 &\Rightarrow \bar{i}_D = I_o \\
 P_e = P_o &\Rightarrow V_e \cdot \bar{i}_L = V_o \cdot I_o = \frac{V_o^2}{R_o}
 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \left. \begin{aligned}
 \frac{R_o \cdot T}{2L} \cdot V_e^2 \cdot D \cdot (D + D_1) &= V_o^2 \\
 D \cdot (D + D_1) &= D^2 \cdot \frac{V_o}{V_o - V_e}
 \end{aligned} \right\}$$

$$\Rightarrow V_o = V_e \frac{1 + \sqrt{1 + 4 \cdot \frac{D^2}{K}}}{2} \Rightarrow M \frac{1 + \sqrt{1 + 4 \cdot \frac{D^2}{K}}}{2}$$

6.2.3 Frontera MCC - MCD

Por último, es necesario considerar la operación en la frontera de ambos modos, puesto que es muy importante para el control saber en que modo se encuentra en cada instante. La relación entre ambos modos de funcionamiento se muestra a continuación:

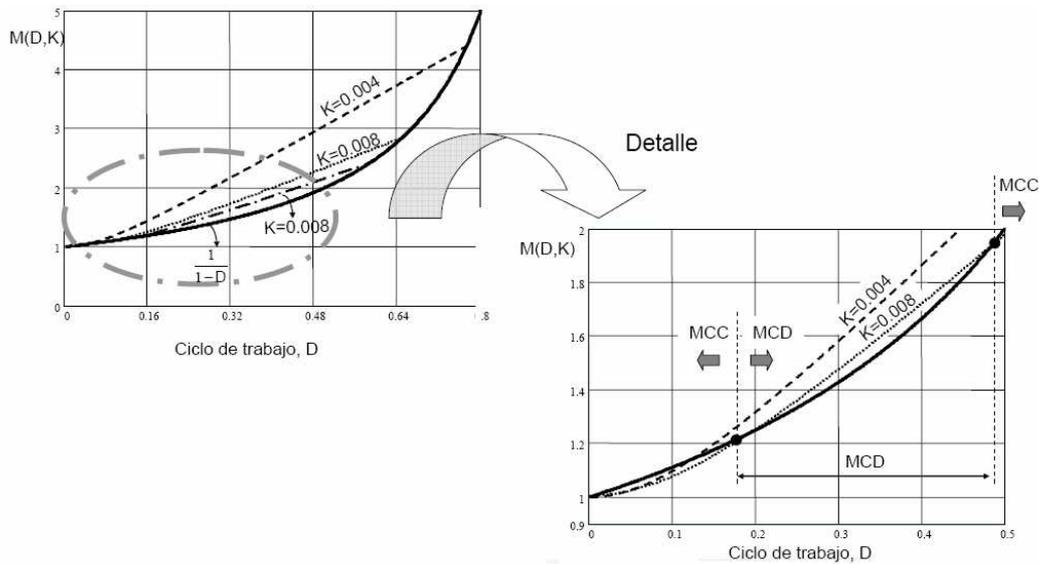


Figura 42. Comparación de las funciones de transferencia en MCC y MCD

La definición de los puntos de la frontera MCC- MCD se hace igualando las funciones de transferencia para ambos modos de funcionamiento, como se muestra a continuación:

$$\left. \begin{array}{l} \text{MCC} \quad \frac{V_0}{V_e} = \frac{1}{1-d} \\ \text{MCD} \quad \frac{V_0}{V_e} = \frac{1 + \sqrt{1 + 4 \cdot \frac{d^2}{K}}}{2} \end{array} \right\} \frac{1}{1-d} = \frac{1 + \sqrt{1 + 4 \cdot \frac{d^2}{K_{\text{crit}}}}}{2} \Rightarrow K_{\text{crit}} = d(1-d)^2$$

$K > K_{\text{crit}} \rightarrow \text{MCC}$
 $K = K_{\text{crit}} \rightarrow \text{Frontera MCC-MCD}$
 $K < K_{\text{crit}} \rightarrow \text{MCD}$

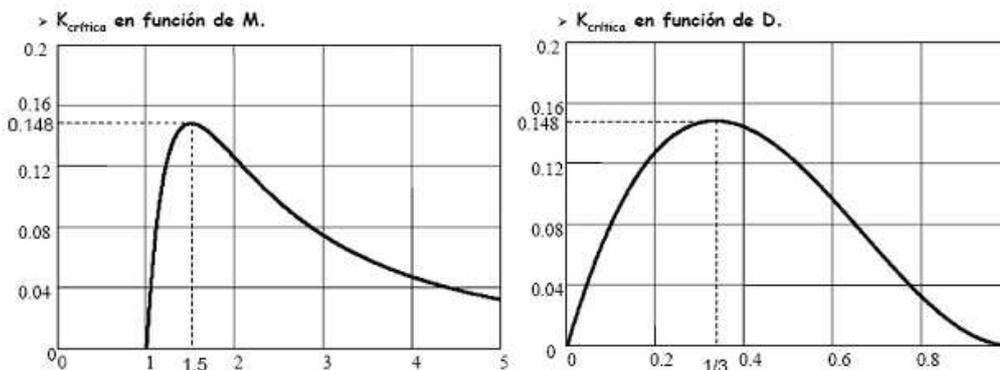


Figura 43. Kcritica en función de los parámetros M y D

6.2.4 Principios del Funcionamiento del Convertidor CC/CC

El objetivo del chopper es el de controlar el par eléctrico del generador variando el ángulo de disparo del tiristor, con esto conseguimos controlar la intensidad que pasa por el convertidor, y si realizamos un seguimiento de la curva de máxima intensidad conseguimos maximizar la potencia global producida por el aerogenerador según la velocidad de viento incidente en cada situación particular. Como con el chopper conseguimos tener una tensión continua estabilizada, al controlar la intensidad a su valor máximo, lo que conseguimos es hacer el control de potencia que buscamos. El rendimiento aproximado de una turbina eólica de las características de la que se describe en este proyecto rondará el 45%.

6.2.5 Características de los Semiconductores Empleados

A continuación se muestran las hojas de características de los semiconductores empleados para la implementación del Chopper.

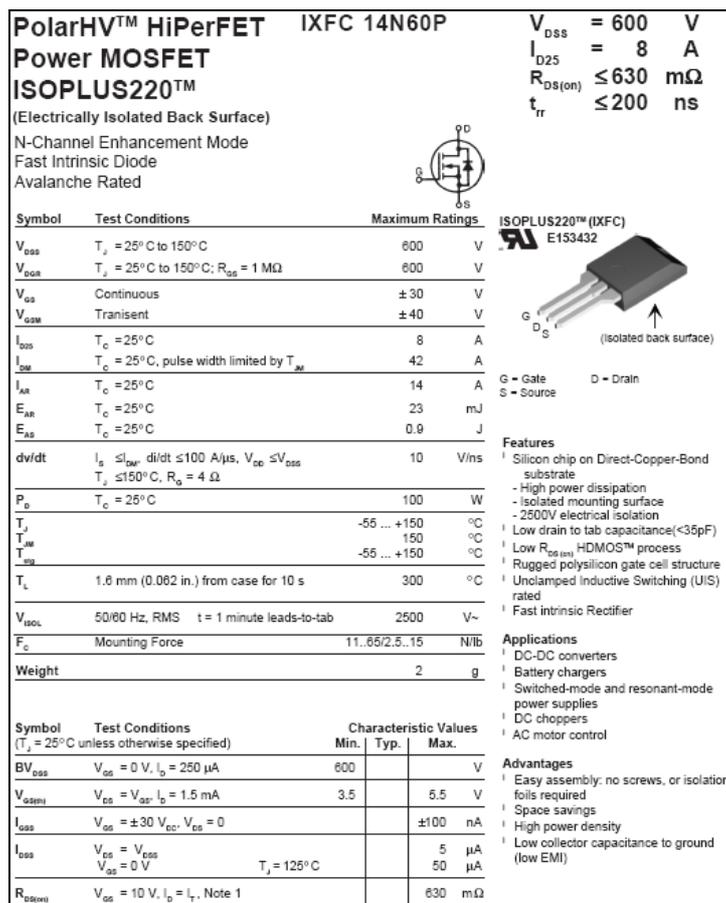


Figura 44. Hoja de Características del MOSFET

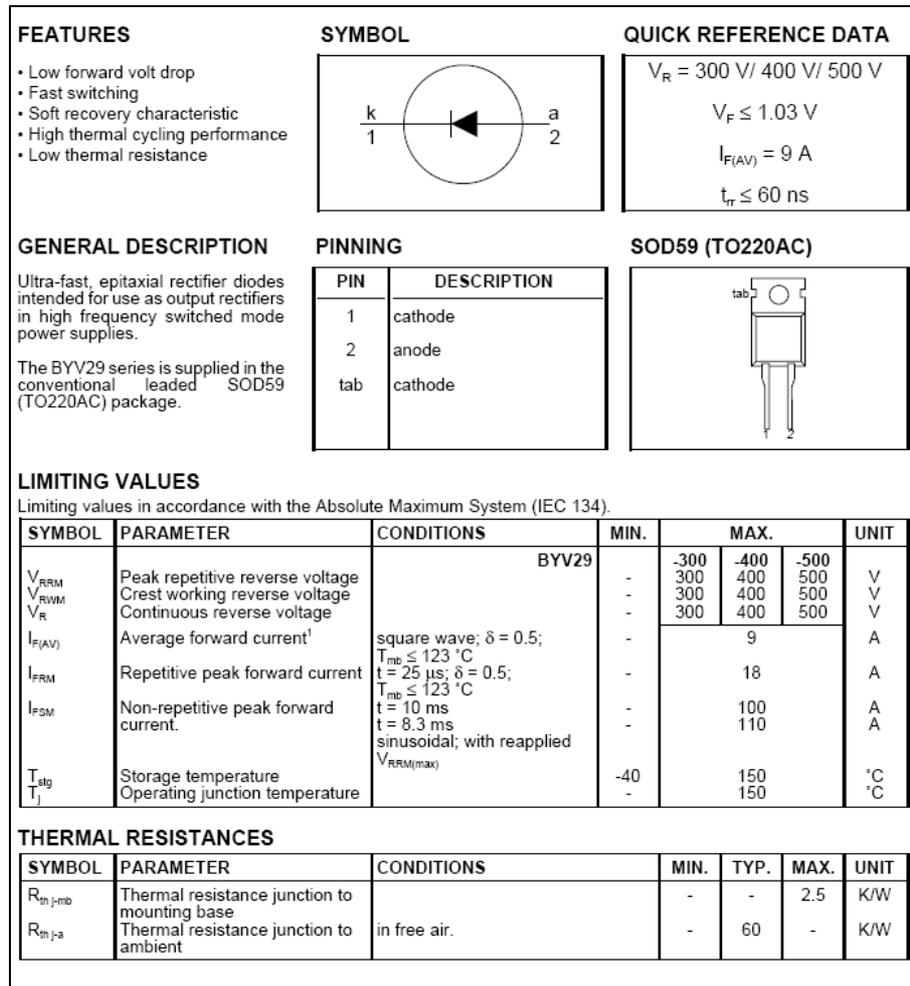


Figura 45. Hoja de Características del Diodo

6.2.6 Simulación en SIMULINK del convertidor CC/CC:

El esquema en SIMULINK del convertidor se muestra en la figura siguiente:

SIMULACIÓN DEL CONVERTIDOR ELEVADOR CC/CC, CON 100 Vdc DE ENTRADA Y 350 Vdc DE SALIDA CON UN CICLO DE TRABAJO DEL 72.1 %.

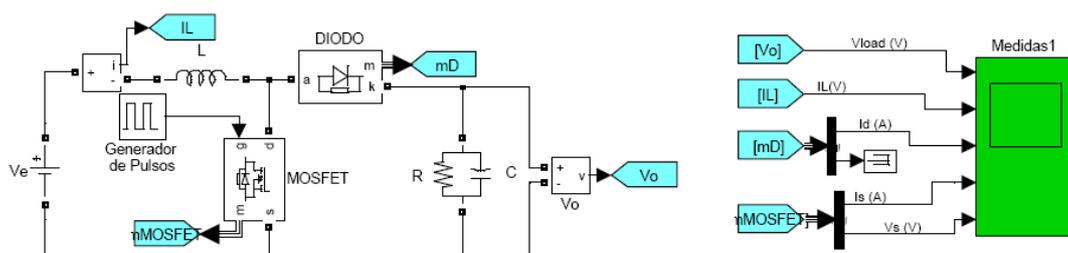


Figura 46. Modelo de Simulink del Convertidor CC/CC



A partir de este modelo, se puede simular cual va a ser el comportamiento del Chopper en el arranque.

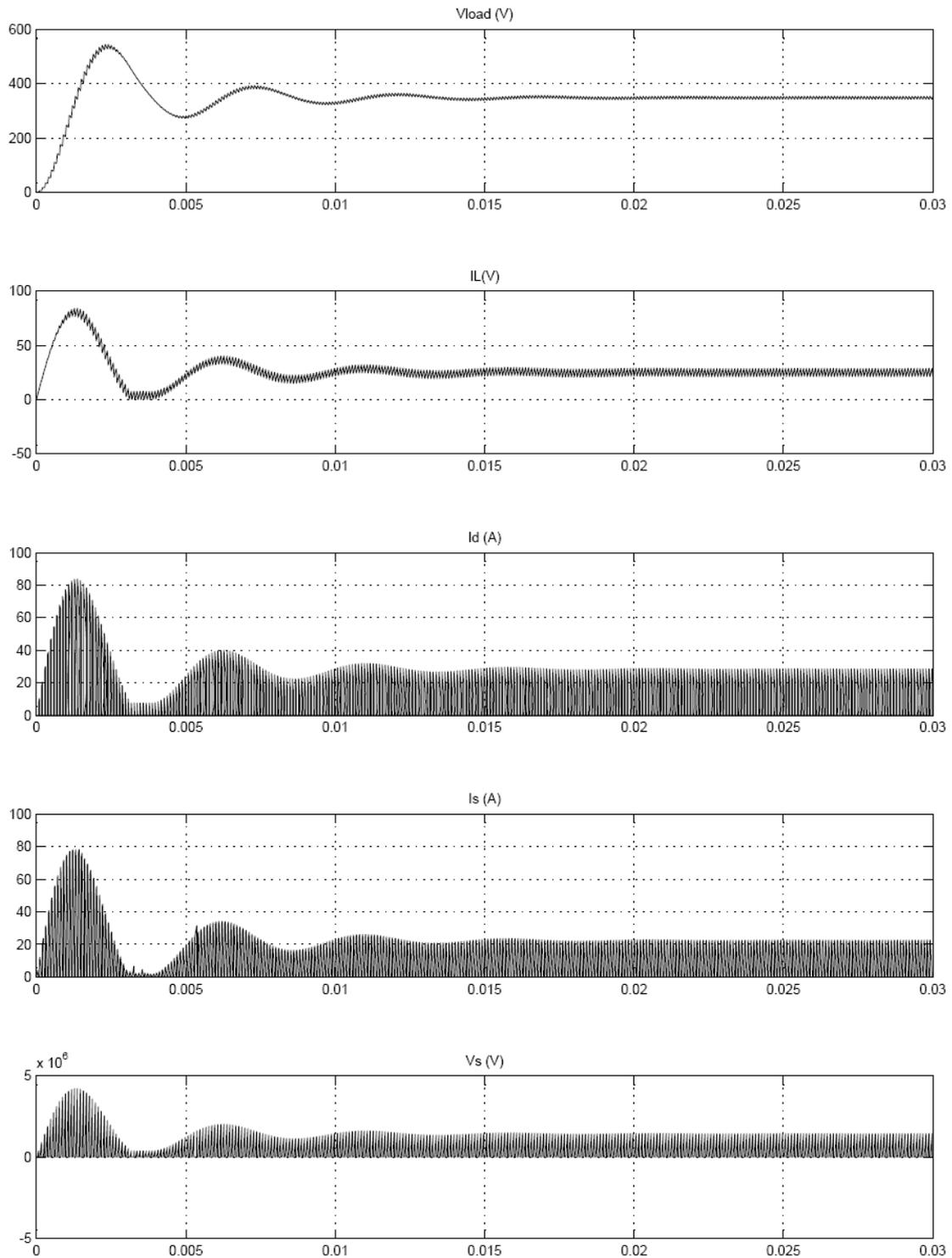


Figura 47. Comportamiento en el arranque del Convertidor de Continua

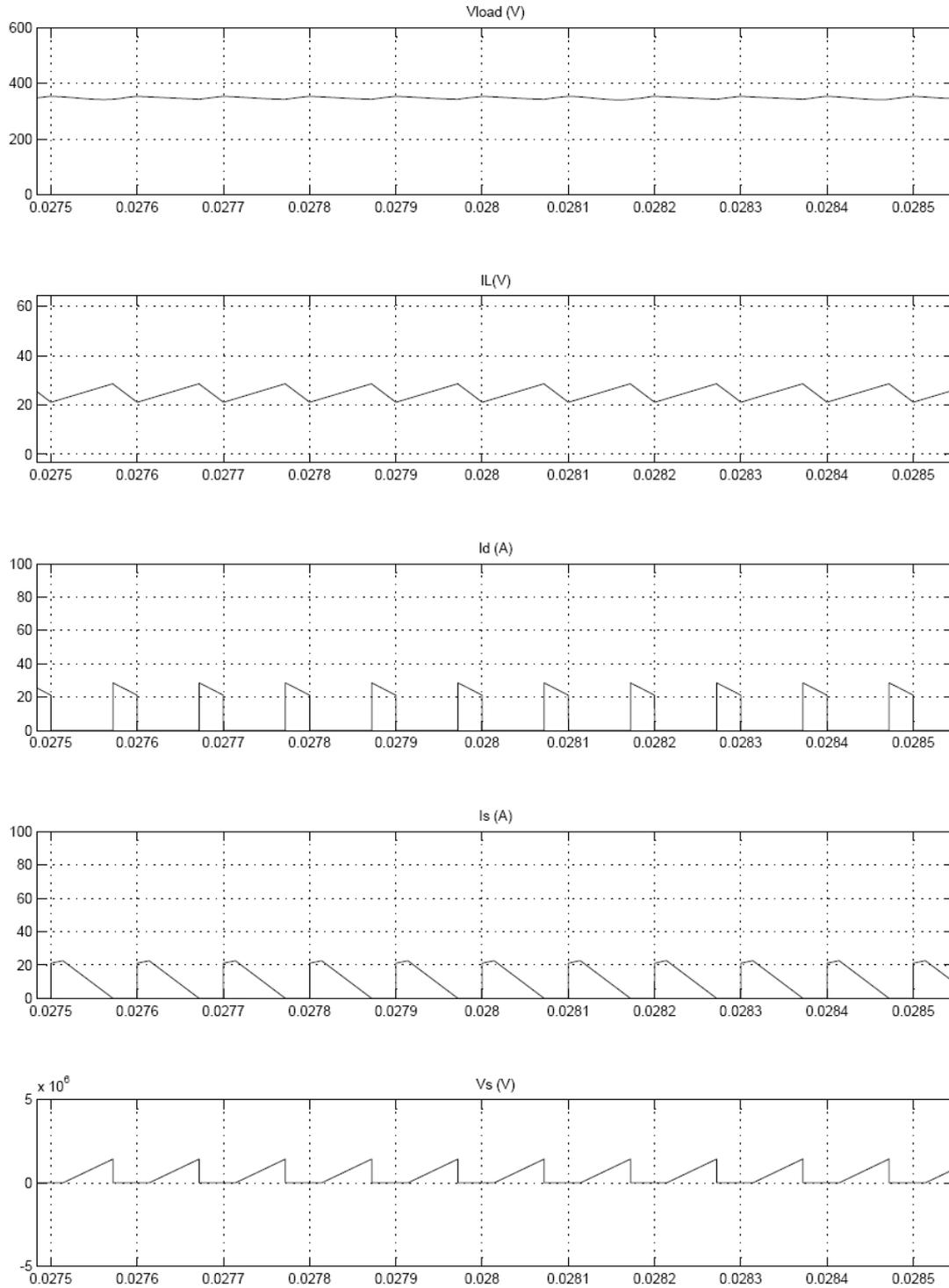


Figura 48. Tensiones y corrientes en régimen permanente del convertidor elevador en MCC

6.3 Convertidor CC/CA

La función del convertidor CC/CA o también denominado Inversor es la de transformar la tensión DC de salida del chopper en tensión AC sincronizada a la tensión de red. Típicamente, un inversor es un conjunto de interruptores de potencia con cierre coordinado según una estrategia de control.

El aspecto de un inversor es similar al de un puente rectificador de diodos trifásico con la diferencia de que los diodos son sustituidos por elementos conmutables externamente controlados.

En nuestro caso, el inversor tendrá como entrada una tensión continua proporcionada por el rectificador y la fuente de tensión continua estudiados en los apartados anteriores de este capítulo. Esta tensión fijada, impondrá la velocidad de giro de la máquina optimizada para las condiciones de viento existentes en cada momento.

Para el control del inversor se realizó un control vectorial con el que se intenta mantener la tensión en el bus de continua. Para ello, se controlan las corrientes que atraviesan el inversor.

El tipo de control vectorial utilizado, viene determinado por los diferentes factores que determinan la aplicación, como por ejemplo:

- ❖ Nivel de potencia a controlar
- ❖ Dispositivos semiconductores empleados
- ❖ Requisitos de la carga
- ❖ Características de la forma de onda de salida (distorsión, amplitud, frecuencia...)

La técnica más utilizada es la conocida como PWM o Modulación por control del Ancho de Pulso. La ventaja que presenta este tipo de control es su sencillez a la hora de implementarlo, aunque como inconvenientes presenta problemas a la hora de dar una respuesta dinámica en cargas no lineales además de poseer elevadas pérdidas en conmutación cuando se quiere dar una tasa de distorsión armónica reducida (TDH) ya que para conseguir esto son necesarias muchas conmutaciones.

La principal característica del control vectorial es su capacidad de sustituir todo el sistema trifásico por un solo vector en el que la frecuencia queda reflejada en su velocidad de giro con el paso del tiempo. Esto permite emplear dicho vector para estudiar tanto los regímenes estacionarios como dinámicos.

El control vectorial o SVPWM de inversores trifásicos alimentados por fuente de tensión (VSI voltaje Source Inverter) constituye una poderosa herramienta para el desarrollo y control de los convertidores continua-alterna.

Un inversor trifásico está formado por 3 semipuentes donde en cada uno de ellos dispone de dos interruptores, unidireccionales en tensión y bidireccionales en corriente, uno en la parte superior y otro en la inferior. Las tres semirramas se conectan por los extremos al bus de continua DC y los puntos medios de las ramas se conectan al sistema trifásico de tensiones mediante inductores serie.

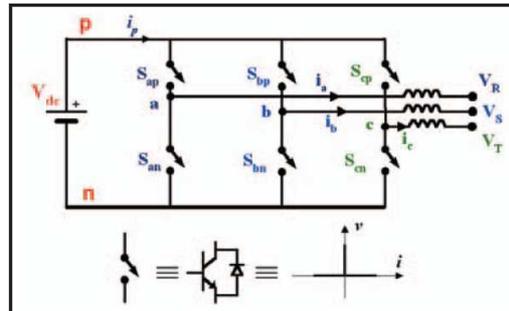


Figura 49. Esquema eléctrico de un Inversor

En su funcionamiento, existen 8 posibles combinaciones de funcionamiento de los interruptores en el inversor. Cada uno de estos estados se denominan Switching Voltage Vectors (SVV) o estados de conmutación, se puede representar estos vectores formando un hexágono regular. La ecuación general que representa estos vectores es la siguiente:

$$\vec{V}_m = \begin{cases} \frac{2}{\sqrt{3}} V_{dc} e^{-j\left(\frac{(m-1)\pi}{3}\right)} & m = 1 \dots 6 \\ 0 & m = 0, 7 \end{cases}$$

Figura 50. Expresión matemática de los estados de conmutación

Y gráficamente:

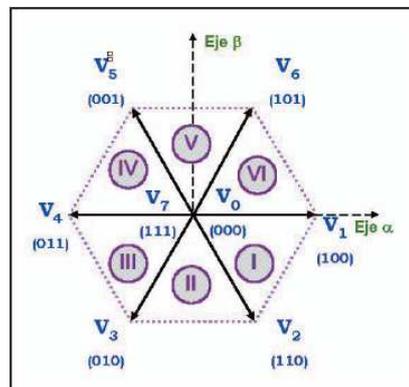


Figura 51. Expresión gráfica de los estados de conmutación del control

Como se observa en la figura anterior, los extremos de los diferentes vectores forman un hexágono regular. Donde el área encerrada entre dos vectores adyacentes define un sector.

Vector	Estados interruptores	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	Expresión SVV
V ₀	(000)	0	0	0	$\vec{V}_0 = 0V$
V ₁	(100)	+V _{dc}	0	-V _{dc}	$\vec{V}_1 = \frac{2}{\sqrt{3}}V_{dc} \angle 0^\circ$
V ₂	(110)	0	+V _{dc}	-V _{dc}	$\vec{V}_2 = \frac{2}{\sqrt{3}}V_{dc} \angle -60^\circ$
V ₃	(010)	-V _{dc}	+V _{dc}	0	$\vec{V}_3 = \frac{2}{\sqrt{3}}V_{dc} \angle -120^\circ$
V ₄	(011)	-V _{dc}	0	+V _{dc}	$\vec{V}_4 = \frac{2}{\sqrt{3}}V_{dc} \angle -180^\circ$
V ₅	(001)	0	-V _{dc}	+V _{dc}	$\vec{V}_5 = \frac{2}{\sqrt{3}}V_{dc} \angle -240^\circ$
V ₆	(101)	+V _{dc}	-V _{dc}	0	$\vec{V}_6 = \frac{2}{\sqrt{3}}V_{dc} \angle -300^\circ$
V ₇	(111)	0	0	0	$\vec{V}_7 = 0V$

Figura 52. Valores de cada uno de los vectores de conmutación

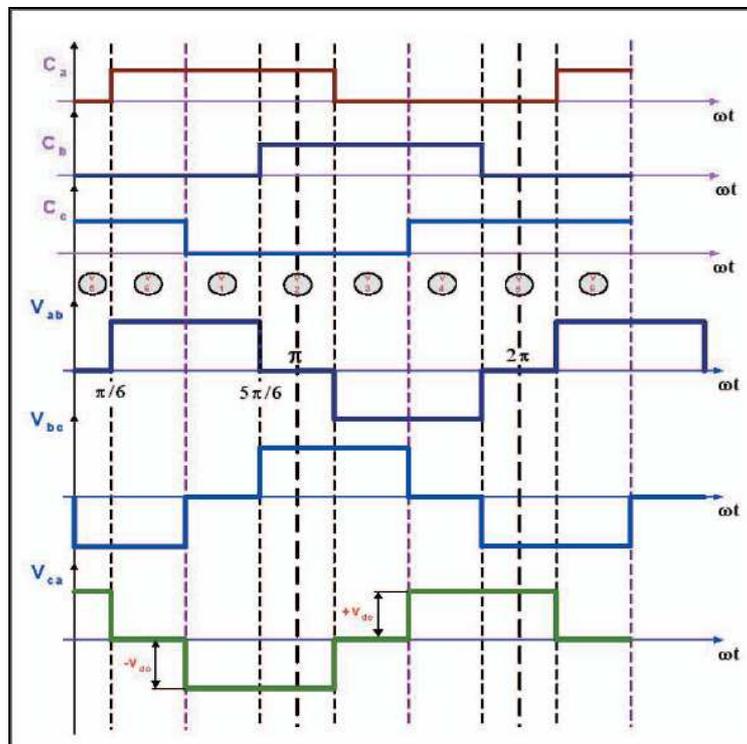


Figura 53. Expresión gráfica de los estados de conmutación

Los vectores V_0 y V_7 corresponden con el valor cero y se representan en el centro del hexágono. La amplitud de la tensión de salida se controla con la variación del tiempo de aplicación de los diferentes vectores, así como introduciendo tiempos nulos mediante la aplicación de los vectores nulos V_0 y V_7 .

A partir de este gráfico, se puede explicar de forma sencilla el funcionamiento del control por modulación vectorial. Éste consiste en construir un vector espacial V_{ref} aplicando alternativamente los dos vectores espaciales adyacentes que definen el sector en el que se sitúa dicho V_{ref} durante unos tiempos determinados y en un orden determinado. Para ello hay que definir el ciclo de trabajo, esto es, el tiempo en el que se aplica cada uno de estos vectores adyacentes.

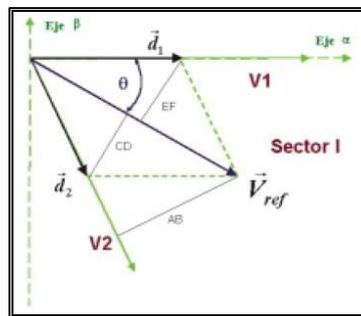


Figura 54. Expresión gráfica del vector V_{ref}

Los criterios de selección a seguir en la distribución de los ciclos de trabajo son básicamente dos:

- ❖ Reducción del contenido de componentes armónicos, que se consigue con la selección de una frecuencia de conmutación mucho mayor de la frecuencia fundamental.
- ❖ Reducción de las pérdidas de conmutación, reduciendo el número de conmutaciones.

Estos dos criterios se contraponen, por lo que en el diseño de dicho control hay que intentar buscar un compromiso entre ambos aspectos ya que una reducción de las conmutaciones para reducir las pérdidas también reduce la frecuencia real de conmutación, y con ello, aumenta el contenido armónico de la señal generada.

Por otro lado, si lo que se pretende es generar un sistema eléctrico de tensiones que presente una forma lo más senoidal posible, habrá que considerar posiciones intermedias dentro de cada sector. Cuanto mayor número de posiciones intermedias se tomen más senoidal será la onda que obtengamos, pero, consecuentemente más complicado será el diseño del control.

Observando la siguiente figura se puede comprender de forma sencilla el concepto de la técnica de modulación PWM. En la parte superior se observa una

modulación de pulso único en la que todo el ciclo de trabajo se aplica activando los interruptores de forma continua. En la parte inferior, se muestra como se puede tomar el periodo de la señal y dividirlo en fracciones o periodos de conmutación. Por ejemplo si se trata de generar una señal de $f=50\text{Hz}$ ($T=20\text{ms}$) se podría trocear a 300Hz ($T=3.3\text{ms}$) y se obtendrían seis periodos de conmutación de $T'=3.3\text{ms}$. Durante cada periodo de conmutación T' se activará el interruptor durante un tiempo t_{on}' , de forma que en lugar de mantenerlo conectado de manera continua durante un tiempo t_{on} , se le hace conducir (en el ejemplo de la figura) durante tres intervalos de tiempo, donde se verifica que, $t_{on} / 3 = t_{on}'$, de forma que la suma de estos intervalos conforman el tiempo total que le correspondía al interruptor.

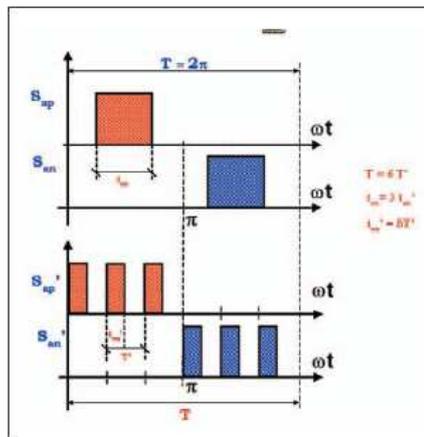


Figura 55. Funcionamiento del Control PWM

Para la implementación del control vectorial de inversores VSI se requiere un modulo generador SVPWM. La entrada a dicho modulo será un valor de referencia V_{ref} que será transformado por el módulo SVPWM en un vector espacial que vendrá caracterizado por los parámetros Amplitud, Frecuencia o velocidad de giro y la fase del sistema eléctrico trifásico que se quiera generar. El diagrama de bloques del sistema de control es el siguiente:

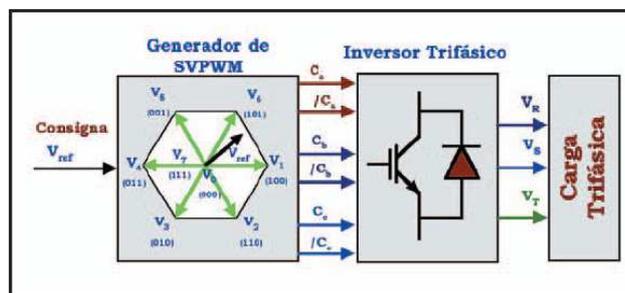


Figura 56. Esquema del Control PWM

La cantidad de cálculos que se requieren para la implementación del SVMPW, obliga a utilizar sistemas de procesamiento muy rápidos y con gran capacidad de cálculo que incorporaran módulos de cálculo hardware y funciones específicas de implementación de SVPWM.

6.3.1 Simulación con Simulink del convertidor Inversor

Para la simulación de esta parte del sistema se utilizó la herramienta de Matlab SIMULINK con el siguiente diagrama de bloques:

SIMULACIÓN DEL INVERSOR Y EL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A RED.

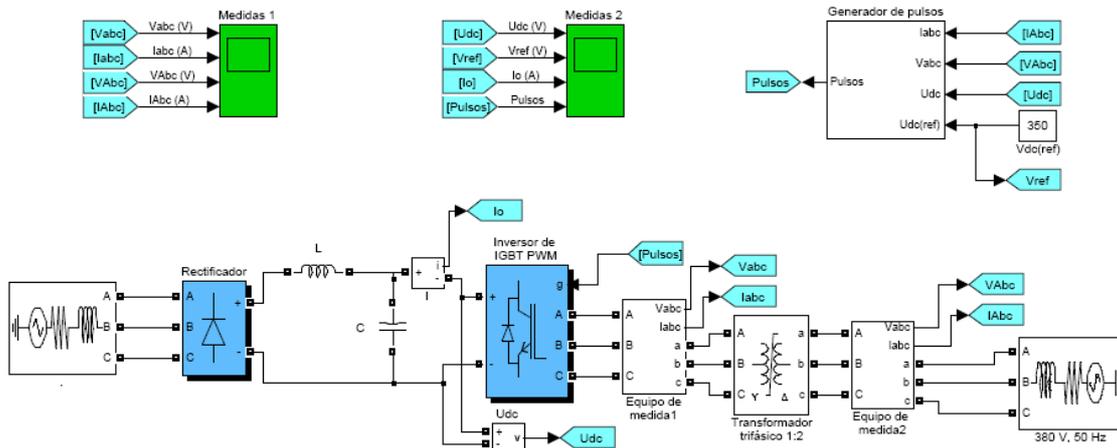


Figura 57. Esquema de simulación en Simulink del Inversor y transformador de conexión a red

En dicho control, simplemente se han implementado las ecuaciones de la Transformada de Park. El control sólo emplea la tensión de referencia como único dato de entrada, y para ser capaz de imponerla utiliza como datos las medidas de tensión y corriente en el lado de alterna. Para controlar este modelo, fue necesaria la implementación del control vectorial que muestro en la figura siguiente:

GENERADOR DE PULSOS CON CONTROL VECTORIAL

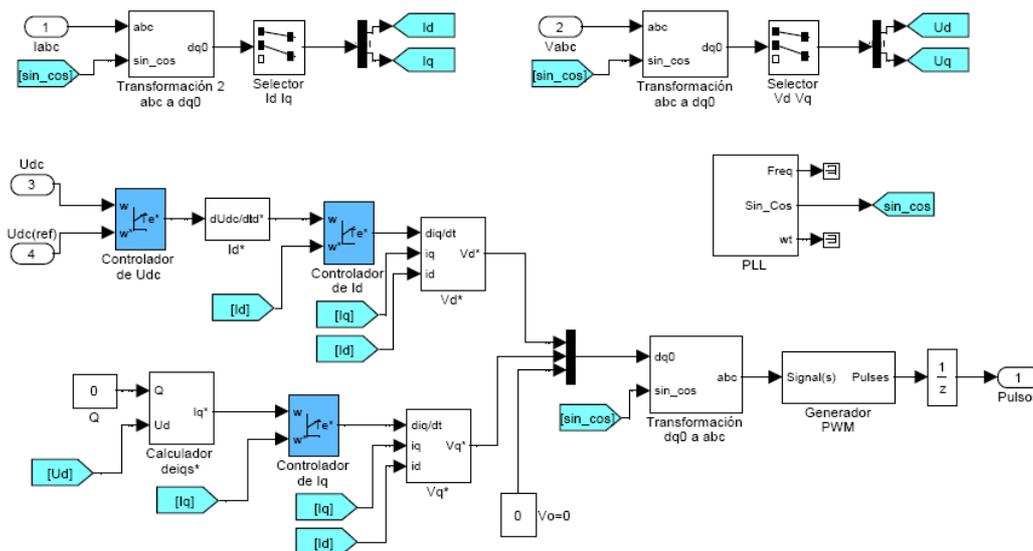


Figura 58. Diagrama de bloques del Control del Generador de Pulsos con el Control Vectorial

Donde los términos de compensación no fueron considerados para simplificar la simulación.

Con este sistema de control, se obtienen las formas de onda de tensión y corriente en el lado de alta del transformador que se muestran a continuación junto con la distribución de tiempos de funcionamiento de cada uno de los interruptores del inversor, en ellas se ve la perfecta onda senoidal para el caso de las tensiones, ya que esta viene impuesta por la red; sin embargo, las corrientes tienen una forma aproximada a una senoidal, esto es debido al efecto inductivo del transformador, que contribuye a la reducción los armónicos en la corriente de salida del inversor.

La respuesta transitorio y en régimen permanente de este sistema de control se pueden observar a continuación:

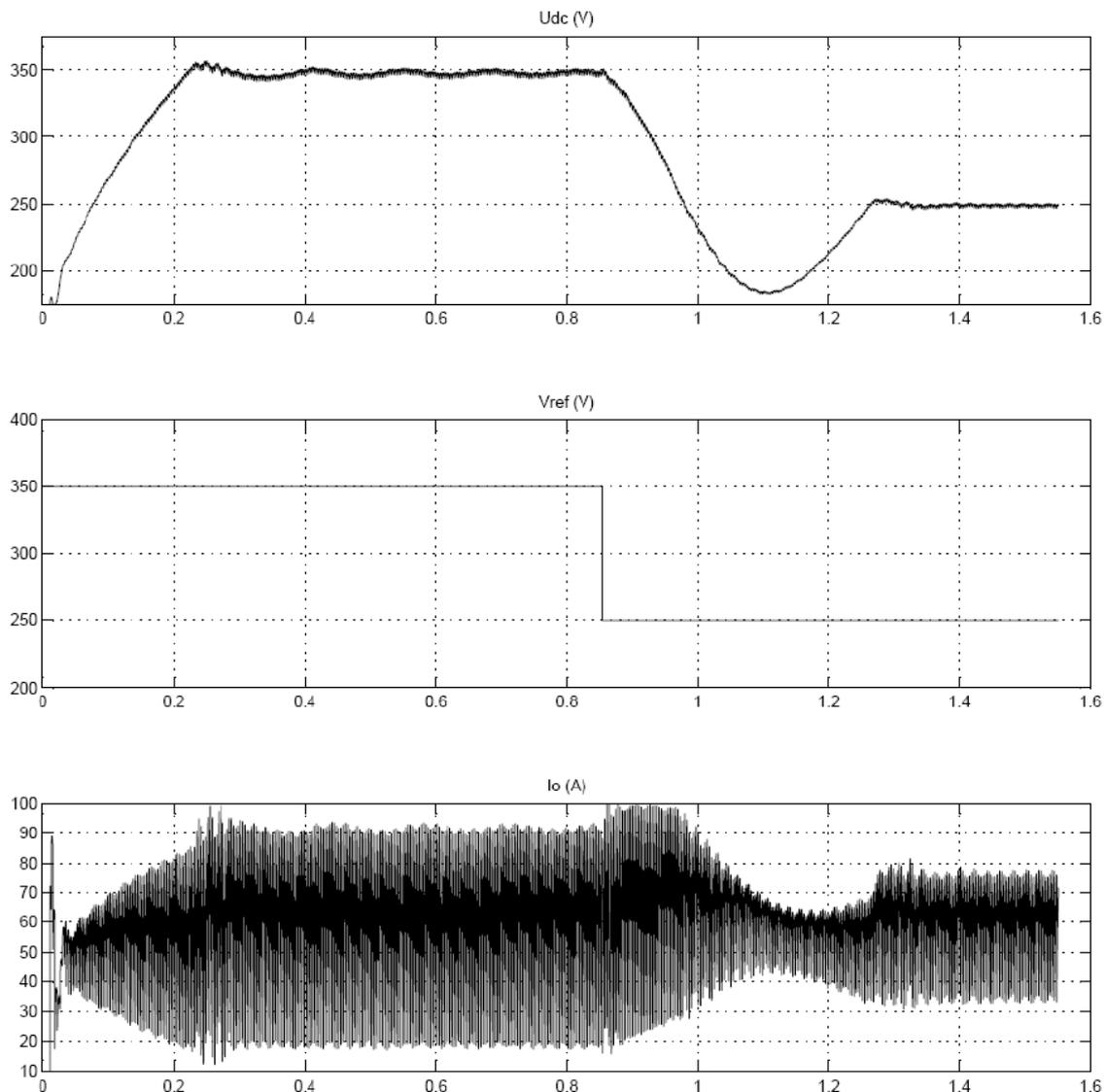


Figura 59. Respuesta transitoria del inversor ante un escalón de entrada

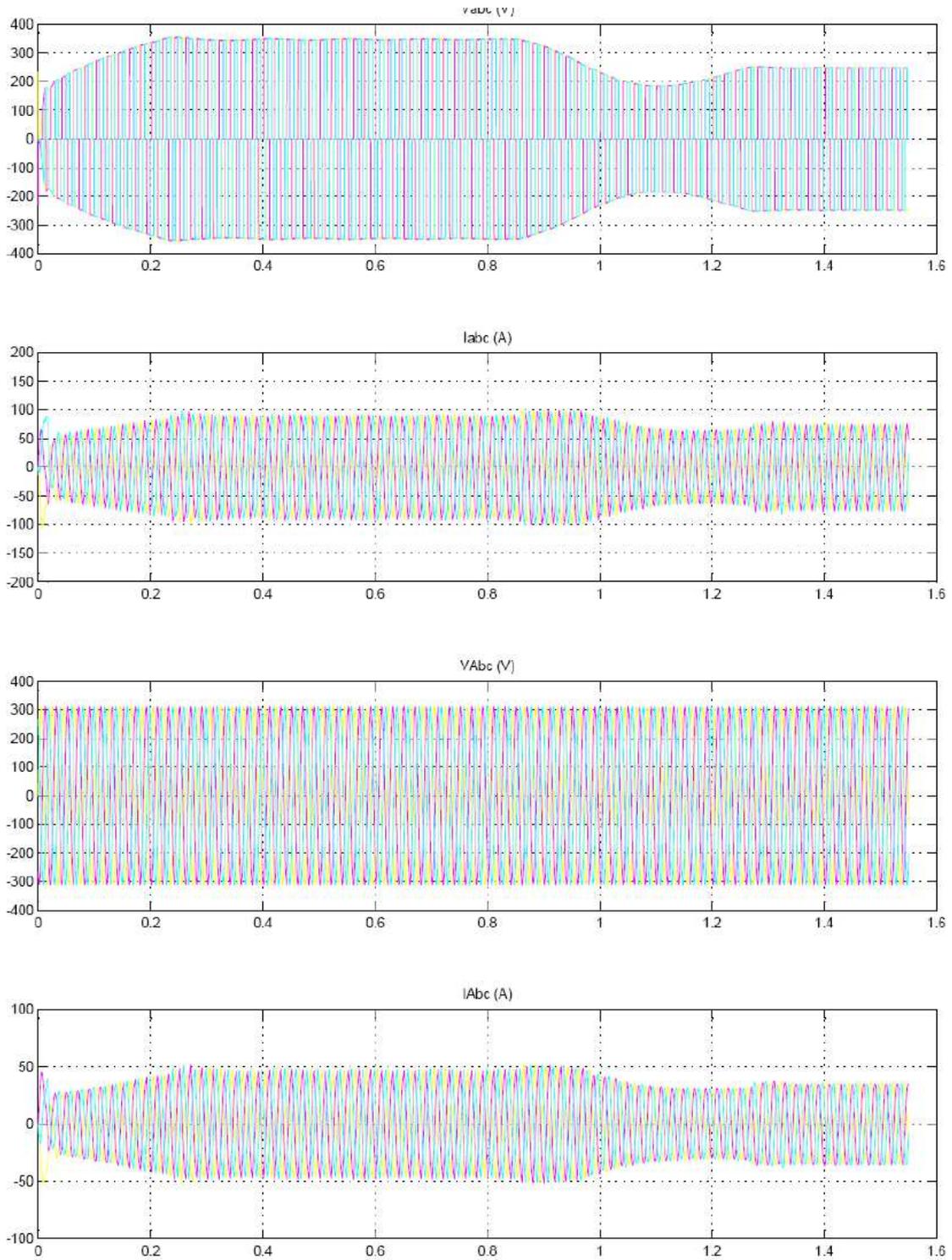


Figura 60. Tensiones y corrientes trifásicas en ambos lados del transformador durante el transitorio

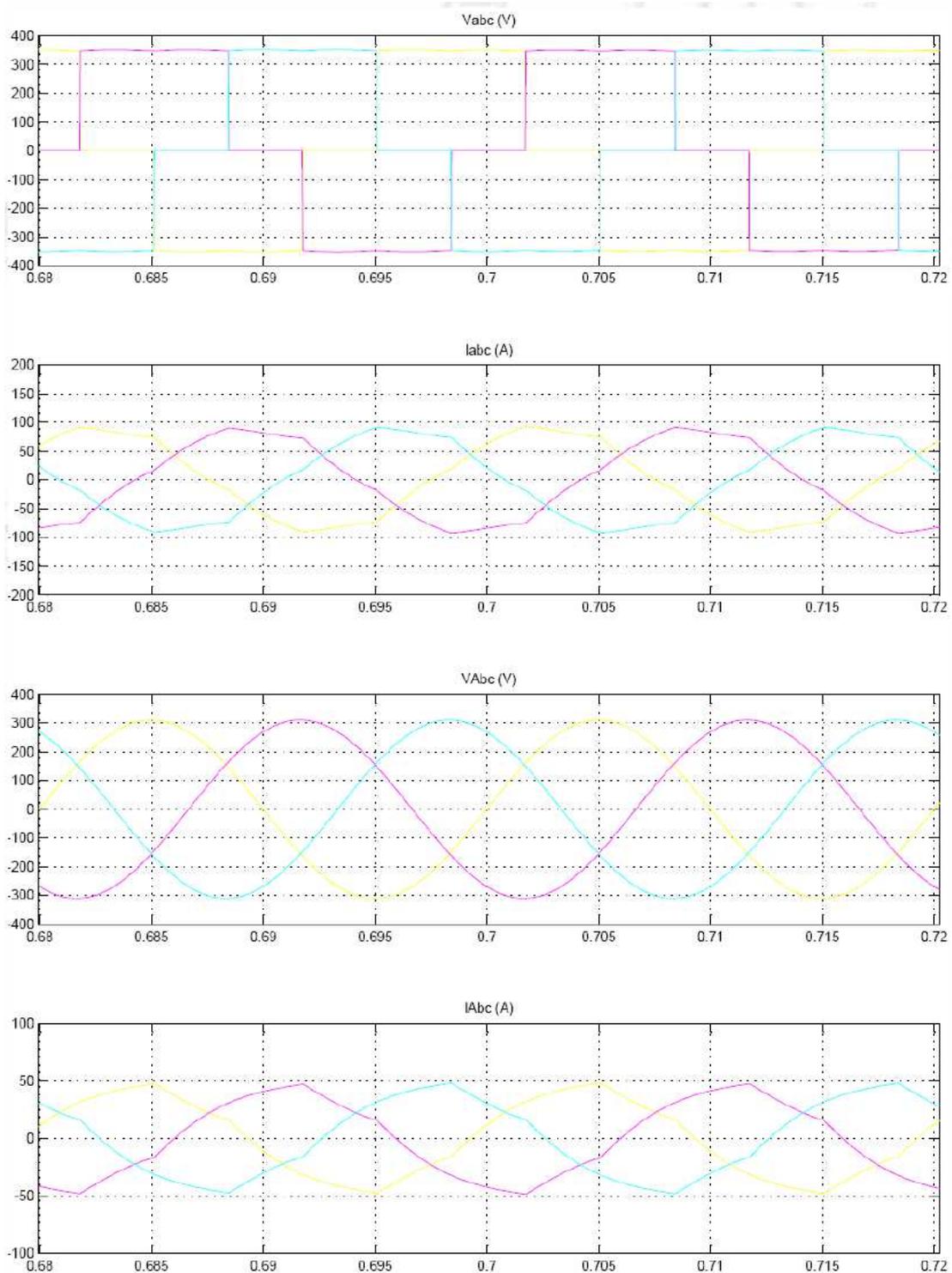


Figura 61. Tensiones y Corrientes en Régimen permanente para Ucd de 350V

Además de esto, el objetivo es realizar un seguimiento del punto de máxima potencia del sistema, para lo que será necesaria una sonda de corriente situada en el chopper elevador, cuya tensión de salida es constante, y por tanto la velocidad y tensión a la salida del generador eólico.

Hay que destacar, que este control debe llevarse a cabo de forma lenta, ya que no podemos superponerlo a las perturbaciones continuadas de la velocidad del viento y las continuas variaciones del control de la máquina.

6.3.2 Selección de equipo comercial para el inversor

Tras este análisis teórico hay que implementar este sistema de control en un sistema comercial para poder, así, sincronizar la producción de nuestro generador eólico a la tensión de red. Para ello, en primer lugar, es necesario establecer los requisitos que debe cumplir el equipo, estas son, en resumen:

- ❖ **Tensión de conexión a red:** de unos 380 Vac de tensión entre fases.
- ❖ **Transformador trifásico** de relación 1:2 que adapte los 400 Vac de la red a los 200 Vac de salida del inversor.
- ❖ **Tensión en el bus de continua:** dado que la tensión máxima de la máquina se estima que sea de unos 340Vcc, se emplearan un valor de 350Vcc.
- ❖ **Potencia del inversor:** el desarrollo aerodinámico de la turbina es el que impone esta potencia máxima a unos 2,5 Kw. Se decide añadirle un margen de seguridad y establecer una potencia para el equipo inversor de 3kW.

Tras diversas gestiones, se eligió un equipo de Control Techniques: un variador Unidrive SP que posee la función de regeneración. El variador incorpora un controlador que tendrá como entradas la medida de potencia o corriente en el bus de continua y como salida, el ciclo de trabajo preciso para imponer una tensión continua en la entrada del convertidor de continua. La tensión en el lado de alta del convertidor de continua vendrá impuesta por el inversor.

Para realizar este control lo que incorpora la solución comercial seleccionada es un microprocesador.

Podemos tener una visión del sistema del inversor completo en la imagen siguiente:

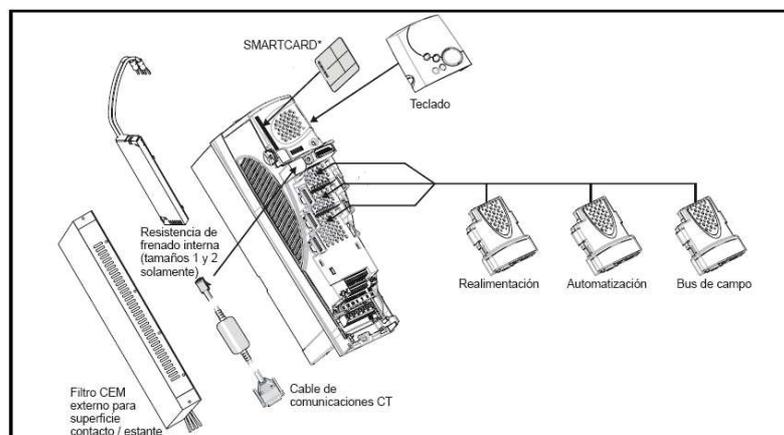


Figura 62. Esquema del Unidrive

A continuación, se muestra una tabla con los diferentes modelos del Inversor seleccionado y la selección del equipo apto para nuestra aplicación. Como se puede observar, los modelos vienen determinados por la potencia y la tensión nominal de funcionamiento, por lo que la selección final fue el modelo Unidrive SP 1204

 Tabla 2-1 Potencia nominal de accionamientos de 200 V (200 a 240 V $\pm 10\%$)

Modelo	Amperaje normal			Gran amperaje			
	Potencia de salida continua máxima	Potencia nominal a 220 V	Potencia del motor a 230 V	Potencia de salida continua máxima	Potencia nominal a 220 V	Potencia del motor a 230 V	
	A	kW	CV	A	kW	CV	
	1201	5,2	1,1	1,5	4,3	0,75	1,0
	1202	6,8	1,5	2,0	5,8	1,1	1,5
	1203	9,6	2,2	3,0	7,5	1,5	2,0
	1204	11	3,0	3,0	10,6	2,2	3,0
	2201	15,5	4,0	5,0	12,6	3,0	3,0
	2202	22	5,5	7,5	17	4,0	5,0
	2203	28	7,5	10	25	5,5	7,5
	3201	42	11	15	31	7,5	10
	3202	54	15	20	42	11	15

 Tabla 2-2 Potencia nominal de accionamientos de 400 V (380 a 480 V $\pm 10\%$)

Modelo	Amperaje normal			Gran amperaje			
	Potencia de salida continua máxima	Potencia nominal a 400 V	Potencia del motor a 460 V	Potencia de salida continua máxima	Potencia nominal a 400 V	Potencia del motor a 460 V	
	A	kW	CV	A	kW	CV	
	1401	2,8	1,1	1,5	2,1	0,75	1,0
	1402	3,8	1,5	2,0	3,0	1,1	2,0
	1403	5,0	2,2	3,0	4,2	1,5	3,0
	1404	6,9	3,0	5,0	5,8	2,2	3,0
	1405	8,8	4,0	5,0	7,6	3,0	5,0
	1406	11	5,5	7,5	9,5	4,0	5,0
	2401	15,3	7,5	10	13	5,5	10
	2402	21	11	15	16,5	7,5	10
	2403	29	15	20	25	11	20
	3401	35	18,5	25	32	15	25
	3402	43	22	30	40	18,5	30
	3403	56	30	40	46	22	30

 Tabla 2-3 Potencia nominal de accionamientos de 575 V (500 a 575 V $\pm 10\%$)

Modelo	Amperaje normal			Gran amperaje			
	Potencia de salida continua máxima	Potencia nominal a 575 V	Potencia del motor a 575 V	Potencia de salida continua máxima	Potencia nominal a 575 V	Potencia del motor a 575 V	
	A	kW	CV	A	kW	CV	
	3501	5,4	3,0	3,0	4,1	2,2	2,0
	3502	6,1	4,0	5,0	5,4	3,0	3,0
	3503	8,4	5,5	7,5	6,1	4,0	5,0
	3504	11	7,5	10	9,5	5,5	7,5
	3505	16	11	15	12	7,5	10
	3506	22	15	20	18	11	15
	3507	27	18,5	25	22	15	20

Figura 63. Tabla para la selección del Unidrive SP

Las dimensiones físicas del equipo se muestran en la siguiente figura, más adelante se profundizará en los aspectos dimensionales, cuando se realice el diseño del armario en el que se instalará el equipo completo.

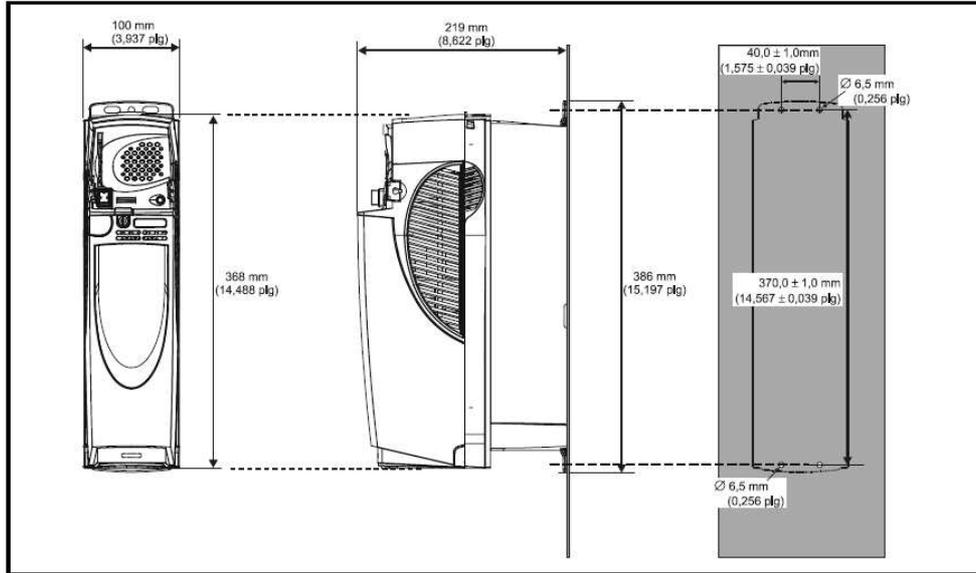


Figura 64 Dimensiones físicas del Unidrive SP1204

Además se seleccionó un equipo adicional consistente en un segundo procesador en que se cargará el control de optimización del sistema completo así como el control de la resistencia de frenado.

Para la conexión del sistema, habrá que seguir una determinada maniobra de conexión a red, consistente en cargar el circuito de continua en primer lugar a través del Unidrive, una vez que tenemos establecida una tensión de referencia en el bus de continua, se sincroniza a la red y se desconecta esta alimentación.

Key	Description
L1, L2, L3	Three phase supply
F1, F2, F3	Main regen system supply fuses
VDR1, VDR2, VDR3	Varistor network line-to-line
VDR4, VDR5, VDR6	Varistor network line-to-ground
RF1	Optional RFI Filter
C1	Switching frequency filter capacitor
L1	Switching frequency filter inductor
L2	Regen inductor
K1	Main supply switch or contactor
K2	Regen drive main contactor
K3	Charging contactor
OPD1	Overload protection device for C1
Aux.3	K3 NC auxiliary contact
Aux.2a	K2 NO auxiliary contact
Aux.2b	K2 NC auxiliary contact
Aux.1	OPD1 NO auxiliary contact
Rly.1	Optional isolation for enable between Regen and motoring drive
Mt.1	Motor thermistor
Tc.1	Regen inductor thermistor

Tabla 1. Parámetros eléctricos del Unidrive

El esquema del control del Unidrive se muestra en la página siguiente.

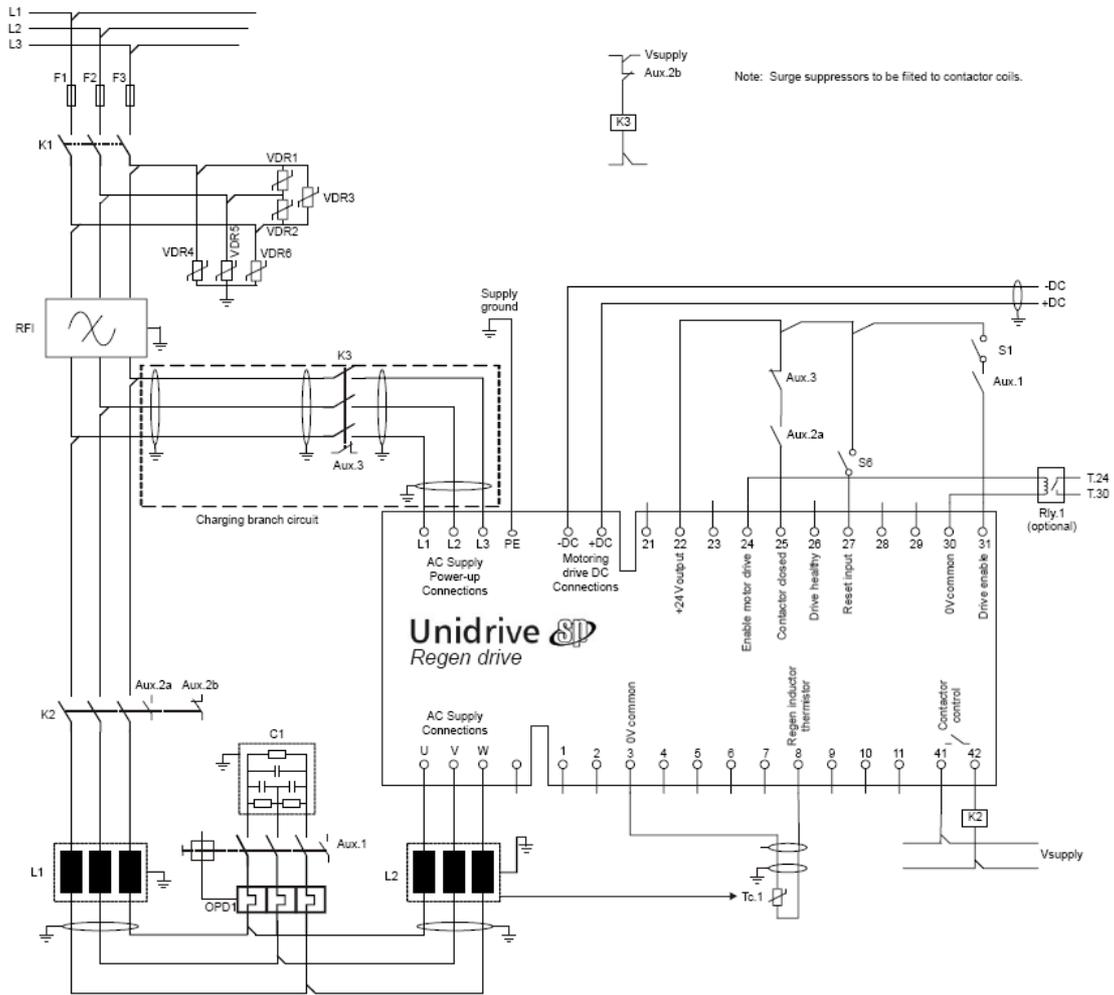


Figura 65. Esquema eléctrico y de Control del Unidrive

La instalación eléctrica del Unidrive se puede ver en la siguiente figura:

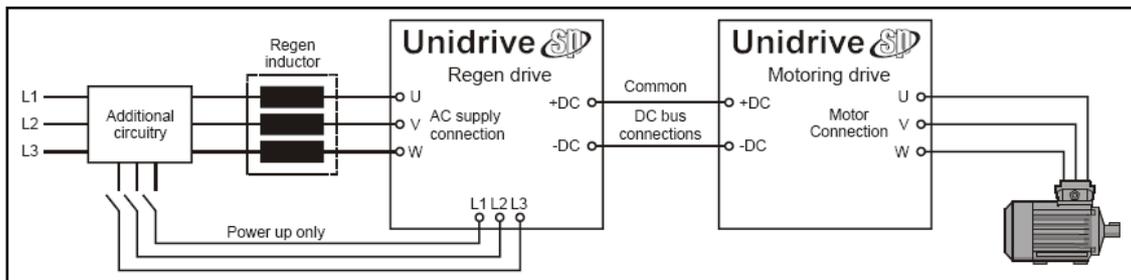


Figura 66. Esquema de conexión eléctrica del Unidrive

Físicamente, la forma en que hemos de conectar el sistema es la siguiente:

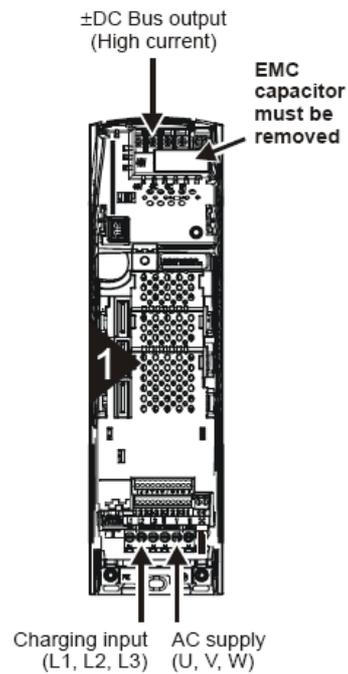


Figura 67. Conexión física del Unidrive

Finalmente, veamos el montaje del inversor en el laboratorio de la Universidad.

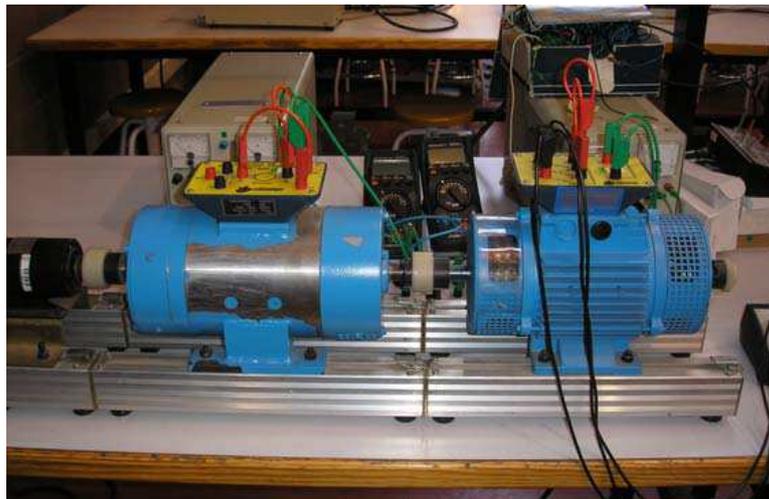


Figura 68. Generador para la comprobación del funcionamiento del inversor

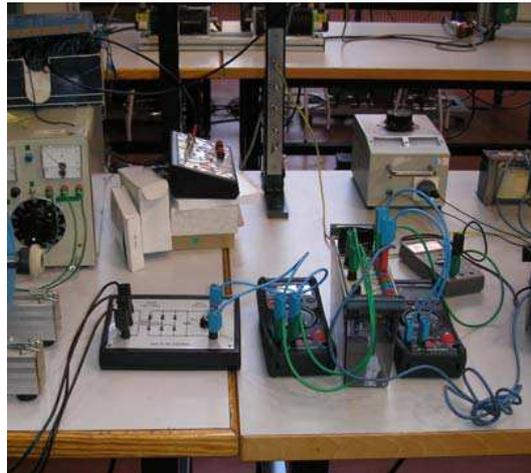


Figura 69. Conexión del generador con el Inversor

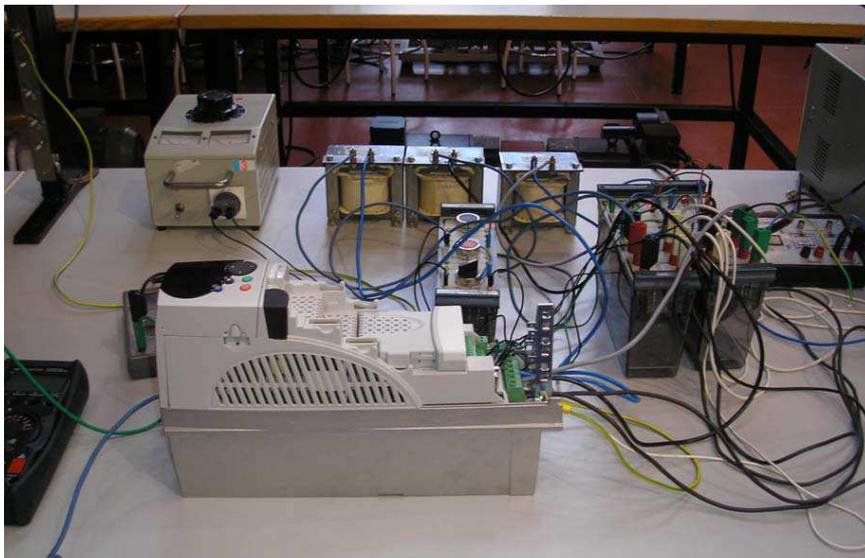


Figura 70. Montaje físico del equipo en el laboratorio de la Universidad Carlos III

6.4 Resistencia de frenado

La resistencia de frenado se empleará para parar la máquina cuando las condiciones de funcionamiento de la misma sean tales que puedan generar perjuicios irreversibles tanto en la propia máquina como en la electrónica de potencia. Por ello, tendremos que disponer de un sistema de frenado de emergencia, que en nuestro caso será una resistencia de frenado que conectaremos en el bus de continua, en la parte de baja tensión del convertidor elevador, que sea capaz de disipar la potencia máxima de funcionamiento del aerogenerador.

Según lo explicado en el párrafo anterior, se puede ver que el sistema de frenado constará de dos partes: el circuito de potencia que será el encargado de introducir la

resistencia de frenado en el circuito, y el circuito de control que será el encargado de dar la orden de conexión a la resistencia. A continuación se muestra el esquema de bloques del sistema y la situación de la resistencia de frenado.

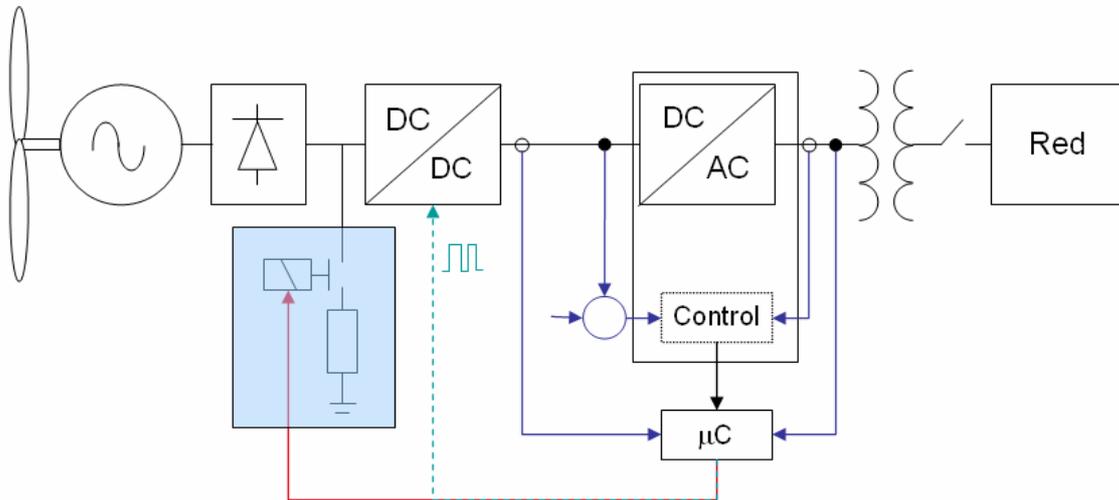


Figura 71. Situación de la resistencia de frenado en el sistema

Para realizar el control, se programará una de las salidas digitales de las que dispone el Unidrive. El fundamento de esta función será emplear un parámetro tipo bit (0 ó 1) en función de que se den unas condiciones u otras. Éste parámetro se traslada a una de las salidas que activará la bobina del relé que cerrará el contactor de la resistencia de frenado.

Para realizar el control de la resistencia de frenado sólo será necesario el empleo de un único relé, cuyo contacto principal, nos indique el estado de conexión de la resistencia. A continuación, podemos ver un pequeño esquema de dicho contactor.

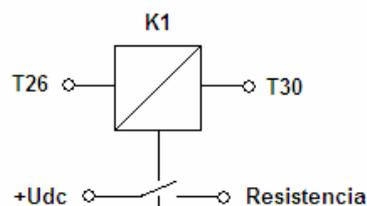


Figura 72. Circuito de control de la resistencia de frenado



6.5 Transformador

Por último, el transformador tiene como función principal la de reducir la tensión de salida del inversor, y con ello, la de del bus de continua para así reducir las pérdidas en el convertidor. La relación de transformación será de 1:2.

La razón por la que es necesario esta transformación del nivel de tensión, es que el chopper sólo puede trabajar en un rango de tensiones determinado, si se excediera el nivel de tensión en el bus de continua, las pérdidas se multiplicarían, y harían inviable el conjunto.

Otra de las funciones del transformador es la de actuar a modo de bobina, minimizando con esto, los armónicos de la corriente de salida del inversor.

Como contrapartida, tenemos la aparición de sobreintensidades en el momento de conexión a red, este punto se tendrá en cuenta cuando se calcule el sistema de protecciones en capítulos posteriores.

7 Análisis del Generador de Imanes Permanentes

7.1 Principios básicos de los generadores de imanes permanentes

Como es conocido, un generador síncrono es una máquina eléctrica que arrastrada por un motor primario, en nuestro caso el viento, que es capaz de generar energía eléctrica. Como cualquier máquina eléctrica giratoria, consta de un estator y de un rotor, en nuestro caso particular el rotor es externo y las palas del aerogenerador van directamente atornilladas a él como se puede apreciar en los planos del apéndice 9.2. Los imanes permanentes, van alojados en el interior del rotor distribuidos uniformemente a lo largo del perímetro interior del rotor y son los polos magnéticos encargados de crear el campo magnético básico de la máquina. El estator de la máquina está formado por chapas de acero magnético de alta calidad que aloja en sus ranuras los devanados del inducido, formado por un número de espiras de cobre. Es en estas espiras donde se inducirá una tensión de frecuencia proporcional a la velocidad de giro del rotor.

Como resultado de esta interacción entre rotor y estator, obtendremos una tensión trifásica equilibrada que será la entrada al sistema de control anteriormente descrito. El sistema eléctrico del aerogenerador incluye todos los componentes necesarios para convertir la energía mecánica en energía eléctrica, así como todos los elementos auxiliares y sistemas de control. Sin embargo, el elemento principal, y por tanto a partir del cual se diseñan todos, es su convertidor electromecánico: el generador.

En principio, en una turbina eólica para generación de energía eléctrica, se puede utilizar cualquier tipo de generador. La demanda de energía compatible con la red se alcanza mediante convertidores de frecuencia, sea cual sea el tipo de corriente que suministre el generador, continua o alterna. En la actualidad, lo más habitual es la generación de energía alterna trifásica.

Los generadores trifásicos pueden ser síncronos o asíncronos. Ambos tipos de máquinas tienen el mismo tipo de devanado estatórico y se diferencian en la forma en que se magnetiza la máquina a través del rotor.

En nuestro caso, como ya se ha indicado anteriormente, nuestro generador es una máquina síncrona de imanes permanentes. El generador de imanes permanentes está directamente conectado a la turbina eólica y su salida varía tanto en frecuencia como en tensión. La salida es rectificadora para obtener una señal DC y un inversor en el que se pueden utilizar MOSFET, IGBT o GTO que la producción a las condiciones de la red. Con este sistema AC-DC-AC (rectificador, etapa de continua e inversor). Como ya vimos en el capítulo anterior, este sistema permite desacoplar la velocidad del

generador de la frecuencia de la red. Esto permite un amplio margen de velocidades de funcionamiento.

En cuanto al diseño, debido a que este tipo de generadores de imanes permanentes multipolares trabajan a bajas velocidades, hecho que hace que estos conjuntos también sean más pesados y menos eficientes que los de alta velocidad. Por ello, hay que prestar especial atención en reducir este peso e incrementar la eficiencia del generador. Para reducir el peso del rotor y del estator y para mantener las pérdidas en los devanados pequeñas, muchas veces lo que se hace es diseñarlos con un paso polar pequeño. Excitar el generador mediante imanes permanentes es una buena opción para mejorar la eficiencia ya que con ello eliminamos las pérdidas en el cobre.

Las máquinas de imanes permanentes tienen una serie de ventajas técnicas y económicas sobre las máquinas excitadas eléctricamente. Algunas de las ventajas se pueden resumir así:

- ❖ No necesitan potencia extra para alimentar el campo de excitación magnética del devanado.
- ❖ Mejoras de la eficiencia y de las características térmicas del motor debido a la ausencia de pérdidas de campo.
- ❖ Mayor fiabilidad debido a la ausencia de componentes mecánicas (anillos rozantes...)
- ❖ Mayor relación Potencia/peso. Una maquina AC de rotor devanado tiene una relación P/W de 75 W/kg mientras que una de imanes permanentes de la misma potencia tiene un relación de 160 W/kg.
- ❖ Mejoras en la respuesta dinámica del accionamiento debido al reemplazamiento del bobinado del hierro por imanes permanentes de alta energía.

7.2 Propiedades de los imanes permanentes

En lo referente a los imanes permanentes, su función es la de crear el campo de excitación. La utilidad de los imanes es que almacenan la energía eléctrica y no consumen esta energía durante el funcionamiento de la máquina. Cuando se utilizan dentro de los límites de funcionamiento los imanes retienen la energía durante un periodo indefinido. Utilizar imanes permanentes tiene entre otras, la ventaja de no tener pérdidas en el cobre para producir el campo magnético, que por lo demás es igual al campo creado por un electroimán.

Los imanes permanentes son materiales magnéticos duros que se caracterizan por tener grandes ciclos de histéresis³. Cuando un material magnético se sitúa dentro de un campo magnetizante (entre los polos de un electroimán) la densidad de flujo del

³ Fenómeno magnético producido por la no linealidad entre el campo magnético B y la intensidad magnética H.

material crece siguiendo la curva desde el origen hasta el punto máximo de la figura, que es la curva de magnetización inicial.

El material se satura en el punto más alto de la curva, y un aumento mayor del campo magnetizante da lugar a un incremento marginal de la densidad de flujo o inducción (B) que crece a un ritmo parecido al de la permeabilidad en vacío. Una reducción gradual del campo magnético después de alcanzar la saturación hace que se siga la curva superior en sentido descendente. El punto de la curva en el que $H=0$ corresponde al punto denominado de Remanencia o de Densidad de Flujo residual B_r del material ferromagnético. Este valor es indicativo de la cantidad de flujo magnético que el material puede producir.

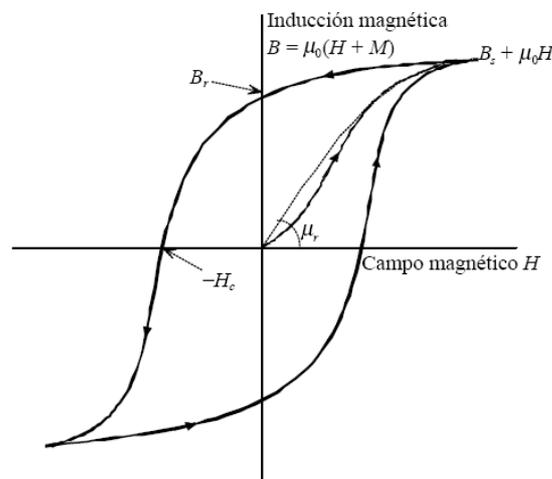


Figura 73. Curva de magnetización de un material magnético

Invertir la dirección del campo magnetizante lleva al segundo cuadrante de la figura, conocido como curva de desmagnetización normal y es la región más importante de la característica magnética del material. El valor de campo magnético al cual la densidad de flujo en el imán alcanza valor cero se conoce como coercitividad o fuerza coercitiva, H_c , y está representada por el punto de corte de la curva de desmagnetización con el eje de H .

Incrementos mayores en el campo magnético llevan al material magnético a la saturación en el sentido contrario. El ciclo de histéresis se completa reduciendo de nuevo el campo desmagnetizante a cero y después volviendo a aplicar campo magnético hasta el punto de saturación.

Los valores de densidad de flujo utilizados en el ciclo de histéresis representan los valores totales de densidad de flujo en el material. Sin embargo no todo el flujo en el material magnético se debe a sus características intrínsecas o de polarización. Sin el material entre los polos magnetizantes todavía habría líneas de flujo en el espacio vacío. La densidad de flujo en el espacio vacío bajo la acción del campo magnético H , es, $\mu_0 H$. En consecuencia, la densidad de flujo total en el material tiene dos

componentes, la del aire más la densidad de flujo intrínseca que se debe a la capacidad inherente del material a tener más flujo ante un campo magnético que el que aparecía en el espacio vacío.

La densidad de energía pasa por un valor máximo entre la remanencia y la coercitividad. Esta densidad máxima $(BH)_{\max}$ es con frecuencia utilizada para clasificar los materiales magnéticos, generalmente esta clasificación se divide en materiales magnéticos blandos y duros.

Los materiales magnéticos blandos son fácilmente imanables y desimanables presentando curvas de histéresis de apariencia estrecha con bajos campos coercitivos y alta saturación, y teniendo por tanto altas permeabilidades magnéticas. Este hecho es debido a la presencia de pocas imperfecciones y defectos que constituyen obstáculos al movimiento de paredes de los dominios magnéticos ó al giro de la imanación dentro de un dominio. Igualmente, y para favorecer estos movimientos, se requieren bajas constantes de anisotropía y de magnetostricción. El uso de estos materiales está centrado en núcleos para transformadores, motores, generadores, equipos de comunicación de alta sensibilidad, etc. La tabla siguiente enuncia algunas propiedades de los materiales magnéticos blandos habitualmente utilizados.

Material y composición	Magnetización de saturación, B_s , T	Fuerza coercitiva, H_c , A/cm	Permeabilidad relativa inicial, μ_r
Hierro magnético, chapa de 0,2 cm	2,15	0,88	250
M36 Si-Fe laminado en frío (aleatorio)	2,04	0,36	500
M6 (110) [001], 3,2% Si-Fe (orientado)	2,03	0,06	1 500
45 Ni-55 Fe (45 Permalloy)	1,5	0,024	2 700
75 Ni-5 Cu-2 Cr-18 Fe (Mumetal)	0,8	0,012	30 000
79 Ni-5 Mo-15 Fe-0,5 Mn (Supermalloy)	0,78	0,004	100 000
48% MnO-Fe ₂ O ₃ , 52% ZnO-Fe ₂ O ₃ (ferrita suave)	0,36		1 000
36% NiO-Fe ₂ O ₃ , 64% ZnO-Fe ₂ O ₃ (ferrita suave)	0,29		650

Figura 74. Propiedades de los materiales magnéticos blandos más comunes

Los materiales magnéticos duros se caracterizan por una alta fuerza coercitiva H_c y una alta inducción magnética remanente B_r ; de este modo, los ciclos de histéresis de estos materiales son anchos y altos, en la tabla siguiente se resume los materiales magnéticos duros comúnmente utilizados y sus propiedades más relevantes. Los materiales magnéticos duros son difíciles de desimanar, una vez imanados debido básicamente a sus altas constantes de anisotropía cristalina y a defectos que imposibilitan el movimiento de las paredes de dominio. Para comparar las fuerzas de los imanes permanentes se escoge el cuadrante izquierdo superior de la curva de histéresis, y a partir de ella se calcula el producto energético máximo, $(BH)_{\max}$, que es el máximo valor del producto de B por H. Este producto es una medida de la energía potencial magnética de un material magnético duro por unidad de volumen y Por

tanto, y con el objetivo de maximizar el producto energético máximo es interesante trabajar con materiales de alta imanación de saturación.

Material y composición	Inducción remanente, B_r , T	Fuerza coercitiva, H_c , kA/m	Producto de energía máxima, $(BH)_{max}$, kJ/m ³
Alnico 1, 12 Al, 21 Ni, 5 Co, 2 Cu, bal Fe	0,72	37	11,0
Alnico 5, 8 Al, 14 Ni, 25 Co, 3 Cu, bal Fe	1,28	51	44,0
Alnico 8, 7 Al, 15 Ni, 24 Co, 3 Cu, bal Fe	0,72	150	40,0
Tierra rara-Co, 35 Sm, 65 Co	0,90	675-1 200	160
Tierra rara-Co, 25,5 Sm, 8 Cu, 15 Fe, 1,5 Zr, 50 Co	1,10	510-520	240
Fe-Cr-Co, 30 Cr, 10 Co, 1 Si, 59 Fe	1,17	46	34,0
Mo · Fe ₂ O ₃ (M = Ba, Sr) (ferrita dura)	0,38	235-240	28,0

Figura 75. Propiedades de los principales materiales magnéticos duros.

Los materiales magnéticos duros o imanes permanentes pueden ser agrupados en tres grandes grupos de acuerdo a su composición química:

- ❖ Materiales cerámicos o Ferritas
- ❖ Alnicos
- ❖ Imanes permanentes de tierras raras

Las ferritas, cerámicas duras magnéticamente, son aislantes térmicos y eléctricos mientras que el resto son conductores metálicos. Los Alnicos tienen una alta remanencia y una baja fuerza coercitiva, los cerámicos tienen baja remanencia, mientras que estos dos parámetros tienen valores altos para los imanes de tierras raras.

Conviene resaltar que el precio de los imanes permanentes depende mucho de las dimensiones, el proceso de fabricación y las tolerancias tanto dimensionales como de las propiedades magnéticas.

Las ferritas y los Alnicos no tienen características lineales y por tanto se corre el peligro de que se desmagnetice la máquina. La principal desventaja de los Alnicos es su baja coercitividad que lleva a bajas densidades de energía (entre el 11 y 25% de los imanes de tierras raras) y por tanto a diseños muy voluminosos para conseguir el mismo flujo en el entrehierro. Con las ferritas sucede algo parecido, su baja remanencia lleva a diseños más grandes y pesados, aunque su bajo precio podría compensar estas desventajas.

En la actualidad, para aplicaciones del tipo a la nuestra, lo habitual es el uso de imanes de Nd-Fe-B ya que su precio no es mucho más caro y nos hace reducir el precio de los imanes en unas 16 veces. Por otro lado, aunque el precio es superior, en los últimos años se está reduciendo considerablemente y su fabricación resulta mucho más sencilla, ya que solo necesitamos pegarlos alrededor del rotor de forma distribuida.

A continuación se puede comprobar cuál es la curva de magnetización de diferentes tipos de imanes permanentes comerciales de características aptas para un generador de imanes permanentes del tipo que se requiere en este proyecto.

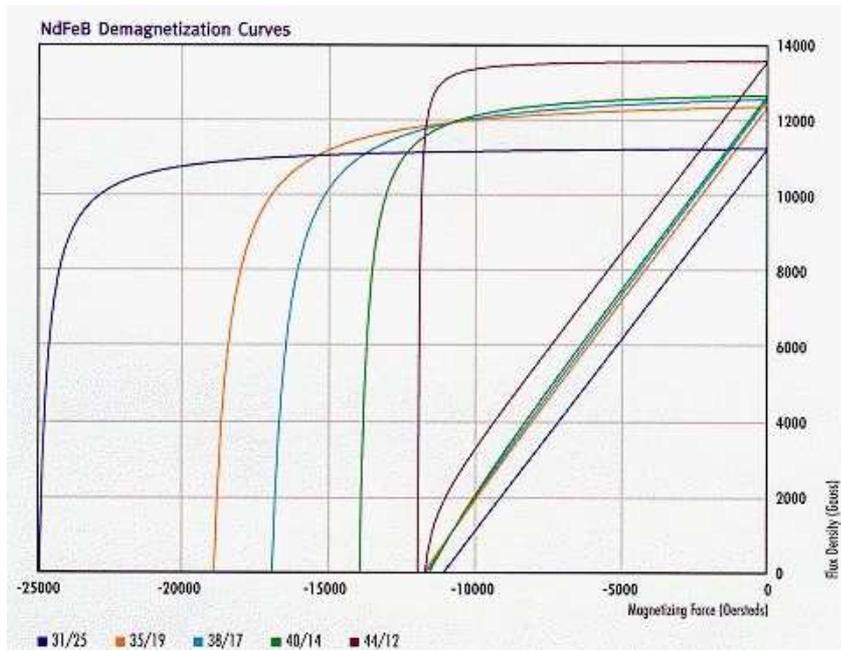


Figura 76. Curva de magnetización de diferentes tipos comerciales de imanes permanentes.

7.3 Ingeniería Inversa del Generador de Imanes SOLENER

A la hora de diseñar una máquina nueva, en muchas ocasiones, se toma como punto de partida máquinas ya elaboradas cuyo comportamiento ha sido satisfactorio. Introduciendo después, en ese diseño de base, aquellas modificaciones que el buen juicio aconseje con vistas a mejorar el diseño global.

Hay que tener en cuenta que en una máquina eléctrica, las dimensiones dependen de las características de la máquina y de los coeficientes de trabajo electromagnético que se adopten, éstos, a su vez, determinan muchas de las características que se derivan del funcionamiento normal de la máquina. Además, no basta con llegar a una solución, sino que esa solución debiera ser lo mejor posible, una solución de compromiso entre condiciones compatibles sin olvidar el aspecto económico.

En nuestro caso, como ya se indicó, nuestra máquina es un generador síncrono de imanes permanentes. A priori no tenemos ningún dato ni especificación técnica de sus características, el único dato conocido es que SOLENER utiliza este generador para su aerogenerador de 1.5 KW, además el mismo fabricante nos informó de que era capaz de alcanzar hasta unos 3 KW de producción. Otro dato con el que se contaba a

priori era que su velocidad de funcionamiento cuando era utilizado en el aerogenerador de SOLENER de 1,5 kW era de 1000 rpm y que era capaz de girar a velocidades máximas de 3000 rpm. A partir de estos datos y de las dimensiones del generador que se pueden medir fácilmente en el laboratorio se procedió a realizar un análisis de ingeniería inversa para poder conocer la potencia real que es capaz de producir e intentar averiguar cuales fueron las hipótesis de diseño del fabricante. Para la realización de todos estos cálculos se ha utilizado la herramienta matemática Mathcad, en su versión 13.

Los cálculos del diseño se basan en las ecuaciones analíticas convencionales de las máquinas síncronas adaptándolas, cuando sea necesario, a la utilización de imanes permanentes. Con este método, se consigue estudiar la incidencia, en el resto del diseño de cada una de las variables consideradas.

En realidad, aunque las características de servicio a tener en cuenta sean muy numerosas, la cantidad de parámetros fundamentales no es tan abundante como cabría esperar, la inducción en el entrehierro, la carga lineal específica en el inducido y las densidades de corriente en las secciones de los devanados fijan ya buena parte de las características, por tanto, como se verá a continuación las variables físicas que se han utilizado para hacer este estudio no son muchas ni las operaciones realizadas tienen alto grado de complejidad.

Para comenzar con el estudio de ingeniería inversa de la máquina de SOLENER, es necesario tomar las medidas necesarias para poder aplicar las ecuaciones adecuadas para ser capaces de averiguar las hipótesis de diseño del fabricante de esta máquina de imanes permanentes. A continuación se resume en una tabla cuales fueron las medidas que se tomaron directamente de la máquina.



Figura 77. Detalle del generador de imanes permanentes a estudiar



Figura 78. Rotor exterior del generador de imanes permanentes

MEDIDAS FÍSICAS TOMADAS DEL GENERADOR

$p := 9$	Número de pares de polos
$N_r := 54$	Numero de ranuras
$L := 52\text{-mm}$	Longitud axial de la máquina
$D := 263\text{-mm}$	Diametro exterior de inducido
$D_m := 264\text{-mm}$	Diametro interior imanes
$A_c := 9\text{-mm}$	Ancho culata inductor
$b_m := 30\text{-mm}$	Ancho de los imanes
$L_m := 60\text{-mm}$	Longitud de los imanes
$h_m := 7\text{-mm}$	Espesor de los imanes
$A_g := 4\text{-mm}$	Apertura entrehierro
$b_r := 8.5\text{-mm}$	Ancho de la ranura
$b_d := 5\text{-mm}$	Ancho de diente
$h_r := 37\text{-mm}$	Profundidad de la ranura
$D_{\text{hilo}} := 1.2\text{-mm}$	Diametro hilo (esmaltado)
$N_{\text{espiras_bobina}} := 35$	Numero de espiras por bobina
$g := 1\text{-mm}$	Espesor del entrehierro
$N_b := 54$	Numero de bobinas
$m_f := 3$	Numero de fases
$A_{\text{cond}} := 6\text{-mm}^2$	Area de conductor de salida

Tabla 2. Medidas principales del Generador de Imanes Permanentes



Una vez tenemos las medidas principales del generador, podemos empezar a calcular algunos de los parámetros básicos, por ejemplo, se comienza calculando el paso polar, tomando como tal a la relación entre el diámetro total de la máquina con el número de polos, lo podemos expresar con la expresión siguiente:

$$\tau_p := \pi \cdot \frac{D}{2p}$$

Sustituyendo en la ecuación los valores medidos en el generador y obtenemos el valor siguiente:

$$\tau_p = 0.045902 \text{ m}$$

A su vez, también es posible calcular a partir de los datos tomados inicialmente el número de ranuras por polo de la configuración de la máquina, ya que conocemos que el número total de ranuras de la máquina es 54 y a su vez, conocemos el número de polos, por tanto:

$$N_{rp} := \frac{N_r}{2p}$$

$$N_{rp} = 3$$

Con los dos datos calculados anteriores, estamos en disposición de poder calcular el paso de ranura, ya que nos es conocido tanto el paso polar como el número de ranuras por polo:

$$\tau_r := \frac{\tau_p}{N_{rp}}$$

$$\tau_r = 0.015301 \text{ m}$$

Por otro lado, también se puede calcular otros valores que serán de utilidad más adelante, como lo son el número de bobinas por fase, los cálculos se muestran a continuación:

$$N_f := \frac{N_r}{m_f}$$

$$N_f = 18$$



También es necesario calcular el número de ranuras por polo y por fase, se puede hacer de forma sencilla:

$$N_{pf} := \frac{N_f}{2p}$$

$$N_{pf} = 1$$

Por otro lado, también es importante conocer el número de espiras por bobina, pero este número no es sencillo de medir físicamente en la máquina, ya que el número de espiras es elevado y su espesor es mínimo, además de la dificultad que supone el que las bobinas están arrolladas sobre los polos de la máquina, por lo que se tuvo que aproximar dicho valor. Para ello, lo que se hizo fue medir con un calibre el espesor de una sola espira, y luego medir el espesor de todo el conjunto de espiras enrolladas sobre el polo, con dicha aproximación se obtuvo el valor siguiente:

$$n_{\text{esp_bob}} := 35$$

También fue necesario hacer una estimación del aislamiento del hilo de cobre, para poder calcular el diámetro interno del hilo esmaltado para ello necesito hacer una estimación del espesor del aislamiento de los cables. Teniendo en cuenta que el aislamiento de este tipo de conductores es de papel impregnado, considero entonces un valor de su espesor de 0,1 mm, con lo que si restamos dicho valor al valor que se midió en la etapa de toma de datos físicos obtendremos el valor que se está buscando:

$$D_{\text{cu}} := D_{\text{hilo}} - \Delta d$$

$$D_{\text{cu}} = 1.1 \times 10^{-3} \text{ m}$$

A partir de este valor se puede calcular la sección neta del conductor a través de la expresión siguiente:

$$\Omega_{\text{cond}} := \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{cu}}}{2} \right)^2$$

Obteniendo entonces un valor para la sección del conductor de:

$$\Omega_{\text{cond}} = 9.503318 \times 10^{-7} \text{ m}^2$$

Se supone que cada espira está en realidad compuesta por dos conductores en paralelo, por tanto la sección de conductor total por espira se calcula como sigue:

$$\Omega_{\text{condtotal}} := n_{\text{paralelo}} \cdot \Omega_{\text{cond}}$$

$$\Omega_{\text{condtotal}} = 1.900664 \times 10^{-6} \text{ m}^2$$

A partir de los datos del diámetro del hilo de cobre se puede conocer también la sección bruta de cobre:

$$\Omega_{\text{bruta}} := \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{hilo}}}{2} \right)^2$$

$$\Omega_{\text{bruta}} = 1.130973 \times 10^{-6} \text{ m}^2$$

A partir de la geometría de la es posible calcular el área total de ranura, pero para calcularlo primero hay que analizar la geometría de la ranura para poder calcular su sección.

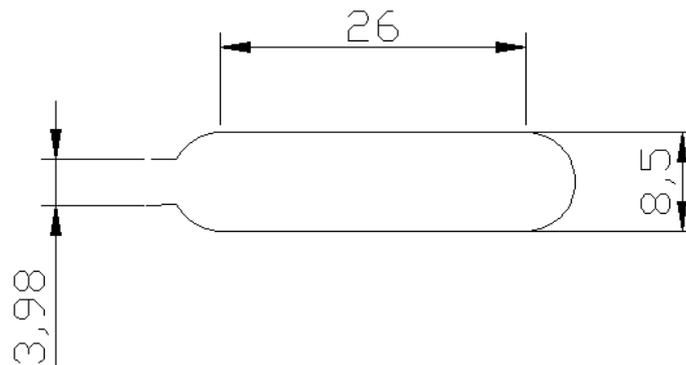


Figura 79. Esquema de la geometría de la ranura

Como se ve en la figura, la ranura no tiene forma rectangular, sus dos extremos están redondeados, llamando r_r a la longitud del tramo recto, sc_r a los radios de las partes semicirculares, podemos obtener la expresión siguiente, con la que es posible calcular la sección de la ranura:

$$\Omega_{\text{ranura}} := \pi \cdot \left(\frac{sc_r}{2} \right)^2 + sc_r \cdot r_r$$

Con lo que obtenemos un valor de sección bruta de la ranura de $2,77 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$. Este valor nos será útil para calcular el factor de llenado de las ranuras, para ellos a continuación se deberá calcular el área de cobre de conductor dentro de cada ranura. Cada ranura está formado por dos capas, por lo que en realidad la sección ocupada por los conductores será igual a dos veces el área ocupada por cada espira, al haber supuesto que cada espira está formada por dos conductores, la expresión final para el

cálculo de este valor es:

$$\Omega_{\text{brut_ran}} := 2 \cdot \Omega_{\text{condtotal}} \cdot n_{\text{esp_bob}}$$

Obteniendo un valor de:

$$\Omega_{\text{brut_ran}} = 1.330464 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

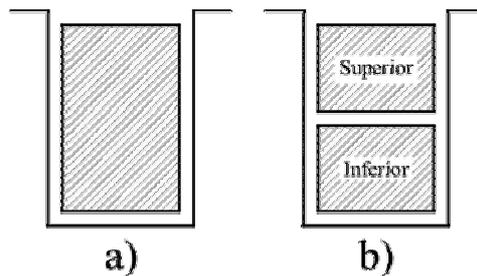


Figura 80. Esquema del llenado de ranura con 1 y 2 capas

La eficiencia global de una máquina eléctrica de estas características se puede aumentar si se disminuye la resistencia del devanado del estator. Esto se logra fundamentalmente acortando la longitud de las cabezas de bobina e incrementando, siempre que sea posible, el área del conductor. Lo último puede obtenerse con un mayor llenado de la ranura. Con la información que tenemos ya es posible calcular este factor de llenado, su valor será muy indicativo de la calidad de la máquina eléctrica, cuanto mayor sea este valor, mayor será el aprovechamiento de la capacidad de la ranura y por tanto la eficiencia de la máquina será mayor. Este factor de llenado se calcula mediante el cociente entre el área bruta de cobre por ranura y la sección de la ranura calculada a través de su geometría.

$$K_{\text{cu}} := \frac{\Omega_{\text{brut_ran}}}{\Omega_{\text{ranura}}}$$

Con este cálculo obtenemos un valor de 0,479 de factor de llenado, este valor es habitual en máquinas de estas características, siendo el valor más común el de 0,55. Es razonable que SOLENER no haya realizado un especial esfuerzo en mejorar este valor, ya que como se comentó en capítulos anteriores, un aerogenerador de pequeña potencia no tiene una alta capacidad de extraer energía del viento, por lo que no tendría sentido invertir grandes esfuerzos en mejorar el factor de llenado de las ranuras. Con toda esta información, se puede empezar a calcular los factores de devanado de la máquina. Su valor se obtiene de forma teórica haciendo un análisis armónico de la onda de fuerza magnetomotriz en el entrehierro a través de desarrollos



de Fourier, su obtención queda fuera del alcance de este proyecto ya que es posible encontrarlo en cualquier libro introductorio a las máquinas eléctricas. El uso de imanes rectangulares sin entrehierro senoidal genera una onda de inducción cuadrada, por lo que el contenido en armónicos es muy elevado. Una forma de reducir este contenido sería acortando el paso de ranura, pero en nuestro caso, el diseñador prefirió inclinar las ranuras un valor γ de 1.047 radianes obtenido a través de la expresión siguiente:

$$\gamma := \frac{2\pi}{\frac{N_r}{p}}$$

Con este valor de inclinación podemos calcular el factor de inclinación de ranura:

$$k_i := \frac{\sin\left(\frac{\gamma}{2}\right)}{\frac{\gamma}{2}}$$

$$k_i = 0.95493$$

Al ser el número de ranuras por polo y por fase igual a 1, todos los armónicos presentarán el valor del coeficiente de distribución igual a 1. Igualmente sucede con el factor de acortamiento de paso, que toma valor 1, por no estar las bobinas acortadas. Con esto obtenemos un valor del factor de devanado:

$$k_w := k_p \cdot k_i \cdot k_d$$

$$k_w = 0.95493$$

Tomamos como hipótesis de diseño, un valor del campo magnético en el entrehierro de 0,7 T. Para poder calcular el flujo máximo producido por el generador, es necesario calcular primero la amplitud del primer armónico de la onda de inducción, este valor corresponde a:

$$B_1 := \frac{4}{\pi} \cdot B_m \cdot \sin\left(\frac{\beta \cdot \pi}{2}\right)$$

Para poder aplicar esta expresión hay que conocer el valor de β que corresponde a la anchura relativa de los imanes respecto al paso por, su valor, es:



$$\beta := \frac{b_m}{\tau_p}$$

$$\beta = 0.653564$$

Ahora sí estamos en condiciones de calcular la amplitud del primer armónico de la onda de inducción, tomando éste un valor de 0,7625 Tesla. El flujo correspondiente a este primer armónico se obtiene ahora de la siguiente manera:

$$\phi_m := 2 \cdot B_1 \cdot L \cdot \frac{D}{2p}$$

$$\phi_m = 1.1587 \times 10^{-3} \text{ Wb}$$

Con toda la información que ya ha sido obtenida, estamos en disposición de poder calcular el número efectivo de espiras en serie en la máquina, cuyo valor debería aproximarse a un número entero.

$$Z_n := \frac{E}{4.44 \cdot \phi_m \cdot k_w \cdot f}$$

$$Z_n = 141.165856$$

Tomamos como valor hipotético de densidad de corriente circulante por los conductores de cobre unos 3 A/mm², valor muy típico para este tipo de conductores. Con dicho valor, y habiendo calculado anteriormente la sección equivalente de los conductores de cobre, se obtiene un valor de I_f de 18 A.

La carga lineal específica del inducido se define de la siguiente manera:

$$q := Z_n \cdot \frac{I_f}{\pi D}$$

Donde Z_n es el número total de conductores en el estator que se acaba de calcular. El concepto de carga lineal está muy relacionado al concepto de capa de corriente, es decir, a cuantos amperios circulan por unidad de longitud circunferencial suponiendo que en lugar de conductores hubiera una capa de corriente. La carga lineal afecta principalmente a la reactancia de dispersión, a la reacción de inducido y al calentamiento, de forma que, cuanto esta crece, también lo hacen estos otros parámetros.

De la ecuación de carga lineal específica se concluye, que si el número de

conductores y el diámetro son conocidos, la carga lineal está perfectamente determinada. En nuestro caso, ya conocemos todas las variables, introduciéndolas en la ecuación obtenemos:

$$q = 3.075364 \times 10^3 \frac{\text{A}}{\text{m}}$$

A partir del factor de devanado, de la carga lineal y de la B_m estamos en condiciones de calcular el coeficiente de utilización C_{ut} , su expresión es:

$$C_{ut} := 1.165 \cdot k_w \cdot q \cdot B_m$$

La constante 1,165 se denomina factor relativo de amplitud y es un valor aproximado del cociente del máximo de la onda senoidal del campo magnético producido en el entrehierro y el máximo de la onda real.

Finalmente, es posible calcular, a partir de las dimensiones principales de la máquina, longitud y diámetro medio, el valor de la potencia aparente por unidad de velocidad angular.

$$M_b := C_{ut} \cdot D^2 L$$

$$M_b = 8.614037 \text{ J}$$

Multiplicando el valor obtenido por la velocidad de sincronismo obtendremos la potencia máxima que nuestra máquina es capaz de suministrar. Por informaciones del fabricante, la máquina produce a 230 V de tensión de fase y a una frecuencia que puede alcanzar los 333 Hz. Con esta información, obtenemos un valor de la potencia producida con el generador de:

$$P_b := n_s \cdot M_b$$

$$P_b = 2.002573 \times 10^3 \text{ W}$$

A priori, conocíamos que este generador de imanes permanentes era utilizado por SOLENER para su máquina de 1,5 KW, aunque el propio fabricante nos indica que el generador está sobredimensionado y que podría alcanzar potencias algo mayores. Por lo que podemos dar por satisfactorio el valor de potencia obtenido teóricamente.



8 Diseño de la instalación Eléctrica

Todo el sistema anteriormente descrito requiere una instalación eléctrica que permita la correcta inyección de potencia a la red en condiciones de seguridad y conforme a lo establecido por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión que establece los requerimientos de las instalaciones eléctricas en el territorio español.

Por ese motivo en este capítulo se procede diseño de la instalación eléctrica, que incluye la canalización de la línea eléctrica que permite la conexión del sistema a la red, el diseño del sistema de protecciones, el diagrama unifilar y, por último el armario de control y protecciones en el que se alojarán todos los elementos que componen el sistema.

8.1 Canalización de la Línea eléctrica

La canalización está dividida físicamente en tres tramos, el primer tramo corresponde a la instalación vertical desde el aerogenerador hasta el terreno. El segundo tramo corresponde a la instalación enterrada entre la base de la torre y la arqueta de registro. Y el tercer tramo corresponde a la conducción enterrada desde la arqueta de registro hasta el armario de control y protecciones.

La canalización vertical de la torre se realizará mediante tubo de acero de 110 mm, montaje superficial aéreo, amarrado interiormente por la estructura metálica de la torre, intercalando las necesarias abrazaderas de sujeción para fijar dicho tubo. Dichas abrazaderas serán metálicas y fijación mediante tornillería métrica espárrago-arandela-tuerca.

Los dos tramos de canalización enterrada se efectuarán a través de una zanja, cuyo trazado se indica en el plano. Dicha zanja tendrá una anchura y una profundidad de 0.60 y 0.80 metros, respectivamente, según lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La excavación de la zanja se ejecutará de forma que no resulten dañadas posibles instalaciones existentes, ni árboles cercanos al recorrido. A unos 40 metros de la base de la torre, se intercalará una arqueta de registro.

Realizada la zanja, se colocará una primera capa de arena cribada de unos 10 cm y se compactará. Seguidamente se colocará un tubo corrugado de 110 mm para la conducción establecida, manteniendo su posición en el centro de la zanja, el tubo corrugado contendrá un alambre para facilitar el paso de los cables posteriormente. A partir de aquí se empezará a rellenar la zanja hasta unos 10 cm por encima del tubo corrugado, y se volverá a compactar. Después se colocaran las placas de identificación de instalaciones enterradas, y finalmente se acabará de rellenar la zanja con la tierra sobrante de la primera excavación.

8.2 Línea Eléctrica

La línea esta dividida eléctricamente en cuatro tramos según las necesidades y la naturaleza de la corriente: un primer tramo en corriente alterna mediante sistema trifásico de 230 V. Un segundo tramo en corriente continua, tras realizar la conveniente transformación mediante el rectificador trifásico. Un tercer tramo en corriente alterna trifásica de 200V, tras la etapa de salida del inversor trifásico. Y por último, el cuarto tramo en corriente alterna trifásica de 400 V, tras pasar por el transformador trifásico.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1.5 %, tanto para el tramo de continua como para el tramo de alterna.

El primer tramo, entre aerogenerador y rectificador es una línea trifásica, cuyo voltaje será de 230V. Lo que ocurre, es que debido a la no constancia de velocidad del viento, la producción eléctrica será variable y proporcional a las rachas de viento. Por este motivo, la tensión generada se rectifica dando lugar al segundo tramo de corriente continua. De esta manera se procede a la conversión a corriente alterna a través del inversor trifásico, logrando el nivel de tensión estable de 230 V mediante sistema trifásico. Y finalmente aparece el cuarto tramo, donde mediante transformador trifásico se cambia el nivel de voltaje, es decir, se elevan los 200 V a 400 V, con lo cual se adapta la energía eléctrica generada a los valores de distribución del edificio para poder proceder a su interconexión.

El primer tramo va desde el generador, descendiendo la torre, y canalizado de forma subterránea hasta el armario de control y protecciones, donde se ubica el cuadro que contiene el rectificador trifásico y en inversor. Por tanto, el segundo tramo, está cableado en el propio armario. Del inversor sale la línea trifásica convertida a 200 V hasta llegar a la toma de baja del transformador. Finalmente sale la línea trifásica por la toma de alta del transformador hasta el punto de conexión a red.

Tanto para la línea tetrapolar de corriente alterna (3 fases + conductor de tierra) como para la línea tripolar de corriente continua (positivo, negativo y conductor de tierra) se emplearan conductores flexibles de cobre de doble aislamiento cuya sección se calcula a continuación.

Para la determinación reglamentaria de la sección de un cable, se tendrán en cuenta los 3 criterios siguientes:

- i. Criterio de Intensidad Máxima Admisible: La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible de los materiales que se utilizan para el aislamiento.



- ii. Criterio de la Caída de Tensión: La circulación de corrientes a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia entre las tensiones origen y extremo de la canalización. Esta caída debe ser menor a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación.
- iii. 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 deberá sobrepasar la temperatura máxima admisible por cada uno de los materiales utilizados en el aislamiento del cable. Este criterio, no es determinante en instalaciones de baja tensión, ya que 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.

Tramo 1:

Desde la salida del generador hasta la caja de control y protecciones. La tensión en este tramo es $U=230V$, la longitud del tramo es de, aproximadamente, 80m, incluyendo la altura de la torre y la distancia de la base de la torre a la arqueta de registro y desde esta al armario de control. Consideramos un factor de potencia unidad, ya que este caso será el más desfavorable a la hora de calcular la caída máxima de tensión. Tomando la potencia máxima que puede producir nuestro generador de 2.5 Kw, podemos calcular la intensidad máxima que podría circular por los conductores aplicando la expresión siguiente:

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

De donde se obtiene el valor de la Intensidad que circula por el conductor que estamos calculando, sustituyendo los valores anteriormente indicados obtenemos un valor para la corriente de 6,276 A.

La ITC-BT_07 dice: "*los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal*"

Teniendo en cuenta esta norma, hay que dimensionar los cables para que la intensidad circulante sea 1,25 veces la obtenida en la expresión anterior, por ello, obteniendo un valor para la intensidad circulante de:

$$I_n = 7.844 \text{ A}$$



Una vez obtenido este valor se puede calcular el valor de la sección del conductor, para lo que se utilizará la expresión siguiente:

$$S_m := \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \frac{\cos(\psi)}{K \cdot e}$$

Identificando cada término de la expresión y sus unidades de la siguiente manera:

S: Sección de los conductores [mm²]

L: Longitud de la línea [m]

I: Intensidad [A]

K: Conductividad (56 para el Cu)

cosΨ: Factor de potencia

e: Caída de tensión en la línea en Voltios, como máximo 1,5% según el REBT.

Sustituyendo los valores en la expresión, obtenemos una sección de:

$$S = 7,1 \text{ mm}^2$$

Las secciones normalizadas existentes se resumen en la tabla siguiente:

S mm ²	1,5	2,5	4	5	10	25	70	95	120	150	185
-------------------	-----	-----	---	---	----	----	----	----	-----	-----	-----

Por lo que la sección normalizada más cercana al valor obtenido es 10 mm².

Según la norma, la sección mínima del conductor a neutro tiene que ser igual a la de los conductores. Por tanto los conductores seleccionados para este tramo serán:

$$\underline{3 \times 10 \text{ mm}^2 + 10 \text{ mm}^2 \text{ con aislamiento de PVC}}$$

Tramo 2:

Este tramo corresponde al tramo entre el rectificador y el chopper, pero físicamente no existe, ya que ambos elementos están montados sobre la misma placa.

Tramo 3:

Desde la salida del inversor a la toma de baja del transformador, estos cables van dentro del armario, y su longitud será inferior a un metro, por lo que las pérdidas de potencia no van a suponer ningún problema en cuanto a requisitos de caída de tensión, por lo que elijo los cables más pequeños posibles, que según normativa corresponde a:

$$\underline{3 \times 6 \text{ mm}^2 + 6 \text{ mm}^2 \text{ con aislamiento de PVC}}$$



Tramo 4:

Este último tramo comprende desde la salida del transformador a la conexión a red, considero una longitud de 3 metros, aunque, probablemente será menor, la tensión de salida del generador será la de la red, 400 V. sustituyendo en la expresión (x) obtenemos un valor de la intensidad:

$$I = 2,88A$$

Por tanto, diseñándolo para aguantar el 125% del valor anterior, obtenemos:

$$I_n = 6,49 A$$

Con esto tenemos una sección de $0,11 \text{ mm}^2$, debido a que la sección mínima admisible para este tipo de instalaciones es 6 mm^2 elegiremos los conductores siguientes:

$$\underline{3 \times 6 \text{ mm}^2 + 6 \text{ mm}^2 \text{ con aislamiento de PVC}}$$

Se conectarán a tierra todas las masas de la instalación eólica, tanto de la parte continua, como de la de alterna. Se realizará de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la Universidad, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red.

La torre, y con ella el aerogenerador, se conectará a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas. También permite a los interruptores diferenciales la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de defecto o descarga de origen atmosférico.

La instalación presenta separación galvánica entre el generador eólico y la red de distribución de baja tensión mediante un transformador de aislamiento galvánico que incorpora el propio inversor.

La puesta a tierra queda como sigue:

Se conectará la torre y el aerogenerador con el punto de puesta a tierra situado a pie de torre. Su sección será como mínimo de 25 mm^2 para conductores de cobre aislado. El montaje será directo desde la base de la torre hasta el punto de puesta a tierra.

Se conectará el inversor trifásico con el punto de puesta a tierra, su sección será como mínimo de 24 mm^2 para conductores de cobre. El montaje será directo desde el cuadro del inversor hasta el punto de puesta a tierra.



PUNTO DE PUESTA A TIERRA: Punto situado en el suelo, en una pequeña arqueta, Estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa, borne).

ELECTRODOS: lo forman dos picas y el conductor enterrado horizontalmente. Las picas son barras de acero o cobre de 14 mm de diámetro como mínimo. Si son de acero estarán recubiertas de una capa protectora exterior de cobre de espesor apropiado. Su longitud será de 2 m.

8.3 Selección de Protecciones

El RD 1663/2000 establece que el sistema de protecciones para una instalación de estas características deberá estar provisto de los siguientes elementos:

INTERRRUPTOR GENERAL MANUAL: Interruptor Magnetotérmicos manual con una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa suministradora.

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DIFERENCIAL: Para protección de las personas contra contactos indirectos.

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EN LA INTERCONEXIÓN: En caso de pérdida de tensión o de frecuencia.

PROTECCION PARA LA CONEXIÓN DE MÁXIMA/MÍNIMA FRECUENCIA :El ICT-BT-40 para Instalaciones generadoras de baja tensión dice además que las instalaciones que estén interconectadas con la Red de Distribución Pública, deberán disponer de un conjunto de protecciones que interactúen sobre el interruptor de la interconexión, situadas en el origen de la instalación interior.

Por lo tanto, las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:

- ❖ De sobreintensidad, mediante relés Magnetotérmicos o solución equivalente.
- ❖ De mínima tensión instantáneos, conectados entre las 3 fases y neutro y que actuarán en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85 % de su valor asignado.
- ❖ De sobretensión, conectado entre una fase y neutro y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- ❖ De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 periodos.

Siguiendo estas indicaciones, se diseña un sistema de protecciones acorde a las necesidades de nuestro sistema.

En primer lugar, se colocará un Magnetotérmicos manual a la salida del inversor, que servirá para proteger el inversor y el aerogenerador de posibles faltas. Para seleccionarlo se parte de la curva de disparo de este tipo de dispositivos del fabricante ABB:

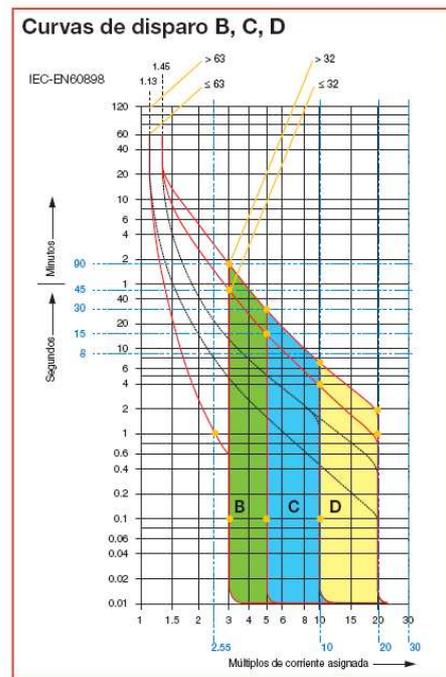


Figura 81. Curva de disparo del Magnetotérmico ABB

Y según los datos técnicos aportados por el fabricante:

Curvas de disparo

Norma	Curva de disparo y corriente asignada	Disparo térmico [ⓐ]		Tiempo de disparo	Disparo electromagnético [ⓑ]		Tiempo de disparo
		Intensidad de prueba: Intensidad de no disparo	Intensidad de prueba: Intensidad de disparo		Intensidad de prueba: Intensidad de no disparo	Intensidad de prueba: Intensidad de disparo	
IEC/EN 60898	B 6...63 A	1.13 · I _n	1.45 · I _n	> 1 h < 1 h	3 · I _n	5 · I _n	> 0.1 s < 0.1 s
	C 0.5...63 A	1.13 · I _n	1.45 · I _n	> 1 h < 1 h	5 · I _n	10 · I _n	> 0.1 s < 0.1 s
	D 0.5...63 A	1.13 · I _n	1.45 · I _n	> 1 h < 1 h	10 · I _n	20 · I _n	> 0.1 s < 0.1 s
DIN VDE 0660/9.82	K 0.5...63 A	1.05 · I _n	1.2 · I _n	> 1 h < 1 h	No aplicable		
IEC/EN 60947-2 DIN VDE 0660 8/69 Apartado 101	Z 0.5...63 A	1.05 · I _n	1.2 · I _n	> 2 h < 1 h [ⓐ]	8 · I _n	12 · I _n	> 0.2 s < 0.2 s
		1.5 · I _n	6.0 · I _n	< 2 min. [ⓐ] > 2 s (T1)			
DIN VDE 0660/9.82		1.05 · I _n	1.2 · I _n	> 1 h < 1 h	No aplicable		
IEC/EN 60947-2 DIN VDE 0660 8/69 Apartado 101	Z 0.5...63 A	1.05 · I _n	1.2 · I _n	> 2 h < 1 h [ⓐ]	2 · I _n	3 · I _n	> 0.2 s < 0.2 s
		1.5 · I _n	6.0 · I _n	< 2 min. [ⓐ] > 2 s (T1)			
DIN VDE 0660/9.82		1.05 · I _n	1.2 · I _n	> 1 h < 1 h	No aplicable		

ⓐ Los valores de disparo indicados de los aparatos de disparo electromagnéticos se aplican a un intervalo de frecuencias de 16 2/3... 60 Hz. En el caso de frecuencias divergentes o corriente continua, ver sección "Variación del umbral de disparo en función de la altitud y de la frecuencia de la red" (página 6/7)

ⓑ El valor nominal de la intensidad de un interruptor automático está referida a 20 °C para interruptores con curvas de disparo K y Z y de 30 °C para aquellos con curvas B, C, y D. En el caso de temperaturas ambiente superiores, los valores nominales de la intensidad disminuyen aprox. en un 6 % por cada subida de 10 °C de temperatura.

ⓐ A partir de la temperatura de funcionamiento (después de t₁ > 1 h o, según el caso, 2 h).

Tabla 3. Características de los Magnetotérmicos ABB

Con toda esta información, se puede ver que un interruptor con curva de Disparo C será adecuado para nuestro propósito.

Ahora es necesario por elegir la corriente asignada I_n para dicho Magnetotérmicos, bastará con un poder de corte de 6000.

La intensidad nominal para dicho tramo es 5,24 A, si en el arranque existieran tensiones de 6 veces dicha I_n serían intensidades de unos 32 A, por tanto con uno de 8 A sería suficiente.

Por tanto se elije el modelo S 203-c 8.



3	0.5	S 203-C 0.5	2CDS 253 001 R0984	0.375	1
	1	S 203-C 1	2CDS 253 001 R0014	0.375	1
	1.6	S 203-C 1.6	2CDS 253 001 R0974	0.375	1
	2	S 203-C 2	2CDS 253 001 R0024	0.375	1
	3	S 203-C 3	2CDS 253 001 R0034	0.375	1
	4	S 203-C 4	2CDS 253 001 R0044	0.375	1
	6	S 203-C 6	2CDS 253 001 R0064	0.375	1
	8	S 203-C 8	2CDS 253 001 R0084	0.375	1
	10	S 203-C 10	2CDS 253 001 R0104	0.375	1
	13	S 203-C 13	2CDS 253 001 R0134	0.375	1
	16	S 203-C 16	2CDS 253 001 R0164	0.375	1
	20	S 203-C 20	2CDS 253 001 R0204	0.375	1
	25	S 203-C 25	2CDS 253 001 R0254	0.375	1
	32	S 203-C 32	2CDS 253 001 R0324	0.375	1
	40	S 203-C 40	2CDS 253 001 R0404	0.375	1
	50	S 203-C 50	2CDS 253 001 R0504	0.375	1
	63	S 203-C 63	2CDS 253 001 R0634	0.375	1

U_{Bmax}
440 V ~

Figura 82. Detalles del Interruptor Magnetotérmico Seleccionado

En serie con éste vamos a colocar un interruptor diferencial, se elije uno de 40 A y $\Delta I_n \leq 30$ mA tetrapolar para que soporte las intensidades que circulan por el magnetotérmico. Este diferencial ofrece protección contra riesgos de una corriente de defecto a tierra, alterna senoidal tipo AC. Además de protección contra contactos indirectos y protección adicional contra contactos directos.



4	30	25	F204 AC-25/0.03	2CSF204001R1250	0.375	1/3
		40	F204 AC-40/0.03	2CSF204001R1400	0.375	1/3
		63	F204 AC-63/0.03	2CSF204001R1630	0.375	1/3
100	25	F204 AC-25/0.1	2CSF204001R2250	0.375	1/3	
	40	F204 AC-40/0.1	2CSF204001R2400	0.375	1/3	
	63	F204 AC-63/0.1	2CSF204001R2630	0.375	1/3	
300	25	F204 AC-25/0.3	2CSF204001R3250	0.375	1/3	
	40	F204 AC-40/0.3	2CSF204001R3400	0.375	1/3	
	63	F204 AC-63/0.3	2CSF204001R3630	0.375	1/3	
500	25	F204 AC-25/0.5	2CSF204001R4250	0.375	1/3	
	40	F204 AC-40/0.5	2CSF204001R4400	0.375	1/3	
	63	F204 AC-63/0.5	2CSF204001R4630	0.375	1/3	

Figura 83. Protección diferencial seleccionada

Por último se selecciona un interruptor magnetotérmico manual para separar el sistema del punto de conexión a red. Este deberá soportar intensidades mucho menores ya que la I_n que circula por dichos conductores es como máximo de 3.04A.

Por tanto, con un magnetotérmico que aguante unos 18 A en el arranque será suficiente, por eso elegimos otra vez uno con curva de disparo C, poder de corte 6000 A y 4A de I_n . En paralelo con éste, se coloca otro Magnetotérmicos de menor poder de corte, cuya finalidad es la de conectar el sistema a la red y soportar los picos de corriente de magnetización en la conexión, una vez estabilizado este valor de corriente, la maniobra a realizar será la de conectar el otro, se elige el modelo: S203_d10 de ABB.



3	0.5	S 203-C 0.5	2CDS 253 001 R0964	0.375	1
	1	S 203-C 1	2CDS 253 001 R0014	0.375	1
	1.6	S 203-C 1.6	2CDS 253 001 R0974	0.375	1
	2	S 203-C 2	2CDS 253 001 R0024	0.375	1
	3	S 203-C 3	2CDS 253 001 R0034	0.375	1
	4	S 203-C 4	2CDS 253 001 R0044	0.375	1
	6	S 203-C 6	2CDS 253 001 R0064	0.375	1
	8	S 203-C 8	2CDS 253 001 R0084	0.375	1
	10	S 203-C 10	2CDS 253 001 R0104	0.375	1
	13	S 203-C 13	2CDS 253 001 R0134	0.375	1
	16	S 203-C 16	2CDS 253 001 R0164	0.375	1
	20	S 203-C 20	2CDS 253 001 R0204	0.375	1
	25	S 203-C 25	2CDS 253 001 R0254	0.375	1
	32	S 203-C 32	2CDS 253 001 R0324	0.375	1
	40	S 203-C 40	2CDS 253 001 R0404	0.375	1
	50	S 203-C 50	2CDS 253 001 R0504	0.375	1
	63	S 203-C 63	2CDS 253 001 R0634	0.375	1

U_{Bmax}
440 V ~

Figura 84. Magnetotérmico Manual seleccionado

Finalmente habrá que conectar un relé de máxima/ mínima frecuencia y otro de máxima y mínima tensión, que dispare el magnetotérmico situado a la salida del inversor en caso de desvíos en la tensión o frecuencia inyectadas a la red. El fabricante Crouzet ofrece soluciones aptas para esta aplicación, tanto con relés de frecuencia como de sobre/sub tensión.

Para el relé de frecuencia, en el catálogo encontramos el siguiente modelo:

Frequency control				
HHZ	84872501	Underfrequency and overfrequency (window)	50 Hz or 60 Hz	40 Hz to 60 Hz 50 Hz to 70 Hz

Tabla 4. Relé de frecuencia seleccionado

Las características técnicas de este relé se resumen a continuación:

General Characteristics
Supply voltage U_n 120 ~277 V
Voltage supply tolerance -15% / +10%
Operating range 102 ~308 V
supply voltage frequency 50/60 Hz \pm 15%
Galvanic isolation of power supply/measurement No
Power consumption at U_n 6 VA in
Immunity from micro power cuts 10 ms
Inputs and measuring circuit
Measurement ranges 40 ~70 Hz
Max. measuring cycle time 200 ms/True RMS measurement



<i>Adjustment of upper threshold -2, +0, +2, +4, +6, +8, +10 Hz</i>
<i>Adjustment of lower threshold +2, -0, -2, -4, -6, -8, -10 Hz</i>
<i>Fixed hysteresis 0.3 Hz</i>
<i>Display precision $\pm 10\%$ of full scale</i>
<i>Repetition accuracy with constant parameters $\pm 0.5\%$</i>
<i>Measuring error with voltage drift $< \pm 1\%$ across the whole range</i>
<i>Measuring error with temperature drift $\pm 0.05\%$ / $^{\circ}\text{C}$</i>
Timing
<i>Delay on threshold crossing 0.1 \rightarrow10 s (0, +10%)</i>
<i>Display precision $\pm 10\%$ of full scale</i>
<i>Repetition accuracy with constant parameters $\pm 0.5\%$</i>
<i>Reset time 2 s</i>
<i>Delay on pick-up 500 ms</i>
Output
<i>Type of output 2 single pole changeover relay</i>
<i>Type of contacts No cadmium</i>
<i>Maximum breaking voltage 250 V</i>
<i>Max. breaking current 5 A</i>
<i>Min. breaking current 10 mA / 5 V</i>
<i>Electrical life (number of operations) 1×10^4</i>
<i>Breaking capacity (resistive) 1250 VA</i>
<i>Maximum rate 360 operations/hour at full load</i>
<i>Mechanical life (operations) 30×10^6</i>
Insulation
<i>Nominal insulation voltage IEC 60664-1 400 V</i>
<i>Rated impulse withstand voltage IEC 60664-1/60255-5 4 KV (1.2 / 50 μs)</i>
<i>Dielectric strength IEC 60664-1/60255-5 2 KV 50 Hz 1 min.</i>
<i>Insulation resistance IEC 60664-1 / 60255-5 $> 500 \text{ M}\cdot\text{}/ 500 \text{ V}$</i>
General characteristics
<i>Display power supply Green LED</i>
<i>Display relay 2 x yellow LEDs - These LEDs flash during the threshold time delay</i>
<i>Casing 35 mm</i>
<i>Mounting On 35 mm symmetrical DIN rail, IEC/EN 60715</i>
<i>Mounting position All positions</i>
<i>Protection (IEC 60529) Terminal block: IP20</i>
<i>Casing: IP30</i>
<i>Weight 100 g</i>
<i>Connecting capacity IEC 60947-1 Rigid: $1 \times 4_2 - 2 \times 2.5_2 \text{ mm}_2$</i>
<i>$1 \times 11 \text{ AWG} - 2 \times 14 \text{ AWG}$</i>
<i>Flexible with ferrules: $1 \times 2.5_2 - 2 \times 1.5_2 \text{ mm}_2$</i>
<i>$1 \times 14 \text{ AWG} - 2 \times 16 \text{ AWG}$</i>
<i>Max. tightening torques IEC 60947-1 0.6 \rightarrow1Nm / 5.3 \rightarrow8.8 Lbf.In</i>
<i>Operating temperature IEC 60068-2 -20 \rightarrow+50$^{\circ}\text{C}$</i>
<i>Storage temperature IEC 60068-2 -40 \rightarrow+70$^{\circ}\text{C}$</i>
<i>Humidity IEC 60068-2-30 2 x 24 hr cycle 95% RH max. without condensation 55$^{\circ}\text{C}$</i>
<i>Vibrations according to IEC/EN60068-2-6 10 \rightarrow150 Hz, A = 0.035 mm</i>
<i>Shocks IEC 60068-2-6 5 g</i>

Tabla 5. Características generales del Relé de Sobre/Subfrecuencia

Dicho relé es capaz de controlar variaciones de frecuencia en redes tanto de 50 como de 60 Hz. Se puede monitorizar la sobre y subfrecuencia estableciendo los dos valores límite deseados. Estos valores límites se establecen utilizando dos potenciómetros, graduados según la frecuencia que se quiera monitorizar.

Si el valor de la frecuencia excede alguno de los límites preestablecidos durante un tiempo superior al tiempo seleccionado, el correspondiente relé se abre. Una vez que la frecuencia vuelve a entra en el rango normal de operación, el relé se cierra instantáneamente. El comportamiento del relé se ve resumido en el siguiente gráfico:

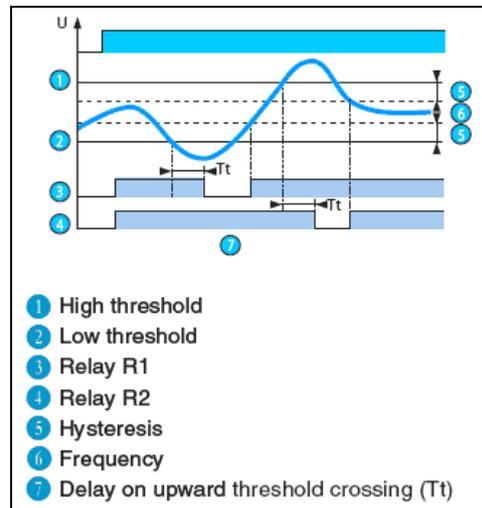


Figura 85. Esquema de funcionamiento del relé de sobre/subfrecuencia

La forma de conexión de este relé para que funcione correctamente se muestra en la figura siguiente:

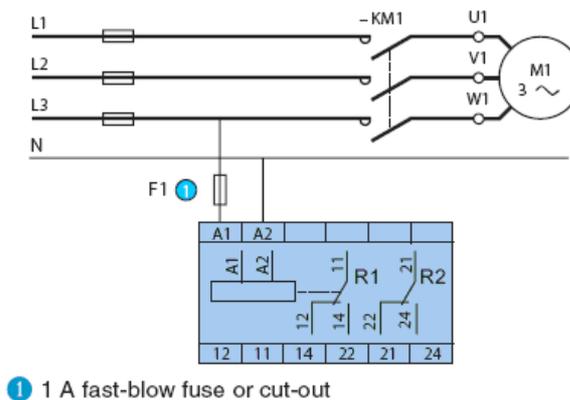


Figura 86. Conexión eléctrica del relé de sobre/subfrecuencia

Por último, queda por determinar el relé de sobre/sub tensión, el mismo fabricante Crouzet ofrece una gama de relés que son válidos para nuestro sistema, las características de éste relé se resumen a continuación:



Supply
<i>Polarity with DC voltage</i>
<i>supply voltage frequency 50 / 60 Hz \pm 10%</i>
<i>Galvanic isolation of power supply/measurement No</i>
<i>Immunity from micro power cuts 10 ms</i>
<i>Inputs and measuring circuit</i>
<i>Max. measuring cycle time 250 ms/True RMS measurement</i>
<i>Display precision \pm10% of full scale</i>
<i>Repetition accuracy with constant parameters \pm 0.5%</i>
<i>Measuring error with voltage drift < 1% across the whole range</i>
<i>Measuring error with temperature drift \pm 0.05% / $^{\circ}$C</i>
Timing
<i>Delay on threshold crossing 0.1 \rightarrow10 sec (0, +10%)</i>
<i>Repetition accuracy with constant parameters \pm 0.5%</i>
<i>Reset time 1.5 s</i>
<i>Delay on pick-up 500 ms en / 1 s in</i>
Output
<i>Type of output 1 single pole changeover relay</i>
<i>Type of contacts No cadmium</i>
<i>Maximum breaking voltage 250 V</i>
<i>Max. breaking current 5 A</i>
<i>Min. breaking current 10 mA / 5 V</i>
<i>Electrical life (number of operations) 1 x 10⁵</i>
<i>Breaking capacity (resistive) 1250 VA</i>
<i>Maximum rate 360 operations/hour at full load</i>
<i>Operating categories acc. to IEC 60947-5-1 AC 12, AC 13, AC 14, AC 15, DC 12, DC 13, DC 14</i>
<i>Mechanical life (operations) 30 x 10⁶</i>
Insulation
<i>Nominal insulation voltage IEC 60664-1 250 V</i>
<i>Insulation coordination (IEC 60664-1 / 60255-5) Overvoltage category III: degree of pollution 3</i>
<i>Rated impulse withstand voltage IEC 60664-1/60255-5 4 KV (1.2 / 50 μs)</i>
<i>Dielectric strength IEC 60664-1/60255-5 2 KV 50 Hz 1 min</i>
<i>Insulation resistance IEC 60664-1 / 60255-5 > 500 MΩ / 500 V</i>
General characteristics
<i>Display power supply Green LED</i>
<i>Display relay Yellow LED</i>
<i>Casing 17.5 mm</i>
<i>Mounting On 35 mm symmetrical DIN rail, IEC/EN 60715</i>
<i>Mounting position All positions</i>
<i>Protection (IEC 60529) Terminal block: IP 20</i>
<i>Casing: IP 30</i>
<i>Connecting capacity IEC 60947-1 Rigid: 1 x 42 - 2 x 2.52 mm²</i>
<i>1 x 11 AWG - 2 x 14 AWG</i>
<i>Flexible with ferrules: 1 x 2.52 - 2 x 1.52 mm²</i>
<i>1 x 14 AWG - 2 x 16 AWG</i>
<i>Max. tightening torques IEC 60947-1 0.6 \rightarrow1 Nm / 5.3 \rightarrow8.8 Lbf.In</i>
<i>Operating temperature IEC 60068-2 -20 \rightarrow+50$^{\circ}$C</i>
<i>Storage temperature IEC 60068-2 -40 \rightarrow+70$^{\circ}$C</i>
<i>Humidity IEC 60068-2-30 2 x 24 hr cycle 95% RH max. without condensation 55$^{\circ}$C</i>
<i>Vibrations according to IEC/EN60068-2-6 10 \rightarrow150 Hz, A = 0.035 mm</i>
<i>Shocks IEC 60068-2-6 5 g</i>

Tabla 6. Características principales del relé de sobre/subtensión

Este relé hace un seguimiento de que la tensión permanezca dentro de su rango. Este rango es definido por 2 límites que se establecen en sendos potenciómetros y que mide la tensión U_n directamente. Si la tensión excede el límite

superior o cae por debajo del límite inferior durante un tiempo superior al establecido, la salida del relé se abre; una vez que se restablece la tensión a su nivel normal, el relé se cierra automáticamente. Su funcionamiento se resume en la gráfica siguiente:

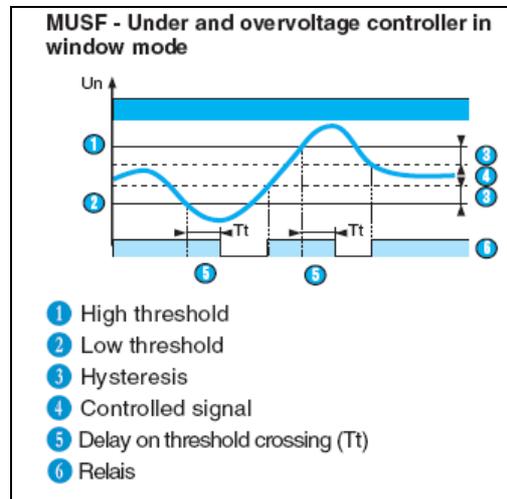


Figura 87. Esquema de Funcionamiento del relé de sobre/subtensión

Por último, la conexión de éste relé será tal y como se muestra a continuación:

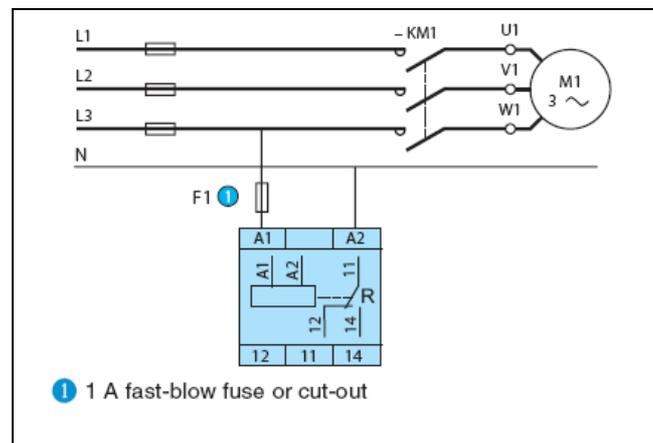
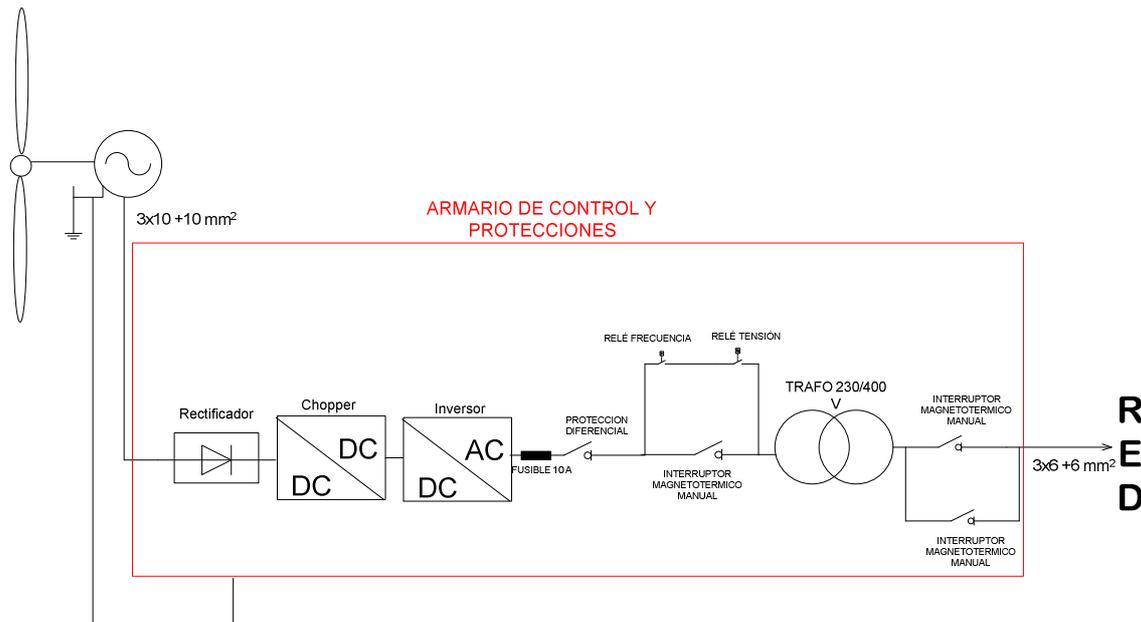


Figura 88. Esquema de conexión eléctrica del relé de sobre/sub tensión

Con esto, ya están elegidos todos los elementos de protección de toda la instalación eléctrica.

8.4 Diagrama unifilar

Una vez han sido elegidos todos los elementos que forman el sistema de potencia del aerogenerador, se puede obtener el diagrama unifilar del conjunto completo.



8.5 Armario de Control y Distribución

Todos los equipos anteriormente descritos, forman un sistema, y como tal deben ir integrados en un mismo armario en el que estarán todos los elementos: convertidores, resistencia de frenado y elementos de protección.

Se seleccionó como ubicación óptima para el armario la sala donde se encuentra las instalaciones eléctricas del propio campus de Colmenarejo. Al estar situado en el interior, no será necesario un armario con unas características de protección exterior muy estrictas.

Uno de los principales factores de diseño a la hora de elegir el armario será la dimensión de todos los componentes que van a ir dentro. En la siguiente tabla se detallan los elementos que deben ir dentro del armario:

Numero	Elemento
1	Inversor SP1204
1	Chopper
2	Resistencias de frenado
1	Transformador
3	Magnetotérmicos
1	Diferencial
3	Contactores
1	Relé sobre/sub frecuencia
1	Relé sobre/sub tensión

Tabla 7. Resumen de los elementos incluidos dentro del armario

Se analizarán las dimensiones y características de ensamblaje de cada uno de esos elementos, para ver cuales son las necesidades dimensionales del armario así como qué elementos adicionales son necesarios para la instalación del mismo.

Se comienza este análisis por el inversor debido a que es el elemento más grande y el que quizás sea el elemento que defina tanto las características dimensionales principales como los requerimientos de ventilación para la evacuación de calor. La instalación de este elemento se realizará en la pared interior del armario, en la siguiente figura podemos ver su apariencia física y sus dimensiones principales:

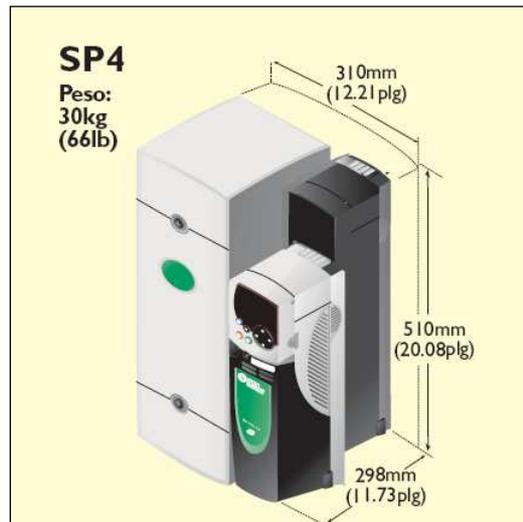


Figura 89. Esquema dimensional del Inversor

En el manual de instalación y mantenimiento del Inversor aparecen diversas advertencias de seguridad a tener en cuenta a la hora de su instalación. Entre ellas, se advierte que el accionamiento es un componente diseñado para el montaje profesional en equipos o sistemas completos, que si no se instala correctamente, puede presentar

un riesgo para la seguridad. También comenta, que el accionamiento funciona con niveles de intensidad y tensión elevados, acumulando gran cantidad de energía eléctrica.

Por todo ello habrá de prestar especial atención a la instalación eléctrica y a la configuración del sistema a fin de evitar riesgos tanto durante el funcionamiento normal del equipo como en el caso de que ocurran fallos de funcionamiento. Por último, comenta que las tareas de configuración, instalación y puesta en marcha y mantenimiento del sistema deben ser realizadas por personal cualificado para este tipo de operaciones.

Junto con el inversor se suministran diversos elementos para el anclaje e instalación del inversor:

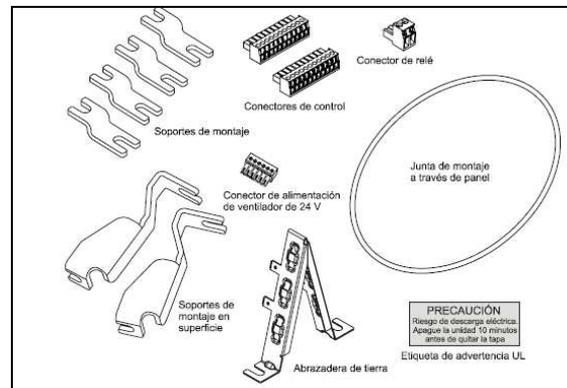


Figura 90. Elementos de Montaje del Inversor

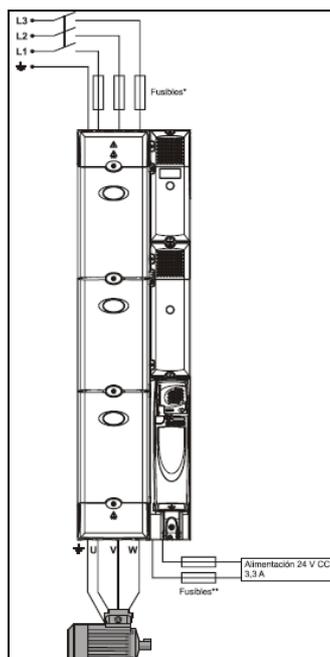


Figura 91. Esquema de conexiones del Inversor

En el catálogo del elemento, se dedica un capítulo a la instalación mecánica del inversor, entre las características que se dan se incluyen las siguientes:

- ❖ Montaje a través de panel.
- ❖ IP54 como estándar.
- ❖ Tamaño y esquema de montaje del carenado.
- ❖ Ubicación de terminales.

El accionamiento debe protegerse contra:

- Humedad, incluidos condensación, fugas de agua y agua pulverizada. Es posible que se necesite un radiador anticondensación, que tendrá que desconectarse cuando el accionamiento esté funcionando.
- Contaminación con material conductor eléctricamente.
- Contaminación con cualquier forma de polvo que pueda reducir el rendimiento del ventilador u obstaculizar la circulación del aire a través de varios componentes.
- Temperaturas superiores a las especificadas en los rangos de funcionamiento y almacenamiento.
- Gases corrosivos

Todas estas consideraciones también tendrán que ser tenidas en cuenta para el diseño de la instalación. Es preciso, también, eliminar el calor que genera el accionamiento sin que estos suponga un aumento excesivo de la temperatura de funcionamiento. Puede ser necesario la ventilación del sistema.

Otros factores de seguridad a tener en cuenta a la hora de la instalación del inversor, son tanto la seguridad eléctrica, la protección contra incendios y la compatibilidad electromagnética especialmente en cuanto al cableado durante la instalación. Es importante tener en cuenta también, por donde entrarán y saldrán los terminales en el accionamiento.

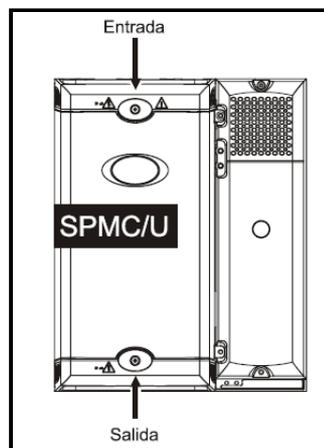


Figura 92. Detalle de entrada/salida de alimentación del inversor

También se puede encontrar en el catálogo un esquema de instalación del conjunto en pared, sobre un panel, como podemos observar en la siguiente figura:

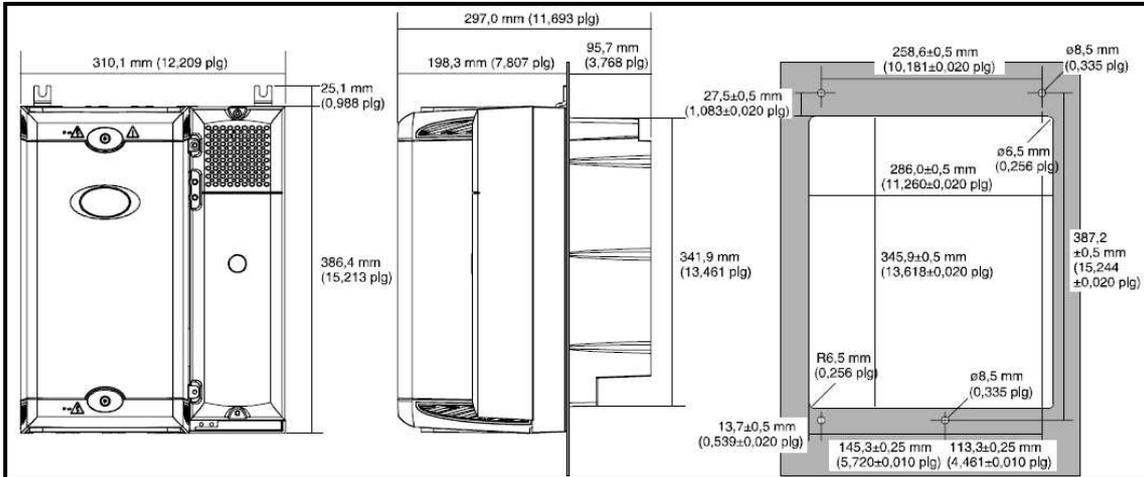


Figura 93. Detalles del Inversor

Los elementos de anclaje que incluye en el kit de instalación del inversor se resumen en la siguiente figura:

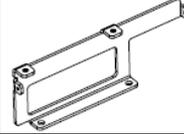
Tamaño de modelo	Superficie	A través de panel	Tamaño de orificio
SPMA	 x4		8,5 mm (0,335 plg)
	 x2		
SPMD	 x4		8,5 mm (0,335 plg)
SPMC/U	 x2		8,5 mm (0,335 plg)
	 x1		

Figura 94. soportes de Anclaje Incluidos con el Inversor

El soporte de montaje debe instalarse orientado correctamente con la sección larga insertada o fijada en el accionamiento y la sección corta sujeta a la placa posterior. En la figura siguiente podemos observar la orientación del soporte con el accionamiento montado en superficie y a través del panel.

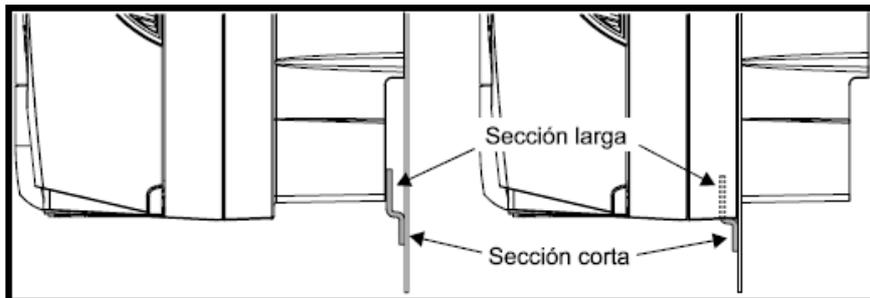


Figura 95. Detalle de Montaje del Inversor

En la siguiente figura se puede apreciar como queda anclado el inversor a la placa de montaje:

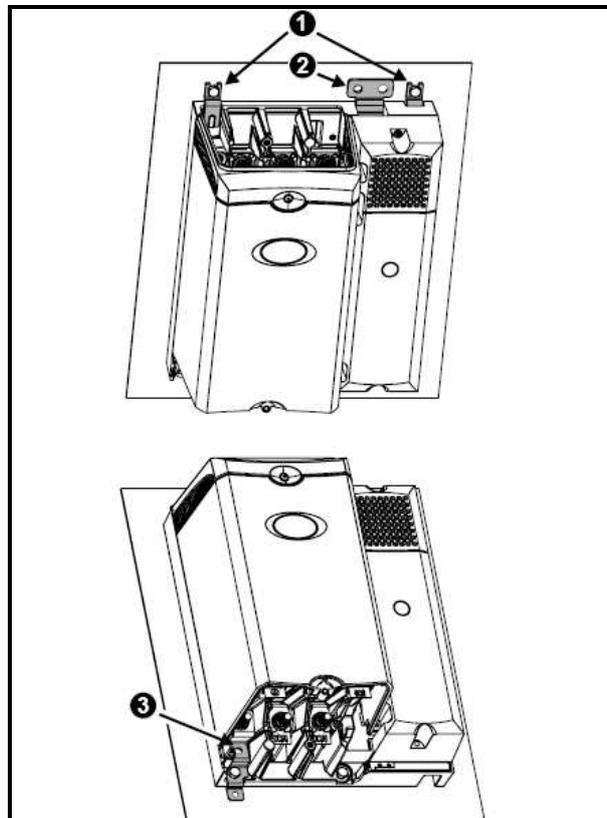


Figura 96. Inversor Montado en Pared



Los elementos numerados se describen a continuación:

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
1	Soporte de Montaje común del Unidrive SPM
2	Abrazadera de puesta a tierra de la alimentación (se necesitan 20 tornillos M10 hasta 40 mm de largo con arandela resistente a las vibraciones. Par de apriete 15Nm
3	Abrazadera de puesta a tierra del motor

Tabla 8. Elementos de Montaje del Unidrive

Otro de los elementos más voluminosos es el transformador, cuyas dimensiones principales son: 240x240x120 mm.

El inversor, para su correcto funcionamiento, necesita unas resistencias de frenado cuya labor consiste en evacuar la potencia total del inversor en forma de calor en el momento en que sea necesario. Las resistencias tienen forma cilíndrica con una longitud de unos 430 mm de longitud, y un diámetro de unos 90 mm, además llevan incorporados unos soportes para poder ser anclados a la parte superior del armario, por lo que será sencilla su instalación, tan solo necesitaremos unos tornillos y arandelas para colocarlos en el techo del armario.

El conjunto de elementos electrónicos que componen el chopper van todos ellos montados en una placa que a su vez se encuentra en una caja, de dimensiones 280x330x130 mm. Para su instalación en la pared del armario, utilizaremos unos soportes similares a los utilizados para el acople del inversor a la pared, que irán sujetos mediante pernos y tuercas.

Estos son los principales y más voluminosos elementos a incluir dentro del armario, aunque también se deberán incluir los elementos de protección descritos en el apartado anterior, estos elementos de protección irán colocados sobre un perfil din, todos ellos en una misma línea.

Analizaré a continuación las características dimensionales de todos estos componentes para verificar si pueden ir todos en una misma línea o si necesitaremos dos líneas para poder colocar todos los elementos de protección.

Los magnetotérmicos de ABB tienen las mismas características dimensionales por polo, como indiqué en el apartado anterior serán necesarios 3 magnetotérmicos diferentes para la correcta protección del sistema. Cada uno de ellos formado por 4 polos y cuyas características puedo resumir en la siguiente tabla:

Tipo de Borne	Borne cilíndrico de arrastre bidireccional de seguridad
Sección de Embarramiento (mm ²)	25/35
Par de Apriete (Nm)	2.8
Montaje	Sobre perfil DIN según EN 60715
Conexión	Superior/Inferior
Dimensiones polo(alt x Pr x Anc)	85x68x17.5 mm
Peso por Polo	140g

Tabla 9. características dimensionales de los Magnetotérmicos de ABB

Con estos datos, podemos concluir que la dimensión lineal de los 3 magnetotérmicos será de 210 mm.

Veamos ahora las dimensiones de la protección diferencial, veámoslas a través de un cuadro similar al anterior:

Tipo de Borne	Borne cilíndrico de arrastre bidireccional de seguridad
Sección de Embarramiento (mm ²)	25/35
Par de Apriete (Nm)	2.8
Montaje	Sobre perfil DIN según EN 60715
Conexión	Superior/Inferior
Dimensiones	85x69x70 mm
Peso	300g

Tabla 10. Características dimensionales del diferencial ABB

Las características dimensionales del relé de frecuencia se resumen a continuación:

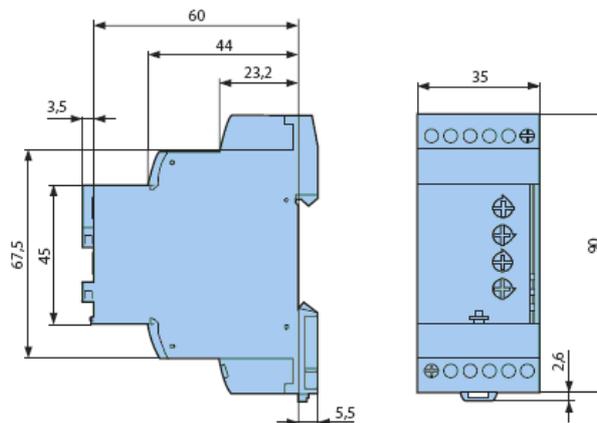


Figura 97. Características dimensionales del relé de frecuencia

Igualmente, las características del relé de tensión se pueden observar en la siguiente gráfica:

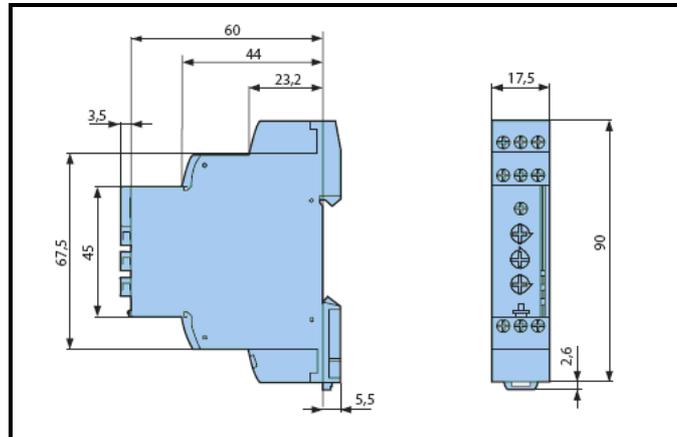


Figura 98. Características dimensionales del relé de Tensión

Además se incluirán en el sistema unas cajas de bornas, que servirán para introducir los cables que provienen del aerogenerador, necesitaré por tanto 3, una para cada fase. Elijo el modelo M10/10 de ABB-ENTRELEC de tipo mordaza, que admite cables de hasta 10 mm² y que tiene una intensidad nominal de 57 A. Además selecciono una borna de tierra de e ABB- ENTRELEC de borna cerrada también de 10 mm² de espesor de cable.

<p>M 10/10</p>	10 mm ²	10 mm	57 A	Gris Azul	1SNA 115 120 R1700 1SNA 125 120 R1100
----------------	--------------------	-------	------	--------------	--

Figura 99. Características de las bornas

<p>M 10/10.P</p>	10 mm ²	10 mm	1200 A/1s	Verde/Amarillo	1SNA 165 115 R1000	Borna cerrada
------------------	--------------------	-------	-----------	----------------	--------------------	---------------

Figura 100. características de la borna de tierra

Estas cajas de bornas también se pueden montar sobre carril DIN, por lo que pueden ser colocados sobre la misma línea en la que se montan las protecciones y contactores. Sus dimensiones son muy pequeñas, veamos su aspecto y sus dimensiones principales:

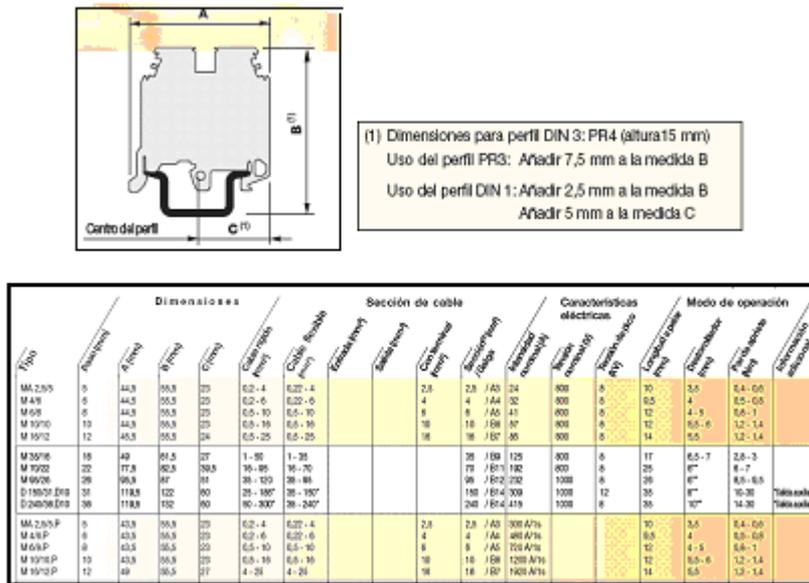


Figura 101. Características dimensionales del montaje de las bornas sobre perfil DIN

Por último revisaremos el tamaño de los contactores del inversor, son 3 contactores de Telemecanique, cuyas características son:

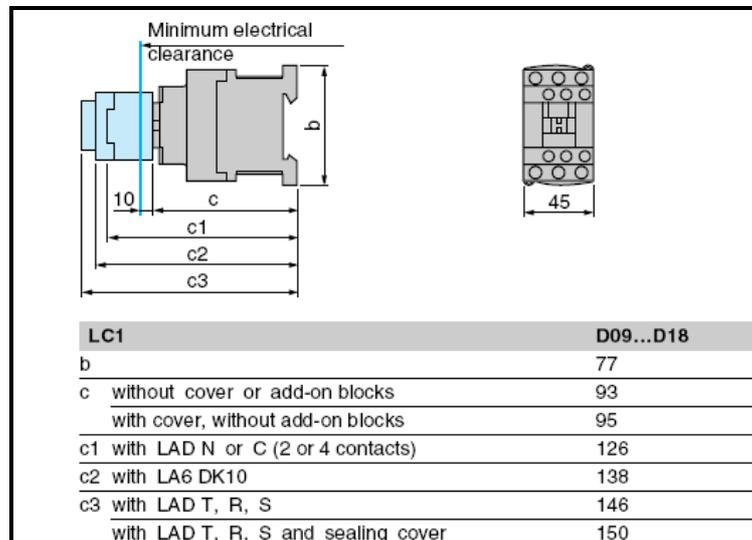


Figura 102. Características dimensionales de los Contactores

Con esto acabamos con el dimensionamiento de todos los componentes que deben ir dentro del armario, y con las características de anclaje de cada uno de ellos. Por tanto podemos pasar ya a definir el armario y los accesorios que tenemos que introducir para poder instalar todos los equipos.

Existen en el mercado dos tipos de armarios de distribución para este tipo de aplicaciones, según el tipo de material: poliéster y metálico. Ambos materiales tienen

Además el armario incluye un fondo de armario con espárragos soldados de M18x15 con espaciador incorporado para la fijación de las placas de montaje, el soporte placa desplazable y chasis modular. También hay que destacar, que los taladros de fijación mural vienen obturados por tapones de plástico para asegurar el grado de protección. La junta es de poliuretano espumada que garantiza la estanqueidad durante años. Incluye, dos pernos de tierra M6x15 soldados en la puerta y el fondo del armario

Existe además la posibilidad de incluir entradas de cables aislantes pretroqueladas como accesorio. La llegada de los cables se realizará por la parte inferior del armario.

En el interior del armario se dispondrá de un embarrado de tierra formado por una pletina de cobre, que recorrerá la carpintería metálica por su parte inferior. Este embarrado de tierras deberá ser embornado a la red general de tierras.

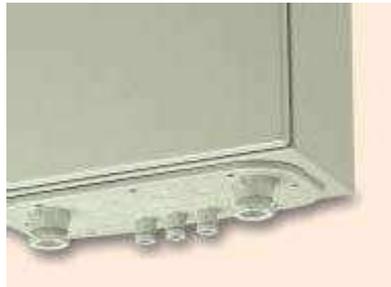


Figura 104. Detalle de entrada de cables al Armario

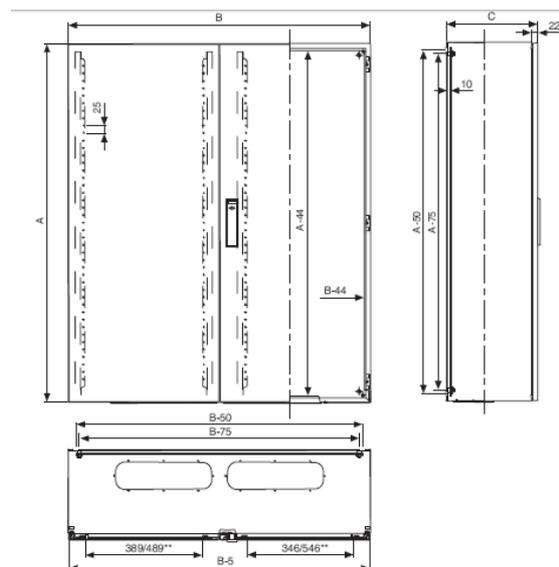


Figura 105. Dimensiones principales armario de control

El cierre del armario es de triple acción. Además incluye un soporte para la regulación en profundidad de la placa de montaje al paso de Una vez que tenemos el armario seleccionado, hay que 12.5 mm.

Por último, hay que buscar una distribución de los elementos dentro del armario, tras analizar las características dimensionales de todos los elementos, resumida en el siguiente cuadro y sus necesidades de anclaje se decidió la distribución de la figura.

La distribución resultante se puede observar en los planos del anexo 9.3.

Como se indicó anteriormente tanto las bornas como las protecciones van sobre un perfil DIN-3, por lo tanto será también necesario la selección y compra de un perfil para la sujeción de estos elementos. Se selecciona también un de la marca HIMEL, con las características dimensionales que aparecen a continuación:



Figura 106. Perfil DIN para anclaje de protecciones

Por otro lado, habrá que seleccionar unas canaletas pasacables, para evitar el desorden de cables dentro del armario, se seleccionan unas de la marca UNEX, de altura 60 mm y anchura de canal 40 mm de la serie canales 77.

Altura = 60 mm

Canales 77		Ancho de canales (mm)		20	30	40
1		Canal 2 m	H = 60 mm	60.20.77	60.30.77	60.40.77

Figura 107. Características de canaleta

La distancia entre dicha canaleta y los elementos dentro del armario está calculada para que superen los 30 mm establecidos por el fabricante como buena práctica de instalación.



El cableado de los circuitos auxiliares se realizará con cable no combustible de 10 mm² de sección para maniobra y 10/16 mm² para los circuitos de intensidad y potencia.

Una vez tenemos el armario seleccionado y el layout general de este, hay que hacer una evaluación de las necesidades térmicas del sistema. Dentro del armario hay elementos de electrónica de potencia, y como tales tienen una alta sensibilidad a la temperatura, por tanto, habrá que asegurar que la temperatura dentro del armario no suba de los 45 °C para no dañar los diferentes componentes electrónicos.

En primer lugar, hay que evaluar la potencia disipada en el armario por cada uno de los elementos. Los elementos que disipan mayor potencia son los convertidores, ya que las pérdidas en las protecciones, transformador y cables son despreciables. La potencia a disipar por las resistencias es la máxima que puede llegar nuestra máquina, unos 2500 W según el dimensionamiento que se ha hecho del inversor, pero como se indicó antes, la función de estas resistencias es frenar la máquina en el caso de que ocurra algún fallo que pueda estropear la máquina o los dispositivos electrónicos del control, por tanto, no tiene sentido dimensionar la ventilación teniendo en cuenta la potencia disipada en ésta circunstancia excepcional.

Por otro lado, la potencia disipada en el inversor es, aproximadamente, de un 3% de la potencia transformada. Por tanto, teniendo en cuenta que la potencia máxima que va a circular por el sistema será de 2,5 KW en el peor de los casos, la potencia máxima a disipar en dicho inversor será de: 75 W.

A parte de las pérdidas en el inversor, tenemos que tener en cuenta las pérdidas en el chopper, que son de unos 45W. Por tanto, la potencia total a disipar por nuestro sistema de ventilación será de unos 130 W.

Los fabricantes de equipos de ventilación para armarios, proporcionan en sus webs aplicaciones para el cálculo del caudal necesario para evacuar el calor producido dentro del armario, utilizando una de dichas aplicaciones, y bajo las siguientes consideraciones:

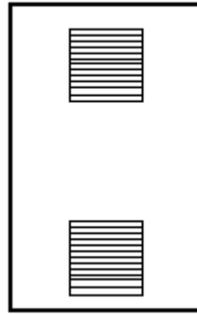
$$T_{\max\text{Exterior}} = 40 \text{ °C}$$

$$T_{\max\text{Componentes}} = 50 \text{ °C}$$

$$\text{Constante del aire} = 3,4 \text{ m}^3/\text{Wh}$$

Nos proporciona un valor de la necesidad de ventilación en 44.2 m³/h

Con este valor de caudal, vamos al catálogo del fabricante donde se puede observar que para nuestras necesidades la mejor solución es un sistema de ventilación con filtro, formado por un ventilador y una rejilla de salida, tal como se muestra en la figura siguiente:

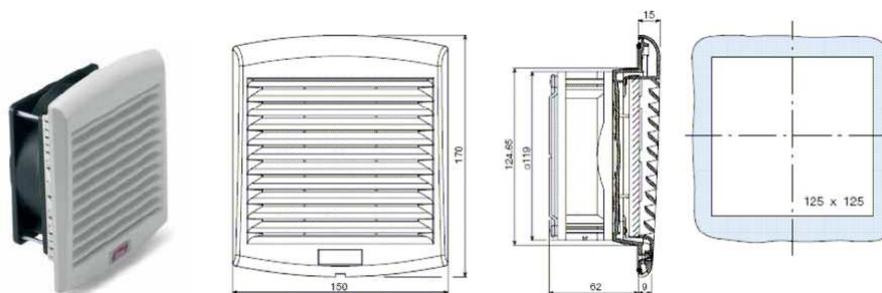

Figura 108. Esquema de colocación de rejillas

Los distintos valores posibles los podemos ver en la siguiente tabla:

	Soplado libre (m ³ /h)		Caudal (m ³ /h)				Tensión
			Ventilador + rejilla de salida		Ventilador + 2 rejillas de salida		
	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	
	38	39	25	26	33	34	230 V
	38	39	27	28	35	36	115 V
	58		39		47		24 V CC
	44		34		41		48 V CC
	85	98	63	72	71	83	230 V
	79	92	65	74	73	79	115 V
	80		57		77		24 V CC
	79		59		68		48 V CC

Figura 109. Características de la ventilación

Por tanto elegimos el ventilador con rejilla de salida para un nivel de tensión de 230V con un caudal de refrigeración de 63 m³/h, que corresponde al modelo VF85 para el ventilador con filtro, y FS85 para la rejilla, todo ello también de Himel, mismo fabricante que el armario.


Figura 110. Características dimensionales de las rejillas

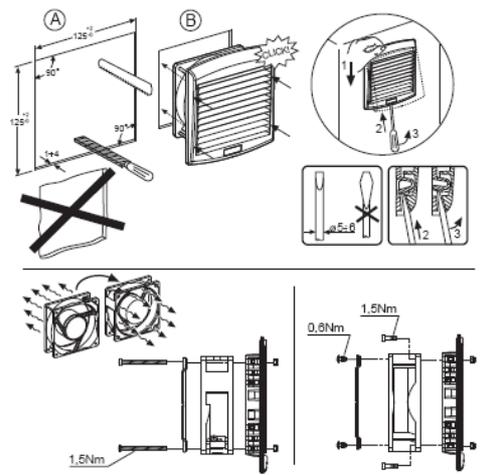


Figura 111. Montaje de la rejilla

Con el cálculo de la refrigeración queda perfectamente definido el armario. En el anexo 9.3 se puede observar todos los detalles del armario.

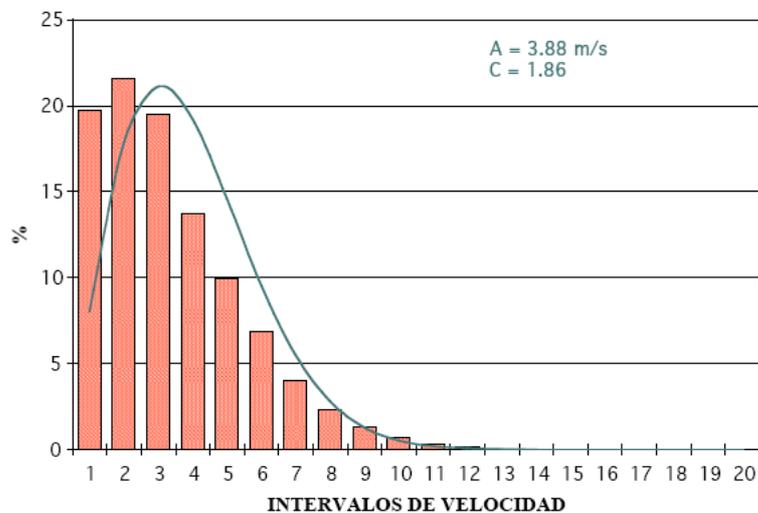
9 ANEXOS

9.1 Datos de viento tomados por la estación metereológica

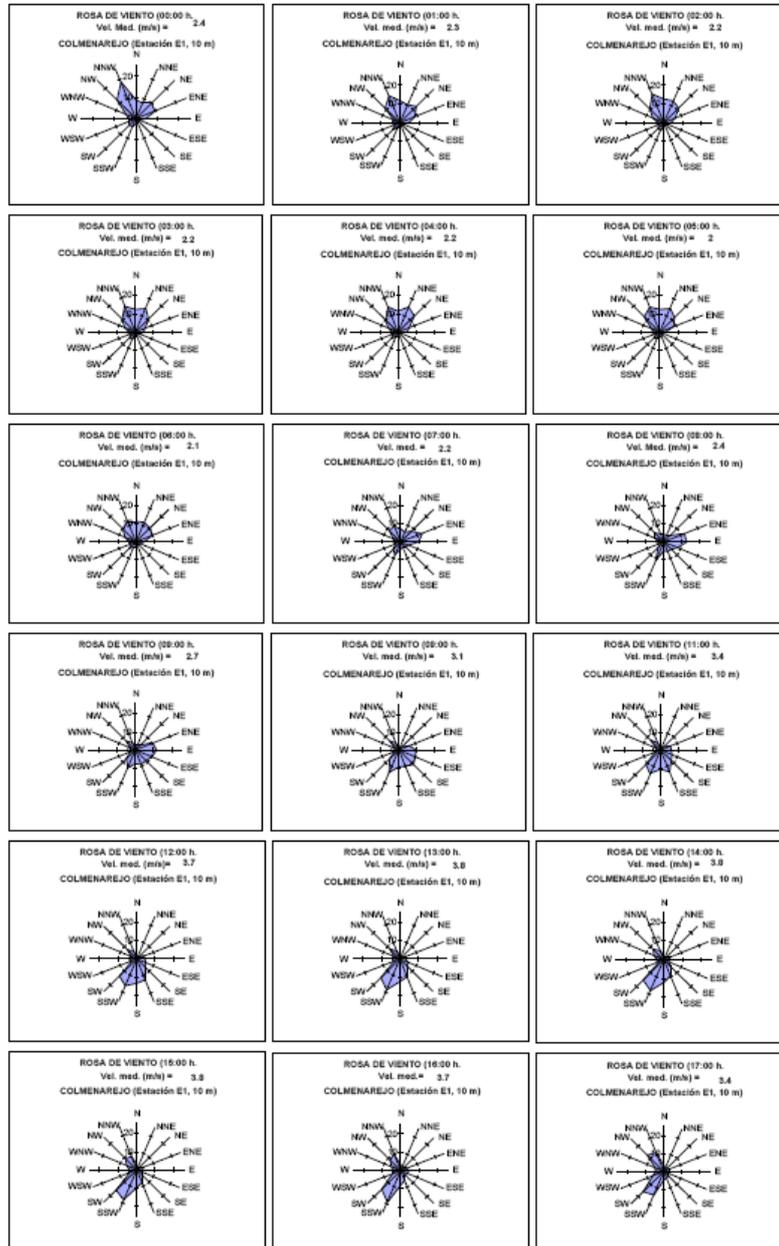
PERIODOS DE DATOS .. : 24/03/99-21/04/99
26/04/99-29/02/00
08/03/00-06/04/00

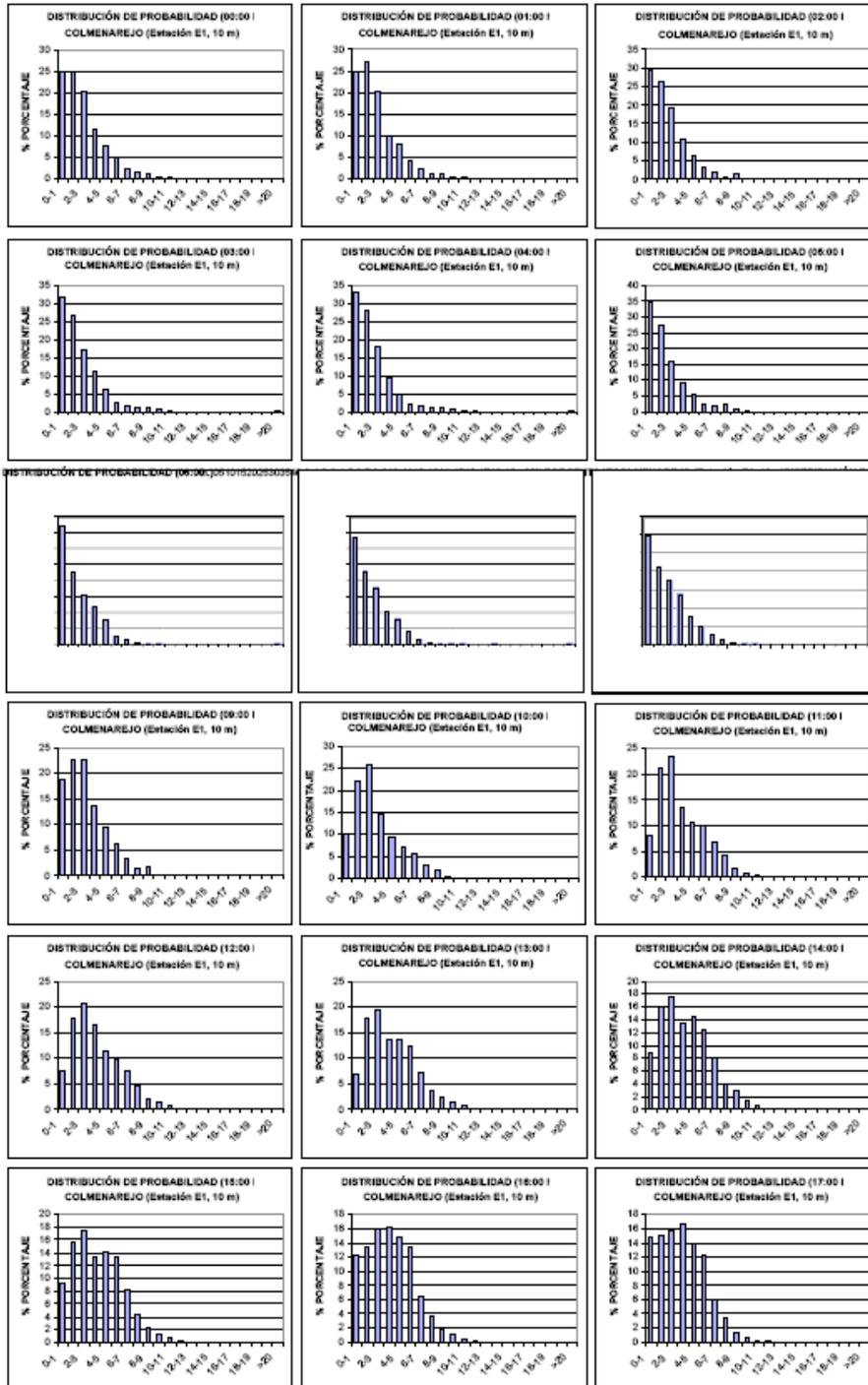
NIVEL 10m.
VELOCIDAD MEDIA (m/s) 2.8
PARAMETRO DE WEIBULL A(m/s) .. 3.88
PARAMETRO DE WEIBULL C 1.86
POTENCIA MEDIA (W/m²) 43.
TURBULENCIA MEDIA (V>6m/s).... 0.18
RAFAGOSIDAD MEDIA (V>6m/s).... 1.55
DIRECCIONES PREDOMINANTES NIVEL 10m.
NNW 13.0(%) 3.2 (m/s)
NW 10.4(%) 3.2 (m/s)

**FUNCIÓN DENSIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO
COLMENAREJO (Estación E1, 10 m)**



DATOS: 24/03/99 - 21/04/99 26/04/99 - 29/02/00 08/03/00 - 06/04/00
CIEMAT-DER. PROGRAMA RECURSOS









9.2 Presupuesto de los elementos de protección y del armario de control

DESCRIPCION	UNIDADES	PRECIO UNIDAD	TOTAL
Armario de Distribucion Cuadro compacto IP66 himmel,CNR-1210/400	1	310,50 €	310,80 €
Interruptor automático Diferencia 30mA ABB F204-AC 40/0.03	1	321,30 €	321,30 €
Interruptor magnetotérmico manual 8A ABB S203-c8	1	62,14 €	62,14 €
Interruptor magnetotérmico manual 4A ABB S203-c4	1	107,27 €	107,27 €
Pica tierra 1,5 m	1	8,80 €	8,80 €
Interruptor automatico 10A ABB S203_d10	1	126,05 €	126,05 €
Placa de montaje himmel MM-1210	1	64,43 €	64,43 €
Relé de frecuencia HHZ Crouzet	1	110,00 €	110,00 €
Relé de tensión Crouzet MUSF8AC	1	76,00 €	76,00 €
4 Bornas de salida ENTRELEC	8	1,86 €	14,88 €
Carril din-3	10	1,43 €	14,30 €
Canaleta UNEX U23X	10	3,54 €	35,40 €
Ventilador Himel VF85	1	187,89 €	187,89 €
Rejilla ventilacion	1	41,99 €	41,99 €
TOTAL=			1.431,82 €





9.3 Planos

A continuación se anexan los siguientes planos:

Plano 1: Rotor del generador de imanes permanentes

Plano 2: Estator del generador de imanes permanentes

Plano 3: Esquema de distribución del armario de control y protecciones

Plano 4: Esquema del emplazamiento del aerogenerador.





10 BIBLIOGRAFIA

- [1]: Apuntes de Energías Alternativas. Energía Eólica. Pedro Fernández Díez. Universidad de Cantabria.
- [2]: Asociación Danesa de la Energía Eólica. www.windpower.org
- [3]: European Wind Energy Association Publication: Wind Directions. September/October 2007
- [4]: *Proyecto Fin de Carrera: Diseño de un Aerogenerador Síncrono de Imanes permanentes y Velocidad Variable de 500 kVA*. Jose I. González Zúñiga. Enero 2001.
- [5]: Web de la European Wind Energy Association: www.ewea.org
- [6]: *La tecnología mini-eólica*. Ignacio Cruz. Unidad de energía eólica del CIEMAT Marzo 2007.
- [7]: Catálogo de ACSA microeólica: www.acsaeolica.com
- [8] Instalaciones Micro-Eólicas: Proyecto RES&RUE dissemination- Programa Altener.
- [9]: IEEE 1999 International Conference on Power Electronics and Drive Systems. PEDS`99. July 1999, Hong Kong: *A Simple Wind Power Generating System with Permanent Magnet Type Synchronous Generator*. Naoki Yamamura, Muneaki Ishida, Takamasa Hori. Dept Electrical and Electronic Eng. Mie University, Japan.
- [10]: *An Improvement of Performance for Small Scaled Wind Power Generating System with Permanent Magnet Type Synchronous Generator*. 2000 IEEE. Yoshikazu Higuchi, Naoki Yamamura, Muneaki Ishida, Takamasa Hori. Dept Electrical and Electronic Eng. Mie University.
- [11] *Máquinas eléctricas*. Javier Sanz Feito Prentice Hall 2002
- [12] *Cálculo Industrial de máquinas eléctricas*. Vol 1 y 2. Ed Marcombo 1982
- [13] *Design of small Electrical Machines*. Essam S. Hamdi Ed John Wiley and Sons 1994.
- [14] *Máquinas eléctricas*. Jesús Fraile Mora. Colegio de ingenieros de caminos, canales y puertos. 1995
- [15] *PFC Simulación, selección y puesta en marcha de un inversor de un aerogenerador de 2,5 kW conectado a la red*. Hector Morato. 2007
- [16] Catálogo técnico System Pro M compact. ABB
- [17] Guía de Selección de Protecciones contra Sobretensiones ABB
- [18] Catálogo de productos SOLENER



- [19] *Instalación de equipos de generación eléctrica (solar fotovoltaica y eólica) en la ciudad de Reus.* Universidad Rovira y Virgili. Manuel Cuenca Roig. 2003
- [20] Catálogo de armarios metálicos Himmel
- [21] *Installing small wind- powered electricity generating Systems,* Guidance for installers and specifiers.
- [22] Review Bornay Inclín 1500 Neo. Ian Woofende 2005
- [23] "How to" *Manual to small scale wind energy systems.* www.leonardo-energy.org
- [24] *DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y ENSAYO DE UN MICRO AEROGENERADOR.* Instituto Tecnológico de Buenos Aires. 2004
- [25] Manual de Instrucciones y Mantenimiento. Bornay Inclín 1500 neo.
- [26] *Wind Energy Supply for Off-grid Small Town.* PROMOTION OF RENEWABLE ENERGY, ENERGY EFFICIENCY AND GREENHOUSE GAS ABATEMENT February 2006
- [27] *Permitting small wind Turbines: A handbook. Learning from the California Experience.* AWEA. 2004
- [28] Manual del Unidrive SP1204
- [29] A simple Wind Power Generating System with permanente magnet type Synchronous Generator. Naoki Yamamura, Muneaki Ishida, Takamasa Hori. Dpto. Electrical and Electronic Eng. Mie University Japan, 2007.
- [30] Generators and Power electronics Technologies for Wind Turbines. L.H. Hansen, P.H. Mandem, F.B. Blaabjerg. IECON`01. Denmark.
- [31] Conceptual Survey of generators and power electronics for WT. L.H. Hansen, L.Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H:Binderr. P.Sorensen
- [32] Flexible control of small wind tubines with grid failure detection operating stand-alone and grid connected mode. Remus Teodorescu. IEEE 2004.
- [33] Sistema eólicos pequeños para generación de electricidad. Dpto de energía EE.UU
- [34] Electrical Generators for direct drive wave energy converters . M.A Mueller.2002
- [35] Protecciones eléctricas. Escuela Universitaria de Ciudad Real
- [36] Performance of a 10 kW Power Electronics Interface for combined wind/ PV Isolated Generating Systems. Luca Solero, Federico Carichi. University of Rome, La Sapienza, 2007.
- [37] Comparison of topologies for direct drive wind turbines. M.R. Dubois, H.Polinder, J.A.Ferreira. Delft University. The Netherlands. 2006



- [38] Reglamento electrotécnico de baja tensión. Instrucciones técnicas complementarias.
- [39] RD 661/07. Regulación de la actividad de la producción de energía en régimen especial.
- [40] Mathcad-14 Users Guide. Febrero 2007
- [41] A siting handbook for small energy wind conversion system: Harry Welgey NTIS 1978.
- [42] Curso de Energía Eólica ENDESA Septiembre 2007
- [43] Principios de conversión de la energía eólica. CIEMAT 2004

Índice de Figuras:

Figura 1. Logotipo Proyecto SPEED	- 9 -
Figura 2. Producción de Energía Eólica en Europa en Marzo de 2007	- 14 -
Figura 3. Actuales parques eólicos	- 14 -
Figura 4. Distribución de la Eólica instalada en España a Marzo de 2007	- 15 -
Figura 5. Comportamiento de la demanda y generación eólica el sábado 22 de Marzo de 2008. Fuente REE	- 16 -
Figura 6. Ejemplo de instalaciones eólicas domésticas.....	- 20 -
Figura 7. Esquema básico de una instalación eólica doméstica.....	- 20 -
Figura 8. Posible topología del sistema eólico	- 22 -
Figura 10. Segunda posible topología del sistema	- 23 -
Figura 11. Esquema de control del sistema con un generador síncrono de excitación	- 23 -
Figura 12. Esquema de control del sistema con un generador síncrono de excitación	- 24 -
Figura 13. Esquema de control del sistema con un generador de imanes permanentes	- 24 -
Figura 14. Curva de seguimiento de la máxima potencia	- 25 -
Figura 16. Alcance de este Proyecto Fin de Carrera.....	- 26 -
Figura 17. Alcance de la tarea de Simulación, Selección y Puesta en Marcha del inversor ...	- 26 -
Figura 18. Alcance de la tarea de Diseño y control del Chopper	- 27 -
Figura 19. Variación vertical con la velocidad y efecto de la rugosidad.....	- 28 -
Figura 20. Efectos orográficos	- 29 -
Figura 21. Series temporales	- 30 -
Figura 22. Características principales de una Distribución de Weibull	- 31 -
Figura 23. Distribución de frecuencias de velocidad	- 31 -
Figura 24. Rosa de los vientos	- 31 -
Figura 25. Distribución energética del emplazamiento	- 32 -
Figura 28. Vista de Colmenarejo desde la torre de medición.....	- 34 -
Figura 29. Gráfico de la Función de Densidad de velocidades de viento en el Campus de Colmenarejo.....	- 35 -
Figura 30. Rosa de los vientos	- 36 -
Figura 31. Influencia de los obstáculos.....	- 37 -
Figura 32. Vista aérea de la ubicación seleccionada	- 37 -
Figura 33. Detalle ubicación seleccionada.....	- 38 -
Figura 34. Esquema del sistema completo	- 39 -
Figura 35. Modelo de simulación con SIMULINK del conjunto generador- rectificador.....	- 40 -
Figura 36. Formas de onda de las tensiones e Intensidades a la salida del Generador	- 40 -
Figura 37. Esquema Electrónico de un Convertidor Elevador	- 41 -
Figura 38. Funcionamiento en MCC de un Convertidor Elevador.....	- 42 -
Figura 39. Tensión en la bobina en MCC.....	- 42 -
Figura 40. Gráfico rizado de la tensión de salida	- 43 -
Figura 41. Esquema de funcionamiento en modo de conducción continua	- 44 -
Figura 42. Comparación de las funciones de transferencia en MCC y MCD	- 45 -
Figura 43. Kcritica en función de los parámetros M y D	- 45 -
Figura 44. Hoja de Características del MOSFET	- 46 -
Figura 45. Hoja de Características del Diodo.....	- 47 -
Figura 46. Modelo de Simulink del Convertidor CC/CC	- 47 -
Figura 47. Comportamiento en el arranque del Convertidor de Continua.....	- 48 -
Figura 48. Tensiones y corrientes en régimen permanente del convertidor elevador en MCC-	- 49 -
Figura 49. Esquema eléctrico de un Inversor	- 51 -
Figura 50. Expresión matemática de los estados de conmutación.....	- 51 -
Figura 51. Expresión gráfica de los estados de conmutación del control	- 51 -
Figura 52. Valores de cada uno de los vectores de conmutación	- 52 -
Figura 53. Expresión gráfica de los estados de conmutación.....	- 52 -
Figura 54. Expresión gráfica del vector Vref.....	- 53 -
Figura 55. Funcionamiento del Control PWM.....	- 54 -



Figura 56. Esquema del Control PWM.....	- 54 -
Figura 57. Esquema de simulación en Simulink del Inversor y transformador de conexión a red. -	55 -
Figura 58. Diagrama de bloques del Control del Generador de Pulsos con el Control Vectorial-	55 -
Figura 59. Respuesta transitoria del inversor ante un escalón de entrada	- 56 -
Figura 60. Tensiones y corrientes trifásicas en ambos lados del transformador durante el transitorio	- 57 -
Figura 61. Tensiones y Corrientes en Régimen permanente para Ucd de 350V.....	- 58 -
Figura 62. Esquema del Unidrive.....	- 59 -
Figura 63. Tabla para la selección del Unidrive SP	- 60 -
Figura 64 Dimensiones físicas del Unidrive SP1204	- 61 -
Figura 65. Esquema eléctrico y de Control del Unidrive	- 62 -
Figura 66. Esquema de conexión eléctrica del Unidrive.....	- 62 -
Figura 67. Conexión física del Unidrive	- 63 -
Figura 68. Generador para la comprobación del funcionamiento del inversor	- 63 -
Figura 69. Conexión del generador con el Inversor	- 64 -
Figura 70. Montaje físico del equipo en el laboratorio de la Universidad Carlos III.....	- 64 -
Figura 71. Situación de la resistencia de frenado en el sistema	- 65 -
Figura 72. Circuito de control de la resistencia de frenado	- 65 -
Figura 73. Curva de magnetización de un material magnético.....	- 69 -
Figura 74. Propiedades de los materiales magnéticos blandos más comunes	- 70 -
Figura 75. Propiedades de los principales materiales magnéticos duros.....	- 71 -
Figura 76. Curva de magnetización de diferentes tipos comerciales de imanes permanentes. -	72 -
Figura 77. Detalle del generador de imanes permanentes a estudiar	- 73 -
Figura 78. Rotor exterior del generador de imanes permanentes	- 74 -
Figura 79. Esquema de la geometría de la ranura	- 77 -
Figura 80. Esquema del llenado de ranura con 1 y 2 capas.....	- 78 -
Figura 81. Curva de disparo del Magnetotérmico ABB	- 88 -
Figura 82. Detalles del Interruptor Magnetotérmico Seleccionado	- 89 -
Figura 83. Protección diferencial seleccionada	- 89 -
Figura 84. Magnetotérmico Manual seleccionado	- 90 -
Figura 85. Esquema de funcionamiento del relé de sobre/subfrecuencia.....	- 92 -
Figura 86. Conexión eléctrica del relé de sobre/subfrecuencia	- 92 -
Figura 87. Esquema de Funcionamiento del relé de sobre/subtensión.....	- 94 -
Figura 88. Esquema de conexión eléctrica del relé de sobre/sub tensión	- 94 -
Figura 89. Esquema dimensional del Inversor	- 96 -
Figura 90. Elementos de Montaje del Inversor	- 97 -
Figura 91. Esquema de conexiones del Inversor	- 97 -
Figura 92. Detalle de entrada/salida de alimentación del inversor	- 98 -
Figura 93. Detalles del Inversor	- 99 -
Figura 94. soportes de Anclaje Incluidos con el Inversor	- 99 -
Figura 95. Detalle de Montaje del Inversor	- 100 -
Figura 96. Inversor Montado en Pared	- 100 -
Figura 97. Características dimensionales del relé de frecuencia	- 102 -
Figura 98. Características dimensionales del relé de Tensión.....	- 103 -
Figura 99. Características de las bornas	- 103 -
Figura 100. características de la borna de tierra.....	- 103 -
Figura 101. Características dimensionales del montaje de las bornas sobre perfil DIN	- 104 -
Figura 102. Características dimensionales de los Contactores	- 104 -
Figura 103. Placa de acero galvanizado	- 105 -
Figura 104. Detalle de entrada de cables al	- 106 -
Figura 105. Dimensiones principales armario de control	- 106 -
Figura 107. Perfil DIN para anclaje de protecciones	- 107 -
Figura 108. Características de canaleta	- 107 -



Figura 109. Esquema de colocación de rejillas- 109 -
Figura 110. Características de la ventilación.....- 109 -
Figura 111. Características dimensionales de las rejillas- 109 -
Figura 112. Montaje de la rejilla.....- 110 -





Índice de Tablas

Tabla 1. Parámetros eléctricos del Unidrive.....	- 61 -
Tabla 2. Medidas principales del Generador de Imanes Permanentes	- 74 -
Tabla 3. Características de los Magnetotérmicos ABB.....	- 88 -
Tabla 4. Relé de frecuencia seleccionado	- 90 -
Tabla 5. Características generales del Relé de Sobre/Subfrecuencia.....	- 91 -
Tabla 6. Características principales del relé de sobre/subtensión	- 93 -
Tabla 7. Resumen de los elementos incluidos dentro del armario	- 96 -
Tabla 8. Elementos de Montaje del Unidrive	- 101 -
Tabla 9. características dimensionales de los Magnetotérmicos de ABB.....	- 102 -
Tabla 10. Características dimensionales del diferencial ABB	- 102 -

