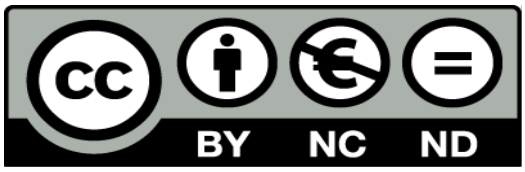
UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TESIS DOCTORAL

Título
Metodología para sistemas inteligentes de detección de mal funcionamiento en equipos. Aplicación a los aerogeneradores
Autor/es
Miguel Ángel Rodríguez López
Director/es
Luis María López González y Luis María López Ochoa
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Mecánica
Curso Académico
2014-2015



Metodología para sistemas inteligentes de detección de mal funcionamiento en equipos. Aplicación a los aerogeneradores, tesis doctoral de Miguel Ángel Rodríguez López, dirigida por Luis María López González y Luis María López Ochoa (publicada por la Universidad de La Rioja), se difunde bajo una Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported. Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los titulares del copyright.

© El autor
© Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones, 2015
publicaciones.unirioja.es
E-mail: publicaciones@unirioja.es

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

PROGRAMA DE DOCTORADO INTERUNIVERSITARIO
"INGENIERÍA TÉRMICA"

TESIS DOCTORAL

Metodología para sistemas inteligentes de detección de mal funcionamientos en equipos. Aplicación a los aerogeneradores

Autor: Miguel Ángel Rodríguez López, I. I.

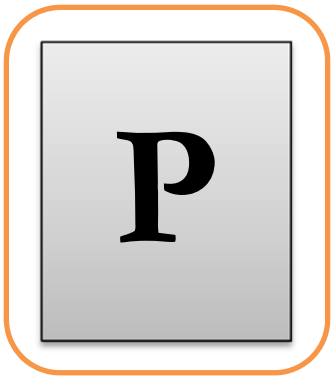
Directores: Luis María López González, Dr. I. I.

Luis María López Ochoa, Dr. I. I.

Logroño, junio de 2015

Tesis Doctoral:

METODOLOGÍA PARA SISTEMAS INTELIGENTES DE DETECCIÓN DE MAL FUNCIONAMIENTOS EN EQUIPOS. APLICACIÓN A LOS AEROGENERADORES



PRESENTACIÓN

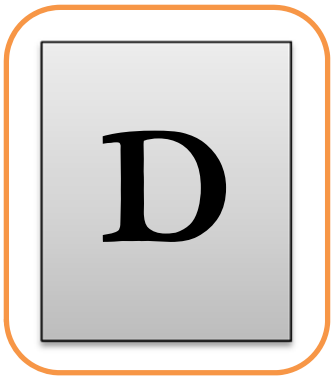
PRESENTACIÓN

La presente Tesis Doctoral titulada **"METODOLOGÍA PARA SISTEMAS INTELIGENTES DE DETECCIÓN DE MAL FUNCIONAMIENTOS EN EQUIPOS. APLICACIÓN A LOS AEROGENERADORES"** se acomete en dos volúmenes completos, encuadernados por separado.

En el Volumen I se desarrollan, entre otros, los aspectos relacionados con la introducción a la temática de la Tesis, los objetivos de la misma, el estado del arte de los aspectos más significativos y una visión de los equipos e instalaciones eólicas de referencia. De la misma forma, en el Volumen II se desarrollan, entre otros, los aspectos relacionados con los costes, sistemas inteligentes, conclusiones y bibliografía.

La Tesis se ha desarrollado en el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de La Rioja, dentro del Programa de Doctorado Interuniversitario "Ingeniería Térmica", en el que han participado junto a la Universidad de La Rioja (UR) las Universidades del País Vasco (UPV/EHU), Vigo (UVIGO) y Burgos (UBU), siendo realizada bajo la dirección y supervisión de los Profesores Doctores Ingenieros Industriales Luis María López González y Luis María López Ochoa, adscritos al Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de La Rioja.

Esta Tesis, junto a otras que se están llevando a cabo en el Grupo de Investigación de Termodinámica Aplicada, Energía y Construcción (GI-TENECO) es una consecuencia directa, entre otras, de la titulada "Estudio energético de La Rioja: Evolución y escenarios futuros" que desarrolló el profesor Luis María López Ochoa de la Universidad de La Rioja, miembro de GI-TENECO, bajo la dirección del catedrático de la Universidad de La Rioja Luis María López González, director y responsable de GI-TENECO.



DEDICATORIA

DEDICATORIA

A Raquel.

A mis padres y hermanos.

A los que siempre han estado y están a mi lado.

A mis compañeros y amigos.

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento:

A todos los que contribuyen al bien común y construyen una sociedad más justa.

A los que con su trabajo e inteligencia abren caminos a los que vendrán.

A mis compañeros y amigos del Grupo de Investigación GI-TENECO.

A mis compañeros de IBERDROLA Ingeniería de Explotación, S.A.U.

DOCUMENTO DE SÍNTESIS

DOCUMENTO DE SÍNTESIS

0. EL MANTENIMIENTO Y TENDENCIA ACTUAL. SISTEMA INTELIGENTE DE DETECCIÓN DE MAL FUNCIONAMIENTOS, DIAGNÓSTICO Y PROGNOSIS

0.1. Introducción

La generación de energía renovable, especialmente la energía eólica, ha alcanzado un importante desarrollo en España.

Aun cuando otras energías renovables han encontrado limitaciones ambientales (la pluviosidad en España no favorece la generación hidráulica y mini-hidráulica) o regulatorias (cambios en la potencia total autorizada y en las primas para su retribución han frenado lo que comenzaba a ser una burbuja especulativa en torno a la generación fotovoltaica), la experiencia de España en la incorporación de la generación eólica terrestre al conjunto del sistema eléctrico nos convierte en un referente mundial. Esta incorporación de energía de naturaleza variable ha sido posible gracias a la supervisión y control en tiempo real de este tipo de energía.

En la actualidad, el uso del viento constituye una de las fuentes de energía con mayor impulso y atractivo, como lo demuestra el hecho de que a escala mundial el nivel de potencia instalada de origen eólico cada vez es más considerable y no cesan de proliferar proyectos de construcción de nuevos parques eólicos.

Los aerogeneradores son equipos en los que la aplicación de un correcto plan de mantenimiento es un factor determinante para conseguir una vida larga y efectiva de los mismos y que asegure el valor del activo durante el mayor tiempo posible.

Cabe esperar que con la energía oceánica suceda algo similar, se creará legislación específica y se procederá a una explotación generalizada.

0.1.1. Mantenimiento en parques eólicos (PPEE)

Tradicionalmente los planes de mantenimiento que se vienen aplicando a los aerogeneradores son de tipo periódico o preventivo clásico, basados principalmente en las acciones y periodos de mantenimiento recomendados por los fabricantes de los mismos. Parece lógico pensar que es conveniente aplicar un plan de mantenimiento que tenga en cuenta de forma continua y durante toda la vida del aerogenerador cuales son sus condiciones de trabajo así como el efecto real de dichas condiciones en el estado de salud y operación de cada uno de sus componentes, principalmente aquellos que sean relevantes.

Este tipo de mantenimiento se denomina **mantenimiento basado en la condición** y es el objeto de la presente Tesis, que pretende llegar a definir cuáles serían los requisitos de un sistema inteligente de teledetección, diagnóstico y predicción para explotación de las citadas instalaciones eólicas.

Es un mantenimiento especialmente recomendado en aquellas instalaciones que por su difícil accesibilidad (entornos apartados, dependencia de las condiciones climatológicas, disponibilidad de maquinaria, etc.) hacen preciso una planificación y ejecución del mantenimiento optimizados.

Esto es de gran utilidad en instalaciones alejadas de difícil acceso como sería el caso de los parques eólicos offshore e instalaciones. En el entorno marino, hace falta encontrar una ventana temporal, lo suficientemente amplia que permita hacer la tarea de mantenimiento en el mar, para lo cual deben cumplirse unas condiciones determinadas de estado del mar (altura de las olas, corrientes, etc.) y unas condiciones determinadas de viento (con vientos elevados no se puede acceder a la parte superior del aerogenerador por motivos de seguridad). Conociendo el estado del aerogenerador, podrán programarse las tareas necesarias en una de estas ventanas temporales antes de que llegue a fallar el equipo.

Las actuaciones de mantenimiento contribuirán a la maximización de la eficacia de la explotación de las instalaciones eólicas, evitando la aparición de averías con impacto significativo en su funcionalidad, de tal forma que se consiga la mejora de la fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad de todos y cada uno de los dispositivos y tecnologías integradas en el aprovechamiento de energía eólica.

0.1.2. Concepto de Confiabilidad en el Mantenimiento de PP.EE.

Se define la eficiencia de la explotación de una instalación eólica en un determinado período de tiempo, mediante el cociente entre la confiabilidad alcanzada por la instalación en dicho período entre la suma de los costes de confiabilidad y de no confiabilidad en que se ha incurrido.

La confiabilidad de un dispositivo es la característica operativa que define la eficacia de su explotación, integrando de forma global los conceptos de fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad.

El diseño y aplicación de un programa adecuado de mantenimiento preventivo en una instalación constituye una de las opciones más interesantes para intentar optimizar la eficiencia de su explotación.

El sistema de detección, diagnóstico y predicción de explotación de parques eólicos deberá aumentar la confiabilidad de la instalación, y por tanto los desarrollos presentados en la presente Tesis van encaminados a dicho objetivo.

La actividad de mantenimiento se ha convertido en una función crítica y esencial que va más allá de la conservación y reparación, al permitir la optimización de la gestión de activos materiales y humanos, incluyendo actividades relativas a la seguridad, medio ambiente, calidad y productividad. Se ha demostrado que más del 70% de los fallos que se dan en una máquina entre dos intervenciones consecutivas de mantenimiento, se presentan a la semana siguiente de una gran revisión. Una vez transcurrido el periodo de rodaje, la pendiente de evolución hacia el fallo será prácticamente nula pero el fallo en sí mismo se podrá presentar en cualquier momento. Lo hará por tanto de una forma totalmente aleatoria con una pendiente de evolución mayor o menor en función del modo de fallo de que se trate.

Este modelo de evolución al fallo pone en cuestión el mantenimiento preventivo basado en el calendario (o en horas de funcionamiento de los diferentes componentes). Esto nos lleva a decir que no se debe hacer más mantenimiento que el exclusivamente necesario. Para ello hay que detectar el fallo antes de que llegue a suceder, es decir hay que detectar los síntomas de inicio de fallo (fallos potenciales).

La premisa del mantenimiento predictivo o basado en la condición, será detectar lo más prematuramente posible, la aparición de un fallo potencial. Cuanto antes se

detecte el síntoma más tiempo habrá para la actuación y optimización de los planes de mantenimiento. Este es el objetivo de la presente Tesis, demostrar que con técnicas de minería de datos es posible detectar el mal funcionamiento del equipo.

En la era de la información en la que nos encontramos inmersos, el análisis de las bases de datos de operación permitirá identificar estos fenómenos degradatorios de la misma forma que un análisis de vibraciones.

Está claro que el mantenimiento preventivo basado en el calendario no es el método más eficaz para detectar el 68% de los modos de fallo de un aerogenerador. Por el contrario, el mantenimiento basado en la condición o predictivo, nos permite identificar los síntomas justo en el momento de inicio del proceso que nos llevará a un fallo potencial.

Estas técnicas de mantenimiento predictivo mejorarían la fiabilidad de nuestros activos, lo cual va a permitir mejorar la disponibilidad de los aerogeneradores y con ello el aumento de producción. El conocimiento de la fiabilidad del activo y sus componentes va a permitir al Departamento de Mantenimiento (o al propio fabricante de los aerogeneradores) decidir qué equipos comprar y no hacerlo exclusivamente por el precio. Además, la calidad de la energía producida y la disponibilidad de los equipos aumentarán la satisfacción del cliente. Por otro lado no debe olvidarse el aumento de seguridad de la instalación y la reducción de riesgos personales, materiales y medioambientales.

Un análisis más detallado permite deducir que las indisponibilidades de la red que rondan un valor medio del 4%, que las instalaciones eólicas españolas tienen una disponibilidad media del 94%, lo cual indica que todavía existe un importante margen de mejora en cuanto a disponibilidad y rendimiento de los parques eólicos españoles. La experiencia nos dice que la disponibilidad de un parque eólico en España, ronda el 96%.

Conseguir un aumento de disponibilidad de todo el parque eólico cercana al 98% supondría un importante incremento de la energía inyectada a la red, con el consecuente aumento de los beneficios económicos generados por la instalación.

0.2. Sistema de detección, diagnóstico y predicción de mal funcionamiento en aerogeneradores

La optimización del mantenimiento de una instalación eólica se fundamenta en el conocimiento del comportamiento operativo de los componentes que la integran, la detección temprana de desgastes, degradaciones, mal funcionamientos o fallos incipientes, la estimación de la evolución temporal de dichos procesos, la evaluación del impacto de potenciales indisponibilidades forzosas o programadas de los diferentes equipos y la formulación de acciones de recuperación adecuadas, tanto preventivas como correctivas.

Dado un diseño determinado, la maximización de la eficacia de explotación de la instalación eólica se llevará a cabo mediante la adopción de actuaciones de mantenimiento preventivo que intenten evitar la aparición de averías con impacto significativo en su funcionalidad. Todo ello en un contexto de instalación desasistida y de difícil acceso que requiere un seguimiento y control de la explotación a distancia.

En este escenario, resulta altamente apropiado disponer de un sistema inteligente de detección, diagnóstico y optimización de la explotación que facilite la explotación de las instalaciones contempladas bajo el enfoque anteriormente mencionado.

El sistema inteligente de detección se alimentará de bases de datos de diferente índole, como sistemas de control y monitorización de las explotaciones (SCADA's), sistemas de predicción de recurso eólico (modelos generados en súper computadores) y herramientas específicas de gestión de mantenimiento.

Para el desarrollo integral del sistema es necesario completar las actividades que se describen en los siguientes apartados.

0.2.1. Diseño conceptual y funcional

Se deben definen y concretan las funcionalidades requeridas para el Centro Inteligente de Control, Diagnóstico y Optimización de la Explotación, diseño esquemático de sus módulos funcionales, definición de los procesos requeridos y análisis de métodos y herramientas existentes.

0.2.2. Análisis de la Fiabilidad de componentes y sistemas

Se deben llevar a cabo las siguientes actividades:

- Familiarización con la configuración física de la instalación eólica y su funcionamiento.
  - Recopilación de la información de diseño y operativa disponible.
  - Análisis de la demanda de funcionamiento de la instalación.
  - Análisis funcional de la instalación y de sus regímenes operativos.
  - Análisis del comportamiento funcional de los componentes.
  - Descomposición de la instalación eólica en sistemas e identificación de sus fallos funcionales predominantes.
  - Identificación de los componentes que constituyen cada sistema.
- Elaboración de un Análisis de Modos, Efectos y Criticidad de Fallos.
  Se persigue la identificación de los potenciales mecanismos de fallo (modos y causas de fallo) de cada uno de los componentes identificados, la evaluación de su criticidad, mediante la estimación de su riesgo asociado (probabilidad de ocurrencia por el impacto derivado) y la tendencia temporal de su probabilidad de aparición.
  Para ello, deberá realizarse un estudio de fiabilidad de los dispositivos en cuestión mediante la aplicación del método ***AMFEC*** (Análisis de Modos de Fallo, sus Efectos y Criticidad) que permitirá identificar y priorizar los mecanismos de fallo simple más significativos de dichos dispositivos en base a su nivel de criticidad o riesgo. En algún caso, es aconsejable la utilización adicional de métodos de análisis de la fiabilidad de sistemas más complejos tales como los diagramas de bloques funcionales o el árbol de fallos.
  Se han contemplado los siguientes aspectos para cada uno de ellos:
  - Mecanismos potenciales de fallo (modos y causas de fallo) más significativos.
  - Evolución temporal de su probabilidad de aparición.
  - Impacto de los mecanismos de fallo identificados sobre el propio componente, sistema e instalación, en términos de pérdida de

funcionalidad, daño medioambiental, seguridad de las personas, vulnerabilidad de las instalaciones y costes de reparación.

- Estimación de la criticidad de los mecanismos de fallo.

- Priorización de los componentes analizados en función de su criticidad y selección de los mecanismos de fallo más críticos para proceder a su potencial consideración en las actividades posteriores de detección, diagnosis y prognosis.

  Se ha cpnsiderado el nivel de riesgo asociado a cada mecanismo de fallo y tasa de fallos creciente con la vida operativa del equipo. El primer criterio tiene en cuenta la "importancia" de las consecuencias que se pueden derivar de la aparición de cada mecanismo de fallo y el segundo contempla la potencial facilidad para su seguimiento y adopción de medidas en el ámbito del mantenimiento predictivo.

El resultado de esta actividad constituye, asimismo, el análisis de criticidad y proceso de priorización requeridos para la elaboración del programa de mantenimiento preventivo de la instalación eólica mediante la aplicación de la metodología RCM.

Para la presente Tesis Doctoral se ha seleccionado el rodamiento LOA (Lado Opuesto al Acoplamiento) del generador por su interés para el explotador y en base a estudios de confiablidad, tratándose de una avería frecuente y con un elevado impacto, cuyos síntomas no son detectables mediante los sistemas de monitorización convencionales.

0.2.3. Modelización del comportamiento operativo de los equipos

Se desarrollan unos modelos que permiten caracterizar el comportamiento operativo de los dispositivos seleccionados. Estos modelos constituirán, por una parte, la base para la implantación de un proceso de detección automática de anomalías y, por otra, facilitarán el entrenamiento de sistemas de inteligencia artificial cuyo desarrollo se contemplará en actividades posteriores. Esta ha sido la tarea desarrollada en la presente Tesis Doctoral, ya que antes de desarrollar un complejo sistema de detección es preciso demostrar la tecnología y la capacidad de detección.

Para el subconjunto de componentes más críticos seleccionados de la lista de priorización elaborada en la actividad anterior, se han llevado a cabo las siguientes actividades:

- Identificación de las causas raíces de los mecanismos de fallo considerados y determinación de posibles síntomas.

  Se persigue, en primer lugar, la identificación de la causa primigenia que origina cada fallo en cuestión. La identificación de la causa raíz de un modo de fallo es el único punto de partida efectivo tanto para la detección temprana y diagnóstico fiable de una anomalía más o menos evidente como para la identificación de acciones eficientes de mantenimiento preventivo ante la aparición de fenómenos de desgaste o degradación.

  La determinación de los posibles síntomas que se puedan derivar de la aparición de las causas de fallo identificadas facilitará el posterior diseño del correspondiente proceso de diagnóstico.
- Identificación de aquellas variables físicas y medibles que permitan, de forma fiable y eficiente, detectar la ocurrencia de un determinado modo de fallo o la progresión temporal de un proceso de desgaste o degradación, teniendo en cuenta las condiciones operativas existentes.

  Dichas variables conformarán el punto de partida para el desarrollo de métodos inteligentes de detección temprana de fallos, diagnóstico y análisis del margen de vida o vida residual de los dispositivos considerados (prognosis).

  La necesidad de identificar e implantar tareas de mantenimiento preventivo que permitan conservar la fiabilidad intrínseca de los dispositivos sometidos a procesos de desgaste o degradación surge de forma natural al considerar una explotación proactiva de dichos equipos. Este enfoque operativo pone el énfasis en la cultura de prevención, sustentada en la implantación de procesos de mantenimiento basados en la condición operativa de los equipos a lo largo del tiempo y permitirá incrementar la eficiencia de la explotación de las instalaciones bajo análisis ya que se minimizará la ocurrencia de averías, así como la frecuencia de las intervenciones de mantenimiento preventivo y correctivo sobre los equipos, aprovechando mejor la vida operativa de los mismos.

- Modelización del comportamiento operativo de los equipos

  El objeto de esta tarea es el desarrollo de unos modelos físicos o empíricos que permitan caracterizar el comportamiento operativo de los dispositivos seleccionados. En el caso analizado, la temperatura del rodamiento LOA del generador.

  Tales modelos constituirán la base para el diseño y entrenamiento de los sistemas de inteligencia artificial que se utilizarán para la detección automática de anomalías y averías.

  La construcción de dichos modelos recurrirá posiblemente a dos metodologías de trabajo no completamente excluyentes:

  - ***Metodología analítica:*** Establecida a partir de consideraciones físicas, se plantean ecuaciones diferenciales y algebraicas que caracterizan el comportamiento operativo del dispositivo seleccionado.
  - ***Metodología empírica:*** Planteada en base a experiencias empíricas resultantes de la observación del comportamiento normal y anómalo de los dispositivos objeto de análisis y al desarrollo de modelos matemáticos que permitan un ajuste estadístico de los datos experimentales obtenidos.

  Habitualmente, sólo la modelización de equipos relativamente sencillos puede abordarse mediante una técnica puramente analítica. Por otra parte, la distinción entre ambas técnicas es difusa, ya que los modelos físicos contienen parámetros que necesitan ser estimados empíricamente y los modelos basados en datos experimentales (modelos de caja negra) utilizan frecuentemente algún conocimiento cualitativo del sistema.

  Los **modelos de caja negra o empíricos** calculan las variables de salida a partir de una serie de operaciones matemáticas con las variables de entrada, sin que dichas operaciones estén basadas en la estructura física o tipo de proceso que modelizan. Mediante estas técnicas, es posible encontrar una relación entre las variables de entrada que permitan calcular las variables de salida. Dentro de este tipo de modelos, se encuentran los modelos ARX, ARMAX, redes neuronales, etc.

La principal ventaja que presenta este tipo de modelos es la rapidez de cálculo, pudiéndose utilizar en tiempo real en cualquier aplicación. Sin embargo, a la hora de la diagnosis de los fallos pueden resultar, en algunas ocasiones, menos ventajosos que los modelos físicos.

En los **modelos físicos o analíticos**, se intentan construir ecuaciones matemáticas cuyos parámetros suelen representar características físicas de los equipos. Algunas de estas características son conocidas (características geométricas, fluido de trabajo, propiedades físicas, etc.) y se convierten directamente en constantes, lo que simplifica el modelo ya que se reducen el número de parámetros a estimar durante el proceso de ajuste. Los parámetros del modelo físico pueden convertirse en indicadores del estado de salud del dispositivo en cuestión y facilitar el proceso de diagnosis.

Sea cual sea el tipo de modelo finalmente utilizado para simular el comportamiento operativo de los equipos y sistemas, será deseable que éste posea unas aceptables características de rapidez de respuesta y fiabilidad de sus resultados.

A partir de los parámetros contemplados en los modelos, se deducirán las variables susceptibles de ser monitorizadas.

Atendiendo a lo anterior y previa recopilación y análisis de la información disponible al respecto se han llevado a cabo las siguientes actividades:

- ***Estudio físico de los dispositivos:*** Estudio de las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento de los distintos equipos considerados y el análisis de la adecuación y factibilidad de la construcción de un modelo analítico, de caja negra o una combinación de ambos.
- ***Desarrollo de modelos:*** Teniendo en cuenta las circunstancias específicas de cada caso, se realizará la construcción del modelo seleccionado para cada dispositivo, resolviendo las ecuaciones físicas planteadas, estimando los parámetros físicos a partir de datos experimentales o estimando la estructura del modelo a partir de señales de entrada y salida del dispositivo.
- ***Validación de los modelos desarrollados:*** Los diferentes modelos de comportamiento elaborados, si es posible, deberán

validarse a partir de datos experimentales, comparando los resultados reales con los proporcionados por el modelo construido.

0.3. Detección, diagnosis y prognosis

Esta actividad persigue el desarrollo de un conjunto de sistemas inteligentes de detección y diagnóstico de potenciales desgastes, malfuncionamientos o degradaciones, así como la determinación de la vida residual de los equipos.

Bajo el alcance de esta tarea, se contempla el desarrollo de los siguientes sistemas:

- ***Sistema inteligente de detección de malfuncionamientos y procesos de desgaste***

  Se desarrollarán algoritmos, agentes inteligentes y arquitecturas informáticas apropiados para la detección de malfuncionamientos y procesos de desgaste o degradación.

  Dichos algoritmos estarán basados en los modelos de comportamiento operativo normal de los equipos y en los valores reales de variables monitorizadas.

  La misión de los algoritmos es determinar si un equipo ha pasado de un estado normal a un estado de malfuncionamiento o ha aparecido un determinado fenómeno de desgaste. Se pondrá especial énfasis en la consideración de falsos positivos o negativos.

  El objetivo de la presente Tesis se detiene en este punto. Una vez que se ha detectado el mal funcionamiento del equipo, será el módulo de diagnóstico el que continúe el proceso de análisis.

- ***Sistema inteligente de diagnóstico***

  El objetivo de esta actividad será el desarrollo de un sistema inteligente capaz de diagnosticar la causa raíz u origen de un malfuncionamiento o degradación.

  Una vez detectada la anomalía, y utilizando la base de datos de los posibles modos y causas de fallo de los componentes de la instalación, el sistema de diagnóstico deberá identificar el origen del fallo entre las posibles

alternativas, las cuales se habrán caracterizado convenientemente con anterioridad.

La utilización del tipo de método de diagnóstico (métodos de clasificación: reconocimiento de patrones, clasificación de Bayes, clasificación geométrica, etc., métodos de inferencia: Árboles de fallos, razonamiento aproximativo, sistemas difusos, etc. u otros) dependerá fundamentalmente del conocimiento que se tenga del funcionamiento de los componentes de la instalación bajo estudio.

Es decir, si el conocimiento disponible se puede representar de forma heurística, como resultado de un aprendizaje por la experiencia y por la aplicación de métodos de prueba-error, o de forma analítica, a partir de leyes físicas o medidas cuantitativas.

- ***Sistema inteligente para la estimación de la vida remanente de los equipos***

  El principal objetivo de esta actividad es el desarrollo de un sistema inteligente para efectuar la prognosis de la evolución de los fenómenos degradatorios detectados, la estimación de la evolución temporal de la fiabilidad de los dispositivos y el cálculo de la vida remanente de los mismos.

  Los modelos temporales de degradación que se utilizan estarán fundamentados en el conocimiento del estado operacional o de degradación diagnosticado en tiempo real para el equipo en cuestión, obtenido a partir de la aplicación de los métodos propuestos en las tareas anteriores y teniendo en cuenta las condiciones específicas de servicio (operativas y ambientales) que le afectan.

0.4. Principales aportaciones de la Tesis

El objetivo de la presente Tesis, no era simplemente el desarrollo del modelo que mejor representaba la temperatura del rodamiento LOA, sino definir las pautas y metodologías a seguir para desarrollar un sistema inteligente de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores (extrapolable a otras industrias).

En base a esto se establecieron tres premisas de partida: Robustez, Credibilidad, Sencillez y Replicabilidad.

Siguiendo estos criterios se desarrolló un conjunto de modelos trabajando de forma conjunta bajo el control de un sistema experto. Se comprobó que modelos sencillos, configurados de forma inteligente (seleccionando las variables de entrada adecuadas, y configurando de una forma eficiente la red neuronal), presentaban muy buenas estimaciones del valor de temperatura esperada en el rodamiento. Finalmente se definieron una serie de indicadores de estado y otro conjunto de aplicaciones que favorecían la determinación de la operación o no del fallo, y el tiempo remanente del equipo antes del fallo.

Como principales aportaciones originales de los trabajos de investigación podemos citar las siguientes:

1. Generación de variables "tiempo" adicionales mediante un sistema de lógica Fuzzy para considerar las diferentes condiciones ambientales (temperatura y tipo de viento) que se dan a lo largo de las estaciones del año y entre la noche y el día. Estas variables adicionales mejoraban la respuesta de los modelos generados con las redes neuronales.
2. Presentación de la técnica de "*Aprendizaje Supervisado Forzado*" para la modelización del comportamiento operativo de equipos con sistemas de control complejo, como es el caso de los aerogeneradores. Esta técnica consistía en la generación de puntos de operación ficticios en ciertas regiones del espacio multivariable para equilibrar la concentración de puntos en las diferentes regiones de operación y poder utilizar técnicas de clusterizado de datos sin miedo a que se eliminen regiones de operación por tener una baja densidad de datos. Por otro lado, esta técnica se utiliza para forzar a pasar a los modelos entrenados con las redes neuronales, por ciertos puntos clave controlados por el sistema de control, como son los parámetros o límites de operación de cambio de comportamiento de los equipos. En la presente Tesis utilizamos esta técnica para la generación de los modelos de energía producible.
3. Se desarrolló un sistema Fuzzy de clasificación de las regiones de operación del generador. Este sistema clasifica entre las cuatro regiones de operación cuando el equipo está en marcha ya que el comportamiento esperado es diferente en dependencia de esta zona de operación, esperándose temperaturas del rodamiento LOA más elevadas en las regiones de operación 3 y 4.

4. Presentación de una metodología de determinación y configuración de modelos simples de redes neuronales. Con esta metodología, se determinaron las variables principales aplicables al modelo de temperatura del rodamiento LOA y se comparó el comportamiento de los modelos en función de la configuración de la red para el desarrollo de un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos en entorno productivo, en el que no es únicamente importante la bondad de ajuste del modelo, sino los requerimientos técnicos y tiempo de computación necesarios para explotar y mantener los modelos.
5. Se generaron modelos estáticos de la temperatura LOA, como fue el *Modelo MixtoT*, los cuales presentaron excelentes resultados. Como mejora de éstos se introdujo la componente dinámica, generando modelos con varios desfases en las variables de entrada y salida (*Modelo MixtoT 3d*), de tal forma que para cada valor ya no se tenía únicamente en cuenta el valor de las variables principales en el instante actual, sino que para el valor actual de la temperatura se tiene en cuenta valores pasados, de la temperatura y de las otras variables principales.
6. Se elaboró otro modelo dinámico basado en series temporales exógenas, al cual denominamos *Modelo NARX*. Este modelo presentó muy buenos resultados predictivos y se recomienda para la generación de sistemas predictivos aplicados a técnicas de control y como modelo a utilizar en proyección futura del comportamiento de variables e indicadores.
7. Se generaron modelos térmicos (Modelo Térmico I y II) en los que sólo se consideraban como entrada otras variables de temperatura del aerogenerador. Se analizaron estos modelos como solución alternativa a los modelos mixtos en los que se utilizaban como variables representativas otras que podían variar más rápido que las variables térmicas que presentan una elevada inercia y por tanto su variabilidad en intervalos diezminutales no es muy elevada.
8. Se demostró la validez de los modelos generalistas vs. los modelos propios, contradiciendo la mayoría de la bibliográfica internacional, en la que se recomienda la utilización de modelos propios de comportamiento para cada equipo. Es evidente que cada componente tiene un comportamiento diferente al de otros similares, pero la problemática que representa la falta de datos de los equipos recién instalados, justifica la utilización de modelos generales calculados a partir de datos de una población que ha presentado una amplia casuística de situaciones. Los modelos generalistas presentan buena respuesta ante la mayoría de las situaciones y su coste de mantenimiento es mínimo, lo cual los hace necesarios para entornos productivos, en los que la generación y mantenimiento de modelos propios tiene un coste no justificado.

9. Se defendió la utilización de modelos fijos y generalistas, frente a modelos evolutivos. Al igual que en el punto anterior, contradecimos a la bibliografía internacional en la cual se recomienda la utilización de modelos que se adapten al cambio del comportamiento de los equipos a lo largo del tiempo. Hemos demostrado que no se recomienda cambiar de modelo, a no ser que el cambio de comportamiento del equipo sea radical e inmediato, en cuyo caso sí hay que re-entrenar el modelo si se utiliza un modelo propio del equipo, pero no si se utiliza un modelo generalista. Si se actualiza el modelo de comportamiento operativo normal de un modelo, y por tanto sus indicadores de estado, se pierde la "fotografía" del comportamiento operativo de ese equipo en origen y por tanto no hay forma de saber cuánto se ha degradado desde el origen.
10. Se presentó una configuración de sistema experto con red correctora. Una segunda red neuronal corregía las estimaciones realizadas por la primera red principal. Con esta metodología se consigue mejorar el error medio de los modelos en 1% y la desviación estándar del error en un 15%.
11. Se presentaron varios sistemas expertos trabajando en modo cooperativo. Se generó un sistema compuesto por redes neuronales especializadas en las diferentes estaciones del año, y otro especializado en las diferentes regiones de operación del generador. En ambos casos, la configuración del sistema experto fue en modo cooperativo y se presentaron los resultados trabajando en modelo cooperativo por turnos y cooperativo ponderado. En base a los resultados de los modelos especializados, se desarrolló un modelo experto mixto de regiones y estaciones en modo cooperativo, aplicando en cada región de operación y en función de la estación anual un modelo u otro (*Sistema Experto por Regiones Mixtas*).
12. Se generaron sistemas Neuro-Fuzzy expertos más complejos trabajando en modo cooperativo y competitivo. Estos modelos presentaron excelentes resultados, ya que se utilizaron múltiples redes simples y sistemas expertos, de los mencionados anteriormente, trabajando en paralelo. Un Sistema Fuzzy seleccionaba la respuesta a la salida de los bloques configurados en modo cooperativo, y un sistema experto seleccionaba en cada instante la respuesta del modelo que presentaba un menor error en las estimaciones previas, finalmente se optó por seleccionar la salida del modelo que en la iteración anterior presentó el menor error. Los resultados obtenidos con este *Modelo Maestro* eran excelentes a costa de sacrificar la simplicidad del sistema, la cual era uno de los requerimientos de la presente Tesis, pero por el contrario se mejoraba la robustez y credibilidad del sistema.

13. Desarrollo de indicadores a partir de la base de datos de eventos digitales, de cambios de estado y alarmas de los aerogeneradores. En base al listado de alarmas y la experiencia de los operadores en la asignación de cuáles son las alarmas principales relacionadas con las averías del generador, se creó el indicador de *Vida Renanamente*, el cual representa la degradación del generador a lo largo del tiempo en función de las alarmas más importantes, asignando una degradación ponderada en función del porcentaje de veces que dicha alarma estuvo relacionada con una avería previa del equipo.
14. Se presentó una batería de indicadores basados en la evolución del error entre la temperatura real del rodamiento y la temperatura estimada por los modelos. Se realizó un estudio de los errores comúnmente utilizados en la bibliografía internacional, pero se introdujo una nueva definición de error nunca antes utilizado, se trataba del "error positivo" (PE). Generalmente cuando un equipo presenta mal funcionamientos, éstos se sintonizan en sobre calentamiento, de tal forma que los errores negativos del modelo (temperatura real-temperatura del modelo) deberían ser ignorados para no interferir en la evolución temporal de los indicadores. La utilización del error positivo fue determinante en la reacción de los indicadores de estado, tanto en su capacidad de detección (reaccionar ante la aparición del malfuncionamiento), como en su capacidad de recuperación (recuperar el valor de operación normal tras realizar la reparación en el equipo).
15. En base a los modelos desarrollados con los diferentes tipos de error, se crearon un total de 12 indicadores analógicos (simples y compuestos). Se analizaron los pros y contras de cada indicador de forma individualizada, y se realizó la combinación de varios de ellos generando indicadores compuestos, los cuales combinaban conceptos de amplitud (cuanto es la diferencia térmica entre la temperatura real del rodamiento LOA y la temperatura estimada por el modelo), y amplitud (cuantas veces el equipo presenta una temperatura más elevada de la del modelo). Se analizó la respuesta de los indicadores y se describió el proceso de configuración de los mismos, analizando la respuesta en función de la configuración, dando una configuración recomendada para el caso de detección de mal funcionamiento en el rodamiento LOA.
16. Se calculó un modelo estadístico de probabilidad de fallo asociada al valor del indicador. Generalmente en la bibliografía se utiliza un valor límite como punto a partir del cual, el indicador se encuentra fuera del rango normal de operación. En la presente Tesis se utilizó este mismo criterio, pero este límite es simplemente el límite en el que un equipo funciona normalmente, pero no es el

límite de rotura del equipo, es decir, ¿hasta cuándo puede incrementarse el indicador antes de romperse el equipo? Desarrollamos un indicador de probabilidad de ocurrencia del evento a partir del cálculo de la función riesgo (probabilidad condicional) de ocurrencia de la rotura en función de los valores del indicador en roturas anteriores. La probabilidad condicional en fiabilidad significa que, si un equipo sigue funcionando en el instante *t-1*, que probabilidad tiene de fallar en el instante actual *t*.

17. Se demostró que modelos menos complejos, con un elevado error de ajuste, son igualmente válidos para el desarrollo de modelos de detección de mal funcionamiento utilizando los indicadores presentados en al presente Tesis. A diferencia de lo que se defiende en bibliografía internacional, no es necesario desarrollar modelos de comportamiento con errores del 2% o similar, ya que incluso con modelos que presentaban un error de más del 30%, los indicadores se mostraron sensibles a la detección de un mal funcionamiento del equipo. Esto es debido a que el indicador analiza la evolución del error desde el origen del modelo, de ahí que, modelos sencillos, generalistas, y no evolutivos presenten muy buenos resultados contradiciendo la bibliografía tradicional que se escuda en la imperfección de los datos para justificar resultados no satisfactorios. No obstante hay que considerar que en entorno empresarial, no se busca la detección de un mal funcionamiento con un 90% de certeza, sino que, detectar el 60 o 50% de los casos ya puede representar importantes ahorros, ya que hay que mirarlo desde el punto de vista de economías de escala.
18. Se desarrolló la técnica "*Change point*", la cual aplicada a los indicadores sirve para identificar cambios de tendencia en el comportamiento de los equipos y de esta forma, mediante el cálculo y proyección de la nueva tendencia, se puede estimar el momento en el que el indicador superara los límites normales de operación. Esta herramienta ha demostrado su capacidad de detección y estimación de tiempo de vida remanente antes de pasar el límite de operación, no obstante, la configuración de sus parámetros queda abierta a futuras investigaciones.
19. Finalmente se presentó una serie de propuestas innovadoras de visualización de los datos de operación y los indicadores de estado generados, confeccionando el SSC o "*Status Score Card*" y otra propuesta menos novedosa pero que ha resultado ser de gran utilidad, como es la representación gráfica de los datos de operación en 4D, es decir en tres dimensiones y el cómo de los puntos como la cuarta dimensión, configurando los límites de la escala de color con los límites de operación normal del equipo (zona de color verde) calculados en el Capítulo

7, y mostrando en colores rojo o azul los valores situados fuera de los límites normales. Actualmente, los sistemas SCADA de monitorización de los parámetros de operación no disponen de estas funcionalidades, luego se proponen como herramientas indispensables que los futuros sistemas de monitorización de la condición deberían incorporar entre su batería de funcionalidades.

0.5. Futuras líneas de investigación

Son varias las futuras líneas de investigación que se abren a partir de la presente Tesis Doctoralos. Algunas líneas son continuación natural de los trabajos realizados hasta el momento, desde el punto de vista de mejora de los modelos e indicadores presentados (detección), y desde el punto de vista de desarrollo de técnicas de diagnóstico y prognosis.

Otra línea de investigación será la aplicación de las técnicas presentadas a otros sectores, como por ejemplo la detección de mal funcionamientos y degradaciones en paneles solares, o instalaciones desasistidas, como sería el caso de las offshore o incluso mercantes que realizan largos viajes transoceánicos y en los cuales una avería en alta mar puede ser catastrófica.

De entre las diferentes líneas de investigación que se pretenden abordar, como continuación de los trabajos expuestos, son las siguientes:

1. Mejora de los modelos desarrollados analizando otras posibles configuraciones de redes, diferentes modelos evolutivos y sistemas expertos, incluir otras técnicas de identificación de patrones de comportamiento propias de la minería de datos, como redes de clasificación, árboles de fallos, etc. Además se propone la optimización de los indicadores de detección mediante las técnicas de ajuste automático de los parámetros de los mismos.
2. Se propone proyectar en el tiempo los indicadores digitales. A partir de un análisis estadístico de aparición de las alarmas en un equipo, puede estimarse la aparición estadística de las mismas en el futuro y de esta forma proyectar el indicador de "*Vida Remanente*" desarrollado.
3. Aplicar la metodología desarrollada al resto de señales analógicas del aerogenerador, como la temperatura del rodamiento LA, las escobillas de los

anillos rozantes, temperatura de los devanados del transformador, temperatura del aceite de la multiplicadora, etc

4. Desarrollo de un sistema inteligente de análisis de diagnóstico. A partir de los modelos de comportamiento del conjunto de variables del aerogenerador, analizar la reacción de los indicadores ante los diferentes elementos causas y modos de fallo de las averías registradas y realizar un catálogo de síntomas detectados en los indicadores para cada tipo de avería.
5. Desarrollar modelos de prognosis. Cada tipo de fallo que se presenta en el equipo evoluciona de forma diferente, por tanto a partir del punto anterior se puede clasificar el tipo de fallo que se está dando en el equipo y en consecuencia aplicar un modelo de prognosis de degradación más o menos acelerada. Los fallos degradatorios son más lentos, es decir pasa más tiempo desde los primeros síntomas hasta la rotura del componente, sin embargo otros modos de fallo no presentan síntomas hasta que de repente comienzan a darlos, generalmente en estos casos el tiempo que transcurre hasta que el equipo falla completamente es menor.
6. A partir de los modelos de comportamiento de las diferentes variables operativas del aerogenerador, y de los modelos de estimación de la carga de trabajo a la que va a estar sometido un equipo, se puede realizar la simulación de las averías reales que va a presentar un aerogenerador desde la fase de proyecto. Es decir, si antes de la construcción de un parque eólico, se dispone de la caracterización ambiental del emplazamiento, y de los modelos de comportamiento de las diferentes variables, se podrá simular el valor de las mismas a lo largo del ciclo de vida del aerogenerador, y calcular los indicadores de estado a lo largo del periodo de explotación.
7. Realización de una investigación en profundidad de las señales monitorizadas actualmente en los equipos, y determinar que señales y alarmas son las que se deben comenzar a almacenar en las bases de datos, por ser las que realmente podrían caracterizar la degradación del equipo. Además, determinar si los tecnólogos deberían comenzar a introducir nueva sensónica destinada a la determinación del estado de los equipos, más que a su operación.
8. Hasta ahora, los modelos desarrollados se han utilizado para la gestión del mantenimiento, adaptando los planes de mantenimiento a las necesidades reales de cada equipo en base a la condición de los equipos. Pero, conociendo el estado del equipo, ¿por qué no adaptar las condiciones de operación de cada aerogenerador en base a su condición?

A este concepto lo hemos denominado, "Operación Basada en la Condición" (OBP). Ajustando los parámetros de operación del equipo, limitando la potencia del aerogenerador, etc. se puede alargar la vida del componente dañado. Esto será vital en las instalaciones Offshore en las que las actuaciones de mantenimiento pueden demorarse un largo tiempo, y tal vez sea más rentable, limitar las operaciones del equipo, o modificar ciertos parámetros durante un tiempo, antes que perder la totalidad de la producción.

Esta metodología es aplicable a cualquier sistema del que se dispongan datos monitorizados de operación, con los cuales realizar los modelos de comportamiento, y sea susceptible de fallo. Dicho esto, el abanico de aplicación de la metodología es enorme, desde planta de generación eléctrica, procesos productivos, elementos de transporte individual y colectivo (trenes, aviones, barcos etc.).

Los límites de aplicación de la presente metodología están en la imaginación del investigador que se enfrente al problema que desee solucionar.

UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

Gi·TENECO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

PROGRAMA DE DOCTORADO INTERUNIVERSITARIO "INGENIERÍA TÉRMICA"

TESIS DOCTORAL

Metodología para sistemas inteligentes de detección de mal funcionamientos en equipos. Aplicación a los aerogeneradores

Volumen I:

Introducción, objetivos, estado del arte e instalaciones

Autor: Miguel Ángel Rodríguez López, I. I.

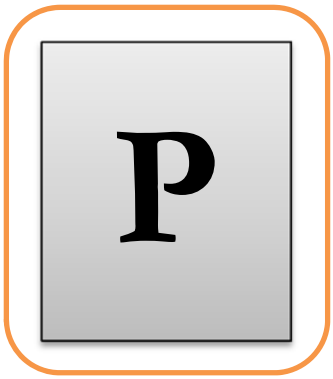
Director: Luis María López González, Dr. I. I.

Director: Luis María López Ochoa, Dr. I. I.

Logroño, junio de 2015

VOLUMEN I:

INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS, ESTADO DEL ARTE E INSTALACIONES



PRESENTACIÓN

PRESENTACIÓN

En este primer volumen de los dos que completan la presente Tesis Doctoral, titulado **Volumen I: INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS, ESTADO DEL ARTE E INSTALACIONES"**, se presentan, entre otros, el estado del arte de aquellas materias que es preciso conocer para entender el contexto y el propósito de los modelos desarrollados en al presente Tesis Doctoral.

A lo largo del Volumen I se realiza una introducción al "Sistema de Detección, Diagnóstico y Prognosis de mal funcionamientos en aerogeneradores", el cual representa el objetivo final de la línea de investigación que comienza con la presente Tesis.

Esta Tesis se ha focalizado en el análisis de los datos y el desarrollo de los modelos de detección de mal funcionamientos, los cuales son el primer paso para el resto del sistema. El sistema de detección de mal funcionamientos, busca la detección prematura de un comportamiento anómalo en los aerogeneradores, analizando la tendencia de varias variables principales. Es preciso determinar el estado del equipo utilizando una serie de indicadores, los cuales serán una nueva herramienta de apoyo a la explotación conjuntamente con los SCADA.

Tras la introducción y una vez definido el objetivo de la Tesis, en el Volumen I se presenta la tendencia de las nuevas técnicas de mantenimiento hacia la maximización de la rentabilidad de las explotaciones energéticas, haciendo las inversiones en renovables más atractivas.

Tras presentar el conocimiento del entorno y la tendencia del mantenimiento, se introduce el estado del arte de la matemática necesaria para la consecución de los modelos de comportamiento y detección de mal funcionamientos en aerogeneradores.

El Volumen I finaliza con una descripción detallada de la generación eólica, ya que para hacer el modelo de comportamiento de un equipo, es necesario conocerlo en su integridad, conocer las técnicas de control, etc.

En un principio, se pretendía establecer las bases para el posterior desarrollo de un sistema integral de apoyo a la explotación en un entorno productivo. Posteriormente, por la experiencia conseguida durante años, el desarrollo se enfocó con una finalidad eminentemente práctica, más que teórica, si bien igual de rigurosa.

Las decisiones tomadas en su momento se han podido comprobar como adecuadas y eficientes.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción ___ 3

1.1. Consideraciones generales ___ 3

1.2. Introducción y visión general ___ 3

1.3. Símil del mantenimiento basado en la condición y la medicina humana ___ 6

1.4. El mantenimiento y tendencia actual. Sistema Inteligente de detección de mal funcionamiento, diagnóstico y prognosis ___ 8

1.4.1. Tendencias actual y futura del mantenimiento en la eólica ___ 8

1.4.2. Sistema de detección, diagnóstico y predicción de mal funcionamiento en aerogeneradores ___ 14

1.5. Objetivos de la Tesis Doctoral ___ 23

1.6. Breve descripción del contenido de la Tesis Doctoral ___ 25

2. Estado del Arte del Mantenimiento ___ 29

2.1. Introducción ___ 29

2.1.1. Introducción al concepto y objetivos del mantenimiento ___ 30

2.1.2. Introducción a la historia del mantenimiento ___ 31

2.1.3. Nuevas tendencias del mantenimiento. La cuarta generación ___ 35

2.1.4. Introducción a las políticas de mantenimiento ___ 39

2.2. Conceptos asociados al mantenimiento ___ 45

2.2.1. La gestión del riesgo ___ 45

2.2.2. Fiabilidad ___ 48

2.2.3. Fiabilidad de sistemas ___ 61

2.2.4. Mantenibilidad ___ 64

2.2.5. Disponibilidad ___ 66

2.3. Técnicas de mantenimiento ___ 69

2.3.1. Introducción ___ 69

2.3.2. Políticas de mantenimiento: preventivo y correctivo ___ 71

2.3.3. Plan de mantenimiento ___ 75

2.4. Mantenimiento basado en la condición ___ 80

2.4.1. Tipos de control o condición de estado ___ 81

2.4.2. Métodos de control o condición de estado 81
2.4.3. Control de lubricantes 87
2.4.4. Control de temperatura 90
2.4.5. Monitorización de vibraciones y ruidos 95
2.4.6. Métodos de diagnóstico en el mantenimiento predictivo 101

2.5. Conclusiones 132

3. Estado del Arte de la Minería de Datos 137

3.1. KDD, Data Mining y Data Warehouse 137
3.1.1. Introducción al KDD 137
3.1.2. Minería de Datos – Data Mining 143

3.2. Modelos para la predicción del comportamiento operativo correcto de aerogeneradores y establecimiento de reglas de diagnóstico 157
3.2.1. Series temporales 157
3.2.2. Modelos ARIMA 160
3.2.3. Redes neuronales artificiales 171
3.2.4. Sistemas de inferencia difusa 202
3.2.5. Sistemas neuro-difusos 210

3.3. Conjuntos de expertos 217
3.3.1. Una única red neuronal maestra 220
3.3.2. Conjunto de redes maestras por clasificación (Clúster) 221
3.3.3. Utilización de red neuronal integradora de redes maestras 223
3.3.4. Utilización de red correctora de red maestra 224

3.4. Conclusiones 225

4. Instalaciones de Energía Eólica 229

4.1. Conceptos generales de la energía eólica 229
4.1.1. Conceptos generales de la energía eólica 229
4.1.2. Caracterización del viento como recurso eólico: parámetros de influencia 239
4.1.3. Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia 250
4.1.4. Emplazamiento de parques eólicos: parámetros de influencia 261

4.2. Estado del arte de las tipologías de aerogeneradores eólicos. 265
4.2.1. Fundamentos teóricos del funcionamiento de los aerogeneradores eólicos 265
4.2.2. Tipos de aerogeneradores eólicos 273
4.2.3. Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Onshore 291

4.3. Descripción del Generador objeto de estudio _____ 361
4.3.1. Descripción de los componentes del Generador _____ 362
4.3.2. Funcionamiento del Generador ABB AMK 500L4A BATYH _____ 372
4.3.3. Consideraciones especiales para la detección de mal funcionamientos en el generador _____ 410
4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador _____ 417
4.4. Conclusiones _____ 423

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1.- Camino a la Eficacia en la Explotación. Fuente: Antonio José Fernández. 14
Ilustración 2.- Detección de Anomalías. Fuente: Antonio José Fernández. 19
Ilustración 3.- Objetivos del Mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 32
Ilustración 4.- Evolución de las técnicas de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 32
Ilustración 5.- Primera generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 33
Ilustración 6.- Segunda generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 34
Ilustración 7.- Tercera generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 35
Ilustración 8.- Cuarta generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 37
Ilustración 9.- Curva de la "bañera". Fuente: https://desarrollodesistemas.wordpress.com/tag/mantenimiento-de-sistemas/ 51
Ilustración 10.- Nuevos Patrones de Tasas de Fallo. Fuente: Elaboración propia. 53
Ilustración 11.- Funciones de tasa de fallos para la distribución de Weibull del tiempo de vida. Fuente: Javier García González-Quijano. 59
Ilustración 12.- Densidades de Weibull para distintos valores de k (siendo k=β). Fuente: Wikipedia. 60
Ilustración 13.- Ejemplo clásico de un sistema en serie. Caso sencillo de un automóvil. Fuente: Elaboración propia. 61
Ilustración 14.- Ejemplo de un sistema en paralelo. Fallo en el automóvil. Fuente: Elaboración propia. 63
Ilustración 15.- Ejemplo de un sistema redundante en espera. Fuente: Elaboración propia. 64
Ilustración 16.- Relación entre el tiempo medio de reparación (MTTR), tiempo medio hasta el fallo (MTTF) y tiempo medio de reparación (MTTR). Fuente: Javier García González-Quijano. 67
Ilustración 17.- Relación entre disponibilidad, mantenibilidad y fiabilidad. Fuente: Javier García González-Quijano. 68
Ilustración 18.- Relación entre la estructura de la planta y la cadena de toma de decisión. Fuente: Javier García González-Quijano. 69
Ilustración 19.- Aproximación sistemática para la formulación de un plan de mantenimiento. Fuente: Javier García González-Quijano. 70
Ilustración 20.- Selección de las políticas de mantenimiento para ítems de planta complejos. Fuente: Javier García González-Quijano. 77
Ilustración 21.- Diagrama de toma de decisión – valoración de la potencial efectividad de las acciones de mantenimiento. Fuente: Javier García González-Quijano. 78
Ilustración 22.- Diagrama de toma de decisión – valoración de la necesidad de las políticas de mantenimiento identificadas como efectivas. Fuente: Javier García González-Quijano. 78
Ilustración 23.- Diagrama de toma de decisiones – determinación de la mejor política. Fuente: Javier García González-Quijano. 79
Ilustración 24.- Diagrama esquemático de un medidor de vibración. Fuente: Javier García González-Quijano. 97
Ilustración 25.- Esquema del mantenimiento basado en modelos. Fuente: Javier García González-Quijano. 102
Ilustración 26.- Sistemas expertos y mantenimiento predictivo. Fuente: Elaboración propia. 103

Ilustración 27.- Esquema de una neurona artificial. Fuente: Javier García González-Quijano..... 104
Ilustración 28.- Esquema conceptual del Sistema Inteligente de Detección, Diagnóstico y Pronóstico, con optimizador de planes de mantenimiento dinámico presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 108
Ilustración 29.- Módulo de Detección de Anomalías presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 109
Ilustración 30.- Curva Ejemplo 1, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 110
Ilustración 31.- Curva Ejemplo 2, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 111
Ilustración 32.- Curva Ejemplo 3, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 112
Ilustración 33.- Curva Ejemplo 4, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 113
Ilustración 34.- Curva Ejemplo 5, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 115
Ilustración 35.- Curva Ejemplo 6, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 117
Ilustración 36.- Curva Ejemplo 6, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 118
Ilustración 37.- Ejemplo de pantallas de utilización del sistema de monitorización de la condicción de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia. 119
Ilustración 38.- Curva Ejemplo 8, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 120
Ilustración 39.- Curva Ejemplo 9, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 122
Ilustración 40.- Curva Ejemplo 10, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 123
Ilustración 41.- Curva Ejemplo 11, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 124
Ilustración 42.- Curva Ejemplo 12, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 125
Ilustración 43.- Curva Ejemplo 13, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 126
Ilustración 44.- Curva Ejemplo 14, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 126
Ilustración 45.- Curva Ejemplo 15, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 128
Ilustración 46.- Curva Ejemplo 16, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia. 129
Ilustración 47.- Superposición de periodos de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. 130
Ilustración 48.- División de la estructura de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia. 131
Ilustración 49.- El mantenimiento en el entorno actual. Fuente: Elaboración propia. 134
Ilustración 50.- Jerarquía del Conocimiento. Fuente: Elaboración propia 137
Ilustración 51.- Proceso de KDD. Fuente: Elaboración propia. 140

Ilustración 52.- Pirámide de niveles de información del Data Mining. Fuente: Elaboración propia. 147
Ilustración 53.- Representación del término medio en el modelado predictivo de data mining. Fuente: Elaboración propia. 148
Ilustración 54.- Esquema de una red neuronal multicapa sencilla. Fuente: http://puedescorrer.es/page/10/ 150
Ilustración 55.- Comparativa entre la lógica digital y la lógica Fuzzy. Fuente: Elaboración propia. 152
Ilustración 56.- Esquema de un módulo de interpretación de reglas Fuzzy. Fuente: Elaboración propia. . 155
Ilustración 57.- Procesamiento de la información en una neurona feedforward. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 173
Ilustración 58.- Perceptrón multicapa con una capa oculta. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 176
Ilustración 59.- Red neuronal unidireccional multicapa generalizada, FFBP, con una capa oculta. En Matlab se denominan redes neuronales en cascada. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 180
Ilustración 60.- Red neuronal en función de base radial. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 182
Ilustración 61.-Ejemplo de reducción dimensional. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 184
Ilustración 62.- Principio de la red neuronal PCA. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez..... 186
Ilustración 63.- Esquema configuración de red neuronal estática. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox. 187
Ilustración 64.- Respuesta a un escalón unitario de una de red neuronal estática. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox. 188
Ilustración 65.- Esquema configuración de red neuronal dinámica con retardo. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox. 188
Ilustración 66.- Respuesta a un escalón unitario de una red neuronal dinámica con retardo. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox..... 189
Ilustración 67.- Esquema configuración de red neuronal dinámica recurrente. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox. 190
Ilustración 68.- Respuesta a un escalón unitario de una red neuronal dinámica recurrente. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox. 190
Ilustración 69.-Red neuronal de Elman con una capa oculta. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 192
Ilustración 70.-Red neuronal TDNN focalizada. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez..... 194
Ilustración 71.- Estructura de la unidad de retardo k para una memoria Gamma. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 195
Ilustración 72.- Estructura de una unidad de retardo para una memoria Laguerre. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 196
Ilustración 73.- Estructura de una red neuronal recurrente general. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 198
Ilustración 74.- Estructura de un mapa auto-organizado. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez..... 199
Ilustración 75.- Ejemplo de funciones de pertenencia. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 203
Ilustración 76.- Estructural de un sistema de inferencia difusa. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. . 205
Ilustración 77.- Sistema de inferencia difusa con dos entradas y dos reglas. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 212
Ilustración 78.- Red equivalente al sistema de inferencia difusa de dos entradas y dos reglas. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez. 213
Ilustración 79.- Curva de control de Potencia vs. Velocidad del generador para partición por rejilla en reglas Fuzzy. Fuente: GAMESA. 216

Ilustración 80.- Ejemplo de un sistema de conjunto de expertos con un dispositivo de control de opiniones (G). Fuente: Universidad Carlos III. 220

Ilustración 81.- Representación de la arquitectura de Red Maestra. Fuente: Elaboración propia. 221

Ilustración 82.- Representación de la arquitectura de maestro por clúster. Modelo clasificador I a la Izquierda y clasificador II a la Derecha. Fuente: Elaboración propia. 222

Ilustración 83.- Representación de la arquitectura de conjunto de redes con red integradora. Fuente: Elaboración propia. 223

Ilustración 84.- Representación de la arquitectura de red correctora de salida de una red maestra. Fuente: Elaboración propia. 224

Ilustración 85.- Estructura de la atmósfera. Fuente: Enciclopedia Británica 2012. 232

Ilustración 86.- Desplazamientos de las masas de aire en la atmósfera en función de las diferentes temperaturas (izda.) y esquema de la circulación general atmosférica. Fuente: Fernández Díez, 2002 y http://meteogeografoua.blogspot.com.es/ 235

Ilustración 87.- Esquema del equilibrio dinámico del viento en superficie y en altura. Fuente: Elaboración propia. 236

Ilustración 88.- Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del tipo brisa y en los vientos locales de montaña. Fuente: Elkin de Jesús Salcedo Hurtado, Ph.D. (Universidad del Valle, Cali). 238

Ilustración 89.- Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del catabático. Fuente: Fernández Díez, 2002. 239

Ilustración 90.-: Gráfica de Rosa de los vientos. Fuente: CENER, 2005. 242

Ilustración 91.- Histograma de velocidades de viento y curva de distribución de Weibull y Rayleigh. Fuente: CENER, 2005. 243

Ilustración 92.- Clasificación de los aerogeneradores de 2,0 a 2,5 MW de GAMESA en función del emplazamiento y configuración de altura de torre y diámetro de pala según Norma IEC 61400. Fuente: GAMESA. 245

Ilustración 93.- Diferentes tipos de anemómetros para la medición de la velocidad del viento. Fuente: Fernández Díez, 2002. 248

Ilustración 94.- Esquema de la influencia de la orografía sobre la velocidad del viento y sobre las turbulencias. Fuente: Fernández Díez, 2002. 249

Ilustración 95.- Esquema representativo del concepto teórico del tubo de corriente con la velocidad del flujo de viento a su paso por el rotor de un aerogenerador. Fuente: www.windpower.dk 251

Ilustración 96.- Gráfico de la máxima potencia que se puede extraer del viento por medio de un aerogenerador según el límite de Betz. Fuente: González Velasco, 2009. 253

Ilustración 97.- Relación entre la potencia del viento por metro cuadrado y la velocidad mostrado en línea continua según la ecuación (4.1) y en la línea de puntos potencia aprovechada por un aerogenerador ideal según la ecuación (4.3) del límite de Betz. Fuente: González Velasco, 2009. 254

Ilustración 98.- Esquema de la relación de pérdidas que afectan al rendimiento teórico total de un aerogenerador eólico. Fuente: Elaboración propia. 255

Ilustración 99.- Esquema gráfico de la variación del coeficiente de potencia Cp respecto a la relación de la velocidad tangencial en punta de pala para diferentes modelos de aerogeneradores eólicos y turbinas eólicas. Fuente: Escudero López, 2004. 257

Ilustración 100.- Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador eólico onshore Vestas V90-3.0 MW con los datos de potencia en kW y velocidad de viento en m/s. Fuente: www.vestas.com. 258

Ilustración 101.- Gráfico (izda.) de la potencia específica (W/m^2) que transporta el viento como función de la velocidad no perturbada del viento en m/s; Gráfico (dcha.) de la cantidad total de energía media

portada por el viento por m² por año a las distintas velocidades de viento en un punto específico. Fuente: González Velasco, 2009. ..... *259*

Ilustración 102.- Esquema del modelo de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Darrieus con tres palas y un aerogenerador vertical con dos palas instalado en el emplazamiento en campo. Fuente: AWEA. *276*

Ilustración 103.- Diferentes modelos del concepto de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Savonious. Fuente: AWEA. *277*

Ilustración 104.- Diferentes ejemplos de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) modelo Ciclogiro. Fuente: AWEA. *277*

Ilustración 105.- Modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal (HAWT) instalado en tierra-Onshore y un esquema del modelo. Fuente: AWEA y Fernández Díez, 2002); a la dcha. una turbina multi-pala cuyo diseño es originario del siglo XIX. Fuente: Escudero López, 2004. ..... *279*

Ilustración 106.- Esquema de modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal con una pala, dos palas y tres palas y esquema de una turbina eólica multi-pala. Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002. ..... *283*

Ilustración 107.- Esquema general de diferentes modelos de aerogeneradores eólicos del tipo de eje horizontal, eje vertical y variantes de ambos. Fuente: González Velasco, 2009. ..... *290*

Ilustración 108.- Esquema general de modelos de aerogeneradores eólicos de eje horizontal del tipo difusor. Fuente: Fernández Díez, 2002. ..... *291*

Ilustración 109.- Esquema general de un aerogenerador de eje horizontal Onshore con sus principales componentes (1: pala; 2: torre; 3: nacelle; 4: buje; 5: cimentación). Fuente: Elaboración propia. *293*

Ilustración 110.- Esquema de un aerogenerador de eje horizontal Onshore de 1,5 MW, NORDEX S77 con sus principales componentes (de abajo a arriba: cimentación, torre, palas, buje y nacelle) y sus características dimensionales. Fuente: www.nordex.com *294*

Ilustración 111.- Esquema general de un aerogenerador de eje horizontal tipo Onshore convencional con tren de potencia con multiplicadora con sus principales componentes. Fuente: Vestas. *295*

Ilustración 112.- Principales componentes de un aerogenerador eólico y la contribución de cada uno en costes sobre el total. Fuente: www.ewea.com. *297*

Ilustración 113.- Esquema general (izda.) de un tren de potencia del tipo compacto con sus principales sub-componentes y esquema general (dcha.) de conjunto del tren de potencia de tipo compacto con multiplicadora en el extremo derecho. Fuente: Gamesa. *298*

Ilustración 114.-Tipo de Tren de Potencia: Eje Estándar en máquina de ACCIONA de 3MW. Fuente: ACCIONA. *299*

Ilustración 115.- Tipo de Tren de Potencia: Eje Compacto del fabricante GAMESA en un equipo de 4,5 MW. Fuente: Gamesa. *300*

Ilustración 116.- Tipo de Tren de Potencia: Moment Bearing del fabricante VESTAS en máquina de 3 MW. Fuente: Vestas. *301*

Ilustración 117.- Tipo de Tren de Potencia: Eje Compacto con múltiples generadores del fabricante CLIPPER en una máquina de 2,5 MW. Fuente: CLIPPER. *302*

Ilustración 118.- Tipo de Tren de Potencia: DDRH (Direct Drive Rear Hub) . Izquierda: Fabricante/Potencia: SIEMENS / 3 MW. Derecha: Fabricante/Potencia: SCANWIND / 3 MW. Fuente: Siemens y Scanwind. *303*

Ilustración 119.-Tipo de Tren de Potencia: DDFH (Direct Drive Front Hub-Accionamiento directo) del fabricante SIEMENS en una máquina de 3 MW. Fuente: Siemens. *304*

Ilustración 120.- Ejemplo de esquema del conjunto eje principal de baja velocidad de un aerogenerador de tipo compacto. Fuente: Gamesa. *305*

Ilustración 121.- Ejemplo de izado del conjunto eje principal y multiplicadora. Fuente: Elaboración propia. *305*

Ilustración 122.- Esquemas del sistema de lubricación de los rodamientos del eje principal utilizados en el tren de potencia de tipo compacto. Fuente: Gamesa. *306*

Ilustración 123.- Detalle de una sección de una multiplicadora BOSCH-REXROTH, donde se muestran los engranajes y los planetarios de la multiplicadora. Fuente: BOSCH- REXROTH. *307*

Ilustración 124.- Ejemplo de aplicación en la nacelle de una multiplicadora de varias etapas (izda.) utilizadas para aplicación eólica del fabricante BOSCH-REXROTH y vista del conjunto montado en una nacelle. Fuente: BOSCH-REXROTH. *308*

Ilustración 125.- Esquema de sistema de lubricación y refrigeración de una multiplicadora utilizados en el tren de potencia. Fuente: Gamesa. *309*

Ilustración 126.- Esquema de sistema de freno de disco mecánico utilizados en el tren de potencia a la salida de la multiplicadora. Fuente: GAMESA. *309*

Ilustración 127.- Ejemplo de acoplamiento mecánico de unión entre el eje de alta velocidad de la multiplicadora y el rotor del generador del fabricante GAMESA. Fuente: Elaboración propia. *310*

Ilustración 128.- Esquema del sistema de eje de alta velocidad, freno mecánico de la multiplicadora y acoplamiento mecánico al eje del generador. Fuente: GAMESA. *311*

Ilustración 129.- Esquema con los diferentes subcomponentes de un generador asíncrono del fabricante ABB (izda) (rotor, estator, carcasa, unidad de refrigeración, etc.); (dcha.) detalle del conjunto generador y detalle del rotor. Fuente: ABB. *312*

Ilustración 130.- Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad fija con generador asíncrono de inducción de jaula de ardilla directamente conectado a la red por el estator. Fuente: Fernández Díez, 2002. ..... *313*

Ilustración 131.- Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad variable con generador asíncrono de inducción doblemente alimentado. Fuente: Fernández Díez, 2002. ..... *314*

Ilustración 132.- Diferentes tipos de generadores asíncronos. Modelo de generador asíncrono de inducción de velocidad fija (izda); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad semi-variable (centro); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad variable (dcha.). Fuente: ABB. *317*

Ilustración 133.- Modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad alta (izda) y esquema de modelo de aerogenerador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (dcha.). Fuente: ABB. *319*

Ilustración 134.- Imagen de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (izda.), sección del interior de un generador de imanes permanentes (centro), sistema de refrigeración mediante camisa refrigerada por agua-glicol e intercambiadores de calor (dcha.). Fuente: GAMESA. *319*

Ilustración 135.- Modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens utilizado en los aerogeneradores 3 MW Onshore del fabricante SCANWIND-GE; sección de un generador Direct Drive del fabricante Converteam (dcha.) para un aerogenerador Offshore de 6 MW. Fuente: SIEMENS y CONVERTEAM. *320*

Ilustración 136.- Esquema de configuración de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens (izda.) y esquema (centro) de configuración de la nacelle con un generador tipo Direct Drive; modelo de aerogenerador con generador tipo Direct Drive del fabricante ALSTOM para un aerogenerador Offshore de 6 MW. Fuente: SIEMENS, ALSTOM y CONVERTEAM. *320*

Ilustración 137.- Esquema ejemplo de configuración un modelo de Full Converter con sus principales sub-componentes utilizados en aerogeneradores eólicos multi-MW (izda.) y un modelo de convertidor de plena potencia Full Converter en media tensión (dcha.) del fabricante ABB para aplicación eólica. Fuente: Gamesa y ABB. *324*

Ilustración 138.- Esquema ejemplo de un modelo de transformador de potencia del tipo seco (izda y centro) del suministrador ABB y del tipo líquido del suministrador CG (dcha.) para su aplicación en aerogeneradores multi-MW. Fuente: ABB. *327*

Ilustración 139.- Esquema ejemplo de un sistema de giro con sus principales sub-componentes (izda.) y esquema de detalle del sistema de giro. Fuente: Gamesa. *329*

Ilustración 140.- Esquema ejemplo de una moto reductora del sistema de giro (izda.) y esquema de detalle de una moto reductora con el piñón y la corona de giro del fabricante BOSCH REXROTH. Fuente: BOSCH REXROTH *330*

Ilustración 141.- Esquema ejemplo de un detalle del sistema de giro con los principales sub-componentes de la parte de las pinzas de freno. Fuente: Gamesa. *331*

Ilustración 142.- Esquema ejemplo de un detalle del conjunto de pinzas de freno del sistema de giro con las zapatas activas y pasivas en la parte inferior de la pinza de freno. Fuente: Gamesa. *332*

Ilustración 143.- Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor principal fundido y mecanizado (izda.) utilizado en aerogeneradores del fabricante Gamesa y bastidor fundido en el fabricante de fundición Sakana. Fuente: Gamesa y Sakana. *333*

Ilustración 144.- Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor trasero mecanizado-soldado utilizado en aerogeneradores. Fuente: Gamesa. *333*

Ilustración 145.- Esquema ejemplo de un grupo hidráulico y los sistemas a los que suministra presión hidráulica en un aerogenerador Onshore .Fuente: Gamesa. *334*

Ilustración 146.- Esquema ejemplo de un grupo hidráulico para aplicación en aerogeneradores eólicos y los subcomponentes principales del mismo. Fuente: Gamesa. *334*

Ilustración 147.- Esquema ejemplo de un sistema de freno del rotor (Rotor Lock) para aplicación en aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa. *335*

Ilustración 148.- Esquema ejemplo de un sistema de grúa móvil (izda.) y un sistema de grúa fija (dcha.) utilizado en nacelles de aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa. *336*

Ilustración 149.- Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de sus principales sub- componentes. Fuente: Gamesa. *337*

Ilustración 150.- Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de un sistema Thermal (izda.) y de un sistema de intercambiadores de calor con moto-ventiladores y silenciadores del fabricante Nissens. Fuente: Gamesa y Nissens. *338*

Ilustración 151.- Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración térmico del aire de la nacelle de aerogeneradores eólicos mediante (izda.) y de los sistemas de ventiladores de extracción y silenciadores de un sistema Thermal (dcha.). Fuente: Gamesa y Nissens. *338*

Ilustración 152.- Ejemplos de diferentes tipos de carcasas exteriores de nacelle de los fabricantes de aerogeneradores. Fuente: VESTAS, ENERCON *341*

Ilustración 153.- Imagen de un buje fundido de aerogenerador eólico del suministrador Sakana (izda.) y esquema de detalle de un buje y sus zonas de unión con las palas y con el eje principal. Fuente: Sakana y Gamesa. *343*

Ilustración 154.- Conjunto bastidor del buje, rodamientos de pala y cilindros del pitch preparados para ensamblaje en carcasa de buje. Fuente: Elaboración propia. *343*

Ilustración 155.- Imagen con el esquema de un cono de buje con su subestructura metálica de unión al buje utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa. *344*

Ilustración 156.- Imagen con el esquema de un sub-montaje en el buje de un rodamiento de pala (izda.) y el sistema de lubricación automática del rodamiento de pala (dcha.) utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa. *345*

Ilustración 157.- Esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico montado en el buje con sus diferentes subcomponentes. Fuente: Gamesa. *347*

Ilustración 158.- Esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico (izda.) y un conjunto buje con los tres cilindros del sistema Pitch montados (dcha.). Fuente: Gamesa. *347*

Ilustración 159.- Esquemas de diferentes modelos constructivos de palas: tipo moderno con fibra de vidrio (parte superior) y tipologías antiguas (centro y abajo). Fuente: Fernández Díez, 2002. ..... *348*

Ilustración 160.- Esquemas de la sección de un modelo de pala actual con sus sub-componentes principales. Fuente: M.L.O. Hansen, 2000. ..... *349*

Ilustración 161.- Esquema teórico de las fuerzas que actúan sobre un perfil de pala. Fuente: Fernández Díez, 2002. ..... *350*

Ilustración 162.- Esquema ejemplo de la clasificación de los perfiles aerodinámicos de palas según la normativa NACA. Fuente: Fernández Díez, 2002. ..... *351*

Ilustración 163.- Imagen de una torre tubular de acero (izda.) del modelo de aerogenerador ENERCON E-126 6 MW. Fuente: ENERCON. *354*

Ilustración 164.- Imagen de una torre de celosía metálica del modelo de aerogenerador FUEHRLANDER FL 2,5 MW de hasta 100 metros de altura. Fuente: RUUKKIENER y FUEHRLANDER. *355*

Ilustración 165.- Imagen del montaje en campo de una torre de hormigón para aerogenerador eólico. Fuente: EVWind. *356*

Ilustración 166.- Esquema de una torre del tipo híbrido hormigón-acero (izda.), imagen del montaje en campo de sectores prefabricados de una torre de hormigón para aerogenerador eólico (centro) y ejemplo de sector prefabricado de hormigón para una torre eólica de hormigón del suministrador NORTEN. Fuente: GAMESA y NORTEN. *357*

Ilustración 167.- Esquema de una plataforma en la base de la torre de un aerogenerador con algunos de los diferentes componentes que pueden ser instalados en su interior. Fuente: GAMESA. *358*

Ilustración 168.- Imagen de una cimentación mediante hormigón armado para un aerogenerador Onshore modelo E82/2MW del fabricante ENERCON (izda.), una cimentación con una subestación de transformación en el exterior (centro) y una cimentación del fabricante Neg-Micon. Fuente: ENERCON, Bundesverband WindEnergie y CENER. *361*

Ilustración 169.- Ubicación del generador dentro del Aerogenerador. Fuente: GAMESA. *362*

Ilustración 170.- Generador típico. Componentes principales. Fuente: GAMESA. *363*

Ilustración 171.- Identificación de componentes en el generador (típico). Fuente: GAMESA. *364*

Ilustración 172.- Pletinas verticales para conexión en triángulo. Fuente: GAMESA. *366*

Ilustración 173.- Habitáculo del cuerpo de anillos. Fuente: GAMESA. *367*

Ilustración 174.- Conexiones anillos rozantes del generador ABB *370*

Ilustración 175.- Cables de potencia – configuración unipolar. Fuente: GAMESA. *371*

Ilustración 176.- Cables de potencia – conexión – configuración tripolar. Fuente: GAMESA. *371*

Ilustración 177.- Esquema de las funciones principales del sistema de control. Fuente: GAMESA. *373*

Ilustración 178.- Diagrama simplificado del sistema de control. Fuente: GAMESA. *374*

Ilustración 179.- Diagrama detallado del sistema de control. Fuente: GAMESA. *374*

Ilustración 180.- Diferentes regiones de control de potencia en función de la velocidad del viento. Fuente: GAMESA. *376*

Ilustración 181.- Curva de control de Potencia vs. Velocidad del generador. Fuente: GAMESA. *378*

Ilustración 182.- Potencia del Estator vs Velocidad de giro del Generador. Fuente: GAMESA. *379*

Ilustración 183.- Ejemplo de visualización de valores objetivo en el control de la velocidad de giro del eje a intervalos de 0,1 r.p.m. del eje principal. Fuente: Elaboración propia. *381*

Ilustración 184.- Algoritmo detallado del ángulo de pala. Fuente: GAMESA. *382*

Ilustración 185.- Velocidad de giro del eje principal (eje x) vs Velocidad de giro del generador (eje y) y Potencia generada (color). Fuente: Elaboración propia..... 383

Ilustración 186.- Ejemplo de la Velocidad de viento vs. Ángulo pitch de las palas vs. Velocidad de giro del eje principal y en color la Potencia. Fuente: Elaboración propia..... 384

Ilustración 187.- Ejemplo de la Velocidad de viento vs. Ángulo pitch de las palas y en color la Potencia. Fuente: Elaboración propia. 384

Ilustración 188.- Ciclo de limitación de potencia del generador en función de la temperatura del mismo. Fuente: GAMESA. 386

Ilustración 189.- Ejemplo de un caso de limitación de potencia en el generador por exceso de temperatura. Fuente: Elaboración propia. 386

Ilustración 190.- Esquema del sistema de orientación de la nacelle. Fuente: GAMESA..... 387

Ilustración 191.- Histograma del ángulo de orientación de la góndola respecto de la dirección de viento. La desviación rara vez supera los ±3º. Fuente: Elaboración propia..... 388

Ilustración 192.- Esquema de sistema de generación (típico). Fuente: GAMESA..... 390

Ilustración 193.- Representación principal del generador asincrónico de doble alimentación. Donde: f_N es la frecuencia de red, f es la frecuencia del estator y f_S es la frecuencia de deslizamiento. Fuente: GE..... 392

Ilustración 194.- Esquema simplificado. Fuente: GAMESA. 395

Ilustración 195.-Esquema hardware del convertidor. Fuente: GAMESA 396

Ilustración 196.- Esquema del sistema Crowbar Activo. Fuente: GAMESA. 399

Ilustración 197.- Esquema simplificado para una máquina G8X (conexión del rotor al secundario del transformador a 690V). Fuente: GAMESA. 401

Ilustración 198.-Relación de las regiones de sincronismo del generador. Fuente: Elaboración propia. 404

Ilustración 199.- Relación del campo magnético del rotor en el generador. Fuente: Elaboración propia. 406

Ilustración 200.- Ejemplo de la región de sub-sincronismo, con número de revoluciones de 1.320 rev/min. Fuente: Elaboración propia. 406

Ilustración 201.- Esquema del flujo de potencia en funcionamiento sub-sincrónico (margen de carga parcial a carga baja). Fuente: GE. 407

Ilustración 202.- Ejemplo de la región de sobre-sincronismo, con número de revoluciones de 1.680 r.p.m. Fuente: Elaboración propia. 408

Ilustración 203.- Esquema del flujo de potencia en funcionamiento sobre-sincrónico (margen de funcionamiento nominal). Fuente: GE. 409

Ilustración 204.- Curva de potencia para frecuencia de red de 50Hz en un generador asíncrono doblemente alimentado. Fuente: GE..... 409

Ilustración 205.- Transición entre estados en la operación de un aerogenerador. Fuente: GAMESA..... 419

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Ejemplo del resultado de análisis de aceite. Fuente: Elaboración propia. 89

Tabla 2.- Clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento y de la intensidad de turbulencia según norma IEC-61400-1. Fuente: IEC y CENER. 245

Tabla 3.- Clasificación de los aerogeneradores de 2,0 a 2,5 MW de GAMESA en función del emplazamiento y configuración de altura de torre y diámetro de pala según Norma IEC 61400. Fuente: GAMESA. 246

Tabla 4.- Comparativa de los diferentes tipos de generadores eléctricos utilizados en los aerogeneradores eólicos. Fuente: CENER, 2005. 322

Tabla 5.- Clasificación de las diferentes tecnologías de fabricación de palas de aerogeneradores y de los tipos de sub- componentes utilizados. Fuente: BTM Consult y fabricantes de palas y aerogeneradores.. 352

Tabla 6.- Características generales del Generador ABB AMK 500L4A BATYH de 50Hz para máquinas DTC. Fuente: ABB. 364

Tabla 7.- Identificación de componentes. Fuente: GAMESA. 365

Tabla 8.- Temperaturas de activación/desactivación de los ventiladores. Fuente: GAMESA. 415

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Consideraciones generales

En este capítulo se presenta una primera aproximación a los sistemas de inteligencia artificial para la detección de mal funcionamientos en equipos, en concreto en aerogeneradores. Además, se indican los objetivos de partida para la realización de la presente Tesis Doctoral.

Finalmente, de forma resumida se presenta el contenido de cada uno de los capítulos que conforman la Tesis para poder situarse en lo referente a la aplicación de un "Sistema Inteligente para la detección de mal funcionamientos, diagnosis y prognosis en aerogeneradores".

1.2. Introducción y visión general

En el entorno actual y pese al estancamiento en la Unión Europea por la crisis económica, a nivel mundial el consumo energético es cada vez más elevado. Este aumento del consumo a nivel mundial viene dado por una serie de factores: El crecimiento poblacional, la mejora de la calidad de vida en ciertas regiones subdesarrolladas, la nueva clase media china, aumento del consumismo fomentado por las grandes corporaciones, etc.

En resumen, y así lo definen las actuales tendencias, cada vez se necesita una mayor cantidad de energía neta. Este aumento de la demanda obliga a los Gobiernos a, entre otros:

1. Aumentar el suministro energético mediante el fomento e instalación de nuevas plantas generadoras.
2. Promover el ahorro y Mejorar la eficiencia energética del sistema, desde las pérdidas energéticas en las redes de transporte, mejora de la eficiencia energética de los dispositivos y viviendas, etc.
3. Fomentar campañas de sensibilización enfocadas al consumo inteligente y racional de la energía.

Respecto al tercer punto, es muy complicado concienciar a una generación que ha sido educada en el despilfarro energético, y en la continua "necesidad" de consumir impulsada por el mercado económico global, para que reduzca sus necesidades energéticas. Hay que tener en cuenta, que cada nuevo equipo que se compra y desecha mueve la economía de los países, genera ingresos por impuestos, etc., luego en cierto modo, concienciar al consumidor para que reduzca el consumo es como "tirarse piedras sobre su propio tejado", lo que suele ser muy complicado de transmitir, especialmente en países emergentes.

Sin embargo, mejorar el ahorro y la eficiencia energética del sistema favorece a todos, llevar a cabo la implantación de políticas de incentivación de la eficiencia, así como establecer penalizaciones por consumos de CO_2, etc. "obliga" a las compañías a invertir en I+D+i y a renovar constantemente los productos y servicios ofrecidos, pero adaptados a los requerimientos establecidos por ley. De esta forma se traslada la responsabilidad al sector privado, en mayor o menor medida.

Finalmente, la principal forma de mantener el suministro energético necesario, es aumentando la generación de energía. Dado el carácter local del consumo, no es eficiente distribuir energía (eléctrica) a largas distancias. Por tanto es preferible generarla cerca de los centros de consumo. En países en vías de desarrollo, en los que los centros urbanos experimentan cada vez mayores crecimientos, las necesidades energéticas ascienden rápidamente y por ello será necesario aumentar la generación, además de fomentar el consumo responsable y la eficiencia energética.

Las fuentes de energía tradicionales como el carbón y el petróleo son altamente contaminantes y dada la preocupante situación por el cambio climático, se han fomentado otras energías alternativas, la mayoría de las cuales han sido hasta la fecha menos rentables.

La energía nuclear, es una alternativa altamente rentable, pero tiene una serie de inconvenientes que frena enormemente su desarrollo:

1. Los trámites administrativos, y de ingeniería y construcción de una central nuclear requiere de muchos años de trabajo para su puesta en marcha. Posteriormente es necesaria una cierta estabilidad y continuidad política (o al menos un pacto de Estado entre partidos políticos y agentes sociales, económicos y otros) para fomentar el uso de este tipo de energía. De no

ser así, en el caso de una transición del Gobierno, sí el nuevo ejecutivo no está de acuerdo con este tipo de energía (por intereses políticos principalmente), paralizará los desarrollos alcanzados hasta ese momento, y quedaría detenido hasta que pasado el tiempo otro Gobierno quisiera volver a promoverla y así continuamente.

2. La energía nuclear tiene una mala imagen desde el punto de vista de la opinión pública. Accidentes tristemente famosos, como el de Chernóbil y más recientemente el de Fukushima, advierten de los riesgos de la energía nuclear mal gestionada. La gestión de los residuos es otro punto delicado, ya que todos estamos dispuestos a seguir consumiendo energía, pero nadie quiere hacerse cargo de los riesgos que origina su generación, como muertes en las minas de carbón o una posible fuga de residuos contaminantes, etc.
3. El uranio es un componente peligroso desde el punto de vista de la seguridad mundial, ya que según el tratamiento que se le dé, su finalidad puede ser completamente diferente a la de la generación de energía. La proliferación de un mercado del uranio podría hacer que llegase a parar a las manos equivocadas. Una posibilidad tan realista como inquietante.

Para reducir la dependencia energética y paliar los efectos contaminantes de las fuentes de energía convencionales, se fomentó el uso de las energías renovables, principalmente la energía fotovoltaica y la energía eólica. En ambos casos, la energía proviene del sol, por radiación directa o mediante la utilización de las corrientes de viento originadas por diferencias térmicas en la superficie terrestre. Inicialmente estas energías no fueron tan rentables como lo son hoy en día, y se necesitó el fomento de las mismas mediante ayudas o primas en la generación.

Para hacer estas fuentes de energía más rentables, se invirtió en el desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes desde el punto de vista de generación. Los aerogeneradores que se han construido han sido cada vez mayores, con mayor altura de buje y más longitud de pala. Esto hace posible que cada aerogenerador pueda tener una mayor potencia unitaria con un menor coste por unidad producida, lo que implica que el MWh generado sea más rentable.

Estas mejoras de los aerogeneradores repercuten principalmente en la cuenta de resultados de las instalaciones, siendo más costosas pero generando más energía que permiten una mejora de los resultados económicos de la explotación.

Una forma de optimizar el rendimiento de una explotación es reduciendo los costes de operación y mantenimiento y, a la vez, alargar el tiempo de vida de la instalación. De esta forma las energías renovables serán cada vez más atractivas para los inversores, los cuales buscan el retorno de la inversión lo antes posible y con los mayores márgenes de beneficio que puedan alcanzarse.

La presente Tesis Doctoral se enmarca en este contexto, contemplando los denominados "Sistemas inteligentes de detección, diagnóstico y prognosis de averías en aerogeneradores". Estos, buscan la detección temprana de mal funcionamientos para poder actuar antes de que suceda un fallo más grave. De esta forma se consigue reducir los costes de mantenimiento, se reducen también las pérdidas por energía no generada (indisponibilidad) y se alarga el ciclo de vida de la instalación.

El mantenimiento en la industria ha evolucionado desde el mantenimiento correctivo al actual mantenimiento basado en la condición o predictivo.

A continuación se presenta un símil entre el mantenimiento basado en la condición y la medicina humana. Posteriormente se describe cómo desarrollar este sistema inteligente mediante sistemas de control y técnicas de minería de datos.

1.3. Símil del mantenimiento basado en la condición y la medicina humana

Para poder tener una visión más clara del proceso de detección, diagnóstico y predicción para explotación eólica, se va a realizar un símil con la medicina humana. Consideremos el aerogenerador como una persona, la cual está compuesta por elementos críticos, como son el cerebro, el corazón, los pulmones, etc. y el resto de órganos menos críticos, si bien siempre importantes.

- Un mal funcionamiento de alguno de los elementos menos críticos podría permitir a la persona seguir haciendo una vida prácticamente normal (no se produce la parada inmediata del aerogenerador) pero disminuye su rendimiento poco a poco hasta llegar a un colapso (o avería). Por ejemplo, una cirrosis

temprana en el hígado permitiría a la persona seguir haciendo su vida normal por un tiempo, pero si no se detecta y se pone remedio supondría un fallo hepático. Para buscar una similitud podríamos considerar un filtro de aceite en la multiplicadora perforado, el cual deja pasar partículas de gran tamaño. Si no se detecta el problema dichas partículas desgastarán los elementos móviles provocando daños mayores.

- Otros mal funcionamientos pueden provocar fallos repentinos que supongan el colapso del sistema, por ejemplo la rotura de una pierna provocada por un elemento externo (para seguir con las similitudes podemos imaginar la rotura de una pala por el impacto de un rayo).

Todo mal funcionamiento presenta unos síntomas. Algunas veces son claros y otras no, siendo necesario acudir a equipos de medida de precisión. En los casos anteriores, la rotura de la pierna en la persona era evidente, así como la rotura de la pala en el aerogenerador. Pero es necesario un sistema de medición para conocer el estado del aceite de la multiplicadora. Es decir, el sistema deberá estar dotado de los elementos necesarios para la medición de las variables más importantes, independiente de que lo podamos ver o interpraetar fácilmente o no.

La medicina ha estudiado y catalogado durante años las enfermedades más frecuentes en el cuerpo humano y sus síntomas. De esta forma, ante unos síntomas concretos se sabe con un elevado grado de certeza que se trata de una enfermedad determinada. Pero no se queda ahí, sino que debe profundiza y determina las causas de dicha enfermedad, para de esta forma tratar de poner remedio a las causas y no únicamente remedios para paliar los daños ocasionados.

Volvamos a la medicina, la gripe es una afección periódica que afecta anualmente a un elevado porcentaje de la población, conociéndose sus síntomas (temperatura corporal alta, malestar general, dolor de articulaciones, etc.), de tal forma que el médico (sistema inteligente de teledetección y diagnóstico) los detecta inmediatamente y diagnostica que se trata de gripe. Con dicho diagnóstico, acude a un "Vademécum" y recomienda unos planes de actuación determinados, en primera instancia paliativos, como la receta de medicamentos y reposo. Dada la gran cantidad de casos de gripe, al año se opta por preparar a las personas (las máquinas en nuestro caso) ante este tipo

de riesgos (rediseño de equipo o mantenimiento preventivo) mediante vacunaciones y recomendaciones higiénicas para no tener contacto con el virus.

Resumiendo, por un lado el cuerpo humano (máquina) puede verse afectado por mal funcionamientos (internos o externos). Por otro, tenemos a los médicos (sistema inteligente de detección y diagnóstico) que en base al conocimiento y patrones previos (modelos de funcionamiento operativo de los aerogeneradores y equipos), son capaces de diagnosticar un mal funcionamiento y proponer soluciones (recomendaciones operativas o ajustes de los planes de mantenimiento). Además, pueden saber las causas de dicho mal funcionamiento, de forma que también recomiendan cómo proceder para evitar dicha afección en el futuro.

Hay que decir que la medicina es generalista, de forma que plantea las mismas soluciones para un mismo grupo de individuos con características similares, mientras que el sistema inteligente de medición, detección y diagnóstico para la explotación eólica realizará un seguimiento individualizado de cada elemento de cada aerogenerador, proponiendo unos planes de actuación únicos para cada unidad en base a su estado y características.

1.4. El mantenimiento y tendencia actual. Sistema Inteligente de detección de mal funcionamiento, diagnóstico y prognosis

1.4.1. Tendencias actual y futura del mantenimiento en la eólica

La generación de energía renovable, especialmente la energía eólica, ha alcanzado un importante desarrollo en España, con una potencia eólica instalada a 31 de diciembre de 2014 de 22.986,5 MW y un total de 1.077 parques eólicos, destacando Castilla y León con 5.560,01 MW y 241 parques. La Rioja disponía a esa fecha de una potencia de 446,62 MW distribuídos en 14 parques eólicos, representando el 1,94% de la potencia y el 1,30% del número de parques.

El mayor promotor de energía eólica, a 31 de diciembre de 2014, era IBERDROLA con una potencia de 5.513,07 MW (23,98% del mercado español). Por fabricantes el líder indiscutible era GAMESA con 12.008,09 MW (52,24%) seguido de VESTAS con 4.090,99 MW (17,80%).

Respecto a la situación mundial, a 31 de diciembre de 2014 había una potencia eólica instalada en todo el mundo de 369.553,0 MW, siendo los líderes China, Estados Unidos y Alemania, seguidos de España (6,22%).

En 2014 la producción eléctrica española procedente de la eólica fue de 51.138 GWh, representando una cobertura de la demanda eléctrica del 20,4%, dando empleo a unas veinte mil personas, exportando tecnología por un importe anual del orden de los dos mil millones de euros, aportando al PIB de España un 0,24%, con inversiones anuales en I+D de unos 85,5 millones de euros anuales.

Aun cuando otras energías renovables han encontrado limitaciones ambientales (la pluviosidad en España no favorece la generación hidráulica y mini-hidráulica) o regulatorias (cambios en la potencia total autorizada y en las primas para su retribución han frenado lo que comenzaba a ser una burbuja especulativa en torno a la generación fotovoltaica), la experiencia de España en la incorporación de la generación eólica terrestre al conjunto del sistema eléctrico nos convierte en un referente mundial. Esta incorporación de energía de naturaleza variable ha sido posible gracias a la supervisión y control en tiempo real de este tipo de energía.

En base a la premisas anteriores podemos decir que en la actualidad, el uso del viento constituye una de las fuentes de energía con mayor impulso y atractivo, como lo demuestra el hecho de que a escala mundial el nivel de potencia instalada de origen eólico cada vez es más considerable y no cesan de proliferar proyectos de construcción de nuevos parques eólicos. Los aerogeneradores son equipos en los que la aplicación de un correcto plan de mantenimiento es un factor determinante para conseguir una vida larga y efectiva de los mismos y que asegure el valor del activo durante el mayor tiempo posible. Cabe esperar que con la energía oceánica suceda algo similar, se creará legislación específica y se procederá a una explotación generalizada.

1.4.1.1. Mantenimiento en parques eólicos (PPEE)

Tradicionalmente los planes de mantenimiento que se vienen aplicando a los aerogeneradores son de tipo periódico o preventivo clásico, basados principalmente en las acciones y periodos de mantenimiento recomendados por los fabricantes de los mismos. El principal inconveniente que posee este tipo de mantenimiento es que no tienen en cuenta la vida real del aerogenerador, su localización o las distintas

condiciones de trabajo que soporta cada máquina, como pueden ser las condiciones climatológicas y de viento, los esfuerzos soportados por los distintos componentes, el número de horas de funcionamiento de las máquinas o incluso el ritmo de trabajo, etc.

Estas cuestiones afectan de forma considerable a la vida de cualquier máquina y por supuesto a la de un aerogenerador y, por tanto, al mantenimiento óptimo que debe aplicarse al mismo. Parece lógico pensar que es conveniente aplicar un plan de mantenimiento que tenga en cuenta, de forma continua y durante toda la vida del aerogenerador, cuáles son sus condiciones de trabajo, así como el efecto real de dichas condiciones en el estado actual y en operación de cada uno de sus componentes, principalmente aquellos que sean relevantes. Este tipo de mantenimiento se denomina **mantenimiento basado en la condición** y es el objeto de la presente Tesis, que pretende llegar a definir cuáles serían los requisitos de un sistema inteligente de teledetección, diagnóstico y predicción para explotación de las citadas instalaciones eólicas.

Este tipo de mantenimiento es especialmente recomendado en aquellas instalaciones que por su difícil accesibilidad (entornos apartados, dependencia de las condiciones climatológicas, disponibilidad de maquinaria, etc.) hacen preciso una planificación y ejecución del mantenimiento optimizados.

Se parte de la ventaja de que los aerogeneradores son maquinarias relativamente modernas e incluyen elementos de control, seguimiento y monitorización, lo que permite disponer de un gran número de variables medidas. Esta información es recogida de forma automática y continua por los sensores y, por tanto, puede ser utilizada para conocer el estado de salud de los componentes y a partir de ahí formular un plan de mantenimiento acorde a las necesidades reales. Esto es de gran utilidad en instalaciones alejadas de difícil acceso como sería el caso de los parques eólicos offshore e instalaciones.

En el entorno marino, hace falta encontrar una ventana temporal, lo suficientemente amplia que permita hacer la tarea de mantenimiento en el mar, para lo cual deben cumplirse unas condiciones determinadas de estado del mar (altura de las olas, corrientes, etc.) y unas condiciones determinadas de viento (con vientos elevados no se puede acceder a la parte superior del aerogenerador por motivos de seguridad).

Conociendo el estado del aerogenerador, podrán programarse las tareas necesarias en una de estas ventanas temporales antes de que llegue a fallar el equipo.

Las actuaciones de mantenimiento contribuirán a la maximización de la eficacia de la explotación de las instalaciones eólicas, evitando la aparición de averías con impacto significativo en su funcionalidad, de tal forma que se consiga la mejora de la fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad[1] y seguridad de todos y cada uno de los dispositivos y tecnologías integradas en el aprovechamiento de energía eólica.

Concepto de Confiabilidad en el Mantenimiento de PP.EE.

La aparición de fallos y averías en los equipos de una instalación eólica provocan un incremento de los costes operativos y una pérdida de ingresos o, incluso en algunos casos, pueden originar un accidente del que se deriven daños importantes para las personas o el entorno.

Se define la eficiencia de la explotación de una instalación eólica en un determinado período de tiempo, mediante el cociente entre la confiabilidad alcanzada por la instalación en dicho período entre la suma de los costes de confiabilidad y de no confiabilidad en que se ha incurrido. La confiabilidad de un dispositivo es la característica operativa que define la eficacia de su explotación, integrando de forma global los conceptos de fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad.

El diseño y aplicación de un programa adecuado de mantenimiento preventivo en una instalación constituye una de las opciones más interesantes para intentar optimizar la eficiencia de su explotación. Esto se debe a la importancia que tiene el mantenimiento preventivo en la consecución de unos altos niveles de confiabilidad, sobre todo, cuando las posibilidades de modificar el diseño de los equipos y sistemas son pequeñas o el margen de actuación sobre la demanda es escaso. Adicionalmente, los costes de mantenimiento constituyen una partida muy significativa del coste total de explotación y normalmente se trata de un área de actividad, en gran medida, bajo la planificación y el control de la propia instalación.

1 Estos conceptos de Confiabilidad se desarrollan en el apartado

Conceptos asociados al mantenimiento.

El sistema de detección, diagnóstico y predicción de explotación de parques eólicos deberá aumentar la confiabilidad de la instalación y, por tanto, los trabajos presentados en la presente Tesis van encaminados a dicho objetivo.

La actividad de mantenimiento se ha convertido en una función crítica y esencial que va más allá de la conservación y reparación, al permitir la optimización de la gestión de activos materiales y humanos, incluyendo actividades relativas a la seguridad, medio ambiente, calidad y productividad, entre otras.

Se ha demostrado que más del 70% de los fallos que se dan en una máquina entre dos intervenciones consecutivas de mantenimiento, se presentan a la semana siguiente de una gran revisión. Una vez transcurrido el periodo de rodaje, la pendiente de evolución hacia el fallo será prácticamente nula, pero el fallo en sí mismo se podrá presentar en cualquier momento. Lo hará, por tanto, de una forma totalmente aleatoria con una pendiente de evolución mayor o menor en función del modo de fallo de que se trate.

Este modelo de evolución al fallo[2] pone en cuestión el mantenimiento preventivo basado en el calendario (o en horas de funcionamiento de los diferentes componentes).

Esto nos lleva a decir que no se debe hacer más mantenimiento que el exclusivamente necesario. Para ello hay que detectar el fallo antes de que llegue a suceder, es decir hay que detectar los síntomas de inicio de fallo (fallos potenciales).

La premisa del mantenimiento predictivo o basado en la condición, será detectar lo más prematuramente posible, la aparición de un fallo potencial. Cuanto antes se detecte el síntoma más tiempo habrá para la actuación y optimización de los planes de mantenimiento. Este es el objetivo de la presente Tesis: Demostrar que con técnicas de minería de datos es posible detectar el mal funcionamiento del equipo.

Para ello se dispone hoy en día de técnicas de detección cada vez más precisas, como análisis de vibraciones, termografías, etc., que permiten detectar síntomas de mal funcionamiento antes de que estos lleguen a ser visibles. En la era de la información en la que nos encontramos inmersos, el análisis de las bases de datos de operación

2 Modelo de la "curva de la bañera", el cual se explica en el apartado 2.2.2.1.Evolución de la tasa de fallos a lo largo del tiempo. Curva de bañera y patrones de fallo.

permitirá identificar estos fenómenos degradatorios de la misma forma que un análisis de vibraciones.

Llegados a este punto y tomando como base varios estudios, podemos decir que el mantenimiento preventivo basado en el calendario no es el método más eficaz para detectar el 68% de los modos de fallo de un aerogenerador, ya que pueden aparecer de forma aleatoria. Por el contrario, el mantenimiento basado en la condición o predictivo, nos permite identificar los síntomas justo en el momento de inicio del proceso que nos llevará a un fallo potencial.

Estas técnicas de mantenimiento predictivo mejorarían la fiabilidad de nuestros activos, lo cual va a permitir mejorar la disponibilidad de los aerogeneradores y, con ello, el aumento de producción. El conocimiento de la fiabilidad del activo y sus componentes va a permitir al Departamento de Mantenimiento (o al propio fabricante de los aerogeneradores) decidir qué equipos comprar y no hacerlo exclusivamente por el precio. Además, la calidad de la energía producida y la disponibilidad de los equipos aumentarán la satisfacción del cliente. Por otro lado, no debe olvidarse el aumento de seguridad de la instalación y la reducción de riesgos personales, materiales y medioambientales.

Debemos recordar que actualmente, en España hay aproximadamente una potencia eólica instalada de 22,99 GW y las previsiones españolas para el año 2020 tienen como meta una potencia del orden de los 36 GW, lo que indica un incremento del 56,6%.

Un análisis más detallado de los datos disponibles nos permite deducir que las indisponibilidades de la red que rondan un valor medio del 4%, que las instalaciones eólicas españolas tienen una disponibilidad media del 94%, lo cual indica que todavía existe un importante margen de mejora en cuanto a disponibilidad y rendimiento de los parques eólicos españoles. La experiencia nos dice que la disponibilidad de un parque eólico en España, ronda el 96% (94-98%).

Conseguir un aumento de disponibilidad de todos los parques eólicos cercana al 98% supondría un importante incremento de la energía inyectada a la red, con el consiguiente aumento de los beneficios económicos generados por las instalaciones.

1.4.2. Sistema de detección, diagnóstico y predicción de mal funcionamiento en aerogeneradores

La optimización del mantenimiento de una instalación eólica se fundamenta en el conocimiento del comportamiento operativo de los componentes que la integran, la detección temprana de desgastes, degradaciones, mal funcionamientos o fallos incipientes, la estimación de la evolución temporal de dichos procesos, la evaluación del impacto de potenciales indisponibilidades forzosas o programadas de los diferentes equipos y la formulación de acciones de recuperación adecuadas, tanto preventivas como correctivas.

Dado un diseño determinado, la maximización de la eficacia de explotación de la instalación eólica se llevará a cabo mediante la adopción de actuaciones de mantenimiento preventivo que intenten evitar la aparición de averías con impacto significativo en su funcionalidad. Todo ello en un contexto de instalación desasistida y de difícil acceso que requiere un seguimiento y control de la explotación a distancia.

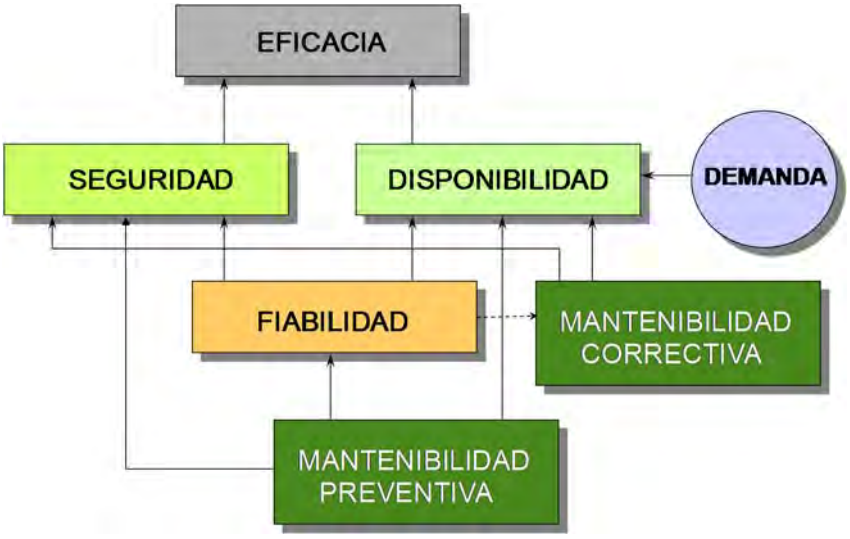


Ilustración 1.- Camino a la Eficacia en la Explotación. Fuente: Antonio José Fernández.

En este escenario, resulta altamente apropiado disponer de un sistema inteligente de detección, diagnóstico y optimización de la explotación que facilite la explotación de las instalaciones contempladas bajo el enfoque anteriormente mencionado.

El sistema inteligente de detección se alimentará de bases de datos de diferente índole, como sistemas de control y monitorización de las explotaciones (SCADA's), sistemas de predicción de recurso eólico (modelos generados en súper computadores) y herramientas específicas de gestión de mantenimiento. Las diferentes fuentes de información utilizadas en la presente Tesis se describen en el apartado 6.1. Descripción general del proceso de modelado y detección.

Para el desarrollo integral del sistema haría falta completar las actividades que se describen en los siguientes apartados.

1.4.2.1. Diseño conceptual y funcional

Definición de las funcionalidades requeridas para el Centro Inteligente de Control, Diagnóstico y Optimización de la Explotación, diseño esquemático de sus módulos funcionales, definición de los procesos requeridos y análisis de métodos y herramientas existentes.

1.4.2.2. Análisis de la Fiabilidad de componentes y sistemas

Se deberán llevar a cabo las siguientes actividades:

- Familiarización con la configuración física de la instalación eólica y su funcionamiento.
  - Recopilación de la información de diseño y operativa disponible.
  - Análisis de la demanda de funcionamiento de la instalación.
  - Análisis funcional de la instalación y de sus regímenes operativos.
  - Análisis del comportamiento funcional de los componentes.
  - Descomposición de la instalación eólica en sistemas e identificación de sus fallos funcionales predominantes.
  - Identificación de los componentes que constituyen cada sistema.
- Elaboración de un Análisis de Modos, Efectos y Criticidad de Fallos.
  Esta tarea persigue, la identificación de los potenciales mecanismos de fallo (modos y causas de fallo) de cada uno de los componentes identificados, la evaluación de su criticidad, mediante la estimación de su riesgo asociado (probabilidad de ocurrencia por el impacto derivado) y la tendencia temporal de su probabilidad de aparición.

Para ello, deberá realizarse un estudio de fiabilidad de los dispositivos en cuestión mediante la aplicación del método ***AMFEC*** (Análisis de Modos de Fallo, sus Efectos y Criticidad)[3] que permitirá identificar y priorizar los mecanismos de fallo simple más significativos de dichos dispositivos, en base a su nivel de criticidad o riesgo. En algún caso, la complejidad de la estructura funcional o física de alguno de los equipos y sistemas bajo estudio o la consideración de una probabilidad "significativa" de aparición de fallos simultáneos pueden aconsejar la utilización adicional de métodos de análisis de la fiabilidad de sistemas más complejos tales como los diagramas de bloques funcionales[4] o el árbol de fallos[5].

Atendiendo a lo anterior y previa recopilación y análisis de la información disponible sobre la fiabilidad de los equipos considerados, se tratarán los siguientes aspectos para cada uno de ellos:

- Mecanismos potenciales de fallo (modos y causas de fallo) más significativos.
- Evolución temporal de su probabilidad de aparición.
- Impacto de los mecanismos de fallo identificados sobre el propio componente, sistema e instalación, en términos de pérdida de funcionalidad, daño medioambiental, seguridad de las personas, vulnerabilidad de las instalaciones y costes de reparación.
- Estimación de la criticidad de los mecanismos de fallo.

- Priorización de los componentes analizados en función de su criticidad y selección de los mecanismos de fallo más críticos para proceder a su potencial consideración en las actividades posteriores de detección, diagnosis y prognosis.

  Como criterios de selección, desde el punto de vista del mantenimiento, se considerarán, el nivel de riesgo asociado a cada mecanismo de fallo y tasa de fallos creciente con la vida operativa del equipo. El primer criterio tiene en cuenta la "importancia" de las consecuencias que se pueden derivar de la aparición de cada mecanismo de fallo y el segundo contempla la potencial

3 Conforme la Norma UNE 60812
4 Conforme la Norma UNE 61078
5 Conforme la Norma UNE 61025

facilidad para su seguimiento y adopción de medidas en el ámbito del mantenimiento predictivo.

El resultado de esta actividad constituiría, asimismo, el análisis de criticidad y proceso de priorización requeridos para la elaboración del programa de mantenimiento preventivo de la instalación eólica mediante la aplicación de la metodología RCM[6] .

Para la presente Tesis Doctoral se seleccionó el rodamiento LOA (Lado Opuesto al Accionamiento) del generador por petición del explotador y en base a sus estudios de confiablidad, ya que se trataba de una avería frecuente y con un elevado impacto. Además se trata de una avería cuyos síntomas no son detectables mediante los sistemas de monitorización convencionales.

1.4.2.3. Modelización del comportamiento operativo de los equipos

El objeto de esta tarea es el desarrollo de unos modelos que permitan caracterizar el comportamiento operativo de los dispositivos seleccionados. Estos modelos constituirán, por una parte, la base para la implantación de un proceso de detección automática de anomalías y, por otra, facilitarán el entrenamiento de sistemas de inteligencia artificial cuyo desarrollo se contemplará en actividades posteriores. Esta ha sido la tarea desarrollada en la presente Tesis Doctoral, ya que antes de desarrollar un complejo sistema de detección es preciso demostrar la tecnología y la capacidad de detección.

Para el subconjunto de componentes más críticos seleccionados de la lista de priorización elaborada en la actividad anterior, se deberán llevar a cabo las siguientes actividades:

- Identificación de las causas raíces de los mecanismos de fallo considerados y determinación de posibles síntomas.
  Se persigue, en primer lugar, la identificación de la causa primigenia que origina cada fallo en cuestión. La identificación de la causa raíz de un modo de fallo es el único punto de partida efectivo tanto para la detección temprana y diagnóstico fiable de una anomalía más o menos evidente como

6 RCM: Mantenimiento Basado en la Fiabilidad.

para la identificación de acciones eficientes de mantenimiento preventivo ante la aparición de fenómenos de desgaste o degradación.

La determinación de los posibles síntomas que se puedan derivar de la aparición de las causas de fallo identificadas facilitará el posterior diseño del correspondiente proceso de diagnóstico.

- Identificación de aquellas variables físicas y medibles que permitan, de forma fiable y eficiente, detectar la ocurrencia de un determinado modo de fallo o la progresión temporal de un proceso de desgaste o degradación, teniendo en cuenta las condiciones operativas existentes.

  Dichas variables conformarán el punto de partida para el desarrollo de métodos inteligentes de detección temprana de fallos, diagnóstico y análisis del margen de vida o vida residual de los dispositivos considerados (prognosis).

  La necesidad de identificar e implantar tareas de mantenimiento preventivo que permitan conservar la fiabilidad intrínseca de los dispositivos sometidos a procesos de desgaste o degradación surge de forma natural al considerar una explotación proactiva de dichos equipos. Este enfoque operativo pone el énfasis en la cultura de prevención, sustentada en la implantación de procesos de mantenimiento basados en la condición operativa de los equipos a lo largo del tiempo y permitirá incrementar la eficiencia de la explotación de las instalaciones bajo análisis ya que se minimizará la ocurrencia de averías, así como la frecuencia de las intervenciones de mantenimiento preventivo y correctivo sobre los equipos, aprovechando mejor la vida operativa de los mismos.

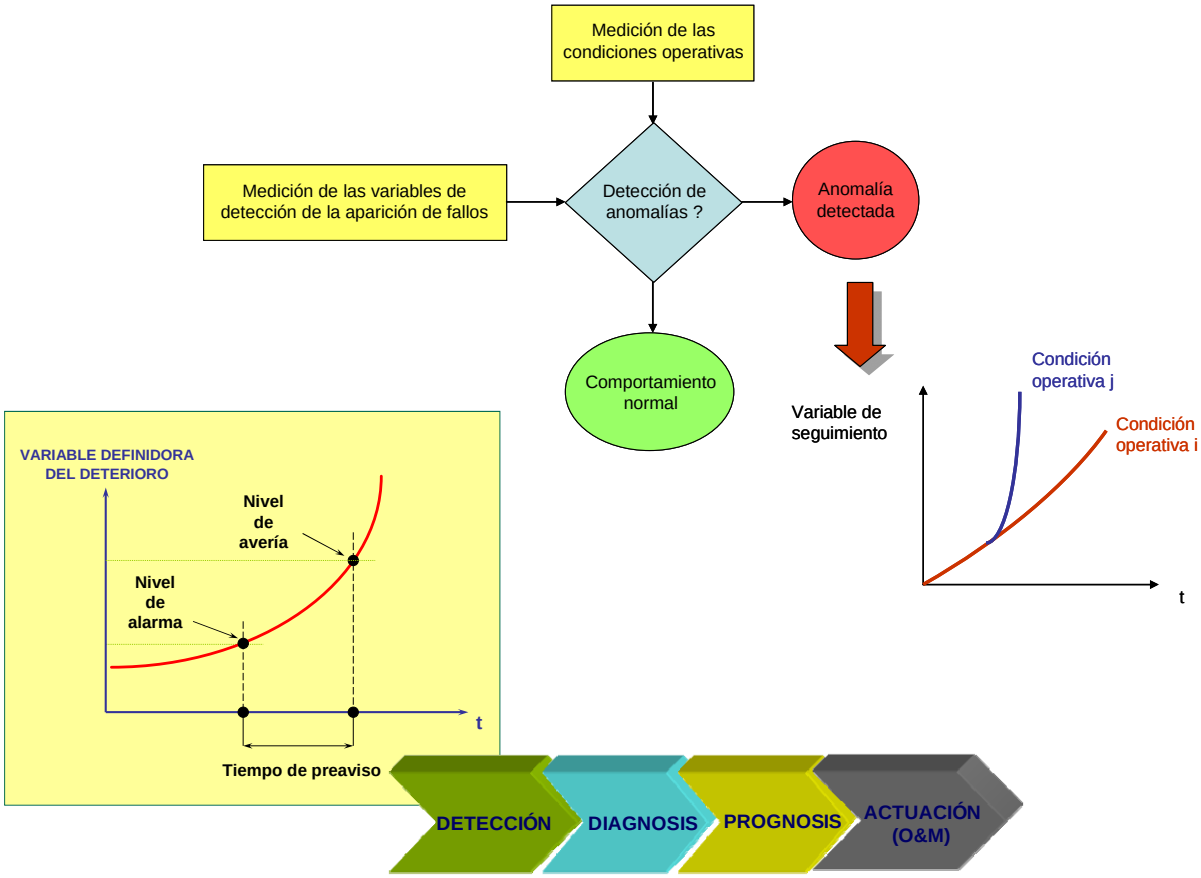


Ilustración 2.- Detección de Anomalías. Fuente: Antonio José Fernández.

- Modelización del comportamiento operativo de los equipos

  El objeto de esta tarea es el desarrollo de unos modelos físicos o empíricos que permitan caracterizar el comportamiento operativo de los dispositivos seleccionados. En el caso analizado, la temperatura del rodamiento LOA del generador.

  Tales modelos constituirán la base para el diseño y entrenamiento de los sistemas de inteligencia artificial que se utilizarán para la detección automática de anomalías y averías. Los modelos desarrollados se recopilan en el apartado 6.3. Descripción de los modelos.

  La construcción de dichos modelos recurrirá, posiblemente, a dos metodologías de trabajo no completamente excluyentes:

  - ***Metodología analítica:*** Establecida a partir de consideraciones físicas, se plantean ecuaciones diferenciales y algebraicas que

caracterizan el comportamiento operativo del dispositivo seleccionado.

- ***Metodología empírica:*** Planteada en base a experiencias empíricas resultantes de la observación del comportamiento normal y anómalo de los dispositivos objeto de análisis y al desarrollo de modelos matemáticos que permitan un ajuste estadístico de los datos experimentales obtenidos.

Habitualmente, sólo la modelización de equipos relativamente sencillos puede abordarse mediante una técnica puramente analítica. Por otra parte, la distinción entre ambas técnicas es difusa, ya que los modelos físicos contienen parámetros que necesitan ser estimados empíricamente y los modelos basados en datos experimentales (modelos de caja negra) utilizan frecuentemente algún conocimiento cualitativo del sistema.

Los modelos de caja negra o empíricos calculan las variables de salida a partir de una serie de operaciones matemáticas con las variables de entrada, sin que dichas operaciones estén basadas en la estructura física o tipo de proceso que modelizan. Mediante estas técnicas, es posible encontrar una relación entre las variables de entrada que permitan calcular las variables de salida. Dentro de este tipo de modelos, se encuentran los modelos ARX, ARMAX, redes neuronales, etc. La principal ventaja que presenta este tipo de modelos es la velocidad de cálculo, pudiéndose utilizar en tiempo real en cualquier aplicación. En el apartado 3.2 Modelos para la predicción del comportamiento operativo correcto de aerogeneradores y establecimiento de reglas de diagnóstico, presentamos el estado del arte de la matemática de modelización de sistemas y profundizamos en las técnicas utilizadas en la generación de modelos en la presente Tesis Doctoral. Sin embargo, a la hora de la diagnosis de los fallos pueden resultar, en algunas ocasiones, menos ventajosos que los modelos físicos.

En los modelos físicos o analíticos, se intentan construir ecuaciones matemáticas cuyos parámetros suelen representar características físicas de los equipos. Algunas de estas características son conocidas (características geométricas, fluido de trabajo, propiedades físicas, etc.) y se convierten directamente en constantes, lo que simplifica el modelo ya que se reducen

el número de parámetros a estimar durante el proceso de ajuste. Los parámetros del modelo físico pueden convertirse en indicadores del estado de salud del dispositivo en cuestión y facilitar el proceso de diagnosis.

Sea cual sea el tipo de modelo finalmente utilizado para simular el comportamiento operativo de los equipos y sistemas, será deseable que éste posea unas aceptables características de rapidez de respuesta y fiabilidad de sus resultados. A partir de los parámetros contemplados en los modelos, se deducirán las variables susceptibles de ser monitorizadas. En el apartado 6.3.2. Descripción de las premisas del modelo, se han establecido las premisas del sistema.

Atendiendo a lo anterior y previa recopilación y análisis de la información disponible al respecto, se deberán llevar a cabo las siguientes actividades:

- ***Estudio físico de los dispositivos:*** Se realizará el estudio de las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento de los distintos equipos considerados y el análisis de la adecuación y factibilidad de la construcción de un modelo analítico, de caja negra o una combinación de ambos.
- ***Desarrollo de modelos:*** Teniendo en cuenta las circunstancias específicas de cada caso, se realizará la construcción del modelo seleccionado para cada dispositivo, resolviendo las ecuaciones físicas planteadas, estimando los parámetros físicos a partir de datos experimentales o estimando la estructura del modelo a partir de señales de entrada y salida del dispositivo.
- ***Validación de los modelos desarrollados:*** Los diferentes modelos de comportamiento elaborados, si es posible, deberán validarse a partir de datos experimentales, comparando los resultados reales con los proporcionados por el modelo construido.

1.4.2.4. Detección, diagnosis y prognosis

Esta actividad persigue el desarrollo de un conjunto de sistemas inteligentes de detección y diagnóstico de potenciales desgastes, malfuncionamientos o degradaciones, así como la determinación de la vida residual de los equipos.

Bajo el alcance de esta tarea, se contempla el desarrollo de los siguientes sistemas:

- ***Sistema inteligente de detección de malfuncionamientos y procesos de desgaste***

  Se desarrollarán algoritmos, agentes inteligentes y arquitecturas informáticas apropiados para la detección de malfuncionamientos y procesos de desgaste o degradación.

  Dichos algoritmos estarán basados en los modelos de comportamiento operativo normal de los equipos y en los valores reales de variables monitorizadas.

  La misión de los algoritmos es determinar si un equipo ha pasado de un estado normal a un estado de malfuncionamiento o ha aparecido un determinado fenómeno de desgaste. Se pondrá especial énfasis en la consideración de falsos positivos o negativos.

  El objetivo de la presente Tesis se detiene en este punto. Una vez que se ha detectado el mal funcionamiento del equipo, será el módulo de diagnóstico el que continúe el proceso de análisis. En el apartado 7. Conclusiones y trabajos futuros, se describen las próximas líneas de actuación.

- ***Sistema inteligente de diagnóstico***

  El objetivo de esta actividad será el desarrollo de un sistema inteligente capaz de diagnosticar la causa raíz u origen de un malfuncionamiento o degradación.

  Una vez detectada la anomalía, y utilizando la base de datos de los posibles modos y causas de fallo de los componentes de la instalación, el sistema de diagnóstico deberá identificar el origen del fallo entre las posibles alternativas, las cuales se habrán caracterizado convenientemente con anterioridad.

  La utilización del tipo de método de diagnóstico (métodos de clasificación: reconocimiento de patrones, clasificación de Bayes, clasificación geométrica, etc., métodos de inferencia: Árboles de fallos, razonamiento aproximativo, sistemas difusos, etc. u otros) dependerá fundamentalmente del conocimiento que se tenga del funcionamiento de los componentes de la instalación bajo estudio. Es decir, si el conocimiento disponible se puede

representar de forma heurística, como resultado de un aprendizaje por la experiencia y por la aplicación de métodos de prueba-error, o de forma analítica, a partir de leyes físicas o medidas cuantitativas.

- ***Sistema inteligente para la estimación de la vida remanente de los equipos***

  El principal objetivo de esta actividad es el desarrollo de un sistema inteligente para efectuar la prognosis de la evolución de los fenómenos degradatorios detectados, la estimación de la evolución temporal de la fiabilidad de los dispositivos y el cálculo de la vida remanente de los mismos.

  Los modelos temporales de degradación que se utilicen estarán fundamentados en el conocimiento del estado operacional o de degradación diagnosticado en tiempo real para el equipo en cuestión, obtenido a partir de la aplicación de los métodos propuestos en las tareas anteriores y teniendo en cuenta las condiciones específicas de servicio (operativas y ambientales) que le afectan.

  En la presente Tesis se introdujeron algunas técnicas de prognosis de averías, dando un tiempo de pre-aviso antes de superar los límites de alarma, como se describe en el apartado 6.4.2.2.2. Técnica "Change point" para la detección del cambio de tendencia y estimación de prognosis. Otros ejemplos de aplicación de la técnica "Change point": configuración avanzada de parámetros.

1.5. Objetivos de la Tesis Doctoral

Como se ha descrito en el apartado anterior, para que el "Sistema de detección, diagnóstico y prognosis de averías en aerogeneradores" sea una realidad, se debe cumplir la primera premisa, que es su capacidad de detección.

El objetivo final de la presente Tesis Doctoral es demostrar la capacidad de detección de mal funcionamientos en equipos y prognosis de su vida remanente, mediante la utilización de técnicas matemáticas de modelización de su comportamiento operativo normal.

Cuando el comportamiento actual del equipo, no se corresponde con su modelo de comportamiento normal, el sistema identificará el posible mal funcionamiento.

La demostración de la capacidad de detección del sistema desarrollado se aplicó a las averías del rodamiento LOA (Lado Opuesto al Acoplamiento) del generador, por ser una de las averías que mayor impacto estaban causando en la explotación de varias instalaciones del operador.

Este objetivo final se ha desarrollado mediante los siguientes objetivos específicos y operativos:

- **Aproximación a la realidad**: Definición de un objetivo relista a partir del conocimiento profundo del funcionamiento de los aerogeneradores, su estrategia de control, la casuística de averías y en base a un posterior desarrollo práctico. El sistema final se define con la finalidad de cumplir las premisas de: Robustez, Credibilidad y Sencillez.
- **Definición de recursos**: Recopilación y estudio de la información disponible en las diferentes bases de datos, como son las de gestión del mantenimiento, señales analógicas de operación de los aerogeneradores, y la de alarmas y estados de los equipos.
- **Definición del método**: Analizar las diferentes técnicas matemáticas aplicables para la modelización de sistemas y determinar que técnicas son la más adecuadas para conseguir el objetivo establecido y en base a la información disponible.
- **Modelización del comportamiento operativo correcto de los equipos**: Identificar que modelos, o que sistema experto, realizan las mejores estimaciones del valor esperado de una determinada variable de operación del aerogenerador.
- **Definición y configuración los indicadores de estado del equipo**: A partir del mejor modelo de comportamiento operativo correcto, determinado en el objetivo previo, se analiza el estado actual del equipo, y su tendencia, con el fin de determina un posible mal funcionamiento.
- **Validación de la metodología**: Aplicación de los modelos e indicadores desarrollados al conjunto de equipos analizados y determinar la eficacia del método.

1.6. Breve descripción del contenido de la Tesis Doctoral

La Tesis Doctoral se ha desarrollado en los siguientes Capítulos, que se comentan seguidamente:

En el Capítulo 1 se ha realizado una breve introducción al tema central de la Tesis y se han descrito el objetivo principal y los objetivos específicos y operativos correspondientes desarrollados en la Tesis: Definir la metodología para desarrollar un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos en equipos, centrándonos en el caso práctico del rodamiento LOA del generador ABB, en un aerogenerador de 2MW.

En el Capítulo 2 se realiza una revisión bibliográfica del mantenimiento industrial, desde el concepto del mantenimiento, hasta las nuevas tendencias del mismo enfocadas al mantenimiento basado en la condición.

Al igual que sucedió con la Norma de Calidad UNE-EN-ISO 9000: 2005, la Norma de Medio Ambiente UNE-EN-ISO 14001: 2009 y la Norma de Prevención de Riesgos Laborales BS OHSAS 18001: 2007, se está tomando cada vez una mayor concienciación en la gestión de los activos de la compañía con la finalidad de aumentar su vida útil y de esta forma mejorar la rentabilidad de las inversiones. En esta línea surge la PAS 55 (Especificación British Standard Disponible al Público para la gestión optimizada de activos físicos).

En el Capítulo 3 se presenta la minería de datos como una herramienta global y principal para la extracción de información de los datos ocultos en enormes bases de datos. Para conocer la condición o estado real de los equipos es necesario analizar esta ingente cantidad de datos e identificar los patrones (síntomas) de aparición de los mal funcionamientos. La minería de datos es, básicamente, una batería de herramientas matemáticas y estadísticas que aplicadas a un conjunto de datos, convenientemente tratados e "inteligentemente" seleccionados, permite extraer información oculta.

En el Capítulo 4 se realiza una revisión profunda de la tecnología eólica. Para poder generar un modelo de comportamiento de un equipo es necesario saber cómo funciona, y como está relacionado en su entorno. En el caso de la presente Tesis, se realizó el modelo de la temperatura del rodamiento LOA, el cual se encuentra situado en el generador ABB, y éste a su vez dentro de un aerogenerador de Gamesa. Por ese

motivo, en el capítulo se profundiza hasta el comportamiento operativo de ese componente. No obstante, hay un margen de confidencialidad que no se traspasará.

En el Capítulo 5 se presenta la justificación técnico/económica de un sistema inteligente de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores. Se resumen las tendencias internacionales de innovación aplicada a aerogeneradores para el horizonte 2025. Dentro del paquete de medidas que los diferentes fabricantes del sector están tomando, se encuentra la monitorización de la condición, marco en el que se desarrolla la presente Tesis.

En el Capítulo 6 se describen los trabajos realizados para el desarrollo de un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos en aerogeneradores y, en concreto, en su aplicación al rodamiento LOA. Se describen las técnicas matemáticas aplicadas, el proceso de preparación de los datos, la realización de los modelos de comportamiento operativo de los equipos, y la definición y aplicación de los indicadores de estado. Además, se presentan los resultados de la aplicación de la metodología desarrollada al conjunto de aerogeneradores del parque. En este apartado se demuestra el éxito de la metodología y se establecen los requisitos del sistema integral de detección diagnóstico y prognosis de mal funcionamientos en aerogeneradores.

En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones, el impacto económico de los modelos desarrollados y las futuras líneas de investigación que se abren a partir de la metodología desarrollada en la presente Tesis Doctoral.

Posteriormente se presentan los Acrónimos utilizados de mayor interés, así como la Bibliografía empleada más importante.

Capítulo 2

ESTADO DEL ARTE DEL MANTENIMIENTO

2. ESTADO DEL ARTE DEL MANTENIMIENTO

2.1. Introducción

Las instalaciones de generación energética de origen renovable, en concreto de energía eólica, al igual que cualquier planta industrial requiere de continuos "cuidados" para mantener su capacidad productiva al máximo nivel y con seguridad.

Estos "cuidados" son todas y cada una de las acciones de mantenimiento realizadas a los aerogeneradores, pero ¿Cómo definir qué es el mantenimiento? Podemos encontrar infinidad de definiciones diferentes para el concepto de mantenimiento según los criterios de cada autor. Intentando homogeneizar diferentes criterios, podemos definir el mantenimiento como ***el conjunto de actividades que se realizan sobre un componente, equipo o sistema para asegurar que continúe desempeñando las funciones que se esperan de él, dentro de su contexto operacional.***

El objetivo fundamental del mantenimiento, por tanto, es preservar la función y la operabilidad, optimizar el rendimiento y aumentar la vida útil de los activos, procurando una inversión óptima de los recursos.

Cada aerogenerador es en si mismo una planta industrial independiente[7], de tal forma que las necesidades de mantenimiento de un aerogenerador no tienen por que ser las mismas que las de otro aerogenerador adyacente, que a priori parece que ha estado sometido a condiciones de trabajo similares. Desde la puesta en marcha de cada equipo, los aerogeneradores comienzan a degradarse, esta degradación puede o no afectar directamente a la producción, hay degradaciones que afectan al rendimiento y otras que entorpecen o, incluso, interrumpen temporal o definitivamente el funcionamiento del equipo. Existen averías repetitivas pero de bajo impacto, como pueden ser los rearmes de máquina[8], y otras averías poco frecuentes pero de gran

7 Independiente: Cada aerogenerador puede continuar funcionando sin dependencia directa de otros aerogeneradores del parque eólico. Hay ciertas codiciones que afectan a varios o todos los aerogeneradores del parque, por ejemplo tareas de mantenimiento en los circuitos eléctricos de media tensión del paque eólico, o incluso las tareas de mantenimiento de la subestación de parque. Aquellos fallos en la subestación que produzcan la parada de parque no afectarían a la indisponibilidad achacable a los aerogeneradores.
8 Una parada que se solucione mediante rearme automático o manual, no tiene por que ser una avería, pero la aparición de múltiples rearmes consecutivos pueden ser indicador de un mal funcionamiento.

impacto, como puede ser la rotura de una pala o el incendio de un generador. El impacto de ambos tipos de averías es importante, ya que una pérdida pequeña pero frecuente puede suponer importantes pérdidas por energía no producida, o incluso puede desencadenar en el fallo de otros componentes, es decir, imaginemos que un equipo mal calibrado esta generando continuas paradas de la máquina que se solucionan con un rearme automático, este hecho a priori insignificante, está incrementando enormemente el número de ciclos de parada y arranque de la máquina, y cada uno de estos ciclos suponen importantes esfuerzos soportados por los aerogeneradores.

El objeto del mantenimiento es, precisamente, reducir la incidencia negativa de dichos fallos, ya sea disminuyendo su número o atenuando sus consecuencias.

Decimos que algo falla cuando deja de brindarnos el servicio que debía darnos o cuando aparecen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue construido o instalado cada aerogenerador.

En general, todo lo que existe, especialmente si es móvil, se deteriora, rompe o falla con el paso del tiempo y con el uso. Puede ser a corto plazo (fallo repentino) o a muy largo plazo (degradación o expurio). El solo paso del tiempo provoca en algunos bienes, disminuciones evidentes de sus características, cualidades o prestaciones (como la degradación de aceites, materiales plásticos o superficies mecanizadas en ambientes corrosivos).

2.1.1. Introducción al concepto y objetivos del mantenimiento

El mantenimiento se puede definir como el control constante de las instalaciones (en el caso de una planta) o de los componentes (en el caso de un aerogenerador), así como el conjunto de trabajos de reparación y revisión necesarios para garantizar el funcionamiento regular y el buen estado de conservación de un sistema en general.

Por lo tanto, las tareas de mantenimiento se aplican sobre las instalaciones fijas y móviles, sobre equipos y maquinarias, sobre edificios industriales, comerciales o de servicios específicos, sobre las estructuras, sobre las mejoras introducidas al terreno y sobre cualquier otro tipo de bien productivo.

El objetivo final del mantenimiento de aerogeneradores se puede sintetizar en los siguientes puntos:

- Evitar, reducir, y en su caso, reparar, los fallos sobre los equipos.
- Disminuir la gravedad de los fallos que no puedan evitarse o detectarse.
- Evitar paradas no necesarias de la máquina. Tanto por pérdidas de producción como para evitar incrementar el esfuerzo al que se someten los equipos en cada parada y arranque.
- Evitar accidentes tanto a nivel personal como medioambiental.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Reducir costes y maximizar la producción.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes.

En resumen, un mantenimiento adecuado, tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallos.

2.1.2. Introducción a la historia del mantenimiento

La palabra mantenimiento se emplea para designar las técnicas utilizadas para asegurar el correcto y continuo uso de equipos, maquinaria, instalaciones y servicios. Para los hombres primitivos el mantenimiento se resumía, en el hecho de afilar herramientas y armas, coser y remendar las pieles de las tiendas y vestidos, cuidar la estanqueidad de sus piraguas, etc.

Este enfoque del mantenimiento es resultado de una evolución importante a través del tiempo. John Moubray (1997) en su libro RCM II distingue entre tres generaciones diferentes de mantenimiento. Cada una de las cuales representa las mejores prácticas utilizadas en una época determinada. Hoy en día nos encontramos inmersos dentro de la cuarta generación.

A modo de resumen, en las siguientes gráficas se presenta como han ido evolucionando las expectativas y técnicas del mantenimiento durante el último siglo:

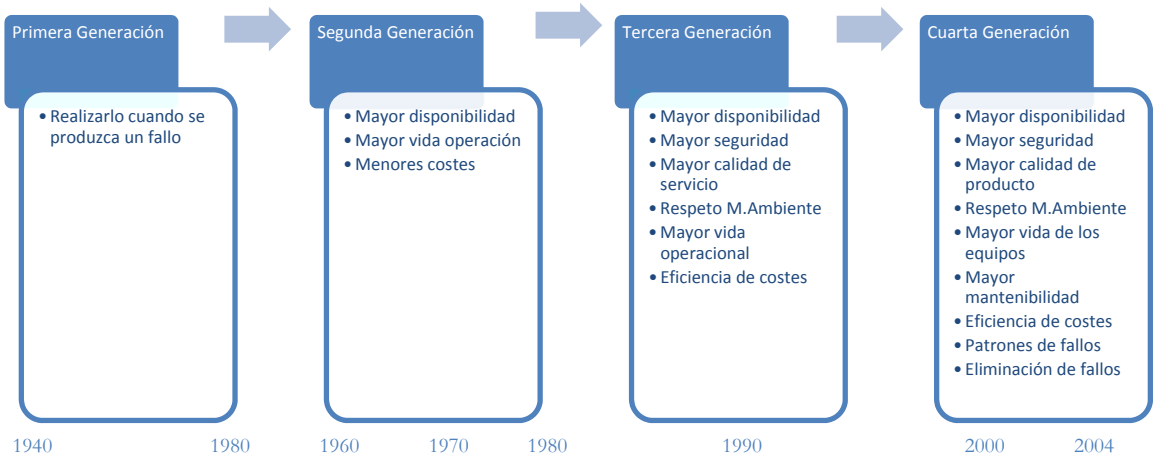


Ilustración 3.- Objetivos del Mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

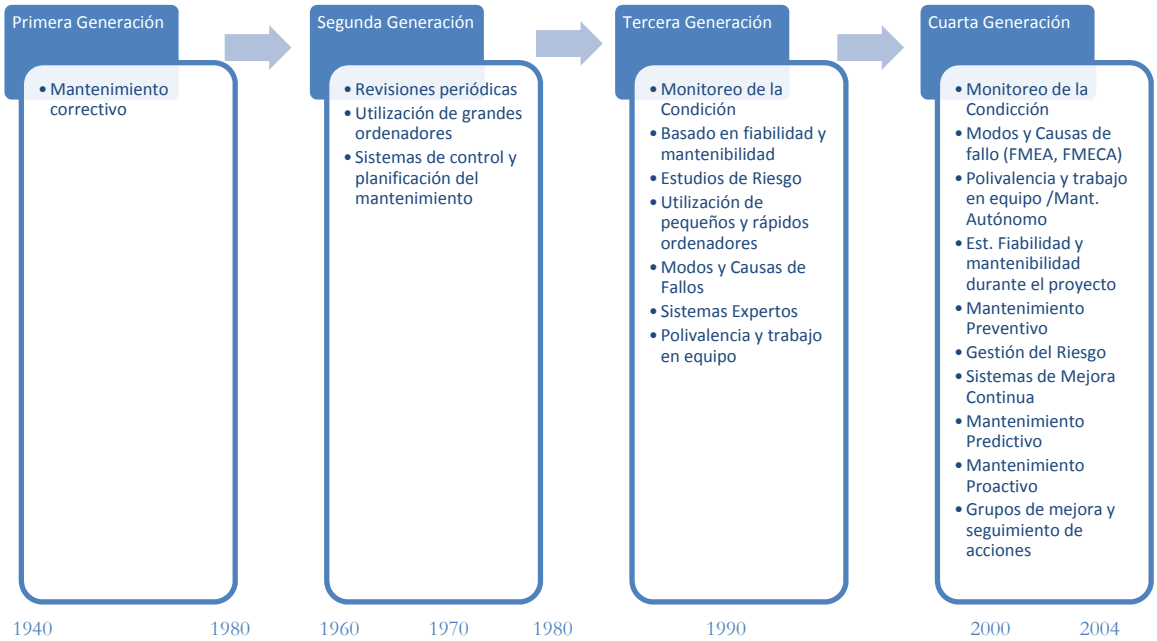


Ilustración 4.- Evolución de las técnicas de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

2.1.2.1. Primera generación

Durante la revolución industrial el mantenimiento era correctivo (de urgencia), los accidentes y pérdidas que ocasionaron las primeras calderas y la apremiante intervención de las aseguradoras exigiendo mayores y mejores cuidados, propiciando la aparición de talleres mecánicos.

La primera generación cubre el período entre 1930 y la Segunda Guerra Mundial. En esta época la industria estaba poco mecanizada y por tanto los tiempos fuera de servicio no eran críticos, lo que llevaba a no dedicar esfuerzos en la prevención de fallos de equipos. Además al ser maquinaria muy simple y normalmente sobredimensionada, los equipos eran muy fiables y fáciles de reparar, por lo que no se hacían revisiones sistemáticas salvo las rutinarias de limpieza y lubricación. El único mantenimiento que se realizaba era el de "Reparar cuando se averíe", es decir, mantenimiento correctivo.

Ilustración 5.- Primera generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

2.1.2.1. Segunda generación

La Segunda Guerra Mundial provocó un fuerte aumento de la demanda de toda clase de bienes. Este cambio unido al acusado descenso en la oferta de mano de obra que causó la guerra, aceleró el proceso de mecanización de la industria. En ésta época se hace patente en la industria americana la necesidad de organizar el mantenimiento con una base científica.

Conforme aumentaba la mecanización, la industria comenzaba a depender de manera crítica del buen funcionamiento de la maquinaria. Esta dependencia provocó

que el mantenimiento se centrara en buscar formas de prevenir los fallos y por tanto de evitar o reducir los tiempos de parada forzada de las máquinas. Con este nuevo enfoque del mantenimiento, apareció el concepto de mantenimiento preventivo. En la década de los 60, éste consistía fundamentalmente en realizar revisiones periódicas a la maquinaria a intervalos fijos.

Además se comenzaron a implementar sistemas de control y planificación del mantenimiento con el objetivo de controlar el aumento de los costes de mantenimiento y planificar las revisiones a intervalos fijos.

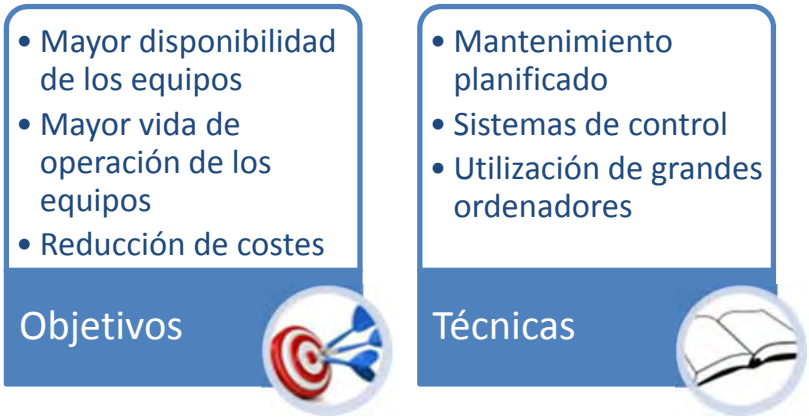


Ilustración 6.- Segunda generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los años sesenta, con el desarrollo de las industrias electrónica, espacial y aeronáutica, aparece en el mundo anglosajón el mantenimiento predictivo, por el cual la intervención no depende ya del tiempo de funcionamiento sino del estado o condición efectiva del equipo o sus elementos y de la fiabilidad determinada del sistema.

2.1.2.1. Tercera Generación

Se inició a mediados de la década de los setenta, cuando se aceleraron los cambios a raíz del avance tecnológico y de las nuevas investigaciones. La mecanización y la automatización siguieron aumentando, se operaba con volúmenes de producción muy elevados, cobraban mucha importancia los tiempos de parada debido a los costos por pérdidas de producción. Alcanzó mayor complejidad la maquinaria y aumentaba

nuestra dependencia de ellas, se exigían productos y servicios de calidad, considerando aspectos de seguridad y medio ambiente y se consolidó el desarrollo del mantenimiento preventivo.

Ilustración 7.- Tercera generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

2.1.3. Nuevas tendencias del mantenimiento. La cuarta generación

Actualmente el mantenimiento afronta lo que se podría denominar como su cuarta generación, con la disponibilidad de equipos electrónicos de inspección y de control, sumamente fiables, para conocer el estado real de los equipos mediante mediciones periódicas o continuas de determinados parámetros: vibraciones, ruidos, temperaturas, análisis físico-químicos, tecnografía, ultrasonidos, endoscopia, etc., y la aplicación al mantenimiento de sistemas de información basados en ordenadores que permiten la acumulación de experiencia empírica y el desarrollo de los sistemas de tratamiento y minería de datos[9]. Este desarrollo, conducirá en un futuro al mantenimiento, a la utilización de los sistemas expertos y a la inteligencia artificial[10], con amplio campo de

9 El concepto de Minería de Datos, se desarrolla en el capítulo 3.1.2 Minería de Datos – Data Mining.
10 Principal objetivo de la presente tesis.

actuación en el diagnóstico de averías y en facilitar las actuaciones de mantenimiento en condiciones difíciles.

Por otra parte, existen cambios en las políticas de mantenimiento marcados por la legislación sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo y por las presiones de la legislación medioambiental, como dispositivos depuradores, plantas de extracción, elementos para la limitación y atenuación de ruidos y equipos de detección, control y alarma. Más recientemente está la proliferancia de la norma PAS 55 (ISO 550000) sobre gestión de activos.

Se vaticina que los costes de mantenimiento sufrirán un incremento progresivo, esto induce a la fabricación de productos más fiables y de fácil mantenimiento.

Hasta finales de la década de los 90, los desarrollos alcanzados en la 3ª generación del mantenimiento incluían:

- Herramientas de ayuda a la decisión, como estudios de riesgo, modos de fallo y análisis de causas de fallo.
- Nuevas técnicas de mantenimiento, como el monitoreo de condición (o mejor dicho de operación).
- Equipos de diseño, dando mucha relevancia a la fiabilidad y mantenibilidad.
- Un cambio importante del pensamiento de la organización hacia la participación, el trabajo en equipo y la flexibilidad.

A estos usos, se han ido añadiendo nuevas tendencias, técnicas y filosofías de mantenimiento hasta nuestros días, de tal forma que actualmente podemos hablar de una cuarta **generación** del mantenimiento.

El nuevo enfoque se centra en la eliminación de fallos utilizando técnicas proactivas. Ya no basta con eliminar las consecuencias del fallo, sino que se debe encontrar la causa de ese fallo para eliminarlo y evitar así que se repita.

Asimismo, existe una preocupación creciente en la importancia de la mantenibilidad y fiabilidad de los equipos, de manera que resulta clave tomar en cuenta estos valores desde la fase de diseño del proyecto.

Otro punto importante es la tendencia a implantar sistemas de mejora continua de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo, de la organización y ejecución del mantenimiento.

Ilustración 8.- Cuarta generación del mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

A continuación vamos a ver como han evolucionado las expectativas del mantenimiento que John Moubray describía en su tercera generación del mantenimiento:

Disponibilidad y Fiabilidad de los equipos- La disponibilidad y la fiabilidad de una máquina se siguen viendo en nuestros días como buenos indicadores de rendimiento para el mantenimiento. Las expectativas del mantenimiento en estas áreas

se han mantenido e incluso aumentado en los últimos 15 años. En el caso de los aerogeneradores hay ciertas variaciones de los indicadores de disponibilidad, como sería la disponibilidad operacional, funcional o incluso energética.

Mayor Seguridad. La seguridad sigue siendo una expectativa importante del mantenimiento, particularmente en el sentido de poder operar los equipos con seguridad. Tradicionalmente, la seguridad se centraba en eventos de alta frecuencia y pequeñas consecuencias. En los últimos años se está ampliando el estudio a eventos que aunque presentan una frecuencia muy baja traen consigo consecuencias muy graves (fallos catastróficos). Existe una creciente percepción de que las metodologías o sistemas de mantenimiento necesarios para evitar estos fallos catastróficos, deben ser diferentes que los usados típicamente para incidentes menos graves y más frecuentes. Para el control de este tipo de eventos se están desarrollando nuevas metodologías de mantenimiento basado en el riesgo (en base a estudios de impacto: *frecuencia de ocurrencia x daño de la ocurrencia*).

Respeto del Medio Ambiente. En los últimos años hemos vivido una creciente sensibilización por parte de la opinión pública hacía la protección del medio ambiente, empujando a la creación de más y más fuertes normas y regulaciones medioambientales. Las instalaciones eólicas deben centrarse en minimizar el impacto medioambiental de sus operaciones y dar una imagen de producción limpia. Para poder alcanzar estas expectativas, el papel del mantenimiento debe ser el de asegurar que los equipos funcionen correctamente conforme a las normas y regulaciones ambientales.

Mayor Calidad del Producto. En un mercado global, asegurar que el producto reúna todas las especificaciones de calidad sigue siendo un punto clave. Para las organizaciones que operan con "commodities"[11], la calidad del producto es una de las pocas vías para diferenciar su producto respecto a sus competidores. El mantenimiento debe asegurar que el producto fabricado presente los requisitos de calidad que han sido definidos para ese producto. En el caso del productor de energía

11 Commoditie: Empresa de creación de productos de uso comercial. En el caso de la presente tesis podría tratarse del tecnólogo del aerogenerador.

eléctrica de origen renovable se hace especial hincapié en que ésta debe cumplir los requisitos de calidad de la red en la que se inyecta.

Aumento de la vida operativa de los equipos. El ritmo creciente de los cambios tecnológicos y la disminución de los ciclos de vida de los productos han provocado en algunos casos un descenso en la importancia de aumentar la vida operativa de los equipos, al menos en la parte que concierne al mantenimiento. A pesar de ello, evitar la "muerte prematura" de las máquinas sigue siendo un objetivo muy importante del mantenimiento.

Eficiencia de costes. La tercera generación de mantenimiento buscaba la optimización de sus gastos para tratar de minimizar los costes totales de la organización. Esto es cierto, sólo en teoría. A pesar de las ventajas que podría tener conseguir mayor eficiencia en los costes del mantenimiento, la realidad ha sido que en muchas industrias, sobre todo en las intensivas en capital, lo que se ha hecho es minimizar la plantilla y conseguir un "mantenimiento esbelto" (*Lean Maintenance*)[12] dentro de la organización, más que buscar un correcto nivel de gastos en mantenimiento.

A parte de estas características descritas anteriormente, más adelante se describen otros conceptos importantes dentro del mantenimiento actual cuya importancia ha aumentado de manera muy sustancial en los últimos años.

2.1.4. Introducción a las políticas de mantenimiento

En este capítulo se da una visión general de las políticas de mantenimiento más conocidas, pero se mencionan con mayor detalle en el apartado 2.3. Técnicas de mantenimiento de la presente Tesis.

Actualmente existen varias políticas para acometer el servicio de mantenimiento de las instalaciones en operación fundamentadas en las metodologías desarrolladas en las cuatro generaciones antes mencionadas. Algunos de ellos no solamente centran su atención en la tarea de corregir los fallos, sino que también tratan de actuar antes de la

12 Lean Maintenance: Sistema de gestión eficiente del mantenimiento.

aparición de los mismos haciéndolo tanto sobre los bienes, tal como fueron concebidos, como sobre los que se encuentran en etapa de diseño, introduciendo en estos últimos, las modalidades de simplicidad en el diseño, diseño robusto, análisis de su mantenibilidad, diseño sin mantenimiento, etc.

Los tipos de mantenimiento que se han descrito son los siguientes:

- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento predictivo o basado en la condición
- Mantenimiento productivo total

2.1.4.1. Mantenimiento correctivo

Es el conjunto de actividades de reparación y sustitución de elementos deteriorados por repuestos que se realizan cuando aparece el fallo.

Este sistema resulta aplicable en sistemas complejos, normalmente componentes electrónicos o en los que es imposible predecir los fallos y en los procesos que admiten ser interrumpidos en cualquier momento y durante cualquier tiempo, sin afectar la seguridad[13]. También para equipos que ya cuentan con cierta antigüedad.

Su principal inconveniente, es que el fallo puede sobrevenir en cualquier momento, muchas veces, el menos oportuno, debido justamente a que en ese momento el aerogenerador está sometido a mayores requerimientos y por tanto esfuerzos.

Asimismo, fallos no detectados a tiempo, ocurridos en partes cuyo cambio hubiera resultado de escaso coste, pueden causar daños importantes en otros elementos o piezas conexos que se encontraban en buen estado de uso y conservación.

Otro inconveniente de este sistema, es que es necesario mantener una importante cantidad de repuestos en almacén, es decir, hay que tener repuestos para la mayoría de

13 La probabilidad de fallo condicional h(t) de un equipo electrónico es constante, es decir, sufre fallos aleatorios a lo largo de su ciclo de vida sin presentar degradación previa. En el apartado 2.3.3. Plan de mantenimiento, se habla en detalle de los patrones de fallo de los equipos.

los componentes reparables o reemplazables, ya que en el caso de tener que solicitarlos al proveedor en el momento que falla la máquina, se detendría la producción durante elevados periodos, aumentando de esta forma la energía perdida. Este hecho hace que sean necesarios grandes almacenes, con lo que los costes de inmovilizado, alquileres y seguros se incrementan. Además la necesidad de inversión en material eleva los costes financieros, ya que el dinero dedicado a comprar material que termina acumulando polvo en el almacén, es dinero que la compañía podría haber dedicado a inversiones más rentables. Por otro lado se corre el riesgo de perder la garantía de los componentes comprados, ya que generalmente los suministradores ofrecen garantías de los productos desde la fecha de compra, ya que si un componente pasa mucho tiempo en el almacén del explotador puede perder la garantía del fabricante, e incluso es posible que se haya degradado por no haber sido conservado en las condiciones ambientales óptimas, esto supone un sobre coste innecesario para el explotador, si hubiera comprado con la antelación justa a la utilización del componente.

2.1.4.2. Mantenimiento preventivo

Es el conjunto de actividades programadas de antemano, tales como inspecciones regulares, pruebas, reparaciones, etc., encaminadas a reducir la frecuencia y el impacto de los fallos de un sistema.

Las desventajas que presenta este sistema son:

- **Cambios innecesarios:** al alcanzarse la vida útil de un elemento se procede a su cambio, encontrándose muchas veces que el elemento que se cambia permitiría ser utilizado durante un tiempo más prolongado. En otros casos, ya con el equipo desmontado, se observa la necesidad de "aprovechar" para realizar el reemplazo de piezas menores en buen estado, cuyo coste es escaso frente al correspondiente de desmontaje y montaje, con el fin de prolongar la vida del conjunto. Estamos ante el caso de una *anticipación del reemplazo o cambio prematuro*. Mediante estudios de fiabilidad (cálculo del MTTF por ejemplo) de los equipos, se consigue ajustar estadísticamente los periodos de reemplazo de los componentes.

- **Problemas iniciales de operación:** cuando se desmonta, se montan piezas nuevas, se monta y se efectúan las primeras pruebas de funcionamiento, pueden aparecer diferencias en la estabilidad, seguridad o regularidad de la marcha. En fiabilidad este hecho recibe el nombre de "Mortalidad infantil" y se explica más adelante.
- **Coste en inventarios**: el coste en inventarios sigue siendo alto aunque previsible, lo cual permite una mejor gestión. Conociendo la tasa de fallo anual de los equipos (MTBF, que se explica en el apartado 2.2.2. Fiabilidad), y conociendo los parámetros más significativos de mantenibilidad del equipo (coste medio de la reparación, producción media perdida en cada avería, materiales necesarios en cada tipo de avería, etc) es posible realizar una mejor estimación de las necesidades de material para el próximo periodo.
- **Mano de obra**: se necesitará contar con mano de obra intensiva y especializada para períodos cortos, a efectos de liberar el equipo para el servicio lo más rápidamente posible.
- **Mantenimiento no efectuado**: si por alguna razón, no se realiza un servicio de mantenimiento previsto, se alteran los períodos de intervención y se produce una *degeneración* del servicio.

Por lo tanto, la planificación para la aplicación de este sistema consiste en:

- Definir qué partes o elementos serán objeto de este mantenimiento: Análisis de criticidad de la instalación.
- Establecer la vida útil de los mismos: Estudios de fiabilidad.
- Determinar los trabajos a realizar en cada caso: Estudios de mantenibilidad, definición de planes de mantenimiento, etc.
- Agrupar los trabajos según la época en que deberán efectuarse las intervenciones: generalmente los trabajos de mantenimiento periódicos en parques eólicos se realizan durante la temporada estival por condiciones climatológicas principalmente, ya que los vientos son más moderados y permiten trabajar con grandes grúas, además se ocasionan menos pérdidas por energía no generada, a esto se suma que las temperaturas son más adecuadas para realizar trabajos en altura, ya que en ocasiones los

operadores tienen que permanecer colgados del exterior de la nacelle o estar varias horas trabajando en el emplazamiento.

2.1.4.3. Mantenimiento predictivo

Es el conjunto de actividades de seguimiento y diagnóstico continuo (monitorización del estado y la condición) de un sistema, que permiten una intervención correctora inmediata como consecuencia de la detección de algún síntoma de fallo.

El mantenimiento predictivo se basa en el hecho de que la mayoría de los fallos se producen lentamente y, previamente en algunos casos, arrojan indicios evidentes de un futuro fallo, bien a simple vista o bien mediante la monitorización. Es decir, mediante la elección y medición de algunos parámetros relevantes que representen el buen funcionamiento del equipo analizado. Por ejemplo, estos parámetros pueden ser: la temperatura, la presión, la velocidad lineal, la velocidad angular, la resistencia eléctrica, los ruidos y vibraciones, la rigidez dieléctrica, la viscosidad, el contenido de humedad, de impurezas y de cenizas en aceites aislantes, el espesor de chapas, el nivel de un fluido, etc.

En otras palabras, con este método, se trata de seguir la evolución de los futuros fallos.

Este sistema tiene la ventaja de que el seguimiento nos permite contar con un registro de la historia de la característica en análisis, sumamente útil ante fallos repetitivos; puede programarse la reparación en algunos casos, junto con la parada programada del equipo y existen menos intervenciones de la mano de obra en mantenimiento.

En el apartado 2.4.6. Métodos de diagnóstico en el mantenimiento predictivo, se describen con mayor detalle estos sistemas de monitorización de la condición y en el 3 Estado del Arte de la Minería de Datos, se abordarán las técnicas más comúnmente utilizadas en el mantenimiento predictivo.

2.1.4.4. Mantenimiento productivo total (Total Productive Maintenance TPM)

Este sistema está basado en la concepción japonesa del "Mantenimiento al primer nivel", en la que el propio usuario realiza pequeñas tareas de mantenimiento como: reglaje, inspección, sustitución de pequeñas cosas, etc., facilitando al jefe de mantenimiento la información necesaria para que luego las otras tareas se puedan hacer mejor y con mayor conocimiento de causa.

- *Mantenimiento*: Para mantener siempre las instalaciones en buen estado.
- *Productivo*: Está enfocado a aumentar la productividad.
- *Total:* Implica a la totalidad del personal, (no sólo al servicio de mantenimiento).

Este sistema coloca a todos los integrantes de la organización en la tarea de ejecutar un programa de mantenimiento preventivo, con el objetivo de maximizar la efectividad de los bienes.

Centra el programa en el factor humano de toda la compañía, para lo cual se asignan tareas de mantenimiento que deben ser realizadas en pequeños grupos, mediante una dirección motivadora.

En el caso de las instalaciones eólicas, donde cada jefe de planta es responsable de su instalación, consistiría en la puesta en común de aquellas tareas mantenedoras y/o de operación que están resultando positivas en sus explotaciones. Consistiría en la realización de manuales de buenas prácticas, como por ejemplo, que parámetros de operación están haciendo que el aerogenerador presente mejor comportamiento, como los cambios de temperatura, límite de operación en las estaciones de verano e invierno, o incluso en que condiciones del estado de la máquina puede continuarse la operación pero limitando su producción (con el fin de evitar la parada total o el incremento de la degradación).

2.2. Conceptos asociados al mantenimiento

2.2.1. La gestión del riesgo

Cada día cobra más importancia la identificación y control de los posibles sucesos, que presentan una baja probabilidad pero con consecuencias graves, sobre todo en organizaciones que operan en industrias con riesgo. El mantenimiento se está viendo como un participante clave en este proceso.

En el pasado, este tipo de sucesos se controlaban simplemente con una extensión de los Sistemas de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente implantados en cada empresa. Sin embargo, existe una creciente percepción de que la aplicación de estos sistemas de gestión a los sucesos de "baja probabilidad / consecuencias graves" no es efectiva, por lo que es necesario desarrollar otras metodologías.

El accidente en la refinería de Longford, en Australia en 1998, ocurrió a pesar de que contaban con un Sistema de Seguridad de Mantenimiento de Clase Mundial[14]. Como este desastre, otras muchas organizaciones han padecido accidentes de baja probabilidad y consecuencias graves en los últimos años a pesar de tener implantados sistemas apropiados de control. Estos sucesos, han puesto de manifiesto las limitaciones que presentan las metodologías de gestión del riesgo como la "Valoración Cuantitativa del Riesgo" (Quantitative Risk Assessment), las Valoraciones Probabilísticas de Seguridad (Probabilistic Safety Assessments- PSA) y otras.

Algunos autores como, *Evan* y *Manion*, identifican los siguientes problemas asociados a este tipo de metodologías:

- Dificultad para identificar todos los factores potenciales de riesgo.
- Problemas con las incertidumbres en los modelados de los sistemas, especialmente para obtener datos probabilísticos realistas para eventos de baja frecuencia.

14 Mantenimiento de Clase Mundial significa satisfacción y superación de las expectativas y necesidades de mantenimiento de la organización con referencia a la potencialidad que proporcionan las tecnologías del momento y en relación con el contexto social y de mercado de la época, relacionadas con la seguridad, el medio ambiente, la calidad y la economía. Fuente: Monografía "Mantenimiento de Clase Mundial" de Iván José Turmero Astros.

- Problemas para determinar las relaciones causa-efecto. A menudo éstas no son demostrables.
- La incertidumbre provocada por el factor humano, a menudo no se puede modelar.
- Problemas de complejidad y acoplamiento. El acoplamiento y la complejidad interactiva entre los componentes de un sistema anulan cualquier modelo completo de fallos potenciales de un sistema. El comportamiento de un generador en el banco de pruebas del fabricante no se comporta igual que instalado en un aerogenerador.
- El valor de la vida. El problema moral de asignar un valor monetario a la vida humana.

Para otros autores como *Bougumil*, el problema fundamental es que las probabilidades que se asignan a los modos de fallo individuales están basadas en análisis no corroborados experimentalmente. Esto es especialmente cierto para las incertidumbres que aparecen debido a relaciones causa-efecto ocultas o desconocidas.

Con el objetivo de superar estas debilidades, las "Organizaciones Altamente Confiables" han desarrollado una serie de puntos culturales clave dentro de la organización a tener en cuenta:

- Preocupación ante los fallos. Cualquier fallo debe ser tenido en cuenta, por pequeño que sea, ya que la coincidencia de pequeños fallos en un mismo punto puede traer consecuencias graves.
- Reticencia a simplificar interpretaciones, teniendo en cuenta que el mundo real es complejo e impredecible.
- Sensibilidad en las operaciones. Se debe asegurar que los operarios de primera línea, donde se realiza el trabajo, sean conscientes de la situación y avisen cuando algo no va bien.
- Compromiso de resistencia. Se deben desarrollar capacidades para recuperarse ante los errores que ocurran.
- Respecto a la experiencia. Las decisiones se toman en la primera línea de producción y la autoridad recae sobre la persona con más experiencia, independientemente de su lugar o nivel dentro de la organización.

Asimismo podemos indicar una serie de funciones que utilizan las organizaciones para defenderse de los eventos de baja probabilidad y consecuencias graves:

- Crear una conciencia y un conocimiento del riesgo.
- Proporcionar una guía clara de cómo operar de manera que se evite el riesgo.
- Utilizar advertencias y alarmas cuando el peligro es inminente.
- Restablecer el sistema a una situación estable cuando este se encuentra en una situación anormal.
- Interponer barreras de seguridad entre el accidente y las pérdidas potenciales.
- Contener y eliminar el accidente, si sobrepasa la barrera.
- Proporcionar vías de escape y rescate por si el accidente no es contenible.

Algunas vías para intentar paliar las consecuencias graves de este tipo de eventos pueden ser:

Medidas severas

- Elementos automáticos de seguridad
- Barreras físicas
- Avisadores y alarmas
- Elementos de corte
- Equipos de Protección Personal
- Etc.

Medidas suaves

- Legislación
- Reglas y procedimientos
- Programas de mantenimiento: Entrenamiento
- Informes y ejercicios
- Controles Administrativos: Supervisión

Para conseguir un control efectivo de los sucesos de baja frecuencia y graves consecuencias desde el punto de vista del mantenimiento se necesita establecer una extensa capa de defensas contra el riesgo de manera efectiva. Para ello, no basta simplemente con la utilización de una herramienta simple de manejo del riesgo como RCM (Reliability-centered Maintenance), PMO (Plant Maintenance Optimization), QRA (Quantitive Risk Analysis), PSA (Probabilistic Safety Assessment) y otras, sino que habrá que complementarlas con estudios específicos para cada caso.

2.2.2. Fiabilidad

Las nuevas investigaciones están cambiando muchas de las tradicionales creencias sobre la relación existente en una máquina, entre el envejecimiento y el fallo. En particular, se ha demostrado que para muchos equipos existe muy poca relación entre el tiempo de operación y la probabilidad de fallo.

El enfoque inicial del mantenimiento suponía que la probabilidad de que una máquina falle aumenta según el tiempo de operación, siendo mayor la probabilidad de fallo en la "vejez" de la máquina (patrón de fallo A en la Ilustración 10).

La segunda generación de mantenimiento introdujo el concepto de "mortalidad infantil". De esta forma la tasa de fallos de una máquina puede ser representada con una curva de bañera, existiendo, por tanto, más probabilidad de fallo durante el principio y el final de su vida útil (patrón de fallo B en la Ilustración 10).

La fiabilidad se define como la probabilidad de que un bien funcione adecuadamente durante un período determinado bajo condiciones operativas específicas (por ejemplo, condiciones de presión, temperatura, velocidad, tensión o forma de una onda eléctrica, nivel de vibraciones, etc.).

Se define la variable aleatoria *T* como la vida del bien o componente. Se supone que *T* tiene una función *F(t)* de distribución acumulada expresada por:

$$F(t) = P(T \leq t)$$

(Ecuación 2.1)

Además existe la función *f(t)* de densidad de probabilidades expresada por la ecuación:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt}$$

(Ecuación 2.2)

La función de fiabilidad *R(t)*, también llamada función de supervivencia, se define como:

$$R(t) = P(T > t) = 1 - F(t)$$

(Ecuación 2.3)

En otras palabras, *R(t)* es la probabilidad de que un componente nuevo sobreviva más del tiempo t. Por lo tanto, *F(t)* es la probabilidad de que un componente nuevo no sobreviva más del tiempo t.

Por otra parte, la probabilidad de que un componente nuevo falle entre *t* y *t+s* (*s* es un incremento de tiempo respecto a *t*) es igual a:

$$P\{t < T \leq t + s | T > t\} = \frac{P\{t < T \leq t + s\}}{P\{T > t\}} = \frac{F(t+s) - F(t)}{R(t)}$$

(Ecuación 2.4)

Dividiendo entre s y haciendo que s tienda a cero:

$$\lambda(t) = \lim_{s \to 0} \frac{1}{s} \frac{F(t+s) - F(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)}$$

(Ecuación 2.5)

λ(t) es la función de tasa de fallos o función de riesgo[15] o tasa instantánea de fallos, y es una característica de fiabilidad del producto.

La función de tasa de fallos no tiene interpretación física directa. Sin embargo, para valores suficientemente pequeños de *t* se pude definir como la probabilidad de fallo del componente en un tiempo infinitamente pequeño *dt* cuando en el instante *t* estaba operativo.

2.2.2.1. Evolución de la tasa de fallos a lo largo del tiempo. Curva de bañera y patrones de fallo.

La probabilidad de fallo de un equipo a lo largo de su vida se puede dividir en tres periodos diferentes:

15 *h(t)* en alguna bibliografía hazzard ratio o función de riesgo condicionada, es decir, considerando que el equipo ha sobrevivido hasta el instante t, que probabilidad hay de que falle en el sigueinte intervalo s.

I.- Juventud. Zona de mortandad infantil.

El fallo se produce inmediatamente o al cabo de muy poco tiempo de la puesta en funcionamiento, como consecuencia de:

- Errores humanos. La tarea de reemplazo o reparación no se completa de manera adecuada por falta de experiencia o conocimiento del personal de mantenimiento, por ser operaciones de mantenimiento que requieren un ajuste complicado, para el cual es preciso revisar en las condiciones reales de funcionamiento hasta dar con la puesta a punto deseada16.
- Errores del sistema. El equipo se vuelve a poner en servicio tras haberle realizado una operación de mantenimiento de alto riesgo y no haber revisado dicha operación.
- Errores de diseño. La capacidad de diseño del componente está demasiado cerca del rendimiento que se espera de él, por lo que las piezas de menos calidad pueden fallar cuando se le exige dicho rendimiento.
- Errores de piezas. Se suministran piezas incorrectas o de baja calidad, o incluso que han permanecido mucho tiempo en almacén y se han degradado.

II.- Madurez. Periodo de vida útil.

Periodo de vida útil en el que se producen fallos de carácter aleatorio. Es el periodo de mayor duración, en el que se suelen estudiar los sistemas, ya que se supone que se reemplazan antes de que alcancen el periodo de envejecimiento.

III.- Envejecimiento

Corresponde al agotamiento, al cabo de un cierto tiempo, de algún elemento que se consume o deteriora constantemente durante el funcionamiento.

16 Por ejemplo, las maniobras de alineación del generador, ya que la más mínima desalineación genera importantes vibraciones en el equipo, ruido y sobrecalentamientos.

Estos tres periodos se distinguen con claridad en un gráfico en el que se represente la tasa de fallos del sistema frente al tiempo. Este gráfico se denomina "Curva de bañera".

Aunque existen hasta seis tipos diferentes de curva de bañera (como se muestra más adelante en la explicación de los patrones de fallo), dependiendo del tipo de componente del que se trate, una curva de bañera convencional se adapta a la siguiente figura:

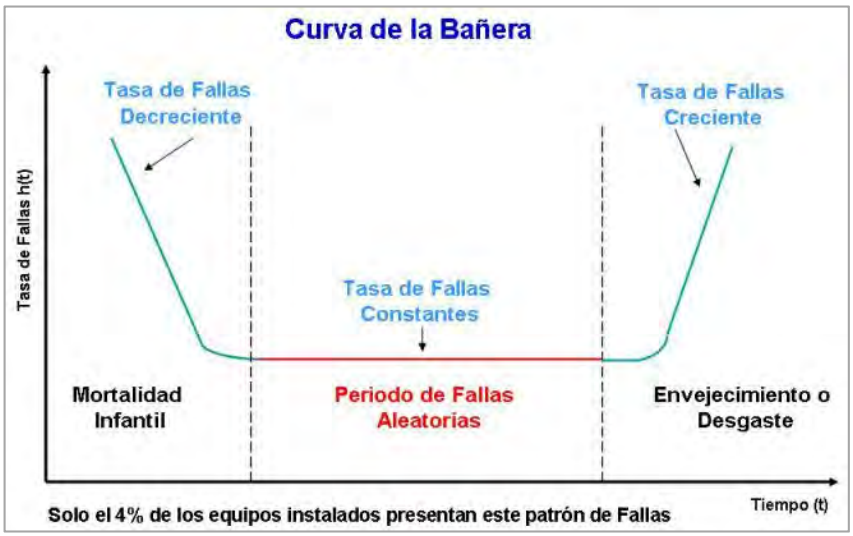


Ilustración 9.- Curva de la "bañera". Fuente:
https://desarrollodesistemas.wordpress.com/tag/mantenimiento-de-sistemas/

En una curva de la bañera de tipo convencional se aprecian las tres zonas descritas anteriormente:

i. ***Zona de mortandad infantil:*** Las averías van disminuyendo con el tiempo, hasta tomar un valor constante y llegar a la vida útil. En esta zona fallan los componentes con defectos de fabricación, por lo que la tasa de averías disminuye con el tiempo. Los fabricantes, para evitar esta zona, someten a sus componentes a un "quemado" inicial[17] desechando los

17 "burn-in" en bibliografía anglosajona.

componentes defectuosos. Este quemado inicial se realiza sometiendo a los componentes a determinadas condiciones extremas, que aceleran los mecanismos de fallo. Los componentes que pasan este periodo son los que nos venden los fabricantes, ya en la zona de vida útil.

ii. ***Zona de vida útil (fallos aleatorios):*** Con tasa de fallos aproximadamente constante. Es la zona de mayor duración, en la que se suelen estudiar los sistemas, ya que se supone que se reemplazan antes de que alcancen la zona de envejecimiento.

iii. ***Zona de envejecimiento:*** En la que la tasa de averías vuelve a crecer, debido a que los componentes fallan por degradación de sus características por el transcurso del tiempo. Aún con reparaciones y mantenimiento, las tasas de fallos aumentan hasta que resulta demasiado costoso el mantenimiento.

En base a estas zonas descritas, en el mantenimiento actual se ha demostrado que podemos encontrar seis patrones diferentes de tasa de fallos, según el tipo de máquina que estemos utilizando.

Tener en cuenta el patrón al que se ajusta cada elemento es fundamental si se quiere conseguir una óptima planificación del mantenimiento. Debemos estar seguros de que el mantenimiento que ha sido planificado es el adecuado, ya que de nada sirve realizar el trabajo planificado de manera correcta, si éste no es el más adecuado.

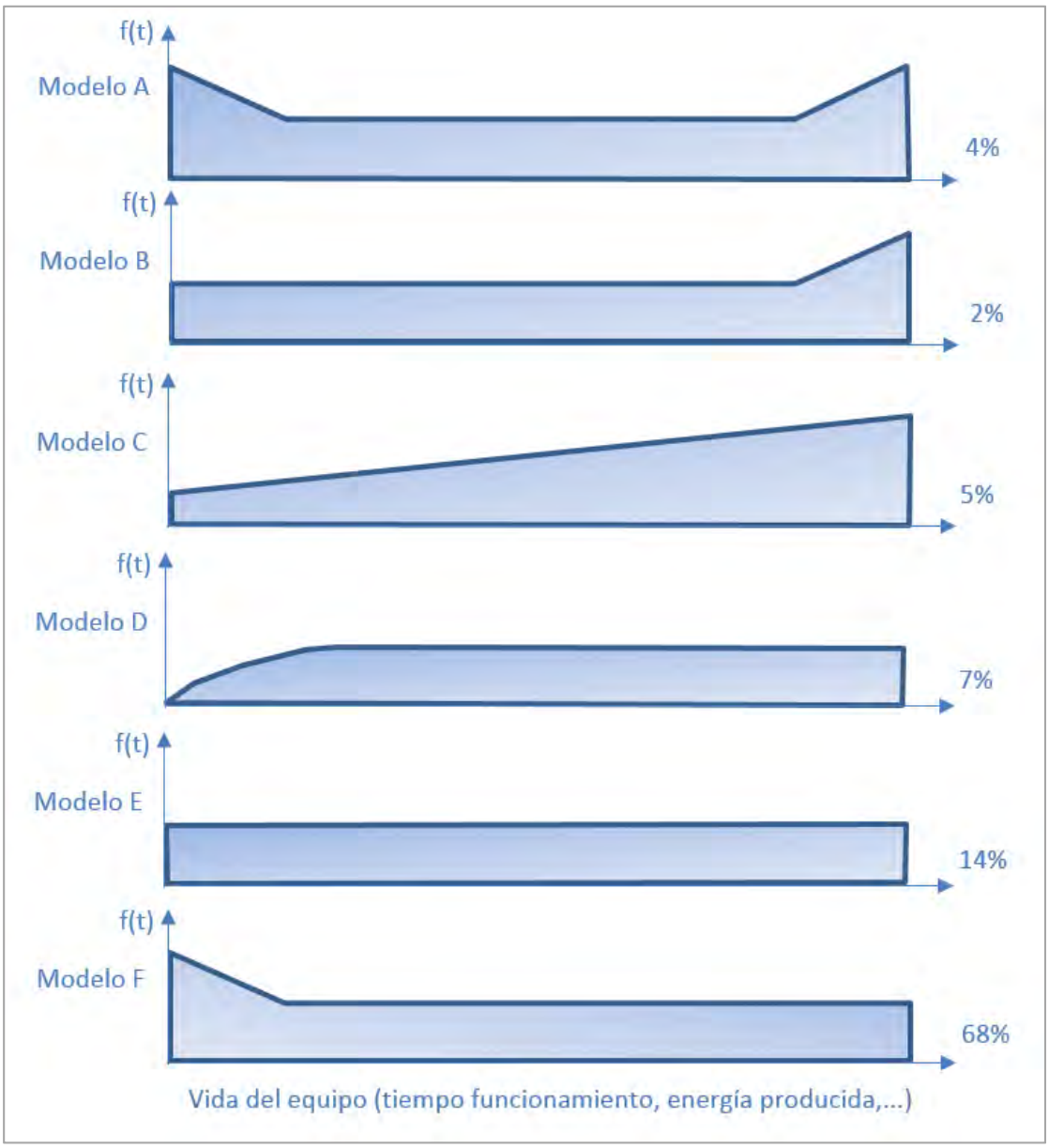


Ilustración 10.- Nuevos Patrones de Tasas de Fallo. Fuente: Elaboración propia.

Para los patrones de fallo "A", "B" y "C", la probabilidad de fallo aumenta con la edad hasta alcanzar un punto en el que es conveniente reemplazar el componente antes de que falle y así reducir su probabilidad de fallo.

En el caso de los componentes que presentan una probabilidad de fallo del "modelo E", reemplazar el componente no mejorará en ningún caso su fiabilidad, ya que el nuevo elemento tendrá la misma probabilidad de fallo que el antiguo.

Si el patrón de fallo al que se ajusta el componente es el "F", reemplazar el elemento a intervalos fijos por un componente nuevo, no sólo no mejorará la fiabilidad, sino que aumentará la probabilidad de fallo, ya que en la "infancia" presenta más mortalidad que en la vejez.

En el gráfico se observa que más del 50% de los componentes presentan fallos en la "infancia". Esto quiere decir que cada vez que se repara o reemplaza un equipo, las posibilidades de fallo prematuro debido a esa operación de mantenimiento son muy elevadas.

Por lo visto anteriormente, está claro que el mantenimiento actual debe centrarse en reducir las operaciones de mantenimiento provocadas por fallos que se ajustan al "modelo F". Es decir, fallos ocurridos en la "infancia" de los equipos. Para los elementos que ajusten su tasa de fallos a este patrón "F", un mantenimiento planificado a intervalos fijos aumentará las posibilidades de fallo, ya que el equipo nuevo presentará más probabilidad de fallo que el antiguo. Por ese motivo existe una tendencia generalizada a "mantener lo mínimo posible", debido a que cualquier operación de mantenimiento realizada puede aumentar la probabilidad de fallo.

Otra posibilidad, es centrarse en reducir de manera global las probabilidades de fallo sobre todos los modelos. La forma de realizar esto, es mediante la utilización de un Mantenimiento Proactivo, es decir buscar la forma de eliminar los fallos, más que eliminar sus consecuencias.

Para eliminar los fallos, hay que eliminar sus causas, lo que implica conocerlas. Existen herramientas como el Análisis Causa-Raíz que ayudan a identificar y eliminar las causas de los fallos, aunque en muchas ocasiones se utiliza como una herramienta reactiva más que proactiva.

La eliminación proactiva de las causas de fallo implica la utilización de metodologías y herramientas que proporcionen:

- Asegurar que los equipos utilizados han sido adecuadamente diseñados para la operación requerida y que a la hora de su adquisición se han tenido en cuenta su mantenibilidad, y coste de ciclo de vida, más que minimizar la inversión. Esto requiere una interacción importante entre los ingenieros y el personal de mantenimiento.

- Asegurar que los equipos están operando dentro de sus condiciones de diseño. Esto requiere un aumento en la disciplina del personal de producción a la hora de ajustarse a los estándares, documentos y procedimientos de operación.
- Asegurar un correcto funcionamiento de la gestión de los repuestos e inventarios.
- Asegurar que los procesos de reparación funcionan correctamente, de tal forma que se asegure que los equipos son reparados correctamente a la primera. Esto requiere un alto grado de atención en los detalles y una mayor disciplina en la organización.

2.2.2.2. Tiempo medio entre fallos (MTBF)

En la práctica, la fiabilidad se mide como el tiempo medio entre ciclos de mantenimiento o el tiempo medio entre dos fallos consecutivos (*Mean Time Between Failures; MTBF*).

Por ejemplo si disponemos de un producto de N componentes operando durante un periodo de tiempo T, y suponemos que en este periodo han fallado varios componentes (algunos en varias ocasiones), para este caso el componente i-ésimo habrá tenido n_i averías, luego el número medio de averías para el producto será:

$$\bar{n} = \sum_{i=0}^{N} \frac{n_i}{N}$$

(Ecuación 2.6)

Siendo el MTBF el cociente entre *T* y $\bar{n}$, es decir:

$$MTBF = \frac{T}{\bar{n}}$$

(Ecuación 2.7)

Otra expresión que podemos encontrar sería:

$$MTBF = MTTF + MTTR$$

(Ecuación 2.8)

Siendo MTTF (Tiempo medio hasta el fallo: *Mean Time To Failure*) y MTTR (Tiempo medio de reparación: *Mean Time To Repair*), como vemos en adelante.

2.2.2.3. Tiempo medio hasta la avería (MTTF)

El tiempo medio hasta la avería (*Mean Time To Failure; MTTF*), es otro de los parámetros utilizados, junto con la tasa de fallos $\lambda(t)$ para especificar la calidad de un componente o de un sistema.

Por ejemplo si se ensayan N elementos idénticos desde el instante t=0, y se miden los tiempos de funcionamiento de cada uno hasta que se produzca alguna avería. Entonces el MTTF será la media de los tiempos t_i medidos, es decir:

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^{N} t_i}{N}$$

(Ecuación 2.9)

En esta expresión no se están considerando datos censurados, es decir, para poder calcular el MTTF conforme a la expresión anterior es necesario que todos los equipos hayan fallado, pero en ocasiones no pueden realizarse experimentos tan prolongados en el tiempo, por ese motivo se consideran datos censurados. Un dato censurado es:

- Cuando termina el estudio de supervivencia pero el equipo no ha llegado a fallar se considera como dato censurado por la derecha, es decir, se conoce que el equipo vive al menos durante un periodo similar al del tiempo del experimento, pero no se sabe cuando llegará a fallar.
- Cuando no se conoce desde que momento un equipo lleva en funcionamiento y ha podido fallar o no, se considera que dicho dato está censurado por la izquierda.

El tratamiento estadístico de dichos datos es diferente, pero en la presente Tesis, todos los datos que se han utilizado son datos censurados por la derecha o datos completos (sin censura), los datos censurados por la izquierda se han desestimado.

El concepto de datos censurados se ha utilizado tanto en el estudio estadístico de averías de aerogeneradores como en el cálculo de la probabilidad de fallo de un equipo, en la sección de indicadores de estado (Apartado 6.4. Descripción de los indicadores de estado).

La expresión anterior con datos censurados quedaría de la siguiente forma:

$$MTTF_{Censurados} = \frac{\sum_{i=1}^{M} t_i}{N}$$

(Ecuación 2.10)

Siendo *M* el número total de elementos analizados y el *N* el número de fallos presentados en el periodo de estudio.

2.2.2.4. Modelos matemáticos de distribución de probabilidad de fallos

La curva de la bañera antes mencionada se compone de tres secciones claramente diferenciadas, la primera con una tasa de fallo decreciente (*Ley Weibull*), seguida de un periodo con tasa de fallo constante (*Ley Exponencial*) y finalmente una etapa de degradación con tasa de fallo creciente (*Ley Weibull*). En el presente apartado describimos matemáticamente estas regiones.

Hay más expresiones matemáticas aplicables además de Weibull o el ajuste Exponencial, como puede ser el ajuste de la curva Normal, Bisman-Saunders, etc., pero tanto el ajuste Weibull como Exponencial se ajustan a la mayoría de los procesos degradatorios.

2.2.2.4.1. Ley exponencial de fallos. Tasa de fallos constante.

La distribución exponencial juega un papel fundamental en la teoría y la práctica de la fiabilidad, porque describe con exactitud las características de fallo de muchos equipos en funcionamiento.

En el caso de que la tasa de fallos sea constante, su expresión es:

$$\lambda(t) = \lambda$$

(Ecuación 2.11)

La probabilidad de que una unidad que está trabajando falle en el próximo instante es independiente de cuánto tiempo ha estado trabajando. Esto implica que la unidad no presenta síntomas de envejecimiento. Es igualmente probable que falle en el instante siguiente, cuando está nueva o cuando no lo está.

En este caso, la función de fiabilidad correspondiente se puede escribir como:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

(Ecuación 2.12)

Por lo tanto, la función de distribución *F(t)* se expresa:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

(Ecuación 2.13)

y la función de densidad *f(t)*:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

(Ecuación 2.14)

2.2.2.4.2. Ley Weibull. Tasas de fallos crecientes y decrecientes.

Una gran mayoría de los equipos reales no tienen una tasa de fallos constante, sino que es más probable que fallen a medida que envejecen. En este caso la tasa de fallos es creciente.

Por otra parte, también nos podemos encontrar con bienes que posean tasas de fallos decrecientes.

La función para tasas de fallos crecientes o decrecientes tiene la forma:

$$\lambda(t) = \alpha\beta t^{\beta-1}, siendo\ \alpha\ y\ \beta > 0$$

(Ecuación 2.15)

En este caso, λ (t) es una función polinomial en la variable t, que depende de los dos parámetros α y β .

Cuando $\beta > 1$, $\lambda(t)$ es creciente.

Cuando $0 < \beta < 1$, $\lambda(t)$ es decreciente

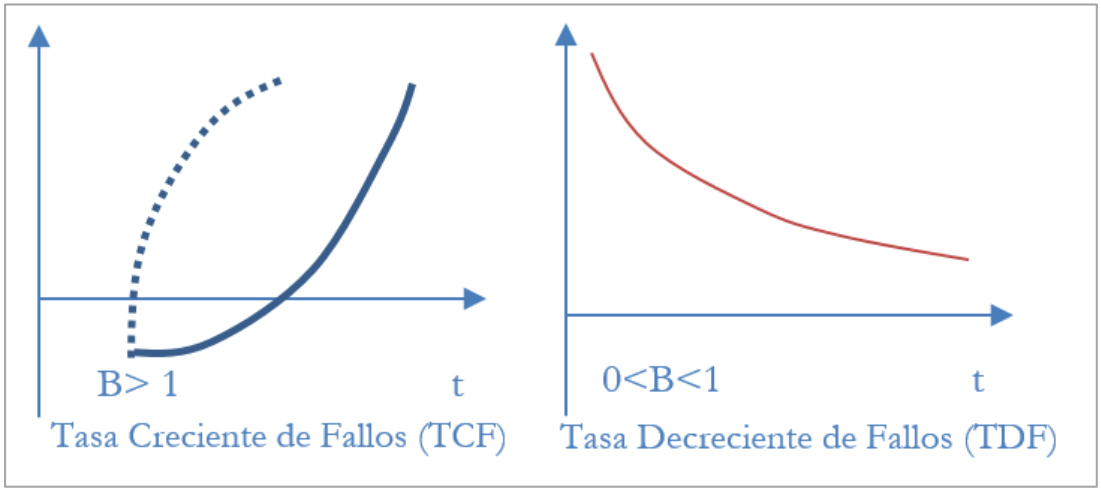


Ilustración 11.- Funciones de tasa de fallos para la distribución de Weibull del tiempo de vida. Fuente: Javier García González-Quijano.

Esta forma de $\lambda(t)$ da como resultado una expresión para la función de fiabilidad *R(t)*:

$$R(t) = e^{-\alpha t}\ \beta\ para\ toda\ t \geq 0$$

(Ecuación 2.16)

es decir:

$$R(t) = 1 - e^{-\alpha t}\ \beta\ para\ toda\ t \geq 0$$

(Ecuación 2.17)

Con frecuencia se cumple que las funciones empíricas de frecuencia de fallo se aproximan mucho a la descrita mediante la distribución de Weibull.

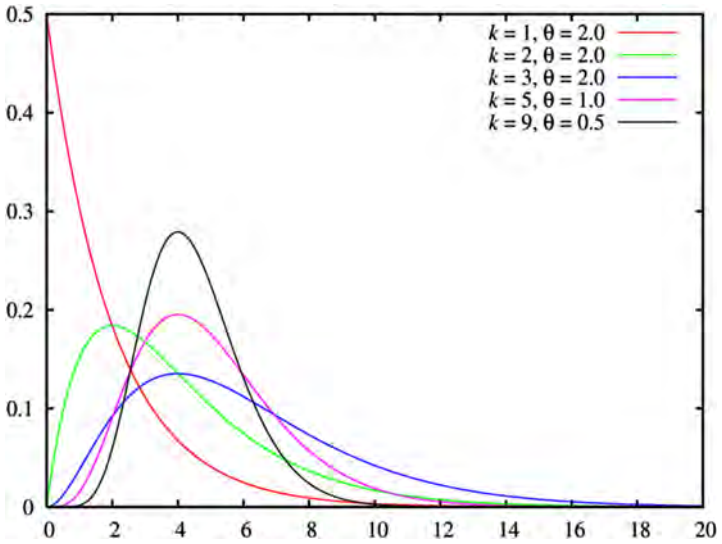


Ilustración 12.- Densidades de Weibull para distintos valores de k (siendo k=β). Fuente: Wikipedia.

2.2.3. Fiabilidad de sistemas

El problema básico de la fiabilidad de sistemas consiste en el cálculo de la fiabilidad $R(t)$, a partir de las fiabilidades $R_1(t)$, $R_2(t)$, ... , $R_n(t)$ de sus componentes.

A continuación se desarrollan las configuraciones básicas más usuales con la que se suelen encontrar distribuidos los componentes en un sistema:

2.2.3.1. Sistemas en serie

Se denomina sistema en serie a aquél por el cual el fallo del sistema equivale al de un sólo componente, es decir, el sistema funciona si, todos los componentes funcionan correctamente.

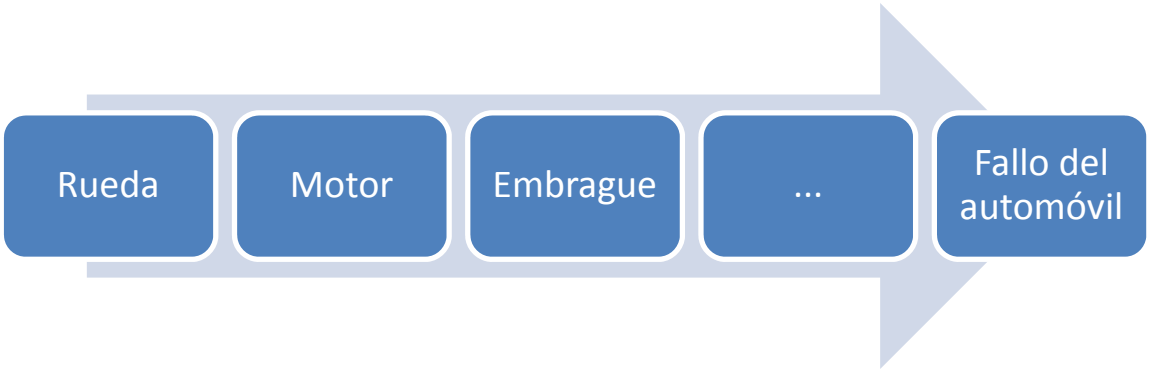


Ilustración 13.- Ejemplo clásico de un sistema en serie. Caso sencillo de un automóvil. Fuente: Elaboración propia.

Para "n" componentes en serie la fiabilidad del sistema será:

$$R(t) = \prod_{i=1}^{n} R_i\,(t)$$

(Ecuación 2.18)

En una configuración en serie, la fiabilidad se puede aumentar mediante:

- Reducción del número de componentes.
- Elección de componentes con una tasa de fallos baja, o lo que es lo mismo, con una fiabilidad elevada.
- Controlar la carga y los esfuerzos a los que son sometidos los componentes, o incluso sobredimensionar sus requisitos.

2.2.3.2.Sistemas en paralelo

Un sistema en paralelo se caracteriza porque el sistema falla si todos los componentes fallan en su operación. Siendo la probabilidad de que se presente este evento el producto de probabilidades de los eventos componentes, se deriva que no su fiabilidad es el producto de las no fiabilidades de sus *n* componentes, o sea:

$$F(t) = F_1(t) \cdot F_2(t) \cdot \ldots \cdot F_n(t)$$

(Ecuación 2.19)

Y de aquí resulta:

$$R(t) = 1 - F(t)$$

(Ecuación 2.20)

Luego la fiabilidad del sistema es:

$$R(t) = 1 - \prod_{i=1}^{n} (1 - R_i(t))$$

(Ecuación 2.21)

De esta expresión se deducen una gran cantidad de casos particulares.

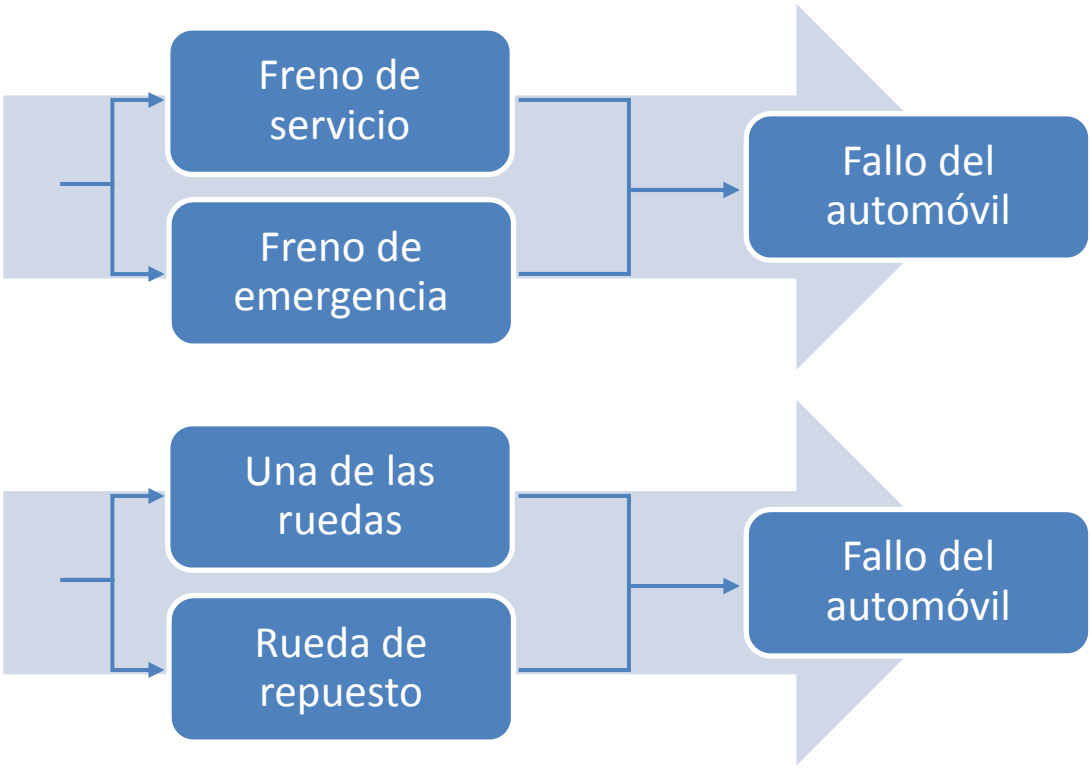


Ilustración 14.- Ejemplo de un sistema en paralelo. Fallo en el automóvil. Fuente: Elaboración propia.

La característica inherente al modelo paralelo se llama *redundancia*: Es decir existe más de un componente para desempeñar una función dada. La redundancia puede ser de dos clases:

- ***Redundancia activa.-*** En este caso, todos los elementos redundantes están activos simultáneamente durante la misión.
- ***Redundancia secuencial (llamada también stand-by o pasiva).-*** En esta ocasión, el elemento redundante sólo entra en juego cuando se le da la orden como consecuencia del fallo del elemento primario. Hasta que llega ese momento el elemento redundante ha permanecido inactivo, en reserva, pero ha podido estar:
  - Totalmente inactivo (Ej.: La rueda de repuesto de un automóvil).
  - Energizado total o parcialmente (Ej.: Un grupo electrógeno).

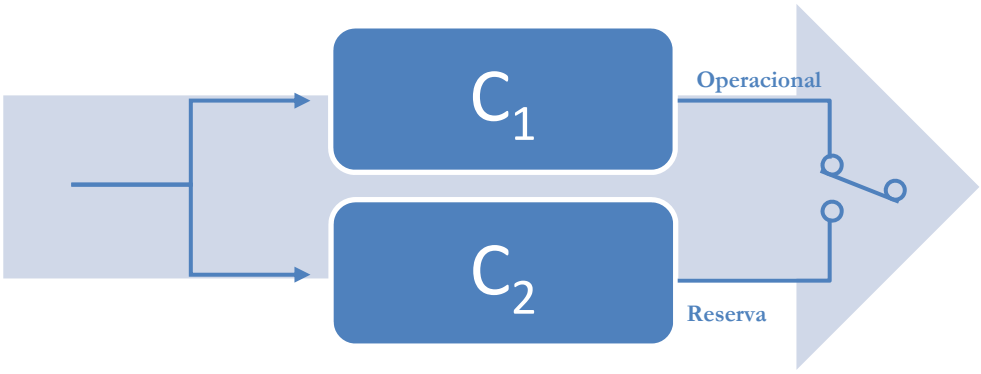


Ilustración 15.- Ejemplo de un sistema redundante en espera. Fuente: Elaboración propia.

La fiabilidad de un sistema en reserva formado por dos componentes (el operacional y el de reserva) como se muestra en la Ilustración 15 es la probabilidad de que la unidad operacional funcione correctamente durante el tiempo *t*, o bien de que habiendo fallado en el tiempo t_1, la unidad en reserva no falle al entrar en funcionamiento y continúe operando con éxito hasta que haya transcurrido el tiempo que hay entre t_1 y *t*. De ese modo la fiabilidad *R(t)* del sistema será:

$$R(t) = R_1(t) \cdot F(t_1) \cdot R_2(t - t_1)$$

(Ecuación 2.22)

Donde:

$R_1(t)$: Fiabilidad de la unidad operacional en el tiempo *t*.

$F(t_1)$: Probabilidad de fallo de la unidad operacional en el tiempo t_1.

$R_2(t - t_1)$: Probabilidad de fallo de la unidad de reserva en el tiempo $t - t_1$

2.2.4. Mantenibilidad

La mantenibilidad es una característica inherente a un elemento, asociada a su capacidad de ser recuperado para el servicio cuando se realiza la tarea de mantenimiento necesaria según se especifica.

Así, la mantenibilidad podría ser expresada cuantitativamente, mediante el tiempo T empleado en realizar la tarea de mantenimiento especificada en el elemento que se considera, con los recursos de apoyo especificados. Intervienen en la ejecución de estas tareas tres factores:

- *Factores personales*: Habilidad, motivación, experiencia, capacidad física, etc.
- *Factores condicionales*: Representan la influencia del entorno operativo y las consecuencias que ha producido el fallo en la condición física, geometría y forma del elemento en recuperación.
- *El entorno*: Temperatura, humedad, ruido, iluminación, vibración, momento del día, viento, etc.

Consecuentemente, la naturaleza del parámetro T para la tarea de mantenimiento también depende de la variabilidad de estos parámetros.

T= f (factores personales, condicionales y ambientales)

Ante esta situación, el único camino posible en el análisis de mantenibilidad es recurrir a la teoría de probabilidades.

Existe cierto paralelismo entre el estudio estadístico de la fiabilidad y el de la mantenibilidad.

- La variable aleatoria en el tiempo es "la duración de la intervención"
- La densidad de probabilidad del tiempo de reparación se llama *g(t)*
- La función Mantenibilidad *M(t)* es la probabilidad de reparación de una duración $T < t$

$$M(t) = P(T > t)$$

(Ecuación 2.23)

μ (t) es la función de tasa de reparación y es igual a:

$$\mu(t) = \frac{g(t)}{1 - M(t)}$$

(Ecuación 2.24)

2.2.4.1. Media de los tiempos técnicos de reparación (MTTR)

En la práctica la tasa de reparación se puede medir a través de la Media de los tiempos técnicos de reparación (Mean Time To Repair MTTR).

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^{N} t_i}{N}$$

(Ecuación 2.25)

Siendo N el número de reparaciones realizadas y t_i el tiempo necesario para realizar cada reparación.

2.2.5. Disponibilidad

La disponibilidad es la probabilidad de un sistema de estar en funcionamiento o listo para funcionar en el momento o instante que es requerido.

Para poder disponer de un sistema en cualquier instante, éste no debe de tener fallos, o bien, en caso de haberlos sufrido, debe haber sido reparado en un tiempo menor que el máximo permitido para su mantenimiento.

Suponiendo que la tasa de fallos y la tasa de reparación son constantes:

- Tasa de fallos = $\lambda\ (t) = \lambda$
- Tasa de reparación = $\mu\ (t) = \mu$

Entonces:

MTBF = 1 / λ (Tiempo medio entre fallos)

MTTR = 1 / μ (Tiempo medio de reparación)

A (Availability): Disponibilidad del sistema

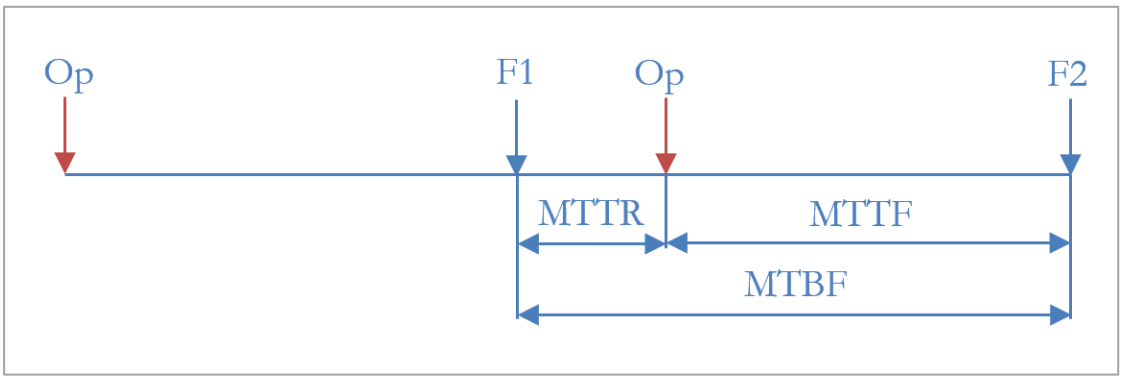


Ilustración 16.- Relación entre el tiempo medio de reparación (MTTR), tiempo medio hasta el fallo (MTTF) y tiempo medio de reparación (MTTR). Fuente: Javier García González-Quijano.

En la Ilustración 16 se muestra un ciclo de operación, "Op" indica el instante en que el elemento, producto o sistema comienza a estar operativo. Fl y F2 muestran los instantes en que se producen los fallos 1 y 2 respectivamente.

Luego, de acuerdo a la Ilustración 16 podemos expresar la disponibilidad (A) así:

$$A = \frac{K \cdot MTBF}{K \cdot (MTBF + MTTR)} = \frac{\frac{1}{\lambda}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}} = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

(Ecuación 2.26)

Como se ve en la expresión anterior, se tendría una disponibilidad del 100% ante un fallo si el MTTR=0, es decir que no se tardase casi nada en reparar un fallo, lo cual no se cumple (sería lo ideal), pero se aspira a ello. Tanto la fiabilidad como la mantenibilidad estudiadas anteriormente, son determinantes de la disponibilidad.

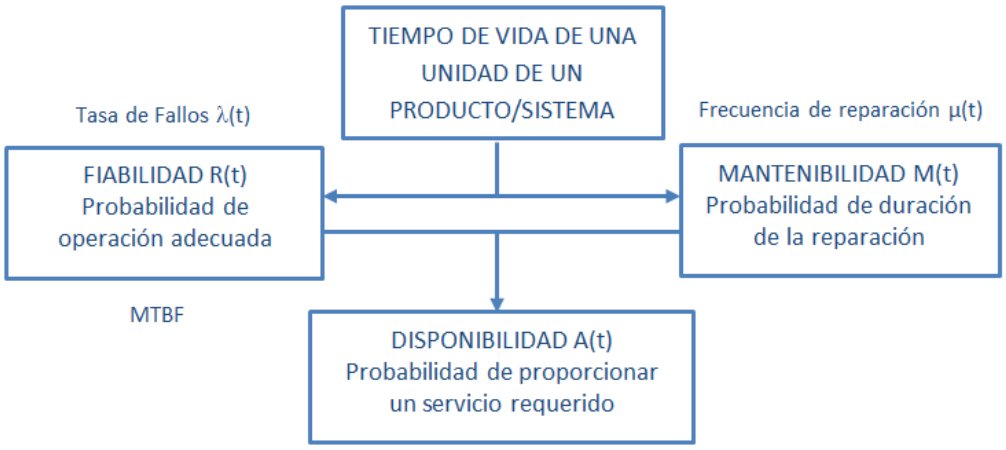


Ilustración 17.- Relación entre disponibilidad, mantenibilidad y fiabilidad. Fuente: Javier García González-Quijano.

La disponibilidad del producto durante un periodo de utilización prefijado, llamada calidad de funcionamiento, está en función de la fiabilidad y de la mantenibilidad del mismo.

Actualmente, es política común de los ingenieros de diseño, incluir en el diseño del producto innovaciones constantes que generen un aumento tanto de la fiabilidad como de la mantenibilidad, con la finalidad de generar ahorros para los futuros Costes de Post-Venta (como en el servicio de mantenimiento).

2.3. Técnicas de mantenimiento

2.3.1. Introducción

Una planta compleja puede ser dividida, atendiendo a su funcionalidad, en tres niveles distintos. La delegación de responsabilidad para las decisiones de reparación o sustitución de un nivel en particular es distinta entre plantas, pero los gestores de más alto nivel son los responsables de las decisiones sobre la sustitución de unidades y los gestores de mantenimiento son los responsables de la sustitución o reparación de los equipos y sus componentes.

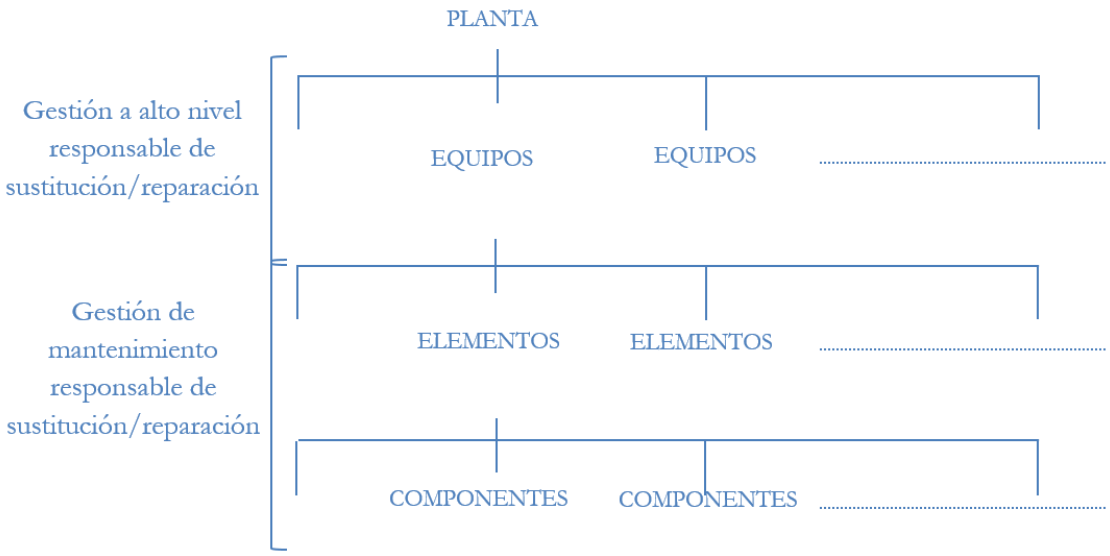


Ilustración 18.- Relación entre la estructura de la planta y la cadena de toma de decisión. Fuente: Javier García González-Quijano.

Esta división de responsabilidad es obligada dado que la estrategia de sustitución de los equipos se ve influida tanto por factores externos (la mayoría a largo plazo), tales como obsolescencia, ventas y coste del capital, como por factores internos (la mayoría a corto plazo), como el coste de mantenimiento y el coste de operación.

En consecuencia, la sustitución de unidades se puede considerar como parte de la estrategia corporativa. Sin embargo, se necesita un plan de mantenimiento, a menor plazo, para el mantenimiento de las unidades, mediante la adopción de las políticas de

mantenimiento apropiadas (P. ej., reparación, sustitución, modificación, etc.) para los equipos y componentes.

Estrategia y plan están interrelacionados ya que el coste de mantenimiento influye sobre la sustitución de la unidad, la cual, a su vez, influye en el plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento debería establecer unas bases racionales para poder formular un programa de mantenimiento preventivo y debería asimismo estipular las líneas maestras del mantenimiento correctivo.

Ilustración 19.- Aproximación sistemática para la formulación de un plan de mantenimiento. Fuente: Javier García González-Quijano.

Hoy en día existen infinidad de diferentes herramientas, técnicas, metodologías y filosofías de mantenimiento. Algunas de las más utilizadas pueden ser:

- Mantenimiento Autónomo / Mantenimiento Productivo Total (TPM)
- Mejoramiento de la Confiabilidad Operacional (MCO)
- Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)/(MCC)
- *Mantenimiento Basado en el Riesgo (MBR)*
- Asset Integrity
- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en Reversa (MCC-R)
- Análisis Causa raíz (ACR)
- Análisis de Criticidad (AC)
- Optimización Costo Riesgo (OCR)
- Inspección Basada en Riesgo (RBI)

Actualmente uno de los mayores retos para las personas encargadas en temas de mantenimiento no es sólo aprender todas las técnicas existentes, sino identificar cuales son las adecuadas para aplicar en su propia organización y cuales no, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Tomando una decisión correcta es posible mejorar el rendimiento de nuestros activos y al mismo tiempo incluso reducir los costes de mantenimiento.

2.3.2. Políticas de mantenimiento: preventivo y correctivo

Para cada equipo de una planta pueden formularse varias políticas de mantenimiento, individualmente o en combinación. La suma racional de tales políticas especificadas, para el total de la planta, constituye el plan de mantenimiento.

Las acciones que pueden llevarse a cabo antes de producirse el fallo serán preventivas. Las que se lleven a cabo después, correctivas.

Debido a que, por definición, las acciones de mantenimiento preventivo son determinísticas, pueden ser programadas y realizadas generalmente por separado, según un programa de mantenimiento preventivo.

Debido a la naturaleza probabilística del fallo, y la incertidumbre que rodea a la toma de decisiones en mantenimiento correctivo, éste no puede ser programado. Sin embargo, para unidades críticas resulta esencial que las líneas maestras del mantenimiento correctivo estén formuladas para poder llevar a cabo la toma de decisiones después del fallo.

Para poder planificar el mantenimiento es necesario conocer las diferentes políticas de trabajo que se pueden seguir para realizar dicho mantenimiento, las cuales se describen en los siguientes apartados.

2.3.2.1. Reparación o sustitución a intervalo fijo antes del fallo

Esta política será efectiva sólo cuando el modelo de fallo del elemento dependa claramente del tiempo, esperándose que el elemento se agote en el intervalo de vida de la unidad y cuando los costes totales (directos e indirectos) de su sustitución sean mucho menores que los de fallo y reparación. Es decir, cuando el elemento pueda ser clasificado como de fácil sustitución.

Esta política no es apropiada para equipos de difícil sustitución porque:

- Cuanto más complicado sea el elemento, menor posibilidad habrá de que su patrón de fallo dependa claramente del tiempo.
- Los elementos complejos son caros de sustituir o reparar y además muestran posteriores problemas de "mantenimiento por manipulación".

2.3.2.2. Mantenimiento según condición

El momento oportuno para llevar a cabo el mantenimiento correctivo se debe determinar monitorizando alguna condición, aunque no siempre es fácil encontrar un parámetro fácilmente monitorizable que muestre el deterioro del equipo. El objetivo de la presente Tesis es demostrar que es posible determinar algunos de los patrones de degradación y malfuncionamiento de los equipos.

En el caso de que sí se pueda, se reduce, o incluso se elimina, el factor probabilístico en la predicción del fallo, maximizándose la vida del elemento y minimizándose las consecuencias del fallo. Sin embargo, el mantenimiento basado en

el estado o condición puede ser costoso en tiempo e instrumentación. Generalmente hace falta invertir mucho tiempo en la recopilación y almacenamiento de datos y en el análisis de los mismos por personal altamente cualificado.

La conveniencia de esta política y su perioricidad dependerá de las características de deterioro del equipo estudiado y de los costes que éste implica.

En el extremo más simple, los equipos de fácil sustitución, como puede ser una pastilla de freno, pueden comprobarse a intervalos cortos y con poco coste. En el extremo contrario, los equipos de difícil sustitución, por ejemplo, un motor, pueden requerir un desmontaje completo para su inspección visual, pero con este tipo de equipos se pueden utilizar técnicas de monitorización de vibraciones, pulsos de choque, análisis de aceite, termografías. El alto coste de instrumentación se justificará por los elevados costes de reparación o por las pérdidas de indisponibilidad.

2.3.2.3. Mantenimiento de oportunidad

Este término se aplica a acciones de mantenimiento realizadas después del fallo o durante reparaciones realizadas a intervalo fijo o según el estado, pero en otros elementos de aquéllos que eran la causa principal de su reparación.

Esta política es la más apropiada para los elementos de difícil sustitución o en funcionamiento continuo, con altos costes de parada y/o de indisponibilidad.

2.3.2.4. Operación hasta fallo y mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo no sólo aparece cuando un elemento falla, sino también cuando es indicado por criterio basado en la condición. La tarea básica es establecer la forma más económica de restaurar la unidad a un estado aceptable. Por ejemplo, para el fallo de un elemento de difícil sustitución las alternativas pueden ser las siguientes:

- *Reparación "in-situ"*: Desmontaje en el punto de operación y sustitución de los componentes defectuosos. Esto puede llevar a la indisponibilidad de la unidad o de la planta.

- *Sustitución del elemento completo*: Por otro nuevo o reacondicionado. Esto minimiza la indisponibilidad. El elemento retirado puede ser reparado, reacondicionado o desechado en las instalaciones de mantenimiento.

Muchos son los factores que influyen en la elección reparación-sustitución. Los más importantes son el coste de indisponibilidad, el tiempo de reparación comparado con el de sustitución, la disponibilidad y el coste de los recursos. Todos estos factores están en continuo cambio, y esto, junto con las múltiples causas posibles de defecto y las múltiples posibilidades de reparación, hace que el plan de mantenimiento correctivo sólo pueda proporcionar una guía para ayudar a la toma de decisión.

2.3.2.5. Mantenimiento modificativo

En contraste con las políticas anteriores, cuyo objetivo es minimizar los defectos del fallo, el mantenimiento modificativo intenta eliminar la causa del fallo. Claramente, esto implica una acción de ingeniería en vez de mantenimiento, pero habitualmente es responsabilidad del departamento de mantenimiento.

Es una política habitual en áreas de alto coste de mantenimiento que existen debido a su mal diseño o porque el equipamiento está siendo utilizado fuera de sus especificaciones de diseño.

El tipo de fallo que se propuso detectar con anticipación en la presente Tesis, se corrigió mediante este tipo de mantenimiento, es decir, el equipo de ingeniería propuso una modificación de diseño del generador, ¿pero tuvo un efecto positivo en el comportamiento del generador?

Los modelos generados muestran un claro cambio de comportamiento de los equipos, los resultados se muestran en el apartado 6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamientos del rodamiento LOA en el generador.

2.3.3. Plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento de una planta deberá elaborarse a partir de la selección de la mejor combinación de las políticas enumeradas para cada elemento, coordinándolas para conseguir el uso óptimo de los recursos y el tiempo.

Idealmente, las acciones preventivas y correctivas para cada unidad de la planta deberían estar especificadas con cierto detalle por los fabricantes. Esto raramente se da en los equipos de difícil sustitución en los que el mantenimiento es caro y probabilista.

La gran cantidad de factores que influyen en la selección de la política de mantenimiento, hacen que sea necesario un procedimiento sistemático para determinar el mejor programa de mantenimiento para cada periodo de tiempo. Las etapas de este procedimiento se explican a en los siguientes sub-apartados.

2.3.3.1. Clasificación e identificación de los equipos

Esta etapa es importante, pero habitualmente tediosa y difícil debido al volumen del trabajo y a la complejidad y tamaño de los equipos. Una buena clasificación de los equipos es la que se basa en su reemplazabilidad y función. El sistema de identificación más simple es el que se basa en la codificación numérica.

2.3.3.2. Recogida de información

La recogida de información que pueda ser relevante para la planificación del mantenimiento es esencial para todos los equipos de la planta. Debido a que el mantenimiento es inseparable de la producción, es inevitable que la información más relevante sea: Modelo de producción (funcionamiento continuo, fluctuante o intermitente) y la naturaleza del proceso.

Una vez obtenida la información será posible elaborar un programa para cada equipo y para cada periodo considerado, del tiempo estimado disponible para un mantenimiento que no conlleve pérdida de producción. Además se podrá conocer el stock de materiales que deberán conservarse en el almacén.

Otras informaciones (la mayoría de las cuales pueden ser proporcionadas por el fabricante) que pueden ser necesarias para cada elemento son:

- Recomendaciones de mantenimiento de los fabricantes: Acciones, perioricidades, etc.
- Factores de equipamiento (que ayuden a estimar la carga de trabajo de mantenimiento):
  - Características de fallo: tiempo medio a fallo, modo de fallo.
  - Características de reparación: Tiempo medio de reparación, tiempo tras el fallo antes de que la planta se vea afectada, nivel de redundancia.
- Factores económicos (que ayuden a la predicción de las principales unidades críticas): Consecuencias del fallo, coste de sustitución antes del fallo, coste de material del equipo, coste de monitorización.
- Factores de seguridad: Internos, medio ambientales, legislación y reglamentos.

2.3.3.3. Selección de la política

La mejor política para cada equipo puede ser determinada, primero, identificando las políticas que sean efectivas y, después, decidiendo cuál es la más deseable. La elección dependerá de muchos factores y el criterio de decisión normalmente será el de coste mínimo, probado que se cumplan los criterios de seguridad, legales y otros.

- *Equipos de fácil sustitución*: El fabricante suele recomendar un programa detallado de acciones, perioricidades y recursos necesarios. El problema será normalmente, hacer la mejor programación del gran número de diferentes acciones (para la totalidad de la planta) para poder coordinar los recursos y ajustarlos a los tiempo de parada previstos.
- *Equipos de difícil sustitución*: Los factores principales de equipamiento, seguridad y coste pueden ser clasificados en orden de importancia, y normalmente eso será todo lo necesario para seleccionar la mejor política de mantenimiento.

- *Equipos no sustituibles*: Debido a que no se espera que fallen, se debe asumir que no necesitan ninguna acción concreta. Sin embargo, en el caso anómalo de que falle, dicho fallo deberá ser registrado, analizado, y cuando sea necesario se identificará la política de mantenimiento apropiada o la modificación de su diseño.

Resumiendo:

- La política de sustituciones a intervalo fijo es normalmente la más útil para los equipos de fácil sustitución, de bajo coste.
- La política de mantenimiento basado en la condición es normalmente la más útil para los equipos de difícil sustitución, de alto coste. En las instalaciones eólicas Off Shore cualquier acción de mantenimiento tendrá unos costes elevadísimos por el simple hecho del desplazamiento hasta el aerogenerador, es estos casos el mantenimiento basado en la condición se presenta como el óptimo.
- En todos los equipos que tengan alto coste de mantenimiento, sustituibles o no, deberá considerarse la modificación de su diseño.
- Cuando no sea efectiva o deseable ninguna acción de mantenimiento preventivo o modificativo, el equipo se operará hasta su fallo.

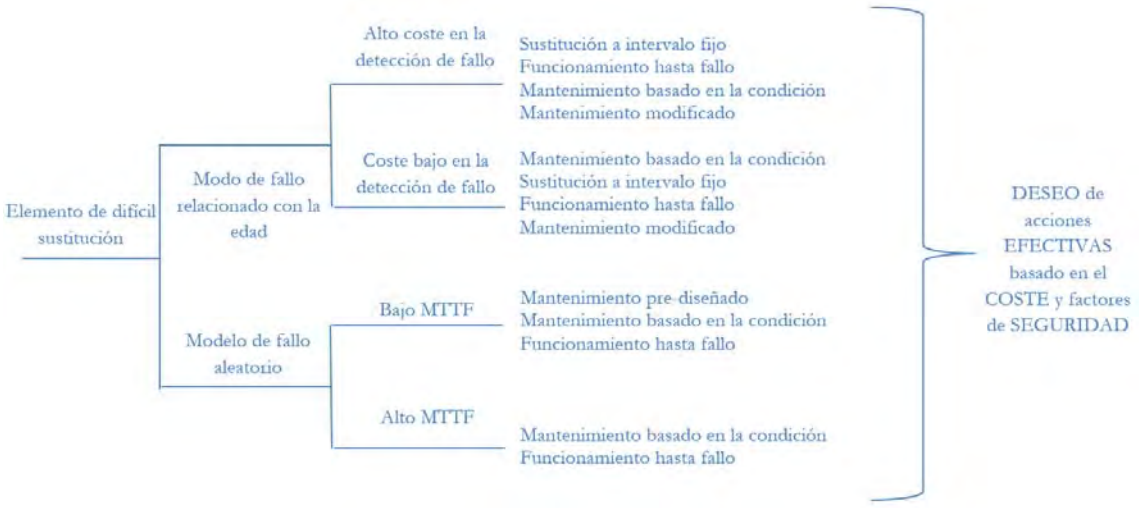


Ilustración 20.- Selección de las políticas de mantenimiento para ítems de planta complejos. Fuente: Javier García González-Quijano.

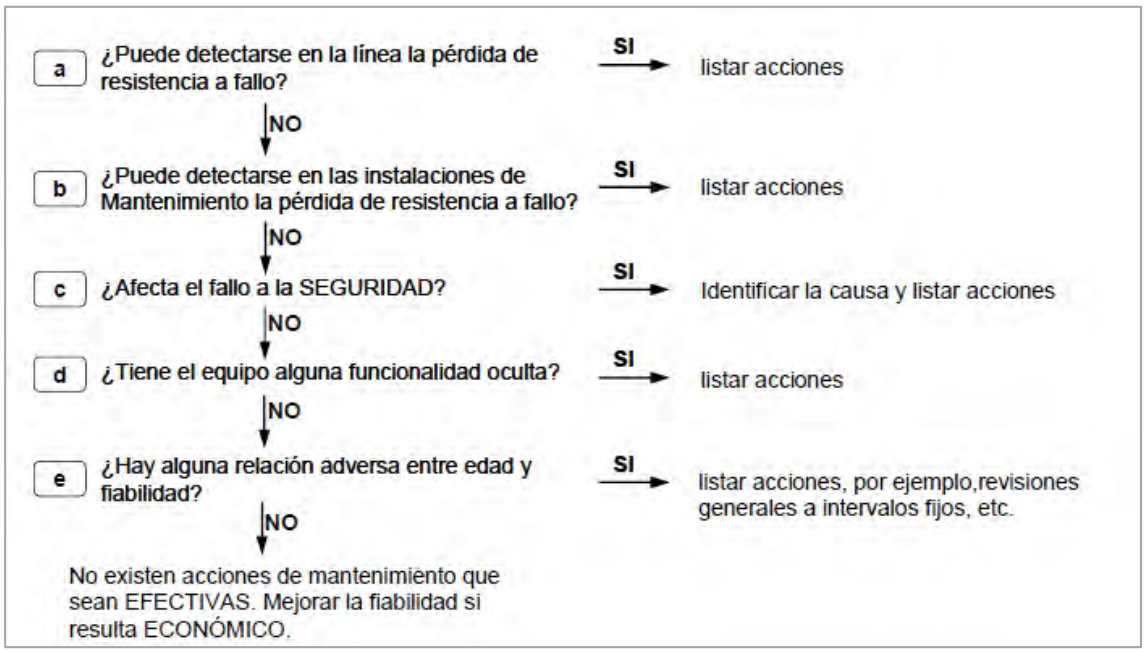


Ilustración 21.- Diagrama de toma de decisión – valoración de la potencial efectividad de las acciones de mantenimiento. Fuente: Javier García González-Quijano.

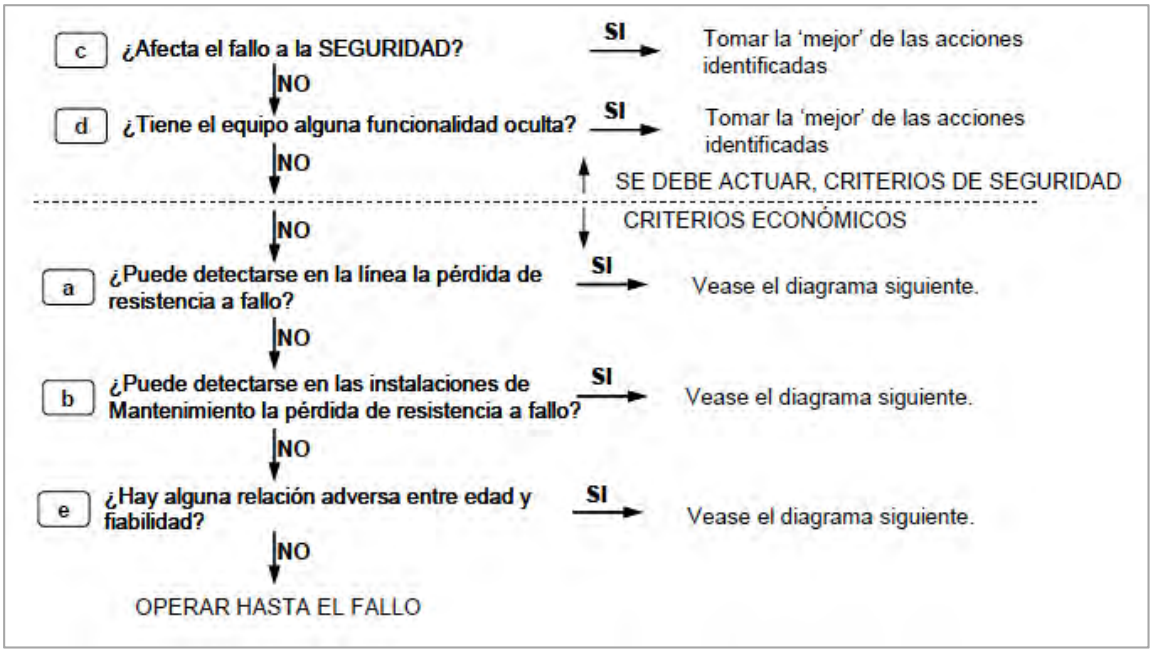


Ilustración 22.- Diagrama de toma de decisión – valoración de la necesidad de las políticas de mantenimiento identificadas como efectivas. Fuente: Javier García González-Quijano.

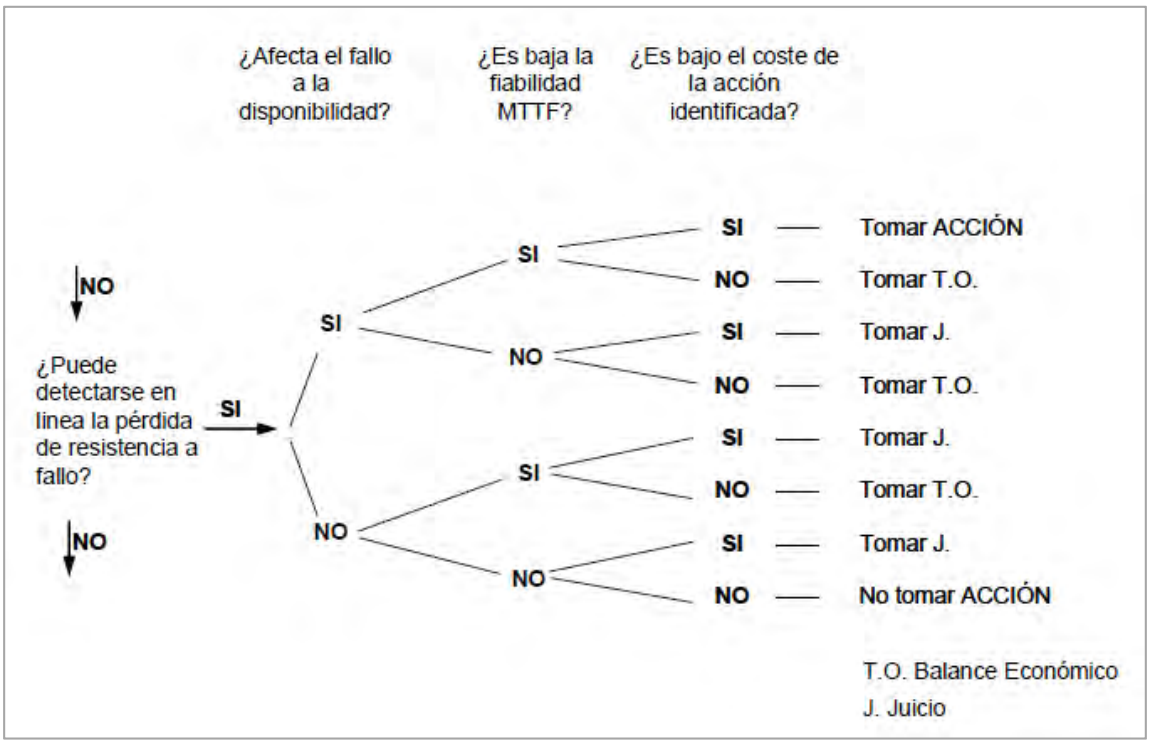


Ilustración 23.- Diagrama de toma de decisiones – determinación de la mejor política. Fuente: Javier García González-Quijano.

2.3.3.4. Programa de mantenimiento preventivo

Cuando los análisis individuales estén terminados, entonces se examinarán las acciones relacionadas y las perioricidades en conjunto, con el objeto de encontrar oportunidades de coordinación (mediante la programación conjunta, en periodos fijos, de todas las acciones a realizar sobre un grupo de equipos o en una unidad).

Esto llevará a un compromiso entre los programas individuales óptimos, el uso más económico de la mano de obra y la máxima disponibilidad de la planta.

Estos periodos predeterminados deberán tener una tolerancia en tiempo para admitir contingencias tales como la incertidumbre en la planificación de producción.

De este análisis resultan los programas de inspección, de lubricación, de otros servicios y de las revisiones generales.

2.3.3.5. Programa de mantenimiento correctivo

Cuando la planta es nueva, incluso después de haber realizado los análisis mencionados con anterioridad, resulta difícil predecir el nivel y la naturaleza de la carga de mantenimiento correctivo. Durante la vida inicial de la planta la predicción es muy imprecisa y dependerá fundamentalmente de la información proporcionada por los fabricantes y de la experiencia de los ingenieros de planta.

Obviamente, esta predicción mejorará con la vida de la planta y, en consecuencia, la carga de mantenimiento correctivo podrá ser planificada con mayor precisión.

La decisión crítica a este respecto es fijar el nivel de repuestos en existencias. Cuanto más se tenga, menor será el coste de indisponibilidad en caso de fallo, y además será más fácil organizar el mantenimiento correctivo; pero por otro lado, los costes de inmovilizado serán cada vez mayores.

El problema del gestor de mantenimiento es minimizar la suma de estos costes, para lo que es esencial identificar las unidades o los equipos críticos en la planta y asegurarse de que se adopta el mejor plan de mantenimiento correctivo.

2.4. Mantenimiento basado en la condición

El mantenimiento realizado en base al deterioro significativo de un equipo, señalado por la variación de un parámetro controlado e indicativo del funcionamiento o rendimiento de dicho equipo, se denomina "Mantenimiento según condición o estado", también llamado "Mantenimiento Predictivo".

El mantenimiento según condición difiere del mantenimiento por avería (correctivo) y del realizado a plazo fijo en que requiere el control de algún parámetro indicativo del funcionamiento del equipo a mantener.

En general, el mantenimiento según condición será más eficiente y flexible que cualquiera de los otros tipos de mantenimiento. Cuando haya indicación de deterioro se puede programar la parada del equipo con anterioridad al fallo. Por otra parte, se puede reducir la cantidad de piezas sustituidas innecesariamente con carácter preventivo; mientras que si las consecuencias del fallo son catastróficas, la condición o

parámetro controlado puede ser empleado para indicar un posible fallo inminente antes de que la probabilidad del mismo sea significativa.

Conociendo el estado de los equipos, puede ajustarse el plan de mantenimiento, convirtiéndose de esta forma en un plan de mantenimiento dinámico.

Entre los objetivos de otra Tesis Doctoral en curso, en la Universidad de La Rioja, está el correspondiente a la obtención de algoritmos de optimización del plan de mantenimiento dinámico en base a la condición de instalaciones eólicas.

Existen dos razones fundamentales para, en ciertas circunstancias, no aplicar el mantenimiento según la condición. Primera, no todas las causas de fallo de la planta pueden ser detectadas con antelación. Si la causa más probable de fallo de una unidad cae en esta categoría la monitorización de condiciones será de poco valor. Segunda, el control de la condición es por su propia naturaleza, costoso en mano de obra, o en equipos, o en ambos.

Únicamente si el coste de monitorización es inferior a la reducción esperada en los costes de la mano de obra de mantenimiento y de la indisponibilidad, o si la seguridad personal es un hecho relevante, es beneficioso aplicar el mantenimiento según la condición.

2.4.1. Tipos de control o condición de estado

El control de condición o estado se divide en dos clases:

- Control que puede llevarse a cabo sin interrupción de la operación del equipo
- Control que requiere la parada del equipo, o al menos alejarse de sus condiciones normales de funcionamiento

2.4.2. Métodos de control o condición de estado

La mayoría de las técnicas de control de condición o estado suponen la aplicación sistemática de los métodos comúnmente aceptados de diagnosis de fallos. El número

de métodos aplicados es muy amplio. Ciertos métodos tienden a ser asociados con determinadas plantas o industrias en particular. A continuación se detallan los métodos más comunes.

2.4.2.1. Técnicas de control en marcha

2.4.2.1.1. Inspección visual, acústica y al tacto de los componentes accesibles

La holgura de los componentes accesibles no rotativos se detecta rápidamente. Los restos de material por desgaste o corrosión, procedentes de las juntas de fricción tales como las uniones atornilladas, remachadas o embutidas, son un claro síntoma de holgura.

Un desplazamiento relativo tan pequeño como 1 mm en la interfase entre dos componentes puede percibirse por el tacto de los dedos.

Se puede aplicar una laca frágil sobre la junta para obtener una señal del desplazamiento relativo entre las partes. Generalmente, esta técnica se aplica en los tornillos y pernos del aerogenerador, en la torre, rotor, etc. Para comprobar que mantienen el par de apriete recomendado.

El movimiento entre componentes puede detectarse acústicamente y las juntas con holgura responden al golpeteo con un sonido apagado y muy amortiguado.

Las partes internas inaccesibles de las máquinas se pueden examinar usando la inspección boroscópica u otras técnicas ópticas.

2.4.2.1.2. Control de la temperatura

Las variaciones frecuentes de la temperatura de un equipo se pueden monitorizar fácilmente. Los sensores de temperatura son los termómetros, termopares, termistores, pinturas y polvos térmicos y cámaras de infrarrojos.

Dos ejemplos donde el monitorizado de temperatura nos alerta de problemas mecánicos son la temperatura del aceite en la multiplicadora, o la temperatura de los rodamientos del generador, objeto de estudio en la presente Tesis.

2.4.2.1.3. Control del lubricante

La utilización de filtros magnéticos en la salida en las unidades de lubricación es una técnica ampliamente extendida. La existencia de partículas magnéticas de material da información del estado de las superficies de las partes desgastadas de los cojinetes. Examinar el aceite y los filtros revelará la existencia de partículas en suspensión o depositadas en los filtros. Mediante el "marcado" del metal, podría identificarse que etapa planetaria de la multiplicadora es la que está presentando degradación. El marcado podría realizarse pidiendo a los fabricantes del equipo la utilización de nano indicadores incorporados en la propia estructura del acero. Al degradarse el metal, estas partículas pasan al aceite, y si cada etapa utiliza un marcado diferente, es posible identificar la etapa degradada sin abrir la multiplicadora.

Tanto el desgaste de un nuevo tren de engranajes como el inicio de la fatiga en el contacto están acompañados de pérdida de material, pero la forma de las virutas es muy distinta en ambos casos.

2.4.2.1.4. Detección de pérdidas

Se dispone de varias técnicas para la detección de fugas que incluyen los métodos de agua jabonosa. El uso de preparados específicos puede hacer el método más efectivo, capaz de detectar pérdidas tan insignificantes como 1 µl/s.

2.4.2.1.5. Monitorizado por vibraciones

Este método puede utilizarse para detectar una amplia gama de fallos en la maquinaria, teniendo una aplicación más amplia de control que cualquier otra técnica.

Por ejemplo, la medida de vibraciones cerca de los cojinetes de la máquina puede detectar y diferenciar entre desequilibrio, desalineamiento del eje, fallo de cojinetes, fallo en engranajes y otro elemento de transmisión, desgaste, cavitación y numerosos fallos más.

Aunque los métodos básicos de monitorización son simples, en muchos casos se puede extraer una gran cantidad de información procedente de las medidas si se aplican las técnicas de procesado de señal.

La medición de vibraciones requiere el almacenamiento de grandes volúmenes de datos analógicos que deben ser descargados manualmente desde el aerogenerador, posteriormente se realizan estudios de espectro de frecuencia buscando armónicos representativos del fallo. Hoy en día se están desarrollando sistemas más simples que no registran el espectro completo de vibraciones, sino que simplemente analizan las vibraciones propias de las frecuencias representativas del fallo, dando señales digitales de alerta, de tal forma que no es preciso almacenar, descargar y analizar a posteriori los datos de vibraciones de los equipos.

2.4.2.1.6. Control de ruidos

Además de la detección de sonidos espaciales, como los generados por las fugas, el control de ruidos se puede aplicar de la misma forma que la monitorización de vibraciones. Sin embargo, aunque un ruido es indicador del estado de un equipo, éste se origina a partir de la vibración de alguna parte de dicho equipo, por lo que normalmente es más efectivo monitorizar la vibración original.

2.4.2.1.7. Control de corrosión

Algunos dispositivos eléctricos cambian su resistencia a medida que progresa la corrosión. Usando probetas especiales se puede medir la velocidad de corrosión a partir de la resistencia de polarización de la probeta, ya que la simple medida del potencial entre el electrodo de referencia y el sistema indicará si existe corrosión.

2.4.2.2. Técnicas de control en parada

2.4.2.2.1. Inspección visual, acústica y al tacto de las partes en movimiento o inaccesibles

El estado de la mayoría de los componentes de las transmisiones puede examinarse visualmente de una forma rápida, así por ejemplo el estado superficial de los dientes de los engranajes nos ofrece mucha información.

Los problemas de sobrecarga, fatiga, desgaste y pobre lubricación de los engranajes pueden diferenciarse a partir del aspecto de sus dientes.

2.4.2.2.2. Detección de fisuras

La mayoría de los fallos importantes están precedidos por el crecimiento de una grieta a partir de un punto de concentración de tensiones o de un defecto del material en la superficie del componente. Los fallos por fatiga generalmente aparecen sin aviso. Sin embargo, lo que ocurre es que los inicios de las fisuras no son normalmente visibles en una inspección somera. Para superar estas dificultades se han desarrollado varias técnicas de detección de fisuras.

1. *Ensayo de líquidos penetrantes en la superficie de las fisuras*: Las fisuras hasta tamaño de 0,025 mm se pueden observar a simple vista.
2. *Ensayo de pulverizado de partículas magnéticas*: Una fisura u otro defecto que cruza las líneas del campo magnético (que se induce localmente en la superficie del material utilizando imanes tipo –U) origina que el polvo magnético se localice alrededor de la grieta sobre la superficie. La existencia de este campo y, por tanto, la fisura se localiza utilizando las partículas magnéticas.
3. *Ensayo de resistencia eléctrica*: La presencia de la fisura aumentará la resistencia medida entre dos probetas en contacto con la superficie. A pesar de las dificultades con la superficie de contacto, este método puede usarse para detectar y medir la profundidad de las grietas.
4. *Ensayo de corrientes inducidas*: Una bobina por la que circula corriente situada cerca de la superficie induce corrientes de Foucoult en el material. Estas corrientes se detectan o por un cambio en la inductancia de la bobina generadora o en la de otra bobina. Aunque no es necesario disponer de una superficie suave y limpia, pueden aparecer problemas de interpretación de resultados.
5. *Ensayo de ultrasonidos*: Los ultrasonidos generados en la superficie del equipo se reflejarán en cualquier superficie en el trayecto del sonido en el caso de detectarse algún fallo. El tiempo de retraso entre la generación del pulso del sonido y la detección de la reflexión proporciona una medida de la

distancia de la superficie a la fuente. El rango de operación normal en acero se encuentra entre 0,5 y 300 mm.

6. *Examen radiográfico*: Las imperfecciones pueden fotografiarse utilizando Rayos X o gamma con una fuente radioactiva y material fotográfico especial. Se pueden detectar fisuras y un cambio de espesor del 2%. El espesor suele limitarse a 50 mm. El método puede requerir desmantelar la unidad a examinar y plantea problemas asociados con la protección del personal expuesto a las radiaciones.

2.4.2.2.3. Detección de fugas

La detección por ultrasonidos puede aplicarse a las unidades fuera de servicio colocando un generador ultrasónico en el interior del equipo que se examina.

2.4.2.2.4. Ensayo de vibraciones

La respuesta de un sistema a una vibración puede revelar mucha información. Uno de los ensayos más comunes para máquinas rotativas es el de "RUN-DOWN" que se realiza cuando se está procediendo a la reducción de la velocidad que antecede a la parada total y que aplica el efecto de amplificación de las vibraciones cuando el sistema entra en resonancia.

2.4.2.2.5. Control de corrosión

Además de los métodos descritos en servicio, el avance de la corrosión se puede determinar instalando probetas en el equipo y retirándolas periódicamente para su posterior medida y pesada. Las medidas de espesor por ultrasonidos detectarán el cambio en las dimensiones debidas a la corrosión.

2.4.2.3. Técnicas de control de condición de aplicación general

Sólo tres de las técnicas de control de la condición descritas anteriormente pueden ser consideradas como verdaderos métodos de control de "aplicación general". Estas

son el control de temperatura, de lubricación y de vibración. En cada uno de los tres, el parámetro que se está controlando contiene información que ha sido transmitida por la máquina.

Estas tres técnicas se describen con mayor detalle en apartados posteriores.

2.4.3. Control de lubricantes

No es posible examinar los elementos de trabajo de una máquina compleja en operación, ni tampoco conveniente desmontar la máquina. Sin embargo, el aceite que circula a través de esta máquina muestra las condiciones en que se hallan las partes de la misma con las que se encuentra durante su recorrido. Analizar el aceite y alguna de las partículas que arrastra, permite controlar el estado del equipo en carga o parada. Para ello se utilizan varias técnicas, algunas de ellas muy simples y otras que requieren ensayos laboriosos y equipos caros.

2.4.3.1. Técnicas de control de lubricantes

El examen de lubricantes puede revelar los residuos depositados, las partículas en suspensión o el estado del aceite propiamente dicho.

Residuos depositados

De las partículas arrastradas por el lubricante, las más grandes pueden ser recogidas en filtros o colectores magnéticos.

1. *Filtros:* La cantidad de residuos acumulados en un filtro se controla en operación midiendo la presión diferencial a través del filtro. La extracción del filtro, que se puede hacer con la máquina en marcha si está convenientemente diseñada, y el posterior análisis de los residuos con el microscopio para establecer su tamaño y contorno, y con un espectrómetro para determinar su composición, proporciona un método para detectar cambios significativos en alguno de los componentes que han estado en contacto con el lubricante.

2. *Colectores magnéticos de residuos*: Son un medio adecuado para la recogida de componentes ferrosos. Las placas magnéticas pueden diseñarse para ser desmontadas fácilmente con la máquina en operación. El colector magnético se puede examinar sin extraerse, dando una indicación de la composición de los residuos.

Residuos en suspensión

Las partículas más pequeñas arrastradas por el lubricante permanecerán en suspensión. Está confirmado que el análisis de las partículas en suspensión avisa más rápido de daños en los componentes de la máquina. Para realizar las medidas cuantitativas hay que tener en cuenta las pérdidas de lubricante durante el funcionamiento y el efecto diluyente del relleno del aceite fresco sobre los residuos.

1. *Análisis del aceite con espectrómetro (SOA)*: La concentración de materiales de desgaste críticos en el aceite se determina por un espectrómetro de emisiones o con un espectrómetro atómico de absorción, y cualquiera de los dos pueden medir la concentración de los elementos. Sin embargo, sólo proporciona información acerca de la velocidad de formación y su composición porcentual, pero no proporciona información sobre su forma.
2. *Análisis ferrográfico del aceite:* Es un medio para decantar partículas magnéticas, de una muestra de aceite en substrato, distribuidas en función del tamaño. Las partículas pueden ser analizadas por concentraciones, tamaño, distribución y forma.

Estado del aceite usado

El aceite en sí mismo puede ser analizado más ampliamente como indicación de otras anomalías. Algunos de los síntomas y causas se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 1.- Ejemplo del resultado de análisis de aceite. Fuente: Elaboración propia.

Sintoma	Causas	Acción
Espuma	Exceso de agitación o paso bajo presión a través de restricciones	Revisar sistema
	Contaminación por detergentes	Cambiar aceite
Emulsión		
Se separa manualmente	Agua mezclada	Drenar el agua
Se separa con centrifugación	Agua mezclada	Cambiar el aceite
Color oscurecido	Oxidación del aceite	Cambiar aceite
	Exceso de temperatura	
	Combustión o existencia de otros productos en el aceite	

2.4.3.2. Anomalías detectadas mediante el control de lubricantes

Un cambio en la cantidad de los residuos recogidos indica un cambio en la condición de la máquina.

- Durante la puesta en marcha, el porcentaje de recogida de residuos disminuirá con el tiempo a menos que ocurra un fallo.
- Durante la vida normal, el porcentaje de residuos, su composición, tamaño y forma permanecerán constantes.

Cuando ocurra un cambio, el conocimiento de las variaciones en la composición de los residuos ayudará a determinar qué componente de la máquina ha cambiado.

Las partículas normales tienden a ser planas, mientras que las desprendidas por corte o abrasión suelen tener forma de espiral. La fatiga de superficie produce partículas angulares más largas.

Un análisis simple de la cantidad de residuos recogidos en filtros o placas magnéticas indicará daños en los cojinetes o superficies de deslizamiento, tales como engranajes u otros componentes de la transmisión. El uso de la espectrometría o ferrografía enriquecerán este control con datos que ayudarán en la determinación de los componentes dañados.

2.4.4. Control de temperatura

El control de la temperatura del componente de una máquina persigue uno de estos tres propósitos:

1. Permitir controlar manualmente la temperatura de un proceso o comprobar que está siendo controlada adecuadamente.
2. Detectar un incremento en la generación de calor debido a alguna disfunción, como por ejemplo un cojinete dañado.
3. Detectar cambios en la transmisión de calor de una máquina al exterior, causado por cambios en algunos de sus componentes tales como: Fallo en el circuito de refrigeración del generador.

El primer punto se aplica con mucha frecuencia; sin embargo, el uso del control de la temperatura para la detección de disfunciones generales no es tan utilizado, ya que hasta ahora no se disponían de modelos térmicos del correcto funcionamiento de los equipos como los generados en la presente Tesis.

2.4.4.1. Localización de las medidas de temperatura

El control puede llevarse en un punto en el interior de un equipo, por ejemplo: temperatura del aceite de la multiplicadora, de la superficie de un componente o un rodamiento. Las medidas superficiales suministrarán información más general sobre la generación de calor en una máquina, y sobre las vías de transmisión de calor a la superficie exterior o de intercambio de calor.

Desafortunadamente, la medida de temperatura superficial es más compleja que la de inmersión, dada la fuerte discontinuidad del perfil de temperaturas que habitualmente se presenta en la superficie y que es fácilmente modificado por la instalación de sensores de temperatura. Por lo tanto, los sensores para medición en superficies deben restringirse a pequeños dispositivos como termopares, o sensores sin contacto, como medidores por radiación.

2.4.4.2. Instrumentos para el control de temperatura

Sensores de contacto

Los instrumentos más ampliamente usados son aquéllos que toman la temperatura del cuerpo con el que están en contacto y transmiten dicha información. Pueden proporcionar la indicación de la temperatura de manera local o remota. También pueden tener alguna función como en el caso de los termostatos.

El sistema de sujeción del sensor afecta tanto a la precisión como al tiempo de respuesta, por lo que es importante un buen contacto térmico. La mejor forma para medir la temperatura de la superficie es incrustar o soldar el sensor al cuerpo. El tiempo de respuesta está relacionado con el volumen del sensor, por lo que los más pequeños acusan más rápidamente los cambios de temperatura.

1. *Sensores basados en la dilatación o expansión de líquidos:* Son los sensores más utilizados. Los termómetros de mercurio o alcohol (de vidrio), son precisos pero frágiles. Estos dispositivos se utilizan cuando la indicación se necesita que esté disponible a una distancia entre 0,5 y 2 metros del sensor. Estos instrumentos son grandes, y por lo tanto inadecuados para medidas superficiales.
2. *Sensores bimetálicos de expansión:* Se pueden fabricar compactos y se emplean ampliamente en termómetros en los que la temperatura es alta o donde se necesita un elemento robusto. No se utilizan para la medida superficial y, en general, son menos precisos que los sensores basados en la dilatación de líquidos.
3. *Termopares:* Son los instrumentos de temperatura más pequeños y adaptables. Un par termoeléctrico, también llamado termopar, consiste en dos hilos de distinto metal soldados o unidos por uno de sus extremos y abiertos por el otro. Completan el sistema de medida un par de hilos de conexión que sirven para unir los extremos del termopar con la caja de lectura, con lo cual la longitud del termopar queda extendida o prolongada hasta la misma. La sensibilidad de los termopares más usados (cobre, constantan, cromo, alumel) es de 40 μ V/ºC con una precisión de hasta 0,5ºC. Existen diversos tipos de

medidores especiales compactos para medidas de termopares tanto con baterías portátiles como alimentados por red.

Las uniones pueden ser de hasta 0,5 mm de diámetro por lo que, usando las debidas precauciones para minimizar los errores de conducción de los hilos, los termopares se pueden usar en zonas en donde el gradiente de temperatura es elevado. Son apropiados para medir la temperatura superficial. Se pueden usar a elevadas temperaturas, recubiertos para protegerlos contra la corrosión.

4. *Termorresistencias:* Se usan como sensores elementos que cambian su resistencia con la temperatura. Dicho elemento puede ser un hilo o una pequeña película pegada a una superficie. Como la resistencia de la mayoría de los metales varía sólo 0,003 Ω/ºC, estos medidores son poco sensibles y necesitan un puente con un galvanómetro muy sensible.

   Los termistores son semiconductores cuya resistencia varía rápidamente con la temperatura. Un termistor típico encapsulado en vidrio mide 1,5 mm de diámetro y es 10 veces más sensible que los metálicos. El rango de temperaturas está limitado a unos 300 ºC y la resistencia con el tiempo tiende a variar. Una aplicación típica de los termistores es la medida de la temperatura del agua de recirculación en máquinas de combustión interna. Existen también termómetros portátiles basados en termistores.

Pinturas, testigos de color y bolas

Un método muy simple de controlar la temperatura es el uso de pinturas, bolas y papeles que cambian de color a una temperatura conocida. Existen indicadores con cambios de color, reversibles y no reversibles, para la indicación de la máxima temperatura que se ha alcanzado. Las bolas indican la temperatura cuando se funden. Existen materiales que marcan un rango de temperaturas de 40 ºC a 1.400 ºC, en intervalos que varían de 3 ºC a rangos bajos, hasta 30 ºC a final de rango.

Sensores sin contacto

La radiación de energía de un cuerpo varía con su temperatura absoluta *T* y la emisividad de la superficie radiante e de acuerdo con la ley de *Stefan-Boltzmann*:

$$E = \sigma \cdot \varepsilon \cdot T^4$$

(Ecuación 2.27)

Así, se puede deducir la temperatura del cuerpo a partir de la energía radiante, sin ningún contacto directo. La mayor causa de imprecisión es la variación de la emisividad. Los métodos de medida, en orden de coste creciente son:

- *Pirómetro óptico*: Una parte importante de la radiación a unos 500 ºC se emite en el rango de frecuencia visible. Este fenómeno se usa para comparar el color de la radiación del cuerpo con un filamento caliente, lo que proporciona la lectura de temperatura con un 2% de error.
- *Pirómetro de radiación*: Se usan termopilas o celdas de sulfato de plomo para medir la energía radiante recibida de una superficie caliente, tanto en una banda particular de frecuencia (como por ejemplo infrarrojos) como en todo el espectro. La temperatura se indica en un medidor con una precisión de un 2% en el rango de temperaturas de 50 a 4.000 ºC. El ángulo de visión varía entre 3º y 15º.
- *Cámara infrarroja*: Permite obtener un perfil de temperatura en escala de color sobre un monitor de televisión. Cubren un rango de 20 a 2.000 ºC y tienen una resolución de 0,2 ºC a 20 ºC. Estos equipos a pesar de ser muy caros ofrecen aplicaciones muy valiosas como por ejemplo la detección de puntos calientes.

2.4.4.3. Averías detectables mediante el control de temperatura

Además de la función principal del control de la temperatura como comprobación de que el proceso o sistema funcionan correctamente, hay varios tipos de fallos que se pueden detectar mediante el control de temperatura:

- *Daños en rodamientos*: Los daños sufridos tanto por rodamientos como por cojinetes lubricados por grasa o aceite producirán un incremento en la generación de calor. Puesto que los cojinetes no incorporan un sistema de refrigeración controlado por temperatura, este incremento de calor se traduce en un aumento de temperatura en la superficie del soporte del cojinete. Esto se puede detectar mediante un sensor colocado en la superficie (como un termopar) o, incluso mejor, por la diferencia de temperaturas de dos sensores montados uno en la superficie y otro a una pequeña distancia bajo la superficie. Cualquier contacto superficial en el cojinete, producido como resultado de un daño o desgaste, producirá calor que deberá ser transmitido a alguna superficie exterior para poder ser eliminado, pudiendo detectarse en la superficie.
- *Fallos de refrigeración*: Los fallos de lubricación o refrigeración se pueden detectar por una elevación de la temperatura en algún punto de la superficie del equipo. Estos fallos pueden proceder de un mal funcionamiento de la bomba por problemas internos o fallos del accionamiento, bloqueo de la tubería, válvula o filtro, o un daño en el intercambiador del refrigerante.
- *Incorrecta generación del calor:* Una combustión incorrecta en una máquina de combustión interna o un fallo en el circuito de recirculación del aceite de la multiplicadora puede causar una distribución de temperaturas irregular en la carcasa. Una serie de termopares adecuadamente localizados cuyas salidas sean registradas, puede mostrar una distribución irregular o un cambio en la misma. Para controlar rápidamente grandes zonas, se pueden utilizar pinturas sensibles a la temperatura o cámaras infrarrojas.
- *Depósitos de materiales:* Los depósitos de residuos o sedimentos, de cenizas o polvo de los anillos rozantes en superficies o conductos, provocarán el aumento de aislamiento térmico, y por tanto, variaciones de temperatura en las superficies donde se depositen.
- *Daños en el aislamiento:* Cuando un elemento de la planta está aislado térmicamente, los daños en el aislamiento se pueden detectar mediante cámara de infrarrojos. Las roturas en refractarias o en aislamientos darán lugar a puntos calientes o fríos.

- *Fallos en componentes eléctricos:* Cuando una conexión eléctrica no es buena, se genera calor por la resistencia de contacto entre los componentes, el cual puede ser fácilmente detectado mediante una cámara de infrarrojos. Por ejemplo, las líneas de alta tensión o los armarios eléctricos se controlan regularmente para detectar fallos en cables, conexiones, aisladores, etc. usando cámaras operadas desde un helicóptero. Fallos en componentes como rectificadores, tiristores y devanados se detectan como puntos fríos.

2.4.5. Monitorización de vibraciones y ruidos

Todas las máquinas vibran. Es difícil equilibrar las partes móviles, por lo tanto las vibraciones se originan en los elementos rotativos no equilibrados y en las aceleraciones de los componentes con movimiento rectilíneo. Los componentes que se mueven, rozan o giran sobre elementos adyacentes generan vibraciones debido a la rugosidad de las superficies de contacto. Las holguras en el ajuste entre componentes en contacto producen impactos. Los componentes de los cojinetes de apoyo, sometidos a esfuerzos cíclicos se deforman bajo carga y por tanto transmiten vibraciones.

Las vibraciones de la máquina producen ruido, cuyo nivel depende de la superficie de las partes vibrantes y de la eficacia de transmisión de ruido desde la máquina.

2.4.5.1. Elección entre medida de ruido o vibración

La elección entre la monitorización de ruido o vibración debe decidirse para cada situación concreta. Los niveles de ruido son a menudo más fáciles de medir puesto que no se necesita ningún instrumento en contacto con la máquina. Sin embargo, los ruidos parásitos pueden provocar interferencias. La medida de la vibración es más selectiva y más repetible, por esta razón se emplea con preferencia sobre la medida de ruidos. El transductor se coloca sobre o cerca de la parte de la máquina que se quiere comprobar. Por ejemplo, el transductor se situaría sobre el soporte del rodamiento si se quiere comprobar el estado de éste y sobre la carcasa de la bomba, si lo que interesa es detectar su cavitación. La mayoría de las vibraciones están asociadas con partes mecánicas

móviles, por tanto, el soporte del rodamiento será el lugar adecuado para la mayor parte de las medidas.

2.4.5.2. El equipo

El transductor de ruido es un micrófono que convierte señales de presión acústica en señales eléctricas. El elemento de conversión es normalmente un componente piezoeléctrico o capacitivo acoplado a un diafragma sensible a la presión.

El transductor de vibración más común, el acelerómetro piezoeléctrico, se caracteriza por su pequeño tamaño, construcción robusta y amplios rangos de frecuencia. Existen otros transductores de vibración de bobina móvil que miden velocidad, se emplean también con cierta frecuencia, pero son pesados y voluminosos. Estos transductores fueron los primeros que se emplearon para monitorizar vibraciones pero han sido sustituidos por los acelerómetros piezoeléctricos en la mayoría de las aplicaciones.

La principal desventaja de cualquier transductor basado en el efecto piezoeléctrico es que el movimiento se convierte en una corriente que se disipa en el equipo acondicionador de la señal y en el cable. Si la velocidad de cambio del movimiento es baja esta disipación afecta significativamente a la lectura. De este modo se establece un límite inferior de frecuencia para la utilización del aparato. Sin embargo, los amplificadores de corriente, con impedancias de entrada del orden de 100 GΩ, permiten la realización de medidas a frecuencias de hasta 0,1 Hz.

Todos los transductores necesitan un equipo acondicionador de la señal para convertir la señal de bajo nivel del transductor en una señal en la región de 1V r.m.s. de lectura visual, cambio de rango y posibilidad de calibración, además del amplificador básico de señal, incorporando integradores para convertir la señal de aceleración en velocidad o desplazamiento. En la Ilustración 24 se muestra el diagrama esquemático de un medidor de vibración.

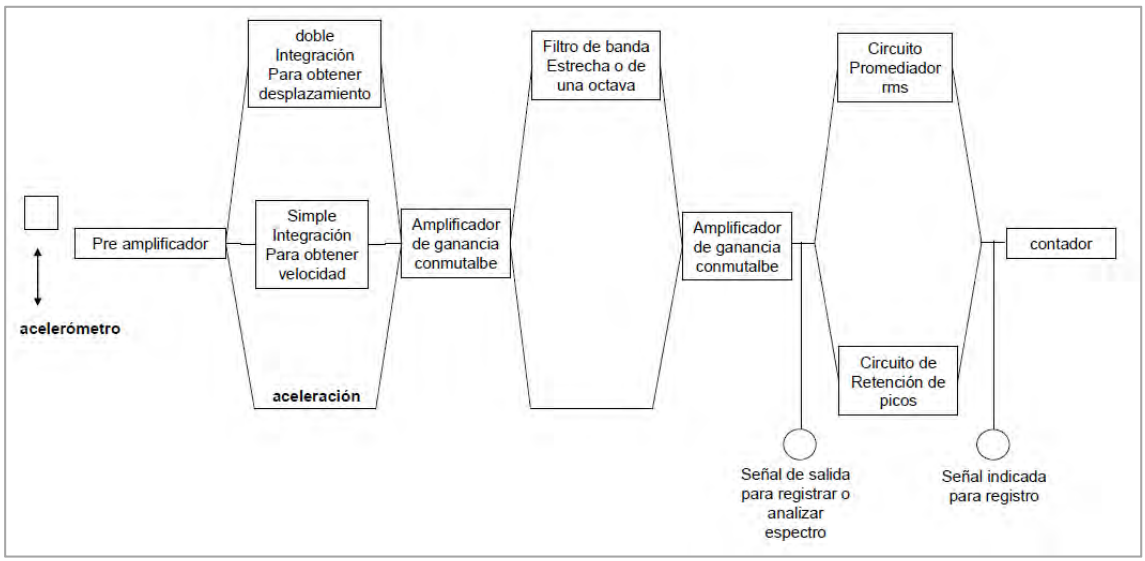


Ilustración 24.- Diagrama esquemático de un medidor de vibración. Fuente: Javier García González-Quijano.

2.4.5.3. La vibración o señal de ruido

Antes de discutir las variadas técnicas de monitorizado de señal es necesario examinar las características típicas de una vibración o señal de ruido y la forma en que se describen estas características.

La señal fluctúa temporalmente sobre un nivel medio.

La presión debida al ruido se superpone, y fluctúa, sobre la presión atmosférica. Un acelerómetro montado verticalmente está sometido a aceleración gravitacional constante además de a una vibración fluctuante. En tales casos, la componente constante se elimina en las etapas de procesamiento de la señal.

La señal puede tener una de las siguientes formas:

1. Sinusoidal pura como la que sería generada por un rotor desequilibrado. La señal está compuesta por una sola frecuencia. Para describir el tamaño de la señal se pueden usar el valor pico o el valor de la raíz cuadrada de la media de los cuadrados (r.m.s.), ya que para una onda sinusoidal están directamente relacionados, por ejemplo:

$$V_{pico} = \sqrt{2} \cdot V_{rms}$$

(Ecuación 2.28)

La señal se vuelve a repetir en periodos dados por 1/frecuencia.

2. Periódica pero no sinusoidal conteniendo como componentes muchas frecuencias discretas. La relación entre el pico y los valores r.m.s. de la señal y las magnitudes relativas de los componentes de las distintas frecuencias cambian ambas con la forma de la señal. Tal señal sería la generada por el movimiento del pistón de un motor de combustión interna y por las fuerzas de combustión. El periodo de repetición de esta señal corresponde al componente de frecuencia más bajo o fundamental, y viene dado por *1/fo*.
3. Aleatoria y no repetible. El flujo de un fluido generaría esta señal, así como el movimiento de superficies sólidas en contacto. El valor de pico no es de interés ya que, al menos en teoría, llega a infinito en periodos infinitesimales. En la práctica cualquier señal aleatoria tiene un límite superior de frecuencia, lo cual implica una limitación en el tamaño del pico. Así, una señal aleatoria se describe por su valor de r.m.s. y por su espectro de frecuencia, que es continuo en un amplio rango de frecuencias.
4. Cualquier combinación de sinusoidal, periódica y aleatoria, como por ejemplo, la que se puede medir en el cojinete de un pequeño motor eléctrico.

Así, cualquier señal se puede describir por una medida de sus magnitudes, por ejemplo, la raíz cuadrada de la media de los cuadrados del valor del tiempo medio, y una medida de su espectro de frecuencias.

La raíz cuadrada de la media de los cuadrados del valor del tiempo medio es la medida generalmente aceptada del tamaño de una señal. Se define por la expresión:

$$V_{rms} = \sqrt{\left[\frac{1}{T}\int_0^T V^2 dt\right]}$$

(Ecuación 2.29)

donde V es el valor instantáneo de la señal, que fluctúa sobre cero. El tiempo medio, T, debe ser mucho mayor que el periodo del componente de más baja frecuencia de la señal.

No es casualidad que el valor del tiempo medio r.m.s. sea tan ampliamente aceptado. El cuadrado de la señal de vibración o la señal de ruido es una medida del contenido energético de la señal. La energía cinética es proporcional al cuadrado del desplazamiento y la energía acústica es proporcional a la presión al cuadrado. Así, el valor r.m.s. de una señal refleja el valor medio de la energía. Por tanto, el valor medio al cuadrado de una señal se puede obtener mediante el sumatorio de los valores medios al cuadrado de las frecuencias que componen la señal, esto es:

$$(V_{rms}^{T})^2 = \sum_{n} (V_{rms}^{n})^2$$

(Ecuación 2.30)

donde *n* representa las distintas componentes de la señal. Para una señal periódica, la media cuadrática cinética total es simplemente la suma de la media de los cuadrados de cada frecuencia componente. En el caso de la señal aleatoria, la media cuadrática viene dada por el área comprendida por la curva del espectro de frecuencia. Este concepto de suma de los cuadrados de las medias de las componentes es importante cuando se trata del monitorizado de señales.

2.4.5.4. Técnicas prácticas de monitorización de vibraciones

La monitorización en marcha es el método más usado para control de vibración o ruido. A continuación se describen las técnicas aplicadas específicamente a vibraciones.

1. *Mediciones periódicas con instrumentos portátiles*. Este es un método básico que proporciona información sobre los cambios de condición o estado del equipo. Los instrumentos portátiles son utilizados intensivamente y con frecuencia por una sola persona. El intervalo entre mediciones debe ser determinado por la experiencia. Si la maquinaria controlada se avería frecuentemente, el periodo entre mediciones deberá acortarse. En

cualquier caso la frecuencia de medición puede ajustarse con la experiencia de cada tipo de máquina en relación con la frecuencia de averías, gravedad de los efectos de la avería y el grado de precisión ofrecido por el tipo de instrumentación utilizada.

2. *Monitorización continua con instrumentos instalados permanentemente.* La monitorización continua se emplea cuando los fallos de la máquina ocurren muy rápidamente y/o cuando los resultados del fallo son totalmente inaceptables.
3. *Monitorización continua de frecuencias específicas.* Se trata de una técnica que comienza a utilizarse últimamente. Consiste en la medición de las frecuencias características de un fallo y avisar en caso de la aparición de dichas frecuencias.

2.4.5.5. Localización de los puntos de medición y montaje de transductores

La localización de los transductores depende del tipo de defecto que se desee controlar. Es importante situar los transductores en elementos de máquinas que transmitan apropiadamente la vibración.

Los materiales tienen masa y son elásticos, cada componente tendrá una frecuencia natural a la que vibrará con mayor magnitud en repuesta a una excitación dada. Los componentes no responderán significativamente a excitaciones con frecuencias muy por encima de su frecuencia natural.

Para que la vibración alcance al transductor es importante montar éste sobre un componente que tenga una frecuencia natural elevada, por ejemplo un componente rígido. No sería adecuado montarlo sobre un elemento flexible de la carcasa, ni tampoco sería realista utilizar accesorios endebles para sujetarlo a la máquina.

2.4.5.6. Análisis de frecuencias

En muchas situaciones, un cambio en la vibración, indicativo de problemas, a una frecuencia determinada, puede ocultarse tras una vibración dominante, pero aceptable a otra frecuencia. En estos casos el análisis de frecuencia es fundamental.

Cuando se conoce de antemano la frecuencia de vibración asociada a un problema de mantenimiento, el análisis de frecuencias proporciona indicaciones adicionales muy útiles.

En el proceso de análisis de frecuencias se utiliza una red de filtros eléctricos para rechazar parte del espectro de frecuencias, permitiendo que pase el resto del espectro a través del filtro.

2.4.5.7. Monitorización de señales pico

Algunos tipos de mal funcionamiento de máquinas, tales como fallo en cojinetes, producen impulsos que se transmiten al transductor. Un cojinete o rodamientos de bolas picado, por ejemplo, emite un impulso cada vez que una bola entra en contacto con la picadura. Esto produce un incremento del nivel de vibración r.m.s., especialmente a la frecuencia de impacto, por lo que tiene un mayor efecto en el pico de vibración. El ratio de nivel de vibración pico frente al nivel de vibración r.m.s. es una medida de la cantidad de daño generado por el impulso.

2.4.6. Métodos de diagnóstico en el mantenimiento predictivo

2.4.6.1. Diagnóstico basado en modelos

Independientemente de la técnica de control utilizado se puede emplear el diagnóstico basado en modelos. Que se caracteriza por emplear un modelo de la planta o sistema bajo consideración. El modelo se emplea para generar salidas que mediante un análisis posterior permiten determinar la ocurrencia de un fallo o el cambio a un estado que precede a la ocurrencia del fallo.

Una de las posibilidades que se tiene al hacer diagnóstico basado en modelo es generar mediante dicho modelo las series que son captadas con los sensores que funcionan en el sistema bajo estudio.

En la Ilustración 25 se muestra el esquema de este procedimiento.

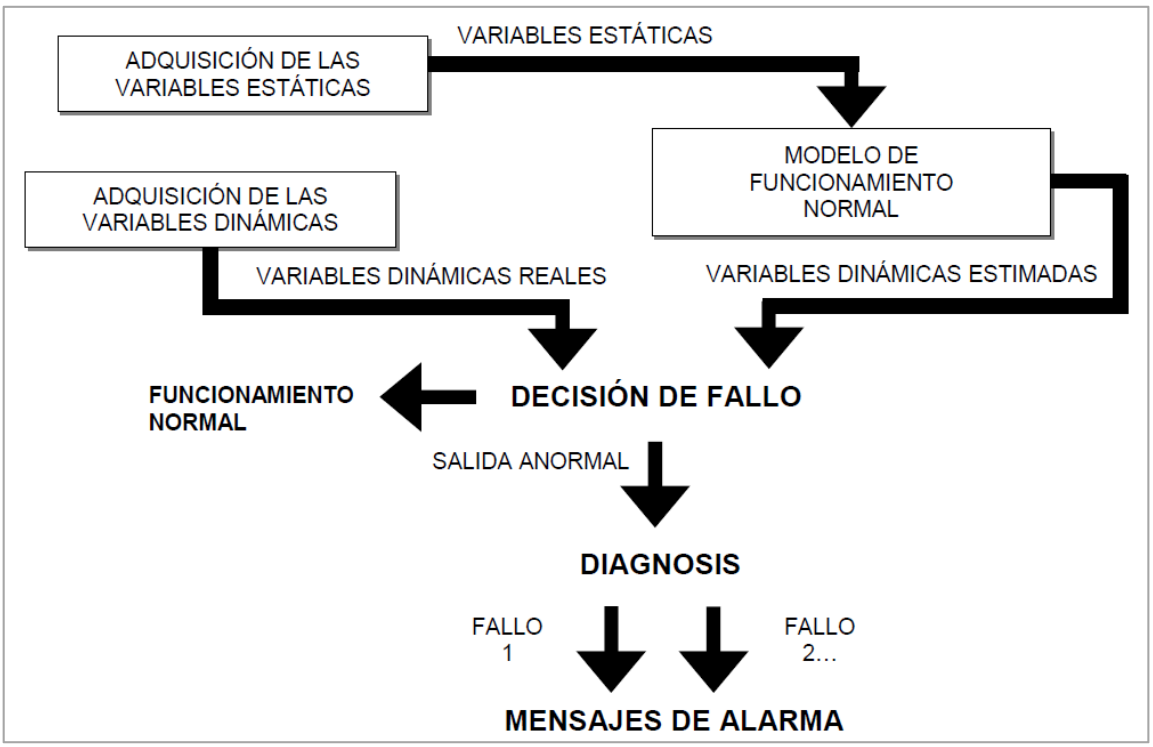


Ilustración 25.- Esquema del mantenimiento basado en modelos. Fuente: Javier García González-Quijano.

Las medidas registradas por los sensores son comparadas con los valores generados por el modelo de funcionamiento normal. A partir de las discrepancias se concluye la presencia o ausencia de fallo.

2.4.6.2. Mantenimiento predictivo basado en sistemas expertos

Los Sistemas Expertos (S.E.) son una parte de la inteligencia artificial (I.A.), rama de la informática que intenta conseguir que los ordenadores simulen la inteligencia humana.

Un Sistema Experto es un desarrollo de software interactivo que contiene la experiencia, conocimiento y habilidad, propios de una persona o grupos de personas especialistas en un área particular del conocimiento humano, de manera que permitan resolver problemas específicos de esa área, de manera inteligente y satisfactoria.

Los dos componentes principales de cualquier Sistema Experto son una Base de Conocimientos y un Programa de Inferencia, o también llamado Motor de Inferencias.

Los Programas de Inferencia manipulan la información almacenada en la base de conocimiento mediante procesos de búsqueda y comparación de patrones.

2.4.6.2.1.Los sistemas expertos y el mantenimiento predictivo

En el campo del mantenimiento predictivo los sistemas expertos se utilizan fundamentalmente como herramientas de diagnóstico. Se pretende que el programa pueda determinar, en cada momento, el estado de funcionamiento de sistemas complejos, anticipándose a los posibles incidentes que pudieran acontecer. Así, usando un modelo informático del razonamiento de un experto humano, proporciona los mismos resultados que alcanzaría dicho experto[18].

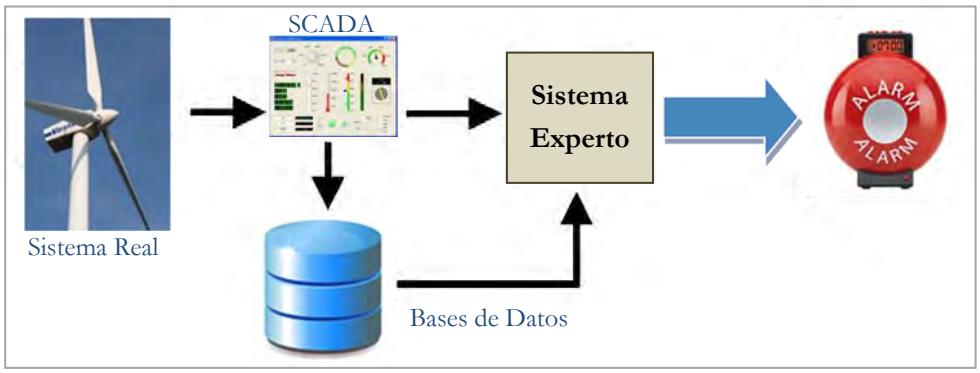


Ilustración 26.- Sistemas expertos y mantenimiento predictivo. Fuente: Elaboración propia.

2.4.6.3. Mantenimiento predictivo basado en redes neuronales

Las redes neuronales artificiales son una representación del cerebro humano que intenta simular su proceso de aprendizaje. El término artificial indica que las redes neuronales se implementan en un ordenador capaz de realizar el gran número de operaciones que conlleva el proceso de aprendizaje.

18 Considerando que el modelo fuese perfecto, pero hay ciertas capacidades de la mente humana, como la intuición, que no son replicables.

2.4.6.3.1.Componentes de una red neuronal artificial.

Aunque hay una gran variedad de redes neuronales, todas ellas tienen una estructura común. Al igual que en el cerebro humano, una red neuronal está formada por neuronas y las conexiones entre ellas. Las neuronas intercambian información entre ellas a través de las conexiones que las unen. Estas conexiones están caracterizadas por un parámetro llamado peso que sirve para dar más importancia a unas conexiones frente a otras.

La Ilustración 27 muestra la estructura general de una neurona artificial.

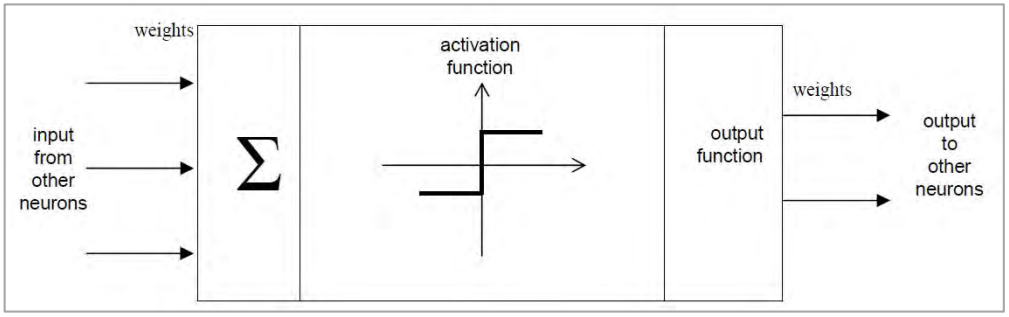


Ilustración 27.- Esquema de una neurona artificial. Fuente: Javier García González-Quijano.

2.4.6.3.2. Las redes neuronales y el mantenimiento predictivo

En el campo del mantenimiento predictivo las redes neuronales pueden ser empleadas de diversos modos. Pueden usarse para modelar el sistema en cuestión, de modo que pueda hacerse una comparación entre las salidas del sistema y las de la red neuronal. Las discrepancias pueden ser un indicativo de un funcionamiento anómalo del sistema. También puede usarse su capacidad para discernir la pertenencia a una clase u otra de los datos que llegan a la red. Otra manera de emplear las redes neuronales es predecir las salidas futuras de una serie determinada, de manera que sea posible anticiparse a los fenómenos que pudieran ocurrir en el sistema.

2.4.6.4. Sistema experto para la detección y diagnóstico de potenciales desgastes, malfuncionamientos o degradaciones, así como la determinación de la vida residual de los equipos.

2.4.6.4.1. Introducción a un sistema experto de optimización dinámica del mantenimiento

El final último de los sistemas expertos es poder adelantarse al fallo y por tanto adaptar las tares de mantenimiento en base a la condición real de los equipos, esto alimenta a un sistema de cálculo de planes de mantenimiento dinámico. En apartados sucesivos se describe el concepto del sistema de optimización de las tareas de mantenimiento en instalaciones eólicas.

Para poder conocer el estado real de los equipos y estimar el tiempo de reacción que dispone el explotador de un parque eólico es necesario el desarrollo de los siguientes sistemas:

Sistema inteligente de detección de malfuncionamientos y procesos de desgaste

Es necesario desarrollar algoritmos, agentes inteligentes y arquitecturas informáticas apropiadas para la detección de malfuncionamientos y procesos de desgaste o degradación.

Dichos algoritmos estarán basados en los modelos de comportamiento operativo normal de los equipos y en los valores de variables monitorizadas. En el apartado 6. Estudios realizados, se describen las variables y modelos sugeridos.

La misión de los algoritmos es determinar si un equipo ha pasado de un estado normal a un estado de malfuncionamiento o ha aparecido un determinado fenómeno de desgaste. Se pondrá especial énfasis en la consideración de falsos positivos o negativos.

Sistema inteligente de diagnóstico

Una vez detectado un malfuncionamiento, es necesario saber que es lo que está fallando para poder acomodar las tareas de mantenimiento, es decir, es necesario que y como está fallando para saber que materiales, impacto, etc.

puede tener la potencial avería. Para cubrir esta necesidad el sistema inteligente capaz de diagnosticar la causa raíz u origen de un malfuncionamiento o degradación.

Detectada una anomalía y utilizando la base de datos de los posibles modos y causas de fallo de los componentes de la instalación, el sistema de diagnóstico deberá identificar el origen del fallo entre las posibles alternativas, las cuales se habrán caracterizado convenientemente con anterioridad.

La utilización del tipo de método de diagnóstico (métodos de clasificación: reconocimiento de patrones, clasificación de Bayes, clasificación geométrica, etc., métodos de inferencia: árboles de fallos, razonamiento aproximativo, sistemas difusos, etc. u otros) dependerá fundamentalmente del conocimiento que se tenga del funcionamiento de los componentes de la instalación bajo estudio. Es decir, si el conocimiento disponible se puede representar de forma heurística, como resultado de un aprendizaje por la experiencia y por la aplicación de métodos de prueba-error, o de forma analítica, a partir de leyes físicas o medidas cuantitativas.

Sistema inteligente para la estimación de la vida remanente de los equipos

Para que el mantenedor sepa que ventana temporal dispone para organizar sus tareas de mantenimiento es necesario conocer el tiempo de vida remanente del equipo, de tal forma que pueda acomodar las actividades mantenedoras en los momentos de menor impacto económico. Para cumplir este objetivo, un sistema inteligente deberá efectuar la prognosis de la evolución de los fenómenos degradatorios detectados, la estimación de la evolución temporal de la fiabilidad de los dispositivos y el cálculo de la vida remanente de los mismos.

Los modelos temporales de degradación que se utilicen estarán fundamentados en el conocimiento del estado operacional o de degradación diagnosticado en tiempo real para el equipo en cuestión, obtenido a partir de la aplicación de los métodos propuestos en las tareas anteriores y teniendo en

cuenta las condiciones específicas de servicio (operativas y ambientales) que le afectan.

2.4.6.4.2. Definición de un sistema de detección, diagnóstico y estimación de vida remanente para explotación eólica.

Un sistema inteligente de detección, diagnóstico y predicción para explotación eólica deberá ser capaz de analizar ***variables críticas*** y otras ***relevantes*** de los aerogeneradores y para ello se aplicarán técnicas ***AMFEC***. Por tanto en una primera fase se analiza la operativa de los aerogeneradores de forma que se definan los modos de fallo del sistema, la mecánica del fallo y por consiguiente los elementos críticos en los que habrá que hacer un mayor seguimiento.

Este conjunto de datos medidos en los diferentes elementos de los aerogeneradores se almacenarán en una base de datos única (***Data Warehouse***). Estos datos tratados se convertirán en información y dicha información dará lugar a una posible detección de anomalías. Dentro de esta enorme masa de datos existe una gran cantidad de información "oculta", de gran importancia estratégica, a la que no se puede acceder por técnicas clásicas de recuperación de información. El descubrimiento de esta información "oculta" es posible gracias a técnicas como ***minería de datos***, computación evolutiva, ***lógica difusa*** y ***redes neuronales***, entre otras, que aplican técnicas de inteligencia artificial para encontrar patrones y relaciones dentro de los datos partiendo de la creación de modelos, es decir, representaciones abstractas de la realidad.

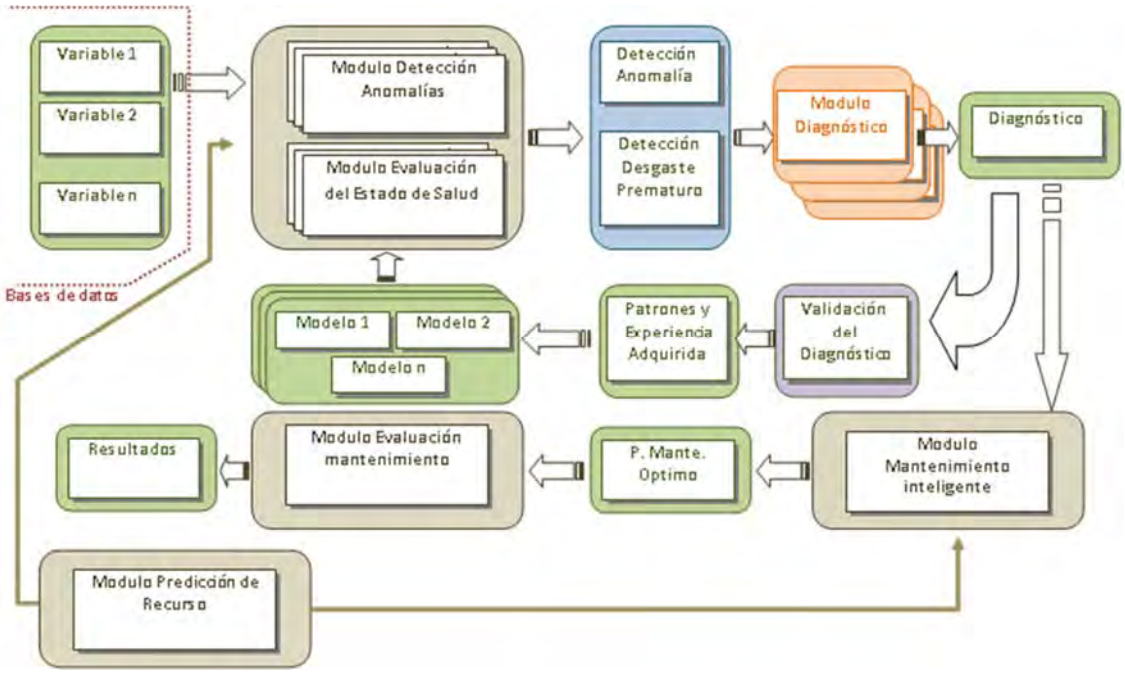


Ilustración 28.- Esquema conceptual del Sistema Inteligente de Detección, Diagnóstico y Pronóstico, con optimizador de planes de mantenimiento dinámico presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

El sistema podrá analizar la información recibida de las variables críticas del sistema y comparando dichas señales con modelos, patrones aprendidos, y aplicando otras técnicas matemáticas y estadísticas, determinará si se está produciendo una posible anomalía y la causa de dicha anomalía. Conocida la anomalía el sistema propondrá una solución en forma de planes de mantenimiento optimizados y actualizados o recomendaciones de operación. En el caso de sistemas de aprendizaje continuado, el diagnóstico deberá ser validado antes de pasar a formar parte de la biblioteca de conocimiento adquirido, de esta forma se evita que el sistema dependa de falsos positivos[19].

Vamos a ver en los siguientes apartados algunos ejemplos de casos de detección, diagnóstico y prognosis.

19 Se considera falso positivo aquella situación en la que el sistema considera que el equipo puede estar presentando un comportamiento anómalo y sin embargo el funcionamiento está siendo correcto, pero que no ha sido considerado previamente por el modelo y por eso no lo reconoce.

2.4.6.4.2.1. Detección

Definimos detección como la capacidad del sistema para interpretar a partir de una información que el funcionamiento de los equipos no corresponde con el funcionamiento operativo definido por los modelos, o por la discrepancia entre la medición actual de una determinada variable y su tendencia natural. El proceso de detección se resume en el siguiente esquema.

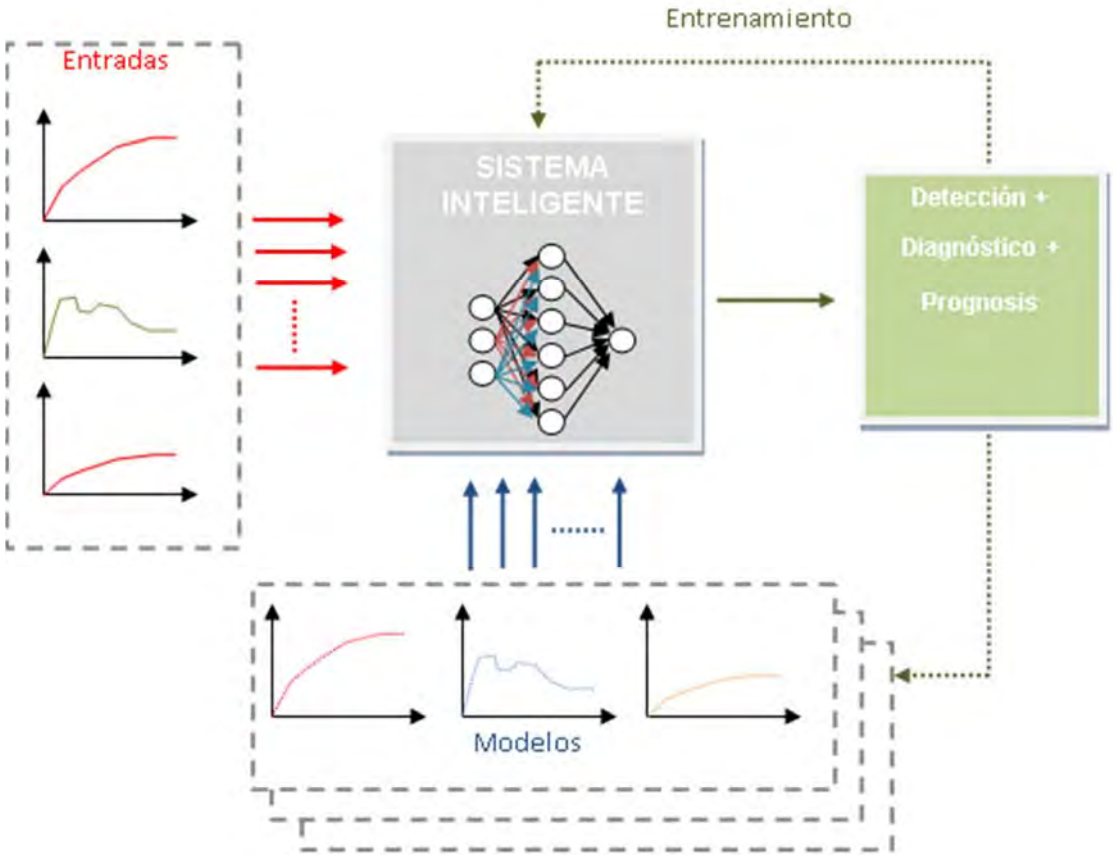


Ilustración 29.- Módulo de Detección de Anomalías presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

1. El sistema debería ser capaz de detectar falsos malfuncionamientos del sistema y tratará las señales de tal forma que no se disponga de información errónea en las bases de datos. Generalmente, hace falta supervisión experta para la interpretación de los datos.

Por ejemplo, en la medición de la temperatura de aceite de la multiplicadora se detecta un cambio brusco e instantáneo. El sistema corregiría este dato de temperatura medida, ya que dadas las características de la temperatura, ésta no puede sufrir variaciones bruscas instantáneas al tratarse de una variable continua. Se aplicarían para ello técnicas estadísticas, como regresiones y otras técnicas basadas en la tendencia para simular la evolución esperada. En las siguientes imágenes se muestran diferentes casos y la forma en que procederá el sistema.

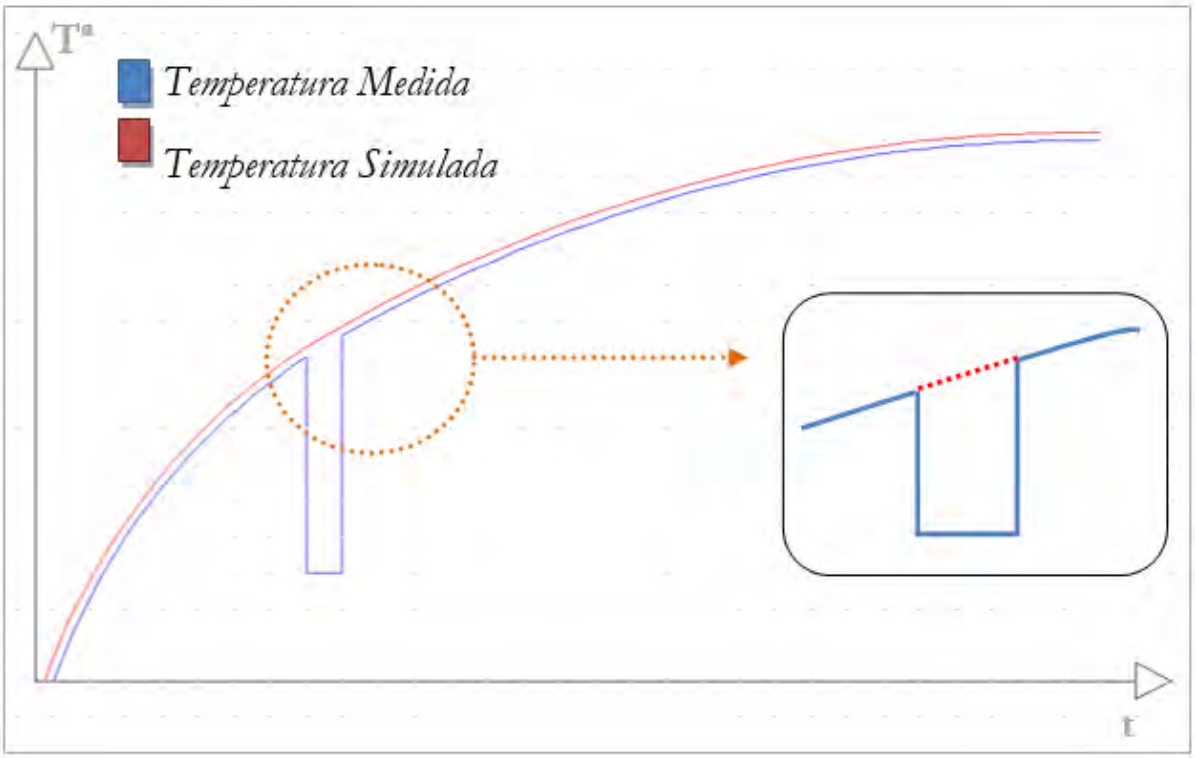


Ilustración 30.- Curva Ejemplo 1, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Vemos que si hay pérdida de señal o es defectuosa por un breve periodo de tiempo el sistema interpretará que fue un fallo en la medición, pero no un malfuncionamiento, y los valores discretos calculados pasarán a formar parte de la base de datos una vez se ha recuperado la señal.

Es posible que dicha pérdida de señal se prolongue en el tiempo o incluso siendo pérdidas instantáneas, estas sean repetitivas, en tal caso el sistema deberá identificar que se está produciendo un posible malfuncionamiento en el elemento de medida, pero no en el equipo en sí, de tal forma que de un aviso al operador.

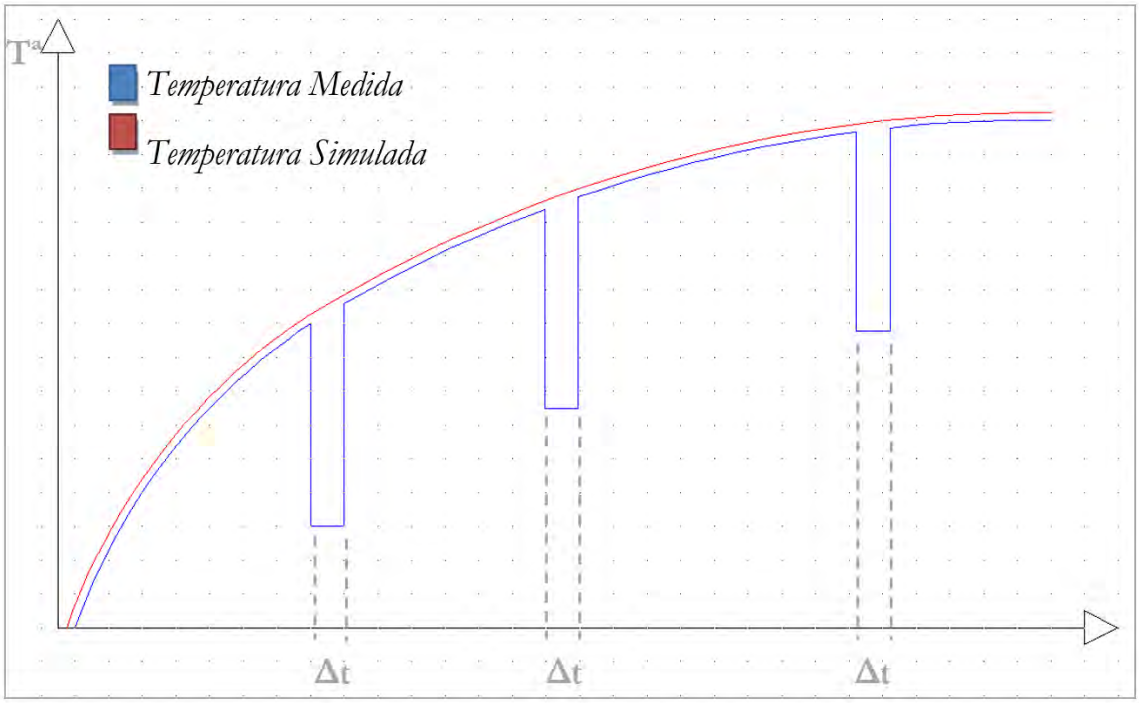


Ilustración 31.- Curva Ejemplo 2, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Según la representación anterior, **el sistema será capaz de interpretar que el equipo de medida está fallando, pero el equipo está funcionando correctamente.** Si una vez desaparecido el dato se recuperan los valores reales de Δt_1, Δt_2 y Δt_3 significará que se ha producido un error en las comunicaciones y no en el sensor (ya que el dispositivo de medida incorporará una memoria ***FIFO***[20] que asegure continuidad en el flujo de datos en el caso de pérdida de señal); si los datos no se

20 FIFO: First Input First Output: El primer dato que entra en el dispositivo será el primero en salir, es como si los datos se pusieran en fila para entrar en la base de datos. El otro tipo de memoria sería LIFO, Last Input First Output, en las que el último dato en llegar es el primero en salir, es como si los datos se colocasen apilados, de tal forma que para llegar a un dato inferior antes hay que quitar los superiores.

recuperan correctamente significará un malfuncionamiento del equipo de medida y el sistema dará el aviso correspondiente en ambos casos para modificar los ***planes de mantenimiento*** y solventar la deficiencia antes de un colapso definitivo del equipo de medida.

El sistema, al detectar estas faltas de coherencia en las señales analizará otras señales relacionadas con el equipo para llegar a un diagnóstico del posible malfuncionamiento. Volvamos al mismo ejemplo anterior del sensor de temperatura en el grupo hidráulico del aerogenerador, en este caso la señal del sensor cae definitivamente, pero ello no implica un malfuncionamiento del equipo crítico:

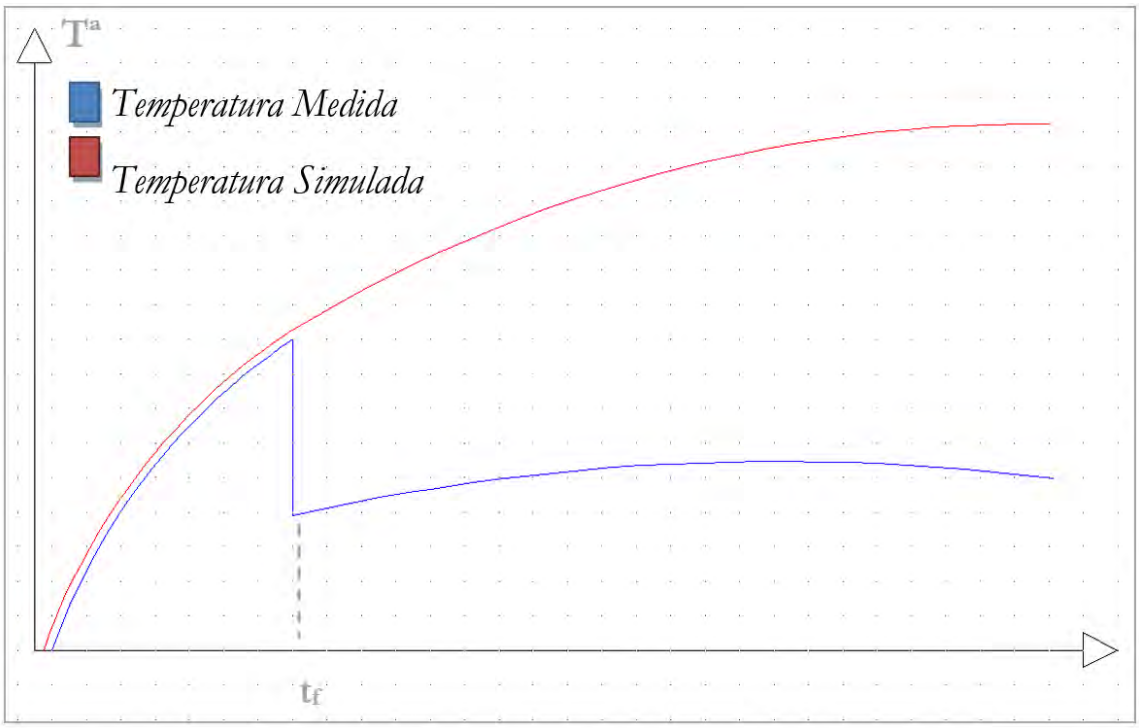


Ilustración 32.- Curva Ejemplo 3, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Cuando suceda algo similar el sistema analizará el resto de variables asociadas al equipo, por ejemplo la presión en el interior del grupo hidráulico y las vibraciones de los compresores. Esto mismo dicho de forma general, el sistema deberá analizar todas las variables necesarias para realizar un diagnóstico fiable en base al conocimiento experto.

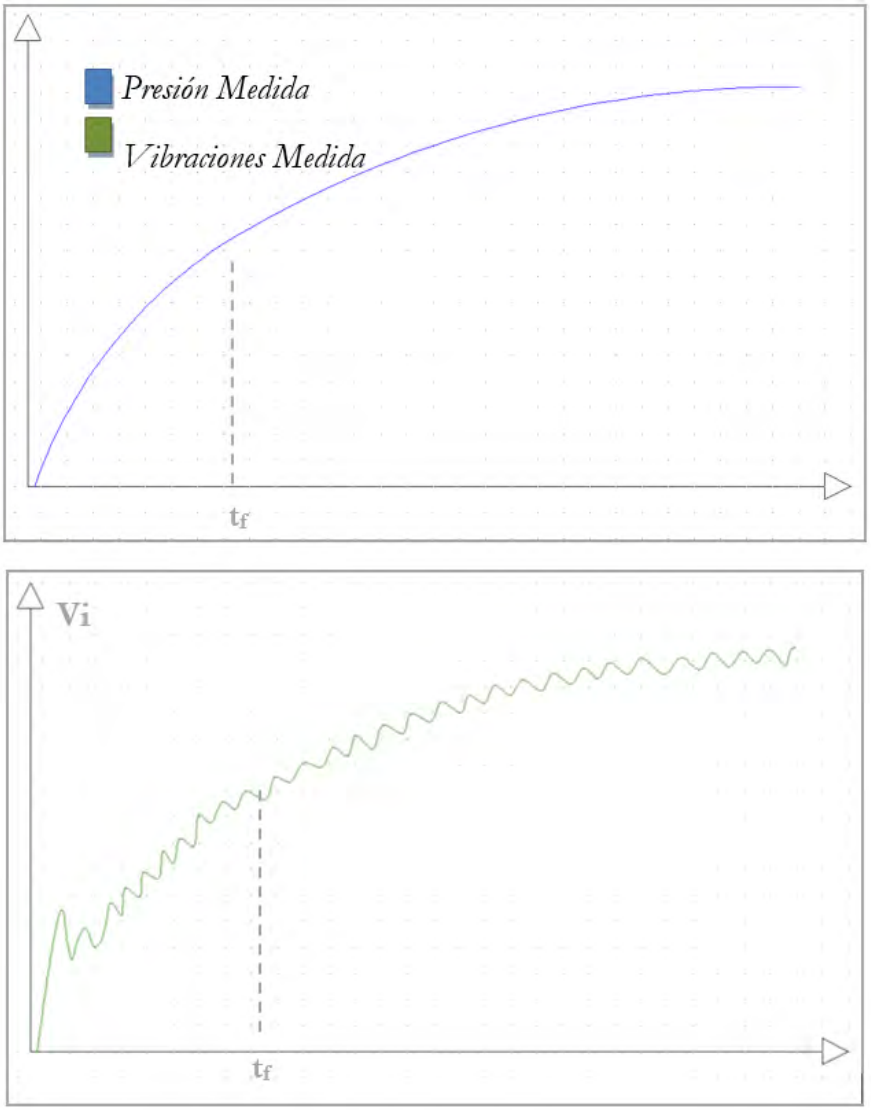


Ilustración 33.- Curva Ejemplo 4, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

En este caso el sistema observa que el resto de variables del grupo hidráulico son correctas según los modelos de funcionamiento operativo y por tanto concluye que el fallo es un error de lectura y simulará los valores de la variable perdida, indicando que se trata de un valor simulado. Es necesaria su simulación ya que dichos valores pueden ser utilizados en la monitorización y control de otras ***variables críticas***. En la pantalla de monitorización se indicará el fallo del sensor y que valores están siendo simulados y cuales se ven afectados por la simulación.

Por el contrario, **si el sistema detecta que una señal es errónea**, inmediatamente después de la caída de señal, comenzará la simulación de la misma continuando con la tendencia previa, pero igualmente analizará el resto de señales relacionadas, al detectar que pasado un tiempo el comportamiento del resto de variables no corresponde con el modelo operativo, indicará que hay una anomalía en el equipo y detendrá la simulación de la variable perdida.

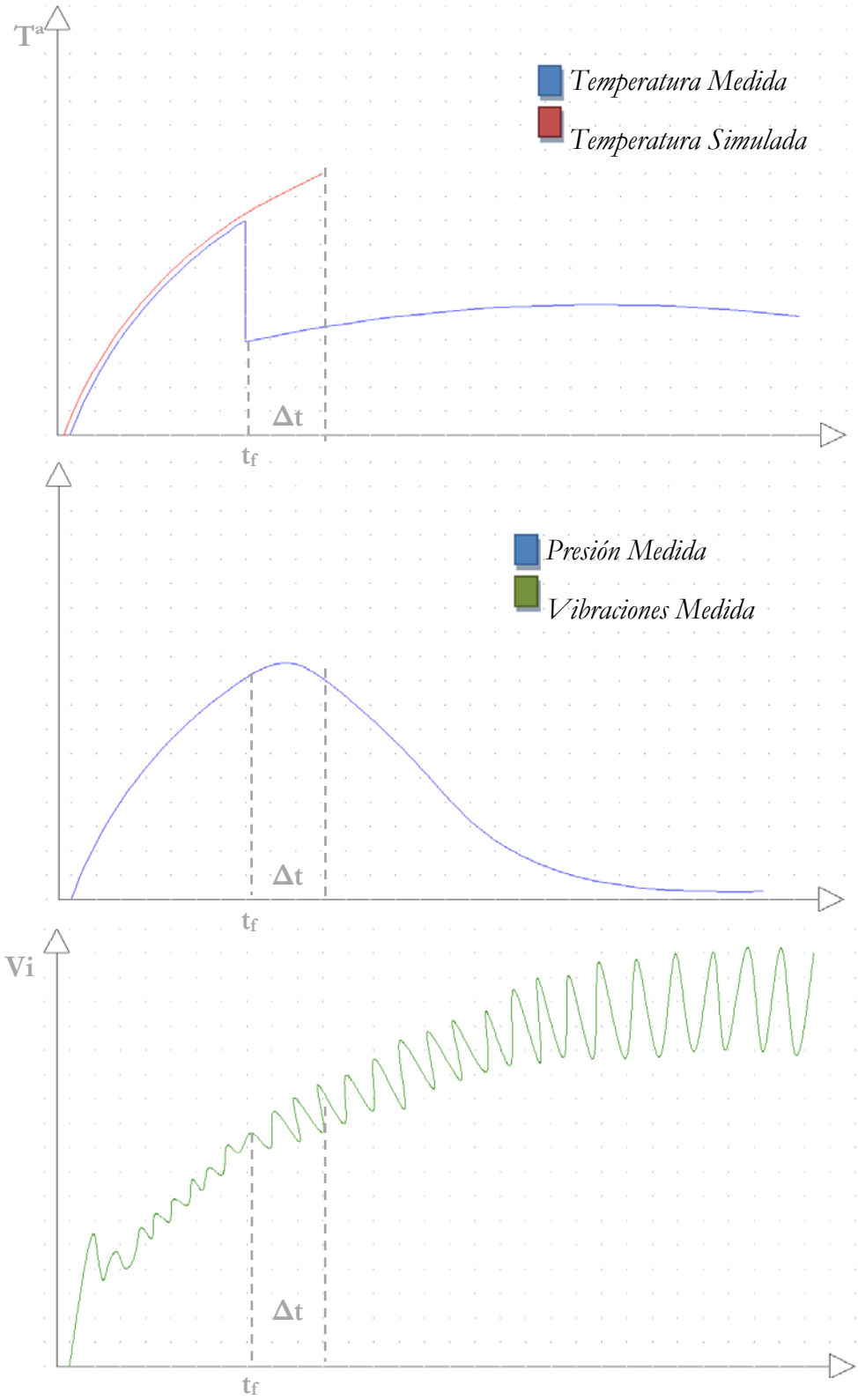


Ilustración 34.- Curva Ejemplo 5, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

El caso del ejemplo anterior puede deberse a que un objeto pesado (parte del polipasto del aerogenerador) haya caído sobre el grupo hidráulico, rompiendo el casquillo de conexión del cable en el sensor de temperatura y además alguno de los circuitos hidráulicos del grupo. Analizando las señales el sistema interpreta que se ha producido una fuga de aceite o bien una pérdida térmica por otros factores. Pero al observar las vibraciones del sistema ve una tendencia creciente, debido a que el grupo hidráulico está trabajando cada vez más vacío, luego finalmente diagnostica que se está produciendo un malfuncionamiento transcurrido en tiempo Δt (siendo este tiempo suficientemente corto para detectar el fallo sin repercusiones para el sistema).

2. El sistema detectará el fallo, bien sea un mal funcionamiento o un desgaste prematuro. Para ello, el sistema dispondrá de unos modelos de funcionamiento operativo que sirvan para comparar el estado de operación instantáneo y además sabrá como este funcionamiento operativo evoluciona a lo largo del ciclo de vida del dispositivo. Según este precepto, el sistema detecta un mal funcionamiento instantáneo, pero también detecta si la evolución de una medida a lo largo del ciclo de vida no está evolucionando conforme a los patrones de desgaste "normal" del dispositivo en cuestión.

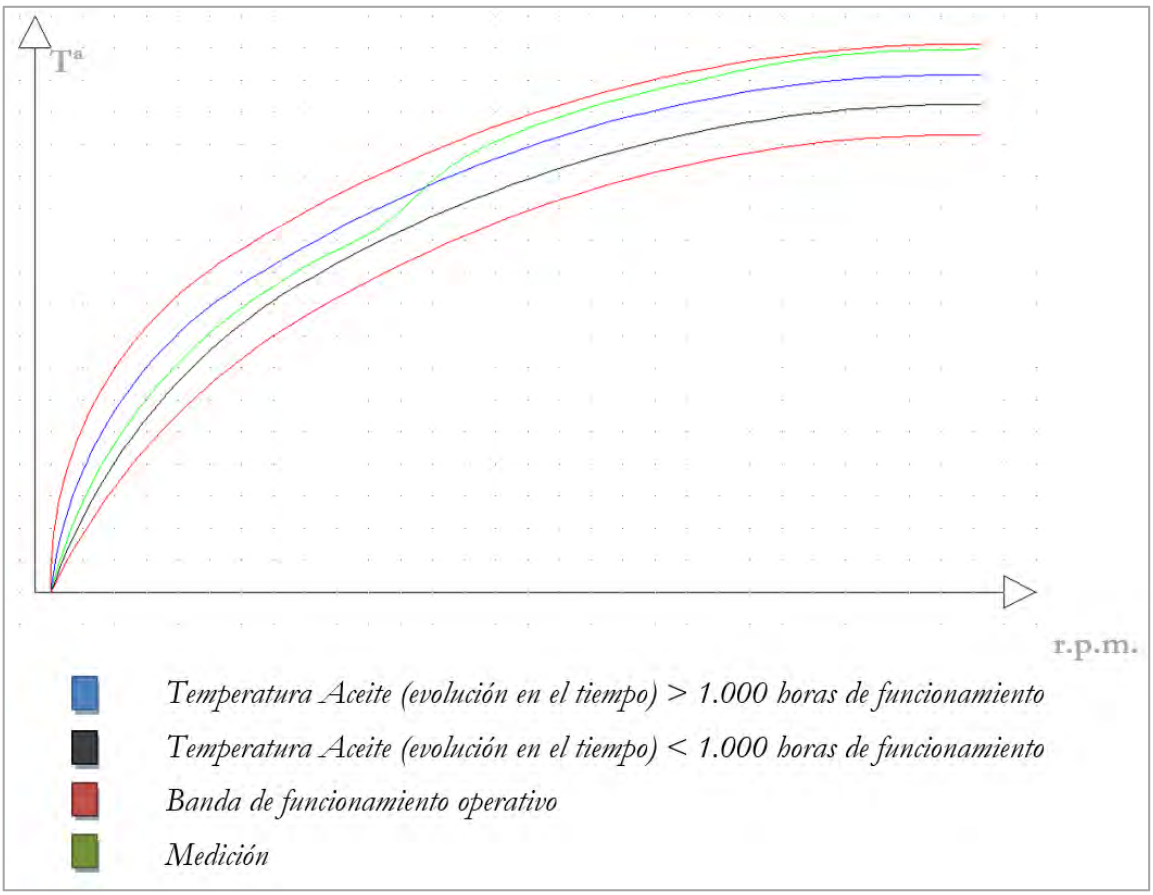


Ilustración 35.- Curva Ejemplo 6, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Esto hace necesaria la utilización de patrones y modelos de funcionamiento operativo evolutivos y modelos de desgaste "normal". En la imagen anterior se observa cómo ha evolucionado la curva de desgaste del aceite, vemos que teniendo menos de 1000 horas de funcionamiento su curva de desgaste se encuentra por encima incluso de la de más de 1000 horas de funcionamiento, esto indicará al sistema que el aceite está sufriendo un desgaste prematuro y en la fase de diagnóstico deberá presentar una posible causa para dicho desgaste.

En la imagen siguiente se ha representado el modelo de la evolución de la temperatura del aceite de la multiplicadora en función de las revoluciones de la máquina. La medición de la variable corresponde con la línea azul y la línea roja al modelo de comportamiento operativo de la temperatura del aceite frente a la evolución

de las ***r.p.m.*** del eje en función del tiempo. Se observa que en los picos la temperatura medida no sigue el modelo correspondiente, por tanto se estaría dando un caso de malfunctionamiento.

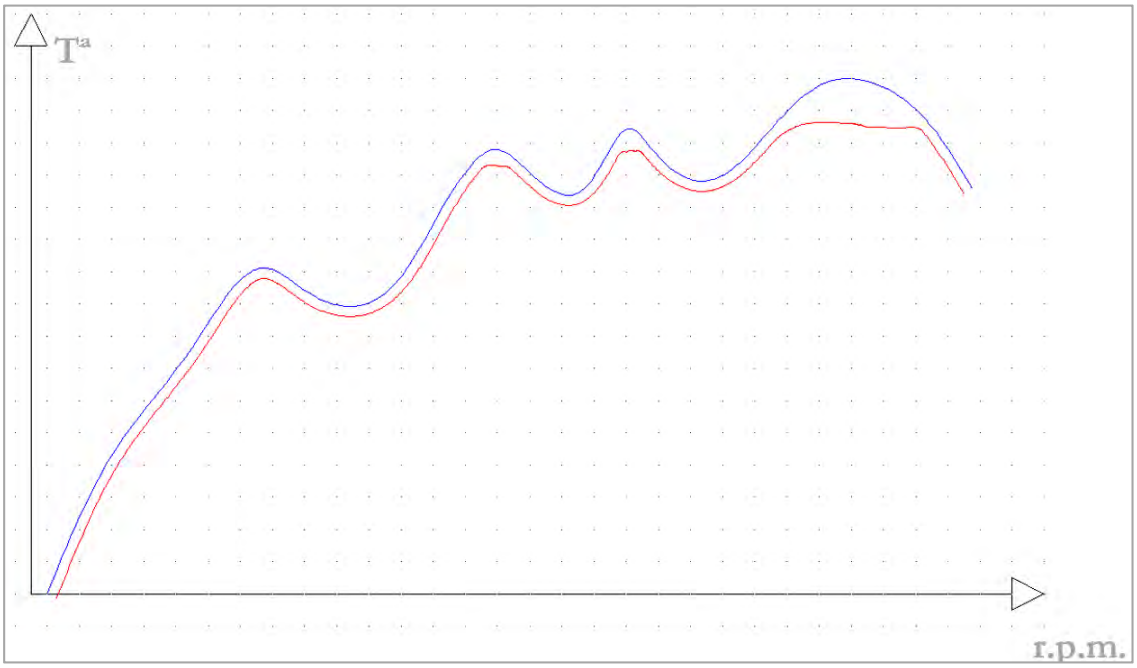


Ilustración 36.- Curva Ejemplo 6, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

3. El Sistema de detección deberá funcionar correctamente para un mismo grupo de aerogeneradores y equipos con características similares. Esta característica la llamaremos replicabilidad[21]. De esta forma se considerará el modelo de aerogenerador como una variable más del sistema. Es decir, el sistema considera el tipo de aerogenerador como una variable definida por sus modelos operativos.

4. La detección irá estrechamente ligada con la monitorización ya que siempre que el sistema detecte una posible anomalía deberá informar y mostrárselo al usuario. El sistema de monitorización de la condicción será en tiempo real y fácilmente

21 Gracias a esta característica, podremos aplicar técnicas de similaridad entre aerogeneradores, es decir, dos aerogeneradores de un mismo parque, ante unas condiciones de contorno similares, deberán reaccionar de forma similar.

entendible[22]. El sistema monitorizará la situación de la instalación mediante un grupo de sinópticos anidados, de fácil acceso, y en los que se vaya disminuyendo más información conforme se avance hacia abajo en la estructura de pantallas.

Ilustración 37.- Ejemplo de pantallas de utilización del sistema de monitorización de la condicción de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

5. El sistema será capaz de detectar el malfuncionamiento de un equipo, que a priori parece funcionar correctamente, analizando otros parámetros relacionados. Por ejemplo, imaginemos una multiplicadora que presenta un nivel de vibración normal a bajas revoluciones, y el operario desconoce que si aumenta el recurso eólico, la máquina acelera la multiplicadora y vibrará tanto que producirá la parada del sistema. El sistema inteligente será capaz de detectar, analizando la temperatura del aceite de esa multiplicadora, que ésta es anormalmente alta para esas r.p.m. Es este caso, analizando otras variables relacionadas, el sistema llegará a un

22 No obstante, al tener que aplicar un conjunto de reglas de IA muy complejas, es posible que ante grandes volúmenes de información, los cálculos de evaluación de estado de aerogenerador tengan que realizarse en Background durante las noches. Dado que muchos procesos degradatorios no aparecen de forma repentina, se limitará el cálculo en tiempo real para aquellos procesos degradatorios que sean inminentes.

diagnóstico. Por ejemplo, analizando la temperatura del aceite al llegar al ventilador, la temperatura a la salida de éste y las vibraciones de la multiplicadora, obtendríamos:

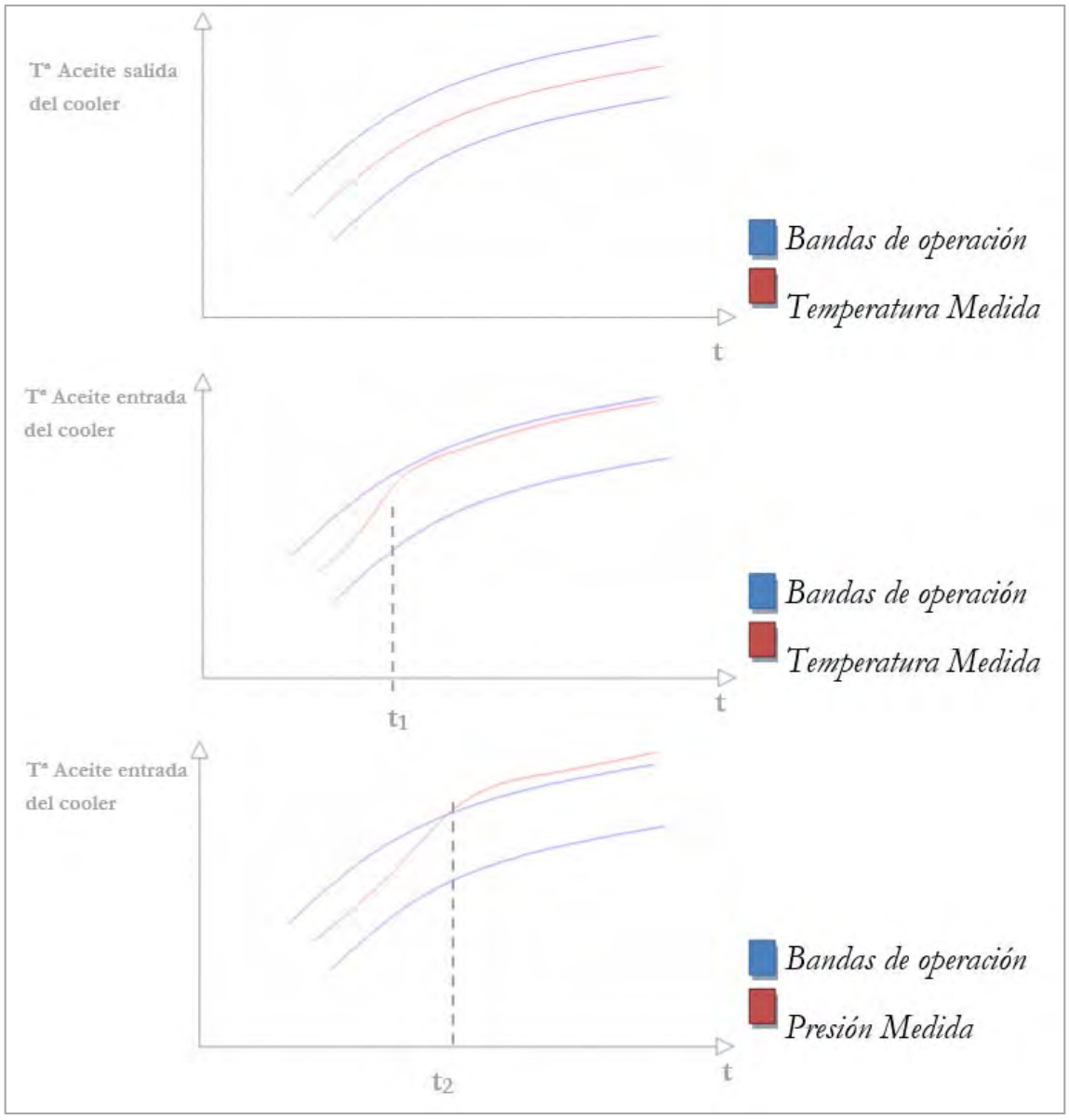


Ilustración 38.- Curva Ejemplo 8, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Aunque el nivel de vibración es moderado y correcto, se observa que la temperatura de aceite que llega a la entrada del ventilador es elevada (sin salir de las

bandas permitidas), pero el sistema identifica que para el nivel de vibraciones existente, esa temperatura es excesivamente elevada. Entonces, analizando las reglas lógicas establecidas se plantea un posible fallo en el ventilador o un fallo en la multiplicadora. Al comprobar que la temperatura a la salida del ventilador es la correcta, éste está funcionando correctamente, por lo que el mecanismo de fallo ha sido la multiplicadora y la causa de fallo, probablemente, sea una degradación de los rodamientos. En base al conocimiento establecido desde los departamentos de ingeniería se determinan las causas de la degradación de los rodamientos.

2.4.6.4.2.2. Diagnóstico y pronóstico

- El sistema detectará las anomalías y en base a un conocimiento adquirido será capaz de diagnosticar el modo de fallo y la causa del mismo (mecanismo del fallo). Esta tarea de diagnóstico precisará de un conocimiento del conjunto de fallos identificados de los componentes considerados y su asociación con los síntomas que pueden observarse cuando dichos fallos aparecen.

  Los sistemas expertos permiten representar el conocimiento sobre un determinado componente o sistema, así como sobre sus modos y causas de fallo mediante ***reglas de producción***. La estructura general del sistema experto estará compuesta por tres elementos principales:

  - Base de Hechos: contiene la descripción física del componente o sistema a estudiar.
  - Base de Conocimiento: contiene, en forma de reglas de producción, la descripción de las posibles anomalías que se pueden presentar, los síntomas a los que dan lugar y los diagnósticos que explican la aparición de dichas anomalías.
  - Motor de Inferencia: es el encargado de combinar la información obtenida en las Bases de Conocimiento y de Hechos para concluir nuevos hechos y emitir diagnósticos.

- El sistema aprenderá de los diagnósticos previos para presentar una respuesta más ágil en el futuro, ante una situación similar (previa aceptación de sistema experto o entrenador).
- El sistema será capaz no sólo de detectar un malfuncionamiento o degradación prematura, como se comentó anteriormente en el apartado de detección, sino que debe ser capaz de diagnosticar si se trata de un hecho u otro. La evolución de las variables críticas ante estos modos de fallo es diferente. Véanse los siguientes ejemplos:

  En la Ilustración 39 se muestra la degradación prematura del cilindro hidráulico de actuación en el *pich* de las palas. Se observa como en un inicio la presión en el interior correspondía con el modelo, pero conforme aumentan los ciclos la presión interior es cada vez inferior, encontrándose muy por debajo de los valores que debería tener para las horas que ha estado en funcionamiento. Se trata de una degradación prematura.

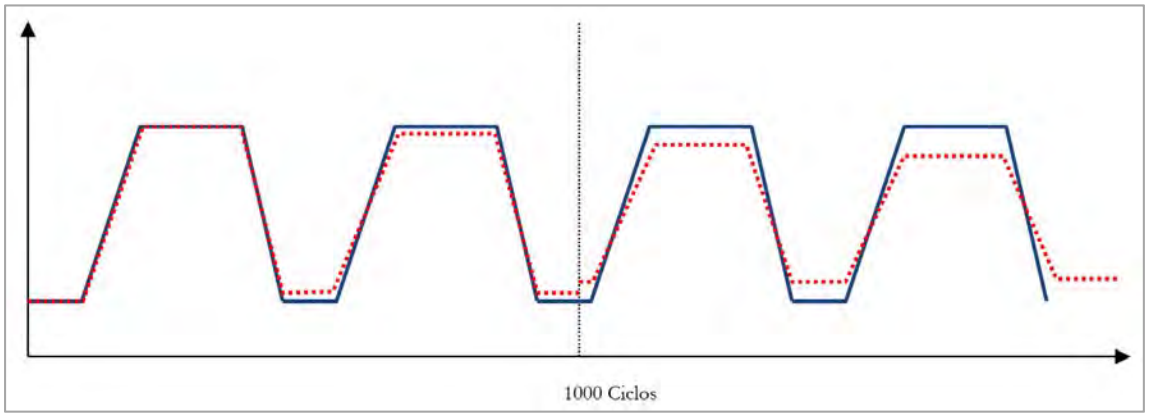


Ilustración 39.- Curva Ejemplo 9, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

La degradación se detecta según la evolución del funcionamiento operativo a lo largo del tiempo de una variable. Esta degradación prematura del equipo supondrá importantes pérdidas económicas por energía no producida, ya que según la gráfica anterior el cilindro no llegará al final de su recorrido (por falta de presión) y esto hace que el ángulo de ataque de

las palas no sea máximo (la superficie de pala que ejerce oposición al viento no llega a ser máxima y se está perdiendo potencial eólico).

Véase ahora en el mismo cilindro otro ejemplo, pero ahora representando la velocidad de reacción y transición entre los estados de ataque y bandera de las palas.

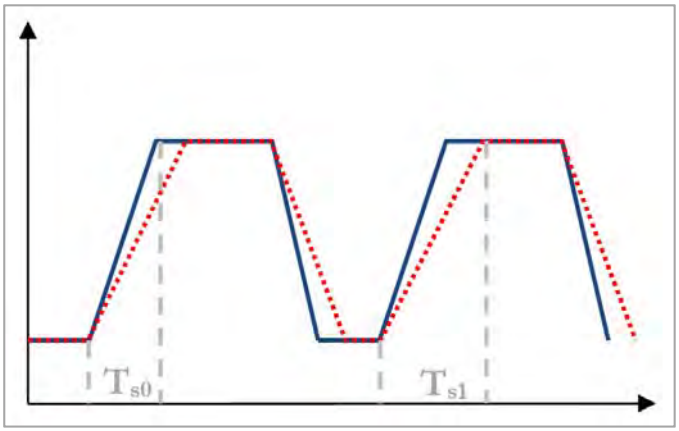


Ilustración 40.- Curva Ejemplo 10, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

En este caso se está produciendo un malfuncionamiento ya que el sistema no está respondiendo como marca su modelo operativo. Se está produciendo una respuesta más lenta de lo debido y la transición T_{s0} a T_{s1} se prolonga más de lo debido. La diferencia de tiempos T_{s1}-T_{s0} corresponde al tiempo en el que el aerogenerador debería estar en ángulo de ataque máximo y sin embargo está en transición. Esto supone que durante este periodo el aerogenerador no está captando el potencial eólico al 100%, lo cual a su vez se traduce en pérdidas económicas por energía no producida. Esto puede ser debido a que se esté utilizando un aceite estándar en un aerogenerador que se encuentra en un emplazamiento que necesitaría aceite para bajas temperaturas, o puede que se haya soltado la manta térmica que cubre las baterías de condensadores hidráulicos.

Un ejemplo aún más claro correspondería a la siguiente gráfica, donde se produce en enclavamiento no deseado al pasar de bandera a ataque que ha podido ser producido por holguras en los equipos, bloqueo de elementos

móviles, etc. Este tipo de fallo no supondrá únicamente pérdidas económicas por energía no producida, sino que también puede provocar pérdidas por deterioro de equipos.

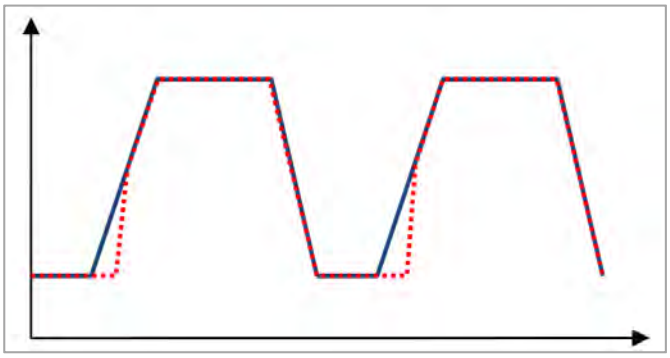


Ilustración 41.- Curva Ejemplo 11, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

- El sistema pronosticará la vida remanente de cada componente crítico, de forma que esto sirva para actualizar y optimizar los planes de mantenimiento. El sistema utilizará previsiones de recurso eólico para simular la carga de los aerogeneradores en el futuro y en base a estas condiciones de funcionamiento predecir la vida útil de los equipos instalados.

  La vida útil de un equipo viene determinada exclusivamente por el número de horas que recomienda el fabricante, calculadas en base a unos ensayos de laboratorio, sino que dicha vida útil va a estar directamente ligada al tiempo de funcionamiento, a la carga de trabajo (no será lo mismo trabajar el 20% del tiempo al 100% que el 70% del tiempo) y a las condiciones de contorno. Se entiende como condición de contorno las variables medioambientales (ambiente salino, polvo, temperaturas extremas, humedad, etc.), y la interacción de los diferentes componentes del aerogenerador. Por ejemplo, además de los ciclos térmicos provocados entre la noche y el día, los equipos están expuestos a otras fuentes de calor dentro del propio aerogenerador o a vibraciones de otros equipos.

El sistema re-calculará automáticamente la vida útil (definida por la probabilidad de fallo) restante de los equipos según las previsiones de funcionamiento que espera, como se muestra en la siguiente imagen:

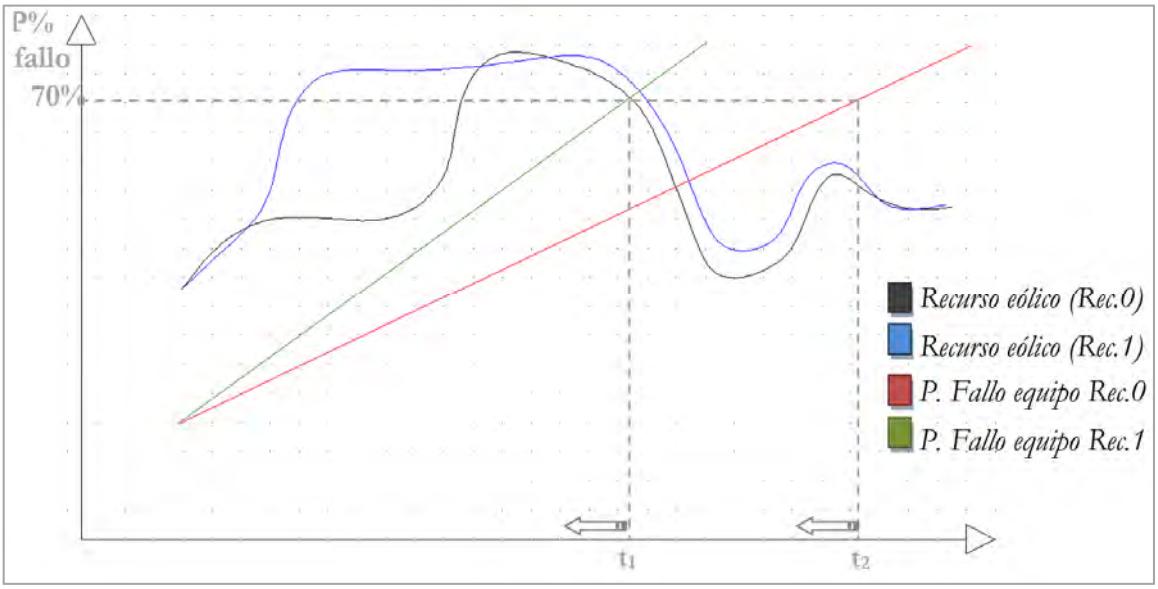


Ilustración 42.- Curva Ejemplo 12, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Se muestra otro ejemplo, donde se plantea una estrategia de mantenimiento basada en la probabilidad de fallo. Se dispone de un componente para el cual se ha definido que puede estar en funcionamiento hasta que la probabilidad de fallo supere el 70%, si se observa la previsión de recurso eólico, dicho valor se alcanzará en el momento de máxima producción y puede que no interese detener la máquina para realizar el mantenimiento en ese momento. La estrategia de mantenimiento podría ser, trasladar la operación de mantenimiento a un momento posterior donde se espera un valle en la curva de producción. Si se opta por esta estrategia el operador será consciente de que la probabilidad de fallo del elemento llegará a un valor próximo al 80%.

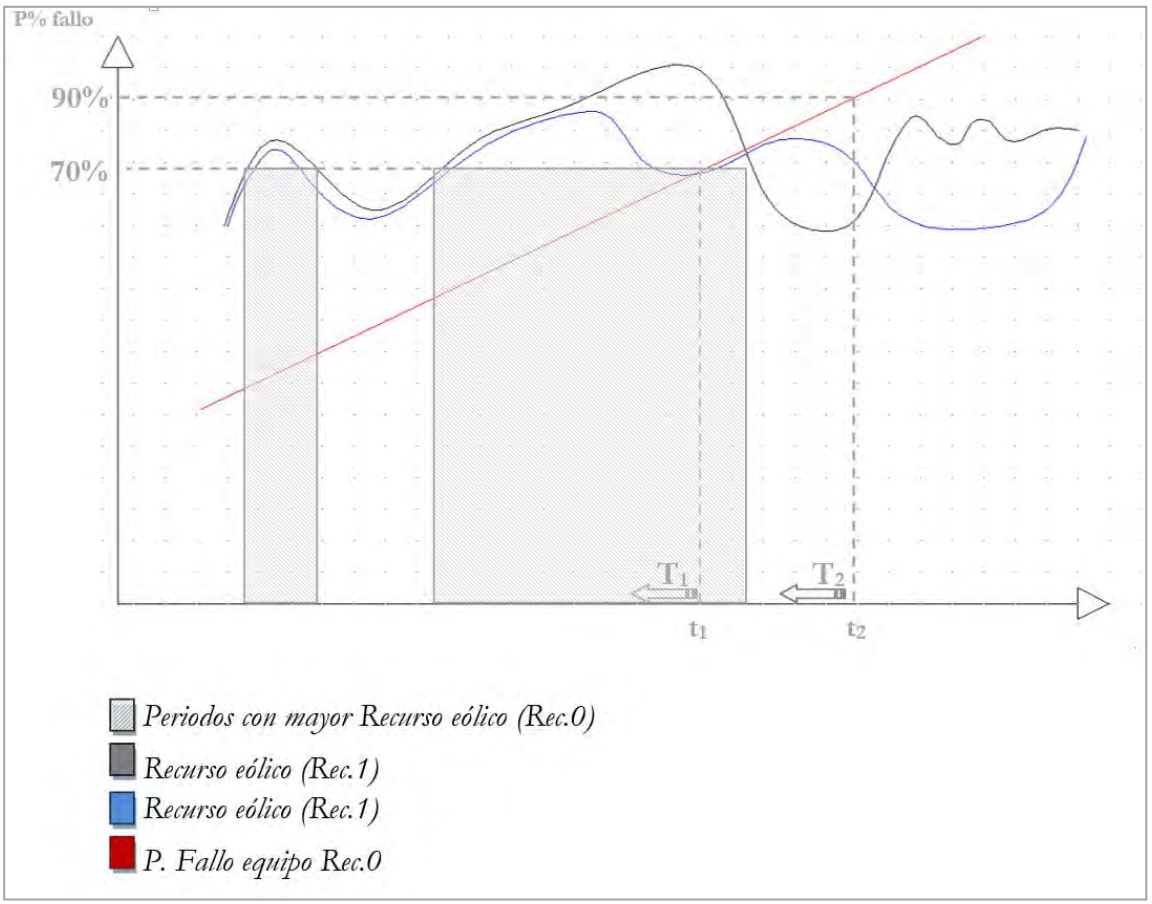


Ilustración 43.- Curva Ejemplo 13, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

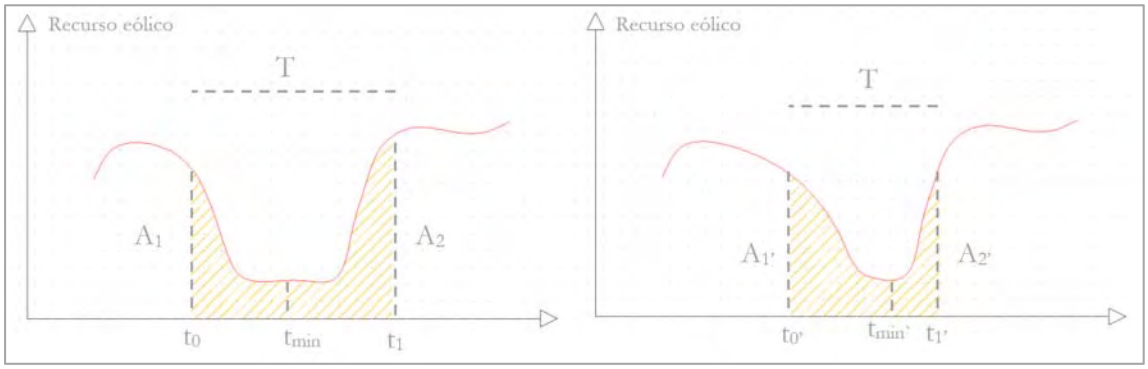


Ilustración 44.- Curva Ejemplo 14, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

$$\frac{d^2 f(t)}{dt^2} \begin{matrix} < 0 \\ > 0 \end{matrix} \Leftrightarrow \textit{Obtenemos} \qquad t \text{ min} \quad \Leftarrow \quad \frac{df(t)}{dt} = 0$$

$$A_0 + A_1 \rightarrow \textit{mínimo}$$

$$\int_{t_0}^{t_{\min}} f(t)dt + \int_{t_{\min}}^{t_1} f(t)dt \rightarrow \int_{t_0}^{t_1} f(t)dt \rightarrow \textit{mínima}$$

(Ecuación 2.31)

T es un dato (tiempo necesario para la reparación)

$$T = t_1 - t_0$$

Para minimizar las pérdidas por energía no producida el sistema calculará el mejor momento para realizar dicha operación sin pasar del 80% de probabilidad de fallo. Para ello podrá utilizar herramientas matemáticas como el cálculo de áreas. De esta forma se consigue optimizar los planes de mantenimiento.

Por tanto los planes de mantenimiento deben ser dinámicos y estarán en continuo ajuste, dependiendo de las condiciones de operación, el desgaste de los equipos, etc.

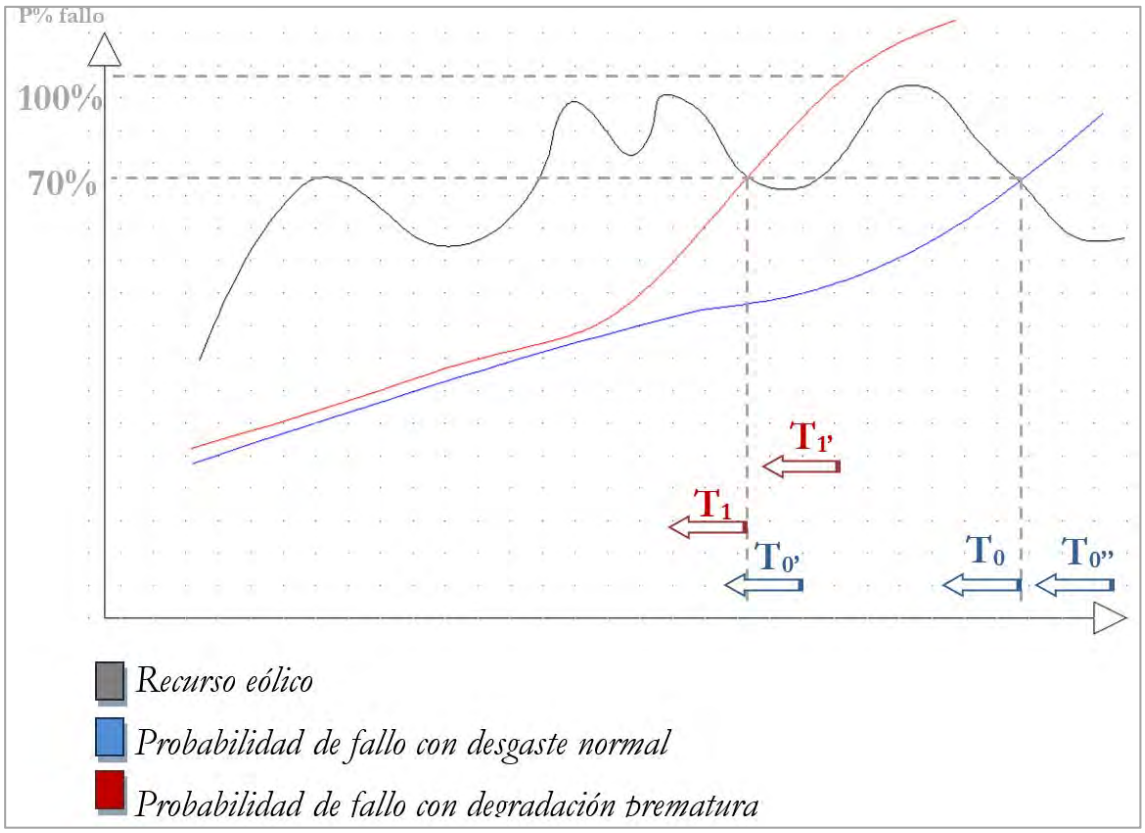


Ilustración 45.- Curva Ejemplo 15, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Cada elemento de una instalación tendrá su propio tiempo mínimo de mantenimiento (*T*). Por ejemplo habrá elementos con un *T* mínimo de mantenimiento que esté incluyendo el tiempo de solicitud de material, o el tiempo necesario para encontrar una grúa disponible y desplazarla al emplazamiento. El sistema deberá distinguir entre los tiempos que detengan la máquina y los que no, de forma que se puede dar la orden de recopilar el material necesario y trasladar los equipos al lugar de trabajo y no parar el equipo para hacer la operación de mantenimiento hasta que ha bajado un pico de demanda. Por tanto el sistema considerará todos los tiempos mínimos de mantenimiento de todos los equipos dentro de un mismo punto de trabajo (un aerogenerador por ejemplo) y actualizará las órdenes de mantenimiento en función de todos estos datos y considerando las operaciones más restrictivas en tiempo y por criticidad.

Un conjunto de equipos tendrá un *T* de conjunto y un Porcentaje de Criticidad propio del conjunto. En la siguiente gráfica $T_{E1} \neq T_{E2} \neq T_{E3}$ y $T_{E3} > T_{E1} > T_{E2}$

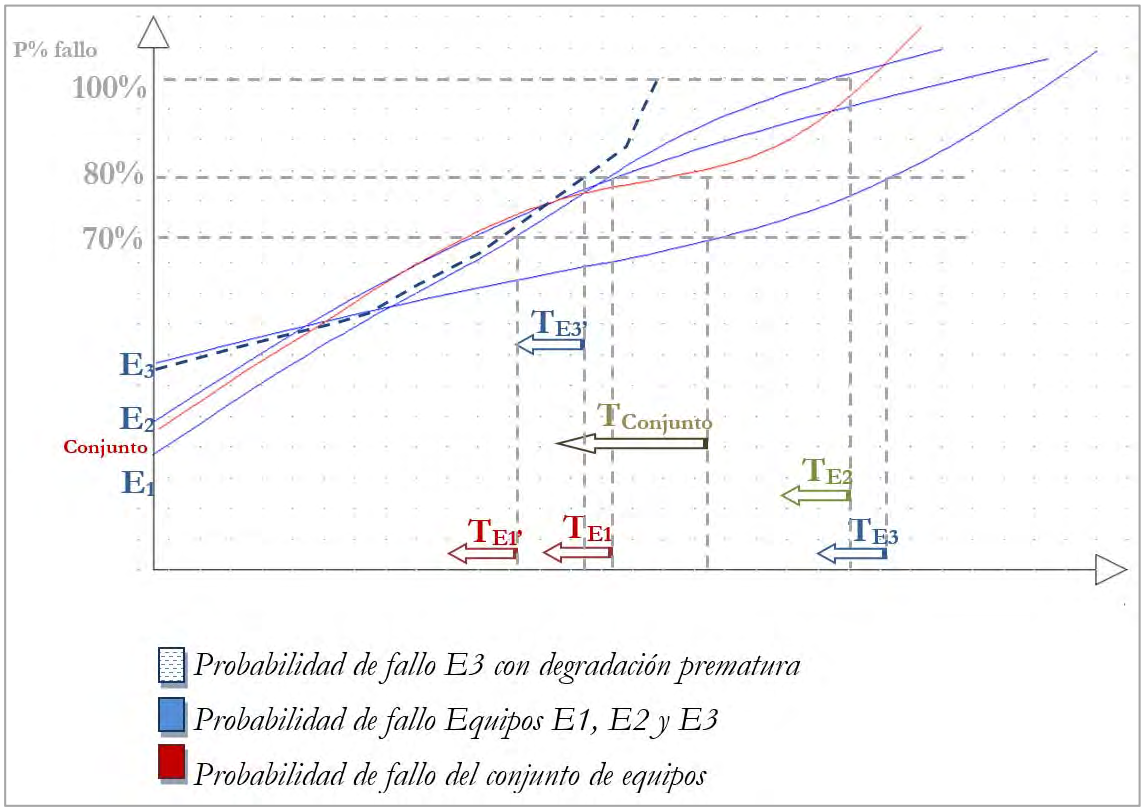


Ilustración 46.- Curva Ejemplo 16, ejemplo presentado en el marco del proyecto OCEAN Lider. Fuente: Elaboración propia.

Imaginemos el caso anterior, ahí pueden ser necesarios 2 ó 3 acciones mantenedoras; pero supongamos que E_3 sufre un desgaste prematuro, en tal caso los tiempos de las operaciones de mantenimiento T_{E1} y T_{E3} se fusionarán. Como E_1 llega a su probabilidad de Fallo crítico antes que E_3, se fija el tiempo T_{E1} como el inicio de ambas acciones mantenedoras.

Otro caso sería que las acciones E_2 y E_3 no justifiquen económicamente dos acciones separadas (por ejemplo ambas necesitan la misma maquinaria en campo), en tal caso lo más conveniente puede ser hacer una única acción

mantenedora en t_{80E1}, de forma que E_1 esté trabajando con una probabilidad de fallo $P_{80\%}$, E_2 con una $P_{75\%}$ y E3 $P_{65\%}$. El sistema tendrá información suficiente (técnica y económica) para definir el momento óptimo de mantenimiento de un equipo, de una unidad funcional y un circuito de aerogeneradores o de una instalación completa.

El sistema se plantea unificar los T_{E2} y T_{E3} en una única operación de mantenimiento por motivos logísticos y finalmente económicos como T_{E2} es más restrictivo por comenzar antes, será el determinante.

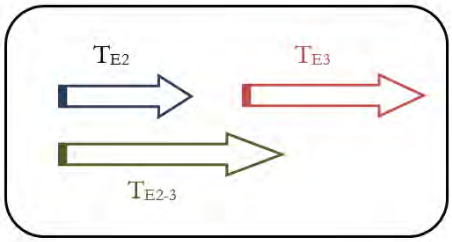


Ilustración 47.- Superposición de periodos de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

Comenzando en el instante de T_{E2}, el tiempo necesario para T_{E2-3} no tiene por qué ser $T_{E2} + T_{E3}$, ya que habrá operaciones que podrán solaparse con las tareas de mantenimiento de T_{E2}. Imaginemos que tanto T_{E3} y T_{E2} precisan una movilización de equipos de 3 horas de viaje y 2 horas de utilización y una de ellas para el montaje de grúa en T_{E2} y 3 horas de utilización más otra de montaje de grúa en T_{E3}, si el coste de dicha maquinaria es de 1 unidad monetaria por hora (*um*), haciendo ambas operaciones por separado se consumirían 13 *um*, mientras que haciendo la operación en conjunto se consumirían 9 *um*. El sistema realizará todos estos cálculos automáticamente y optimizará los planes de mantenimiento.

Una instalación podrá dividirse en aquellas áreas que puedan ser susceptibles de una acción mantenedora sin afectar a otras ramas de la instalación, véase la siguiente figura.

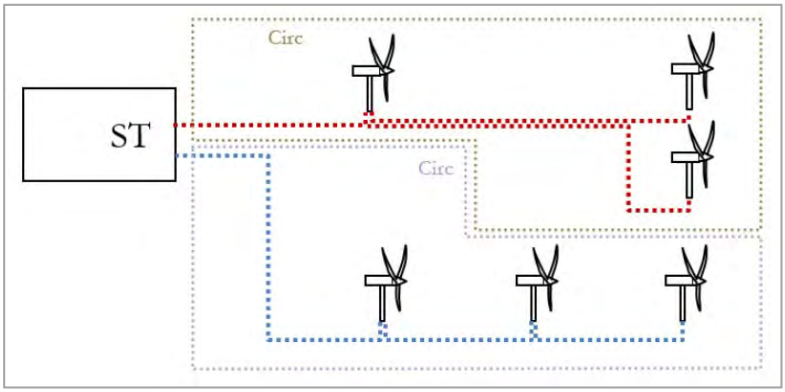


Ilustración 48.- División de la estructura de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

El sistema identificará los bloques de mantenimiento, por ejemplo, un mantenimiento predictivo en el aerogenerador A_5 puede dejar desconectado el aerogenerador A_6, luego el sistema estudiará las acciones de mantenimiento previstas en el aerogenerador A_6 y estudiará si es factible adelantarlas y hacerlas de forma conjunta con las del aerogenerador A_5, de esta forma los costes asociados por desplazamientos, movilización de equipos y personal se verán reducidos.

- En la prognosis juega un importante papel la simulación. El sistema simulará de forma paralela la evolución del estado y el desgaste de los componentes de un equipo en las condiciones de funcionamiento actuales y según las previsiones, esto dará como resultado el momento de fallo previsto para cada equipo. El sistema actualizará los valores de probabilidad de fallo de cada equipo de forma individualizada, optimizando y actualizando los planes de mantenimiento.

- Al terminar los planes de mantenimiento el sistema evaluará la efectividad de los planes de mantenimiento (desde el punto de vista técnico y económico), pudiendo de esta forma optimizar futuras acciones mantenedoras. Esta métrica de resultados sería la prueba tangible de los beneficios repercutidos en la cuenta de resultados y por tanto la

justificación del empleo de técnicas de mantenimiento basado en la condición frente al mantenimiento clásico (basado en acciones correctoras y preventivas).

- El sistema dispondrá de información meteorológica, de forma que pueda adelantarse realizando una prognosis del potencial eólico estimado (calculado por los súper ordenadores). De esta forma se tendrá información de valles en las curvas de recurso y podrán utilizarse dichos periodos para planificar el mantenimiento, minimizando las pérdidas por no producción. Poder adelantar la energía disponible a los operadores supondrá una información de carácter estratégico, ya que se conocerá de antemano, con mayor exactitud, que energía se va producir en un corto periodo de tiempo, ya que se conocerá el recurso, la disponibilidad de aerogeneradores y su estado operativo (rendimientos unitarios). Además, conocer el recurso futuro ayuda a estimar las cargas de operación que deberá resistir la máquina, así como buscar huecos productivos por falta de recurso para realizar tareas de mantenimiento.

Todos estos puntos relativos al Optimizador de planes de mantenimiento dinámicos son objeto de una Tesis Doctoral desarrollándose actualmente en la Universidad de La Rioja.

2.5. Conclusiones

Como hemos visto, el concepto de mantenimiento ha evolucionado en el tiempo de manera similar al de calidad, hasta llegar a lo que conocemos y aplicamos en la actualidad.

Esta evolución se ha visto empujada por la necesidad en cada época histórica y por la aparición de la era de la información en la que nos encontramos inmersos. Hoy en día la facilidad para crear y mantener bases de datos con ingente información de todo tipo, ha hecho que sea humanamente imposible analizarla sin al ayuda de técnicas específicas de minería de datos. Ahora disponemos de datos, disponemos de técnica y

disponemos de equipos suficientemente potentes como para aplicar la técnica a ese volumen de datos.

Al combinar la técnica con el conocimiento humano podemos comenzar a hablar de los sistemas inteligentes de monitorización de la condición y planificación dinámica del mantenimiento. Es ahí precisamente en el punto en que nos encontramos y el hecho precursor de la presente Tesis.

Se habla en la bibliografía actual de sistemas inteligentes capaces de aprender del comportamiento operativo de las máquinas e identificar comportamientos erráticos, y además ir aprendiendo de las falsas o correctas "predicciones", de tal forma que automáticamente van adaptando sus modelos de correcto comportamiento, pero estamos muy lejos todavía de desarrollar un sistema con este nivel de complejidad ya que hace falta la validación de las predicciones por parte de un usuario experto, ya que toda avería necesita una "investigación" de las causas, luego al menos para los modelos de diagnóstico es necesario un feedback por parte del humano.

En la presente Tesis se presentan modelos evolutivos, que asumen que el comportamiento de la máquina varía a lo largo del tiempo, por desgaste natural, etc. pero hasta que un operador, ratifique que los resultados obtenidos por este modelo son correctos, el sistema no "valida" sus predicciones[23].

Con estos modelos hacemos una aproximación a la detección temprana de malfuncionamiento en los aerogeneradores con el objetivo último de conseguir un conjunto de modelos y reglas que sirvan para monitorizar la condición real de los equipos y en base a ello optimizar los planes de mantenimiento dinámicos.

Esto va en la línea de la evolución del mantenimiento que hemos descrito en el presente apartado, y además coincide con las líneas de mejora planteadas para el sector eólico que se presenta en el apartado 5.1. Futuras líneas de reducción de costes en parques eólicos Onshore de la presente Tesis, de esta forma tenemos la siguiente pieza del puzzle.

23 En los modelos generados se está considerando como regla de validación la ocurrencia de la avería detectada. Se considera que ha ocurrido la avería cuando el operador introduce en el sistema de forma manual la orden de trabajo, en la que se especifica que realmente ha fallado lo que el sistema indicaba. Podría establecerse una lógica paralela, de tal forma que si la avería ha sido por otra causa (Avería B), ese conjunto de datos se asocien al conjunto de datos de la avería B y se utizarían en el entrenamiento de patrones del fallo B.

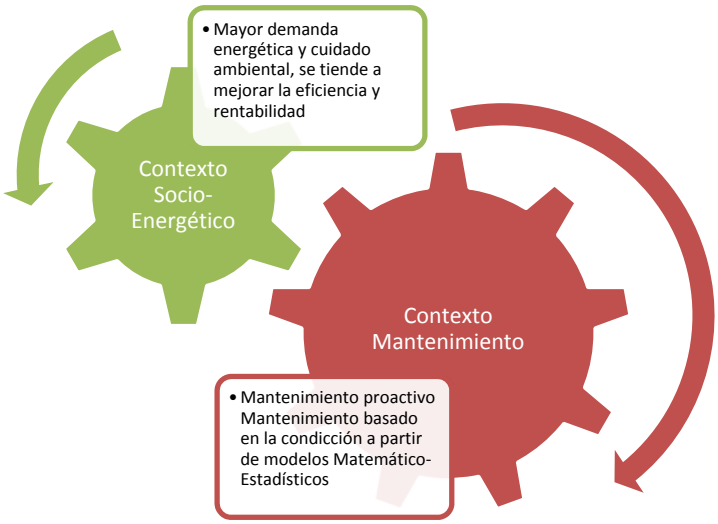


Ilustración 49.- El mantenimiento en el entorno actual. Fuente: Elaboración propia.

La evolución de los mercados, un entorno altamente competitivo acelera la búsqueda de soluciones para optimizar los procesos y por tanto la rentabilidad de las explotaciones energéticas, más si cabe en el entorno actual en el que debido a la incertidumbre de la crisis económica no se están realizando excesivas inversiones y se tiende a maximizar el beneficio en las instalaciones en marcha. Como se describe en el apartado 5.1.6. Innovaciones en Operación, Mantenimiento y Servicios, el mantenimiento basado en la condición ayuda a reducir los costes OPEX (O&M, Operación y Mantenimiento) de una planta de generación eólica onshore en torno del 2,2%[24].

Como para poder desarrollar los modelos de comportamiento hacen falta modelos matemáticos complejos, en el siguiente capítulo se hace una revisión del estado del arte de las técnicas matemáticas más utilizadas en la minería de datos y, en especial, las aplicadas en la presente Tesis.

24 Entre otros ahorros en energía producida, etc.

Capítulo 3

ESTADO DEL ARTE DE LA MINERÍA DE DATOS

3. ESTADO DEL ARTE DE LA MINERÍA DE DATOS

3.1. KDD, Data Mining y Data Warehouse

3.1.1. Introducción al KDD

3.1.1.1. Concepto del KDD

De forma general, los datos son la materia prima bruta. En el momento que el usuario les atribuye algún significado especial pasan a convertirse en información. Cuando los especialistas elaboran o encuentran un modelo, haciendo que la interpretación de la información y ese modelo representen un valor agregado, entonces nos referimos al conocimiento. En la Ilustración 50 se muestra la jerarquía que existe en una base de datos entre datos, información y conocimiento. Se observa igualmente el volumen que presenta en cada nivel y el valor que los responsables de las decisiones le dan en esa jerarquía. El objetivo de la presente Tesis Doctoral es llegar al conocimiento del estado real de los aerogeneradores. Este conocimiento es la cumbre de la pirámide. Para llegar al mismo es necesario analizar la ingente cantidad de datos almacenados en las bases de datos, que se encuentran muy alejados del conocimiento. Es decir, es preciso conocer y entender el dato, tratarlo y analizarlo. De esta forma se obtiene información que unida al conocimiento experto del comportamiento de la máquina, conocimiento de averías y aparición de las mismas, etc., nos lleva al conocimiento.

Ilustración 50.- Jerarquía del Conocimiento. Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de generar y almacenar información ha crecido considerablemente en los últimos tiempos. Se ha estimado que la cantidad de datos almacenados en el mundo en bases de datos se duplica cada 20 meses[25]. Es por esto que hoy en día las organizaciones tienen gran cantidad de datos almacenados y organizados, pero no pueden analizarlos eficientemente en su totalidad.

Con las sentencias SQL[26] se puede realizar un primer análisis, ya que aproximadamente el 80% de la información se obtiene con estas técnicas. El 20% restante, que la mayoría de las veces contiene la información más importante, requiere la utilización de técnicas más avanzadas. Esta peculiaridad que se ha implementado en la mayoría de las bases de datos, ahorra mucho tiempo de computación y memoria a los ordenadores que posteriormente han de procesar los datos, ya que se traslada parte del tratamiento de la información (filtrado) al motor de la base de datos.

El descubrimiento de Conocimiento en Bases de Datos (KDD) apunta a procesar automáticamente grandes cantidades de datos para encontrar conocimiento útil en ellos. De esta manera permitirá al usuario el uso de esta información valiosa para su conveniencia.

El KDD es el proceso no trivial de identificar patrones válidos, novedosos, potencialmente útiles y, en última instancia, comprensibles a partir de los datos. De esta forma, se puede decir, que los sistemas no buscan por sí mismos información para el usuario sin que previamente se le hayan dado reglas sobre qué y cómo buscarlo.

El objetivo fundamental del KDD es encontrar conocimiento útil, válido, relevante y nuevo sobre un fenómeno o actividad mediante algoritmos eficientes, dadas las crecientes órdenes de magnitud en los datos. Al mismo tiempo, hay un profundo interés por presentar los resultados de manera visual o al menos de manera que su interpretación sea muy clara. Otro aspecto es que la interacción humano-máquina deberá ser flexible, dinámica y colaboradora. El resultado de la exploración deberá ser interesante y su calidad no deberá ser afectada por mayores volúmenes de datos o por

25 Año 2002.
26 Secuencias SQL son consultas realizadas a bases de datos. Estas consultas permiten extraer datos concretos para las cuales se cumplen ciertas reglas incluidas en la secuencia. Por ejemplo: extraer de una base de datos de averías de aerogeneradores todas aquellas ordenes de trabajo, del parque eólico A, en el periodo de tiempo B, y en las que falló el componente C. Realizando estas consultas a bases de datos con las diferentes tablas cruzadas ahorran mucho tiempo de búsqueda y correlación manual de los datos.

ruido en los datos. En este sentido, los algoritmos de descubrimiento de información deben ser altamente robustos.

Las metas del KDD son:

- Procesar automáticamente grandes cantidades de datos crudos.
- Identificar los patrones más significativos y relevantes.
- Presentarlos como conocimiento apropiado para satisfacer las metas del usuario.

3.1.1.2. Relación con otras disciplinas

KDD nace como interfaz y se nutre de diferentes disciplinas:

- **Sistemas de información / bases de datos:** Tecnologías de bases de datos y bodegas de datos, maneras eficientes de almacenar, acceder y manipular datos.
- **Estadística, aprendizaje automático / IA (redes neuronales, lógica difusa, algoritmos genéticos, razonamiento probabilístico):** Desarrollo de técnicas para extraer conocimiento a partir de datos.
- **Reconocimiento de patrones:** Desarrollo de herramientas de clasificación.
- **Visualización de datos:** Interfaz entre humanos y datos, y entre humanos y patrones.
- **Computación paralela / distribuida:** Cómputo de alto desempeño, mejora de desempeño de algoritmos debido a su complejidad y a la cantidad de datos.
- **Interfaces de lenguaje natural a bases de datos.**

3.1.1.3. El proceso de KDD

El proceso de KDD consiste en usar métodos de minería de datos (algoritmos) para extraer (identificar) lo que se considera como conocimiento, de acuerdo a la especificación de ciertos parámetros, usando una base de datos junto con pre-procesamientos y post-procesamientos. En la Ilustración 51 se muestra el proceso de KDD.

Ilustración 51.- Proceso de KDD. Fuente: Elaboración propia.

Se estima que la extracción de patrones (minería) de los datos ocupa sólo el 15% - 20% del esfuerzo total del proceso de KDD.

El proceso de descubrimiento de conocimiento en bases de datos involucra varios pasos.

- **Determinar las fuentes de información:** Que pueden ser útiles y dónde conseguirlas.
- **Diseñar el esquema de un almacén de datos (*Data Warehouse*):** Que consiga unificar de manera operativa toda la información recogida.
- **Implantación del almacén de datos:** Que permita la navegación y visualización previa de sus datos, para discernir que aspectos puede interesar que sean estudiados. Esta es la etapa que puede llegar a consumir el mayor tiempo.

- **Selección, limpieza y transformación de los datos que se van a analizar:** La selección incluye tanto una criba o fusión horizontal (filas[27]) como vertical (atributos[28]). La limpieza y pre-procesamiento de datos se logra diseñando una estrategia adecuada para manejar ruido, valores incompletos, secuencias de tiempo, casos extremos (si es necesario), etc.

  El formato de los datos contenidos en la fuente de datos (base de datos, *Data Warehouse,* etc.) nunca es el idóneo, y la mayoría de las veces no es posible ni siquiera utilizar ningún algoritmo de minería sobre los datos en bruto. En nuestro caso, esto era especialmente acusado con la base de datos de alarmas y estados como se detalla en el apartado 6.1. Descripción general del proceso de modelización y detección, donde se dscriben las fuentes de datos.

  Mediante el preprocesado, se filtran los datos (de forma que se eliminan valores incorrectos, no válidos, desconocidos, etc. según las necesidades y el algoritmo a usar), se obtienen muestras de los mismos (en busca de una mayor velocidad de respuesta del proceso), o se reducen el número de valores posibles (mediante redondeo, *clustering*, etc.).

  Incluso después de haber sido pre-procesados, en la mayoría de los casos se tiene una cantidad ingente de datos. La selección de características reduce el tamaño de los datos eligiendo las variables (atributos) más influyentes en el problema, sin apenas sacrificar la calidad del modelo de conocimiento obtenido del proceso de minería.

  Los métodos para la selección de características son básicamente dos:

  - Aquellos basados en la elección de los mejores atributos del problema.
  - Y aquellos que buscan variables independientes mediante tests de sensibilidad, algoritmos de distancia o heurísticos.

27 En las bases de datos de la presente tesis, cada fila supondrá un dato en un intervalo temporal determiando en el caso de las señales analógicas (dato diez minutal, media horaria o diaria), y será el registro en un instante determinado en el tiempo en las bases de datos digitales.
28 Los atributos son cada una de las variables consideradas, ya sean cuantitativas como cualitativas de las bases de datos disponibles, como por ejemplo cada una de las señales analógicas del aerogenerador, el estado del equipo, etc...

- **Seleccionar y aplicar el método de minería de datos apropiado:** Esto incluye: La selección de la tarea de descubrimiento a realizar, por ejemplo, clasificación, agrupamiento o *clustering*, regresión, etc., la selección del o de los algoritmos a utilizar; la transformación de los datos al formato requerido por el algoritmo específico de minería de datos (por ejemplo la normalización [29] de los datos de entrada de una red neuronal). Para llevar a cabo el proceso de minería de datos, se buscan patrones que puedan expresarse como un modelo o simplemente que expresen dependencias de los datos. El modelo encontrado depende de su función (clasificación) y de su forma de representarlo (árboles de decisión, reglas, etc.). Se tiene que especificar un criterio de preferencia para seleccionar un modelo dentro de un conjunto posible de modelos. También, se tiene que especificar la estrategia de búsqueda a utilizar (normalmente está predeterminada en el algoritmo de minería).

  Mediante una técnica de minería de datos, se obtiene un modelo de conocimiento que representa patrones de comportamiento observados en los valores de las variables del problema o relaciones de asociación entre dichas variables. También, pueden usarse varias técnicas a la vez para generar distintos modelos, aunque generalmente cada técnica obliga a un preprocesado diferente de los datos.

- **Evaluación, interpretación, transformación y representación de los patrones extraídos:** Interpretar los resultados y posiblemente regresar a los pasos anteriores. Esto puede suponer repetir el proceso, quizás con otros datos, otros algoritmos, otras metas y otras estrategias. Este es un paso crucial en donde se requiere tener conocimiento del dominio. La interpretación puede beneficiarse de procesos de visualización y sirve, también, para borrar patrones redundantes o irrelevantes.

29 El método de normalización se describe en el apartado 6. Estudios realizados.

Una vez obtenido el modelo, se debe proceder a su validación, comprobando que las conclusiones que arroja son válidas y suficientemente satisfactorias. En el caso de haber obtenido varios modelos mediante el uso de distintas técnicas, se deben comparar los modelos en busca de aquel que se ajuste mejor al problema. Si ninguno de los modelos alcanza los resultados esperados, debe alterarse alguno de los pasos anteriores para generar nuevos modelos.

- **Difusión y uso del nuevo conocimiento.**

  Incorporar el conocimiento descubierto al sistema (normalmente para mejorarlo) lo cual puede incluir resolver conflictos potenciales con el conocimiento existente.

  El conocimiento se obtiene para realizar acciones, ya sea incorporándolo dentro de un sistema de desempeño o simplemente para almacenarlo y reportarlo a las personas interesadas.

  En este sentido, KDD implica un proceso interactivo e iterativo involucrando la aplicación de varios algoritmos de minería de datos.

3.1.2. Minería de Datos – Data Mining

3.1.2.1. Conceptos e Historia

Aunque desde un punto de vista académico el término *data mining* es una etapa dentro de un proceso mayor llamado extracción de conocimiento en bases de datos, ambos términos se usan de manera indistinta. Lo que en verdad hace el *data mining* es reunir las ventajas de varias áreas como la estadística, la inteligencia artificial, la computación gráfica, las bases de datos y el procesamiento masivo, principalmente usando como materia prima las bases de datos. Una definición tradicional realizada por *Fayyad* es la siguiente: "*Un proceso no trivial de identificación válida, novedosa, potencialmente útil y entendible de patrones comprensibles que se encuentran ocultos en los datos*". Desde el punto de vista empresarial, *Molina* lo definió como: "*La integración de un conjunto de áreas que tienen*

como propósito la identificación de un conocimiento obtenido a partir de las bases de datos que aporten un sesgo hacia la toma de decisión".

La idea de *data mining* no es nueva. Ya desde los años sesenta los estadísticos manejaban términos como *data fishing*, *data mining* o *data archaeology* con la idea de encontrar correlaciones sin una hipótesis previa en bases de datos con ruido. A principios de los años ochenta, *Rakesh Agrawal*, *Gio Wiederhold*, *Robert Blum* y *Gregory Piatetsky-Shapiro*, entre otros, empezaron a consolidar los términos de *data mining* y KDD. A finales de los años ochenta sólo existían un par de empresas dedicadas a esta tecnología. En 2002 existían más de 100 empresas en el mundo que ofrecían alrededor de 300 soluciones. Hoy en día sería difícil cuantificar cuantas empresas se dedican a la minería de datos, que se está aplicando a casi todos los sectores, desde identificación facial en cámaras de seguridad de aeropuertos, análisis de temperatura de los pasajeros de un vuelo mediante cámaras térmicas, identificación de patrones de degradación en equipos, gestión de las "*smart grids*" e infinidad de ejemplos. Esta tecnología ha sido un buen punto de encuentro entre personas pertenecientes al ámbito académico y al de los negocios.

El *data mining* es una tecnología compuesta por etapas que integra varias áreas y que no se debe confundir con un gran software. Durante el desarrollo de un proyecto de este tipo se usan diferentes aplicaciones software en cada etapa que pueden ser estadísticas, de visualización de datos o de inteligencia artificial, principalmente. Actualmente existen aplicaciones o herramientas comerciales de *data mining* muy poderosas que contienen un sinfín de herramientas que facilitan el desarrollo de un proyecto. Sin embargo, casi siempre acaban complementándose con otra herramienta.

El *data mining* definido por *Fayyad,* es la etapa de descubrimiento en el proceso de KDD: "*Paso consistente en el uso de algoritmos concretos que generan una enumeración de patrones a partir de los datos preprocesados*", aunque se suelen usar indistintamente los términos KDD y Minería de Datos.

Los Fundamentos del Data Mining

Las técnicas de *Data Mining* son el resultado de un largo proceso de investigación y desarrollo de productos. Esta evolución comenzó cuando los datos de negocios

fueron almacenados por primera vez en computadoras o servidores, y continuó con mejoras en el acceso a los datos, y más recientemente con tecnologías generadas para permitir a los usuarios navegar a través de los datos en tiempo real. *Data Mining* toma este proceso de evolución más allá del acceso y navegación retrospectiva de los datos, hacia la entrega de información prospectiva y proactiva. *Data Mining* está listo para su aplicación a nivel corporativo porque está soportado por tres tecnologías que ya están suficientemente maduras:

- Recolección masiva de datos (servidores).
- Potentes computadoras con multiprocesadores (Clusters de cálculo).
- Algoritmos de Data Mining.

Las bases de datos comerciales están creciendo a un ritmo sin precedentes. La necesidad paralela de motores computacionales mejorados puede ahora alcanzarse de forma menos costosa y más efectiva con tecnología de computadoras con multiprocesamiento paralelo. En el caso de la actual Tesis, para implementar el proceso desarrollado en el entorno de producción, sería necesario un centro de cálculo de alto rendimiento que esté calculando de forma continuada el estado de los equipos de la flota de aerogeneradores, realizando cálculos de algunos indicadores críticos en tiempo real y cálculo en background de otros indicadores menos críticos. Los algoritmos de *Data Mining* utilizan técnicas que han existido por lo menos desde hace 20 años, pero que sólo han sido implementadas recientemente como herramientas maduras, confiables, entendibles que aportan mejores resultados que los métodos estadísticos clásicos.

En la evolución desde los datos de negocios a información de negocios, cada nuevo paso se basa en el previo. Por ejemplo, el acceso a datos dinámicos es crítico para las aplicaciones de navegación de datos (*drill through applications*), y la habilidad para almacenar grandes bases de datos es crítica para *Data Mining*.

Los componentes esenciales de la tecnología de *Data Mining* han sido desarrollados durante décadas, en áreas de investigación como estadísticas, inteligencia artificial y aprendizaje de máquinas. Hoy en día, la madurez de estas técnicas, junto con los motores de bases de datos relacionales de alto rendimiento, han hecho que estas tecnologías sean prácticas para los entornos de *data warehouse* actuales.

3.1.2.2. Principales características y objetivos de la Minería de Datos

- Explorar los datos que se encuentran en las profundidades de las bases de datos, como los almacenes de datos, que algunas veces contienen información almacenada durante varios años.
- En algunos casos, los datos se consolidan en un almacén de datos y en mercados de datos; en otros, se mantienen en servidores de Internet e Intranet.
- El entorno de la minería de datos suele tener una arquitectura cliente-servidor.
- Las herramientas de la minería de datos ayudan a extraer el mineral de la información enterrado en archivos corporativos o en registros públicos, y celosamente archivados por los propietarios de los mismos, ya que dichas bases de datos constituyen un valor estratégico clave para las compañías que los han estado almacenando durante años.
- El minero es, muchas veces un usuario final con poca o ninguna habilidad de programación, facultado por barrenadoras de datos y otras poderosas herramientas indagatorias para efectuar preguntas *ad hoc* y obtener rápidamente respuestas. El objetivo de la presente Tesis es desarrollar estas herramientas para un usuario final con un elevado conocimiento del funcionamiento de los equipos, pero sin conocimiento matemático propio de la minería de datos.
- Hurgar y sacudir a menudo implica el descubrimiento de resultados valiosos e inesperados.
- Las herramientas de la minería de datos se combinan fácilmente y pueden analizarse y procesarse rápidamente.
- Debido a la gran cantidad de datos, algunas veces resulta necesario usar procesamiento en paralelo para la minería de datos.
- La minería de datos produce cinco tipos de información:
    - Asociaciones.

- Secuencias.
- Clasificaciones.
- Agrupamientos.
- Pronósticos.

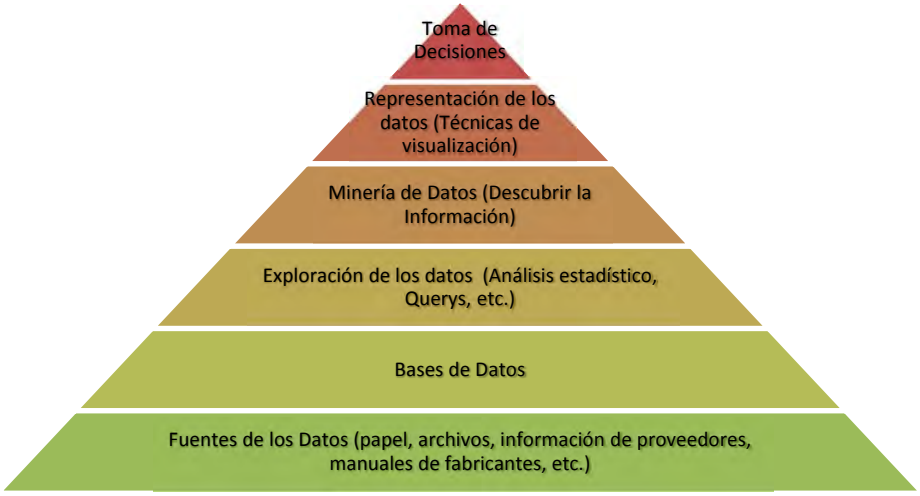


Ilustración 52.- Pirámide de niveles de información del Data Mining. Fuente: Elaboración propia.

3.1.2.3. Varias herramientas y técnicas usadas de forma conjunta.

La minería de datos es un proceso que invierte la dinámica del método científico en el siguiente sentido:

En el método científico, primero se formula la hipótesis y luego se diseña el experimento para coleccionar los datos que confirmen o refuten la hipótesis. Si esto se hace con la formalidad adecuada (cuidando cuáles son las variables controladas y cuáles experimentales), se obtiene un nuevo conocimiento.

En la minería de datos, se coleccionan los datos y se espera que de ellos emerjan hipótesis. Se busca que los datos describan o indiquen por qué son como son. Luego se valida esa hipótesis inspirada por los datos en los datos mismos, será numéricamente significativa, pero experimentalmente inválida. De ahí que la minería de datos deba

presentar un enfoque exploratorio, y no confirmador. Usar la minería de datos para confirmar las hipótesis formuladas puede ser peligroso, pues se está haciendo una inferencia poco válida.

3.1.2.4. Los tipos de modelos estadísticos y el Data Mining

Como en todo lo producido por la máquina, las predicciones estadísticas fabricadas por el *data mining* deben ser inspeccionadas por especialistas en el área, de tal forma que se comprenda y verifique lo que fue producido.

Asimismo, es importante mencionar que existe un término medio entre la claridad del modelo y su poder de predicción. Mientras más sencilla sea la forma del modelo, más fácil será su comprensión, pero tendrá menor capacidad para tomar en cuenta dependencias sutiles o demasiado variadas (no lineales). La Ilustración 53 muestra una representación de dicho término medio.

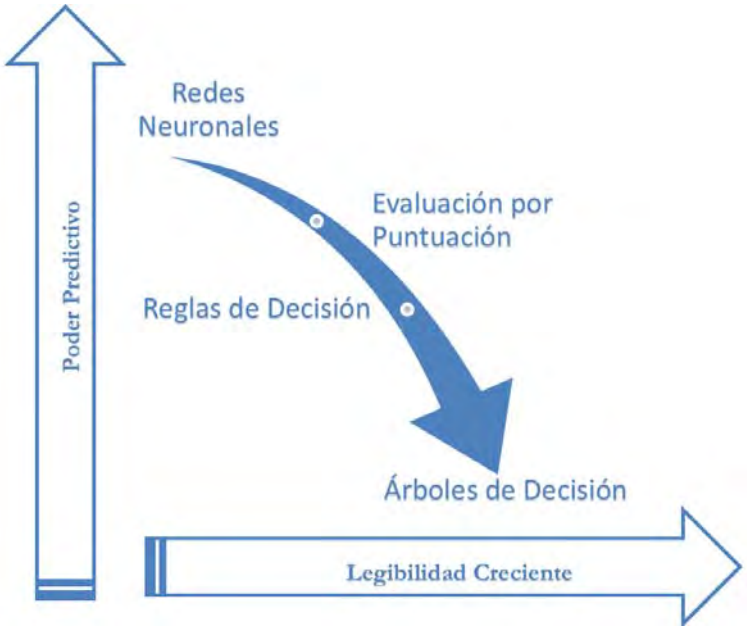


Ilustración 53.- Representación del término medio en el modelado predictivo de data mining. Fuente: Elaboración propia.

Los *árboles de decisión* y las bases de reglas se interpretan muy fácilmente pero no conocen sino los límites "*duros*"[30] de comparación en niveles de decisión Si-No. Adolecen de una fineza predictiva.

Las evaluaciones por puntuación, lineales o con *funciones lógicas* son un poco más "*sofisticadas*" pero como sólo adicionan resultados no pueden dar cuenta de relaciones multivariables. Una de las técnicas más conocidas es la *Lógica Fuzzy*, de la que se profundiza más adelante en el apartado 3.2.4. Sistemas de inferencia difusa

Las redes neuronales tienen la virtud de adaptarse a valores bastante indefinidos e incluso ausentes, pero son complicadas de inspeccionar internamente. Sólo las predicciones realizadas pueden ser inspeccionadas y visualizadas. Sin embargo, una buena herramienta de visualización le da la posibilidad al usuario de reconstruir el "*razonamiento*" de la red neuronal. Según cuál sea el precio a pagar, y una vez que se haya establecido la confianza en la herramienta, el usuario notará, la mayoría de las veces, que la pérdida parcial de comprensión será más que compensada por la calidad de las predicciones.

Veamos ahora con mayor detalle, algunas de estas técnicas.

3.1.2.4.1. Introducción a las redes neuronales

Una red neuronal artificial es un modelo de computación inspirado en nuestros conocimientos sobre neurociencia, es decir, el estudio de las neuronas de nuestro sistema nervioso, aunque sin tratar de ser biológicamente realistas en detalle. En los últimos años estos modelos han experimentado un gran desarrollo gracias al descubrimiento de su excelente comportamiento en problemas de reconocimiento de patrones, predicción y clasificación, entre otros. Las redes neuronales artificiales son mecanismos matemáticos que aprenden a reconocer o clasificar patrones y, tal como lo hace nuestro propio cerebro, dicho aprendizaje no descansa sobre un modelo preconcebido sino que busca las correlaciones existentes entre las variables del problema que se está estudiando.

30 Se entiende por duro, cuando sólo hay dos opciones para el resultado si o no, sin haber respuestas intermedias, lo es o no lo es.

Los ejemplos que se comentarán más adelante son del tipo de redes neuronales multicapa. Una arquitectura típica de dichas redes es similar a la representada en la Ilustración 54. Las neuronas (o unidades) están agrupadas en capas. Existe una primera capa por la que entra la información, una o varias capas ocultas que la procesan, y una capa de salida que proporciona los resultados de la red. Durante la fase de entrenamiento se presenta a la red un conjunto de posibles valores de entrada conjuntamente con sus resultados de salida deseados. El algoritmo de entrenamiento busca automáticamente las correlaciones entre dichas entradas y sus salidas respectivas. Este algoritmo de entrenamiento básicamente consiste en realizar iteraciones cambiando el valor de las relaciones entre las variables (pesos), de tal forma que se busca minimizar el error entre el valor a predecir y el valor de salida. Cuando el aprendizaje ha finalizado, la red puede ser aplicada sobre datos que no ha visto previamente, realizando sus propias predicciones.

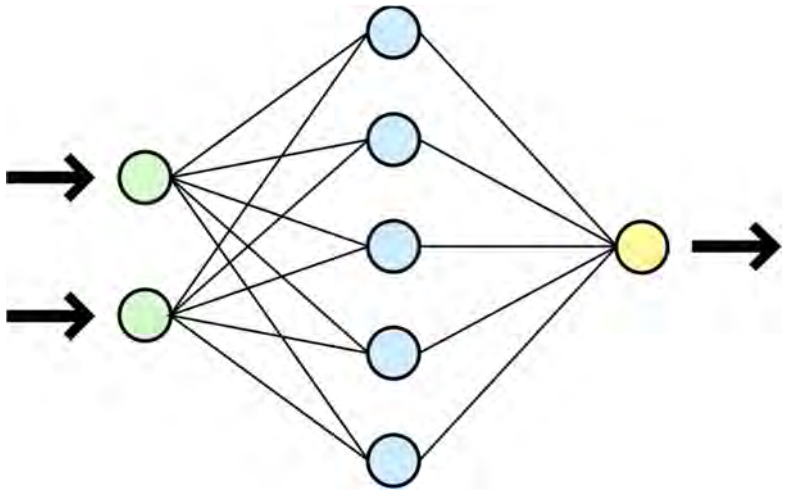


Ilustración 54.- Esquema de una red neuronal multicapa sencilla. Fuente: http://puedescorrer.es/page/10/ .

Puede discutirse si se trata de una red neuronal o de un árbol de decisión. Según varios autores como *Last*, *Kandel* y *Maimon*, la estructura de la red que proponen difiere de la estándar de un árbol de decisión definida por *Quinlan* en dos aspectos:

1. La red está restringida al mismo atributo de entrada en todos los nodos de cada capa escondida.

2. Sus conexiones nodo-objetivo representan reglas de asociación entre *input* y objetivo, mientras que los árboles de decisión estándar se usan sólo para extraer reglas de predicción.

Por lo demás, los citados autores también ponen de manifiesto que la naturaleza conectiva de su sistema recuerda la estructura topológica de las redes neuronales con capas escondidas. Por otro lado, las redes de información difieren de las neuronales en que los pesos, basados en la información, son definidos sólo para las conexiones a la capa objetivo, mientras que las capas internas estás asociadas con valores o intervalos de los atributos de entrada y no tienen peso alguno. Por el contrario, una red neuronal tiene un peso asociado con cada conexión entre capas. Finalmente, señalan que su algoritmo difiere de los más clásicos utilizados en aprendizaje mediante árboles de decisión que utilizan una aproximación *post-pruning* (formando un árbol máximo y podando después), mientras que el suyo realiza una poda previa (*pre-pruning*), deteniendo la construcción de la red cuando ningún atributo causa un descenso significativo de la entropía.

3.1.2.4.2. Introducción a la lógica Fuzzy

Esta lógica pretende modelizar lo que es el razonamiento humano. Se pretende por tanto modelizar la capacidad de razonar. Se manejan términos cualitativos frente a términos cuantitativos y siempre intentando representar las cualidades de la lógica humana.

Los sistemas de inferencia difusos (*Fuzzy Inference Systems - FIS*) pueden ser especialmente interesantes cuando se trabaja con variables lingüísticas o con datos imprecisos. Fue *Zadeh* (en 1971) quién sugirió la utilización del concepto de variable lingüística para establecer reglas difusas de tipo IF-THEN en el procesamiento de la información en un sistema de control.

Las reglas difusas combinan uno o más conjuntos difusos de entrada, llamados antecedentes o premisas, y les asocian un conjunto difuso de salida, llamado consecuente o consecuencia. Los conjuntos difusos de la premisa se asocian mediante conjuntivas lógicas del tipo *y*, *o*, etc. Una regla típica de tipo IF-THEN sería: Si x es A e y es B, entonces z es C, donde x, y y z son variables lingüísticas y A, B, y C son

conjuntos difusos definidos en los universos del discurso *X*, *Y* y *Z*. Los sistemas de control con reglas difusas están ampliamente divulgados y han generado miles de patentes industriales.

Para definir las reglas caben dos vías: diseñarlas con base a opiniones de expertos, si no hay información adecuada, o utilizar algún sistema de aprendizaje (red neuronal, por ejemplo) para extraerlas de la base de datos disponible. En este sentido, la definición de los conjuntos difusos que representan los distintos valores de cada variable, es un primer paso en un proceso de razonamiento automatizado en el que se opera sobre la base de percepciones en lugar de sobre medidas de las mismas. Esto es lo que *Zadeh* (en el año 2001) definió como la "teoría computacional de la percepción".

Hay que tener en cuenta que la realidad humana, no es todo únicamente 0 ó 1, blanco o negro, sino que hay infinitas tonalidades de grises.

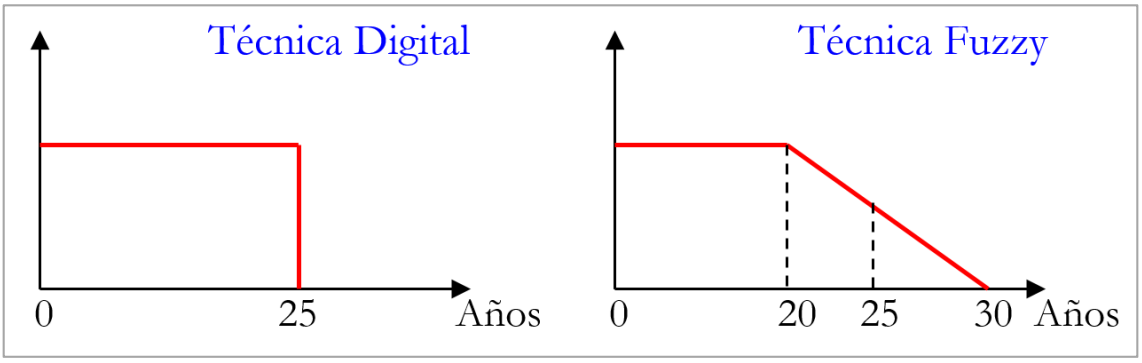


Ilustración 55.- Comparativa entre la lógica digital y la lógica Fuzzy. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 55 se representa la diferencia entre un sistema digital y un sistema *Fuzzy*, imaginemos que para un sistema digital a la edad de 25 años un aerogenerador deja de estar en perfectas condiciones (ya que digitalmente se puede definir perfecto estado = 1 y degradado = 0 en valores lógicos), y no hay más opción que estar sin degradación o degradado. Por el contrario en la *Lógica Fuzzy* un aerogenerador con 25 años no es viejo, ni es joven, vemos que tiene un valor de 0,5, se puede decir que hay varios grados de degradación como ocurre en la vida real, de esta forma se está asignando una propiedad cualitativa a un valor cuantitativo.

Se puede decir que existen dos técnicas de control: Control Clásico-moderno o Control Inteligente. En las técnicas de Control Clásico se utilizaba en sistemas lineales e invariables en el tiempo (técnicas de diagramas de bloques, dominio frecuencia,…):

- Técnicas de Control digital, para sistemas no lineales.
- Técnicas de Control óptimo, (métodos matriciales).
- Técnica Adaptativa, control predictivo (modificación dinámica del controlador).
- Técnica de Control Robusto (para sistemas multivariable).

Técnicas de Control Inteligente

- Lógica Borrosa.
- Redes neuronales.
- Inteligencia Artificial.
- Sistemas Expertos.
- Sistemas tolerantes o fallos.

La *Lógica Fuzzy* se utilizará en tres Áreas:

- Sistemas complejos, como para llegar a una modelización matemática precisa.
- Sistemas no lineales (que trabajan en la no linealidad).
- Sistemas con incertidumbre, bien en su definición o bien en sus entradas.

Aplicaciones Fuzzy

- Dentro del control de sistemas: procesos termodinámicos, en depuración, en control de tráfico, todo tipo de sistemas que pueda resolver el ser humano en los que haya que manejar muchos datos. Se

extraerán las reglas de control que el fabricante está utilizando en sus equipos a partir de los datos.

- Sistema de información inteligente: Sistema de aprendizaje, sistemas de formación. Esta aplicación es la que tienen mayor interés para el trabajo presentado, ya que lo que se pretende es que el sistema aprenda de los datos históricos para predecir el comportamiento futuro.
- Reconocimiento de formas: OCR (reconocimiento de forma de caracteres), iris, cara,...
- Reconocimiento de sonido (Voz,…), utilizando técnicas *Neuro-Fuzzy*.
- Tratamiento de señal: Pre-Post tratamiento.
- Análisis de decisiones: Entorno de decisión empresarial, dirección de mercado (análisis de bolsa), concretamente para definir las reglas de diagnóstico de estado de los aerogeneradores.
- Sistemas de guiado de vehículos inteligentes.

Control borroso y reglas de experto

El funcionamiento del sistema de diagnóstico de estado de un aerogenerador va a estar definido por las reglas del experto. Muchas veces se crearán controladores híbridos, basados en técnicas clásicas unidas con técnicas de control inteligente. La estructura del control borroso se representa como en la siguiente imagen:

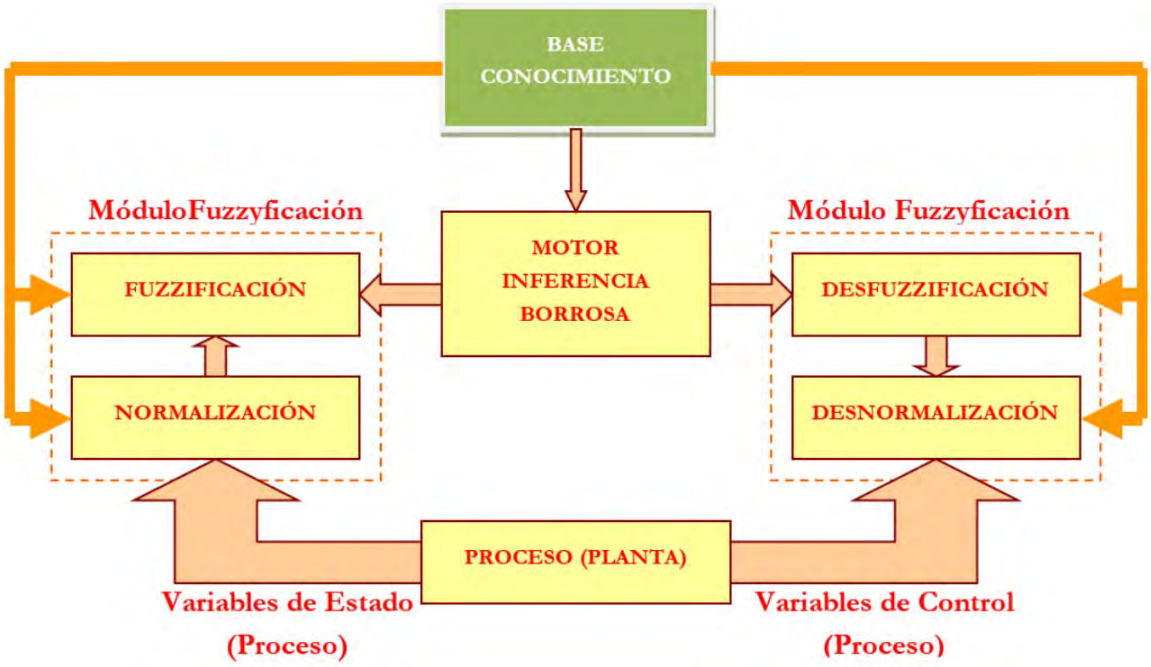


Ilustración 56.- Esquema de un módulo de interpretación de reglas Fuzzy. Fuente: Elaboración propia.

- **Módulo de *Fuzzyficación*:** El bloque de normalización lleva a cabo las transformaciones de escalas de las variables de estado del sistema (proceso) a valores normalizados dentro del universo de discurso. El módulo de *Fuzzyficación*, transforma estos valores normalizados a niveles lingüísticos apropiados para la manipulación de éstos como entidades borrosas.

- **Base de conocimiento:** es como una base de datos que se encarga de la definición de las funciones de pertenencia de las entradas y de las salidas, también define la base de reglas que caracteriza y resume la política de objetivos de control de un experto, por medio del conjunto de reglas lingüísticas.

- **Motor de Inferencias:** Infiere las acciones de control borroso empleando alguna representación de la implicación borrosa así como los procedimientos de inferencia lógica borrosa.

- **Módulo *DeFuzzyficación*:** Convierte la acción borrosa de control actualmente inferida en una acción concreta susceptible de aplicación

sobre el proceso. Existen distintos métodos para obtener este valor, habitualmente se utiliza el del centroide. El bloque de des-normalización, obtiene el valor numérico por medio de un escalado.

3.1.2.5. Resumen del alcance de Data Mining

El nombre de *Data Mining* deriva de las similitudes entre buscar valiosa información de negocios en grandes bases de datos - por ejemplo: encontrar patrones de comportamiento de un aerogenerador antes de un fallo entre grandes cantidades de *Gigabytes* almacenados - y minar una montaña para encontrar una veta de metales valiosos. Ambos procesos requieren examinar una inmensa cantidad de material, o investigar inteligentemente hasta encontrar exactamente donde residen los valores. A partir de bases de datos de suficiente tamaño y calidad, la tecnología de *Data Mining* puede generar nuevas oportunidades de negocios al proveer estas capacidades:

- Predicción automatizada de tendencias y comportamientos. *Data Mining* automatiza el proceso de encontrar información predecible en grandes bases de datos. Preguntas que tradicionalmente requerían un intenso análisis manual, ahora pueden ser contestadas directa y rápidamente desde los datos. Un típico ejemplo de problema predecible es el marketing apuntado a objetivos (*targeted marketing*). *Data Mining* usa datos de alarmas registradas en casos de averías previas en aerogeneradores para identificar posibles averías en otros aerogeneradores que estén presentado patrones similares. Otros problemas predecibles incluyen pronósticos de valores futuros de temperaturas en equipos y por tanto estimar cuando se van a producir alarmas futuras asociadas a esa temperatura.

- Descubrimiento automatizado de modelos previamente desconocidos. Las herramientas de *Data Mining* barren las bases de datos e identifican modelos previamente escondidos en un sólo paso. Otros problemas de descubrimiento de conocimiento incluyen identificar datos anormales que pueden representar errores en el registro de las medidas de parámetros de operación por parte de los sensores o incluso valores

anormales de temperatura para las condiciones de operación actuales en base a un modelo de comportamiento normal.

Cuando las herramientas de *Data Mining* son implementadas en sistemas de procesamiento paralelo de alto rendimiento mediante técnicas de análisis automatizadas, pueden analizar bases de datos masivas en minutos. Procesamiento más rápido significa que los usuarios pueden automáticamente experimentar con más modelos para entender datos complejos. Esta capacidad de alta velocidad de cálculo hace que sea práctico para los usuarios analizar inmensas cantidades de datos. Cuanto más grandes sean las bases de datos, mejores predicciones se obtienen.

3.2. Modelos para la predicción del comportamiento operativo correcto de aerogeneradores y establecimiento de reglas de diagnóstico

En este apartado se presentan las técnicas más usuales en el diseño de modelos para la predicción de futuros valores de series temporales, y modelos estáticos de comportamiento de equipos incidiendo en sus características, ventajas y desventajas. Se ha considerado conveniente incluir en el mismo capítulo las técnicas clásicas más importantes (modelos ARIMA), con otras técnicas meta-heurísticas, históricamente recientes (redes neuronales artificiales y sistemas de inferencia difusa), entroncadas en el conocido mundo del llamado "soft-computing". Tras una breve descripción de las características de cada una de las técnicas, y de los tipos de modelos que permiten diseñar, se comenta su aplicación para la determinación de patrones de operación normal y a la predicción de parámetros de operación de los aerogeneradores de un parque eólico.

3.2.1. Series temporales

La predicción del futuro ha sido uno de los sueños del hombre desde que lo podemos considerar como tal. En la historia de la humanidad podemos encontrar múltiples ejemplos de oráculos, augures, visionarios, etc. que, más bien con poco acierto, vaticinaban acerca del futuro con un gran impacto social. Evidentemente, ese sueño de conocer el futuro arranca de la ventaja que supone evitar tomar decisiones

bajo una situación de incertidumbre, arranca de la ventaja de conocer de antemano las consecuencias que nuestras acciones o decisiones van a tener.

Pero los tiempos pasados no son una excepción; ese sueño continúa, y más cuando entran en juego cuestiones económicas. De hecho, ha sido en el campo económico donde las técnicas de predicción de valores futuros de una serie temporal han sido más intensamente utilizadas.

Una serie temporal (también conocida como serie histórica, cronológica o de tiempo) es un conjunto de valores, correspondientes a una variable, ordenados según el instante en que fueron tomados, y normalmente tomados a intervalos regulares de tiempo, en los modelos realizados, estos intervalos generalmente han sido diez minutos, una hora o un día. El viento esperado en el emplazamiento del parque eólico, o el consumo diario de energía eléctrica en la ciudad de Logroño, son dos ejemplos de serie temporal. Los sucesivos valores contenidos en una serie temporal se designan por un número de índice, correspondiente al número de observación (número del instante en que fue tomado el valor). Así, suponiendo una serie temporal X, esta vendría expresada como indica la ecuación (3.1).

$$X = \{X_1, X_2, X_3, ...\}$$

(Ecuación 3.1)

La predicción del valor futuro de una serie temporal significa determinar los siguientes valores que tomará la variable que forma la serie temporal a partir del instante presente. Esa determinación del valor futuro de la variable puede realizarse desde dos perspectivas indicadas seguidamente.

1. La predicción de valores futuros se puede realizar por extrapolación de los valores pasados, de la propia variable a predecir o de otras variables relacionadas.
2. Se puede establecer un modelo matemático que explique las relaciones entre los valores de la variable en el pasado y utilizar ese modelo para predecir los futuros valores de la variable.

Precisamente nos centraremos en las dos perspectivas descritas, por un lado se generarán modelos basados en series temporales propiamente dichas, en las que el valor en el instante *t* depende de los valores de esa variable u otras variables en los *n* instantes previos, estos modelos los hemos denominado dinámicos. Por otro lado, presentaremos los modelos que mejor expliquen las relaciones entre los valores pasados de la variable, para ser utilizados posteriormente en la predicción de los valores futuros, en este caso hablamos de modelos estáticos, es decir el valor de una variable depende de los valores que presentó en situaciones pasadas similares.

En algunos modelos generados, se ha utilizado la propia serie temporal de una variable para predecir sus valores futuros, pero en muchas ocasiones se dispone de otra información que puede ser útil en la determinación de los valores futuros de una variable, de la que disponemos de una serie temporal. La variable que tratamos de predecir puede ser en función de otras variables cuyos valores podemos conocer, lo que las hace variables "explicativas" de la variable a predecir. En función de que usemos, o no, esta información con los valores de las posibles variables explicativas, podemos distinguir dos métodos para establecer los valores futuros de la variable a predecir señalados a continuación.

- Métodos de predicción univariante (también conocidos como métodos de series temporales): estos métodos pretenden establecer la relación entre los propios valores pasados de la variable a predecir. Una vez establecida la relación con el modelo se realizan proyecciones hacia el futuro para obtener predicciones de la variable. Matemáticamente, el valor en un futuro inmediato de la variable a predecir es una función de sus valores pasados, como indica la ecuación (3.2).

$$X_{t+1} = f\left(X_t, X_{t-1}, \ldots, X_{t-d}\right)$$

(Ecuación 3.2)

- Métodos de predicción multivariante (también conocidos como métodos causales): estos métodos pretenden establecer la relación entre los valores pasados de la variable a predecir y los valores, también pasados, de las posibles variables explicativas. Una vez establecida la relación

(determinando el modelo) puede ser utilizada para obtener valores futuros de la variable a predecir. La ecuación (3.3) expresa el valor en un futuro inmediato de la variable a predecir como una función de los valores futuros de otras dos variables (valores futuros, pero conocibles de antemano) *u* y *v*.

$$X_{t+1} = f(u_{t+1}, v_{t+1})$$

(Ecuación 3.3)

En el caso más general de métodos multivariantes, el valor futuro de la variable a predecir puede ser función de los valores pasados en la propia variable, del valor futuro de las variables explicativas y de los valores pasados de estas variables, tal y como indica la ecuación (3.4).

$$X_{t+1} = f(X_t, X_{t-1},...,X_{t-d}, u_{t+1}, u_t, u_{t-1},...,u_{t-m}, v_{t+1}, v_t, v_{t-1},...,v_{t-m})$$

(Ecuación 3.4)

Entre las diferentes técnicas utilizadas para establecer el modelo de estimación y predicción[31] de las variables de operación del aerogenerador, en los trabajos de investigación recogidos en este documento se han utilizado tres:

- La metodología ARIMA, también conocida como Box-Jenkins
- Las redes neuronales artificiales, y
- Los sistemas de inferencia difusa.

3.2.2. Modelos ARIMA

La metodología ARIMA es el método más usado para identificar y construir modelos de predicción para series temporales univariantes y estacionarias. Los modelos ARIMA incluyen tres componentes: el auto-regresivo (AR), el integrado (I) y el de

31 Estimación cuando se calcula el valor de una variable en el instante t en función de valores previos de las variables y Predicción cuando se estima el valor de una variable en el instante t+1.

movimiento a la media o media móvil (MA). Un modelo ARIMA queda determinado por el orden de cada una de sus tres componentes: el orden del término auto-regresivo, *p*, el orden del término integrador o diferenciador, *d*, y el orden del término de movimiento a la media, *q*. Así, un modelo puede expresarse, y quedar totalmente definido, como ARIMA (*p*,*d*,*q*). En las próximas páginas se definirá brevemente cada uno de esos tres términos del modelo general ARIMA, para describir finalmente el modelo completo, incluyendo la posible estacionalidad. También se perfilarán las bases de los modelos ARIMA multivariantes.

3.2.2.1. Modelos auto-regresivos.

Decimos que un modelo es autoregresivo si el valor de la variable en un instante cualquiera de tiempo puede ser explicado por los valores en los instantes anteriores más un término de error. Así, la ecuación (3.2) responde a lo que podría ser un modelo auto-regresivo, con la única particularidad de que los modelos ARIMA son modelos lineales, por lo que la ecuación (3.2) se transforma en la (3.5) en la que los factores ϕ representan los coeficientes del modelo, p el orden y e_t el término de error para el instante t.

$$X_t = \phi_0 + \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{T-2} + ... + \phi_p X_{t-p} + e_t$$

(Ecuación 3.5)

El modelo representado por la ecuación (3.5) quedaría definido como un modelo AR (*p*) es decir un modelo auto-regresivo de orden *p*. La ecuación (3.5) puede escribirse de forma abreviada como indica la ecuación (3.6), donde $\phi_p(B)$ se conoce como el operador polinomial de retardos, cuya equivalencia viene expresada en la ecuación (3.7)

$$\phi_p(B) X_t = \phi_0 + e_t$$

(Ecuación 3.6)

$$\phi_p(B) = 1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - ... - \phi_p B^p$$

(Ecuación 3.7)

El operador retardo, B, aplicado al valor de una variable X_t determina el valor de dicha variable en un periodo antes, como muestra la ecuación (3.8). Aplicando *p* veces B a la variable X_t, se obtiene el valor de dicha variable *p* periodos antes, como muestra la ecuación (3.9)

$$BX_t = X_{t-1}$$

(Ecuación 3.8)

$$B^p X_t = X_{t-p}$$

(Ecuación 3.9)

Para el modelo auto-regresivo más simple, el AR(1), existe un límite para el coeficiente ϕ_1 , llamado el límite de estacionalidad, de tal forma que se debe cumplir la condición (3.10) para que la serie temporal representada por el modelo AR(1) sea estacionaria.

$$|\phi_1| \leq 1$$

(Ecuación 3.10)

Por otra parte, el término error e_t de las ecuaciones (3.5) y (3.6) en el caso de estar correctamente modelada la variable, corresponde a lo que se conoce como un "ruido blanco", que presenta, a lo largo del tiempo, una media nula, su varianza es constante y la covarianza es nula entre errores de instantes de tiempo diferentes.

El valor de predicción de un modelo AR(*p*) viene dado por la ecuación (3.11), donde $\hat{X}_t$ representa el valor de predicción para la variable X en el periodo *t*.

$$\hat{X}_t = \phi_0 + \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + ... + \phi_p X_{t-p}$$

(Ecuación 3.11)

Los coeficientes del modelo pueden calcularse por el método de mínimos cuadrados siempre que el número de observaciones (valores) de la serie temporal sea superior al doble del número de coeficientes a determinar.

3.2.2.2. Modelos de media móvil.

Un modelo de media móvil, es aquel en que el valor de la variable para un instante *t* es función de un término independiente y de una sucesión ponderada de errores correspondientes a los instantes precedentes. Estos modelos se denotan con las siglas MA, seguidos, como en el caso de los modelos auto-regresivos, del orden entre paréntesis. Así, un modelo con q términos de error, MA(*q*), responde a la ecuación (3.12), donde e_{t-k} representa el error para la variable X en el instante $t-k$ (valor del error para el instante $t-k$) y μ una constante numérica.

$$X_t = \mu - \theta_1 e_{t-1} - \theta_2 e_{t-2} - \ldots - \theta_k e_{t-k} - \ldots - \theta_q e_{t-q} + e_t$$

(Ecuación 3.12)

Utilizando la misma notación utilizada en la ecuación (3.6) con el operador retardo, B, la ecuación (3.12) se transforma en la (3.13), donde el valor del operador polinominal de retardos viene expresado en la ecuación (3.14).

$$X_t = \theta_q(B) e_t + \mu$$

(Ecuación 3.13)

$$\phi_q(B) = 1 - \theta_1 B - \phi_2 B^2 - \ldots - \theta_q B^q$$

(Ecuación 3.14)

3.2.2.3. Modelos ARMA.

La combinación de los modelos auto-regresivo y de media móvil produce el modelo conocido como ARMA (auto-regresivo y de media móvil). Si combinamos las

ecuaciones (3.5) y (3.12), que definen los modelos AR(*p*) y MA(*q*), obtendremos la expresión del modelo ARMA (*p*,*q*) tal como expresa la ecuación (3.15).

$$X_t = \phi_0 + \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + \ldots + \phi_p X_{t-p} - \phi_1 e_{t-1} - \phi_2 e_{t-2} - \ldots - \phi_q e_{t-q} + e_1$$

(Ecuación 3.15)

El término μ que aparecía en el modelo MA(*q*) queda ahora integrado en el coeficiente ϕ_0. La ecuación (3.15) puede expresarse de una forma abreviada, tal como aparece en la ecuación (3.16) utilizando los operadores de retardo. Las expresiones correspondientes a $\phi_p(B)$ y a $\theta_p(B)$ con las expresadas en las ecuaciones (3.7) y (3.14), respectivamente. Muchos autores suelen prescindir en la notación de la ecuación (3.16) del término ϕ_0 como en

$$\phi_p(B) X_t = \phi_0 + \theta_q(B) e_t$$

(Ecuación 3.16)

3.2.2.4. Modelos ARIMA.

Los modelos ARMA, caso general de un modelo AR o MA, presentan una deficiencia importante y es la imposibilidad de conservar en las predicciones un comportamiento periódico o cuasi-periódico, si la serie temporal lo incluye[32]. El comportamiento periódico significa que hay patrón que se repite en la serie temporal con un periodo que es múltiplo del que existe entre observaciones consecutivas de la serie temporal. Muchos autores se refieren a este comportamiento periódico como estacionalidad.

Una serie temporal que presenta ese comportamiento periódico o una serie temporal que presenta una tendencia determinística, y por tanto no es estacionaria, puede transformarse en una serie representada por un modelo ARMA y si se le aplica

32 Dado la compotente estacional de la meteorología, se debe tener en cuenta la variación térmica entre la noche y el día y el verano o invierno, por ejemplo, ya que como se verá en el apartado 6.2. Descripción de los datos de operación de los aerogeneradores, se observa que la temperatura ambiente influye en la temperatura de algunos componentes del aerogenerador.

el operador diferencia. En el fondo convertimos la serie temporal original X (la de la variable que queremos predecir) en otra Z, que ya no presentará ese comportamiento periódico o que es ya estacionaria, tal como muestra la ecuación (3.17) donde τ representa el periodo.

$$Z_t = X_t - X_{t-\tau}$$

(Ecuación 3.17)

Lo más usual es emplear esta técnica de diferenciación para transformar en estacionarias las series temporales que no lo son, lo que en la práctica se reduce a aplicar el operador diferencia una o dos veces. Con este operador diferencia aplicado al modelo ARMA, se define el modelo ARIMA que incluye los tres términos citados anteriormente, el auto-regresivo, el integrado (correspondiente al operador diferencia ahora comentado) y el de la media móvil. Un modelo ARIMA (*p*, *d*, *q*) responde a la ecuación (3.18), donde d representa el número de diferencias aplicadas hasta convertir la serie temporal en estacionaria.

$$\phi_p(B)(1-B)^d X_t = \phi_0 + \theta_q(B)e_t$$

(Ecuación 3.18)

En un modelo ARIMA, una vez establecido el número de diferencias necesarias para convertir la serie temporal de estacionaria, *d*, los parámetros de los términos auto-regresivo y de media móvil se estiman por procedimientos de mínimos cuadrados no lineales.

3.2.2.5. Modelos SARIMA.

A pesar de que el operador diferencia permitía eliminar el comportamiento periódico de una serie temporal, no era suficiente para poder modelar series temporales que incluyeran también tendencias en la estacionalidad (por ejemplo, el patrón de comportamiento periódico va incrementándose con el tiempo, como puede ser el efecto de la degradación). Para esto, en la ecuación (3.18) se incluyen unos nuevos

términos para representar ese comportamiento estacional, siendo el índice de estacionalidad, *s*, el periodo estacional, que es múltiplo del que existe en observaciones sucesivas de la variable en la serie temporal X.

Los nuevos términos introducidos representan a un comportamiento auto-regresivo, con los valores retrasados en el tiempo un múltiplo del índice de estacionalidad, una diferenciación con dichos valores y una media móvil referida también a dichos valores. El modelo resultante, expresado en la ecuación (3.19) se designa como modelo SARIMA (modelo ARIMA con estacionalidad multiplicativa) o ARIMA $(p, d, q)(P, D, Q)s$.

$$\phi_p(B)\Phi_P(B^s)(1-B^s)^D(1-B)^d X_t = \phi_0 + \theta_q(B)\Theta_Q(B^S)e_t$$

(Ecuación 3.19)

3.2.2.6. Identificación de modelos ARIMA.

En la bibliografía se puede encontrar una detallada descripción del método para identificar el orden de los procesos o componentes que definen el modelo ARIMA: *p*, *d*, *q*, P, D y Q. El índice de estacionalidad vendrá determinado por la naturaleza de la variable de la serie temporal. Por ejemplo, para el caso de la predicción de la velocidad media del viento el índice de estacionalidad, en el caso de que pueda ser considerado, será el correspondiente a 24 horas. La serie temporal de velocidad media horaria del viento no presentará, en general, componentes estacionales, excepto para los casos donde aparezca un fenómeno repetitivo, como es el fenómeno de las brisas, cuya repetición (dirección del viento durante una parte del día en un sentido, y en sentido contrario durante otra parte), día tras día, se pueda modelizar como una componente estacional.

Básicamente, los pasos que hay que seguir para identificar un modelo ARIMA son los indicados a continuación.

1. Representar gráficamente la serie temporal. Esto permite evidenciar outliers y un comportamiento no estacionario en la media o en la varianza. Los outliers pueden ser sustituidos por otros valores más ajustados al resto de valores, el comportamiento no estacionario en la varianza puede

corregirse por una transformación (logarítmica, Box-Cox, etc.) y el de la media puede corregirse aplicando diferenciación.

2. Examinar gráficas de la función de auto-correlación (ACF) y de la función de auto-correlación parcial (PACF) para confirmar si hace falta aplicar otra diferenciación para alcanzar la estacionalidad de la serie temporal.
3. Cuando se ha alcanzado la estacionalidad de la serie, observar de nuevo las gráficas ACF y PACF para determinar si queda algún patrón en la misma: Si hay que considerar estacionalidad (los valores de la ACF y de la PACF para múltiplos del índice de estacionalidad son significativamente diferentes de cero). A partir de las gráficas de ACF y PACF se pueden determinar también los valores de los parámetros *p* y *q* del modelo ARIMA.

Algunos expertos consideran la selección de la estructura del modelo ARIMA como un arte más que una ciencia, evidenciando que se requiere mucha experiencia para poder ajustar bien la estructura más adecuada del modelo. Para aquellos casos en que es posible ajustar varios modelos, cumpliendo las condiciones de estacionalidad de la serie y cuando además las gráficas de ACF y PACF no quedan suficientemente claras como para determinar inequívocamente el orden de los parámetros *p* y *q* (órdenes de las componentes auto-regresivas y de media móvil), puede utilizarse un criterio de selección adecuado entre los posibles modelos.

Uno de estos criterios es el criterio de información *Akaike* (AIC), el cual penaliza a aquellos modelos que requieren un mayor número de parámetros. Una de las leyes básicas en la elaboración de modelos de predicción es el principio de parsimonia (si una serie temporal puede ser explicada por dos modelos, el más simple es el mejor). En el caso de usar el error medio cuadrático de los residuos (diferencia entre valores de la serie temporal y el valor obtenido aplicando el modelo), el valor del AIC corresponde a la ecuación (3.20), donde el MSE corresponde al error medio cuadrático de los residuos, *n* al número de observaciones y *m* al número de parámetros del modelo $(m = p + q + P + Q)$. Se selecciona aquel modelo que presenta un mejor valor del AIC.

$$AIC = n1n(MSE \cdot n) + 2m$$

(Ecuación 3.20)

3.2.2.7. Modelos ARIMA multivariantes.

Cuando se pretende predecir los nuevos valores de varias series temporales, cuyos valores están relacionados entre sí, puede realizarse mediante modelos ARIMA multivariantes. Los modelos multivariantes tienen expresiones similares a los univariantes, con la excepción de usar vectores y matrices (vectores para las series temporales, matrices para los coeficientes).

3.2.2.8. Modelos con variables exógenas.

Cuando un modelo ARIMA incluye como variable explicativa otra serie temporal distinta a la que queremos modelar, el modelo recibe el nombre de ARIMA con variable exógena o externa, ARIMAX (algunos autores los han denominado modelos de regresión dinámica). Con este tipo de modelos, la variable para la que construimos el modelo en función de sus valores pasados y de los valores presentes y pasados de la variable o variables explicativas.

En los siguientes párrafos se va a comentar el caso más general de relación de una variable (la variable a predecir) con una variable explicativa. Los modelos ARIMA, entendidos como los modelos que pueden tener todas o alguna de las componentes citadas (auto-regresivas, integradora y de media móvil) no son más que casos particulares del modelo general.

Si X es la variable que queremos predecir, y U es la variable explicativa, se puede expresar la relación entre ambas por medio de la ecuación (3.21), donde aparece también la variable error, e. El valor de los operadores polinominales de retardo A(B), H(B), I(B), J(B) Y K(B) aparece reflejado en las ecuaciones (3.22).

$$A(B)X_t = \frac{H(B)}{K(B)}U_t + \frac{I(B)}{J(B)}e_t$$

(Ecuación 3.21)

$$\begin{cases} A(B) = 1 + a_1 B + a_2 B^2 + ... + a_{na} B^{na} \\ H(B) = h_1 B + h_2 B^2 + ... + h_{nh} B^{nh} \\ I(B) = 1 + i_1 B + i_2 B^2 + ... + i_{ni} B^{ni} \\ J(B) = 1 + j_1 B + j_2 B^2 + ... + j_{nj} B^{nj} \\ K(B) = 1 + K_1 B + K_2 B^2 + ... + K_{nk} B^{nk} \end{cases}$$

(Ecuación 3.22)

La ecuación (3.21) representa el caso más general de la relación entre las dos variables. Esta relación vendría determinada por los parámetros *na*, *nh*, *ni*, *nj* y *nk*, además de todos los coeficientes de los operadores polinominales. En función de que alguno de los parámetros fuera nulo, se pueden particularizar distintos modelos que reciben denominaciones como ARX (auto-regresivo con variable exógena), ARMAX (auto-regresivo con media móvil y variable exógena), ARIMAX (auto-regresivo integrado con media móvil y variable exógena) o "output error" (cuando *J(B)=I(B)*).

Para identificar un modelo con estructura de este tipo, se diseñan modelos con diferentes valores para los parámetros, determinándose posteriormente el más adecuado por medio de algún criterio, como el AIC (existen otros criterios que también pueden usarse como el criterio de información bayesiano, BIC).

3.2.2.9. Ventajas e inconvenientes de los modelos ARIMA.

La principal ventaja que presentan los modelos ARIMA es la posibilidad que ofrecen de proporcionar intervalos de confianza en sus predicciones con una base estadística fiable. Por otra parte, son unos modelos ampliamente difundidos en los ámbitos de predicción económica, por lo que es fácil encontrar herramientas informáticas para su desarrollo.

Como inconvenientes se pueden citar que son modelos lineales, lo que hace difícil que puedan modelar suficientemente bien todos los problemas (el caso de la temperatura de los rodamientos del generador tiene características de no linealidad, principalmente cuando cambian parámetros de operación, manteniéndose cierta linealidad dentro de ciertas regiones de operación, la solución reside en aplicar un

modelo específico para cada zona). Además, la adecuada selección de la estructura del modelo exige una gran experiencia por parte del desarrollador. También se puede citar que son modelos muy sensibles a outliers, lo que obliga a revisar la serie temporal para detectarlos y corregirlos antes de diseñar el modelo de predicción.

3.2.2.10. Aplicación de los modelos ARIMA para la predicción del valor esperado de una variable de operación en un aerogenerador en el corto plazo.

Existen varios ejemplos de artículos publicados en la literatura internacional en los que se usan modelos ARIMA, fundamentalmente para la predicción de la velocidad media del viento en el corto o muy corto plazo[33], enumerados en el apartado de bibliografía 8.1.4. Modelización matemática de sistemas predictivos, los cuales corresponden a modelos que sólo usan la serie temporal de la variable. Son por tanto modelos univariantes. En los modelos presentados en la presente Tesis, se han aplicado estos modelos principalmente a la evolución de temperaturas bajo unas condiciones de operación muy específicas, como se verá más adelante en el capítulo 6.3.4.2.1. Modelo Mixto NARX.

En otras publicaciones se utiliza la metodología ARIMA para construir varios modelos cuyos valores de predicción son utilizados posteriormente para calcular, por un procedimiento de medias ponderadas con coeficientes variables con el tiempo, el valor final de predicción. Los modelos usados corresponden a auto-regresivos puros y a auto-regresivos con variables exógenas (predicciones de un modelo atmosférico).

Así, los modelos ARIMA constituyen una opción más a considerar en el diseño de modelos de predicción del valor esperado de una variable de operación en aerogeneradores, principalmente como modelos de apoyo en el conjunto de sistemas de expertos[34], y raramente como modelo principal. Donde han presentado mayor aplicación ha sido en la creación de los indicadores de estado de los equipos, estos

33 Los modelos predictivos a corto o muy corto plazo sirven para detectar fallos inmediatos, es decir, no se utilizan para detectar degradaciones que se mantienen o evolucionan poco a poco en los equipos hasta el fallo, sino que sirven para detectar fallos que se presentan de manera repentina y que pueden o no desaparecer de la misma forma sin que lleguen a ser detectdos por los sistema SCADA, como por ejemplo un fallo por paso de corriente que produzca calententamientos puntuales de un componente cuando se dan unas condiciones de humedad y suciedad determiandas.

34 Sistema de expertos: conjunto de modelos que se utilizan para predecir el valor esperado de una variable. Cada experto estará desarrollado con una metodología diferente o para una región de operación determianda, de tal forma que la opinión de varios expertos mejore el valor esperado de una variable en comparación con un único modelo que pueda presentar mayores errores locales.

indicadores están basados en la evolución en el tiempo del error entre el modelo y la realidad, de tal forma que el cambio brusco en la evolución del modelo del indicador representa un "change point" o una degradación permanente.

3.2.3. Redes neuronales artificiales

Los modelos ARIMA, descritos en el apartado anterior, presentan como una limitación el hecho de que sean modelos lineales, lo que los hace relativamente imprecisos en la predicción de variables de naturaleza no lineal. En la literatura especializada se pueden encontrar una gran colección de modelos, derivados de los creados bajo la metodología de los modelos ARIMA, pero de carácter no lineal. Así existen modelos auto-regresivos no-lineales (NAR), modelos auto-regresivos no-lineales de media móvil (NARMA), etc.

Estos últimos dos tipos de modelos están basados en las series de Volterra, y aunque son modelos no lineales, son modelos lineales en los parámetros, lo que hace que se puedan estimar éstos con los mismos métodos que se emplean en los modelos lineales (por ejemplo por mínimos cuadrados).

Pero incluso los modelos NARMA tienen limitaciones: sólo son precisos representando un tipo específico de no linealidades, por lo que no se pueden aplicar a cualquier tipo de problema de predicción. Las redes neuronales artificiales superan esa limitación ya que son auténticos "aproximadores universales" de funciones incluyendo, evidentemente, las no lineales.

Las redes neuronales artificiales son sistemas inspirados en los sistemas neuronales biológicos (cerebro animal). Las redes neuronales artificiales (en lo sucesivo redes neuronales) constan de un conjunto de elementos simples de procesamiento, llamados neuronas o nodos, conectados entre si por conexiones que tienen asignado un valor numérico modificable llamado peso.

Cada neurona puede recibir información de otras neuronas (que actúan para ella como entradas) o de una entrada externa, y a su vez generar información en una salida que puede servir de información de entrada a otras neuronas. El procesamiento que cada neurona hace con la información que recibe consiste en generar un valor

(información) de salida que es función de una combinación lineal de los valores de sus entradas, tal como recoge la ecuación (3.23).

En la ecuación (3.23), y_i representa el valor de la salida de la neurona *i*, x_j es el valor de la entrada *j* (valor de la salida de la neurona, también designada con el índice *j*); w_{ij} es el peso de la conexión entre las neuronas *i* y *j*; θ_i es el umbral o sesgo (bias) de la neurona; y f_i es la función de activación. Esta función de activación puede ser lineal, pero usualmente es de tipo no lineal (sigmoidal, gaussiana, función de Heaviside, etc…) Esa no linealidad de la función de activación constituye la base para que una red neuronal pueda ser el aproximador universal de funciones no lineales. La estructura de una neurona de una red neuronal es la mostrada en la Ilustración 57.

$$y_i = f_i\left(\sum_{j=1}^{n} w_{ij} x_j + \theta_i\right)$$

(Ecuación 3.23)

Las redes neuronales pueden dividirse en redes unidireccionales (feedforward) y redes recurrentes, en función de cómo estén realizadas las conexiones entre neuronas: en las redes unidireccionales las neuronas están conectadas siguiendo el sentido de entrada hacia la salida: las redes recurrentes tienen conexiones entre neuronas en el sentido contrario. Formalmente, una red neuronal unidireccional sería aquella en que numerando correlativamente las neuronas comenzando por las que constituyen la entrada de la red y acabando por las que constituyen las salidas, no hay ninguna neurona que tenga como entrada la salida de otra neurona a la que se le haya asignado un número mayor al suyo. En las redes recurrentes es imposible realizar ese esquema de numeración.

Además dentro de los modelos unidireccionales existen variantes, en las que las neuronas de una capa oculta no reciben información exclusivamente de la capa anterior, sino que pueden recibir información adicional de las entradas u otras capas previas, siempre en sentido de entrada hacia la salida. A este tipo de configuración le llamaremos en adelante en cascada.

Para todas las configuraciones anteriores, además puede introducirse un desfase en las entradas, de tal forma que el valor de una salida en el instante *t* no dependa sólo de las entradas en *t,* sino también de las entradas y, según la configuración de la red, también de las salidas en t_{-1}, t_{-2} … t_{-n}. Esta configuración dentro de la red, se transforma de alguna forma en derivadas parciales de las variables de entrada y de las variables internas generadas entre las diferentes capas de neuronas.

La estructura de una red neuronal queda determinada por la disposición de las neuronas, sus interconexiones y sus funciones de activación. Las neuronas se agrupan en capas, considerándose como "ocultas" aquellas que no corresponden a la capa de entradas (las neuronas que proporcionan su salida al exterior). El conjunto de valores que se presentan a las neuronas de la capa de entradas (un valor por neurona), correspondientes a las entradas de la propia red neuronal, recibe la denominación de valor del vector de entradas.

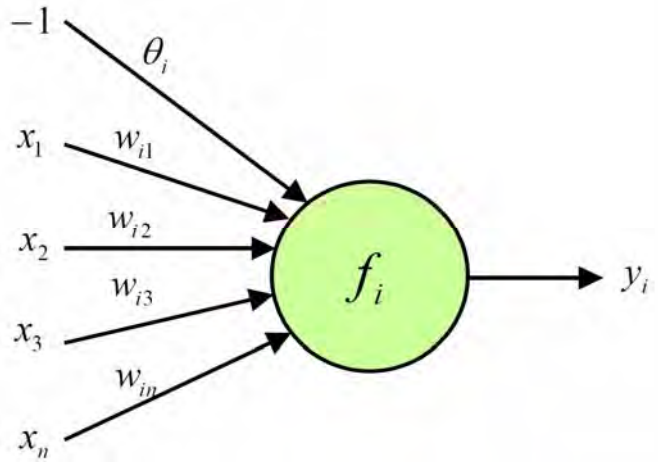


Ilustración 57.- Procesamiento de la información en una neurona feedforward. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

La principal característica de las redes neuronales es su capacidad de aprendizaje. Este aprendizaje consiste en el ajuste de los pesos de las conexiones entre neuronas de una forma iterativa para conseguir un efecto deseado, el de "aprender" las relaciones existentes entre pares de valores de vectores de entradas-salidas que se le suministren, o encontrar un patrón común en datos de entrada para poderlos clasificar de acuerdo

a los distintos patrones. Se pueden distinguir tres tipos de aprendizajes en redes neuronales comentados seguidamente:

- Aprendizaje supervisado: se suministran a la red neuronal tanto el valor del vector de entradas, como el valor del vector salidas (valor del vector de salidas esperado correspondiente a cada valor del vector de entradas). Durante el proceso de aprendizaje, la red neuronal ajusta sucesivamente el peso de las conexiones de forma que se minimiza el error entre los valores del vector de salidas de la red neuronal y los valores del vector de salidas esperado. Este tipo de aprendizaje es usual en aproximación de funciones no lineales con redes neuronales.
- Aprendizaje no supervisado: la red neuronal no recibe ningún valor esperado del vector de salidas (de ahí lo de aprendizaje no supervisado), pero busca en los valores del vector de entradas alguna propiedad o correlación que los permita clasificar de acuerdo a la misma.
- Aprendizaje reforzado: es un caso especial de aprendizaje supervisado en el que el valor del vector de salidas esperado no es suministrado: únicamente se suministra a la red neuronal la información precisa de si el valor del vector de salidas es igual o no al esperado.

En el desarrollo de los trabajos de investigación de este documento se han utilizado los tipos de redes neuronales más prometedores para el modelado del comportamiento de sistemas de generación energética, en concreto de aerogeneradores.

3.2.3.1. Perceptrones multicapa.

El perceptrón multicapa o red neuronal MLP (del inglés "Multilayer Perceptron") es un tipo de red neuronal unidireccional en el que las neuronas están organizadas en capas, de forma que una neurona situada en una capa intermedia sólo puede tener como entrada las salidas de la capa precedente, y su salida sirve de entrada para neuronas de la siguiente capa (esto no sucede en las redes en cascada). Su representación gráfica es la recogida en la Ilustración 58 en la que las neuronas de color

amarillo forman la capa de entradas (cada neurona de la capa de entradas recibe un valor externo), las neuronas de color naranja forman una capa intermedia o capa oculta, y las neuronas rojas forman la capa de salidas (el valor de salida de cada una de las neuronas constituye una de las salidas de la red neuronal).

Se describe principalmente la red MLP dado que el resto de configuraciones, como las redes en cascada, o las redes con feedback o con retraso en las entradas, pueden considerarse como variantes de éstas.

Una red neuronal MLP puede tener varias capas ocultas, si bien con una sola capa oculta sería capaz de aproximar, con error arbitrariamente pequeño, cualquier función continua (lineal o no) acotada, y con dos capas ocultas cualquier función continua. En los trabajos de investigación de este documento se han utilizado redes neuronales MLP de una o dos capas ocultas, seleccionando finalmente aquella que menor error predictivo presenta. Las redes neuronales de más de 2 capas ocultas, reciben el nombre de redes neuronales profundas, están ampliamente utilizadas en modelos de reconocimiento de patrones como reconocimiento facial, pero presentan tiempos de entrenamiento muy elevados y en los modelos generados no presentaron mejoras significativas, incluso en algunos casos manifiestan peores aproximaciones, posiblemente por efectos del sobre-entrenamiento.

La red neuronal MLP puede utilizarse en aplicaciones de clasificación (dado un valor del vector de entradas, determinar a que clase o grupo predefinido pertenecen) o de aproximación de funciones (aprovechando su característica de no linealidad de las funciones de activación de las neuronas).

El diseño de una red neuronal MLP implica la selección del número de capas ocultas y del número de neuronas de cada capa. Cuanto mayor sea el número de capas y de neuronas, mayor será la capacidad de la red neuronal MLP de ajustar cualquier función, pero aumentará el tiempo necesario para entrenarla (para que realice el aprendizaje), y, sobre todo se corre el riesgo de sobre-entrenar la red.

El sobre-entrenamiento se traduce en que la red neuronal ajusta perfectamente los valores que se le han dado en el vector de entradas, proporcionando el valor deseado del vector de salidas o un valor relativamente muy próximo, pero se ha "adaptado" demasiado a esos datos perdiendo su capacidad de generalización en la predicción.

Cualquier valor del vector de entradas diferente de los utilizados en el entrenamiento de la red neuronal puede dar resultados pobres.

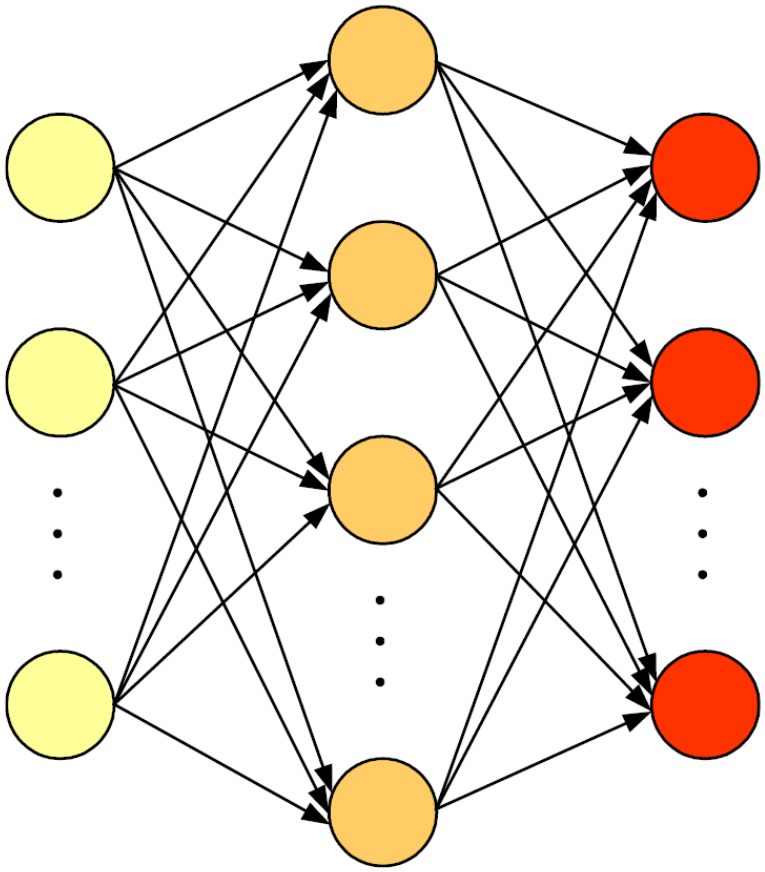


Ilustración 58.- Perceptrón multicapa con una capa oculta. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Existen diversas técnicas para el aprendizaje o entrenamiento de las redes neuronales MLP. El más extendido es el de retropropagación del error (backpropagation), el cual ha sido adaptado al entrenamiento de más tipos de redes neuronales, aparte de las MLP. En las próximas líneas se comenta brevemente, el caso de una red neuronal con varias entradas y varias salidas, y una única capa oculta, si bien la generalización a cualquier número de capas ocultas es inmediata. El conjunto de valores, en un instante dado, de las entradas es lo que llamamos valor del vector de entradas. El conjunto de valores, en un instante dado de las salidas es lo que llamamos valor del vector de salidas.

La técnica de retropropagación de error consiste, básicamente, en actualizar los pesos de las conexiones entre neuronas proporcionalmente a su contribución al error. Existen dos versiones en la aplicación de esta técnica, la conocida como versión "online" (también conocida como "instante-based") y la versión "off-line" (también llamada "batch"). En la versión "on-line" de entrenamiento, la actualización de los pesos de la red neuronal se realiza tras la presentación de cada valor del vector de entradas. En la versión "off-line", la actualización de los pesos de la red neuronal se realiza tras la presentación de todo el conjunto de valores del vector de entradas de los datos de entrenamiento (lo que constituye un "epoch"). En los trabajos de investigación recogidos en este documento se han utilizado siempre este segundo método.

Si la actualización de los pesos de la red neuronal se realiza tras la presentación de cada valor del vector de entradas (entrenamiento "on-line"), la variación del peso para el valor del vector de entradas $n, \Delta w_{ij}(n)$, de la conexión entre las neuronas *i* y *j* (neurona *i* situada en una capa posterior a la de la neurona *j*), viene dada por la ecuación (3.24) donde η corresponde el llamado factor de aprendizaje (una constante numérica, también llamada "*step*"), δ_j es el gradiente del error local en la neurona *j*, $o_i(n)$ es el valor de la salida de la neurona *i* para el valor del vector de entradas *n*, α es un coeficiente llamado momento y $\Delta w_{ij}(n-1)$ representa la variación del peso de la conexión entre las neuronas *i* y *j* para el valor del vector de entras *n-1*.

$$\Delta w_{ij}(n) = \eta \delta_j o_i(n) + \alpha \Delta w_{ij}(n-1)$$

(Ecuación 3.24)

El gradiente de error local para una neurona de la capa de salidas es el producto de la derivada de la función de error escogida (normalmente el error cuadrático) y de la función de activación de la neurona. El gradiente de error local para una neurona de una capa oculta es igual a la suma ponderada de los gradientes de error local de las neuronas a las que conectan las conexiones que salen de dicha neurona (el peso de cada conexión actúa de factor de ponderación). El valor del peso de la conexión entre las neuronas *i* y *j* para el siguiente valor de vector de entradas, (*n+1*), viene dado por la

ecuación (3.25). La expresión para la actualización de los pesos para neuronas de capas ocultas es muy similar a la ecuación (3.24).

$$w_{ij}(n+1) = w_{ij}(n) + \Delta w_{ij}(n)$$

(Ecuación 3.25)

En la ecuación (3.24), aparecen dos coeficientes η y α que juegan un papel especialmente importante en el entrenamiento de la red neuronal. Ambos son dos constantes numéricas, con una importancia primordial en el entrenamiento de la red neuronal. Un alto valor del factor de aprendizaje η hace que la red neuronal reaccione rápidamente a cambios en las entradas, pero hace que la red neuronal sea inestable si es demasiado alto. Por el contrario, un factor de aprendizaje bajo hace que el tiempo necesario para el entrenamiento de la red neuronal se incremente.

El coeficiente α, o momento, describe la porción de cambio de peso que se añade en la siguiente actualización de pesos. Un bajo valor del momento hace que el entrenamiento se vuelva inestable, ocasionando oscilaciones en los valores de los pesos de las conexiones e impidiendo el aprendizaje de la red neuronal. El máximo valor para el momento es la unidad y los valores usuales los comprendidos entre 0,5 y 0,9.

Para evitar el sobre-ajuste o sobre-entrenamiento ("*over-fitting*") de la red neuronal, existen varias técnicas como la limitación en el número de epochs en el proceso de entrenamiento ("*early-stopping*"), la adición de ruido blanco sobre los valores de las variables de entrada, o la utilización de la validación cruzada, siendo esta última la técnica más extendida. Con esta última técnica se dividen los datos disponibles en dos grupos: entrenamiento y validación cruzada.

Los datos del grupo de entrenamiento se utilizan para el ajuste de los parámetros de la red neuronal utilizando el método de entrenamiento elegido. Los datos del grupo de validación cruzada no se utilizan en la determinación del error que se pretende minimizar con el entrenamiento de la red neuronal, sino que se presentan a la red neuronal tras cada epoch de entrenamiento. El proceso de entrenamiento se interrumpe cuando haya transcurrido un número determinado de epochs sin reducción del error con los datos de validación cruzada.

En la predicción de nuevos valores para series temporales, la red neuronal MLP puede sacar partido de su capacidad de aproximar funciones no lineales, permitiendo diseñar fácilmente modelos auto-regresivos no lineales: sólo es necesario utilizar como variables de entrada para la red neuronal los valores pasados de la propia variable que forma la serie temporal (*retrasos*).

3.2.3.2. Red neuronal unidireccional multicapas generalizada (o en cascada).

La red neuronal unidireccional multicapas generalizada, FFBP (de *feedforward backpropagation*, ya que éste es el método de entrenamiento usualmente utilizado), comparte las características de la red neuronal MLP, ya que está formada por capas de neuronas con conexiones unidireccionales (de entradas a salidas), pero a diferencia de la red neuronal MLP permite que haya conexiones entre neuronas de capas no consecutivas (anteriormente denominadas como red en cascada). Así, para el caso de una red neuronal FFBP con una sola capa oculta, las neuronas de la capa de entradas también se conectan a las neuronas de la capa de salidas (en la red neuronal MLP no sería posible), tal como muestra la Ilustración 59.

Para el caso de una red neuronal FFBP con dos capas ocultas, las neuronas de la capa de entradas se conectan a las dos capas ocultas y a la capa de salidas; las neuronas de la primera capa oculta se conectan a la segunda capa oculta y a la capa de salidas; y las neuronas de la segunda capa oculta se conectan solamente a la capa de salidas.

La ventaja de la red neuronal FFBP sobre la red neuronal MLP es que, para una misma estructura (capas y neuronas), necesita menos tiempo en el entrenamiento al adaptarse más rápidamente los pesos de las conexiones de las neuronas de las primeras capas de la red.

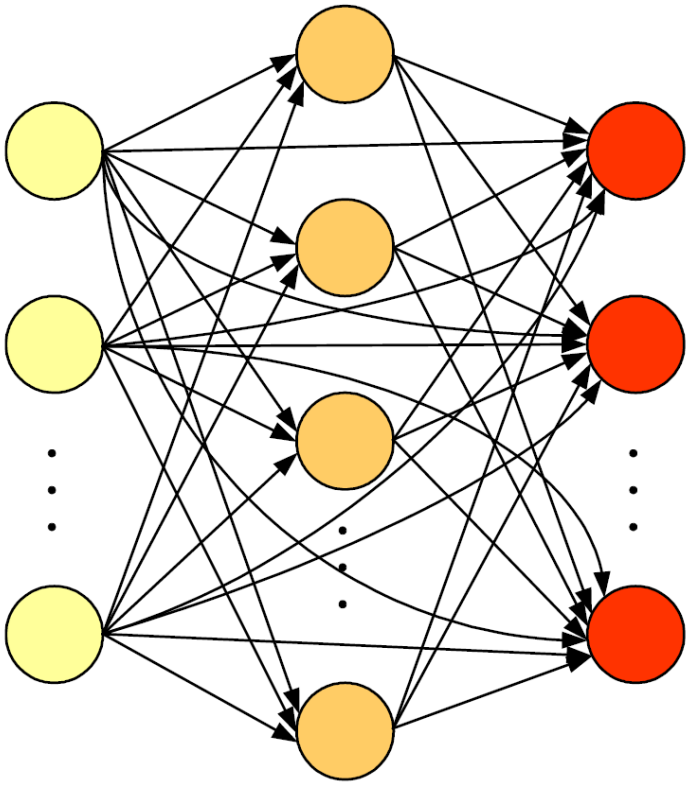


Ilustración 59.- Red neuronal unidireccional multicapa generalizada, FFBP, con una capa oculta. En Matlab se denominan redes neuronales en cascada. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

3.2.3.3. Red neuronal modular.

La red neuronal modular constituye otra variante sobre la red neuronal MLP. Una red neuronal modular está compuesta de varias redes neuronales multicapas en paralelo (sub-redes neuronales), es decir, comparten la capa de entradas y la capa de salidas, pero las capas ocultas son independientes. El valor del vector de salidas de la red neuronal modular se obtiene por combinación lineal de los valores de los vectores de salidas de las sub-redes neuronales.

En el entrenamiento, cada sub-red neuronal puede "especializarse" en ajustar los valores de su vector de salidas para un conjunto de valores del vector de entradas, lo que mejora el funcionamiento de la red neuronal en su conjunto. Por otra parte, para un mismo número total de neuronas, el entrenamiento de una red neuronal modular es más rápido que el de una red neuronal MLP, ya que el número de conexiones entre

neuronas es menor para la red neuronal modular (al no existir conexiones entre neuronas de sub-redes neuronales distintas).

Pueden implementarse diferentes redes neuronales modulares haciendo que cada sub-red neuronal sea MLP o FFBP. Evidentemente, no se permiten conexiones de las neuronas de una sub-red neuronal a las de otra.

Una variante, relativamente más compleja, donde un conjunto de redes expertas (neuronales o no) compiten entre sí, siendo una red no lineal la encargada de seleccionar la red experta que debe activarse en cada periodo de tiempo (para cada valor del vector de entradas). Esta última red no lineal es la llamada red maestra. En el presente estudio nos hemos centrado principalmente en esta metodología, incluyendo sistemas de lógica fuzzy en algunos casos para activar el experto que corresponda en cada caso.

3.2.3.4. Red neuronal de función de base radial.

Se trata de un tipo de red neuronal que se caracteriza por tener un aprendizaje híbrido, es decir, combina el aprendizaje no supervisado con el aprendizaje supervisado. La red neuronal con función de base radial, RBF (radial basis function), es una red con tres capas de neuronas: capas de entradas, capa oculta y capa de salidas. Además, es una red neuronal unidireccional y sólo se permiten conexiones entre neuronas de capas consecutivas en el orden de entrada a salida, tal como muestra la Ilustración 60. Su diferencia fundamental respecto a la red neuronal MLP está en la función de activación de las neuronas de la capa oculta.

En una red neuronal MLP, las neuronas de la capa oculta realizan una suma ponderada de los valores de las entradas (el factor de ponderación son los pesos de las conexiones) y aplica a esta suma una función de activación, generalmente de tipo sigmoidal. En una red neuronal RBF las neuronas de la capa oculta calculan la distancia euclídiana[35] entre el valor del vector de entradas y un valor del vector previamente

35 Distacia Euclidiana: Descrita en el apartado 6.3.3.3.Filtrado multivariante: Técnicas de Clusterizado de la presente Tesis.

almacenado en cada neurona, que recibe el nombre de centro, y sobre esa distancia aplica una función con forma gaussiana.

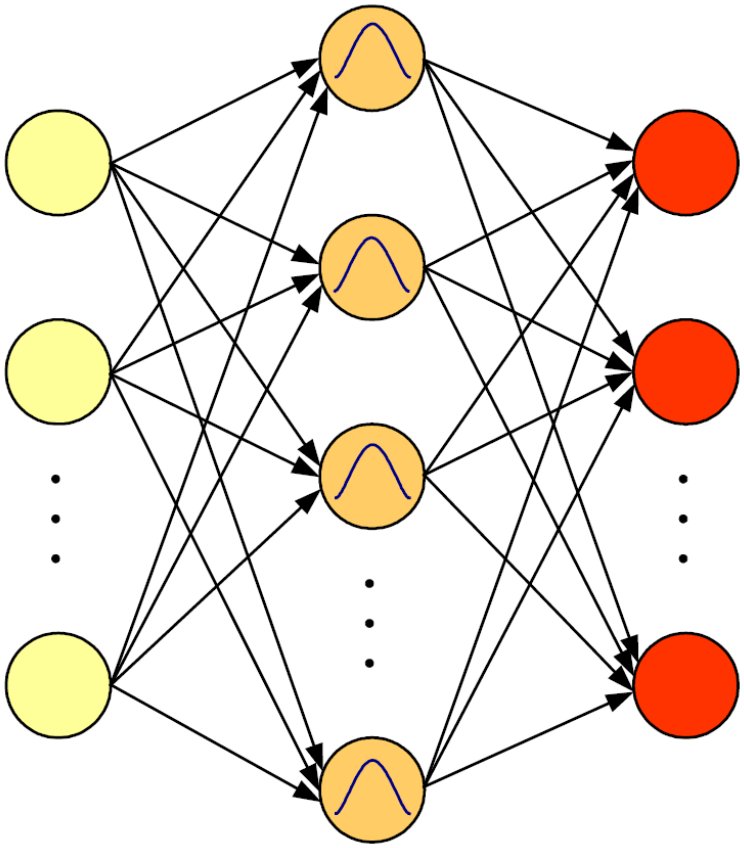


Ilustración 60.- Red neuronal en función de base radial. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Para que cada una de las neuronas de la capa oculta puedan calcular esa distancia euclídea, hace falta que almacene previamente el valor del centro. Esto se consigue mediante un aprendizaje no supervisado aplicando el algoritmo "*k-means*", el cual trata de reflejar en los centros las agrupaciones naturales entre los valores del vector de entradas.

Con este método de aprendizaje y establecido previamente el número de neuronas en la capa oculta, es decir, el número de centros, se selecciona un número igual de valores del vector de entradas para actuar de centros. Cada valor del vector de entradas pertenecerá a un único grupo, correspondiente al del centro más cercano (en términos

de distancia euclídea), y el centro de cada grupo es el centroide (valor medio) de los valores del vector de entradas que pertenecen a dicho centro. La varianza de las funciones gaussianas se calcula como una fracción del valor medio de la distancia euclídea a los centros más cercanos.

Puesto que una función gaussiana es una función no lineal, una única capa oculta es suficiente para aproximar cualquier tipo de función, si bien para los trabajos de investigación realizados con funciones no lineales, se ha dispuesto de una o dos capas ocultas adicionales. Estas capas ocultas son similares a las de una red neuronal MLP, es decir, con función de activación sigmoidal en cada neurona.

Así, el entrenamiento de una red neuronal RBF consta de dos fases. En una primera fase se realiza el aprendizaje no supervisado (no se le aporta a la red neuronal el valor esperado del vector de salidas) por medio del algoritmo *k-means*. En la segunda fase se realiza un aprendizaje supervisado, donde se actualizan los pesos de las neuronas de la capa de salidas (con función de activación lineal) y los de las capas ocultas (con función de activación sigmoidal), si es que estas capas han sido utilizadas.

La ventaja de las redes neuronales RBF frente a las redes neuronales MLP se centra en su mayor rapidez en el entrenamiento y en la necesidad de un menor número de neuronas para aproximar con igual grado de exactitud una función no lineal.

3.2.3.5. Redes neuronales de análisis de componentes principales.

En muchos sistemas de procesado de información es necesario extraer las características principales e inherentes de un conjunto de entradas de alta dimensión. Esta extracción de información de características principales conduce a una reducción de la dimensión de los datos. Un ejemplo típico puede ser el procesado de una imagen: la gran cantidad de datos que significan todos los píxeles de la imagen puede reducirse a un conjunto menor que contenga lo realmente relevante y específico de la imagen.

Una de las técnicas propuestas para la extracción genérica de esas características es el análisis de componentes principales, PCA, técnica estadística que trata de encontrar las componentes principales de una población o conjunto de datos.

Un ejemplo simple de reducción de las dimensiones sería el representado en la Ilustración 61. Disponemos de un sistema con dos variables x_1 y x_2, y un conjunto de observaciones de ambas variables representadas por puntos en el plano (parte izquierda de la figura). La misma información (mismos puntos), pero con un solo eje está representada en la parte derecha, que contiene una dimensión menos que antes (ahora es suficiente una variable para determinar cada punto; antes necesitábamos dos). Un ejemplo aplicado al presente trabajo, sería la utilización de variables de salto térmico entre dos equipos, en lugar de utilizar las dos temperaturas, es decir, utilizar ΔT como T_1-T_2 en lugar de T_1 y T_2.

Para un caso general n-dimensional, las componentes principales son las proyecciones sobre las direcciones principales o de mayor varianza. La eliminación de direcciones donde la varianza es muy pequeña para la población, se traduce en una reducción de dimensión en la representación de los datos. Además esa reducción es óptima en el sentido del error medio cuadrático (es posible la reconstrucción de los datos originales con un error MSE mínimo).

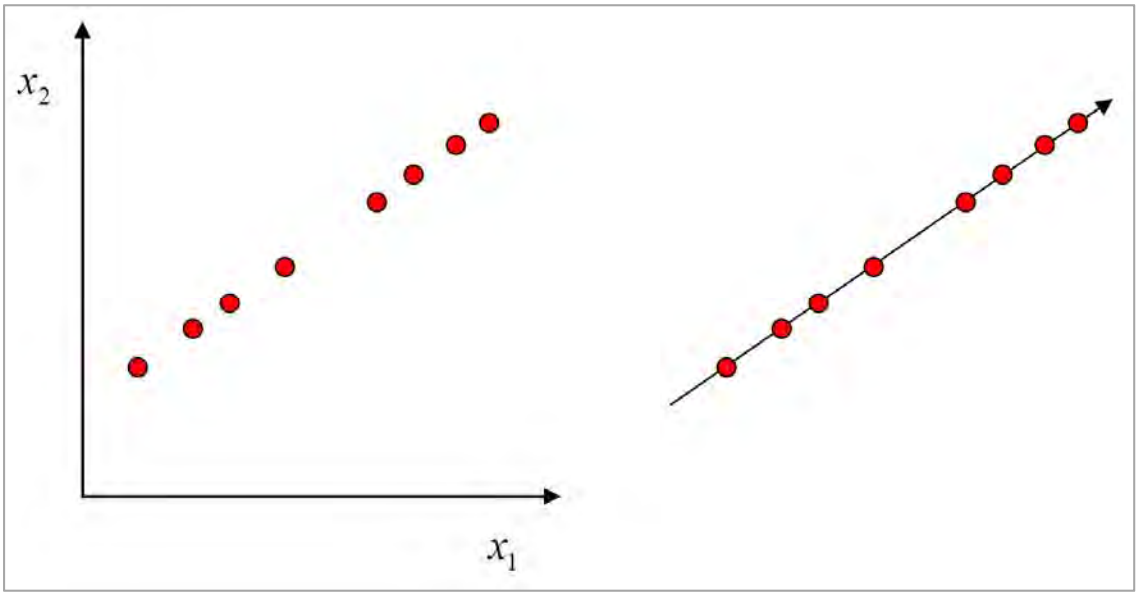


Ilustración 61.-Ejemplo de reducción dimensional. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Las redes neuronales con análisis de componentes principales (en lo sucesivo redes neuronales PCA) realizan esa reducción de la dimensión del espacio de entrada (reducción de la dimensión del vector de entradas) mediante la proyección de la información de D neuronas de entrada sobre N neuronas de una capa oculta, tal como muestra la Ilustración 62. La capa de neuronas ocultas, representadas en color naranja, tendrá como vector de salidas las N primeras componentes principales correspondientes a las D variables de entrada. El valor del vector de salidas se calcula por combinación lineal, es decir, sin función de activación.

La reducción del espacio de entrada se puede realizar aplicando la regla de *Oja* o el método de *Sanger*. En ambos casos se trata de un aprendizaje no supervisado en el que se realiza el ajuste de los pesos de las conexiones entre la capa de entradas de la red neuronal y la primera capa oculta, de forma que las salidas de esta primera capa oculta corresponden al valor de las *N* componentes principales del vector de entradas.

Las salidas de esta primera capa oculta pueden servir como capa de entradas de una red neuronal MLP. El resultado obtenido es una red neuronal MLP que utiliza menos entradas que las del conjunto de la red neuronal PCA, ya que con la aplicación de análisis de componentes principales se ha producido una reducción efectiva en el número de variables de entrada (reducción de dimensiones), con la ventaja de que los valores de estas componentes principales carecen de correlación entre sí.

El entrenamiento de este tipo de redes neuronales incluye una primera fase con entrenamiento no supervisado, para adecuar los pesos de las conexiones entre las dos primeras capas, de forma que se obtengan a la salida el valor de las *N* primeras componentes principales correspondientes al vector de entradas. A esta primera fase le sigue un entrenamiento supervisado para ajustar los pesos de la red neuronal MLP que sigue a esa primera capa oculta.

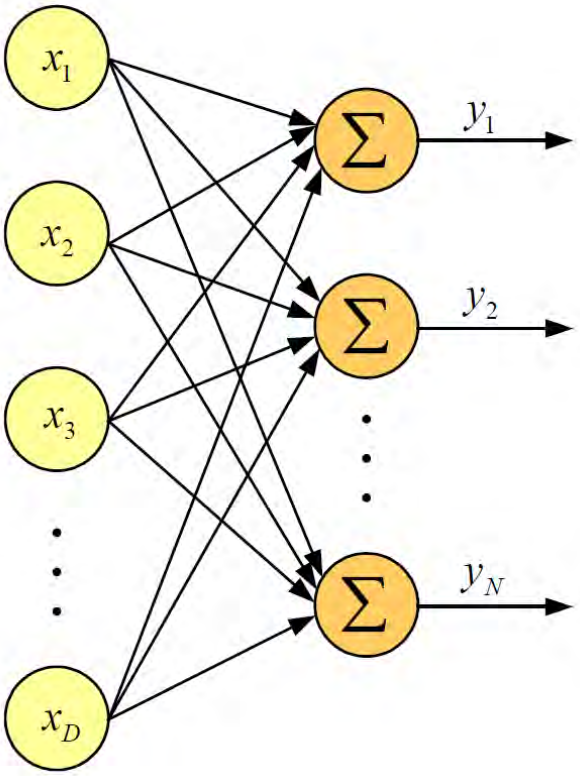


Ilustración 62.- Principio de la red neuronal PCA. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

La ventaja de las redes neuronales PCA sobre las redes neuronales MLP es que están menos afectadas por el problema conocido como "curso de dimensionalidad": el número de valores del vector de entradas distintos necesarios para entrenar adecuadamente una red neuronal crece exponencialmente con el número de dimensiones del vector de entradas (con el número total de entradas de la red neuronal). En una red neuronal MLP, un número limitado de valores del vector de entradas hace que la red neuronal no ajuste bien los pesos de las conexiones entre neuronas. La reducción de dimensiones conseguida con la red neuronal PCA ayuda a evitar este problema. Se consideró la utilización de estas redes neuronales en la presente Tesis, ya que a pesar de tener un importante histórico de datos, a la hora de limpiar los datos, clasificar las diferentes regiones de operación, extracción de periodos de tiempo en los que se desconoce si el aerogenerador está en perfectas condiciones, etc… el tamaño de la muestra se reducía cada vez más. Finalmente las redes de perceptrón

multicapa presentaron muy buenos resultados, ya que se realizó una selección principal de variables principales.

3.2.3.6. Redes neuronales recurrentes.

Las redes neuronales recurrentes, como comentábamos en páginas anteriores, son aquellas que tienen conexiones entre neuronas que no siguen la dirección de capa de entradas a capa de salidas. Existen varios tipos de redes neuronales recurrentes, algunos de los cuales han sido utilizados en los trabajos de investigación recogidos en este documento. Estos tipos son los que van a ser brevemente descritos en los próximos apartados.

3.2.3.6.1. Conceptos generales del comportamiento de RR.NN. con diferentes configuraciones de recurrencia

En el presente apartado presentamos la respuesta de una red neuronal ante una señal escalón en función de las diferentes opciones de configuración de la misma. Será necesario conocer la respuesta de una red neuronal ante una entrada para poder realizar la mejor configuración de la misma en función de la variable que quiera modelarse.

Configuración de red neuronal estática

Imaginemos una neurona con función de transferencia lineal, y peso $w = 2$, como se muestra en la siguiente figura:

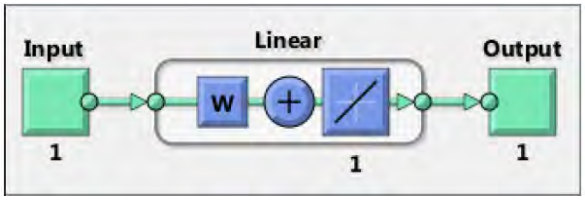


Ilustración 63.- Esquema configuración de red neuronal estática. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox.

La respuesta ante la entrada escalón de valor unitario es otro escalón, pero amplificado conforme el peso w, como se muestra en la siguiente figura. Por tanto, la red neuronal estática reproduce el valor de entrada conforme el peso previamente configurado.

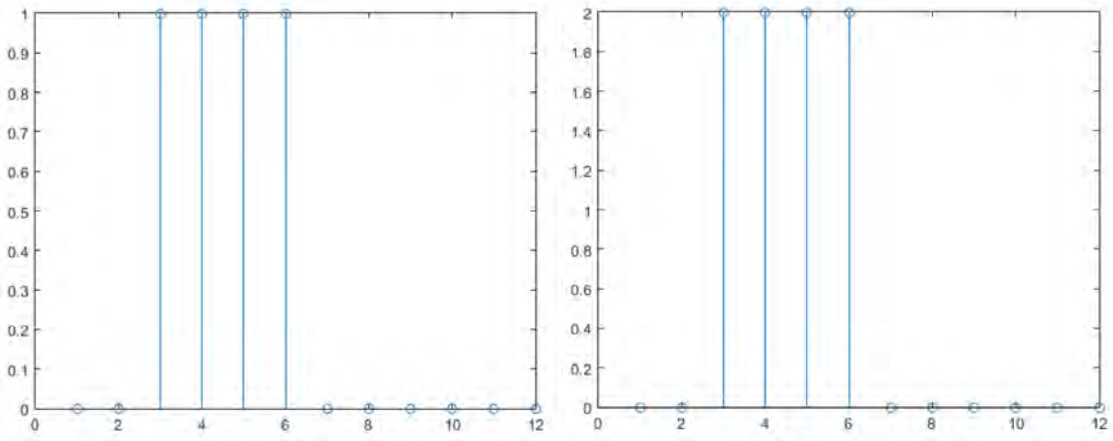


Ilustración 64.- Respuesta a un escalón unitario de una de red neuronal estática. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox.

Configuración de red neuronal dinámica con retardo

Imaginemos una neurona con función de transferencia lineal, retardo de una unidad temporal (luego tiene en cuenta el valor de la entrada en *t* y el valor de la entrada en *t-1*) y peso $w = 2$, como se muestra en la siguiente figura:

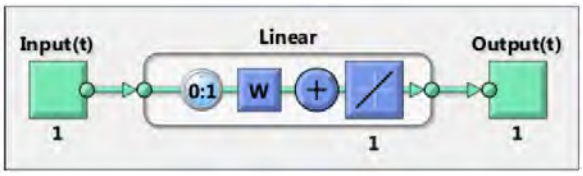


Ilustración 65.- Esquema configuración de red neuronal dinámica con retardo. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox.

En la respuesta ante la entrada escalón de valor unitario, se observa que se produce un retardo tanto en la subida como en bajada del escalón. Es decir se considera que ante un cambio en la entrada, la respuesta no es inmediata, sino que tiene cierta inercia.

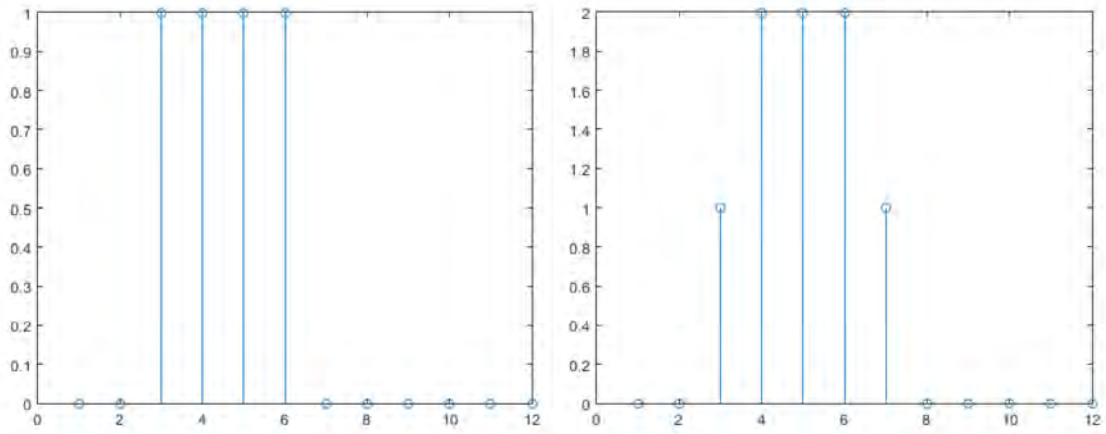


Ilustración 66.- Respuesta a un escalón unitario de una red neuronal dinámica con retardo. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox.

Imaginemos que se trata del modelo de temperatura de un componente del aerogenerador que depende de si la máquina está en producción o no. Cuando la máquina ha estado parada, su temperatura puede ser 0 y repentinamente la máquina se pone en marcha (cambio de 0 a 1 en el escalón de entrada). La temperatura no aumenta de forma instantánea, ya que tienen cierta inercia térmica. Después de un intervalo temporal se alcanza la temperatura de operación y se mantiene hasta que se detiene el equipo. Al igual que sucede en el arranque, la temperatura se mantiene y tarda un intervalo de tiempo en llegar a la temperatura de parada.

Configuración de red neuronal dinámica recurrente

Imaginemos una neurona con función de transferencia lineal, lazo recurrente de un periodo (luego tiene en cuenta el valor de la entrada en *t* y el valor de la salida en *t-1*) y peso $w = 2$, como se muestra en la siguiente figura:

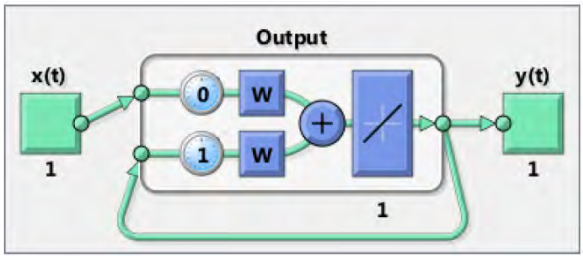


Ilustración 67.- Esquema configuración de red neuronal dinámica recurrente. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox.

En la respuesta ante la entrada escalón de valor unitario, se observa que se produce un retardo tanto en la subida como en bajada del escalón. Es decir se considera que ante un cambio en la entrada, la respuesta no es inmediata, sino que tiene cierta inercia y se aumenta el efecto de memoria de la red.

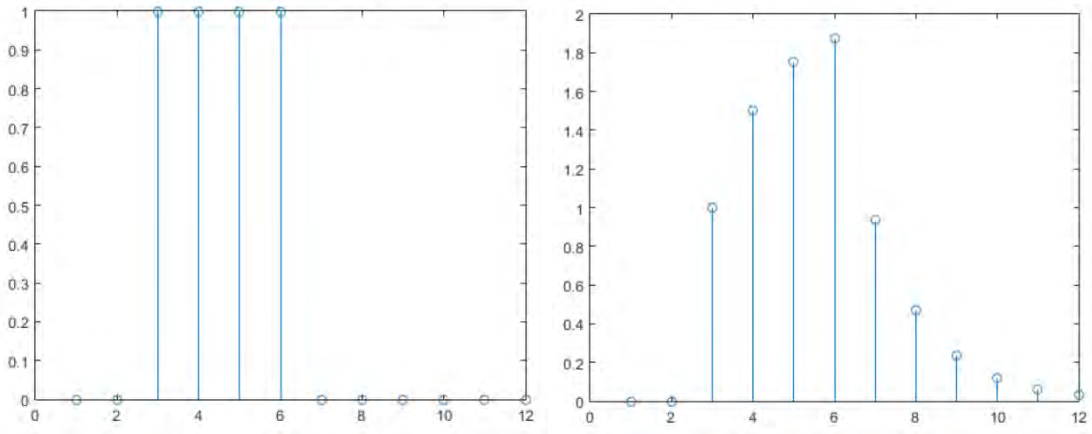


Ilustración 68.- Respuesta a un escalón unitario de una red neuronal dinámica recurrente. Fuente: Matlab Neural Network Toolbox.

En una red recurrente, ante la respuesta finita de la salida del escalón, nunca se alcanzaría nuevamente el valor inicial 0, obteniéndose una respuesta infinita.

Mediante estas configuraciones y otras básicas de redes neuronales, como la incorporación de un offset (bias), conexión en cascada o en formato MLP, etc., puede

complicarse enormemente la red neuronal, facilitando el modelado de sistemas no lineales complejos.

3.2.3.6.2. Redes neuronales de Elman.

Las redes neuronales de *Elman*, son un tipo de redes recurrentes, que el propio Elman describió como "redes recurrentes simples". Las redes neuronales de *Elman* parten de la estructura de una red neuronal MLP pero añaden una capa oculta adicional, llamada capa de neuronas de contexto, cuya misión es extraer información temporal de los datos. Esta extracción se realiza copiando el contenido de una capa oculta en la capa de neuronas de contexto. La capa de neuronas de contexto tiene como entradas sus propias salidas y las salidas de las neuronas de la capa oculta. La capa oculta tiene como entradas las neuronas de la capa de entradas y las neuronas de la capa de contexto. Las salidas de las neuronas de la capa oculta son las entradas de la capa de salida. La Ilustración 69 muestra una red neuronal de *Elman* con una capa oculta: El color amarillo se representan las neuronas de capa de entrada, en color rojo las neuronas de la capa de salida, en color naranja las neuronas de la capa oculta y en color azul las neuronas de contexto.

El valor de la salida de una neurona de contexto para el valor del vector de entradas n, viene dado por la ecuación (3.26) en la que τ representa la llamada constante de tiempo y *x(n)* representa el valor de entrada de la neurona cuando se presenta el n-ésimo valor del vector de entradas.

$$y(n) = \sum_{i=0}^{n-1} x(n-i)\tau^i$$

(Ecuación 3.26)

Así, los valores previos de las entradas de las neuronas de contexto tienen un peso que va decayendo exponencialmente. La constante de tiempo es un valor comprendido entre 0 y 1. Su valor tiene influencia directa en la "capacidad de memorización" de la red neuronal. Un bajo valor de la constante de tiempo (por ejemplo 0,1) hace que el peso de las últimas entradas se reduzca muy rápidamente en función de su antigüedad. El valor óptimo de la constante de tiempo es 1-(1/D), donde D es la llamada

profundidad de memoria, que corresponde al número de valores previos del vector de entradas de la red neuronal que ésta habrá "memorizado".

La ventaja de la red neuronal de Elman es su capacidad de actuar dinámicamente: las salidas de la red neuronal no dependen del valor del vector de entradas en un instante determinado, sino también de los valores del vector de entradas previos, representando relaciones temporales que una red neuronal MLP no podría recoger. Como desventaja se puede citar que la profundidad de memoria necesaria para un problema concreto no siempre es conocida de antemano[36]. Además la constante de tiempo (que limita la profundidad de memoria) es un valor constante que no se adapta con el tiempo.

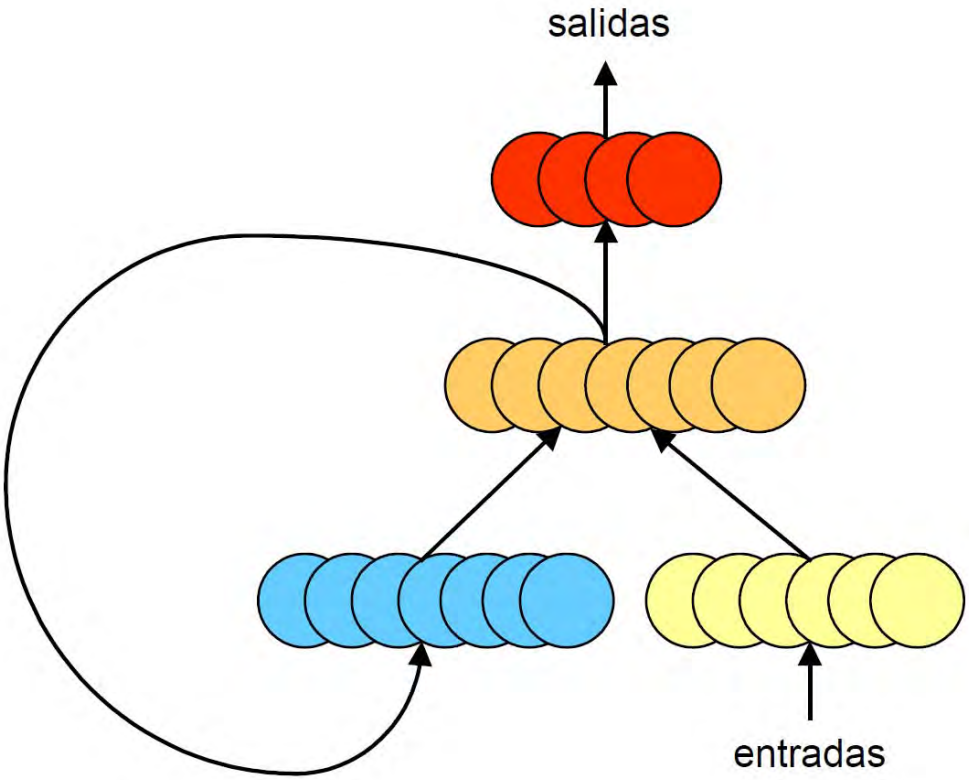


Ilustración 69.-Red neuronal de Elman con una capa oculta. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

36 Es complicado determinar de cuantos valores previos depende al temperatura actual del equipo, en el caso del aceite de la multiplicadora, la refrigeneración depende de la temperatura de la góndola, la temperatura ambiente, de si está o no encendido el circuito de refrigeración (el intercambiador de calor), etc.

3.2.3.6.3. Redes neuronales retardadas en el tiempo.

Las redes neuronales retardadas en el tiempo constituyen un tipo de redes neuronales recurrentes en las que se establecen conexiones entre neuronas de una misma capa. Se puede distinguir neuronal retardada en el tiempo focalizadas y no focalizadas. Una red neuronal retardada en el tiempo focalizada, es aquella en la que las conexiones entre neuronas de la misma capa se producen en la capa de entradas. En las redes no focalizadas las conexiones entre neuronas de la misma capa se producen en la capa de entradas y en las capas ocultas.

La Ilustración 70 representa una red neuronal retardada en el tiempo focalizada. Este tipo de red se conoce como TDNN focalizada (Time Delay Neutral Network[37]). En dicha figura está representada una red neuronal TDNN focalizada con tres neuronas "de entrada" en la capa de entradas (de color amarillo) es decir, con tres entradas. Hay una capa oculta (color naranja) y una capa de salidas (color rojo). Pero lo específico de la red neuronal TDNN focalizada es que la capa de entradas cuenta con varias neuronas más que las entradas de la red neuronal: el número de neuronas en la capa de entradas es un múltiplo de las entradas de la red. En la Ilustración 70 se ha presentado una red neuronal con tres entradas, pero la capa de entradas presenta nueve neuronas, tres grupos de tres neuronas.

El primer grupo de tres neuronas recibe el valor de las entradas de la red. El segundo grupo de tres neuronas de la capa de entradas almacena el valor previo del vector de entradas de la red neuronal (esas tres neuronas están unidas a través de unidades de retardo, designadas por z^{-1}, a las tres neuronas que reciben el valor del vector de entradas de la red neuronal). El tercer grupo de tres neuronas almacena los valores previos de las neuronas del segundo grupo (por tanto, el valor del vector de entradas de la red neuronal con una antigüedad de dos unidades de tiempo). Así, la red TDNN, y en general las redes neuronales retardadas en el tiempo, cuentan con una estructura que le permite mantener una memoria de la actividad de las neuronas de la red con valores previos del vector de entradas.

37 Anteriormente referida como red con Delay.

Una red neuronal TDNN focalizada, con k unidades de retardo y dos entradas $x_1(t)\,y\,x_2(t)$ es equivalente a una red neuronal MLP que tuviese por entradas $x_1(t), x_2(t)$ $x_1(t-1), x_2(t-1), x_1(t-2), x_2(t-2), ..., x_1(t-k)\,y\,x_2(t-k)$.

En algunos modelos generados, el efecto de focalización se ha generado con código generando vectores de entradas adicionales a la red MLP, mientras que el efecto de "no focalización" se realiza configurando la estructura interna de la red, pudiendo de esta forma utilizar ambas funciones.

La red neuronal TDNN no focalizada presenta unidades de retardo no sólo en la capa de entrada, sino también en las capas ocultas, es decir, tiene memoria de los valores previos de las entradas y de los valores previos en las neuronas de las capas ocultas.

Las redes neuronales retardadas en el tiempo tienen como principal aplicación el procesado de información que cambia con el tiempo, como puede ser la predicción de series temporales. Con una única entrada externa, (el valor previo de la variable de la serie temporal), la red neuronal TDNN configura un modelo auto-regresivo no lineal, más simple en el caso de la red neuronal focalizada y más complejo en el caso de la red neuronal no focalizada.

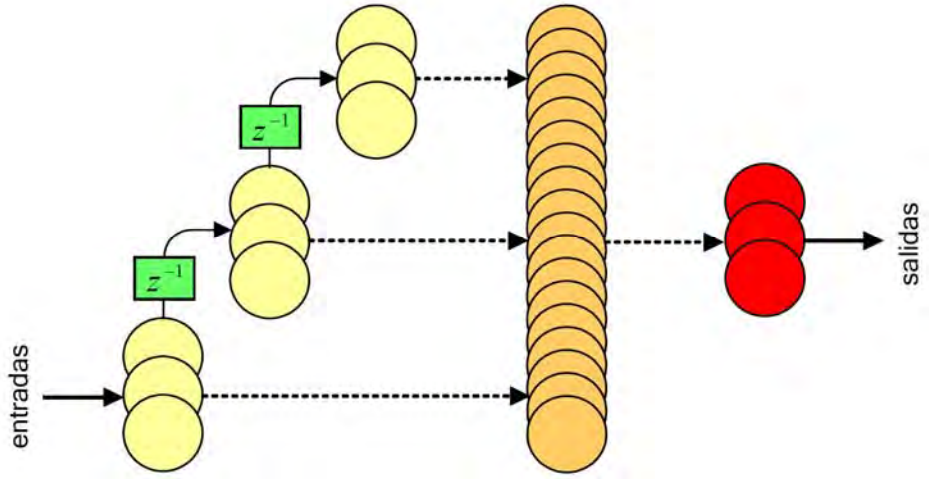


Ilustración 70.-Red neuronal TDNN focalizada. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Además de la red neuronal TDNN existen otras configuraciones para las redes neuronales retardadas en el tiempo, según sea la estructura asociada a las neuronas que

implementan la memoria de la red neuronal. Una de las configuraciones usa la estructura de memoria *Gamna*, por lo que se denominan redes neuronales con retardo en el tiempo *Gamna*.

La configuración del retardo entre neuronas de memoria para una red neuronal con retardo en el tiempo *Gamna* es la mostrada en Ilustración 71, donde se representa la salida de la neurona de memoria correspondiente a un retardo *K* (y_0 representaría la salida de la neurona de entrada). El funcionamiento de la unidad de retardo, z^{-1}, hace que el valor presente en su entrada pase a su salida con la presentación a la red neuronal de un nuevo valor del vector de entradas.

El funcionamiento de la memoria *Gamna* guarda parecido con la neurona de contexto de la red de *Elman*. En la memoria *Gamna*, el valor de entrada se multiplica por un factor, μ, llamado factor de realimentación y se le suma el valor previo de salida de la neurona multiplicado por (1-μ). El valor de la salida de la neurona correspondiente al retardo *k*, cuando a la red neuronal se le presenta el n-ésimo valor del vector de entradas, es el expresado en la ecuación (3.27).

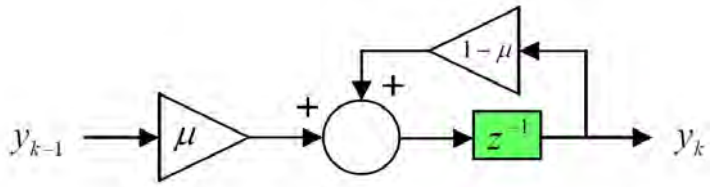


Ilustración 71.- Estructura de la unidad de retardo k para una memoria Gamma. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

$$y_k(n) = \mu y_{k-1}(n-1) + (1-\mu) y_k(n-1)$$

(Ecuación 3.27)

El valor del factor de realimentación también puede ser adaptado en el proceso de entrenamiento de la red neuronal, cambiando así la profundidad de memoria (que vimos para la red neuronal de *Elman*), sin necesidad de añadir o eliminar unidades de retardo. Los valores del factor de realimentación deben estar comprendidos entre 0 y 2.

Otra variante de memoria para redes neuronales retardadas en el tiempo es la memoria *Laguerre*. La unidad de retardo para una memoria *Laguerre* es la presentada en la Ilustración 72. El único parámetro de la unidad de retardo sigue siendo el factor de realimentación, μ, con los últimos límites que para la memoria *Gamna* (entre 0 y 2).

Las memorias *Laguerre* tienen como ventaja, frente a las memorias *Gamna*, que las salidas de las distintas neuronas no están correlacionadas entre sí (ortogonaliza el espacio de entrada), lo que las hace especialmente útiles en problemas con necesidad de grandes profundidades de memoria.

El entrenamiento de las redes neuronales retardadas en el tiempo se realiza, fundamentalmente, con la técnica conocida como retropropagación de error a través del tiempo (backpropagation through time, BPTT). El entrenamiento es más lento que el de las redes unidireccionales y requiere más recursos informáticos (memoria).

La principal ventaja de las redes recurrentes retardadas en el tiempo es su menor tamaño en comparación con una red neuronal MLP que use la misma información temporal (utilizando entradas adicionales para introducir los valores previos de las entradas, TDNN), con un menor tiempo de entrenamiento. Esta ventaja se ve acrecentada si además la red puede adaptar en el entrenamiento la profundidad de memoria necesaria para representar la relación temporal entre los valores del vector de entradas (memorias *Gamna* y *Laguerre*).

El inconveniente principal de las redes neuronales recurrentes con retardo en el tiempo es la posibilidad de alcanzar un mínimo local en el proceso de entrenamiento.

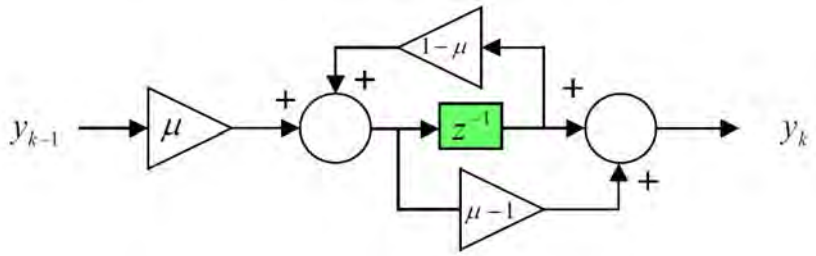


Ilustración 72.- Estructura de una unidad de retardo para una memoria Laguerre. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Esa capacidad de extraer información útil de los valores pasados es la que permite usar este tipo de redes neuronales para implementar modelos no-lineales auto-regresivos con media móvil (modelos NARMA).

3.2.3.6.4. Redes neuronales recurrentes generales.

Las redes neuronales recurrentes generales son aquellas redes neuronales en las que las neuronas de una o varias capas se realimentan a si mismas por medio de unos pesos ajustables (la salida previa de la neurona, actúa como una entrada más, con una conexión determinada por un peso)[38]. Se puede distinguir entre redes neuronales totalmente recurrentes y redes parcialmente recurrentes. Son redes neuronales totalmente recurrentes aquellas en las que cada una de las neuronas de una capa se realimenta a si misma. Una red neuronal es parcialmente recurrente cuando sólo algunas neuronas de la capa tienen realimentación.

La ventaja de este tipo de redes frente a las redes neuronales con retardo en el tiempo (las del apartado anterior), consiste en su gran profundidad de memoria (sólo limitada por el peso de las conexiones). Las redes neuronales con retardo en el tiempo tienen una profundidad limitada (igual al número de unidades de retardo en el caso de las TDNN, o fijado por el número de unidades de retardo y el factor de realimentación, en el caso de las redes neuronales retardadas en el tiempo con memorias *Gamma* o *Laguerre*). La Ilustración 73 muestra una red neuronal recurrente general. Además de las capas de entradas, salidas y ocultas, tiene otra capa adicional donde se realimentan las neuronas.

Como desventaja, estas redes neuronales recurrentes pueden ser inestables durante el proceso de entrenamiento y su entrenamiento es más lento que el del resto de redes neuronales, en parte debido a la técnica utilizada (por ejemplo, retroprogramación del error a través del tiempo).

38 Se implementa un Feedback, es decir la retroalimentación de la salida para corregir la desviación previa.

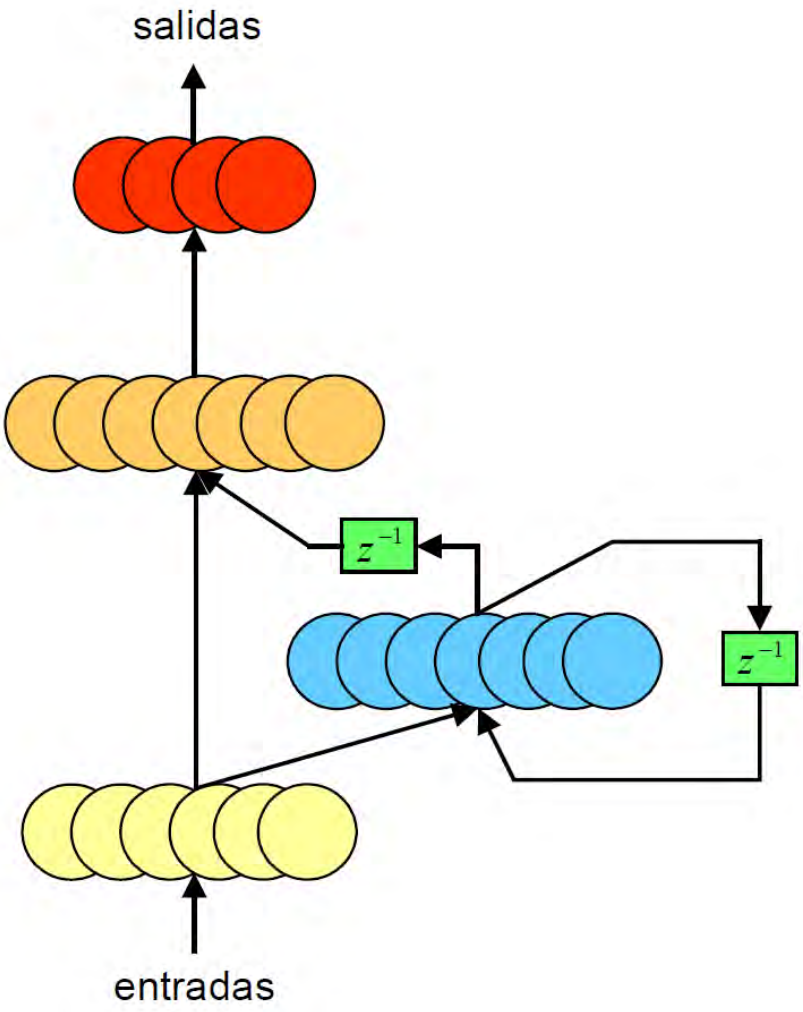


Ilustración 73.- Estructura de una red neuronal recurrente general. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

3.2.3.7.Mapas auto-organizados.

Los mapas auto-organizados, son redes neuronales en cuyo entrenamiento se utiliza aprendizaje no supervisado. Puesto que a la red neuronal no se le suministra, durante el entrenamiento, ningún valor esperado de salida, ella debe procesar los datos de entrada de forma autónoma; de ahí que se afirme que se auto-organiza.

Los mapas auto-organizados o SOM (*self organizing map*) realizan una transformación de un espacio de entrada continuo, y con dimensión arbitraria, a un espacio discreto de una o dos dimensiones (mapa), manteniendo las propiedades

topológicas de la entrada. Esto se realiza por reconocimiento, en los valores del vector de entradas, de unas características o patrones que son representadas después en el plano como un mapa de dichas características o patrones.

La Ilustración 74 representa la estructura de una red neuronal SOM. Un total de *D* neuronas de entrada (en color amarillo) se conectan a las neuronas de la capa de salidas del mapa auto-organizado (en este caso una estructura de 4x2 neuronas). En dicha figura sólo se han representado una parte de las conexiones: Todas las neuronas de la capa de entrada se unen a todas las neuronas que conforman la capa de salidas del mapa auto-organizado.

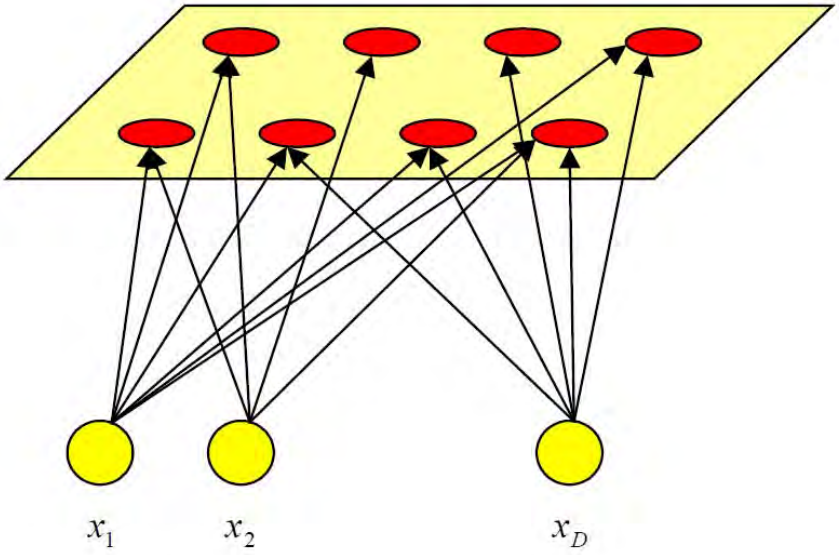


Ilustración 74.- Estructura de un mapa auto-organizado. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Los mapas auto-organizados se basan en las llamadas redes neuronales competitivas, donde en función del valor del vector de entradas se activa únicamente una neurona de la capa de salidas (la unidad ganadora). En una red neuronal competitiva las neuronas de la capa de salidas que implementa ese funcionamiento (el competitivo), suelen ser de tipo binario, en el sentido de que sólo tienen dos posibles valores de salida: un 0 cuando están desactivadas y un 1 cuando están activadas. Si el número de entradas de la red neuronal es *D*, la neurona i de la capa de funcionamiento

competitivo (capa de salidas) tiene asociado un vector de pesos sinápticos $(w_{i1}, w_{i2}, ..., w_{iD})$, con el que va a ponderar los valores que le lleguen a las neuronas de la capa de entradas.

En un mapa auto-organizado el funcionamiento es similar al de una red competitiva, excepto que no sólo se activa una neurona, sino que se modifican también los valores de los pesos de las conexiones (valores sinápticos) de las neuronas vecinas, aunque en menor medida, según su proximidad a la neurona ganadora, acercándose al patrón de entradas. Ello garantiza que las neuronas vecinas tengan sus vectores sinápticos parecidos, es decir, se preserve la topología del espacio de entradas. Para el entrenamiento de una red neuronal SOM se utiliza el método de aprendizaje no supervisado de Kohonen.

El objetivo de una red neuronal SOM es clasificar los valores del vector de entradas en grupos característicos similares, de tal forma que los valores del vector de entradas del mismo grupo activarán siempre las mismas neuronas de la capa de salidas del mapa auto-organizado. De ahí su principal aplicación como clasificador, o sistema para agrupamiento o clusterización de datos.

3.2.3.8. Ventajas e inconvenientes de los modelos con redes neuronales.

La principal ventaja que aportan los modelos con redes neuronales se deriva del hecho de que no hace falta conocer la naturaleza del conjunto de datos que se quiere representar, sino que la propia red neuronal, a través del proceso de entrenamiento, recoge las características esenciales del conjunto de datos a representar. Esta afirmación es cierta hasta un punto, es decir para procesos continuos en los que no hay cambios de los parámetros de operación (condiciones de contorno) esto se cumple, pero cuando las condiciones de operación varían según el sistema de control de los aerogeneradores, hay que identificar dichas regiones y aplicar una, o varias redes neuronales para la modelización. Otras ventajas, que se pueden citar son las indicadas seguidamente:

- No linealidad: el comportamiento no lineal de las funciones de activación de las neuronas posibilita que las redes neuronales puedan actuar como aproximadores universales de funciones o lineales.

- Son adaptables a la evolución de cualquier tipo de representación de datos sin más que volverlas a entrenar. Esto nos permite desarrollar modelos evolutivos, de tal forma que podemos tener un conjunto de redes que representan el comportamiento original del equipo, y otras redes que representan el comportamiento actual del equipo. Las primeras sirven para determinar la degradación de un componente y las segundas para determinar fallos que no presentan degradación previa.
- Presentan una menor dependencia del conocimiento de los "expertos" en el desarrollo de modelos. Por ejemplo, el desarrollo de modelos ARIMA exigía un alto grado de experiencia que no resulta necesario para crear modelos con redes neuronales.

Como desventajas se pueden citar las señaladas seguidamente:

- Necesidad de disponer de gran cantidad de datos: el entrenamiento de redes neuronales con muchas entradas exige un número elevado de valores del vector de entradas y de los correspondientes valores del vector de salidas. Hay muchos problemas en los que resulta difícil obtener una gran cantidad de datos, necesaria para que la red neuronal sea entrenada adecuadamente, y este problema crece exponencialmente cuando tenemos que clasificar datos dentro de las diferentes regiones de operación del aerogenerador.
- Posibilidad de que el proceso de entrenamiento conduzca a algún mínimo local. Problema que resolvemos con la utilización de sistemas expertos.

3.2.3.9.Aplicación de los modelos de redes neuronales en la predicción del comportamiento de variables de operación de aerogeneradores.

Los modelos basados en redes neuronales artificiales se han manifestado como candidatos ideales en la aproximación de funciones no lineales. En el caso de las redes neuronales unidireccionales es sencillo construir un modelo no lineal, sin más que utilizar los valores pasados de la serie temporal como variables de entrada de la red neuronal. En el caso de redes neuronales recurrentes es posible construir modelos más

complejos, capaces de proporcionar una salida distinta no sólo en función del valor del vector de entradas, sino en función del valor de dicho vector en el pasado próximo.

Para el caso concreto de la predicción de los valores de operación de las variables analógicas en aerogeneradores, como problema de características no lineales, los modelos basados en redes neuronales constituyen una de las opciones, a priori, más interesantes a considerar.

3.2.4. Sistemas de inferencia difusa

Como se introdujo en el apartado 3.1.2.4.2. Introducción a la lógica Fuzzy, los modelos basados en la lógica fuzzy o difusa, junto con los modelos basados en redes neuronales artificiales, constituyen un conjunto de herramientas de representación o modelización que pertenecen al campo conocido como "soft computing". La lógica fuzzy es una técnica para la incorporación del conocimiento estructurado humano en algoritmos eficientes.

Muchos de los procesos intelectuales humanos están basados en un razonamiento inductivo, cuyo mejor exponente son los razonamientos que lingüísticamente responden a estructuras lógicas del tipo "SI… ENTONCES….". Podemos así, argumentar que el conocimiento humano se estructura en reglas del tipo "SI… ENTONCES…", y que esa combinación de reglas lleva a acciones, toma de decisiones etc... Una regla de este tipo es una función de múltiples variables que relaciona las variables asociadas al "SI" y denominadas como antecedentes o causas, con las variables asociadas al "ENTONCES", denominadas consecuentes o efectos.

También, una de las características del conocimiento humano es la de caracterizar las situaciones, elementos, propiedades, etc. En uno de los términos vagos o difusos. Así, para la mente humana, por ejemplo, la temperatura de alarma de sobre calentamiento del aceite de la multiplicadora no es 75ºC, sino que es una temperatura "muy alta". Pero en esta última idea hay una incertidumbre inherente ¿Cuál es la frontera entre temperatura alta o normal para la operación de una multiplciadora? Esta incertidumbre puede ser acotada en términos matemáticos mediante lo que denominamos función de pertenencia, que es la expresión matemática de grado (entre

0 y 1) en que se valora la pertenencia de un elemento a un conjunto determinado por un específico término difuso (en este caso "muy alta").

Un conjunto difuso representado por una etiqueta, por ejemplo Z, que toma valores dentro del universo de discurso X, o límites entre los que está definido y lo caracteriza mediante una función de pertenencia μ_z que tomará valores comprendidos entre 0 y 1. La expresión matemática para un conjunto difuso es la reflejada en la ecuación (3.28)

$$A = \{(x, \mu_Z(x)) \mid x \in X \}$$
$$\mu_z : X \rightarrow [0,1]$$

(Ecuación 3.28)

La función de pertenencia es una función que asocia a cada elemento (del conjunto difuso) un valor dentro del intervalo (0,1) y dentro del universo de discurso. Las funciones de pertenencia más usuales son: triangular, trapezoidal, gaussiana, sigmoidal y campana. La Ilustración 75 muestra tres funciones de pertenencia, para otros tantos conjuntos difusos, definidos para un universo de discurso en el intervalo (0,20). Las tres funciones de pertenencia de dicha figura son de tipo gaussiano, con centros en los valores 0,10 y 20, y varianza de valor 4.

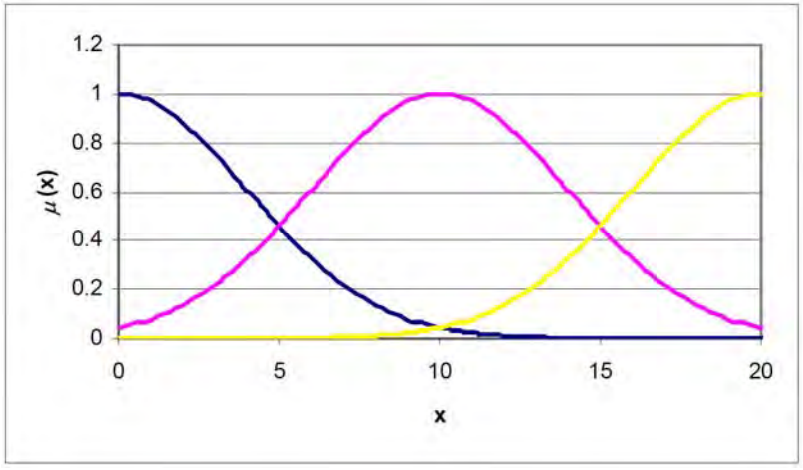


Ilustración 75.- Ejemplo de funciones de pertenencia. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

Según la Ilustración 75, en el caso de la temperatura de un equipo, podría considerarse que la curva azul representa el conjunto de temperatura baja, la curva roja temperatura normal de operación y la curva amarilla temperatura elevada o de emergencia.

3.2.4.1. Estructura de un sistema de inferencia difusa.

La Ilustración 76 muestra la estructura general de un sistema de inferencia difusa. El vector de entradas está representado por $\vec{X}$ y corresponde al conjunto de valores numéricos de las variables de entrada del sistema: La primera tarea del sistema es convertir esas variables numéricas de entrada en variables que pueda manipular ese sistema de inferencia difusa. Esta labor la realiza el bloque "fuzzyficador" que calcula los niveles de pertenencia de los valores de entrada a los diferentes conjuntos difusos en los cuales se ha dividido el universo de discurso de las diferentes variables de entrada al sistema.

Como se ha comentado anteriormente, la base del razonamiento difuso son las reglas del tipo "SI…. ENTONCES…". El conjunto de reglas (base de reglas) constituye el conocimiento lingüístico que "tiene" el sistema de inferencia difuso y que le permite resolver el problema. Cada una de las reglas responde a una expresión como la reflejada en la ecuación (3.29) donde x_1 y x_2 representan dos de las variables de entrada e y representa la variable de salida.

$$SI\ x_1\ es\ A Y x_2\ es\ B\ ENTONCES\ y\ es\ C$$

(Ecuación 3.29)

En la ecuación (3.29) A, B y C son conjuntos difusos definidos en el universo de discurso de x_1, x_2 e y, y representados por la etiqueta lingüística correspondiente. A la proposición difusa "x_1 es A y x_2 es B" se le llama antecedente o premisa y a la proposición difusa "y es C" se le llama consecuente o conclusión. Una regla expresa un tipo de relación entre A, B, y C que se denomina implicación lógica.

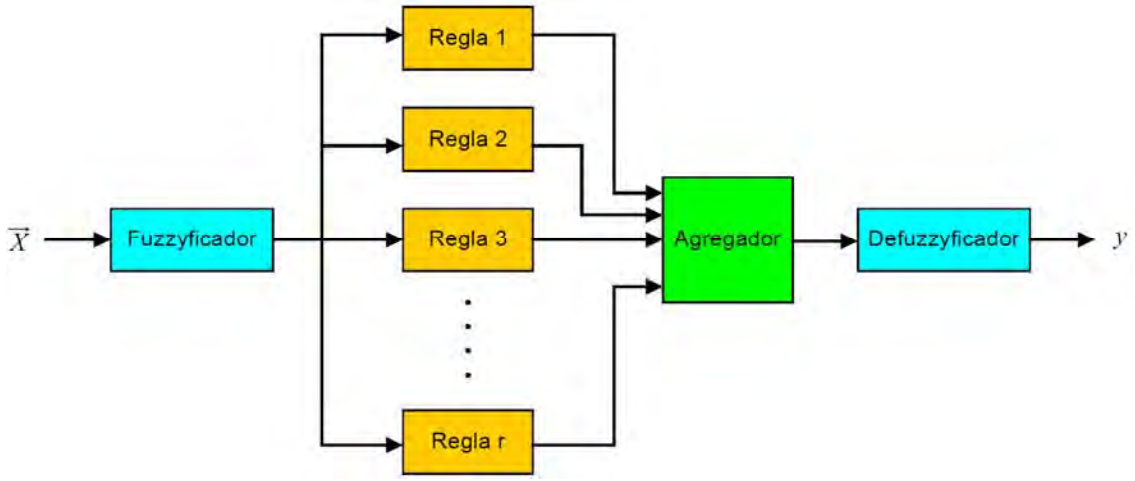


Ilustración 76.- Estructural de un sistema de inferencia difusa. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

El bloque agregador manipula los resultados de las distintas reglas para producir un resultado, todavía en términos difusos, que el bloque "defuzzificador" se encarga de convertir en un variable numérica.

Existen varios tipos de sistemas de inferencia difusa que difieren, fundamentalmente, en la parte consecuente de las reglas, el método de agregación y la correspondiente "defuzzyficación" posterior. Entre estos sistemas se pueden citar los de *Mandani*, *Takagi-Sugeno* y *Tsukamoto*. De ellos, el utilizado en los trabajos de investigación reflejados en este documento ha sido el sistema de inferencia difusa de Takagi-Sugeno, cuyas características se revisarán en el próximo apartado[39].

3.2.4.2.Sistemas de inferencia difusa de Takagi-Sugeno.

Los sistemas de inferencia difusa de *Takagi-Sugeno* son uno de los sistemas de inferencia difusa de aplicación más extendida a día de hoy. Se conoce también como sistema de inferencia difusa TSK (*Takagi-Sugeno-Kang*). Su principal característica reside

39 Como se verá en los apartados correspondientes a los conjuntos de sistemas expertos creados, se utilizó la lógica Fuzzy para generar, entre otros, una clasificación de la época del año en la que está operando el aerogenerador en función de la fecha del dato, diferenciando entre 4 estaciones.

en la formulación de la parte consecuente de las reglas. En los sistemas de inferencia difusa TSK estas partes consecuentes son combinaciones lineales (polinomios) de las variables de entrada al sistema.

En función del grado del polinomio de la parte consecuente de las reglas se puede distinguir entre sistemas de orden cero (el polinomio es el grado cero, es decir, una constante numérica), sistemas de primer orden (el polinomio es de primer grado), o sistemas de orden superior (polinomio de segundo grado o superior). En la práctica los sistemas se limitan a orden cero o primer orden, ya que el esfuerzo en la obtención de los polinomios de la parte consecuente con orden igual o superior a 2 no justifica la posible mejora en los resultados. Los sistemas de orden cero son, bajo determinadas restricciones, equivalentes a redes neuronales de función de base radial.

La ecuación 3.30 representa la expresión de la regla *i* para un sistema de inferencia difusa TSK de primer orden, donde x_1 y x_2 son las entradas del sistema, y_i es la salida de la regla *i*, y, p_{0i}, p_{1i} y p_{2i} son constantes numéricas.

$$\text{SI } x_1 \text{ es } Ai \text{ Y } x_2 \text{ es } Bi \text{ ENTONCES } y_i = p_{0i} + p_{1i} \cdot x_1 + p_{2i} \cdot x_2$$

(Ecuación 3.30)

Dado que la salida de cada regla es numérica, no hace falta bloque "defuzzyficador". La salida y_s del sistema de inferencia difusa se obtiene como media ponderada de la salida de cada una de las reglas, tal como expresa la ecuación 3.31.

$$y_s = \frac{\sum_{i=1}^{r} w_i . y_i}{\sum_{i=1}^{r} w_i}$$

(Ecuación 3.31)

En la ecuación 3.31 el número total de reglas del sistema es *r*, y_i representa la salida para la regla *i* y w_i representa el producto (o el valor mínimo) de los valores de pertenencia de acuerdo a la ecuación (3.32). En la ecuación (3.32) $\mu_{A_i i}(x_1)$ representa

el valor de pertenencia de la variable (x_1)al conjunto difuso A_i, y $\mu_{B_i}(x_2)$ representa el valor de pertenencia de la variable (x_2) al conjunto difuso B_i.

$$w_i = \mu_{A_i}(x_1).\mu_{B_i}(x_2)$$

(Ecuación 3.32)

El número de reglas para cada sistema depende directamente de la partición del espacio de entrada, es decir, de cómo se hayan escogido los conjuntos difusos con sus familias de pertenencia para cada variable de entrada, y de cómo se hayan compuesto las reglas. Dos son los métodos más utilizados que se describen brevemente en el siguiente apartado.

3.2.4.3. Partición del espacio de entrada.

Los dos métodos más utilizados en la partición del espacio de entrada son los conocidos como partición en rejilla (*grid partitioning*) y partición esparcida o por agrupamiento (*scatter partitioning*), que selecciona los lugares del espacio de entrada con mayor densidad de puntos por medio del agrupamiento o clusterización. Cada valor del vector de entradas al sistema de inferencia difusa representa un punto de un espacio multi-dimensional (con tantas dimensiones como número de entradas).

La partición en rejilla se aplica en sistemas que contengan puntos distribuidos por todo el espacio y no existan zonas con alta densidad de puntos donde es más conveniente utilizar el otro método de partición[40].

El número máximo de reglas es igual al de combinaciones que se pueden formar con los intervalos en que hemos dividido cada una de las variables de entrada, tomando un único intervalo por variable. Así, un sistema con tres variables de entrada y en el que se ha partido el espacio de entrada en rejilla con cada variable en dos partes, dará

40 En el caso del módulo Fuzzy de las estaciones del año se utilizó una partición por rejilla, ya que es posible tener más datos en una región del año que en otra, por el mero hecho de la limpieza de datos, de tal forma que no tendría sentido utilizar la clasificación por densidad de datos en este caso, sin embargo para establecer reglas de temperatura de equipos si se recomienda la partición por densidad, ya que es de esperar tener una mayor concentración de datos en temperaturas normales de operación y una menor concentración en zonas de operación anómalas.

un total de $2 \cdot 2 \cdot 2 = 8$ reglas. La parte consecuente de cada regla se calcula como la ecuación del hiperplano que mejor se ajusta (regresión por mínimos cuadrados) a los puntos pertenecientes a todos los intervalos de las variables de entrada correspondientes a la combinación escogida.

Para la partición del espacio de entrada por agrupamiento o clusterización se utilizan diferentes métodos, siendo los más utilizados los de *k-means*, *fuzzy C-means* y el substractivo. Todos estos métodos son procedimientos iterativos que determinan las posiciones de los centros de los grupos o clusters que mejor agrupan en torno a sí los valores del vector de entradas. Mientras que en el caso de los métodos *k-means* y *fuzzy C-means* el número de clusters es establecido de antemano, en el método del agrupamiento substractivo el número de clusters se calcula durante el proceso de agrupamiento.

El método de agrupamiento substractivo se basa en la selección de los centros de los grupos o clusters en función de la "densidad" de cada punto. Si tomamos cada valor del vector de entradas al sistema de inferencia difusa como un punto de un espacio multi-dimensional, se define la densidad de un punto como una medida de la cercanía de otros puntos. Inicialmente se calcula la densidad de todos los puntos (valores del vector de entradas) y se toma como centro de un grupo al punto con mayor densidad (con mayor número de puntos vecinos cercanos). Seguidamente, la densidad de los puntos situados dentro de un radio establecido del centro del grupo se reduce y el algoritmo busca un nuevo centro (siguiente punto con mayor densidad). Este proceso continúa hasta que la densidad de los puntos restantes es menor a un valor predeterminado. El resultado final es un conjunto de puntos (valores del vector de entradas) correspondientes a los centros de los grupos. En definitiva, el agrupamiento substractivo identifica las regiones del espacio con mayor densidad de puntos de entrada, caracterizándolas por uno de sus puntos: el centro del grupo.

Los centros establecidos con el método de agrupamiento substractivo difieren de los obtenidos con los otros métodos en que corresponden a puntos concretos del espacio de entrada (los centros corresponden a alguno de los datos suministrados). Otra diferencia significativa radica en que el número de centros no es conocido a priori en una proceso de agrupamiento substractivo; depende de los parámetros que lo definen, en especial del llamado radio de vecindad, r_a. Un valor pequeño para el radio

de vecindad puede conducir a obtener un excesivo número de centros y ocasionar un posterior ajuste del modelo. En algunas ocasiones en lugar de utilizar el radio de vecindad, r_a se utiliza en su lugar el llamado "rango de influencia" cuyo significado es equivalente al de radio de vecindad, pero con la condición de que todas las variables de entrada han sido normalizadas a valores entre 0 y 1 (es decir, el espacio de entrada se ha reducido a un hiper-cubo unitario).

Una vez seleccionados los centros de los clusters usando el agrupamiento substractivo, los siguientes pasos para la construcción de un sistema de inferencia difusa son la de determinación del número de conjuntos difusos por variable de entrada, el ajuste de las correspondientes funciones de pertenencia a cada conjunto difuso, el establecimiento del número de reglas y el cálculo de los coeficientes de las partes consecuentes de las reglas. La solución más utilizada consiste en tomar, para cada variable de entrada, un número de conjuntos difusos igual al número de clusters identificados (determinados con el agrupamiento substractivo), utilizar funciones de pertenencia gaussianas y tomar, como centro de cada función de pertenencia, el valor de la variable considerada en cada uno de los centros de los cluster (por ejemplo, en un sistema con *n* clusters, para una variable (x_1), los centros de las *n* funciones de pertenencia gaussianas correspondientes a los *n* conjuntos difusos definidos para la variable (x_1), tienen como valores los de la variable (x_1) para cada uno de los centros de los clusters). La varianza de las funciones de pertenencia gaussianas se toman iguales para todos los conjuntos difusos de una misma variable de acuerdo al valor de la ecuación (3.33) en la que σ_{ij} representa la varianza de la función de pertenencia del conjunto difuso *i* de la variable *j*, (x_j) corresponde a la variable de entrada *j*, y r_a es el radio de vecindad definido para al agrupamiento substractivo.

$$\sigma_{ij} = r_a \frac{\max(x_j) - \min(x_j)}{\sqrt{8}}$$

(Ecuación 3.33)

El cálculo de las funciones de pertenencia es mucho más sencillo utilizando el agrupamiento substractivo que cualquier otro de los dos algoritmos citados (K-means

y fuzzy C-means), ya que la forma bien definida de las funciones de pertenencia gaussianas evita la pérdida de información. Además, los centros calculados por el algoritmo substractivo son tomados directamente como centros de las funciones de pertenencia gaussianas de la parte antecedente de las reglas y la varianza es calculada directamente al escoger el valor del radio de vecindad para los grupos r_a. Por ello, el agrupamiento substractivo es el algoritmo ideal para obtener un modelo difuso inicial de cualquier sistema a modelar. Este modelo inicial puede ser optimizado posteriormente mediante técnicas neuro-difusas.

3.2.5. Sistemas neuro-difusos

La combinación, en una misma estructura, de la representación del conocimiento de un sistema de inferencia difusa con la capacidad de aprendizaje supervisado de una red neuronal, conduce a un sistema neuro-difuso. En algunos autores como *Jang*, estos sistemas son denominados Adaptive Neuro-Fuzzy Inference Systems, ANFIS.

Supongamos un sistema de inferencia difusa TSK de primer orden con dos variables de entrada X1 y X2; dos conjuntos definidos para cada una de las variables de entrada (Conjuntos A1 y A2 para la variable X1; y conjuntos B1 y B2 para la variable X2); y dos reglas. Las familias de pertenencia para los conjuntos definidos para cada una de las variables de entrada están representadas en la Ilustración 77. El valor de salida de cada una de las dos reglas viene determinado por las ecuaciones (3.34), donde los coeficientes θ son constantes numéricas y x_1 y x_2 son los valores que toman las variables X1 y X2, respectivamente.

$$y_1 = \theta_{01} + \theta_{11}x_1 + \theta_{21}x_2$$
$$y_2 = \theta_{02} + \theta_{12}x_1 + \theta_{22}x_2$$

(Ecuación 3.34)

El valor de la salida del sistema viene dado por la ecuación (3.35), donde el valor de los coeficientes w_1 y w_2 corresponde al producto de los valores de pertenencia de

X1 en A1 y de X2 en B1, y tal producto de los valores de pertenencia de X1 en A2 y de X2 en B2, respectivamente, tal y como indican las ecuaciones (3.36).

$$y = \frac{w_1.y_1 + w_2.y_2}{w_1 + w_2}$$

(Ecuación 3.35)

$$w_1 = \mu_{A_1}(x_1).\mu_{B_1}(x_2)$$
$$w_2 = \mu_{A_2}(x_1).\mu_{B_2}(x_2)$$

(Ecuación 3.36)

La ecuación 3.36 puede expresarse también como la ecuación (3.37), donde el valor de los nuevos coeficientes viene determinado por la ecuación (3.38).

$$y = \overline{w_1}.y_1 + \overline{w_2}.y_2$$

(Ecuación 3.37)

$$\overline{w_i} = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \quad (i = 1,2)$$

(Ecuación 4.38)

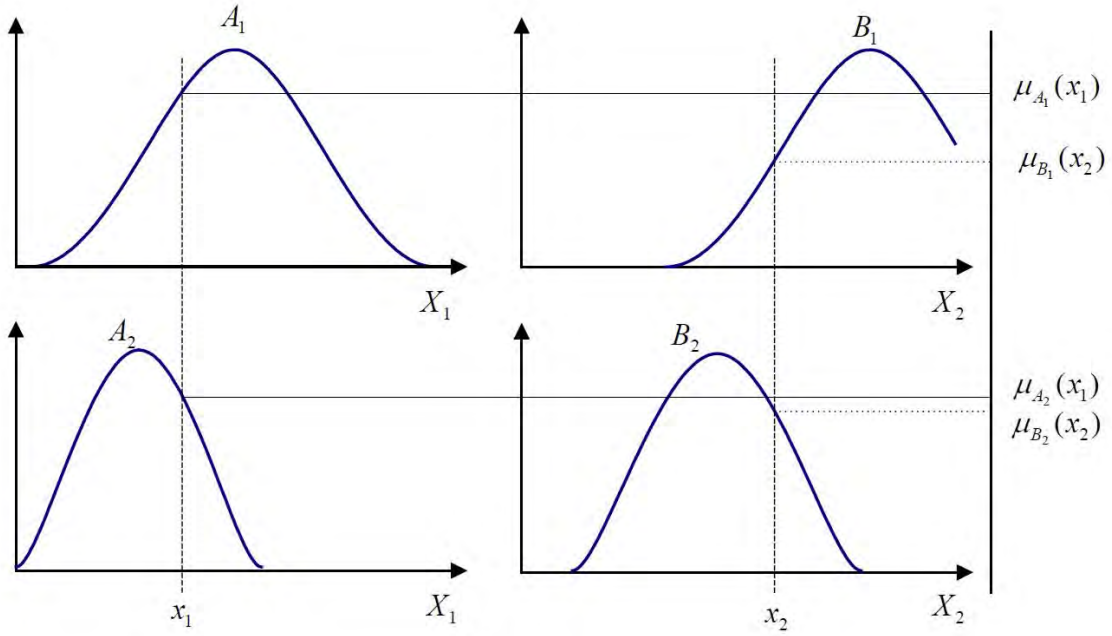


Ilustración 77.- Sistema de inferencia difusa con dos entradas y dos reglas. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

A la misma expresión se puede llegar con la red representada en la Ilustración 78, en la que en los nodos de la capa de entradas se calcula el valor de pertenencia de las variables de entrada a cada uno de los conjuntos difusos definidos para cada entrada; los nodos de las dos siguientes capas calculan los coeficientes de la ecuación (3.38); los nodos siguientes calculan el valor de la salida de cada regla; y el nodo de salida calcula el valor de salida de la red (idéntico al valor de salida del sistema de inferencia difusa).

La red de la Ilustración 78, que no es estrictamente hablando una red neuronal sino la implementación de un sistema de inferencia difusa TSK en forma de red adaptativa, puede entrenarse como una red neuronal bajo entrenamiento supervisado, de forma que se ajuste el valor de sus parámetros, y se minimice el error (diferencia entre valor esperado de la salida y el valor de salida que proporciona la red). Así, esta red será entrenada bajo el equivalente al entrenamiento supervisado de las redes neuronales artificiales.

La técnica de entrenamiento utilizada es una técnica híbrida, derivada del método de retroprogramación de error de las redes neuronales. El resultado final del proceso

de entrenamiento es el ajuste de los coeficientes de los polinomios de la parte consecuente de las reglas, y de los parámetros de las premisas (funciones de pertenencia para los conjuntos definidos en las entradas). Para evitar el sobre-ajuste de los modelos se utilizan las mismas técnicas que las usadas en el entrenamiento de redes neuronales, en especial la de uso del grupo de validación cruzada, interrumpiéndose el proceso de entrenamiento cuando el error con los datos del grupo de validación cruzada no se ha reducido tras un número predeterminado de epochs.

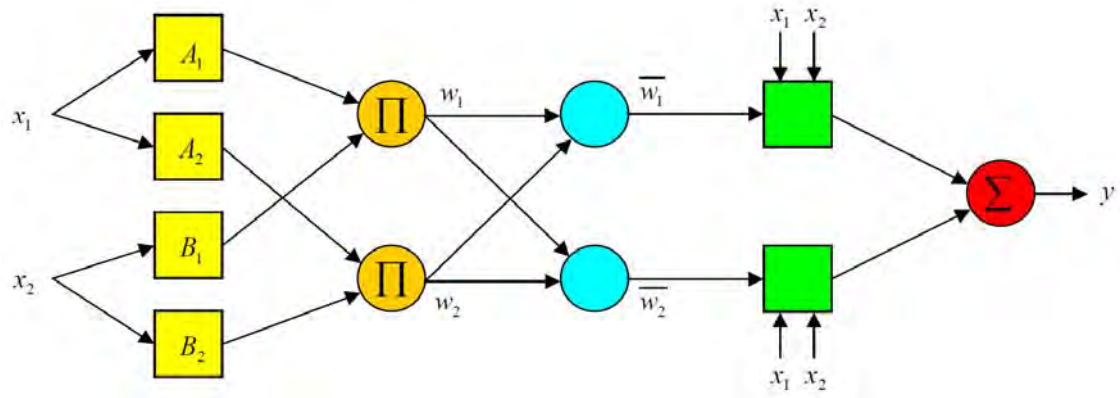


Ilustración 78.- Red equivalente al sistema de inferencia difusa de dos entradas y dos reglas. Fuente: Luis Alfredo Fenández Jiménez.

3.2.5.1. Ventajas e inconvenientes de los modelos basados en sistemas de inferencia difusa.

La principal ventaja que reportan los modelos basados en sistemas de inferencia difusa radica en la facilidad que representa para la mente humana entender el propio modelo. A diferencia de los modelos basados en redes neuronales (que se comportan como una "caja negra"), en el caso de los modelos de inferencia difusa, llegar a comprender el modelo es más sencillo.

Seguidamente indicamos otras ventajas.

- La posibilidad de los sistemas de inferencia difusa de integrar la irremplazable experiencia de expertos humanos. Esta experiencia se puede implementar fácilmente en las reglas del tipo "SI…ENTONCES…". Esto nos permite realizar redes neuronales expertas en las diferentes regiones de

operación de la máquina, y como expertos definir un conjunto de reglas que tengan en cuenta los resultados de una red u otra.

- Los sistemas de inferencia difusa pueden integrar términos lingüísticos en el razonamiento (conjuntos difusos para alguna de las variables).
- La posibilidad que ofrece un sistema de inferencia difusa de ser entrenado (modelo neuro-difuso) permite ajustar los parámetros de dicho sistema, y reducir los errores si se utiliza como aproximador de funciones (lineales o no). En ocasiones el experto no puede definir cual es el límite de cada variable de operación, estos sistemas nos ayudan a identificar esas fronteras.

Los sistemas de inferencia difusa presentan limitaciones: desde el principio se deben fijar las reglas que establecen el funcionamiento del sistema; y, en ocasiones, un cambio de las condiciones puede requerir la creación de un nuevo sistema de inferencia difusa (puede aparecer una imposibilidad para adaptar el sistema al cambio de condiciones)[41].

Los sistemas neuro-difusos permiten obviar las desventajas de los sistemas de inferencia difusa (por ejemplo, no ser capaces de aprender), al poder ajustar, por lo general, los parámetros del sistema de forma adaptativa. En este sentido, los sistemas neuro-difusos combinan las ventajas que ofrecen las redes neuronales con la de los sistemas de inferencia difusa.

3.2.5.2. Aplicación de modelos basados en sistemas de inferencia difusa en la predicción del comportamiento de variables de operación de aerogeneradores.

Los modelos basados en sistemas de inferencia difusa han mostrado, a lo largo de los últimos años, una aplicabilidad tan universal como la de los modelos basados en redes neuronales artificiales. Comparten con éstas la capacidad de aproximación de

41 Esto es algo especialmente delicado en la operación de aerogeneradores, ya que desde el centro de control los operadores pueden modificar los parámetros de operación de los equipos, y por tanto el sistema de reglas queda obsoleto. Esto lo solucionamos con los sistemas de redes neuronales evolutivas y sistemas neuro-difusos, si utilizamos modelos adaptados al último conjunto de datos, este cambio de parámetros queda "*aprendido*" por la red. Por el contrario, la red neuronal que representaba el comportamiento en origen queda inutilizada como sucede con el sistema Fuzzy, de ahí la importancia de crear un conjunto de expertos que de robustez al sistema predictivo.

funciones no lineales y les aventajan en la posibilidad de que el diseñador pueda adaptar el modelo de predicción debido a su mayor sencillez conceptual.

La predicción de los valores de operación de una variable analógica en el aerogenerador es similar a la realizada con redes neuronales. Sin embargo, el conjunto de reglas neuro-difusos se han utilizado como clasificadores de operación, dando mayor protagonismo a conjuntos de redes neuronales dentro de cada partición.Es decir, en lugar de utilizar la opinión de una única red, para una partición se escucha la opinión de varias redes de diferentes topologías, consiguiendo un sistema más robusto. Los modelos *Fuzzy* serán de *Takagi-Sugeno* de primer orden, dado la simplicidad y generalización que ofrecen y en algunos casos de orden superior según la variable específica. Además estos modelos pueden adaptar sus parámetros utilizando técnicas de modelos neuro-difusos.

En cuanto al método de partición del espacio de entrada, en principio se pueden usar cualquiera de los dos expuestos, es decir, la partición en rejilla y la partición por agrupamiento o clusterización, dependiendo de la variable de entrada en cuestión. Cuando se use la partición en rejilla se evitará no sobrepasar de los cuatro conjuntos difusos por entrada, para evitar un gran número de reglas, que precisarían a su vez de un gran número de datos de entrada para su construcción. Para la partición del espacio de entrada por agrupamiento, la solución ideal será la utilización del algoritmo de agrupamiento substractivo, de tal forma que el número de clusters y reglas no sea elevado (inferior a 6). Tanto en el caso de partición en rejilla o por agrupamiento, pueden utilizarse técnicas neuro-difusas para la adaptación de los parámetros de los modelos y la reducción de los errores de predicción. No obstante, hay que tener en cuenta que la partición depende finalmente del sistema de control del aerogenerador, por ejemplo, como se explica en el aparado 4.3 Descripción del Generador objeto de estudio, el generador presenta varias regiones de operación en función de las revoluciones del eje, como se observa en la siguiente imagen. Conforme a este esquema es de esperar que se generen 4 o 5 particiones del estilo rejilla.

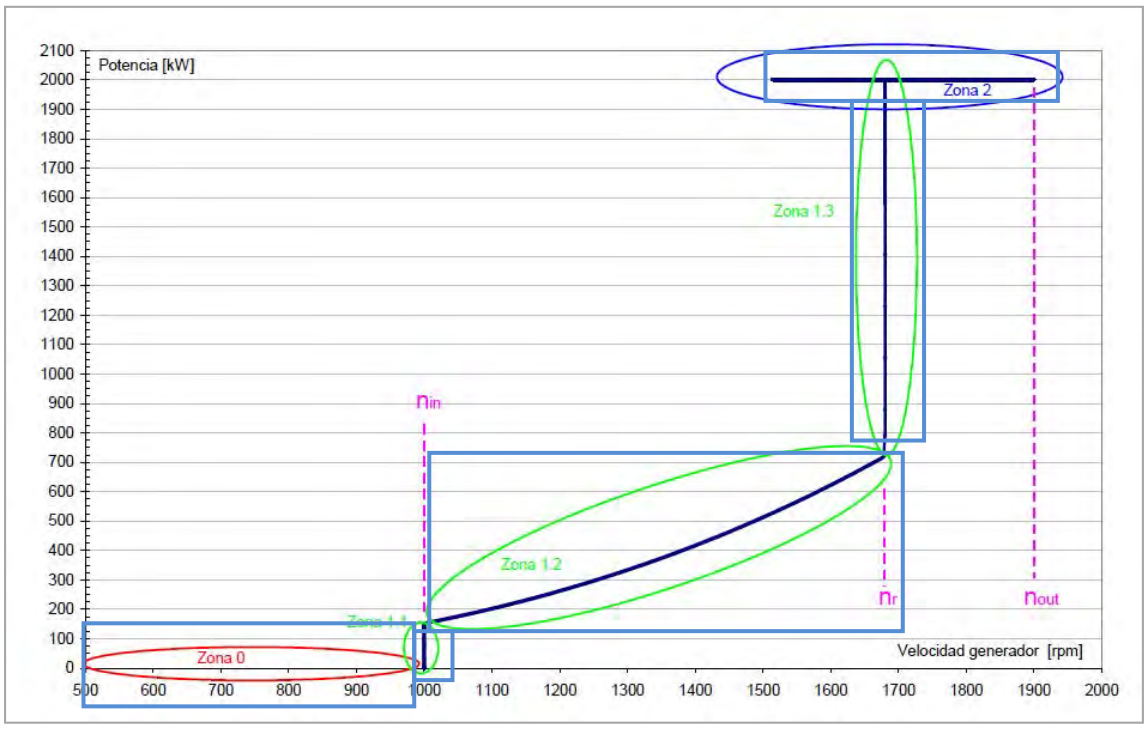


Ilustración 79.- Curva de control de Potencia vs. Velocidad del generador para partición por rejilla en reglas Fuzzy. Fuente: GAMESA.

En varios trabajos publicados en la bibliografía internacional, se han utilizado modelos de predicción del comportamiento de un aerogenerador, los cuales se han referenciado en el apartado 8.2.5. Mantenimiento centrado en la condición.

3.3. Conjuntos de expertos

Como se vio en los apartados anteriores, es posible construir redes neuronales muy complejas que son capaces de reproducir prácticamente cualquier función no lineal, sin embargo, para la realización de un sistema inteligente de detección de malfuncionamientos, diagnóstico y prognosis de averías es necesario tener en cuenta otros factores que influyen directamente en el valor esperado de una variable de operación de los aerogeneradores:

- Influencia del sistema de control: cuando hay un sistema de control que actúa sobre el comportamiento del equipo, es de esperar que dicha función que representa el comportamiento de una variable varíe, por tanto es necesario:
  - Identificar las diferentes regiones de operación del aerogenerador, como se vio en el apartado anterior con la curva de operación del generador. En ocasiones será necesario identificar manualmente cuando el equipo se encuentra en una región u otra de operación[42], y en ocasiones habrá que utilizar técnicas de clusterizado, en base a la densidad de puntos en las diferentes variables[43].
- Cambio del comportamiento de los equipos: A lo largo de la vida útil de un aerogenerador es de esperar que el comportamiento de los equipos varíe, sin ser por ello un mal funcionamiento del equipo. Este cambio de comportamiento puede ser por:
  - Degradación de los equipos: a lo largo de la vida de un equipo su comportamiento varía, es posible que en fases de rodaje el equipo se caliente más, luego su temperatura se estabilice y finalmente su temperatura vuelva a incrementarse por efectos de la degradación. Para identificar si el equipo está funcionando bien o mal es necesario conocer y modelar esta evolución. Para ello se propone la utilización de modelos evolutivos que vayan actualizándose con

42 Mediante sistemas de reglas, por ejemplo, si (*If*) las revoluciones del generador >1.000 y revoluciones del generador <1.680 entonces la región de operación es I. En tal caso, se aplicará el conjunto de redes y sistemas Fuzzy propios de dicha regíon.
43 En muchas ocasiones tendremos que utilizar técnicas de clusterizado e identificación de patrones para extraer de los datos las regiones de operación características, ya que no se dispone de la lógica de control del tecnólogo, ni muchos de los parámetros de operación.

conforme el aerogenerador envejece, pero con la precaución de utilizar datos en periodos de mal funcionamiento.

- Otro factor que cambia el comportamiento del equipo es la modificación de parámetros de operación, como se verá en apartados sucesivos, hay ocasiones que la temperatura nominal de operación del aceite de la multiplicadora se modifica, por ejemplo, de 60 ºC a 65 ºC y, finalmente, a 68ºC de forma voluntaria. Este cambio de comportamiento no se registra en las bases de datos, luego es necesario explorar los datos e interpretar que se trata de un cambio de comportamiento. Como se verá en el apartado de indicadores de detección presentado en la presente Tesis, este hecho se identifica como un cambio de tendencia del indicador, pero que tras un periodo de tiempo (que depende de la configuración del indicador), la tendencia se estabiliza entorno a un nuevo valor.

- Robustez del sistema predictivo: Cuando se diseña un sistema de detección, diagnóstico y prognosis de averías en aerogeneradores debe tenerse en cuenta la robustez del sistema desde varios puntos de vista, como por ejemplo:
  - Respuesta ante la ausencia de datos: En ocasiones no se disponed e toda la información necesaria para que un modelo nos de una respuesta. Es decir, pueden producirse fallos de comunicaciones, o puede estropearse un sensor de una variable crítica del modelo. Si se dispone de una única red neuronal (por ejemplo), para estimar el valor de una variable, que tiene como entrada la señal del sensor estropeado, no será capaz de dar una salida, por tanto el sistema predictivo quedaría "ciego" respecto al estado esperado del equipo. En entonos productivos es necesario dar siempre un valor de salida con mayor o menor precisión pero al menos tener una referencia. Para ello es necesario realizar conjuntos de sistemas expertos compuestos por varios modelos recurrentes, que estimen el valor de una variable en función de diferentes variables, o incluso en

función de valores previos de esa misma variable, mediante modelos de series temporales.

- Eliminación de falsos positivos: Otro efecto a evitar en un sistema de detección, diagnóstico y prognosis de averías en aerogeneradores es la detección de falsas averías. Esto se da cuando el sistema identifica que es posible que se esté dando un mal funcionamiento pero no es así. Si se repite este hecho con cierta frecuencia, el operador dejará de confiar en el sistema y finalmente dejará de utilizarlo. Un falso positivo puede darse por ejemplo cuando se dispone de una única red neuronal para caracterizar el comportamiento de un equipo, tal vez esta red se adapta muy bien a una determinada región de operación pero presenta fallos en otras regiones que no se dan con mucha frecuencia y para las que no ha sido entrenada. Si se confía únicamente en la opinión de este modelo se estaría generando un falso positivo. De ahí la necesidad de varias opiniones para un mismo evento, de tal forma que si se dispone de 4 modelos diferentes (en configuración de la red, configuración de variables, metodología del modelo, etc.) para una variable temperatura por ejemplo, si 3 de los 4 modelos interpretan que la temperatura medida es correcta pero hay uno que interpreta que la temperatura es elevada, el sistema hará caso de la opinión mayoritaria. En realidad no es tan sencillo, ya que como ocurre en la vida a menudo, una opinión que esté generalmente aceptada no significa necesariamente que sea correcta. Es decir, es preciso aportar credibilidad a los juicios de los expertos. Imaginemos que el modelo que interpreta la temperatura elevada ha presentado durante las *n* últimas predicciones un error del 5%, y los otros tres expertos han presentado un error del 30%. Es posible que la opinión de los tres expertos no deba ser considerada en este caso.

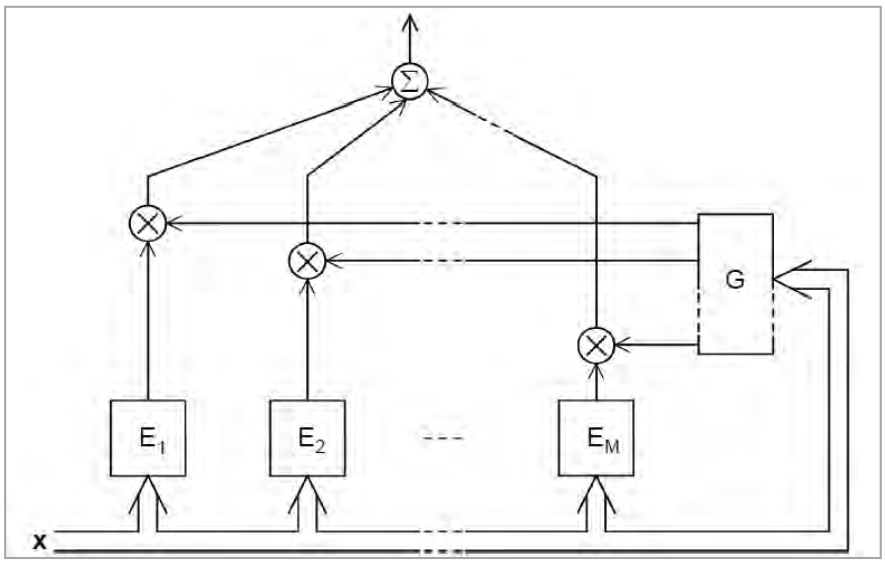


Ilustración 80.- Ejemplo de un sistema de conjunto de expertos con un dispositivo de control de opiniones (G). Fuente: Universidad Carlos III.

Conforme estos criterios pueden construirse tantas arquitecturas como permita la imaginación de cada uno, comenzando por el modelo más simple compuesto por una red maestra única, y en torno a esta red maestra se puede ir creciendo utilizando una segunda red neuronal de corrección de la respuesta de la primera red, o realizar redes independientes que darán una respuesta únicamente para un tipo de dato especifico de entrada (redes expertas en regiones específicas de operación).

3.3.1. Una única red neuronal maestra

Se trata de la configuración más simple, ya que está compuesta por una única red neuronal, la cual se entrena con el conjunto completo de datos. Para este tipo de configuración, la dificultad reside en la selección de variables de entrada, incluso la generación de variables adicionales que sirvan de entrada a la red y que aporten

información diferente[44], realizar una correcta configuración interna de la red, y aportar suficientes datos para un correcto entrenamiento.

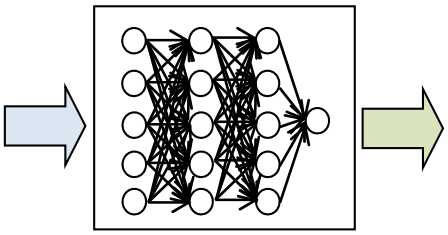


Ilustración 81.- Representación de la arquitectura de Red Maestra. Fuente: Elaboración propia.

3.3.2. Conjunto de redes maestras por clasificación (Clúster)

Existen diferentes técnicas de Clusterizado o clasificación. Estas técnicas clasifican una muestra dentro de un conjunto u otro de datos en función del valor que toman las diferentes variables. Cada Clúster representa a un conjunto de datos que presentan un comportamiento similar, por ejemplo las diferentes regiones de operación del generador.

Parece lógico pensar que si se separan los datos en conjuntos más homogéneos de datos con características similares, y se entrena una red maestra para cada clúster, el modelo de cada clúster sería mejor que el modelo conjunto. Posteriormente cada conjunto de variables de entrada nuevo se asignaría a un clúster existente y se calcularía el valor esperado de salida según el modelo de dicho clúster.

Cuando se conoce la operativa de un sistema puede realizarse un clusterizado guiado, es decir, imaginemos que un sistema tiene 3 niveles de operación, arranque, zona de transición y operación nominal. De alguna forma podrían clasificarse los datos en 3 grupos diferentes, y se entrenaría una red neuronal para el comportamiento en arranque, otra para la zona de transición y una tercera para la operación nominal. En el caso objeto de estudio, dada la complejidad de los sistemas de doble regulación de potencia de los aerogeneradores, no ha sido posible guiar la agrupación y se ha optado

44 Un ejemplo de variables adicionales puede ser una enumeración del estado operativo del aerogenerador en el momento correspondiente del dato. Por ejemplo, Emergencia = 0, Parada = 1, Pausa = 2, Listo=3 y Marcha=4.

por iterar variando el número de clústers o grupos de operación diferentes, entre 1 a 20 clústers[45], para algunas variables. Dado que probar todas las configuraciones posibles de red antes mencionadas, con todos los casos de clusterizado, llevaría un elevado coste de computación, para realizar pruebas comparativas entre diferentes configuraciones de sistemas expertos se recomienda mantener una configuración fija de red y comparar resultados.

La clasificación de cada dato en clusters puede realizarse de tres formas:

- Modo I: Considerando las 3 variables principales de entrada (es decir sin tener en cuenta la fecha y hora).
- Modo II: Considerando las 3 variables principales y la variable de salida.
- Modo III: Clasificación manual con juicio experto[46].

El Modo II de clasificación es ligeramente más complejo que el I, ya que para clasificar el grupo al que pertenece un nuevo dato, necesita la estimación del valor de salida, que se obtiene de la Red Maestra.

El esquema para *n* clusters sería el siguiente:

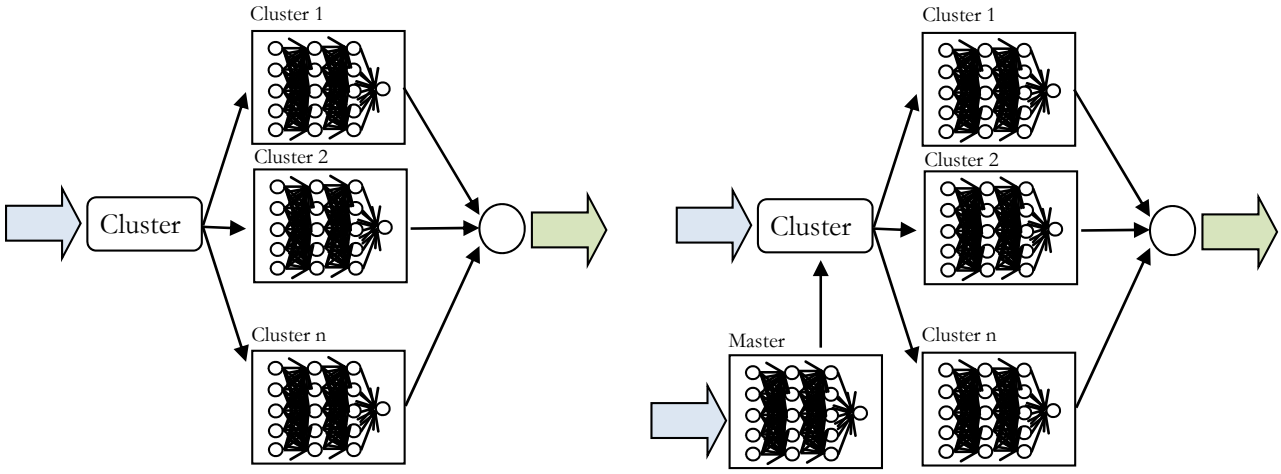


Ilustración 82.- Representación de la arquitectura de maestro por clúster. Modelo clasificador I a la Izquierda y clasificador II a la Derecha. Fuente: Elaboración propia.

45 El resultado de un único clúster coincide con el caso de la Red Maestra.
46 Un ejemplo de este tipo de red podría ser la realización de un maestro para los datos de cada una de las estaciones del año.

3.3.3. Utilización de red neuronal integradora de redes maestras

En este tipo de configuración, la red integradora tiene como entrada la salida de una red maestra y la salida de la Red de Clusters. El objetivo era entrenar una red de tal forma que aprendiese de las desviaciones de ambas redes, respecto del valor esperado, y diera un resultado con menor error.

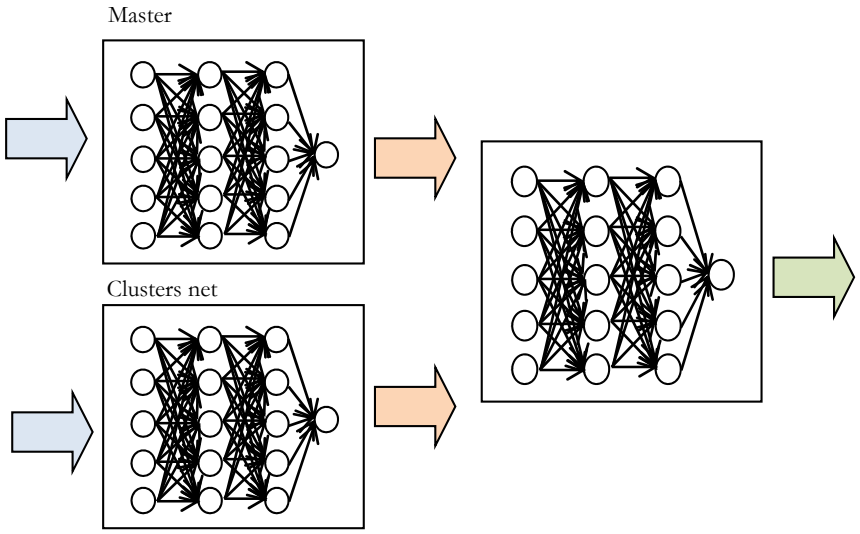


Ilustración 83.- Representación de la arquitectura de conjunto de redes con red integradora. Fuente: Elaboración propia.

3.3.4. Utilización de red correctora de red maestra

Esta Red tiene como entrada la salida de una red maestra y las variables de entrada. El objetivo es entrenar una red correctora de tal forma que aprenda de las desviaciones de la red maestra, respecto del valor esperado, y se obtenga un resultado con menor error.

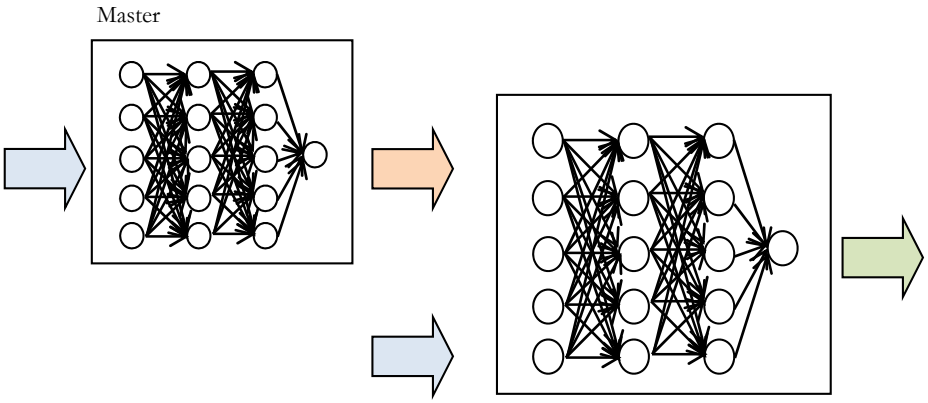


Ilustración 84.- Representación de la arquitectura de red correctora de salida de una red maestra. Fuente: Elaboración propia.

3.4. Conclusiones

Los modelos expuestos en este capítulo constituyen los más usados en la predicción de futuros valores para series temporales y para el modelado de sistemas no lineales (tanto estáticos como dinámicos) y por tanto resultan adecuados para la modelización del comportamiento operativo de las variables analógicas de un aerogenerador.

En todos los casos, las condiciones que se deben observar antes de desarrollar los modelos deben incluir los aspectos señalados a continuación:

- Detección y corrección de outsiders en la base de datos disponible: los outliers pueden empeorar significativamente la calidad de las predicciones obtenidas con cualquiera de los modelos desarrollados. Los modelos más sensibles a los outliers, sobre todo en los datos de entrenamiento o ajuste, son los modelos ARIMA y los modelos basados en redes neuronales. Los modelos basados en sistemas de inferencia difusa con técnicas de agrupamiento substractivo parecen más inmunes al efecto de los outliers.
- Análisis del comportamiento operativo de los equipos y aplicación de técnicas de identificación de regiones de operación no evidentes (clusterizado), para la realización de conjuntos de expertos.
- División de los datos disponibles para el desarrollo de los modelos en tantos grupos como subconjuntos de redes expertas sea necesario. En los modelos ARIMA, o en los sistemas de inferencia difusa, se ajustan a los parámetros de los modelos de predicción a los datos utilizados en su construcción[47]; en los modelos de redes neuronales, o en los modelos neuro-difusos, los parámetros se adaptan a los datos de entrenamiento. Para la evaluación de los modelos deben usarse otros datos (datos para la validación y cálculo de indicadores de estado en periodos de correcto funcionamiento del aerogenerador) diferentes de los utilizados en el ajuste o entrenamiento de los modelos de predicción.

47 Definición de reglas y límites de operación en base a juicio experto o manualmente.

- En el caso de seleccionar un modelo de una misma familia (modelos en base a redes neuronales, por ejemplo), debe utilizarse algún criterio que penalice los modelos con mayor número de parámetros, ya que en fases de producción estos modelos presentan un mayor coste operacional.
- Para el caso de redes neuronales o sistemas neuro-difusos, los datos que se vayan a utilizar en el proceso de entrenamiento deben dividirse en dos grupos: los datos que van a ser usados en el ajuste de los parámetros, que los llamaremos grupo de datos de entrenamiento y los datos utilizados como grupo de validación cruzada. Cuando ya no se reduce el error en la salida con los datos del grupo de validación cruzada tras un número determinado de epochs, se termina el proceso de entrenamiento. En todo caso, los parámetros del modelo de predicción corresponderán a los que presentaba el modelo cuando el error con los datos del grupo de validación era mínimo.

Estos modelos de comportamiento operativo de los equipos, serán la base a partir de la cual se calcularán los indicadores de estado de equipos. Como se describe en el apartado 6. Estudios realizados, los indicadores analógicos[48] de estado de los equipos se calculan a partir de la diferencia, o error, entre la salida del sistema experto de modelización de una variable y la medida real de dicha variable.

48 Llamamos indicadores analógicoas a aquellos que se calculan a partir del valor de una señal analógica del aerogenerador.

Capítulo 4

INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA

4. INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA

4.1. Conceptos generales de la energía eólica

En el presente apartado se procede a describir desde una perspectiva técnica y generalista, los principales conceptos teóricos relativos a la energía eólica procedente del viento y a su explotación mediante la utilización de aerogeneradores eólicos.

Dentro de las energías renovables, la energía eólica en todas sus modalidades, se constituye como una de las fuentes de generación de energía eléctrica más importantes y con mayor potencial de explotación tanto en la conexión a las redes eléctricas como en redes aisladas.

En España, a 31 de diciembre de 2014, la potencia eólica instalada representaba el 6,22% del Mundo, tras China, Estados Unidos y Alemania. IBERDROLA es el mayor promotor en España, con una potencia equivalente al 23,98% del mercado y GAMESA, el fabricante líder de aerogeneradores, con el 52,24% del mercado español.

En 2014, en España la eólica generó 51,14 TWh (20,4% de la demanda eléctrica), empleo para veinte mil personas, 2 G€ de exportación tecnológica, aportando al PIB un 0,24% del mismo.

En el apartado 4.3. Descripción del Generador objeto de estudio se describe con mayor detalle el equipo seleccionado para la realización de los modelos de comportamiento de la presente Tesis, con el objeto de entender mejor su funcionamiento, ya que para poder definir unos indicadores del estado de un equipo, es necesario conocer como funciona el equipo y como se presentan los fallos.

4.1.1. Conceptos generales de la energía eólica

A continuación se desarrollan de manera general en los apartados siguientes los principales conceptos teóricos, meteorológicos y la valoración de una serie de factores técnicos necesarios para la comprensión de la energía renovable eólica y el funcionamiento de un aerogenerador.

4.1.1.1. Definición de energía eólica.

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y de las vibraciones que el aire produce.

La energía eólica puede considerarse como energía solar que se almacena en la atmósfera en forma de calor distribuido de modo no homogéneo y se puede por tanto considerar que la energía eólica es energía solar indirecta.

4.1.1.2. El aire.

El aire es una mezcla de gases y es el componente fundamental de la atmósfera. Los gases pueden definirse como cuerpos sin forma ni volumen propios y con tendencia a dispersarse uniformemente por el espacio.

Con objeto de poder comprender la dinámica atmosférica se indican las principales propiedades del aire y las características físicas asociadas, las cuales conforman los elementos del clima:

- ***Movilidad:*** la velocidad del viento es una característica física del aire.
- ***Peso:*** la densidad es una característica física del aire.
- ***Capacidad para realizar una fuerza:*** la presión es una característica física del aire.
- ***Capacidad para contener vapor de agua:*** la humedad (relativa y absoluta) es una característica física del aire.
- ***Comportamiento térmico:*** la temperatura del aire es una característica física del aire.

4.1.1.3. La estructura de la atmósfera.

La atmósfera es la capa gaseosa que envuelve a la Tierra y está compuesta fundamentalmente por Nitrógeno (78,08%) y Oxígeno (20,94%). La distribución de los diferentes elementos gaseosos que la componen y la densidad del aire varían con la altura. Presenta una estructura vertical en capas de diferente composición y

comportamiento dinámico (Ilustración 85), que se describen sintéticamente a continuación:

- ***Troposfera:*** es la capa más próxima a la superficie terrestre y alcanza una altura en vertical hasta los 17 kilómetros. Es la capa que contiene las tres cuartas partes de la masa gaseosa de la atmósfera. En esta capa es donde se producen los fenómenos meteorológicos y donde se producen los movimientos de las masas de aire tanto en sentido horizontal como en sentido vertical. Dentro de la misma existe varias sub-capas: la *Peplopausa* (se extiende desde la superficie hasta unos 3.000 metros de altura y presenta gran actividad dinámica de la atmósfera); la *capa libre* y la *tropopausa* o límite superior (con temperaturas de -60 ºC).
- ***Estratosfera:*** se extiende desde la tropopausa hasta la estratopausa (a unos 50 Km. de altura) y la temperatura en la misma se mantiene casi constante y contiene la capa de ozono.
- ***Mesosfera:*** es la capa media y está situada entre los 50 y los 80 Km. de altura, alcanzándose temperaturas de hasta -100 ºC. Su límite es la mesopausa.
- ***Termosfera:*** en esta capa la temperatura aumenta sin interrupción y puede alcanzar los 1.000 ºC. El final de esta capa es la *termopausa*.

Desde el punto de vista de la energía eólica la Troposfera es la capa relevante debido a que el viento en superficie apto para las aplicaciones eólicas se produce en un segmento de la atmósfera de unos cientos de metros desde la superficie de la tierra.

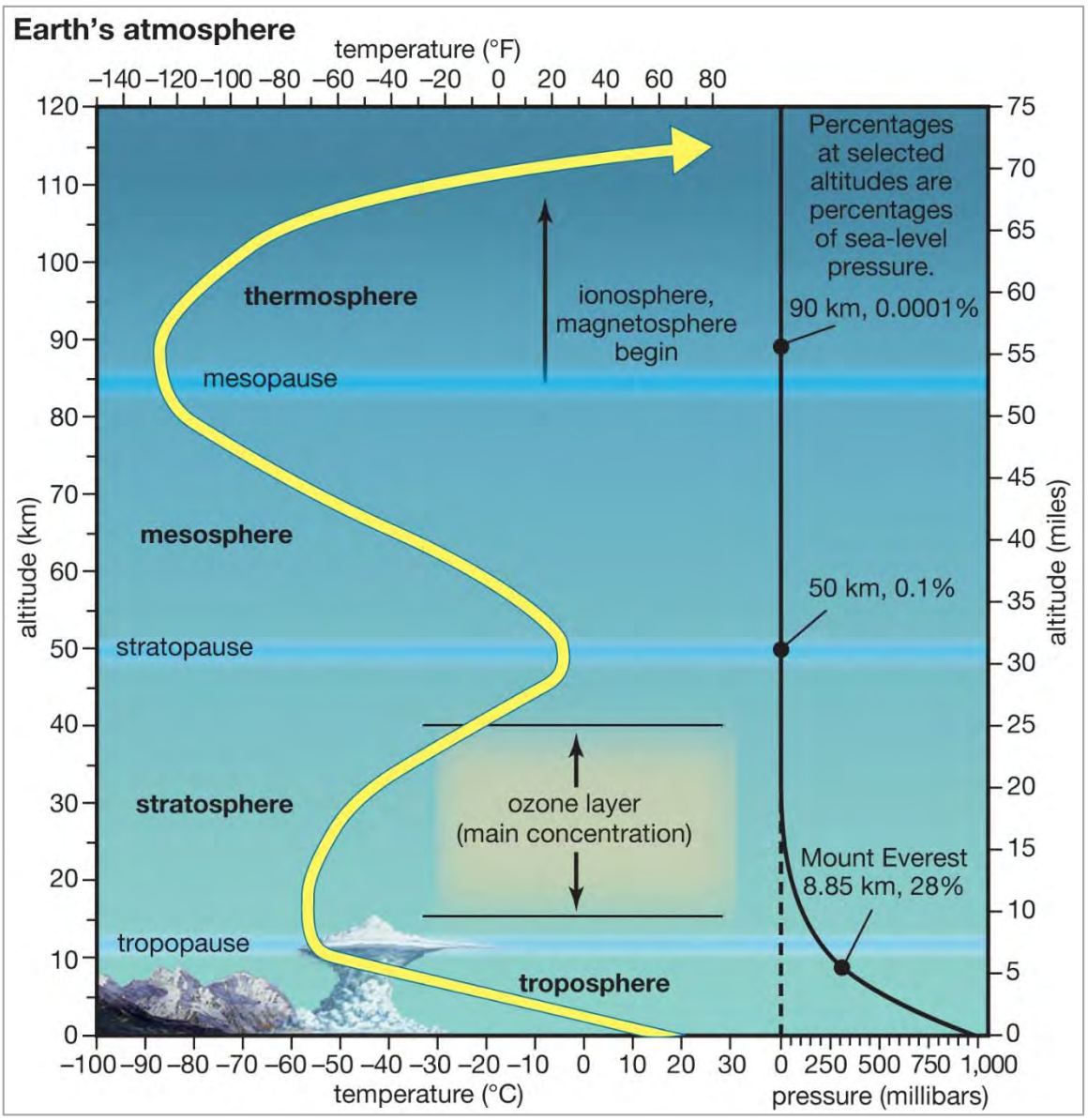


Ilustración 85.- Estructura de la atmósfera. Fuente: Enciclopedia Británica 2012.

4.1.1.4. El viento.

El origen de la energía eólica está en el viento. El viento es toda masa de aire en movimiento ocasionado por una diferencia de presión: Su movimiento es tridimensional, aunque normalmente sólo se considera la velocidad y dirección de la componente horizontal.

Se denomina corriente de convección a los movimientos de aire en sentido vertical[49].

El viento surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre y son corrientes de convección producidas por el calentamiento diferencial en diferentes puntos geográficos que reciben diferentes cantidades de radiación solar. La tierra recibe energía procedente del sol mediante radiación (100.000 TW/h) y en algunas zonas puede llegar a ser de 2.000 kW/m^2. Entre el 1% y el 2 % de esta energía solar se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 10 elevado a 17 kW.

En los lugares de la tierra que reciben mayor cantidad de radiación solar, el aire en contacto con la tierra o el mar se calienta más, y en consecuencia se expande, disminuyendo su densidad y elevándose dejando un vacío que es ocupado por masas de aire más frío. Esas masas de aire frío provienen de zonas de la tierra que reciben menor radiación solar, y el aire en contacto con ellas tiene temperaturas más bajas y por tanto se expande menos, teniendo mayor densidad, por lo que se traslada a las capas inferiores de la atmósfera hasta que ocupa el lugar dejado libre por las masas de aire caliente que han ascendido.

4.1.1.5. Circulación general de la atmósfera en superficie.

La circulación general de la atmósfera representa el flujo de aire alrededor del planeta (Ilustración 86). El calentamiento irregular de la superficie de la tierra es la fuerza que impulsa la circulación general de la atmósfera, al recibir unas superficies más calor que otras lo cual origina diferenciales de presión que dirigirán la circulación atmosférica. En la tierra existen unas distribuciones de presiones medias (altas y bajas presiones) en los diferentes continentes, las cuales son la causa del movimiento del aire y debido a la relativa estabilidad de los centros de presiones se da la existencia de unos sistemas de vientos dominantes en superficie en las diferentes latitudes (vientos alisios en los 30º de latitud, vientos del oeste entre los 30º y los 60º de latitud, vientos de componente este en los 60º de latitud, vientos tropicales

49 En la presente tesis lo denominaremos componente vertical.

en la zona de calmas ecuatoriales, etc.), los cuales son los que afectan al rendimiento eólico. Existe además la circulación atmosférica en altura, a partir de los 1.000 metros de altura que está fuera del ámbito de influencia de los vientos de superficie.

4.1.1.6. Fuerzas que afectan al viento.

Las principales fuerzas que afectan al viento, desde el punto de vista físico son las siguientes: la fuerza de Coriolis, la fuerza del gradiente de presión y la fricción.

- ***La fuerza de Coriolis:*** Como consecuencia del movimiento de rotación de la tierra cualquier desplazamiento de las masas de aire es desplazado hacia el oeste por una fuerza aparente. Esta fuerza aparente que hace que la trayectoria se curve es conocida como fuerza de Coriolis, en honor al matemático francés Gustave-Gaspard Coriolis (1792-1843).

  La fuerza de Coriolis es perpendicular al movimiento del aire y afecta a los vientos de la siguiente forma: el viento sube desde el ecuador y se desplaza a través de las capas más altas de la atmósfera hacia el norte y hacia el sur. Alrededor de los 30º de latitud en ambos hemisferios la corriente de Coriolis evita que los vientos se desplacen más al norte o más al sur respectivamente. En la latitud 30º se encuentra un área de altas presiones que hace que el viento empiece a descender nuevamente. Cuando el viento asciende desde el Ecuador se forma un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo que atrae a los vientos del norte y del sur, mientras en los polos habrá altas presiones debido al aire frío. El aire caliente asciende en la atmósfera hasta una altura de unos 10 kilómetros, y desde esa posición se extiende tanto en dirección norte como en dirección sur (Ilustración 85).

  En el hemisferio norte por efecto de la aceleración de Coriolis los movimientos de las masas de aire que se dirigen hacia las bajas presiones se desvían hacia la derecha dando lugar a una circulación ciclónica en sentido contrario a las agujas del reloj, siendo en el hemisferio sur la circulación en el sentido de las agujas del reloj.

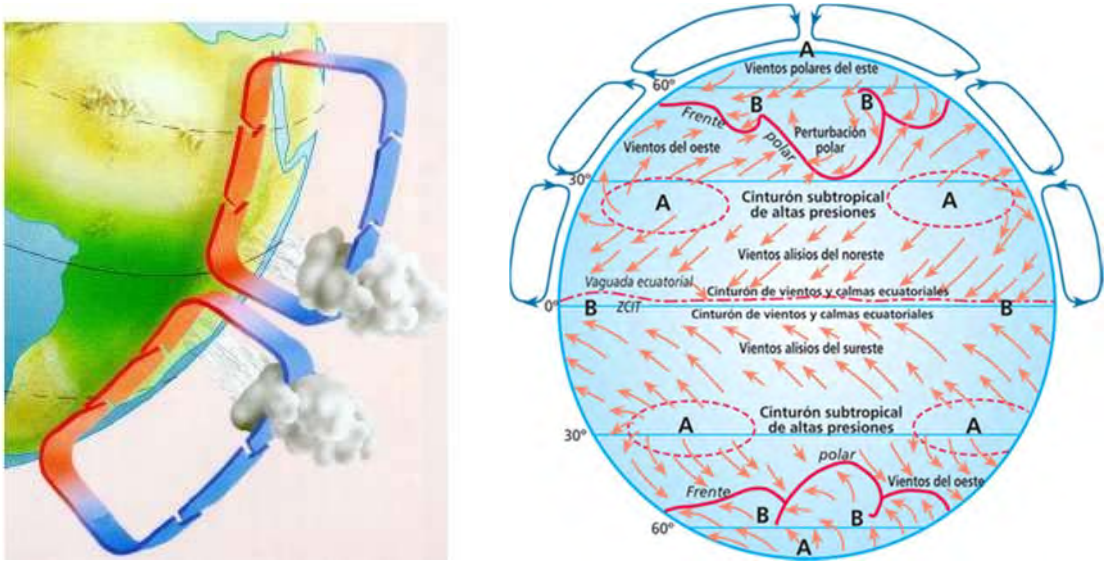


Ilustración 86.- Desplazamientos de las masas de aire en la atmósfera en función de las diferentes temperaturas (izda.) y esquema de la circulación general atmosférica. Fuente: Fernández Díez, 2002 y http://meteogeografoua.blogspot.com.es/ .

- ***La fuerza del gradiente de presión:*** la presión atmosférica es la presión ejercida por la atmósfera en un punto específico como consecuencia de la acción de la fuerza de la gravedad sobre la columna de aire que se encuentra encima de ese punto. La diferencia de presiones hace que el aire se mueva desde la zona de presión más alta a la zona de presión más baja. Este movimiento es el que genera el viento.

  La *isobara* es una línea que une puntos de igual presión: a mayor proximidad de las isobaras mayor diferencia de presión entre los puntos y por tanto mayor gradiente de presión, lo que tiene como consecuencia que los vientos serán más fuertes. Si las isobaras están más separadas, la diferencia de presión entre unos puntos y otros será menor, lo que implica un gradiente de presión más pequeño y los vientos serán más suaves. El movimiento horizontal del aire se establecería desde los centros de alta presión hasta los de baja presión, y la dirección del viento sería perpendicular a las líneas de isobaras dependiendo su intensidad de dos factores: el gradiente de presión y de la densidad del aire.

- ***La fricción:*** el movimiento del aire se ve frenado por la superficie terrestre disminuyendo su velocidad. La dirección de la fuerza de fricción o rozamiento es opuesta a la dirección del viento. La fuerza de fricción sobre el viento empieza a actuar sobre la superficie terrestre hasta una altura próxima a los 1.000 metros, dejando de influir sobre el viento a partir de esa altura.

  La velocidad del viento en superficie formaría un ángulo respecto a las isobaras, y dicho ángulo depende de la fuerza de rozamiento, siendo menor en los océanos (10 a 15º) que en tierra (hasta 30º, como se muestra en la Ilustración 87.

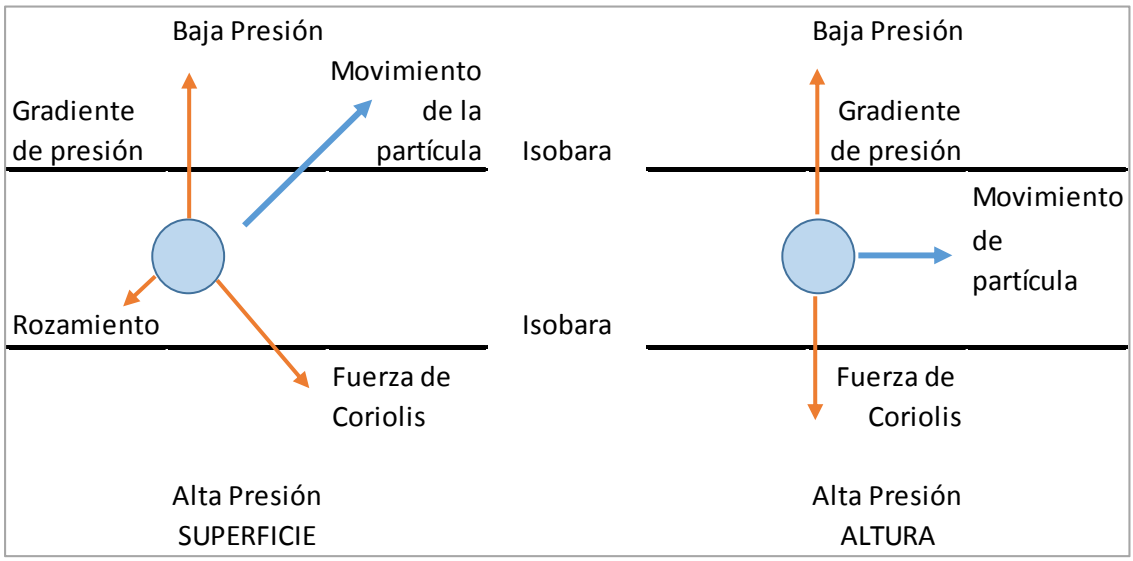


Ilustración 87.- Esquema del equilibrio dinámico del viento en superficie y en altura. Fuente: Elaboración propia.

Todos estos factores influyen en las direcciones dominantes de los vientos en superficie, las cuales son muy importantes en la selección de los emplazamientos de los parques eólicos y en la ubicación de los aerogeneradores dentro de los mismos, aunque hay que tener en cuenta que adicionalmente los obstáculos geográficos locales pueden modificar las condiciones de viento. Este hecho, entre otros, hace que no todos

los aerogeneradores de un mismo parque eólico generen la misma energía a lo largo del tiempo (considerando que todos ellos están al 100% de su rendimiento).

4.1.1.7. Tipos de vientos.

Adicionalmente al conocimiento de los vientos generales de la atmósfera, es preciso disponer del conocimiento de los vientos de superficie tanto generales como locales y de los factores que modifican el régimen general de dichos vientos. Estos aspectos son de suma importancia y deben ser considerados en el proyecto de los parques eólicos tanto en la definición del emplazamiento como en la ubicación de los aerogeneradores en el mismo.

En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales[50], por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico. Existen los denominados *vientos geostróficos* que se producen a unos mil metros sobre el nivel del suelo, y que se generan por las diferencias de temperatura y presión estando afectados de forma mínima por la superficie terrestre.

Se describen a continuación de manera sintética algunos de los principales tipos de vientos de superficie que son los que pueden afectar a los potenciales emplazamientos de parques eólicos y al recurso eólico:

Vientos sinópticos: sopla en la horizontal y se puede esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido en el cual sopla y su origen está situado en el lugar de observación.

Vientos regionales: están regidos por los desplazamientos a escala sinóptica de las masas de aire cuyo desplazamiento va desde las altas presiones a las bajas presiones. En España por ejemplo se dan los vientos de Levante (soplan en dirección este-oeste y noreste-oeste) y los vientos de poniente (soplan en dirección sur-este y sureste-este). Están influenciados por factores meteorológicos como la posición de los centros de

50 No obstante, dichos vientos verticales generan esfuerzos dañinos en los equipos de los aerogeneradores. Hay que tener en cuenta las dimensiones de las palas y que estas palas se encuentran en el punto más externo del aerogenerador, luego el par transmitido a la multiplicadora, al eje, etc. es elevado en comparación con la componente vertical del viento en si misma.

bajas presiones, por factores topográficos del terreno que influyen en la dirección del viento a nivel de superficie, y por la frecuencia de las direcciones del viento.

Brisas: los movimientos característicos del aire (Ilustración 88) en la dirección tierra-mar en las costas, y en los lagos en la dirección tierra-agua durante el día (brisa marina) y en sentido inverso a la noche (brisa terrestre), originan el tipo de viento denominado Brisa. Estos vientos se producen por los diferenciales de temperatura de las masas de aire en superficie y en altura (de día el aire se calienta en superficie y asciende, el aire desplazado es ocupado por las masas de aire más frío provenientes del mar o del agua, generándose un movimiento continuo de masas de aire).

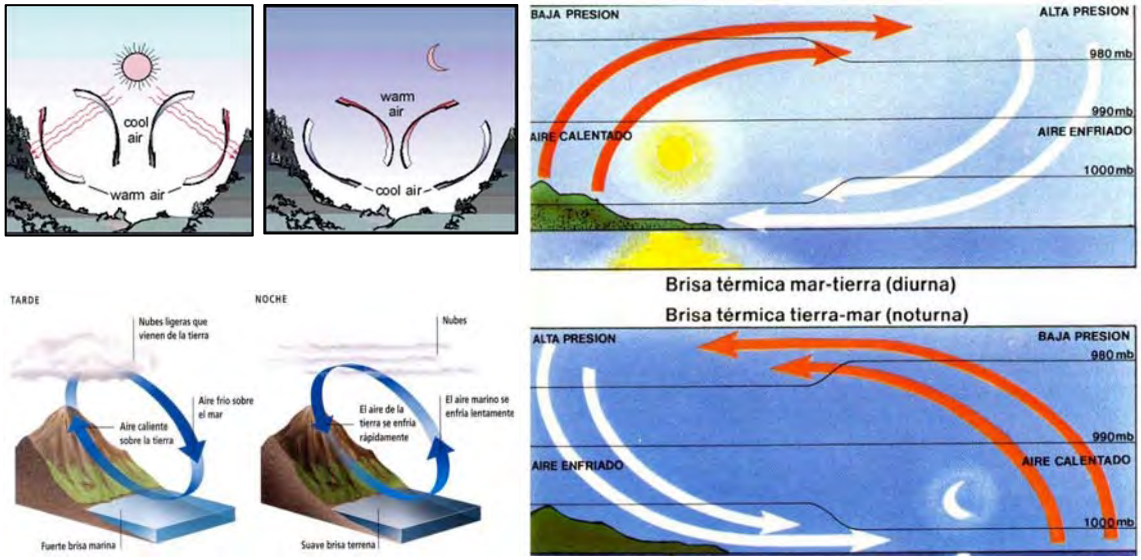


Ilustración 88.- Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del tipo brisa y en los vientos locales de montaña. Fuente: Elkin de Jesús Salcedo Hurtado, Ph.D. (Universidad del Valle, Cali).

Vientos locales de tierra: las condiciones orográficas locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona y se puede dar el caso que dos zonas muy próximas geográficamente puedan tener condiciones eólicas muy diferentes. Los valles y las zonas entre dos montañas (Ilustración 88) afectan significativamente al potencial eólico al variar el viento con la altura de manera notable. Al salir el sol las capas de aire en las zonas elevadas se calientan y ascienden; el espacio dejado es ocupado por el aire frío del valle que asciende por la ladera de las montañas. Durante la noche se produce el efecto inverso, ya que las zonas altas se

enfrían más rápidamente y el aire frío en contacto con las mismas desciende por la ladera hasta las zonas bajas desplazando el aire más cálido del valle hacia arriba. Esta variación es consecuencia de la capa límite que se produce en el contacto entre dos capas con diferente viscosidad (aire y tierra).

Vientos catabáticos y anabáticos: el viento catabático (Ilustración 89) es el que se origina debido al descender aire frío desde zonas elevadas en las mesetas y montañas hasta otras zonas más bajas en valles; son vientos que se desplazan a través de laderas y valles y está condicionado por la orografía de la zona. El viento anabático presenta una componente vertical ascendente.

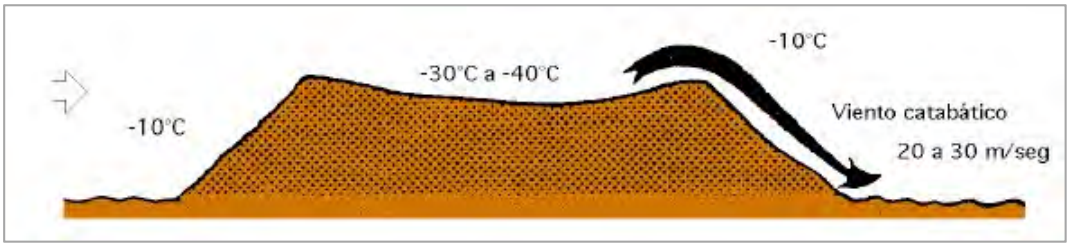


Ilustración 89.- Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del catabático. Fuente: Fernández Díez, 2002.

Viento Fohn: es un viento fuerte, seco y cálido que se produce en las laderas de sotavento de las montañas (contrarias a la dirección en que sopla el viento). El aire que desciende por la ladera de sotavento está seco y se va calentando a razón de 10ºC por Km. de descenso. El recurso eólico de mayor rendimiento es el que se presenta en laderas de pendientes suaves y libres de obstáculos, ya que el aire fluye en forma de corrientes de fluido lo cual hace que su velocidad aumente.

4.1.2. Caracterización del viento como recurso eólico: parámetros de influencia

Los parámetros de tipo conceptual así como las características técnicas relacionadas con el aprovechamiento del viento como recurso eólico se describen de manera sintética en los apartados siguientes. Para una mayor profundización de los conceptos expuestos debemos remitirnos a la Bibliografía presentada.

Para determinar el buen o mal funcionamiento de un equipo es necesario conocer cómo aprovecha el viento de su entorno, de tal forma que si no genera la energía esperada es posible que se esté dando un mal funcionamiento en el equipo.

La caracterización del recurso eólico en un emplazamiento como concepto es de capital importancia para la toma de decisión de la instalación de un parque eólico, ya que en función del recurso eólico disponible se podrá calcular la viabilidad económica del proyecto de parque eólico en relación al número de aerogeneradores a instalar y a la energía que producirá el parque a lo largo de su vida útil[51]. Para poder conocer las características del recurso eólico de un emplazamiento potencial es necesario conocer, previamente a la instalación del parque eólico, la potencia eólica del viento en las diferentes zonas del emplazamiento, a diferentes alturas y en un periodo de tiempo prolongado. Para ello, se debe llevar a cabo una campaña de medidas del viento para poder verificar los parámetros técnicos del mismo (velocidad, dirección, temperatura, presión), y posteriormente realizar un tratamiento estadístico de los datos obtenidos y calcular la producción de energía eléctrica del parque eólico.

4.1.2.1. Campaña de medidas del viento.

Respecto a la campaña de medidas del viento en el emplazamiento eólico, tiene como objeto el disponer de medidas fiables del recurso eólico y los parámetros a medir son los siguientes [52]:

-*Velocidad del viento*: medida en metros/segundo es el factor principal del recurso eólico. La medición se lleva a cabo mediante anemómetros y sensores de viento ubicados a una altura determinada (normalmente entre 40 y 100 m) en una zona sin obstáculos. Si se realizan mediciones a diferentes alturas en el mimo punto de medición, se puede entonces obtener el factor de cizalladura del viento la cual nos aportará la altura óptima del buje del aerogenerador y por lo tanto la altura de la torre.

51 En el apartado 5.2.Impacto Económico de la aplicación de los modelos, se ha realizado un estudio comparativo entre la energía esperada según el estudio de recurso eólico y la energía real generada en el emplazamiento.
52 Es necesario conocer el recurso eólico esperado en un emplazamiento y compararlo con el recurso eólico real del equipo. Si a lo largo del tiempo la producción eólica se ve reducida frente al potencial eólico significará que el equipo está degradado. En el apartado 5.2.Impacto Económico de la aplicación de los modelos de la presente tesis, se hace una comparativa entre el potencial eólico del proyecto, el potencial eólico propio de cada equipo en estado de buen funcionamiento y la producción real.

-*Dirección del viento predominante*: es un factor muy importante para definir la orientación del conjunto de aerogeneradores en el emplazamiento del parque eólico. Las mediciones se llevan a cabo mediante veletas a la misma altura que los anemómetros y sensores de viento.

-*Temperatura del aire*: es un factor que nos indica las condiciones medio ambientales del emplazamiento y se mide generalmente en la altura del buje y a unos 2 ó 3 metros de la superficie. Se utiliza para calcular la densidad del aire, que a su vez nos permitirá calcular la potencia suministrada por el aerogenerador.

-*Presión atmosférica*: es un factor que nos permitirá calcular la potencia disponible en una instalación eólica.

-*Humedad Relativa:* es un factor utilizado para calcular la densidad del aire y por tanto la potencia eólica disponible.

4.1.2.2. Tratamiento estadístico de los datos del viento.

Con los datos obtenidos en la campaña de medición llevada a cabo en el emplazamiento, con el objetivo de calcular la producción de energía eléctrica del parque eólico con un diseño de aerogeneradores y de situación de los mismos en el parque a determinar, la siguiente fase consiste en llevar a cabo un tratamiento estadístico de los datos para poder calcular los factores básicos necesarios para el mencionado objetivo. Estos parámetros básicos son los siguientes:

-*Rosa de los vientos*: mediante la rosa de los vientos se estudia el comportamiento direccional del viento.

Los datos de cada sector de dirección se agrupan y de este modo se construyen las rosas de los vientos. Los factores técnicos que se obtienen son el porcentaje relativo de viento en cada dirección; la velocidad media en cada sector (m/s); la distribución direccional de la energía. Las rosas de los vientos permiten diseñar la distribución y ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento de forma perpendicular a la dirección predominante del viento, evitando las estelas entre los mismos mediante una separación mínima, ya que las estelas producen pérdidas en la producción de energía (Ilustración 90).

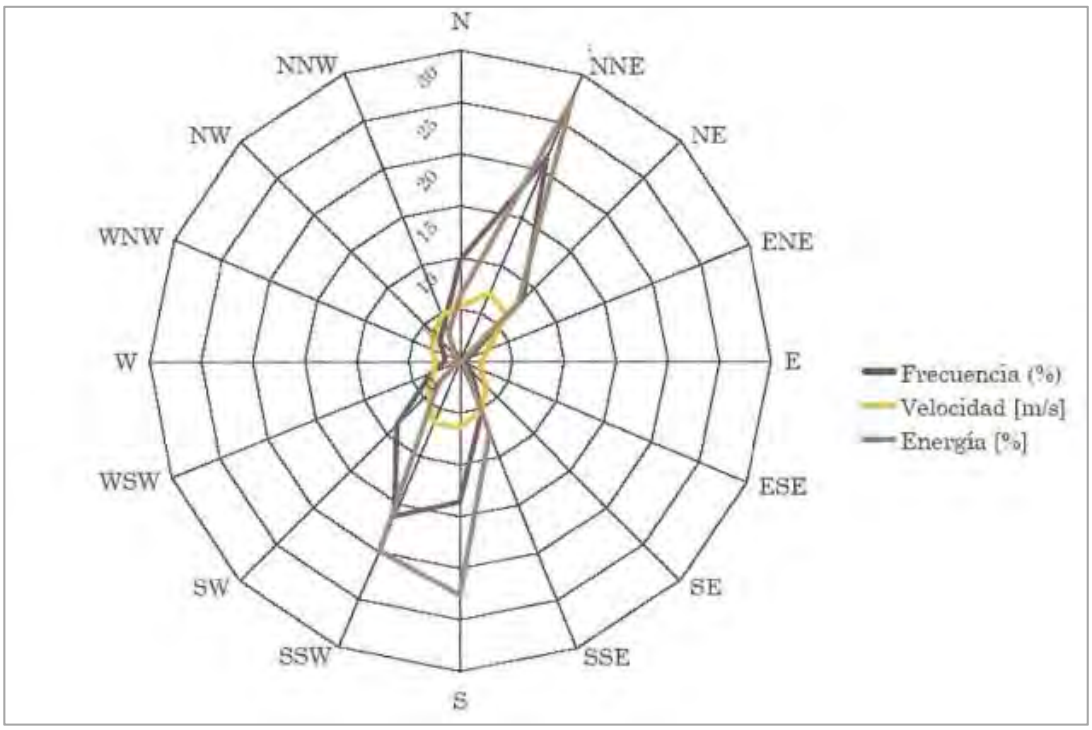


Ilustración 90.-: Gráfica de Rosa de los vientos. Fuente: CENER, 2005.

-*Distribución de la probabilidad de la velocidad del viento*: se analiza el comportamiento de la velocidad del viento en el punto de medida. La distribución de probabilidad se obtiene agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad del viento y representando el porcentaje o probabilidad de cada intervalo, cuyos datos se representan en un histograma de velocidades del viento (Ilustración 91). Con los datos registrados para la probabilidad del viento se puede obtener información sobre cuáles son las velocidades de viento más frecuentes, el porcentaje de periodos de calma y de vientos extremos con velocidades máximas, las velocidades mínimas y las velocidades medias por intervalos.

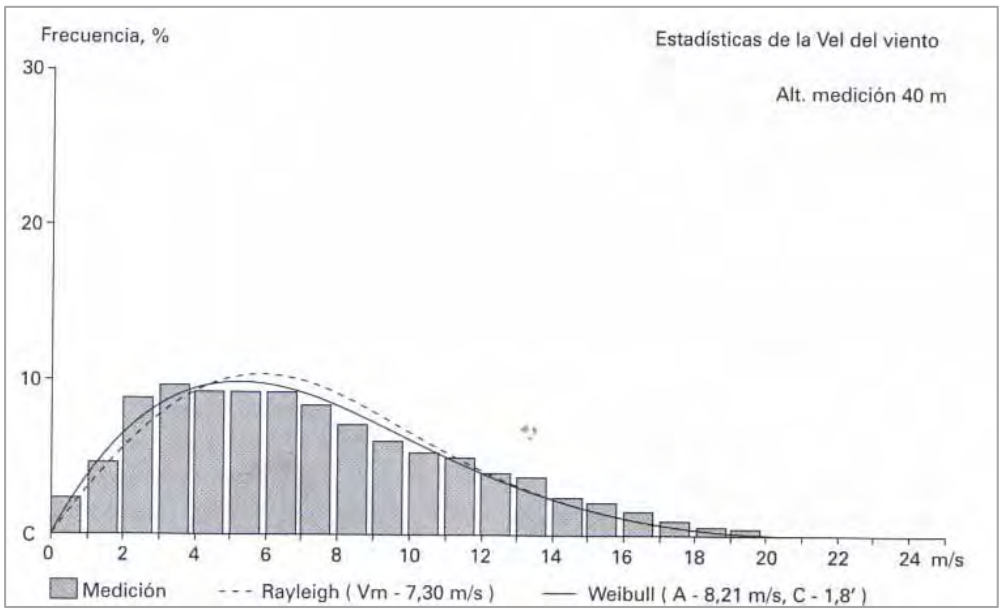


Ilustración 91.- Histograma de velocidades de viento y curva de distribución de Weibull y Rayleigh. Fuente: CENER, 2005.

-*Curva de duración de la velocidad del viento*: representa la probabilidad acumulada de que se supere una velocidad de viento determinada. De la curva de datos de duración del viento obtenida en la fase de medición se puede determinar el tiempo que un aerogenerador estará funcionando en el emplazamiento, el tiempo de parada por exceso o por falta de viento. Con los datos de duración del viento en el emplazamiento se caracteriza el recurso eólico, y junto con la distribución de probabilidades del viento y la curva de potencia del aerogenerador se puede realizar el cálculo de la producción de energía del aerogenerador en el emplazamiento donde se ha realizado la medición.

-*Distribución de Weibull y Raleigh*: ambos modelos son tipos de distribuciones de probabilidad analíticas que se emplean para describir el comportamiento del viento cuando se utilizan modelos matemáticos de campo de viento. Generalmente se requieren datos de velocidades de viento de un periodo significativamente largo que típicamente suele ser de 1 año por lo menos, y la forma gráfica de las distribuciones de Weibull y Raleigh se ajustan generalmente a las de los histogramas de velocidad del viento (Ilustración 91). Además de su utilización en los modelos matemáticos de campo de viento sirven para realizar la estimación de la producción energética del aerogenerador.

-*Perfil vertical del viento con la altura*: debido al efecto del rozamiento del aire con la superficie terrestre se produce una disminución de la velocidad del viento en superficie, aumentando la misma a medida que se incrementa la altura. El recurso eólico por lo tanto es mayor a mayor altura sobre el nivel del suelo. A la variación de la velocidad del viento con la altura se le denomina perfil vertical del viento, y para definir correctamente la velocidad de un emplazamiento se debe proporcionar el valor medio y la altura sobre el suelo a la que se realizó la medición. El factor de perfil vertical del viento tiene su aplicación en la configuración de un parque eólico, ya que los modelos de perfil vertical del viento se utilizan para determinar y seleccionar la altura óptima del rotor del aerogenerador con objeto de incrementar la producción de energía del parque.

-*Intensidad de turbulencia*: la turbulencia del viento se define como la variación temporal y espacial de la velocidad del viento en el intervalo de 0 a 10 minutos y en altura hasta varias decenas de metros. La turbulencia atmosférica de un emplazamiento de parque eólico es un factor que es necesario caracterizar al ser determinante debido a que genera cargas dinámicas y estructurales en los aerogeneradores y variaciones en la potencia a suministrar. El parámetro que se utiliza para caracterizar la turbulencia es el porcentaje (%) de turbulencia, se mide en porcentaje (%) y se calcula para periodos típicamente de 10 minutos. En emplazamientos para parques eólicos con intensidades de turbulencia > 30% no se recomienda la instalación de aerogeneradores, al tratarse de terrenos complejos, con pendientes acusadas, obstáculos y estelas de aerogeneradores.

Existe una normativa internacional IEC 61400-1 que indica la clasificación de los aerogeneradores, los cuales se diseñan y se fabrican para ser instalados en emplazamientos en función de la velocidad media, la altura del buje y de la turbulencia del viento. En base a esto existe una clasificación en *clases* de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S)[53] en función del tipo de velocidad media de viento para el que son especificados.

La norma internacional que aplica y que define las *clases* de aerogeneradores en función de las velocidades del viento y de la intensidad de turbulencia del viento

53 El aerogenrador objeto de estudio en la presente tesis se clasifica como Clase III

es la IEC-61400-1 y se describe en la Ilustración 92. En la Tabla 2, los valores de Clase A indican una categoría para características de turbulencia alta, los valores de clase B indican una categoría para características de turbulencia baja, I15 es el valor característico de la intensidad de turbulencia a velocidad de 15 m/s y el valor de a es una constante.

Tabla 2.- Clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento y de la intensidad de turbulencia según norma IEC-61400-1. Fuente: IEC y CENER.

WTGS class	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el diseñador
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
A I_{15}(-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a(-)	2	2	2	2	
B I_{15}(-)	0,16	0,16	0,16	0,16	
a(-)	3	3	3	3	
V_{ref} (m/s)	Velocidad de viento promedio de referencia durante 10 min.				
V_{ave} (m/s)	Velocidad de viento media de 1 año a altura de buje.				

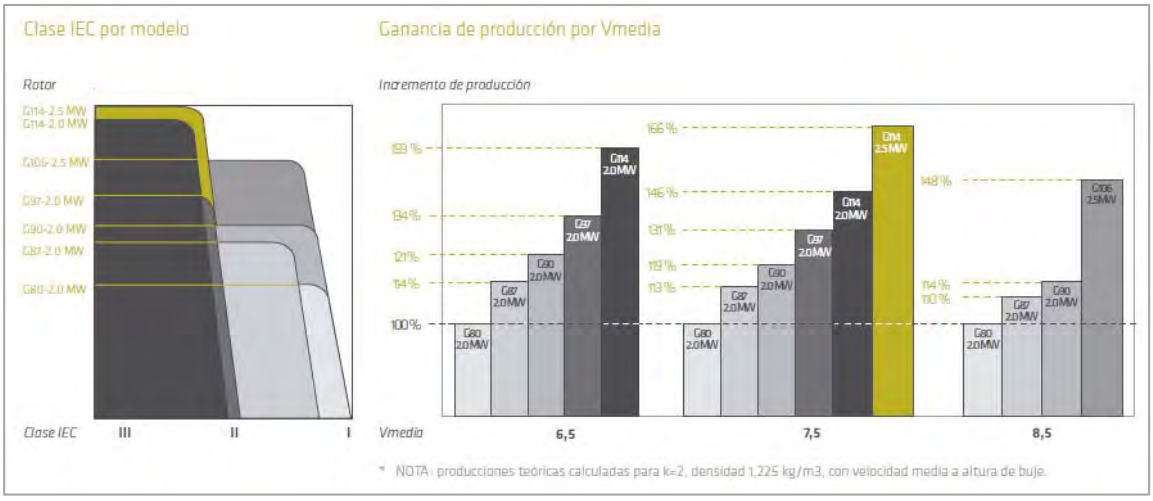


Ilustración 92.- Clasificación de los aerogeneradores de 2,0 a 2,5 MW de GAMESA en función del emplazamiento y configuración de altura de torre y diámetro de pala según Norma IEC 61400. Fuente: GAMESA.

Tabla 3.- Clasificación de los aerogeneradores de 2,0 a 2,5 MW de GAMESA en función del emplazamiento y configuración de altura de torre y diámetro de pala según Norma IEC 61400. Fuente: GAMESA.

Modelo	IEC	Potencia Unitaria	Conexión a red	Altura de torres	Opciones medioambientales(1)	Certificado Tipo	50 Hz 60 Hz
G80	IA	2.000 kW	√	60, 67, 78, 100(2) m	√	√	√
G87	IA(3)/ IIA	2.000 kW	√	67, 78, 90, 100 m	√	√	√
G90	IA/IIA	2.000 kW	√	55(6), 67(5), 78, 90(6), 100 m	√	√	√
G97	IIA/IIIA	2.000 kW	√	78, 90, 100, 104(7), 120 m	√	√	√
G114	IIA/IIIA	2.000 kW	√	80, 93, 125 m y según emplazamiento	√	√	√
G106(4)	IA	2.500 kW	√	72, 80, 93 m y según emplazamiento	√	(4)	√
G114(4)	IIA	2.500 kW	√	80, 93, 125 m y según emplazamiento	√	(4)	√

(1) Diferentes versiones y kits opcionales para adaptar la máquina a altas o bajas temperaturas y ambientes salino y polvoriento.
(2) Torre de 100m IEC IIA.
(3) Clase S, disponible con torres de 78 y 90 m.
(4) En desarrollo.
(5) Disponibilidad en función del emplazamiento.
(6) Disponible sólo para Clase I.
(7) Clase S.

-*Factor de rafagosidad*: la definición de ráfaga es una variación temporal de la velocidad del viento que se puede caracterizar por factores tales como la aceleración, la duración, la amplitud y la forma. Debido a estas variaciones se pueden generar cargas adicionales en los aerogeneradores que es preciso identificar, y para ello se utiliza lo que se define el factor de rafagosidad que es el cociente entre la velocidad máxima instantánea registrada en le periodo de medición dividido por la velocidad promedio registrada en el periodo de medida.

-*Racha de viento*: es una desviación transitoria (positiva o negativa) de la velocidad del viento con respecto a su valor medio. Su duración es muy corta en la escala de tiempo.

4.1.2.3. Influencia de las características del viento.

El viento, considerado como un recurso energético posee una serie de características que influyen en su disponibilidad como fuente de suministro de energía de origen eólico. El viento presenta una serie de importantes variaciones de sus

características debidas a la escala temporal, a la escala espacial tanto en la dirección vertical como en la horizontal, y tanto en superficie como en altura. La variación en la velocidad del viento implica una variación muy importante en la energía producida ya que la potencia disponible del viento por unidad de área expuesta al viento es proporcional al cubo de la velocidad[54].

En relación a la energía eólica, la influencia de las características del viento se da sobre los siguientes aspectos:

- ***Selección de emplazamientos de parques eólicos:*** la instalación de los mismos está influenciada por el régimen de variación de los vientos locales. La estimación de la producción energética del parque eólico debido a las distribuciones de viento y sus velocidades medias.
- ***El diseño del parque eólico:*** deben tenerse en cuenta las condiciones extremas del viento, velocidades máximas, rachas de viento, turbulencias, etc.

4.1.2.4. Dirección y velocidad del viento.

En superficie el viento viene definido por dos parámetros principales: dirección en el plano horizontal y velocidad. Son parámetros que se utilizan en la definición del potencial eólico de los emplazamientos de los parques eólicos. La dirección del viento viene definida por el punto del horizonte del observador desde el cual sopla. Para determinar la dirección del viento actualmente se utiliza internacionalmente la rosa de los vientos, la cual está dividida en 360º y el cálculo se realiza tomando el norte como origen y contando los grados el sentido de giro del reloj. La dirección del viento se mide de forma tradicional con la veleta, que debe instalarse de acuerdo a los procedimientos internacionales para evitar perturbaciones. A partir de los 10 metros de altura las perturbaciones no afectan a la medida.

La velocidad del viento se mide mediante la escala de Beaufort: esta escala comprende 12 grados de intensidad y se mide en nudos náuticos. Para el análisis de la

54 Esta importante variabilidad del viento va a dificultar enormemnte el modelado del comportamiento de los equipos, ya que la variación de las temperaturas, las r.p.m. de los equipos etc. va a ser muy variante, además del hecho que los parámetros de control están en continuo cambio.

velocidad del viento con fines energéticos se emplea como unidad de medida de la velocidad los *m/s*. El aparato utilizado de forma tradicional para realizar la medición de la velocidad del viento es el anemómetro, y recientemente mediante sensores electrónicos (ópticos y sónicos). El anemómetro (Ilustración 93) es un dispositivo con un eje vertical y 3 o más cazoletas que se mueven alrededor del mismo, y al girar permiten medir la velocidad del viento.

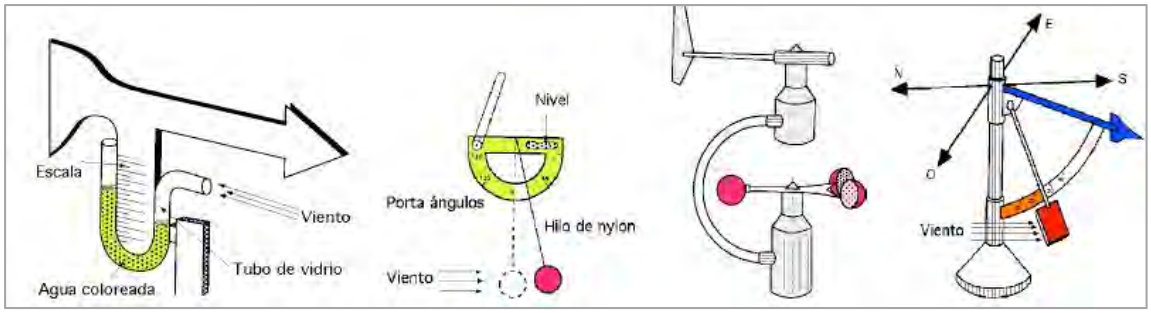


Ilustración 93.- Diferentes tipos de anemómetros para la medición de la velocidad del viento. Fuente: Fernández Díez, 2002.

Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlo en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre. Para evitar el abrigo de viento, en lugar de utilizar torres de celosía normalmente se prefieren postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en los que se colocan los equipos de medición del viento.

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro (durante la campaña de prospección de recurso eólico de un emplazamiento) se recogen en una pequeña computadora, el registrador de datos *(data logger),* que puede funcionar con batería durante un largo periodo de tiempo. Es posible que una vez al mes sea necesario ir hasta el registrador a recoger el chip y reemplazarlo por otro virgen que recoja los datos del mes siguiente (hoy en día la capacidad de almacenamiento de datos ha crecido enormemente, pero para evitar pérdidas de los datos por robo o averías en los equipos es recomendable recopilarlos con cierta frecuencia). Las velocidades del viento son medidas en medias de 10 minutos para que los resultados

sean compatibles con la mayoría de programas estándar. Los resultados de las velocidades del viento son diferentes si se utilizan distintos periodos de tiempo para calcular las medias.

4.1.2.5. Factores de influencia locales.

Adicionalmente a los conceptos de la circulación general atmosférica y del régimen de vientos generales, existen una serie de factores de diferente naturaleza que influyen en las características de los vientos locales y en el rendimiento eólico obtenido en los emplazamientos. Algunos de estos factores topográficos que afectan al flujo del viento en superficie son los mencionados a continuación:

- Factores orográficos del terreno (Ilustración 94): la orografía modifica el flujo del viento e influye sobre la velocidad del viento, la dirección del viento y sobre las turbulencias que pueden generar en el mismo. Existen puntos geográficos singulares donde la velocidad del viento se acelera y favorece el aprovechamiento eólico.

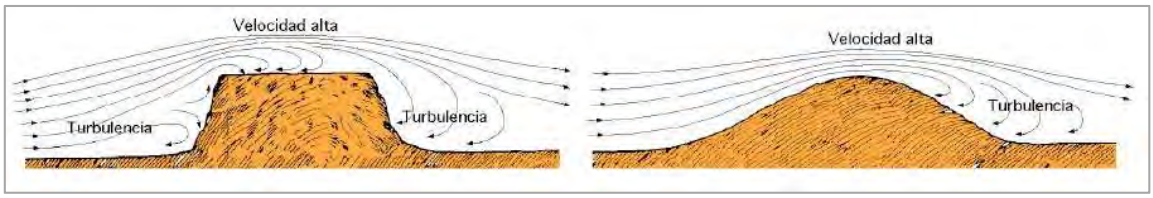


Ilustración 94.- Esquema de la influencia de la orografía sobre la velocidad del viento y sobre las turbulencias. Fuente: Fernández Díez, 2002.

- Factores de barrera: el viento es desviado al encontrarse con montañas y cadenas montañosas y se origina un efecto de barrera.
- Encauzamiento: se origina cuando la dirección del viento es paralela a los accidentes orográficos lo cual produce el efecto de encauzamiento o canalización del mismo, incrementándose la velocidad en vaguadas y depresiones.
- Efecto esquina: se produce cuando el viento bordea factores geográficos elevados y proyectados hacia el mar, como por ejemplo en un cabo donde

los flujos de aire sufrirán un aumento en su fuerza y un cambio en su dirección.

- -Elevaciones del terreno: pueden ser del tipo montañas, colinas, acantilados, etc. Elevan la altura de instalación del buje de los aerogeneradores donde la intensidad del viento es mayor, produciéndose una mayor aceleración del flujo del viento incrementándose la energía disponible en el mismo.
- -Depresiones del terreno: pueden ser del tipo valles, cuencas, gargantas, etc. Los vientos locales predominantes pueden ser canalizados y aumentar de este modo la velocidad del viento.

Como un aspecto importante a mencionar en relación al tratamiento estadístico de los datos de viento, con objeto de diseñar el tipo y la configuración de un parque eólico en el emplazamiento, está el de la utilización de los modelos de campo de viento, los cuales proporcionan la modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos en un emplazamiento determinado (ejemplo de modelos de viento son los UASP desarrollado por el instituto Risoe de Dinamarca).

4.1.3. Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia

4.1.3.1. Potencia eólica.

De forma complementaria a la recopilación de datos en el emplazamiento se desarrolla el concepto de potencia eólica teórica de un aerogenerador, el rendimiento teórico y el rendimiento real.

Un factor de la configuración del aerogenerador es el *área de barrido del rotor* (el formado por el diámetro de las palas unidas al rotor del aerogenerador): el área de barrido del rotor nos determina la cantidad de energía del viento que es capaz de capturar el aerogenerador.

El concepto teórico del tubo de corriente representado de forma teórica en la Ilustración 95, nos indica que el rotor del aerogenerador frena el viento V1 que incide en el área de barrido capturando su energía cinética convirtiéndola en energía

rotacional. Esto implica que el viento se moverá de manera más lenta en la zona izquierda de la Ilustración 95 con una velocidad V2 más lenta que la velocidad V1 de entrada. Debido a que la cantidad de aire por segundo que atraviesa la zona del área barrida por el rotor en la zona derecha V1 debe ser igual a la que abandona el área del rotor en la zona izquierda V2, el aire ocupará una mayor sección transversal detrás del plano del rotor y por lo tanto un gran volumen.

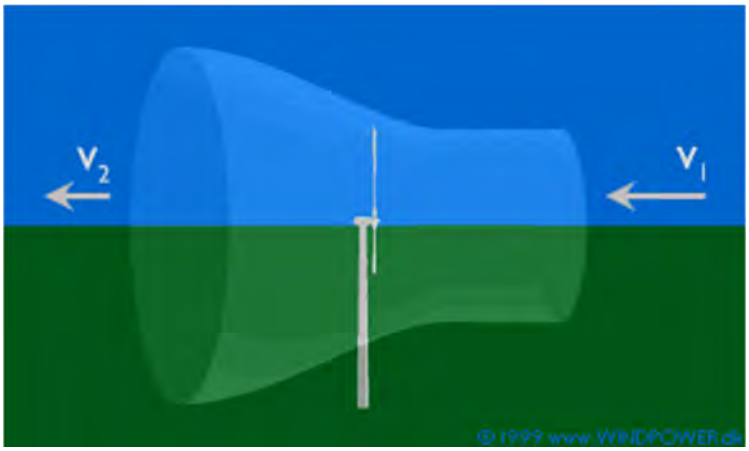


Ilustración 95.- Esquema representativo del concepto teórico del tubo de corriente con la velocidad del flujo de viento a su paso por el rotor de un aerogenerador. Fuente: www.windpower.dk .

La energía eólica está basada en el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire. La potencia es energía por unidad de tiempo, y si utilizamos la densidad del aire ρ (en condiciones normales a 15º C y al nivel del mar es 1,225 kg/m³) y el área A barrida por las palas de un aerogenerador, la *potencia teórica* disponible en el viento se expresa con la siguiente fórmula (v es la velocidad del viento no perturbada) en la ecuación (4.1):

$$P = \frac{1}{2} . (\rho . A . v^3)$$

(Ecuación 4.1)

De esta potencia teórica, el aerogenerador es capaz de convertir en energía eléctrica solamente una parte de la misma, por lo que hay que aplicar un coeficiente

denominado *Cp*, denominado coeficiente de potencia, el cual es adimensional y representa la fracción de potencia total del viento que puede convertirse en energía eléctrica. Por lo tanto la fórmula de *potencia del aerogenerador aprovechable* será la siguiente en la ecuación (4.2):

$$P = Cp \,.\, \frac{1}{2} \,.\, (\rho \,.\, A \,.\, v^3)$$

(Ecuación 4.2)

De la potencia teórica del viento que puede aprovechar el aerogenerador, según la Ley de Betz de 1919, no se puede aprovechar más del 59,26% de la misma en un aerogenerador ideal. El coeficiente de aprovechamiento máximo ideal sería el coeficiente de Betz, que se corresponde con $C_{Betz} = 16/27$. Es decir, $P_{ideal} = C_{Betz}.P_o$.

Por lo tanto aplicando la Ley de Betz, la fórmula de la potencia teórica ideal de un aerogenerador quedaría definida por límite de Betz de la siguiente forma en la ecuación (4.3):

$$P(teórica\ ideal\ aprovechable) = \frac{16}{27} \,.\, \frac{1}{2} \,.\, (\rho \,.\, A \,.\, v^3) = \frac{16}{27} \,.\, Po$$

(Ecuación 4.3)

La potencia eólica extraída o captada del viento por el rotor de la máquina se conoce como Potencia Eólica Aprovechada (*Pa*). El rendimiento de conversión se describe por un Coeficiente de Potencia (*Cp*) definido como la relación entre la potencia aprovechada (*Pa*) y la disponible (*Pd*) cuya fórmula es (*Cp=Pa/Pd*). Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador. El coeficiente de potencia *Cp* viene dado por un valor único para una determinada velocidad media del viento y habitualmente alcanza valores máximos alrededor del 0,45.

Este valor es el máximo valor de la potencia teórica contenida en el tipo de corriente del aire que es capaz de extraer el rotor de un aerogenerador. En síntesis, un aerogenerador eólico puede convertir teóricamente en energía mecánica como

máximo un 59,26 % de la energía cinética del viento que incide sobre ella (Ilustración 96).

Por lo tanto la curva que se representa en la Ilustración 96, está determinada por la siguiente ecuación (Teorema de Betz) que representa la máxima potencia que es posible captar del viento ($P_{captado}$) que se puede transformar en energía mecánica rotacional:

$$P_{captado} = 0{,}59 \, . P_{viento}$$

(Ecuación 4.4)

donde *0,59* proviene del coeficiente de Betz (*Cp = 16/27 = 0,59*) y P_{viento} es la energía cinética del viento. En la curva de la Ilustración 96 se alcanza un máximo en $V_0 / V_1 = 1/3$ en relación a la Potencia captada P respecto a la Potencia del viento P_0.

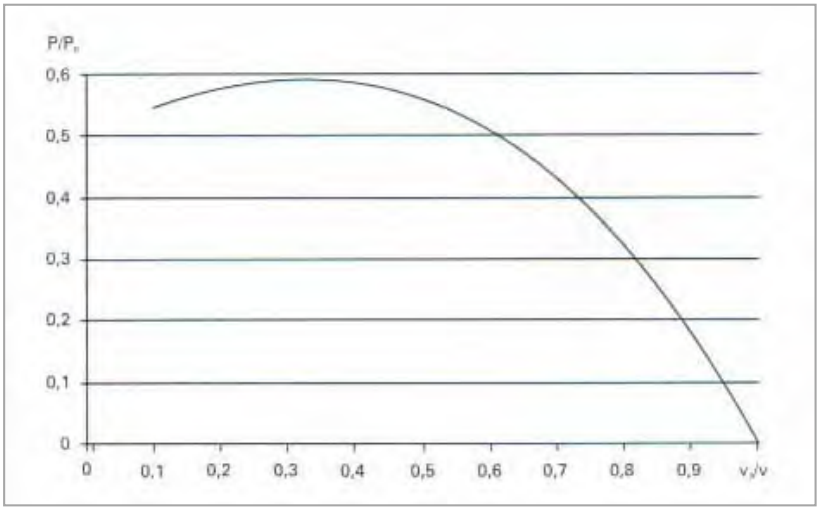


Ilustración 96.- Gráfico de la máxima potencia que se puede extraer del viento por medio de un aerogenerador según el límite de Betz. Fuente: González Velasco, 2009.

La ley de Betz es una simplificación ya que no tiene presente algunos aspectos existentes en la práctica como resistencia aerodinámica de las palas, pérdida de energía por turbulencia de la estela, la compresibilidad del aire y la propia interferencia entre las palas. Es por lo tanto sólo una aproximación al problema de determinar la potencia que puede obtenerse de un aerogenerador eólico de eje horizontal, pero es útil para

establecer un límite superior para el coeficiente de potencia *Cp* (rendimiento de conversión de potencia eólica-mecánica un aerogenerador).

Adicionalmente hay que tener en cuenta en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica real en el aerogenerador (potencia real) viene limitada por los rendimientos y las pérdidas de los diferentes sistemas del mismo: esta energía eléctrica real producida llegará a ser como máximo del 45% según algunos autores. Ver ejemplo en la Ilustración 97.

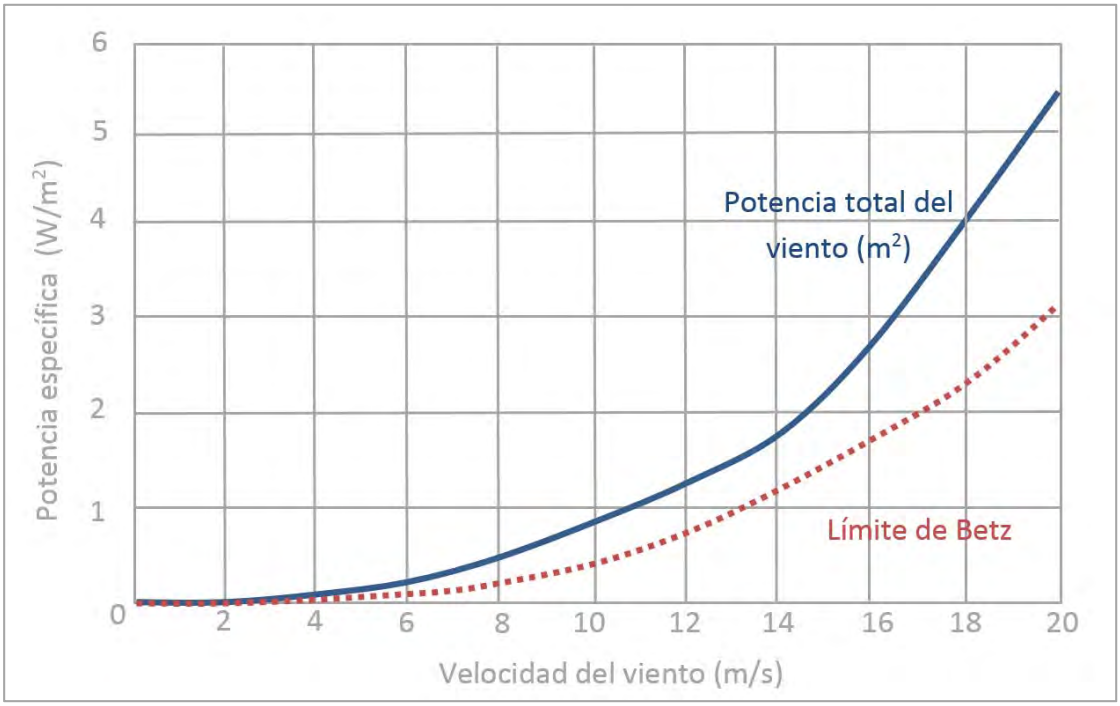


Ilustración 97.- Relación entre la potencia del viento por metro cuadrado y la velocidad mostrado en línea continua según la ecuación (4.1) y en la línea de puntos potencia aprovechada por un aerogenerador ideal según la ecuación (4.3) del límite de Betz. Fuente: González Velasco, 2009.

Las principales pérdidas que hay que considerar en un aerogenerador para poder determinar la potencia real que puede producir y su rendimiento se enumeran a continuación.

- Pérdidas debidas a la *fricción del aire*, cuyo efecto consume energía que se podría estar captando del viento; este efecto se puede minimizar utilizando palas diseñadas aerodinámicamente para ofrecer la menor

resistencia posible (en situación óptima incluso se pueden obtener pérdidas de hasta un 10%).

- *Pérdidas mecánicas* debidas a los componentes del aerogenerador (rodamientos caja multiplicadora, escobillas de los generadores, etc.): el diseño del aerogenerador debe realizarse con las mínimas pérdidas mecánicas posibles ya que estas son más significativas con vientos débiles.
- *Pérdidas eléctricas* en forma de calor debido a los diferentes componentes como cables, generador, circuito de conexión, etc.
- *Pérdidas debidas a los componentes electrónicos* (rectificadores, inversores, transformadores, etc.), que hay que tener en cuanta aunque son menores que los citados anteriormente (Ilustración 98).

Ilustración 98.- Esquema de la relación de pérdidas que afectan al rendimiento teórico total de un aerogenerador eólico. Fuente: Elaboración propia.

Los factores más influyentes para determinar la potencia de un aerogenerador eólico son el diámetro del rotor, la densidad del aire (a causa de las variaciones de la presión y de la temperatura) y la velocidad del viento.

Con objeto de determinar el rendimiento en cuanto a eficacia de los aerogeneradores eólicos y las turbinas eólicas se puede utilizar la relación de velocidad tangencial TSR (*Tip Speed Ratio*) de cada uno de ellos. Esta relación TSR es un concepto sustitutivo del nº de revoluciones del aerogenerador a efectos de cálculo e indica la relación de la velocidad en la punta o extremo de la pala, que sirve para comparar el funcionamiento de dispositivos eólicos diferentes. La relación TSR se puede desarrollar como una fórmula en la que se le denomina lambda (λ) y que consta de los siguientes factores:

$$\lambda = \frac{r_{aero} \cdot \omega_{aero}}{v_{viento}}$$

(Ecuación 4.5)

Donde los factores de la fórmula anterior son los siguientes:

λ= TSR

R_{aero} = radio aerogenerador en (m)

Ω_{aero} = velocidad angular de ls turbina en ($\frac{rad}{s}$)

v_{aero} = velocidad del viento en ($\frac{m}{s}$)

Mediante la relación TSR se puede llevar a cabo un estudio comparativo del comportamiento del coeficiente de potencia *Cp* para cada tipo de aerogenerador y turbina eólica en función de los valores que presentan, tal y como se muestra en la Ilustración 99.

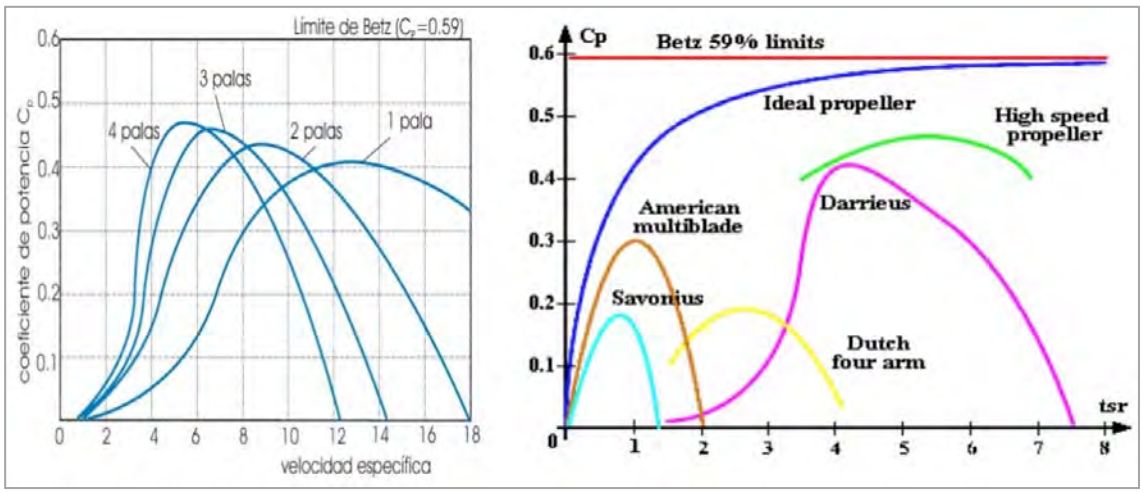


Ilustración 99.- Esquema gráfico de la variación del coeficiente de potencia Cp respecto a la relación de la velocidad tangencial en punta de pala para diferentes modelos de aerogeneradores eólicos y turbinas eólicas. Fuente: Escudero López, 2004.

Como consecuencia de los datos presentados en la Ilustración 99 se observa que el aerogenerador de tipo horizontal de alta velocidad (HAWT) es el que presenta un valor más alto de coeficiente de potencia *Cp* (rendimiento de conversión de potencia eólica-mecánica un aerogenerador) con valores próximos a 0,45 teniendo en cuenta que el valor teórico máximo alcanzable sería 0,59 según el teorema de Betz; asimismo presenta un valor alto de la relación TSR debido a la alta velocidad alcanzada en la punta de pala durante la rotación. Otros tipos de aerogeneradores eólicos como el tipo de eje vertical Darrieus también presenta un coeficiente de potencia *Cp* elevado que puede estar en el entorno de 0,35 a 0,40 presentando asimismo una elevada velocidad en punta de pala TSR. El resto de tipos de aerogeneradores y turbinas eólicas, como los multipalas de tipo americano y los de eje vertical Savonious presentan unos valores de coeficiente de potencia *Cp* por debajo de 0,3 lo que indica que presentan una eficiencia mucho más limitada que los anteriormente mencionados no siendo los modelos más adecuados para la producción de energía eléctrica para conexión a la red.

4.1.3.2. Estimación de la producción de energía eléctrica anual.

Con los datos relativos al recurso eólico en el potencial emplazamiento del parque, en cuanto a distribución de la velocidad del viento en el punto de medida y

con la variación de la velocidad de viento con la altura se procede a la selección del tipo de aerogenerador eólico y su potencia; a la selección de la altura de la torre y a la distribución en posición de cada aerogenerador en el emplazamiento del parque. Una vez conocida la distribución estadística de la velocidad del viento en el potencial emplazamiento, así como la curva de potencia del aerogenerador seleccionado se podrá conocer la producción energética anual de un aerogenerador en un emplazamiento específico. La curva de potencia de un aerogenerador relaciona la potencia eléctrica generada con la velocidad del viento y depende además de la densidad del aire en el emplazamiento, influenciada a su vez por la temperatura del aire. La curva de potencia del aerogenerador es suministrada por el fabricante del mismo a partir de mediciones reales efectuadas en la parte superior de un mástil próximo al aerogenerador, y en la misma se sitúan como características principales las velocidades de arranque (a partir de la cual se vence el mínimo par de arranque), velocidad nominal y de parada del aerogenerador (generalmente es 25 m/s para evitar que se produzcan daños en el aerogenerador); la potencia nominal del aerogenerador (en kW).

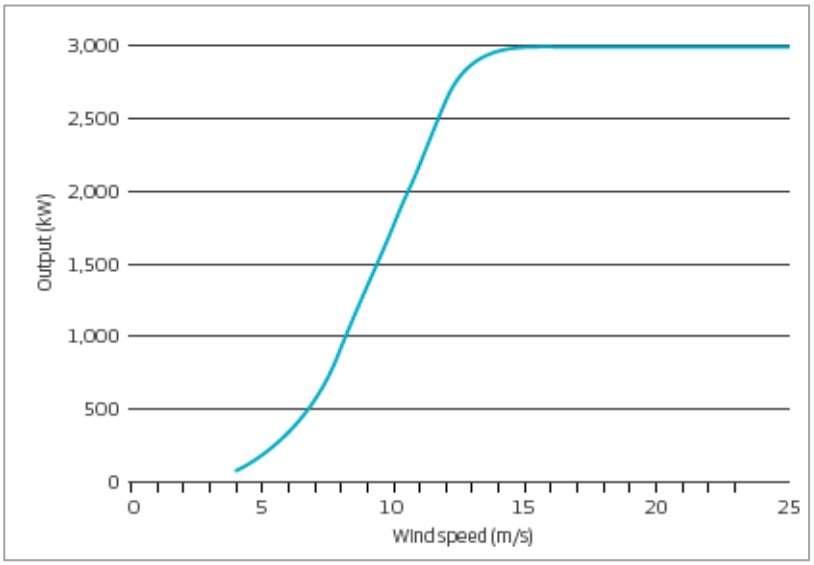


Ilustración 100.- Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador eólico onshore Vestas V90-3.0 MW con los datos de potencia en kW y velocidad de viento en m/s. Fuente: www.vestas.com.

La densidad de potencia (kW/m²) o potencia específica del viento mediante la fórmula:

$$q = \frac{P}{A} = \frac{1}{2000}\,(d\,.V^3)$$

(Ecuación 4.6)

según González Velasco (2009), (donde P es la potencia, A el área del rotor, d la densidad del aire y V la velocidad del viento) es un parámetro que multiplicado por el número de horas al año que sopla el viento a una velocidad específica (determinado en el histograma de viento), permite calcular la densidad de energía anual en el viento producida en kWh/m² por año.

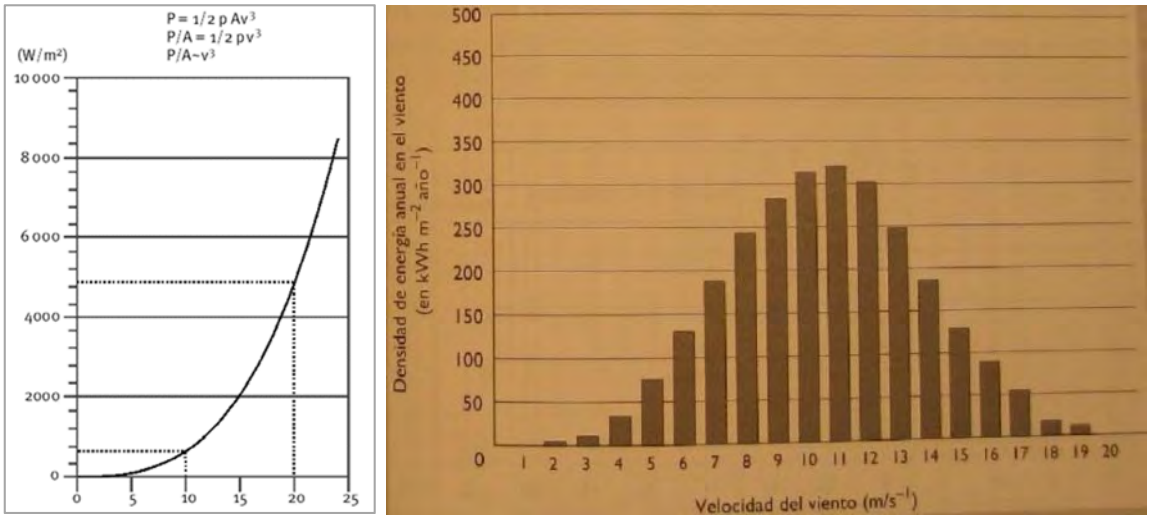


Ilustración 101.- Gráfico (izda.) de la potencia específica (W/m²) que transporta el viento como función de la velocidad no perturbada del viento en m/s; Gráfico (dcha.) de la cantidad total de energía media portada por el viento por m² por año a las distintas velocidades de viento en un punto específico. Fuente: González Velasco, 2009.

La potencia anual de energía eléctrica producida por el aerogenerador (kWh / año) es función de la velocidad del viento al cubo (V^3) durante un intervalo de velocidades. Posteriormente se trabaja a velocidad de rotación constante o nominal (con un coeficiente *Cp* variable) para obtener la máxima potencia del aerogenerador,

independientemente de la velocidad del viento. Los valores estimados de energía producida por un aerogenerador se pueden calcular mediante la fórmula siguiente:

$$\textit{Producción de electricidad anual (kWh anuales)} = K \,.\, A \,.\, V^3$$

(Ecuación 4.7)

Donde A es el área de barrido del rotor, V^3 es la velocidad media de viento elevada al cubo, K = 2,5 ó 3 es un factor que se basa en los rendimientos característicos de los aerogeneradores, del porcentaje de disponibilidad de utilización de los mismos (como media entre el 90% y el 95%), y teniendo en cuenta unas pérdidas del 5% debido al efecto de las sombras de viento que se producen entre los aerogeneradores de un mismo parque eólico.

La misma fórmula se aplica para calcular la estimación de energía producida por varios aerogeneradores en un parque eólico, donde T es el nº de aerogeneradores:

$$\textit{Producción de electricidad anual del parque (kWh anuales)} = T.\ K.\ A.\ V^3$$

(Ecuación 4.8)

Otros autores plantean una fórmula alternativa para calcular la producción energética anual de electricidad de un aerogenerador aplicando una fórmula donde se multiplica la potencia suministrada por el aerogenerador para cada intervalo de viento W_i, por el tiempo que se da al año cada intervalo T_i:

$$E_a = \sum_i W_i \,.\, T_i$$

(Ecuación 4.9)

Donde E_a es la energía eléctrica anual producida (kW/h), W_i es la potencia producida en cada intervalo de tiempo, T_i (en horas) es el tiempo de ocurrencia anual de cada intervalo de velocidad el cual se calcula teniendo en cuenta el número de horas por año y la probabilidad por intervalo P_i (según la fórmula T_i = 8760 . Pi). El histograma de velocidades y las distribuciones analíticas dan la probabilidad de ocurrencia Pi de cada intervalo de la velocidad del viento.

Otro autor como *De Juana Sardón* (2002) plantean realizar el cálculo de la energía eléctrica anual producida por el aerogenerador basándose en el factor de carga, el cual se define como la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima si el aerogenerador estuviera funcionando a la potencia nominal máxima durante 8.760 horas al año.

Por lo tanto con los datos de la distribución de la velocidad media de viento, con la curva de potencia del aerogenerador, con el porcentaje de disponibilidad del mismo y con la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento del parque eólico obtendremos la energía estimada (en kWh anuales) que el parque eólico puede producir en un año tipo.

4.1.4. Emplazamiento de parques eólicos: parámetros de influencia

Como introducción a este sub-apartado la definición de un parque eólico se considera como una agrupación de uno o varios aerogeneradores en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica, que disponga de autorización administrativa y un código de registro definitivo en el régimen especial de operación (según la legislación vigente, en nuestro caso la española, y en otros países la legislación aplicable). Un parque eólico está constituido por uno o varios aerogeneradores eólicos, las líneas eléctricas que los interconectan entre sí y la subestación de transformación (con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a red tales como transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS- *Flexible AC Transmission Systems*-, etc.), para la conexión del parque eólico a una red de transporte o distribución de energía eléctrica.

Las características técnicas del emplazamiento donde se plantea instalar un parque eólico de aerogeneradores son de importancia capital a la hora de definir la tipología del parque, sus características técnicas, el tipo de aerogeneradores a instalar y la ubicación de los mismos en el parque eólico.

El recurso eólico es un factor determinante a la hora de instalar un parque eólico, el cual viene determinado por el tipo de emplazamiento del parque eólico. El recurso eólico disponible y sus características específicas es un factor que condiciona la factibilidad económica y financiera del proyecto de instalación de un parque eólico.

Adicionalmente los aerogeneradores se diseñan y se fabrican para ser instalados en emplazamientos que se clasifican en función de la velocidad media y de la turbulencia del viento. En base a esto existe una clasificación en *clases* de aerogeneradores (I, II, III, IV, S) en función del tipo de velocidad media de viento para el que son especificados. La norma internacional que aplica y que define las *clases* de aerogeneradores en función de las velocidades del viento es la IEC-61400-1.

Los principales factores técnicos que influyen en el emplazamiento del parque eólico y en su diseño (parque eólico en entorno aislado, en entorno rural, en entorno urbano, etc.), así como en la consiguiente definición del tipo de aerogenerador a instalar en el mismo se citan de manera sintetizada y son los siguientes.

- *Diseño de la campaña de medidas de viento* y la determinación del número y la localización de las torres meteorológicas de medida. Los principales factores técnicos que se deben tener en cuenta en esta fase son:
  - Régimen de viento (recurso eólico): velocidad media anual del viento en m/s (datos obtenidos mediante campañas de medidas de viento, estadísticas y mapas de vientos de los emplazamientos).
  - Potencial eólico del emplazamiento: los factores técnicos a considerar en el viento del emplazamiento son Velocidad media (m/s) del viento a una determinada altura sobre el nivel del suelo. Velocidad media (m/s) del viento a la altura del buje de un aerogenerador.
    - Direcciones de viento predominantes: se deben considerar las diferentes estaciones del año. Turbulencias del viento en el emplazamiento y su intensidad.
    - Perfil vertical del viento: perfil de alturas a las que el viento presenta unas características de régimen de viento adecuadas para el aerogenerador.
    - Pérdidas energéticas por los efectos de estela entre los aerogeneradores para una disposición determinada.
  - Orografía del emplazamiento: Planitud y desniveles del terreno. Obstáculos para el viento en el emplazamiento: naturales o artificiales.

- *Tratamiento estadístico de los datos del viento*. Según se ha desarrollado en apartados anteriores, consiste en la caracterización del viento como recurso eólico mediante uan serie de parámetros de influencia.

  En la evaluación de los recursos eólicos de un emplazamiento se debe proceder a recopilar toda la información existente en la zona en relación al viento y sus características. En España están disponibles varias fuentes de información de datos de viento al respecto las cuales se citan a continuación:

  - Instituto Nacional de Meteorología (INM).
  - Atlas europeo de los recursos eólicos disponibles en Europa: publicado por el laboratorio danés Risoe.
  - Mapas eólicos de las comunidades autónomas en España.

  En general en los mapas de viento se muestran datos de la velocidad del viento a una altura de terminada (por ejemplo a 50 m de altura) y en unas condiciones topográficas determinadas.

- *Modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos* mediante la utilización de los modelos de campo de viento en un emplazamiento determinado.

- *Diseño del parque eólico* a partir de los resultados obtenidos en la modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos. La selección del emplazamiento del parque eólico y sus características son un factor determinante a la hora de diseñar un parque. En el emplazamiento a seleccionar es preciso tener en cuenta factores como los datos de dirección de viento predominante, existencia de obstáculos orográficos, rugosidad del terreno lo más baja posible en la dirección del viento, la existencia próxima de una red de evacuación eléctrica de la energía producida por el aerogenerador, la viabilidad de realizar las cimentaciones en tierra, los accesos por carretera al emplazamiento para poder realizar el transporte de los diferentes componentes del parque .

- *Cálculo de la producción energética del parque eólico* a partir de los datos del diseño del parque eólico. Hay que tener en cuenta los conceptos y factores desarrollados en puntos anteriores, consiste en la estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico a partir de los parámetros de influencia. La potencia eólica del emplazamiento depende de una serie de factores técnicos como los siguientes.
    a. Velocidad media del viento (m/s).
    b. Densidad del aire (kg/m^3).
    c. Densidad de potencia del viento (W/m^2) a una altura determinada sobre el nivel del suelo. Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.
    d. Disposición física de los aerogeneradores en el emplazamiento: distancias entre ellos, altura del terreno, etc.
    e. Minimización de las pérdidas energéticas por efecto de las estelas entre aerogeneradores en el emplazamiento.
    f. Factor de capacidad del parque (tanto por uno): Viene definida por la siguiente fórmula.

$$Factor\ de\ capacidad = \frac{E}{E_{max}}$$

(Ecuación 4.10)

Emax = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima, en *kWh*.

E = Producción de energía real anual (kWh).

- *Condicionamientos técnicos del terreno del emplazamiento.* Se deben considerar aspectos tales como el mantenimiento mínimo de distancias a las zonas habitadas, no invadir vías y caminos públicos, geología del terreno, pendiente del terreno, condiciones especiales de uso que deberán ser tenidas en cuenta en terrenos con protección ambiental especial, etc.

4.2. Estado del arte de las tipologías de aerogeneradores eólicos.

4.2.1. Fundamentos teóricos del funcionamiento de los aerogeneradores eólicos

La energía renovable eólica procedente del viento y su conversión en energía eléctrica (tanto en sus versiones Onshore como en la versión Offshore) están condicionadas por una serie de parámetros técnicos que deben ser considerados tanto para la selección del tipo de aerogenerador como para el diseño del parque eólico.

Para poder aprovechar el viento, y por lo tanto la energía eólica, es importante conocer las variaciones de los vientos que se presentan (diurnas, nocturnas y estacionales); la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo; la fuerza de las ráfagas en espacios de tiempo breves; la velocidad máxima del viento y los valores máximos registrados en series históricas de datos.

Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que éste alcance una velocidad mínima que depende del modelo de aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar por lo general entre los $3 m/s$ ($10 km/h$) y los $4 m/s$ ($14{,}4 km/h$), denominada velocidad de arranque ("*cut-in speed*"), y que no supere los $25 m/s$ ($90 km/h$), denominada velocidad de corte ("*cut-out speed*") a partir de la cual en la mayoría de los aerogeneradores se activa el modo de parada por motivos de seguridad para salvaguardar la integridad estructural del aerogenerador.

En la práctica, la tecnología eólica actual permite aprovechar una parte muy pequeña de esa cifra de energía (del orden del 5%) procedente casi exclusivamente de los vientos horizontales. Estos vientos son los que soplan paralelos y próximos al suelo y siempre que su velocidad esté comprendida dentro de unos determinados límites (a partir de 3 m/s y por debajo de los $25 m/s$).

Como se ha indicado en el apartado 4.1.3. Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia la potencia P_0 que lleva el viento antes de llegar al rotor del aerogenerador viene definida por la siguiente fórmula:

$$P_0 = 0{,}50 . d . A . V^3$$

(Ecuación 4.11)

donde los componentes de la misma son:

d: 0Densidad del viento (kg/m^3).

A: Área por donde pasa el viento (m^2).

V: Velocidad del viento (m/s).

De la anterior fórmula se deduce que la potencia que se obtiene es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento y por lo tanto pequeñas variaciones de velocidad dan lugar a grandes variaciones de potencia.

La potencia eléctrica generada por un aerogenerador viene caracterizada por medio de su curva de potencia, la cual representa la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador en función de la velocidad del viento en el emplazamiento del parque eólico. Esta curva de potencia dispone de dos fases, siendo la primera cuando se inicia con la velocidad de viento mínima que permite el arranque del aerogenerador y el suministro de energía a la red hasta que se alcance la potencia nominal, la segunda fase comprende desde la potencia nominal hasta alcanzarse la velocidad de viento máxima en la que el aerogenerador se detiene por motivos de seguridad.

Definición de un aerogenerador. El aerogenerador es un sistema de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Cuando un dispositivo tiene por finalidad la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica se denomina molino eólico o turbina eólica (utilizados generalmente para bombeo de agua o para moler grano). Cuando el dispositivo tiene por finalidad la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica y ésta a su vez ser transformada en energía eléctrica, a esta combinación de turbina eólica y generador eléctrico se le denomina aerogenerador o generador eólico. El aerogenerador incluye como principales sistemas el rotor con las palas, el sistema de transmisión mecánica con multiplicadora o con eje directamente al generador, el generador eléctrico, el sistema de control del aerogenerador y todos los sistemas de potencia de que conste (convertidores electrónicos, sistemas de compensación de reactiva, transformador, etc.), los elementos auxiliares (sistemas hidráulicos, mecánicos, etc.), la torre, la cimentación y las plataformas marinas (en el caso de los aerogeneradores de aplicación marina).

Principio de funcionamiento de un aerogenerador. Los aerogeneradores son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y a partir de ésta por medio de un generador eléctrico se obtiene la energía eléctrica que posteriormente se transforma a la tensión de red y se vierte a la red eléctrica.

La captación de la energía eólica se produce mediante la acción del viento sobre las palas. El principio aerodinámico por el cual el conjunto de palas gira, es similar al que hace que los aviones vuelen (fuerza de sustentación). Según este principio, el aire es obligado a fluir por las caras superior e inferior de un perfil inclinado, generando una diferencia de presiones entre ambas caras, y dando origen a una fuerza resultante que actúa sobre el perfil. Si descomponemos esta fuerza en dos direcciones obtendremos:

- Fuerza de sustentación: o simplemente sustentación de dirección perpendicular al viento. Presentan velocidades en punta de pala superiores a la del viento.
- Fuerza de arrastre: se presenta en dirección paralela al viento. Presentan en todos los casos velocidades en los componentes móviles del aerogenerador que no son nunca superiores a la del viento.

Según cómo estén montadas las palas con respecto a la dirección del viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será dominantemente de arrastre o de sustentación.

Con excepción de los aerogeneradores de eje vertical, hoy en todos los aerogeneradores la fuerza dominante es la de sustentación, pues permite obtener en general, con menor peso y coste, mayores potencias por unidad de área de rotor. Para que un aerogenerador se ponga en marcha necesita de un valor mínimo del viento para vencer los rozamientos y comenzar a producir potencia útil: a este valor mínimo se le denomina *velocidad de conexión o de arranque* sin la cual no es posible arrancar un aerogenerador (esta velocidad está comprendida entre 3-5m/s). A partir de este punto empezará a rotar el eje convirtiendo la energía cinética en mecánica, y a través del generador eléctrico convertirla en energía eléctrica hasta que alcance la potencia nominal del aerogenerador, generalmente la máxima que puede entregar, la cual se produce a la *velocidad nominal* que en general suele estar entre los 12 y 15m/s.

En general en la mayoría de los aerogeneradores el rotor gira a baja velocidad y la energía cinética se transmite a través del eje de baja velocidad. No obstante para que el generador eléctrico produzca electricidad necesita una velocidad de giro mayor por lo cual es necesario el disponer de una caja de engranajes (llamada multiplicadora) que tiene como función multiplicar la velocidad de giro en la entrada del eje del generador.

A partir de este momento empiezan a actuar los mecanismos activos o pasivos de regulación para evitar que la maquinaria trabaje bajo condiciones para las que no fue concebida. Aunque el aerogenerador continúe operando a velocidades mayores, la potencia que entrega no será diferente a la nominal y esto se producirá hasta que alcance la *velocidad de corte*, donde por razones de seguridad, el aerogenerador se detiene (esta velocidad se considera generalmente y con la tecnología actual a partir de $25 m/s$).

El modo de operación del sistema de control se traduce en los siguientes efectos[55]:

- Regulación de la velocidad de giro antes de la conexión a la red, para limitar la intensidad de conexión.
- Regulación del ángulo de paso de las palas para optimizar el funcionamiento del aerogenerador, consiguiendo:
  - Óptimo ajuste de la potencia nominal de 2.000 kW[56].
  - Conexión más suave del aerogenerador.
  - Arranque sin consumo de energía[57].
  - Reducción de cargas sobre la estructura.
  - Parada del aerogenerador sin utilización del freno mecánico.
  - Producción óptima bajo cualquier condición del viento.
  - Vida útil esperada de 20 años.
- Gracias a la regulación del paso, no es necesario el arranque del motor.
- Orientación automática hacia la dirección del viento.
- Regulación dinámica de la potencia reactiva intercambiada por la red.
- Supervisión de la unidad hidráulica.

55 Se describe con más detalle en el apartado 4.3.2. Funcionamiento del Generador ABB AMK 500L4A BATYH de la presente tesis.
56 Para el aerogenerador G87 de Gamesa analizado en la presente tesis.
57 Este dato del fabricante debe tomarse con cautela, evidentemente no se emplea energía adicional para poner en marcha el rotor, pero el equipo tiene autoconsumos mientras no está consumiendo.

- Supervisión de la red eléctrica.
- Supervisión de las funciones de seguridad.
- Parada de la turbina cuando se presente algún fallo.

El sistema de control asegura que tanto la velocidad de giro, como el par transmitido por la turbina eólica inyectan una potencia eléctrica estable a la red eléctrica. Este tipo de control permite regular de forma dinámica el factor de potencia de la instalación.

El sistema está formado por un generador asíncrono tetrapolar de rotor devanado con anillos rozantes y dos convertidores electrónicos de funcionamiento en cuatro cuadrantes con dispositivos semiconductores IGBT, contactores y protecciones.

El generador se protege contra cortocircuitos y sobrecargas monitorizando continuamente la temperatura utilizando sondas PT-100 en los puntos calientes del estátor y en los cojinetes.

El tipo de generación en el sistema es de tipo especial de generación síncrona que permite modificar la velocidad de giro del generador (40% inferior a la velocidad de sincronismo y un 27% por encima de la velocidad de sincronismo), controlando el par del generador y manteniendo la potencia eléctrica de salida prácticamente constante, en todos los modos de funcionamiento del aerogenerador. Esta característica se lleva a cabo desacoplando las variables electromecánicas del rotor del generador de la red. Este desacoplamiento se lleva a cabo intercalando sucesivamente un rectificador, un lazo de corriente continua y un inversor entre la red y el rotor del generador. La corriente de red es rectificada y después invertida de nuevo pero a una frecuencia variable adaptada al régimen de giro, de modo que en todo momento la tensión en bornes del estátor permanezca en el valor fijado. La variación de frecuencia en la corriente del rotor se consigue mediante la estrategia de conmutación de los dispositivos semiconductores de potencia (IGBT´s).

Este modo de generación permite, además, un aporte adicional de potencia generada a través del rotor para velocidades de giro superiores a la teórica de sincronismo (1500 r.p.m.) Con el generador asíncrono de doble alimentación es posible controlar el factor de potencia de la instalación, no siendo necesario utilizar baterías de condensadores para compensar el factor de potencia.

Otro resultado de la generación síncrona que caracteriza al sistema es la conexión suave a la red. De esta forma, los procesos de conexión-desconexión se realizan sin perjuicio para la instalación.

El generador eléctrico de 2.000 kW es capaz de funcionar a velocidad variable entre 900 rpm y 1.900 rpm.

Parque eólico. Es una agrupación de uno o varios aerogeneradores en un emplazamiento determinado (en tierra se denomina Onshore y en el mar Offshore) con un solo punto de conexión a la red eléctrica, el cual debe disponer de una autorización administrativa y un código de registro definitivo en el régimen especial de operación (según la legislación vigente, en nuestro caso la española, o según la legislación aplicable en cada país donde se ubique el parque eólico). La configuración de un parque eólico está constituido por uno o varios aerogeneradores instalados en línea o en hileras paralelas, por unas líneas eléctricas que los interconectan entre sí y la subestación de transformación para la conexión del parque eólico a una red de transporte o de distribución de energía eléctrica, con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a la red (transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS- Flexible AC Transmission Systems-, etc.).

Emplazamiento de los aerogeneradores eólicos. La característica técnica más significativa que debe disponer un emplazamiento para la instalación de aerogeneradores eólicos es la velocidad del viento. En el caso de los aerogeneradores eólicos el umbral de velocidad de viento o velocidad de arranque para iniciar la producción de electricidad está situado de manera general entre los 3 y $4 m/s$, alcanzándose la velocidad nominal de generación de máxima potencia entre los 12 y los $15 m/s$ en función de los diferentes modelos. La velocidad media y la frecuencia del viento son los factores determinantes en el emplazamiento, los cuales se determinan por parte del promotor del parque eólico mediante campañas de medición del recurso eólico. Otro de los factores técnicos importantes es la ubicación del emplazamiento, que debe estar en una zona donde se disponga de viento constante y con la mayor potencia posible para generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible. Dentro de lo que es el emplazamiento, la velocidad del viento además está en función de la orografía del terreno, de los obstáculos naturales, la vegetación, la proximidad de edificios, etc. Por lo tanto la ubicación de los aerogeneradores debe estar en un lugar

lo más alto posible respecto a los posibles obstáculos y en una zona libre de obstáculos tanto en la parte delantera como en la trasera del aerogenerador. Otros factores a considerar para la selección de un emplazamiento de parque eólico son el ruido producido por el aerogenerador y su impacto en núcleos habitados[58], las vibraciones que se puedan generar, el impacto visual tanto del aerogenerador como de la velocidad de rotación del rotor, la distancia a una red de distribución de la energía eléctrica producida.

Montaje de aerogeneradores en el emplazamiento. El aerogenerador se transporta a pie de obra en partes como un conjunto de piezas dispuestas para su ensamblaje, del modo que se detalla a continuación:

- Cuatro tramos de la torre tubular.
- Góndola completamente montada.
- Tres palas sin ensamblar.
- Buje del rotor y su protección.
- Unidad de control "*ground*".
- Accesorios (escalera interior, tornillería, cableado auxiliar etc.)

Los pasos a seguir para el levantamiento e instalación del aerogenerador son los siguientes:

- Se sitúan adecuadamente las dos grúas necesarias para el montaje (principal y de "retenida"), en la plataforma dispuesta junto a la torre y sobre el camino de acceso.
- Se colocan los diversos accesorios de los diferentes tramos de la torre (escaleras, plataformas, cable de seguridad anticaídas, etc.).
- Se dispone sobre la virola de cimentación la plataforma inferior del aerogenerador y sobre ella se ancla la celda de media tensión.
- Se levanta el primer tramo de la torre con la grúa principal y se une a la virola embebida en la cimentación de hormigón armado mediante tornillos.

58 Algunos aerogeneradores actuales llevan incorporadas técnicas de control de reducción de ruido, de tal forma que depediendo de la hora del día, y de las condiciones de viento presente, se limita la potencia generable por la máquina, de tal forma que se "sacrifica" energía para evitar generar más ruido del permitido.

- Posteriormente se levantan el segundo, tercer y cuarto tramos de la torre uniéndolos igualmente mediante bridas atornilladas.
- Se iza la góndola, y cuando está situada sobre la corona superior de la torre, se aprietan los tornillos de sujeción.
- Se sitúa el buje del rotor sobre un caballete en el terreno con el cono apuntando hacia arriba. Se procede entonces al ensamblaje de las palas en el buje mediante sus rodamientos, colocando después la protección frontal.
- Se eleva el rotor completo mediante las dos grúas: la principal (de 500*T*) que lo sujeta por el buje y la de retenida que lo sujeta por una de las palas mediante una faja de material elástico. Mientras la grúa principal va elevando el conjunto, la grúa retenida permanece inmóvil, con lo que este va pasando del plano horizontal al vertical. Cuando el rotor alcanza la posición vertical, se suelta la sujeción de la grúa de retenida por gravedad, continuando la elevación del conjunto hasta situarlo en su posición final.
- Se fija el buje del rotor al plato de acoplamiento situado en el extremo delantero del eje principal de la góndola.
- Se conecta el mecanismo de regulación del paso de las palas.
- Se procede al tendido de los cables de control, potencia y protección desde la góndola por el interior de la torre, para su posterior conexión a la unidad de control y a la celda de media tensión.
- Se monta la unidad de control inferior y se instalan los terminales de cable de media tensión para acometida de los mismos en la celda. Se unen todos los conductores de protección a la puesta a tierra del aerogenerador. Una vez llegados a este punto, el aerogenerador queda dispuesto para la realización de las pruebas de funcionamiento de todo el sistema de control, la energización y la conexión a red.

Previamente al montaje, se habrá finalizado la obra civil necesaria para la cimentación de la torre. Esta consistirá esencialmente en una zapata cuadrada de hormigón armado de dimensiones aproximadas 15,2 x 15,2*m* sobre la que se dispondrá un pedestal cilíndrico del mismo material dentro del que va embebida el tramo de

cimentación (virola) de la torre[59]. Durante la realización de la cimentación se tenderán los electrodos de puesta a tierra del aerogenerador.

La grúa de 500 *Tm*, necesaria para elevar los tramos de la torre y la góndola, precisa disponer de una plataforma a pie de torre de, al menos, 25 x 35*m* (30 x 35*m* en final de línea), así como un camino de acceso de 6*m* de anchura entre aerogeneradores y 5*m* en los tramos fuera de las alineaciones.

4.2.2. Tipos de aerogeneradores eólicos

La clasificación de los tipos de aerogeneradores eólicos puede realizarse respecto a ciertos conceptos de configuración y respecto a criterios técnicos que se sintetizan a continuación para ser desarrollados posteriormente con mayor detalle:

I. ***Tipo de eje de trabajo:*** según el concepto de la orientación del eje de rotación pueden ser aerogeneradores de eje horizontal (HAWT: *Horizontal Axis Wind Turbine*) o de eje vertical (VAWT: *Vertical Axis Wind Turbine*).

II. ***Tipo de posición del rotor:*** pueden ser aerogeneradores posicionados a barlovento (el viento llega frontalmente a las palas y al rotor) o posicionados a sotavento (el viento llega por la parte posterior a la nacelle y las palas se sitúan aguas debajo de la torre).

III. ***Número de palas:*** pueden disponer de tres, dos ó una pala (en el caso de aerogeneradores de eje horizontal según el punto I).

IV. ***Tipo de paso o control de potencia:*** pueden ser aerogeneradores de paso variable (con palas que pueden girar en su eje longitudinal) o de paso fijo (las palas son fijas y no pueden girar sobre su eje).

Esta clasificación aplica a los diferentes tipos de emplazamientos de aerogeneradores (terrestres-Onshore- y marinos -Offshore-) así como a los diferentes rangos de potencia de los aerogeneradores (menos de 100 kW para aerogeneradores de mini-eólica y más de 100 kW para el resto de aerogeneradores). La clasificación correspondiente a los puntos II, III y IV es aplicable solamente a aerogeneradores

59 La configuración de la cimentación variará en cada emplazamiento, según el tipo de aerogenerador, las cargas esperadas por el viento y según las características del terreno, luego los estudios geotécnicos serán primordiales.

de eje horizontal por lo que la podemos considerar como una sub-clasificación de los mismos, al no afectar a los aerogeneradores de eje vertical (con excepción del punto III que si aplica a los aerogeneradores de eje vertical pero que no está dentro del alcance de la presente Tesis Doctoral).

La clasificación de aerogeneradores eólicos según el tipo de eje de rotación se divide en los siguientes tipos: aerogeneradores de eje vertical y aerogeneradores de eje horizontal (como es el caso del aerogenerador analizado en la Tesis).

4.2.2.1.. Aerogeneradores de eje vertical.

Los aerogeneradores de eje de rotación vertical, también denominados como VAWT que proviene de las siglas en inglés *Vertical Axis Wind Turbines*, presentan como principal característica que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo y a la dirección del viento, girando las palas del mismo sobre el citado eje vertical.

Se describen a continuación de manera sintetizada las principales ventajas e inconvenientes de este tipo de modelos de aerogeneradores de eje vertical según los autores referenciados anteriormente.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes:

- La eliminación de los sistemas de orientación hacia el flujo de viento.
- La eliminación de los sistemas de variación del ángulo de las palas.
- La eliminación de las fuerzas a las que se someten las palas ante los cambios de orientación del rotor.
- El generador y la multiplicadora se pueden colocar en la base del aerogenerador en el nivel de la cimentación.
- No tienen que desconectarse con velocidades altas de viento.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes:

- Se pierde una parte importante de la energía potencial del emplazamiento al partir el área de generación de energía desde la base del aerogenerador

en el suelo con velocidades de viento muy bajas y no poder aprovechar el viento de mayor velocidad a mayor altura.

- Necesitan una energía de arranque exterior al sistema para vencer el rozamiento en el tipo Darrieus, con lo cual se reduce su rendimiento en cuanto a generación de electricidad.
- La eficiencia energética de los aerogeneradores que se mueven por medio de las fuerzas de arrastre es baja e inferior al tipo de aerogenerador de eje horizontal movido por fuerzas de sustentación aerodinámicas.
- Su diseño no les permite girar a altas velocidades por lo que su rendimiento en muy bajo para la generación de electricidad.
- Necesitan cables tensores de sujeción desde la parte más elevada del aerogenerador con el suelo.
- Fatiga de materiales: debido a la resonancia que se produce en los componentes como las palas, debido a que la fuerza del viento y el momento rotacional no es uniforme cuando actúa sobre el aerogenerador.
- Mantenimiento: la sustitución de ciertos componentes ubicados en la base del aerogenerador vertical puede conllevar el desmontaje completo del aerogenerador (por ejemplo los rodamientos del rotor, de la multiplicadora o del generador eléctrico).

Los diseños de aerogeneradores de eje vertical se sub-dividen a su vez en tres tipos principales:

I. ***Darrieus:*** Consiste en dos o tres palas perfiladas curvadas en forma de C que giran alrededor de un eje vertical. Fue inventado en el año 1925 por el ingeniero francés Georges Darrieus y patentado en 1931. La fuerza que genera el par es del tipo de sustentación ascensional. Presentan una velocidad de giro lenta y un rendimiento poco eficaz para la producción de electricidad por lo que no se fabrican en grandes series. Necesita un arranque mediante energía suministrada exteriormente. Ilustración 102.

II. ***Savonius:*** se compone de dos o más filas de semicilindros de igual diámetro colocados opuestamente alrededor de un eje vertical. Fue inventado en el año 1925 por el ingeniero finlandés Savonious y

patentado en 1929. Su máximo rendimiento se alcanza a bajas revoluciones debido a la gran resistencia que ofrece al viento. La fuerza que genera el par es de arrastre como diferencia entre la fuerza ejercida por el viento sobre la parte cóncava de la paleta y la menor resistencia del viento sobre la parte convexa. El movimiento del rotor se debe fundamentalmente a las fuerzas de arrastre aerodinámicas producidas por el viento perpendiculares al eje, siendo la velocidad de las palas inferior en todos los casos a la velocidad del viento (González Velasco, 2009). Si dispone de una multiplicadora el rendimiento se reduce. Ilustración 103.

III. ***Ciclogiro (Panémonas):*** Cuatro o más semicírculos unidos al eje central vertical. Ver Ilustración 104.

De entre estos modelos de eje vertical, los que mayor rendimiento y madurez tecnológica han alcanzado, por medio de la instalación y experiencia acumulada en campo, son los del tipo Darrieus cuyo diseño fue patentado por el ingeniero francés Darrieus en 1931 y fue producido en serie por la compañía Flowind hasta el año 1997.

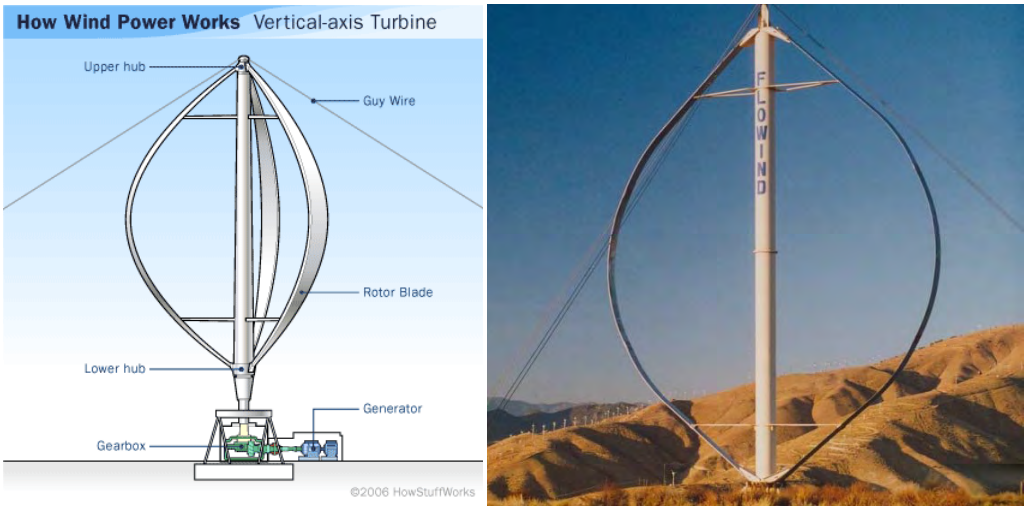


Ilustración 102.- Esquema del modelo de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Darrieus con tres palas y un aerogenerador vertical con dos palas instalado en el emplazamiento en campo. Fuente: AWEA.

Ilustración 103.- Diferentes modelos del concepto de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Savonious. Fuente: AWEA.

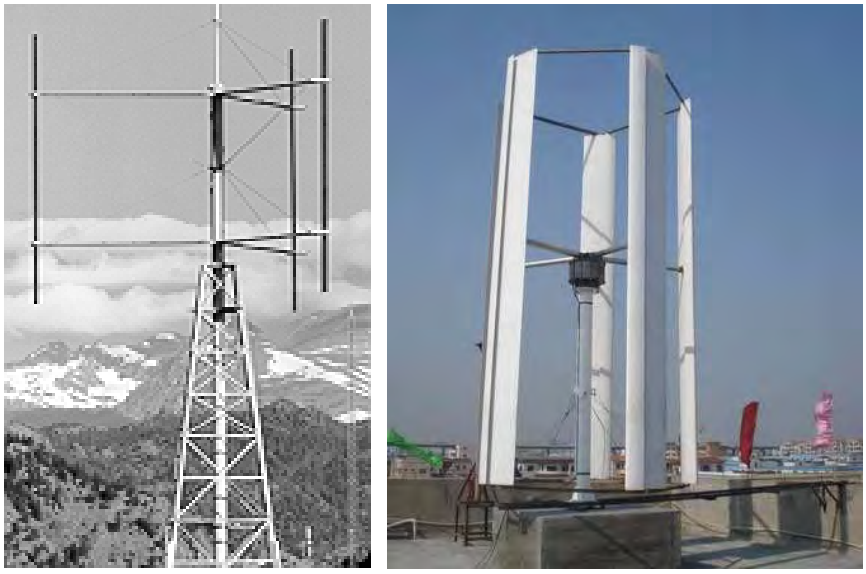


Ilustración 104.- Diferentes ejemplos de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) modelo Ciclogiro. Fuente: AWEA.

4.2.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje de rotación horizontal, también denominados como HAWT, que proviene de las siglas en inglés *Horizontal Axis Wind Turbines,* presentan como principal característica que el eje de rotación se encuentra en posición paralela al suelo y a la dirección del viento, girando el rotor completo y las palas del mismo sobre el citado eje horizontal.

Debido a su rendimiento en la producción de energía eléctrica, tanto para aplicaciones en redes aisladas como para conexión a la red general, son los que más éxito han tenido desde el punto de vista industrial y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño e investigación en los últimos años del siglo XX y en el siglo XXI.

Dentro de este tipo de aerogenerador de eje horizontal existen los de velocidad de giro lenta y rápida, en función de su velocidad específica (relación entre la velocidad lineal entre la punta de la pala y la velocidad no perturbada del viento); las turbinas multi-palas de eje de rotación horizontal utilizados en el bombeo de agua presentan velocidad baja de rotación que les permite arrancar a bajas velocidades de viento y dar a esas velocidades su máxima potencia ya que al girar a elevada velocidad las palas presentan una barrera al paso del viento que impide su aprovechamiento (Ilustración 105). Los aerogeneradores eólicos de una, dos o tres palas de eje horizontal son considerados de velocidad alta de rotación y de par de arranque bajo por lo que no se inicia su funcionamiento hasta que el viento alcanza una velocidad mínima determinada (Ilustración 105). A igualdad de potencia los aerogeneradores eólicos de alta velocidad de rotación presentan menor relación de peso que las turbinas multi-palas de baja velocidad, soportan esfuerzos menores y su conexión a la red eléctrica es más sencilla. Por todos estos factores son, hoy en día, los dispositivos más utilizados para la generación de energía eléctrica y son objeto de la investigación de la presente Tesis tanto en su modelo Onshore para tierra como en su modelo Offshore para parques marinos. Estos aerogeneradores eólicos de eje de rotación horizontal presentan como fuerza predominante en el giro del rotor las fuerzas aerodinámicas de sustentación.

Estos aerogeneradores de eje horizontal (Ilustración 105) para permitir el giro del rotor y de las palas se sustentan sobre una torre, que puede ser metálica, de celosía o de hormigón, sobre la cual se encuentra la góndola (o nacelle) en la cual está instalada

la maquinaria que incluye el eje principal, la fase de multiplicación de la velocidad mediante una caja de engranaje (multiplicadora) y un generador eléctrico situados en el eje horizontal, los cuales absorben el par de giro de las palas y transforman la energía mecánica en energía eléctrica.

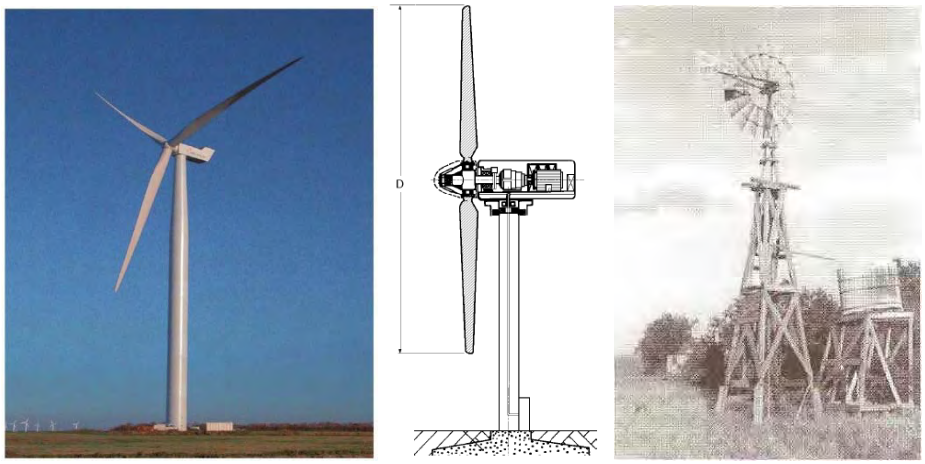


Ilustración 105.- Modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal (HAWT) instalado en tierra-Onshore y un esquema del modelo. Fuente: AWEA y Fernández Díez, 2002); a la dcha. una turbina multi-pala cuyo diseño es originario del siglo XIX. Fuente: Escudero López, 2004.

Se describen a continuación de manera resumida las principales ventajas e inconvenientes de este tipo de modelos de aerogeneradores de eje horizontal según los autores referenciados anteriormente.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo o a la superficie del mar y a la dirección del viento; mayor captación del viento y de su energía cinética al estar situado el rotor en altura: en función de la altura del rotor respecto al nivel del suelo y del diámetro del rotor se obtienen mayores áreas de barrido y diferentes combinaciones de producción de energía mecánica y su transformación en energía eléctrica; presentan un mayor aprovechamiento de la energía cinética del viento al disponer de una torre y al estar a una altura de más de 10 metros del suelo y poder aprovechar mejor las corrientes de aire: todos los mecanismos para convertir la energía cinética del viento en otro tipo de energía están ubicados en la torre y en la góndola; alta eficacia energética en comparación con el tipo de aerogenerador

de eje vertical; palas con perfil aerodinámico que aprovechan la energía del viento, fruto del desarrollo de muchos años de investigación, de diseño y de comprobación de la funcionalidad en los emplazamientos.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: el transporte de los sub-componentes del aerogenerador presenta costes elevados y dificultad por las grandes dimensiones de los componentes (torres de más de 60 metros y palas de más de 40 metros); la fuerza que tienen que resistir las palas en velocidades altas de viento; los costes de instalación son elevados en determinados emplazamientos con dificultades orográficas.

Se pueden realizar otros tipos de sub-clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal en función de diferentes conceptos técnicos y configuraciones de los mismos, las cuales se enumeran continuación.

4.2.2.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal según el posicionamiento del rotor con respecto al viento.

En función del posicionamiento del rotor del aerogenerador de eje horizontal respecto a la incidencia de la dirección del viento, se producen una serie de influencias técnicas que afectan al sistema de orientación del aerogenerador, al sistema de control de frenado y al diseño del aerogenerador en cuanto a tipos de pala y cargas de diseño. En función de este posicionamiento del rotor respecto a la dirección del viento existen dos tipologías diferentes de aerogeneradores:

Aerogeneradores a barlovento (Up-wind).

El diseño de este tipo de aerogenerador consiste en colocar el rotor orientado de cara a la dirección del viento predominante, aguas arriba de la torre. La mayoría de los aerogeneradores de eje horizontal tienen este tipo de diseño al permitir un aprovechamiento máximo del área de barrido del rotor. Los aerogeneradores de eje horizontal del tipo barlovento son los más extendidos en el mercado eólico debido a que la potencia se mantiene constante y las desventajas de tipo técnico se pueden

equilibrar mediante un adecuado diseño del sistema de control y mediante una selección de materiales adecuada.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: la potencia se mantiene constante con el viento al estar orientada toda la superficie del rotor de manera perpendicular a la dirección del viento; disminución de las turbulencias del viento en la zona del rotor al evitar el abrigo del viento tras la torre; mayor aprovechamiento del área de barrido del rotor y por lo tanto mayor eficacia energética; menores niveles de fatiga de los componentes del aerogenerador que en otros tipos de diseño; variaciones del par aerodinámico del eje de baja velocidad son menores que en otros tipos de diseño; nivel de emisión de ruidos producidos por el aerogenerador son menores que en otros tipos de diseño.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: necesitan de un mecanismo de orientación del rotor hacia la dirección del viento, al no poder orientarse automáticamente con el viento. La orientación se lleva a cabo mediante un sistema con motores eléctricos y una serie de engranajes que permiten el giro de toda la góndola, dejando perfectamente orientado el aerogenerador hacia la dirección del viento. La detección de la orientación en la dirección del viento se realiza por medio de una veleta o por medio de sensores de viento. Las palas presentan un diseño con mayor rigidez en los materiales que las componen y con poca flexibilidad debido a que es necesario evitar la torsión de las mismas para que no puedan entrar en contacto con la torre. Es necesario disponer de un sistema de refrigeración en la góndola para garantizar el funcionamiento. Costes más elevados debido a los materiales de las palas y a los sistemas de orientación y refrigeración.

Aerogeneradores a sotavento (Down-wind).

El diseño de este tipo de aerogenerador consiste en colocar el rotor orientado aguas abajo de la góndola, siendo la parte trasera de la góndola la que encara la dirección del viento incidente predominante. El perfil del conjunto de las palas presenta una forma cónica hacia la parte delantera del aerogenerador.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: las palas pueden ser más flexibles y ligeras al no existir la posibilidad de deflexión hacia el aerogenerador y se evita así el contacto con la torre; no necesita mecanismo de orientación activo del rotor hacia la dirección del viento al ser este automático mediante el adecuado diseño aerodinámico de la góndola y del rotor; en aerogeneradores de pequeña potencia no necesita disponer de un mecanismo con sistema forzado de orientación hacia el viento; orientación en la dirección del viento mediante la conicidad de las palas en aerogeneradores de pequeña potencia; no es necesario disponer de un sistema de refrigeración complejo en la góndola para garantizar su funcionamiento; menor peso total del aerogenerador al disponer de palas más ligeras y flexibles.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: la fluctuación de la potencia eólica, debido al paso del rotor por el abrigo de la torre, crea más cargas de fatiga en este tipo de aerogenerador que con el diseño a Barlovento; se generan mayores cargas de fatiga en la multiplicadora y en las estructuras mecánicas del aerogenerador que en el diseño a Barlovento; las palas sufren una disminución del empuje del viento al pasar por la zona de la torre con la consiguiente pérdida de rendimiento energético; potenciales problemas de enrollamiento y desenrollamiento de los cables de potencia al carecer de un sistema de orientación controlado por un sistema activo; generan mayor ruido acústico que los aerogeneradores del tipo barlovento lo cual puede hacer problemática su instalación en zonas próximas a poblaciones así como al cumplimiento de la normativa.

4.2.2.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal según el número de palas.

En función del número de palas instaladas en el aerogenerador de eje horizontal se presentan una serie de características técnicas específicas con sus ventajas e inconvenientes en cada caso según lo citado por varios autores consultados. Ver Ilustración 106.

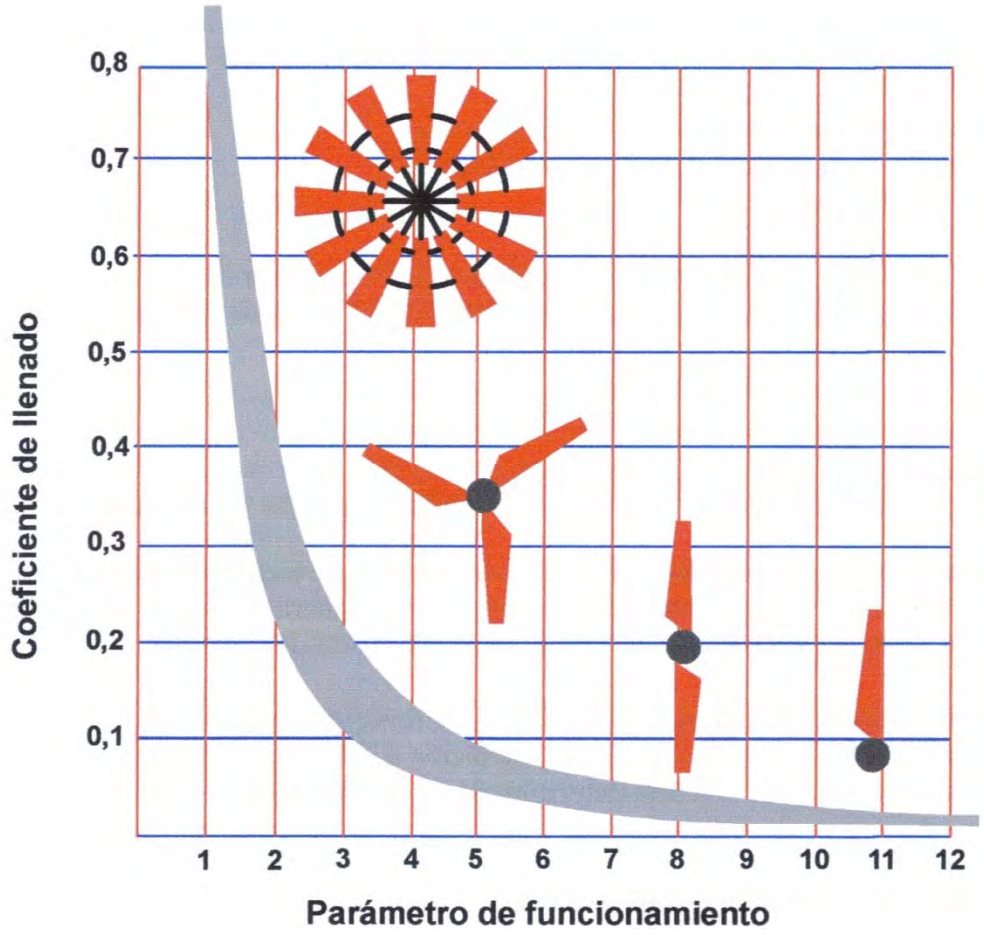


Ilustración 106.- Esquema de modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal con una pala, dos palas y tres palas y esquema de una turbina eólica multi-pala. Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002.

Concepto de aerogenerador Monopala (1 pala).

Al tener el aerogenerador una sola pala instalada se necesita disponer de un contrapeso en el extremo opuesto a la pala para equilibrar el rotor. Su velocidad de giro es muy elevada, lo que supone el introducir en el eje horizontal unos esfuerzos muy variables que conlleva a un acortamiento de la vida a fatiga del aerogenerador.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son la reducción de costes al utilizar una sola pala; reducción de costes de transporte y de manipulación al ser una sola pala; facilidad y ahorro de costes de montaje en campo.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son que requieren una alta velocidad de giro de la pala para producir la misma energía que con dos ó tres palas. Generan un mayor impacto visual debido a la alta velocidad de giro de la pala, necesitando montar un contrapeso en el extremo opuesto de la pala con lo que se neutraliza, parcialmente, la ventaja de reducción de costes por montar una sola pala. Emiten más ruido que otros aerogeneradores con más de una pala. La pala en posición vertical se encuentra en la posición de máxima energía mientras el contrapeso se encuentra en la zona de turbulencias de la sombra de la torre, lo que produce inestabilidad en el conjunto.

Concepto de aerogenerador Bipala (2 palas).

Los diseños de aerogeneradores de dos palas, denominados bi-pala, presentan una configuración de dos palas montadas en el mismo eje horizontal.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son la reducción de costes en cuanto a peso y precio respecto a los de tres palas al utilizar solamente dos palas; reducción de costes de transporte y de manipulación al montar solo dos palas; en aerogeneradores de pequeño tamaño y potencia las fuerzas se pueden compensar de manera adecuada reforzando el diseño estructural del conjunto.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de las características técnicas son que requieren una alta velocidad de giro de las palas para producir la misma energía que con tres palas; generan un mayor impacto visual debido a la alta velocidad de giro de las dos palas; emiten más ruido que otros aerogeneradores con tres palas; las fuerzas que experimentan las palas no están compensadas en todo su radio de giro debido a que la pala en posición vertical se encuentra en la posición de máxima energía mientras que la pala en la posición de la base de la torre presenta menor empuje debido a las turbulencias del viento en la proximidad de la torre. La orientación del aerogenerador en la dirección del viento presenta inestabilidad al ser la inercia mayor cuando las palas se encuentran en posición horizontal.

Concepto de aerogenerador de tres palas (Tri-pala).

Los diseños de aerogeneradores de tres palas presentan una configuración de tres palas montadas en ángulo de 120 grados en el mismo plano. La mayoría de los aerogeneradores de hoy en día son tri-pala (3 palas), con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos en los sistemas de orientación hacia la dirección del viento.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de las características técnicas son una mejor distribución y compensación de las fuerzas ejercidas sobre el rotor y sobre el aerogenerador; emiten menor ruido acústico que en modelos con una o dos palas; son más estables en la rotación para poder orientarse hacia la dirección del viento; todos los aerogeneradores multi-megavatio utilizan tres palas debido a la simplicidad del diseño estructural y a que las cargas generadas son menores; mayor rendimiento energético debido a la fricción con el aire ya que con tres palas el aerogenerador tiene un rendimiento de un 4% mayor que con dos palas y con 2 palas tiene un rendimiento de un 10% más que con una pala; menor impacto visual al ser la velocidad de rotación menor que en los modelos de dos o tres palas.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de las características técnicas son en el aspecto económico en cuanto a los costes de fabricación de tres palas los cuales son mayores que en el caso de montar una o dos palas; mayores costes logísticos y de instalación al tener que transportar y montar tres palas en el emplazamiento.

Concepto de aerogenerador Multi-pala.

También conocido como el modelo americano, presenta una configuración con múltiples palas (en nº superior a tres), y sobre todo es utilizado en los modelos de turbinas eólicas para la extracción de agua en pozos. No se utiliza apenas en aerogeneradores eólicos con la finalidad de producir energía eléctrica debido a su bajo rendimiento energético. Los aerogeneradores y las turbinas eólicas no captan el par generado por el viento por resistencia sino por el perfil aerodinámico de las palas. Por ello al disponer de un nº elevado de palas en un aerogenerador ofrecen regímenes de giro lento pero con un alto par de arranque debido a la resistencia que oponen las

palas al paso del viento. Debido a la combinación de estos dos factores se genera poca potencia por lo que no es la configuración más eficiente para la generación de electricidad por medio de aerogeneradores, y por lo tanto hay que ir en ese tipo de aplicación a rotores de una, dos o tres palas (existen modelos de aerogeneradores de baja potencia que presentan una solución intermedia con cinco o más palas buscando un compromiso de rendimiento y eficacia). Adicionalmente en las turbinas eólicas multi-palas, al ser las palas de material metálico (acero principalmente), su diámetro de rotor está limitado por el gran peso de las palas metálicas.

4.2.2.2.3. Aerogeneradores de eje horizontal según el tipo de paso o control de potencia.

En función del tipo de palas instaladas en el aerogenerador de eje horizontal y su configuración en el sentido de permitir el giro de la pala sobre su eje horizontal o no permitirlo siendo palas fijas, se presentan dos tipologías de aerogeneradores de eje horizontal desde el punto de vista del control de la potencia de los mismos. El objeto del control de potencia es obtener la máxima potencia del aerogenerador a velocidades nominales del mismo (entre 12 y 15 m/s) y evitar que se alcance a velocidades mayores que podrían dañar el aerogenerador. Los sistemas de control de potencia actualmente en uso presentan una serie de características técnicas específicas con sus ventajas e inconvenientes en cada caso según lo citado por varios autores consultados. Las dos tipologías mencionadas son las siguientes:

Sistemas de paso variable (Pitch Control).

También denominados sistemas con regulación de ángulo de paso. Se utilizan preferentemente en aerogeneradores de alta potencia multi-MW. Esta tipología de aerogenerador presenta técnicamente el concepto de que las palas pueden rotar sobre su eje horizontal longitudinal, modificando el ángulo entre sus superficies y el viento con objeto de hacer posible un mayor aprovechamiento de la energía del viento. Cuando la potencia del viento es excesiva, las palas del aerogenerador pueden rotar modificando el ángulo entre sus superficies y el viento. De esta forma se disminuye la resistencia de las palas con respecto al viento evitando posibles daños estructurales.

Este ángulo modifica la capacidad para absorber la energía del viento y posibilita que se pueda realizar un control de la potencia generada. El mecanismo que rige este sistema funciona en el aerogenerador mediante un sistema hidráulico (con un cilindro hidráulico único para todas las palas o con uno para cada pala: tras el cilindro hidráulico se sitúa un conversor de movimiento tipo biela que permite el giro de ángulo de pitch de las palas) o mediante un sistema eléctrico (accionado mediante motores eléctricos que accionan los actuadores del pitch de las palas). El controlador electrónico del sistema lleva un registro de las potencias entregadas por el aerogenerador en cada segundo; si la potencia entregada supera el valor nominal el controlador hace que el ángulo por donde se recibe el viento cambie de posición lo que hace que cambie el área efectiva por donde pasa el viento y por lo tanto disminuye la potencia absorbida por las palas; en el caso que la potencia recibida sea muy baja el sistema actúa a la inversa cambiando el ángulo de las palas para obtener mayor superficie útil para captar la energía del viento.

Sus *principales ventajas* desde el punto de vista técnico son la capacidad de control de la potencia y del suministro de la máxima potencia posible en todo el rango de velocidades de viento debido a la actuación permanente de su sistema electrónico (especialmente a velocidades de viento superiores a la nominal); el diseño de la dinámica estructural del aerogenerador no presenta la misma complejidad ni peso que en el caso de control de paso fijo; las palas son más ligeras, flexibles y con menor coste que en el caso de sistemas de paso fijo; en caso de empalamiento se pueden orientar los ángulos de las palas siendo el freno mecánico de reducido tamaño y coste; el par de arranque se puede regular modificando el ángulo de las palas pudiendo arrancar el aerogenerador a velocidades más bajas; el nivel de ruido es inferior que en el caso de sistemas de paso fijo pudiendo regularse el ángulo de la pala para disminuir el ruido; se evita la sensibilidad y las vibraciones del momento de entrar en pérdida de sustentación de la pala.

Como *principales desventajas* desde el punto de vista técnico están el que presenta mayores costes debido a los componentes del sistema electrónico de control y a los componentes del sistema de giro de las palas; presenta un diseño de sistemas de control de gran complejidad.

Existe una variante de aerogenerador con sistema de control de potencia con regulación de paso activo pero combinado con pérdida aerodinámica de las palas. Se denomina de regulación activa por pérdida aerodinámica o "*Active Stall Control*", y consiste en una combinación de palas capaces de girar parcialmente sobre su eje horizontal (hasta un máximo de 10º) y que a su vez disponen de un perfil aerodinámico que está sujeto a pérdidas de sustentación a velocidades de viento altas por encima de 18 m/s, el sistema de giro y de actuación sobre las palas es el mismo que en los sistemas de paso variable. Esta variante mejora el rendimiento del aerogenerador respecto a uno del tipo de paso fijo, al poder controlar la potencia con más exactitud en casi todo el rango de velocidades de viento, quedando en una situación intermedia respecto al sistema de cambio de paso ya que puede controlar el ángulo de las palas pero no con la misma eficacia al estar pre-regulados los pasos de giro hasta un máximo de 10º, generalmente.

Sistemas de Paso fijo (Stall Control).

También conocido como diseño de regulación por pérdidas aerodinámicas de las palas, funciona mediante el diseño aerodinámico de las palas que presentan una posición fija con un ángulo fijo respecto al eje de la turbina. En este diseño la pala está ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal, de esta forma la pala ha sido aerodinámicamente diseñada de forma que pierde la sustentación de forma paulatina y gradual, en vez de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza valores críticos (generalmente por encima de los 15 m/s). Este control de la potencia de paso fijo es pasivo, por lo que a medida que aumenta la velocidad del viento, determinadas secciones de las palas van entrando en pérdida aerodinámica reduciéndose la sustentación de las mismas y aumentándose a su vez la resistencia de modo que se compensa el incremento de potencia que se produce en las zonas de la pala que aún no han entrado en pérdida. Así se regula la potencia generada.

Sus *principales ventajas* desde el punto de vista técnico son que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación activa, ya que puede funcionar a la potencia nominal con casi todas las velocidades de viento, y se evita el tener que instalar sistemas de giro de las palas (cilindros hidráulicos

y motores), así como disponer de un complejo sistema de control. Como *principales desventajas* desde el punto de vista técnico están las de tener que llevar a cabo un diseño muy complejo de la aerodinámica de las palas así como llevar a cabo un diseño estructural capaz de soportar las vibraciones ocasionadas por la pérdida de sustentación de las palas con vientos altos; a velocidades de viento elevadas presenta una caída de la potencia eléctrica producida debido a que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación y no aprovechan de forma óptima la energía del viento; no disponen de auto-frenado en caso de embalamiento por lo que es necesario instalar un freno capaz de absorber toda la energía de las palas. Hasta hace muy pocos años el sistema de control de paso fijo fue predominante en el mercado de aerogeneradores de baja potencia, habiendo sido sustituido en los últimos años de forma casi total por los sistemas de paso variable por las ventajas que presentan indicadas anteriormente.

En aerogeneradores de menor potencia (< 100 kW), los cuales no son alcance de la presente Tesis, existen otros métodos de control de potencia los cuales se pueden consultar en la obra incluida en la bibliografía del autor Fernández Díez, 2002.

Como resumen de las diferentes tipologías de aerogeneradores eólicos evaluadas hasta el momento, se indican en la Ilustración 107 los diferentes tipos y combinaciones tanto de los aerogeneradores de eje de rotación vertical como de los de eje horizontal, así como otras variantes (como por ejemplo los aerogeneradores del tipo multi-rotor y del tipo difusor o concentrador: ver Ilustración 108), cuyo estudio no está dentro del alcance de la presente Tesis Doctoral los cuales se mencionan como referencia.

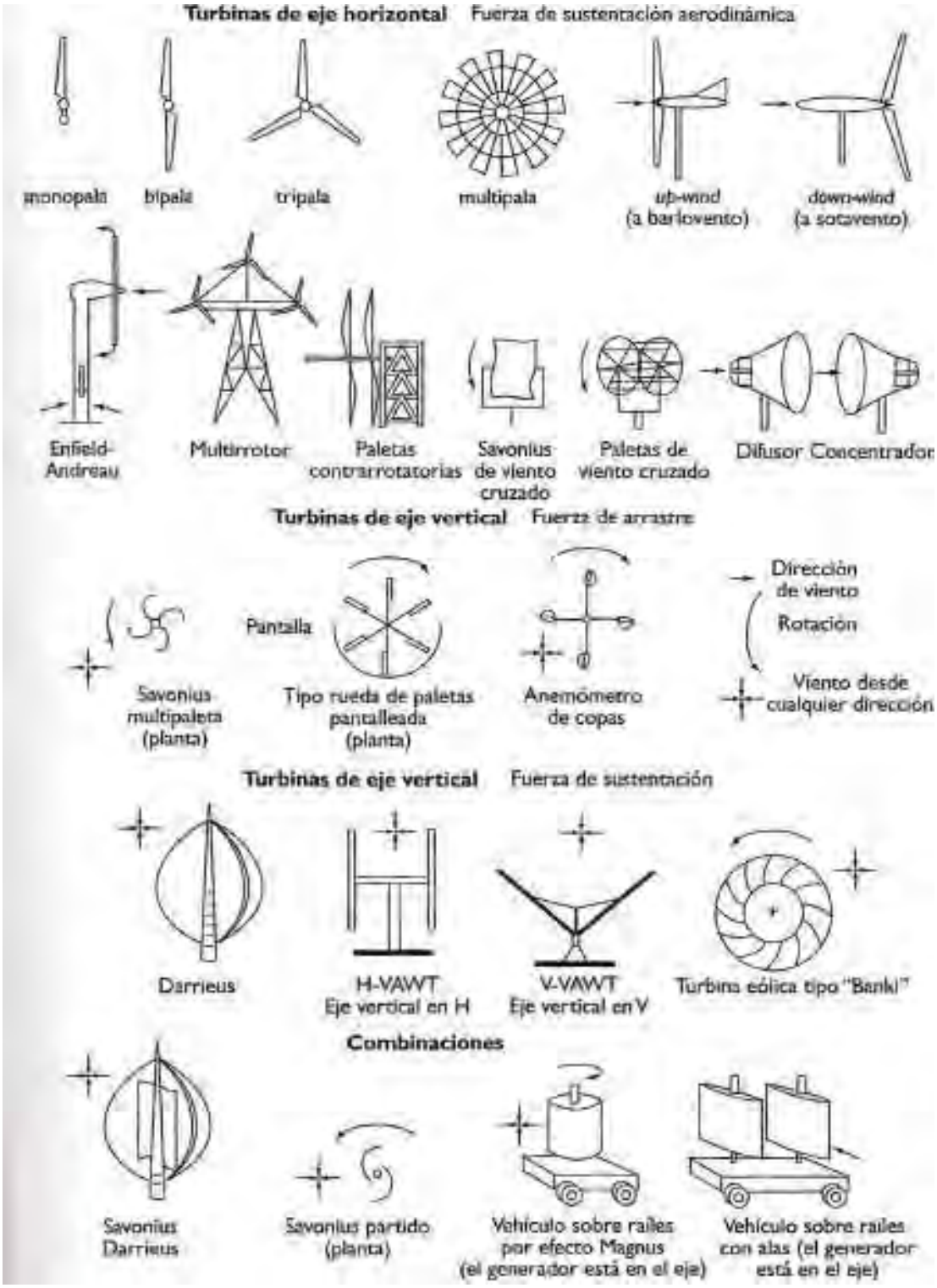


Ilustración 107.- Esquema general de diferentes modelos de aerogeneradores eólicos del tipo de eje horizontal, eje vertical y variantes de ambos. Fuente: González Velasco, 2009.

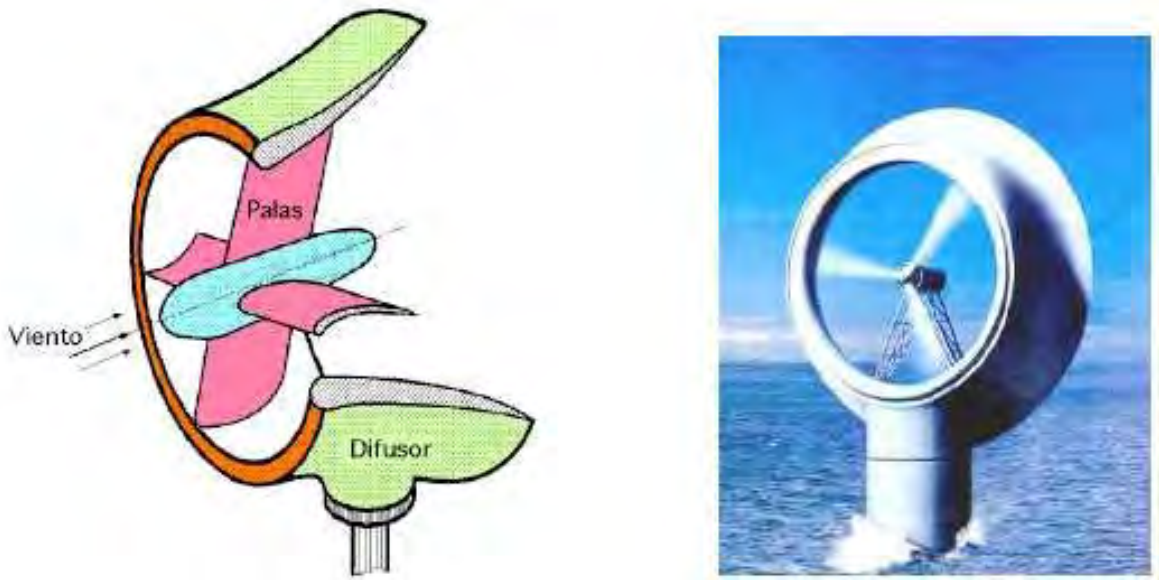


Ilustración 108.- Esquema general de modelos de aerogeneradores eólicos de eje horizontal del tipo difusor. Fuente: Fernández Díez, 2002.

4.2.3. Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Onshore

Dentro de este tipo de aerogeneradores eólicos de eje horizontal, y para potencias mayores de 100 kW, existen dos tipos de emplazamiento para los mismos que son: en tierra y en emplazamientos marinos. Del tipo de emplazamiento en los que se instalen los aerogeneradores eólicos de eje horizontal se derivan dos sub-tipos de aerogenerador que presentan unas características de funcionamiento muy similares a nivel de concepto tecnológico y de sub-componentes excepto en la subestructura de cimentación al fondo marino, pero que son denominados de manera diferente debido a que en la aplicación marina se requieren una serie de requisitos técnicos específicos. La denominación se da en función del tipo de emplazamiento: aerogeneradores Onshore (instalados en tierra) y aerogeneradores Offshore (instalados en el mar).

4.2.3.1. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore: componentes principales.

Los modelos de aerogenerador eólico de eje horizontal (de potencia mayor de 100 kW) de tres palas presentan en la actualidad una gran madurez tecnológica a nivel

operativo fruto del desarrollo de producto realizado en las décadas anteriores por los diferentes fabricantes, principalmente europeos, lo cual les hace ser el modelo más competitivo frente a otros tipos (como los aerogeneradores de eje vertical) en cuanto a rendimiento de generación de energía eléctrica o coeficiente de potencia Cp (fracción de energía cinética convertida en energía eléctrica), llegando a valores de un 40 a un 45%, valores de disponibilidad superiores al 95 % (tanto por ciento del tiempo útil que el generador está operativo en funcionamiento) y a los valores de costes de la energía (COE = *Cost Of Energy*) en Euros/kWh.

En este apartado se procede a describir de manera general y sintética los principales componentes de un aerogenerador eólico de eje horizontal (de potencia mayor de 100 kW) para emplazamientos Onshore (en tierra), remitiéndonos a la bibliografía incluida en la presente Tesis Doctoral para una mayor profundización en los conceptos técnicos.

Como se ha indicado en el apartado 4.1. Conceptos generales de la energía eólica, el concepto básico de funcionamiento en los aerogeneradores de eje horizontal viene determinado por el rotor y las palas, los cuales captan la energía cinética del viento, originándose la rotación del eje principal del aerogenerador, que genera energía mecánica de rotación la cual es suministrada por el eje principal de baja velocidad a la entrada del eje de la multiplicadora. En la multiplicadora, que es una caja de engranajes, se incrementan la velocidad en r.p.m. del eje de salida o eje de alta velocidad, para ser conectado mediante un acoplamiento al eje de entrada del generador eléctrico. El generador eléctrico transforma la energía mecánica recibida en su eje de entrada en energía eléctrica que es rectificada mediante convertidores y transformada, mediante un transformador, a la tensión requerida por la red eléctrica general.

Los principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal Onshore (ver Ilustración 109), agrupados en grandes sistemas, son los siguientes:

1. Palas.
2. Torre.
3. Góndola (Nacelle).
4. Rotor.
5. Cimentación.

Ilustración 109.- Esquema general de un aerogenerador de eje horizontal Onshore con sus principales componentes (1: pala; 2: torre; 3: nacelle; 4: buje; 5: cimentación). Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 110, se presenta como ejemplo un esquema con los principales componentes de un aerogenerador Onshore de 1.500 kW de potencia modelo S77 del fabricante NORDEX, indicándose en el mismo las principales características técnicas dimensionales externas del aerogenerador: altura de la torre, altura del buje, altura desde el suelo hasta el extremo de la pala en posición vertical, diámetro de rotor, área de barrido del rotor (m^2), ángulo de desplazamiento de las palas respecto a la vertical, distancia desde el eje de la torre hasta el eje del buje.

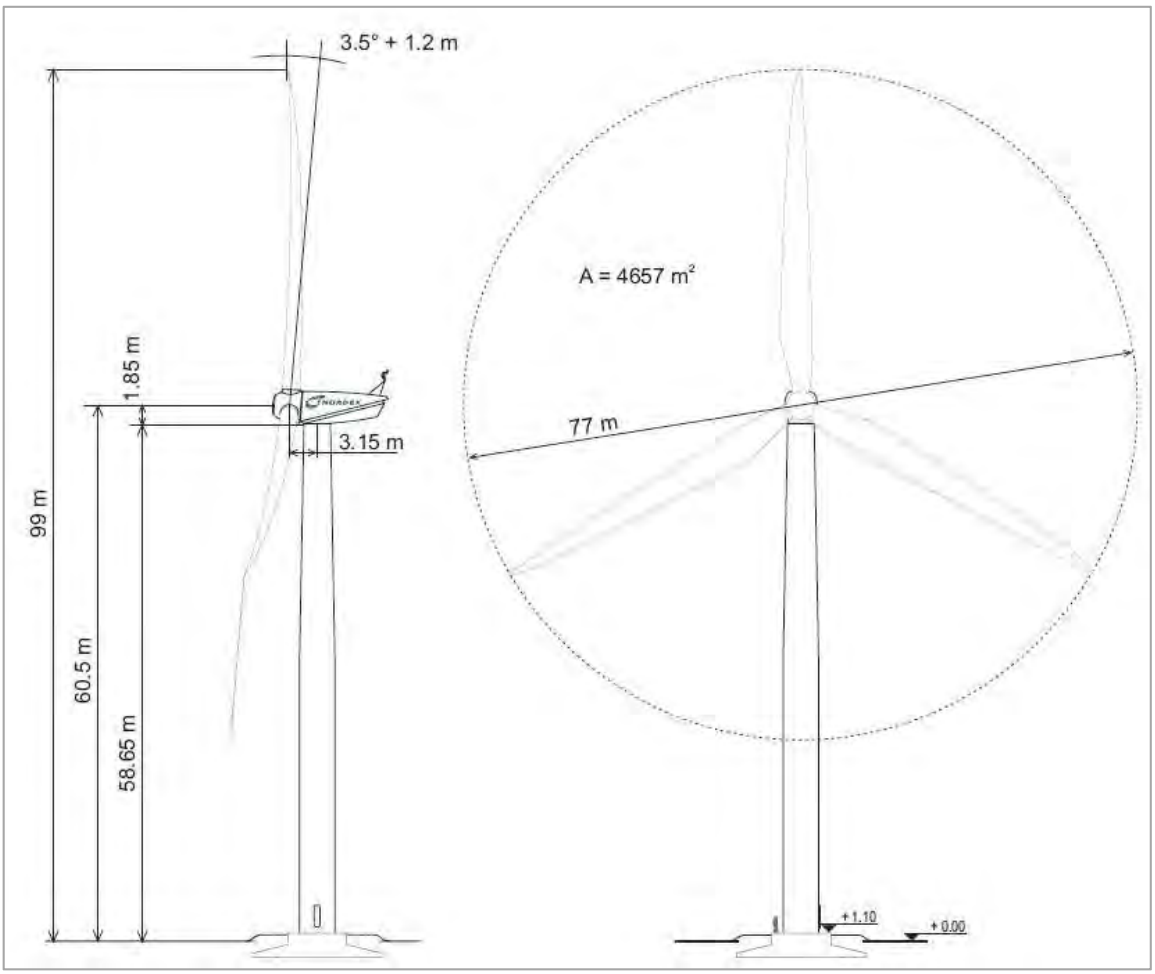


Ilustración 110.- Esquema de un aerogenerador de eje horizontal Onshore de 1,5 MW, NORDEX S77 con sus principales componentes (de abajo a arriba: cimentación, torre, palas, buje y nacelle) y sus características dimensionales. Fuente: www.nordex.com .

Se describen a continuación en los siguientes sub-apartados, de manera resumida cada uno de los sub-componentes que integran los aerogeneradores Onshore, en función de los criterios utilizados por diferentes autores consultados, y las principales características técnicas de los aerogeneradores Onshore. El criterio de clasificación se realiza en relación a tres aspectos conceptuales principales: funcionalidad, tipología y composición de los principales sistemas y sub-componentes de la nacelle, rotor, torre y cimentación del aerogenerador Onshore.

4.2.3.1.1. Góndola (Nacelle)

Su denominación técnica en el sector eólico es Nacelle. Está ubicada y montada en la parte superior de la torre del aerogenerador, y a la Nacelle se le monta en su parte delantera el conjunto rotor del aerogenerador. Su función es disponer de una ubicación para montar en su interior los principales sub-componentes del aerogenerador en cuanto a transformación de la energía cinética en energía mecánica y su posterior transformación en energía eléctrica, la maquinaria de generación de electricidad y los diferentes sistemas auxiliares de operación. Los principales sub-componentes instalados en la nacelle se muestran en la Ilustración 111.

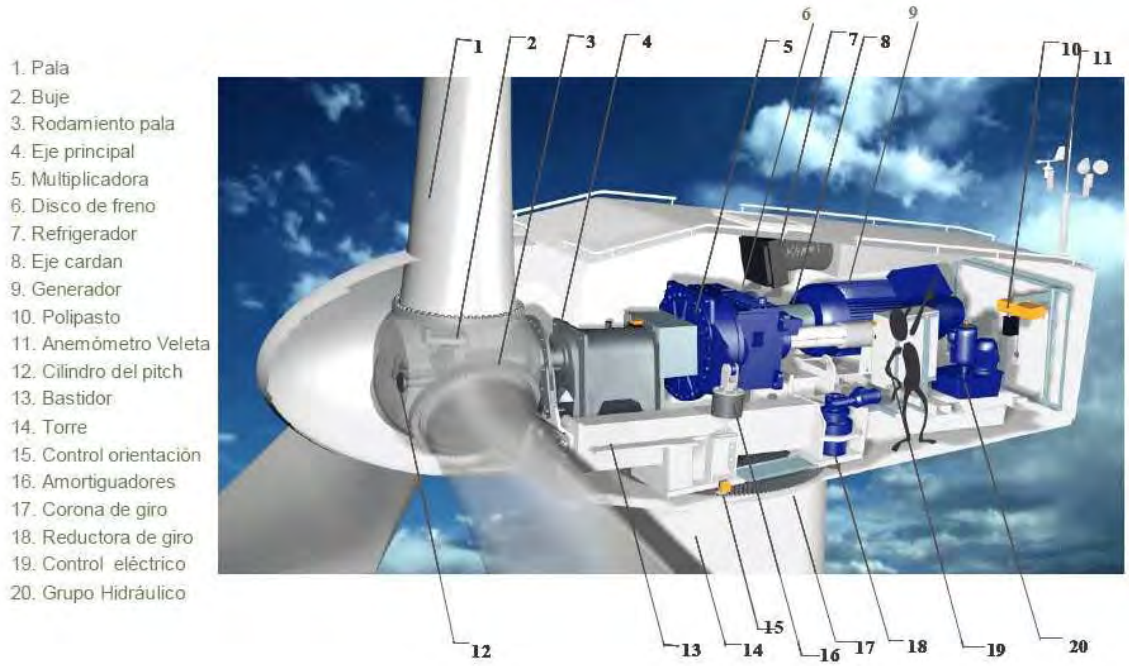


Ilustración 111.- Esquema general de un aerogenerador de eje horizontal tipo Onshore convencional con tren de potencia con multiplicadora con sus principales componentes. Fuente: Vestas.

Los principales sub-componentes de la nacelle del aerogenerador de eje horizontal Onshore son los siguientes:

- Tren de potencia: es el conjunto que incluye el eje de baja velocidad, la multiplicadora, y el eje de salida de alta velocidad.

- Eje principal de baja velocidad.
- Rodamientos del eje principal.
- Multiplicadora.
- Eje de salida de alta velocidad.
- Sistema de freno del eje de alta velocidad de la multiplicadora.
- Sistema de acoplamiento del eje de alta velocidad.
- Generador eléctrico.
- Sistema de refrigeración: intercambiadores de calor y ventiladores.
- Convertidores de potencia.
- Sistema de control electrónico.
- Polipastos.
- Anemómetros y sensores de viento.
- Grupo hidráulico.
- Sistema de giro de la nacelle (Yaw System).
- Moto-reductoras del sistema de giro.
- Rodamiento del sistema de giro.
- Sistema de amortiguadores.
- Control de orientación de la nacelle.
- Bastidor fundido y mecanizado.
- Carcasa exterior de fibra de vidrio.
- Transformador de potencia.
- Cableados internos.
- Sistemas de lubricación.
- Sistema de freno del rotor (Rotor Lock).
- Componentes metálicos de soporte.
- Tornillería de unión de partes metálicas.

Como información complementaria en la Ilustración 112, según EWEA (European Wind Energy Association), se presenta de manera descriptiva una información adicional de los principales componentes de un aerogenerador Onshore,

las funciones de los diferentes subcomponentes y una valoración generalista de la distribución porcentual en costes de cada subcomponente.

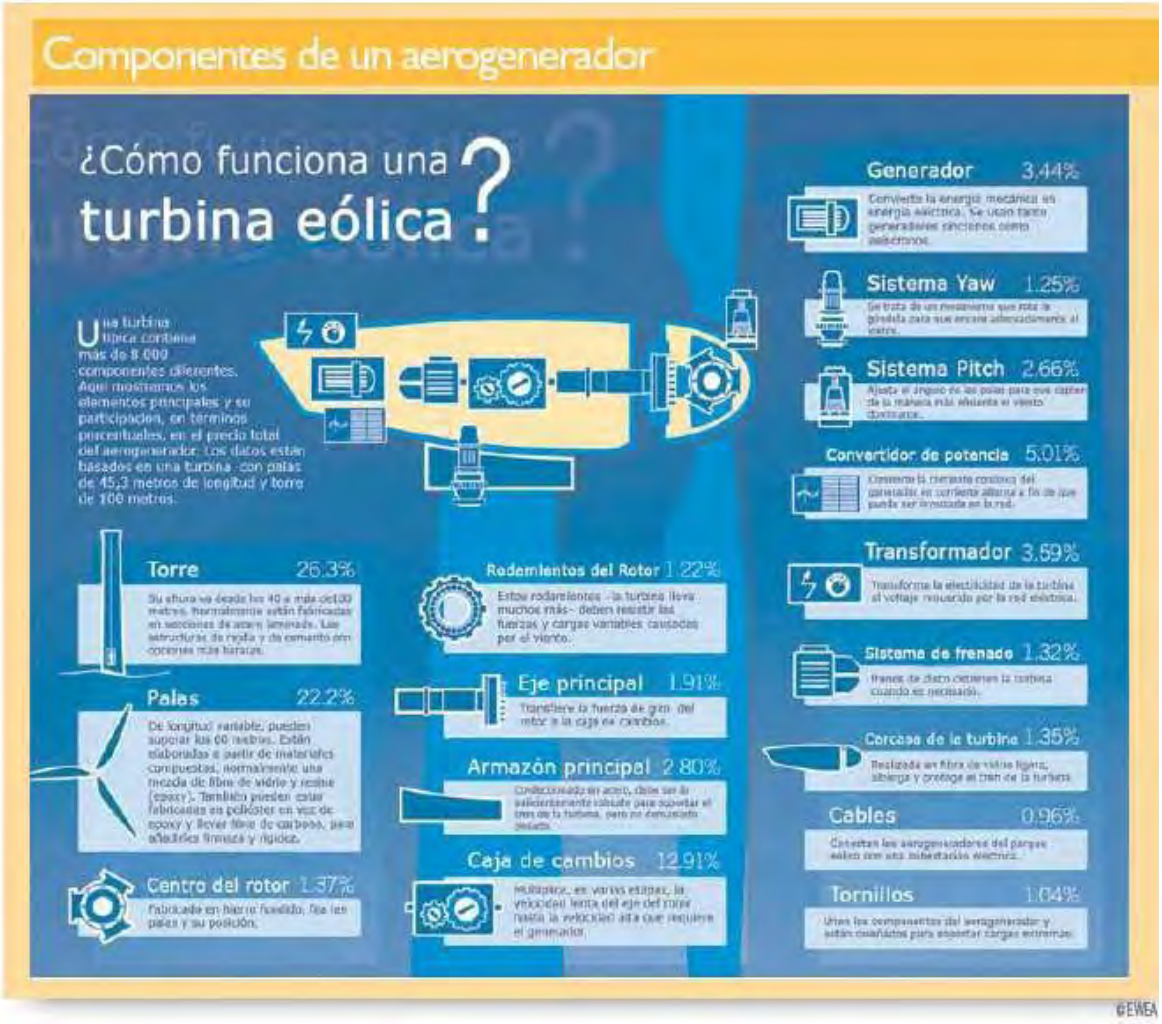


Ilustración 112.- Principales componentes de un aerogenerador eólico y la contribución de cada uno en costes sobre el total. Fuente: www.ewea.com.

Se describen a continuación en los siguientes sub-apartados, los principales sub-sistemas y sub- componentes que van montados en la nacelle de un aerogenerador Onshore.

Tren de potencia: en lo referente a su funcionalidad el tren de potencia es aquel que recoge el par de elevado valor y baja velocidad de giro transmitido por el rotor del aerogenerador, conectándose al eje de entrada de la multiplicadora, el cual está

soportado en dos rodamientos (rodamiento de entrada próximo al rotor y que soporta la mayor parte de las cargas, y el rodamiento trasero próximo a la multiplicadora), donde en la misma se transforma en un par de bajo valor y alta velocidad a la salida de la multiplicadora para conectarse a través de un acoplamiento mecánico al eje del generador.

Los principales componentes son el eje principal de baja velocidad, los soportes de los rodamientos del eje, los rodamientos del eje (delanteros y traseros), los soportes fundidos de sujeción de los rodamientos, el sistema de sellado de los rodamientos, la carcasa de unión a la multiplicadora, la multiplicadora, el eje de salida de alta velocidad, los sistemas de lubricación de los rodamientos (Ver Ilustración 113).

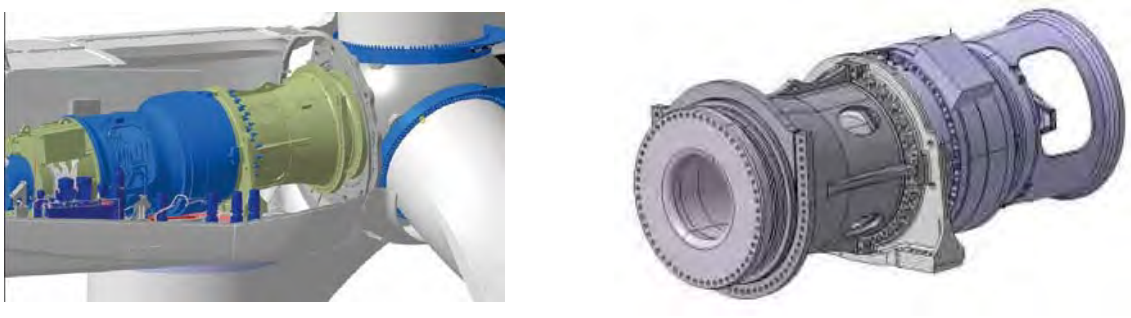


Ilustración 113.- Esquema general (izda.) de un tren de potencia del tipo compacto con sus principales sub-componentes y esquema general (dcha.) de conjunto del tren de potencia de tipo compacto con multiplicadora en el extremo derecho. Fuente: Gamesa.

Existen diferentes tipos de configuración de un aerogenerador de eje horizontal en cuanto al tipo de tren de potencia a ser seleccionado para su montaje y operación. Los tipos fundamentales son tren de potencia estándar con multiplicadora, tren de potencia compacto con multiplicadora y el tren de potencia tipo *Direct Drive* o de accionamiento directo, de los cuales se presenta a continuación una breve descripción de su tipología y configuración:

Tren de Potencia estándar con multiplicadora: es el modelo tradicional de tren de potencia y consta de un eje principal de baja velocidad y sus sub-componentes y una multiplicadora alineada a continuación más la salida al generador por medio de un acoplamiento mecánico. Es la configuración más habitual y convencional en los aerogeneradores Onshore. Se presentan a continuación diferentes ejemplos del estado

del arte actual en relación a las configuraciones de tren de potencia estándar con multiplicadora utilizados y que se encuentran disponibles en el mercado eólico por parte de los fabricantes de aerogeneradores.

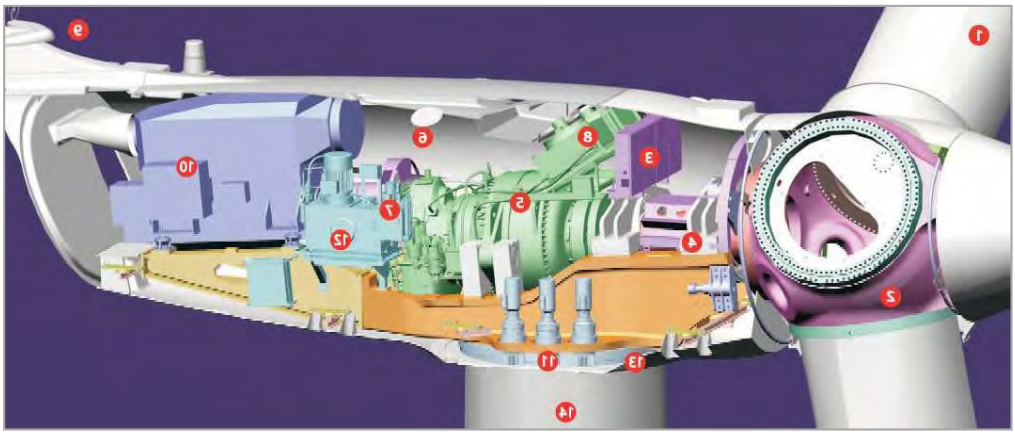


Ilustración 114.-Tipo de Tren de Potencia: Eje Estándar en máquina de ACCIONA de 3MW. Fuente: ACCIONA.

Tren de potencia compacto con multiplicadora: la configuración de componentes en el tren de potencia de tipo compacto es igual a la del eje estándar, pero el eje del rotor se integra parcialmente en la multiplicadora lo cual implica menor longitud total del eje. Como ventajas presenta una mayor facilidad de manipulación y de montaje del tren de potencia en la Nacelle, menor longitud total, se evita la necesidad de montar rodamientos de alta velocidad, reducción de componentes y materiales, reducción de costes en el eje y en la nacelle. Actualmente está siendo fabricado en los modelos de gran potencia del fabricante Gamesa (Ilustración 115).

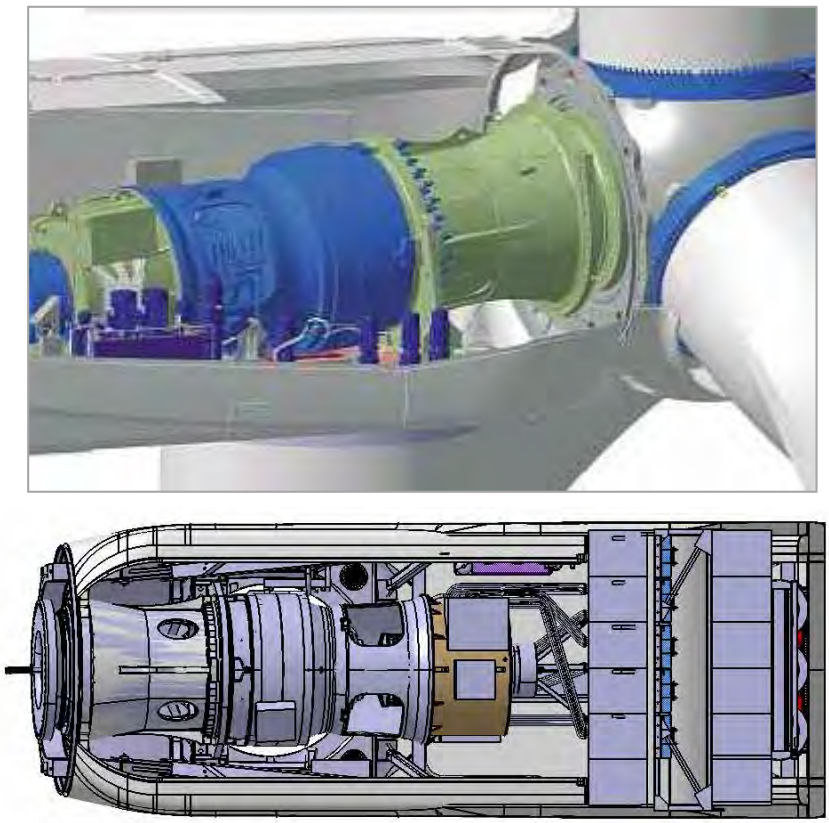


Ilustración 115.- Tipo de Tren de Potencia: Eje Compacto del fabricante GAMESA en un equipo de 4,5 MW. Fuente: Gamesa.

Tren de Potencia compacto con eje con un rodamiento -Moment Bearing-: es igual que el tipo con eje compacto con multiplicadora pero en vez de dos rodamientos en el eje lleva solo uno y el soporte del eje en la parte del rotor se realiza con un componente mecánico con funciones de rodamiento. Ha sido desarrollado por el fabricante VESTAS para su modelo de 3 MW de potencia (ver Ilustración 116).

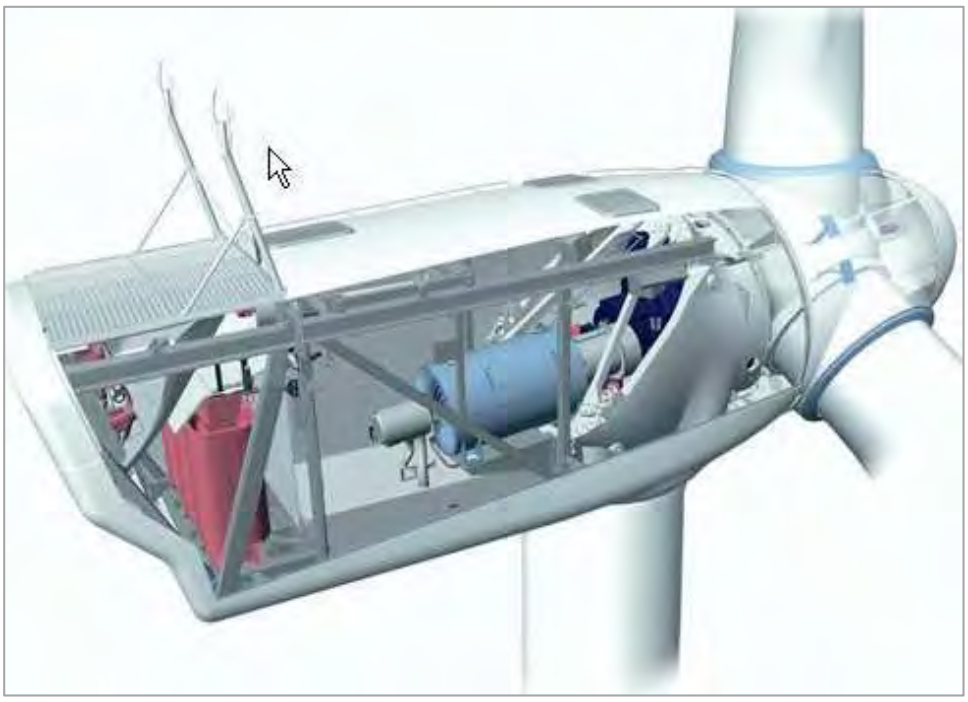


Ilustración 116.- Tipo de Tren de Potencia: Moment Bearing del fabricante VESTAS en máquina de 3 MW. Fuente: Vestas.

Tren de Potencia compacto con eje con múltiples generadores: se trata de un diseño especial desarrollado por el fabricante de aerogeneradores CLIPPER el cual utiliza 3 generadores eléctricos en lugar de uno y el tipo de eje compacto monta una multiplicadora especial con tres ejes de salida de baja velocidad (ver Ilustración 117).

Ilustración 117.- Tipo de Tren de Potencia: Eje Compacto con múltiples generadores del fabricante CLIPPER en una máquina de 2,5 MW. Fuente: CLIPPER.

Tren de Potencia Direct Drive (o de accionamiento directo): es un modelo de tren de potencia sin multiplicadora, transmitiéndose el par del rotor directamente desde el eje principal de baja velocidad al generador eléctrico. Puede existir un eje principal al que el rotor del generador está unido solidariamente, o el rotor del generador eléctrico actúa como eje principal y gira solidario con el rotor del aerogenerador, evitándose de esta forma en ambos casos la necesidad de montar una multiplicadora. Se subdividen en dos tipos de configuración eléctrica: generadores de imanes permanentes (en el rotor y bobinado en el estator) o generadores con bobinados en el rotor y en el estator. Desde el punto de vista de la configuración mecánica el tren de potencia *Direct Drive* presenta dos tipologías diferentes:

1. *DDRH (Direct Drive Rear Hub)*: El generador va montado entre la nacelle y el rotor. Se trata de una tecnología fabricada desde hace muchos años y con demostrada fiabilidad de funcionamiento en campo. La principal ventaja que presentan sobre los modelos de tren de potencia convencionales estándar y compacto con multiplicadora, es el no montar

multiplicadora con el ahorro de costes en componentes y mantenimiento. Dentro de esta tipología de Tren de potencia *Direct Drive* existen diferentes variantes como las mostradas en la Ilustración 118:

a. El tipo de diseño de los fabricantes SIEMENS, ENERCON y el de VENSYS presentan un generador con el estator solidario con el eje del rotor y el rotor del generador es externo y unido al rotor mediante rodamientos.
b. El tipo de diseño del fabricante SCANWIND presenta un eje convencional unido al rotor del generador el cual está posicionado en la parte trasera de la nacelle.

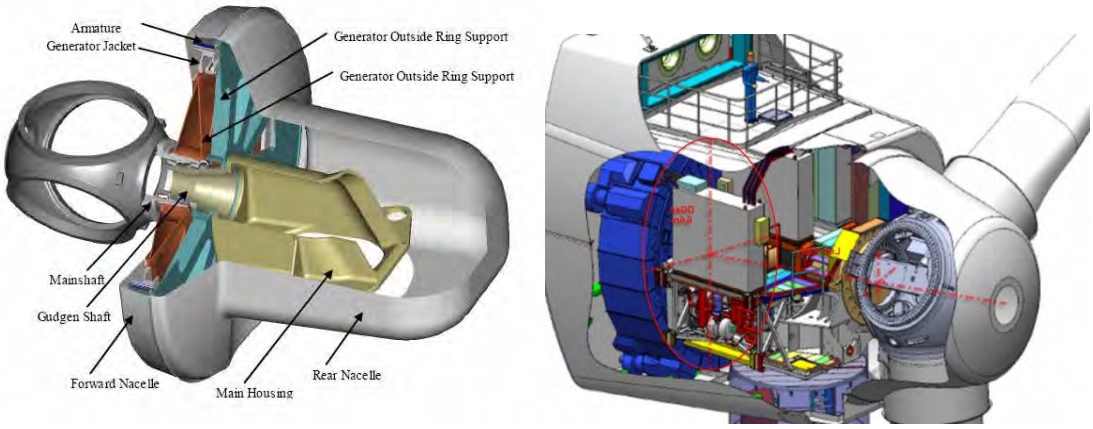


Ilustración 118.- Tipo de Tren de Potencia: DDRH (Direct Drive Rear Hub). Izquierda: Fabricante/Potencia: SIEMENS / 3 MW. Derecha: Fabricante/Potencia: SCANWIND / 3 MW. Fuente: Siemens y Scanwind.

2. *DDFH (Direct Drive Front Hub)*: El generador va montado por delante del rotor exterior al aerogenerador, unido a continuación al rotor y después del rotor se sitúa la nacelle. Es un diseño poco convencional y en fase experimental por parte del fabricante SIEMENS. Se han fabricado unidades de prototipo y las principales ventajas que presenta son: eliminación de multiplicadora, la eliminación de uno de los rodamientos del eje y el ahorro en costes de mantenimiento o cambio de generador debido a su posición que evita tener que desmontar el rotor completo en caso de avería del generador eléctrico (ver Ilustración 119).

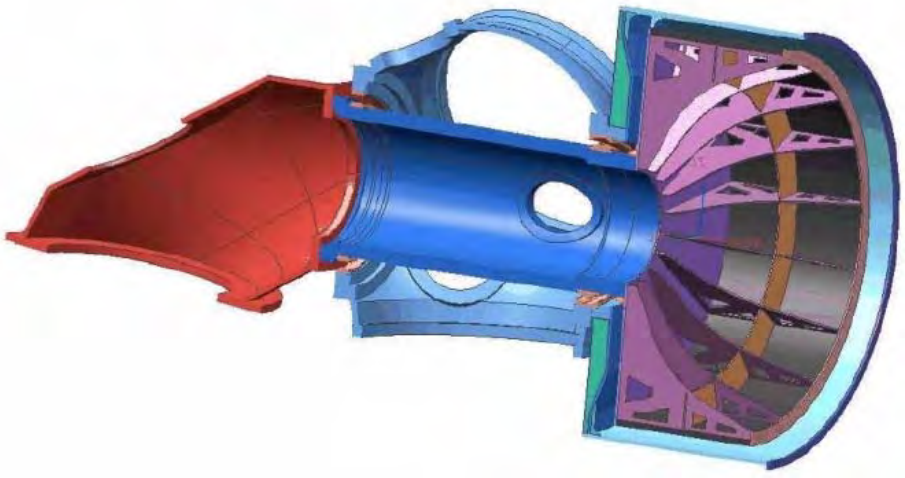


Ilustración 119.-Tipo de Tren de Potencia: DDFH (Direct Drive Front Hub-Accionamiento directo) del fabricante SIEMENS en una máquina de 3 MW. Fuente: Siemens.

Eje principal de baja velocidad: es un sub-componente del tren de potencia y tiene la función de realizar la conexión entre el buje del rotor al eje de baja velocidad de entrada a la multiplicadora. Puede estar fabricado en material de forja o de fundición y en los aerogeneradores modernos la velocidad de giro es muy lenta, unas 10 a 35 revoluciones por minuto (r.p.m.). Por el interior del eje pasan conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos que accionan el sistema de giro de las palas, así como para permitir la lubricación de los rodamientos del eje principal (ver Ilustración 120).

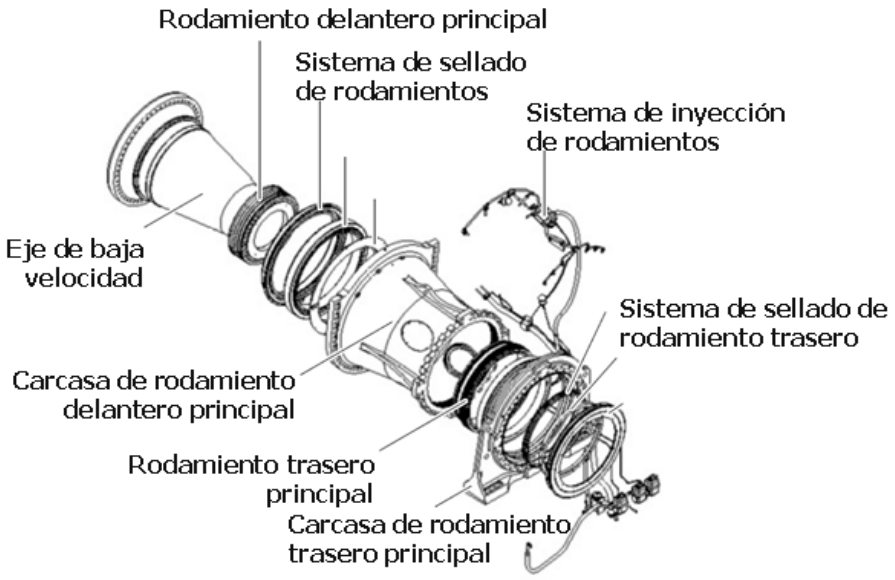


Ilustración 120.- Ejemplo de esquema del conjunto eje principal de baja velocidad de un aerogenerador de tipo compacto. Fuente: Gamesa.

Ilustración 121.- Ejemplo de izado del conjunto eje principal y multiplicadora. Fuente: Elaboración propia.

Rodamientos del eje principal: en la configuración estándar de tren de potencia se montan dos rodamientos en el eje principal de baja velocidad. Uno en la parte delantera próxima al rotor, el cual soporta la mayor parte de las cargas mecánicas, y un segundo rodamiento en la parte de entrada a la multiplicadora. Van montados sobre un soporte mecánico, generalmente de fundición, ensamblado sobre el bastidor principal y a su vez disponen de un sistema de lubricación de los rodamientos (mediante un circuito de aceite o mediante dispensadores de grasa) para garantizar su funcionalidad durante la vida del aerogenerador (ver Ilustración 120 e Ilustración 122).

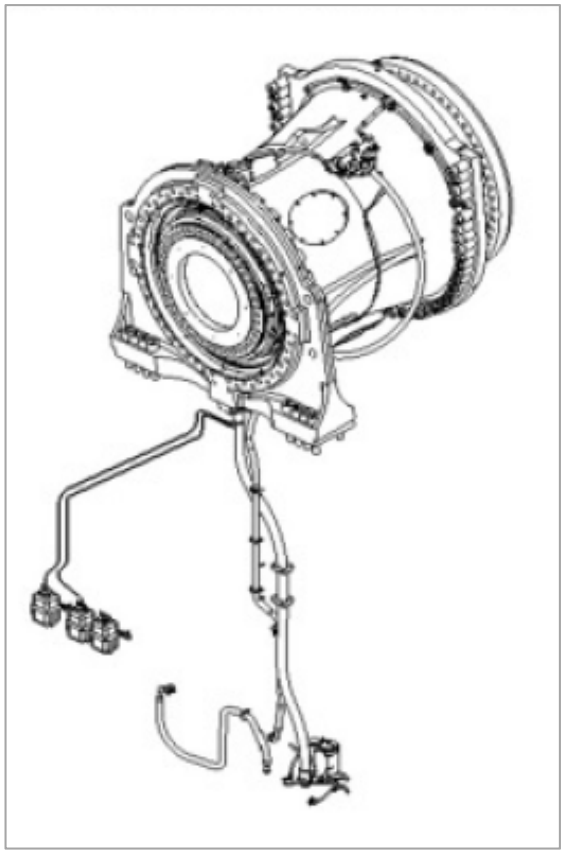


Ilustración 122.- Esquemas del sistema de lubricación de los rodamientos del eje principal utilizados en el tren de potencia de tipo compacto. Fuente: Gamesa.

Multiplicadora: forma parte del tren de potencia del aerogenerador y se instala unida a continuación del eje principal de baja velocidad unido al rotor. Debido a que la velocidad del rotor es de bajas revoluciones por minuto, y para que un generador

eléctrico convencional pueda generador electricidad es necesario transformar la velocidad a bajas revoluciones del eje del rotor del aerogenerador en una velocidad de salida a mayores r.p.m. a la entrada del generador, óptimas para la generación de electricidad. Esta función se consigue mediante un eje de baja velocidad a la entrada de la multiplicadora y varias etapas de multiplicación (dos o tres etapas) mediante engranajes planetarios y ejes paralelos que permiten que el eje de alta velocidad gire a una velocidad en la salida muy superior que la del eje de baja velocidad. El eje de alta velocidad puede girar aproximadamente entre 1.000 y 1.500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico del tipo de alta velocidad. A la relación entre al velocidad de entrada y la velocidad del eje de salida de la multiplicadora se le denomina relación de multiplicación (*gearbox ratio*) que es una característica técnica crítica. Las multiplicadoras presentan un ratio de rendimiento elevado con valores superiores al 95 % (ver Ilustración 123 e Ilustración 124).

Ilustración 123.- Detalle de una sección de una multiplicadora BOSCH-REXROTH, donde se muestran los engranajes y los planetarios de la multiplicadora. Fuente: BOSCH-REXROTH.

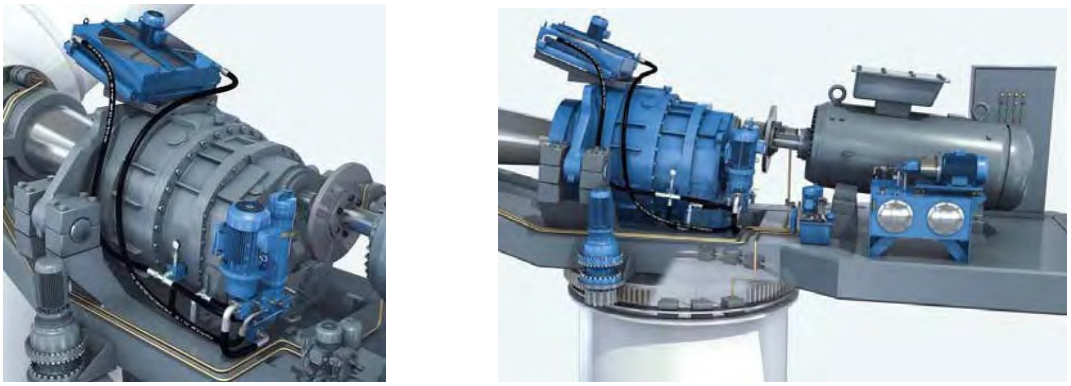


Ilustración 124.- Ejemplo de aplicación en la nacelle de una multiplicadora de varias etapas (izda.) utilizadas para aplicación eólica del fabricante BOSCH-REXROTH y vista del conjunto montado en una nacelle. Fuente: BOSCH-REXROTH.

Como elementos adicionales al sistema de funcionamiento de una multiplicadora se encuentran los *sistemas de lubricación* de la misma, formados por un sistema hidráulico (bombas, tuberías, filtros, depósito) que facilitan el engrase y funcionamiento de la misma, así como un *sistema de refrigeración* (formado por intercambiadores de calor, un circuito de refrigeración, módulos de refrigeración y ventiladores externos) los cuales garantizan las condiciones de trabajo a la temperatura óptima. En la Ilustración 125 se muestra un ejemplo de la configuración de un sistema de lubricación y de refrigeración de una multiplicadora.

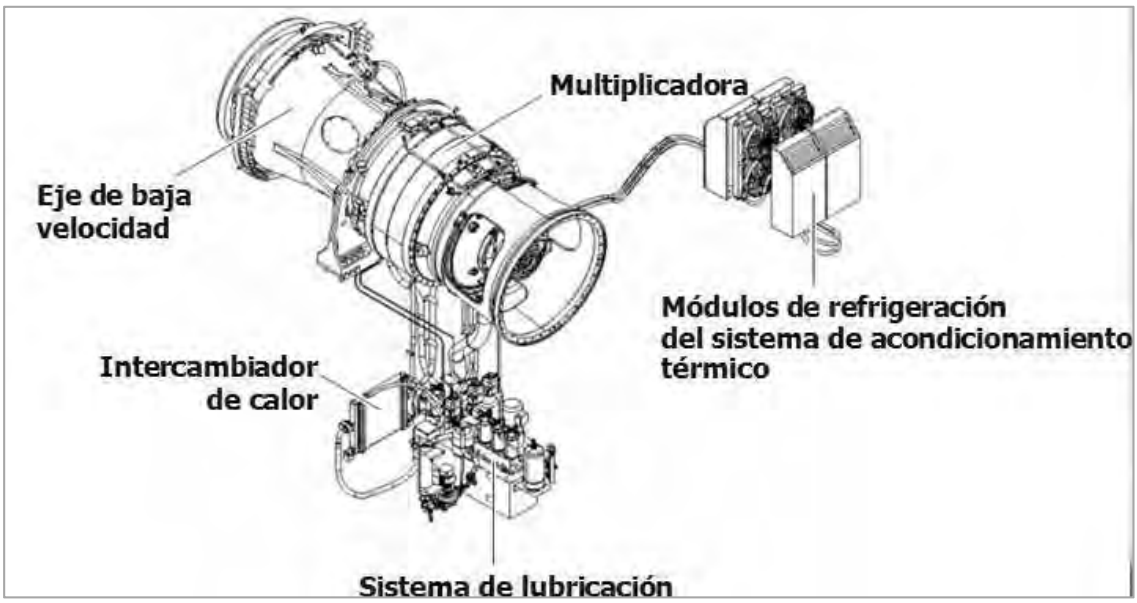


Ilustración 125.- Esquema de sistema de lubricación y refrigeración de una multiplicadora utilizados en el tren de potencia. Fuente: Gamesa.

Freno de disco mecánico: El eje de salida de la multiplicadora está equipado con uno o dos *frenos de disco mecánico* de tipo hidráulico con pinzas de freno, con dos zapatas cada uno, que actúan sobre un disco de freno solidario con el eje de alta. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico del rotor, en caso de emergencia por empalamiento (velocidad excesiva) o durante las labores de mantenimiento de la turbina (ver Ilustración 126).

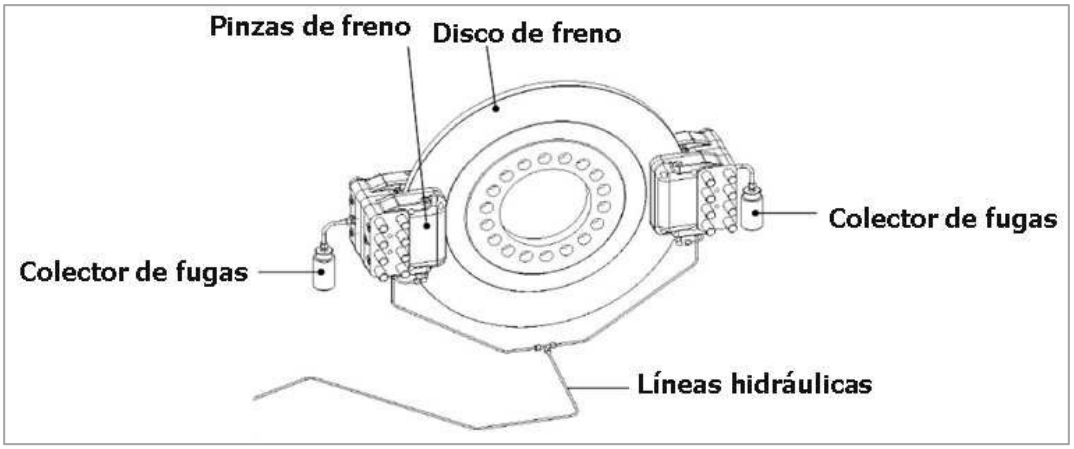


Ilustración 126.- Esquema de sistema de freno de disco mecánico utilizados en el tren de potencia a la salida de la multiplicadora. Fuente: GAMESA.

Acoplamiento mecánico: A continuación de la multiplicadora se instala el *acoplamiento mecánico* del eje de salida de alta velocidad con el generador eléctrico. El diseño de este acoplamiento generalmente es del tipo cardan, o bien de materiales de *composites* o de otro tipo de diseño con materiales mecánicos. Su función es la absorción de los posibles des-alineamientos de los ejes, la absorción de los pares de torsión entre los componentes de unión, así como la de realizar una unión flexible entre el eje de alta velocidad de la multiplicadora y el eje del rotor del generador, ver Ilustración 127.

Ilustración 127.- Ejemplo de acoplamiento mecánico de unión entre el eje de alta velocidad de la multiplicadora y el rotor del generador del fabricante GAMESA. Fuente: Elaboración propia.

Eje de salida de alta velocidad. Su función es la de transmitir todo el par desde el eje de alta a la salida de la multiplicadora hasta el eje de entrada al generador (ver Ilustración 128). Es una pieza generalmente de forja mecanizada que dispone en el extremo de la multiplicadora de un sistema de tornillería mediante unión atornillada para el acoplamiento a la misma.

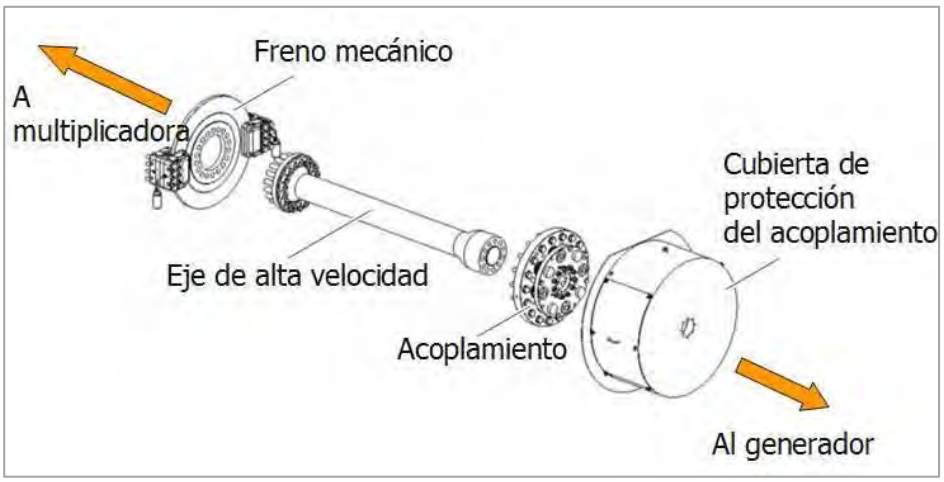


Ilustración 128.- Esquema del sistema de eje de alta velocidad, freno mecánico de la multiplicadora y acoplamiento mecánico al eje del generador. Fuente: GAMESA.

Generador eléctrico: existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador Onshore. Este componente transforma la energía cinética mecánica recibida en el rotor del generador en energía eléctrica, existiendo una fase previa de transformación de la velocidad de entrada a bajas r.p.m en el rotor hasta la velocidad de salida a altas r.p.m. en el eje de alta de la multiplicadora y su conexión al rotor del generador mediante un acoplamiento mecánico. El estator está conectado a los convertidores de potencia. Por el rango de velocidad de rotación del rotor del generador pueden clasificarse en las siguientes tipologías: Baja velocidad (< 300 r.p.m.); Media velocidad (desde > 300 r.p.m. hasta 1000 r.p.m.); Alta velocidad (> 1000 r.p.m.). Los generadores de alta velocidad han sido hasta el presente los más comunes en la aplicación eólica para aerogeneradores de > 100 kW.

Como principales características técnicas de un generador para la aplicación eólica están la potencia activa nominal, el rendimiento (%), el momento de inercia (kgm^2), el factor de potencia capacitivo- inductivo, la clase térmica de los aislamientos (F, H), la tensión de trabajo (V), la frecuencia (Hz), la intensidad nominal (A), pérdidas en carga y en vacío, el peso (kg), el nivel de ruido (dbA), nivel de vibraciones, nivel de armónicos, nº de polos, etc.

Los principales componentes de un generador eléctrico son el rotor (es la parte móvil con rotación en el cual se encuentran los bobinados/pletinas de cobre o los

imanes permanentes, la chapa magnética apilada sobre el eje, el eje del rotor de fundición o forja), los rodamientos del eje del rotor (presentan un sistema de lubricación), el estator (con bobinados/pletinas de cobre, la chapa magnética apilada sobre el eje, la carcasa exterior del estator), la carcasa del generador (en material de calderería o de fundición), los sistemas de refrigeración (mediante un módulo específico de refrigeración por aire o mediante camisa refrigerada por agua-glicol y aire), los sistemas y cajas de conexionado, la instrumentación de medida y control mediante sensores, sistemas de lubricación de los rodamientos (ver Ilustración 129).

Ilustración 129.- Esquema con los diferentes subcomponentes de un generador asíncrono del fabricante ABB (izda) (rotor, estator, carcasa, unidad de refrigeración, etc.); (dcha.) detalle del conjunto generador y detalle del rotor. Fuente: ABB.

En relación con el tipo de generador eléctrico a utilizar en un aerogenerador eólico es necesario definir previamente el tipo de velocidad del mismo, para lo cual se pueden clasificar en varios tipos en función de la velocidad de rotación en operación: velocidad fija, doble velocidad y velocidad variable. Los aerogeneradores del tipo de velocidad fija presentan su máxima eficiencia a una velocidad de punta de pala determinada, por lo que al no variarse la misma en función de las condiciones de viento están trabajando por debajo de su rendimiento óptimo en cuanto a la captura de energía. Su topología (ver Ilustración 130) presenta una multiplicadora con un generador eléctrico asíncrono de jaula de ardilla directamente acoplado a la red por su estator y con unas baterías de condensadores para compensar la energía reactiva que consumen.

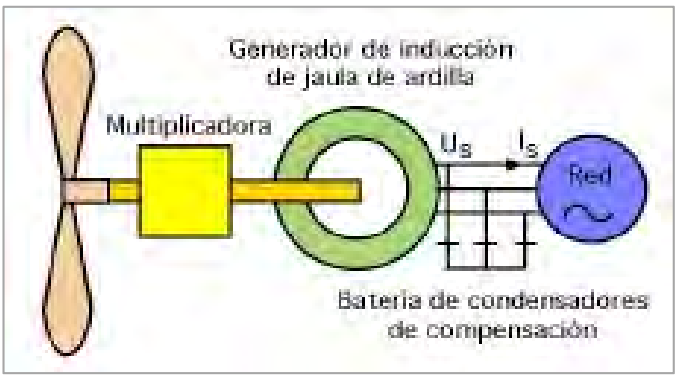


Ilustración 130.- Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad fija con generador asíncrono de inducción de jaula de ardilla directamente conectado a la red por el estator. Fuente: Fernández Díez, 2002.

Los aerogeneradores del tipo de doble velocidad pueden trabajar en dos rangos de velocidad especificados y lo hacen mediante generadores eléctricos del tipo de inducción con dos devanados independientes con cuatro o seis polos y ser conectados alternativamente obteniéndose de esta manera una captura de energía próxima al óptimo.

Los aerogeneradores del tipo de velocidad variable presentan una topología con un generador eléctrico asíncrono de inducción doblemente alimentado con el estator conectado a la red y el rotor conectado a los convertidores de frecuencia que se conectan a la red, siendo posible de esta manera desacoplar la velocidad de rotación de la frecuencia de la red permitiendo que la velocidad del rotor pueda variar y se pueda controlar el par de generador (ver Ilustración 131).

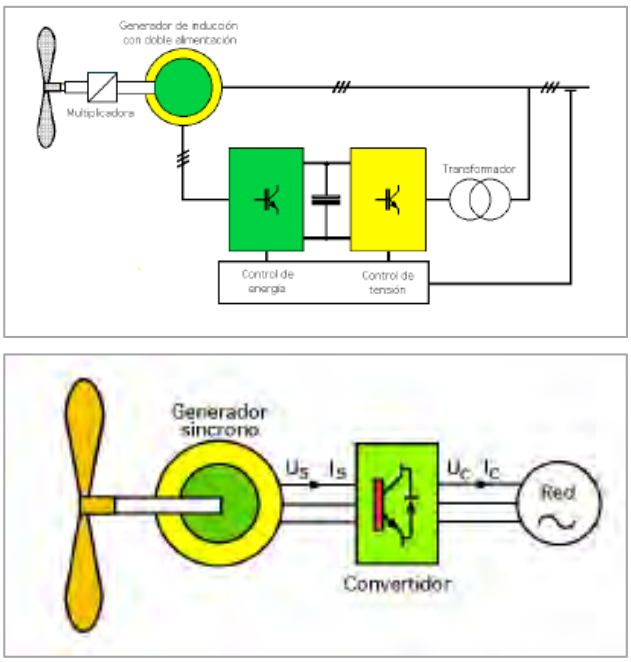


Ilustración 131.- Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad variable con generador asíncrono de inducción doblemente alimentado. Fuente: Fernández Díez, 2002.

Dentro de los tipos de aerogenerador de velocidad variable hay una variante que es el uso de generadores síncronos multi-polos, que no disponen de multiplicadora y en el que la variación de la velocidad en el estator se lleva a cabo mediante convertidores de frecuencia que controlan la potencia de toda la máquina (ver Ilustración 131).

Los generadores de tipo de velocidad variable presentan ventajas desde el punto de vista técnico tales como la variación de la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento manteniendo la eficiencia aerodinámica del aerogenerador; reducción del ruido acústico aerodinámico en el caso de vientos bajos; el rotor del aerogenerador puede actuar suavizando las fluctuaciones de par antes de que entre en funcionamiento el tren de potencia; las ráfagas de viento no implican sobrecargas en la multiplicadora sino que esa energía se emplea en incrementar la velocidad; permite el control de la potencia activa y reactiva pudiéndose mantener el factor de potencia y debido a la reducción de cargas del aerogenerador son los más utilizados en el mercado de aerogeneradores multi-MW. En el caso de los aerogeneradores de velocidad variable con generador síncrono multi-polos las ventajas son la mejora del rendimiento

aerodinámico, la potencia de salida se presenta sin fluctuaciones, la eliminación de la multiplicadora con la reducción de costes asociados. Como desventajas presentan unos mayores costes debido al uso de convertidores de frecuencia, mayores pérdidas, mayor complejidad técnica e incremento de armónicos.

Los generadores eléctricos presentan diferentes tipologías de generación de corriente eléctrica alterna trifásica en función del tipo de tecnología de generador seleccionada (en los aerogeneradores de baja potencia los generadores son de corriente continua), las cuales se describen a continuación.

Generadores Asíncronos

Estos pueden ser pueden ser de varios tipos (ver Ilustración 132).

1. *Asíncronos de Jaula de ardilla o inducción (velocidad fija)*: utilizados en los aerogeneradores más antiguos de paso fijo o *Stall*. Sus principales características técnicas son que se conectan directamente a la red, tienen velocidad de rotación fija (típicamente entre 1.000 y 1.500 rpm) proporcional a la frecuencia de la corriente eléctrica de la red, un tipo de velocidad o dos, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante aletas o por agua con camisa, carcasa exterior en fundición o mecano soldada, rango de potencias hasta los 300 kW.
2. *Asíncronos de Jaula de ardilla o inducción con doble bobinado (velocidad fija)*: utilizados en los aerogeneradores de paso fijo o *Stall*. Sus principales características técnicas son que se conectan directamente a la red, tienen velocidad de rotación fija (típicamente entre 1.000 y 1.500 rpm), un tipo de velocidad o dos, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante aletas o por agua con camisa, carcasa exterior en fundición o mecano soldada, rango de potencias hasta los 2 MW.
3. *Asíncronos doblemente alimentados con excitación (DFIG: Doubly Fed Induction Generator)*: Sus principales características técnicas son que disponen de un estator bobinado directamente conectado, junto con un rotor bobinado conectado a la red por medio de un convertidor de frecuencia y presentan un rango de velocidades de giro limitadas por el

convertidor de frecuencia. El par del generador es regulado por el convertidor de frecuencia lo que garantiza una frecuencia constante en el estator lo cual implica la obtención de un alto rendimiento de producción de energía con buena calidad de energía, especialmente con bajas velocidades de viento. Son utilizados en los aerogeneradores de paso variable o *Pitch*, tienen velocidad de rotación variable (típicamente entre 1000 y 1500 rpm) controlada totalmente, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante módulos de refrigeración, carcasa exterior mecano soldada, diseño modular de subcomponentes pudiéndose realizar a medida del cliente, suministran potencia reactiva, presentan un diseño sencillo y robusto con probada fiabilidad con reducción de cargas de par en el tren de potencia, rango de potencias entre 1 y 2 MW.

4. *Asíncronos doblemente alimentados de velocidad variable (Full Variable Speed Induction Generator)*: Este tipo de generador tiene origen en aplicaciones industriales y ha sido adaptado con éxito para la aplicación eólica. Sus principales características técnicas son que disponen de un rotor bobinado conectado a la red por medio de un convertidor de frecuencia y presentan un rango de velocidades de giro para todo el rango de posibilidades en distintas condiciones de la red, siendo habilitado mediante un sistema de convertidor de frecuencia de plena carga (*Full Converter*) que realiza la conexión entre el rotor y la red eléctrica. El par del generador es regulado por el convertidor de frecuencia lo que garantiza una frecuencia constante en el estator lo cual implica la obtención de un alto rendimiento de producción de energía con buena calidad de energía. Son utilizados en los aerogeneradores de paso variable o *Pitch*, tienen velocidad de rotación variable (típicamente entre 1.000 y 1.500 rpm) controlada totalmente, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante módulos de refrigeración, carcasa exterior mecano soldada, diseño modular de subcomponentes, suministran potencia reactiva, presentan un diseño robusto con probada fiabilidad, rango de potencias entre 2 y 5 MW, es apto para aplicaciones en generadores asíncronos como en generadores síncronos de imanes permanentes.

Ilustración 132.- Diferentes tipos de generadores asíncronos. Modelo de generador asíncrono de inducción de velocidad fija (izda); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad semi-variable (centro); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad variable (dcha.). Fuente: ABB.

Generadores Síncronos

Estos pueden ser de varios tipos como los convencionales, utilizando bobinados en el rotor y en el estator, y de imanes permanentes (montando los imanes permanentes en el rotor y siendo el estator bobinado). En detrimento del modelo de generador síncrono convencional con bobinados, el tipo de generador síncrono con imanes permanentes en el rotor son los que están siendo utilizados de forma mayoritaria en los últimos años en la aplicación eólica en los diferentes rangos de velocidad de giro (alta velocidad, media velocidad y baja velocidad) y en todos los casos utilizando un sistema de convertidor de frecuencia de plena carga o *Full Converter*. Los principales tipos de generadores síncronos se indican a continuación, siendo los más utilizados en la aplicación eólica los del tipo de imanes permanentes:

1. *Síncrono de bajo nº de polos con control de excitación.*
2. *Síncrono multipolar con control de excitación externa* (doble bobinado).
3. *Síncrono de reluctancia conmutada.*
4. *Síncrono multipolar con imanes permanentes* (bobinado en el estator e imanes permanentes en el rotor): sus principales características técnicas son que se están utilizando junto con un sistema de convertidor de frecuencia de plena carga o *Full Converter,* el generador se puede controlar en cualquier condición de la red proporcionando la máxima eficiencia eléctrica y calidad de energía. Existen diferentes tipos de imanes utilizados en el rotor (Neodimio-Hierro-cobalto- NdFeCo; Neodimio-Hierro-Boro- NdFeB,

etc.), los cuales eliminan la necesidad de disponer de excitación adicional; esto conlleva la inexistencia de pérdidas por excitación, mayor eficiencia, alta intensidad, menor tamaño, peso reducido, menores pérdidas en el rotor, menores tensiones térmicas en los rodamientos y en el generador, menor nº de componentes y mayor fiabilidad. En función del tipo de velocidad de giro se sub-clasifican en las siguientes clases de generador:

a. *Velocidad alta*: presentan una configuración similar a los generadores asíncronos doblemente alimentados, pero con menores dimensiones. Sus características técnicas son alta eficiencia, potencia de alta densidad debido a su solución mecánica de alta velocidad, sin anillos de rozamiento, con un rango de velocidades de giro entre 1.000 y 2.000 rpm, con nº de polos de 4 a 8, bajo mantenimiento y rango de potencias desde 2 MW a 5 MW.
b. *Velocidad media*: presentan una configuración similar a los generadores asíncronos doblemente alimentados, pero con menores dimensiones (ver Ilustración 133 e Ilustración 134). Sus características técnicas son alta eficiencia, con un rango de velocidades de giro entre 120 y 500 rpm montado junto con multiplicadoras de 1 ó 2 etapas, multi-polos, alta eficiencia para todo el rango de velocidades del aerogenerador, bajo mantenimiento y rango de potencias desde 1 MW a 7 MW. Existen varias maneras potenciales de integración del diseño de generador de velocidad media con el tren de potencia del aerogenerador: diseño totalmente integrado con la multiplicadora (comparten el mismo bastidor, rodamientos y eje); diseño semi-integrado con la multiplicadora (comparten una brida de anclaje); diseño modular con montaje del generador como unidad independiente de la multiplicadora.
c. *Velocidad baja*: son los del tipo denominado de accionamiento directo (*Direct Drive*), que se exponen en el punto siguiente.

Ilustración 133.- Modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad alta (izda) y esquema de modelo de aerogenerador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (dcha.). Fuente: ABB.

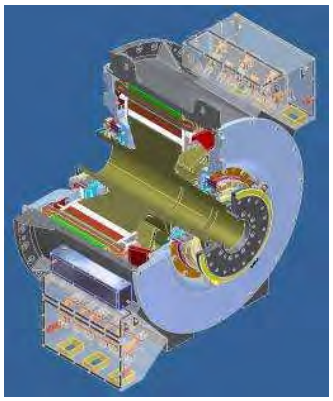
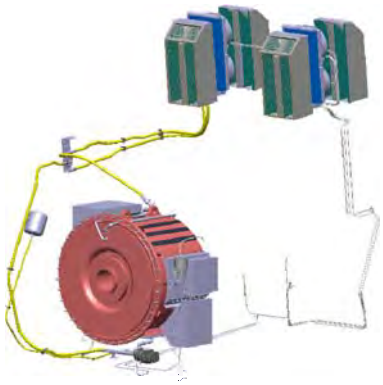



Ilustración 134.- Imagen de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (izda.), sección del interior de un generador de imanes permanentes (centro), sistema de refrigeración mediante camisa refrigerada por agua-glicol e intercambiadores de calor (dcha.). Fuente: GAMESA.

Generadores Direct Drive (Accionamiento Directo)

Estos son generadores del tipo síncrono de imanes permanentes de baja velocidad (< 120 r.p.m.). Pueden presentar un diseño síncrono con bobinados multipolos (con devanados en estator y rotor) o tipo síncrono de imanes permanentes (con devanados en estator e imanes permanentes en el rotor). La configuración del tipo *Direct Drive* tiene el rotor posicionado de forma externa al generador, asumiendo la función de eje principal del aerogenerador o estando unido solidariamente al eje principal, no siendo necesario el montaje de la multiplicadora (ver Ilustración 135 e Ilustración 136). Sus

características técnicas son una unidad compacta e integrada con el aerogenerador, configuración multipolos, velocidad de rotación del rotor baja (típicamente con un rango de velocidades de giro entre 14 y 30 r.p.m.), alta eficiencia, máxima fiabilidad, no necesita excitación externa, bajo mantenimiento, larga duración, bajo costo de ciclo de vida, rango de potencias desde 1,5 MW a 7 MW (actualmente se están desarrollando nuevos generadores del tipo *Direct Drive* para mayores potencias para aplicación Offshore).

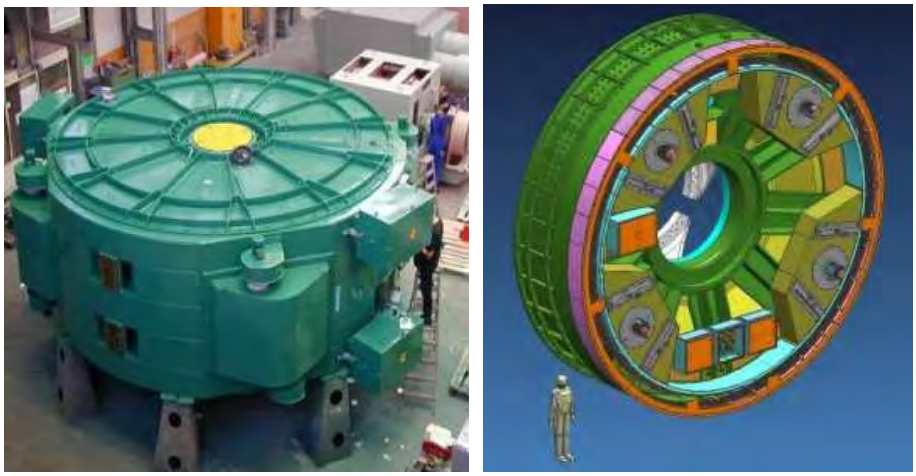


Ilustración 135.- Modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens utilizado en los aerogeneradores 3 MW Onshore del fabricante SCANWIND-GE; sección de un generador Direct Drive del fabricante Converteam (dcha.) para un aerogenerador Offshore de 6 MW. Fuente: SIEMENS y CONVERTEAM.

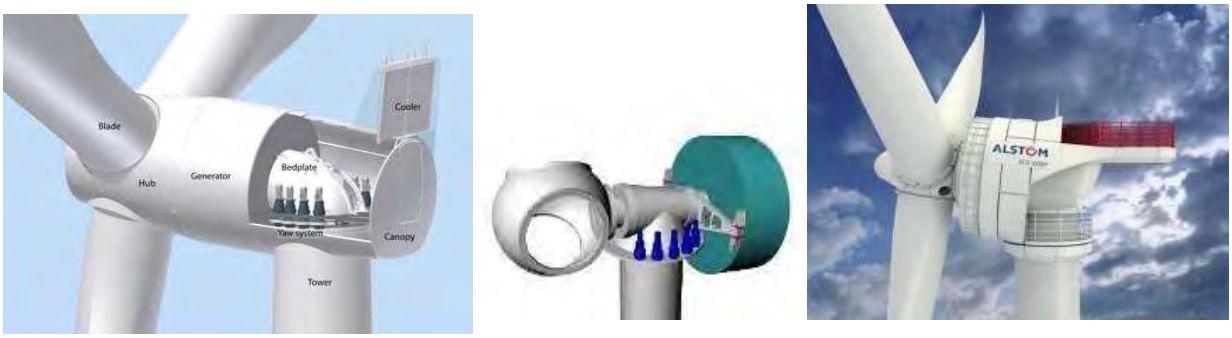


Ilustración 136.- Esquema de configuración de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens (izda.) y esquema (centro) de configuración de la nacelle con un generador tipo Direct Drive; modelo de aerogenerador con generador tipo Direct Drive del fabricante ALSTOM para un aerogenerador Offshore de 6 MW. Fuente: SIEMENS, ALSTOM y CONVERTEAM.

En cuanto a los generadores eléctricos más utilizados hasta el presente en el sector eólico están los de jaula de ardilla con inducción, debido a que presentan un diseño sencillo, robusto bajo índice de mantenimiento, conectados directamente a la red eléctrica y bajo coste frente al resto de tipos de generadores. Se han utilizado hasta el presente en aerogeneradores de potencias bajas y medias (< 2 MW) en aerogeneradores de velocidad constante, debido a la relación de funcionalidad y precio. En los modelos de aerogeneradores con velocidad variable y control de potencia regulada por el sistema de cambio de paso se ha utilizado mayoritariamente, por parte de los fabricantes, los modelos de generador asíncrono con rotor bobinado cuyo valor de deslizamiento permitido es mayor y se puede controlar electrónicamente. En aerogeneradores eólicos multi-MW de potencias superiores a 3 MW se está incrementando la utilización de generadores síncronos de imanes permanentes, debido a que presentan una relación de cumplimiento total de los códigos de conexión a la red eléctrica en los diferentes países en comparación con los generadores del tipo asíncrono, aunque como desventaja técnica presentan mayor peso, mayor complejidad en el diseño y un elevado coste. Respecto a los generadores del tipo *Direct Drive*, se trata de una tecnología ya probada con éxito en aerogeneradores eólicos Onshore, principalmente por parte del fabricante ENERCON (Alemania) desde los años noventa del siglo XX. Como principal ventaja presentan que con esta configuración de generador no es necesaria la instalación de una multiplicadora con los consiguientes ahorros de costes, además de que la velocidad de giro en el eje del generador es baja (< 300 r.p.m.) lo cual conlleva un menor desgaste mecánico de los componentes del aerogenerador en general, menores costes de mantenimiento. Como desventajas están la de un elevado coste en relación a los otros sistemas, debido al incremento de tamaño en diámetro y en peso de generador *Direct Drive*, así como a las dificultades de transporte e instalación en el caso de aerogeneradores multi-MW.

Como síntesis y resumen se presenta la Tabla 4 en la que se presentan las diferentes tipologías de generadores eléctricos y su estado de aplicación en el sector eólico.

Tabla 4.- Comparativa de los diferentes tipos de generadores eléctricos utilizados en los aerogeneradores eólicos. Fuente: CENER, 2005.

Tipo de generador eléctrico	Nivel de Aplicación
Generador asíncrono de rotor de jaula de ardilla	Aplicado en la mayoría de los aerogeneradores antiguos de hasta 300kW
Generador asíncrono de rotor de jaula de ardilla con doble bobinado	Aplicado en la mayoría de los aerogeneradores actuales de media y gran potencia (hasta 1500kW)
Generador asíncrono doblemente alimentado. (maquina con rotor bobinado y sistema de conversión electrónica de cuatro cuadrantes)	Este concepto está utilizado en aerogeneradores de velocidad variable, siendo mayoritario su uso en aerogeneradores de gran potencia
Generador síncrono de bajo número de polos con control de excitación y sistema de conversión electrónica de cuatro cuadrantes	Este concepto está utilizado en algunos aerogeneradores de velocidad variable, siendo minoritario su uso
Generador síncrono multipolar con control de excitación y sistema de conversión electrónica	Este concepto está utilizado en aerogeneradores de velocidad variable, siendo mayoritario su uso a medida que se incrementa la potencia de las máquinas
Generador síncrono multipolar de imanes permanentes y sistema de conversión electrónica	Utilizado mayoritariamente en aerogeneradores de pequeña potencia normalmente para aplicaciones aisladas, y en aerogeneradores de gran potencia (actualmente prototipos)
Generador síncrono de reluctancia conmutada	Actualmente solo en prototipos

Convertidores de Potencia: su función es la conversión de la corriente continua generada por el generador eléctrico en corriente alterna, para después de su transformación por medio del transformador del aerogenerador, inyectarla a la red eléctrica con la forma de onda requerida gestionando de esta forma el tipo de energía producida y sus características técnicas. La configuración que presentan es en forma de armarios eléctricos que incluyen todos los sub-componentes de potencia, control, embarrados de seguridad, rectificación de onda, control de potencia, inductancias, resistencias, transformadores, IGBT (transistores bipolares de puerta aislada), contactores, tarjetas electrónicas, etc. pudiendo ubicarse en el aerogenerador tanto en el compartimento de la nacelle como en la base de la torre (ver Ilustración 137). Los convertidores en los aerogeneradores eólicos suelen ser fundamentalmente de 2 tipos:

Doblemente alimentados (DF= *Doubly Fed*): requieren que tanto el rotor como el estator del generador sean alimentados con corriente. Son la tecnología más convencional y utilizada hasta el presente debido a la relación de prestaciones y costes.

Full Converters: el 100% de la energía producida se convierte primero en corriente continua y posteriormente en corriente alterna a la frecuencia de red (50 ó 60 Hz). Cumplen todas las normativas de códigos de red y son instalados en combinación con los generadores síncronos de imanes permanentes (ver Ilustración 137).

Como principales características técnicas de un convertidor de potencia para la aplicación eólica están la potencia nominal, el rendimiento (%), Soporte a Huecos de Tensión en relación a la potencia del aerogenerador, Cos φ en lado de red, tensión de trabajo (V), la intensidad nominal (A), Factor de potencia, Frecuencia de red: 50 Hz 6% / 60 Hz 5%, Voltaje en lado continua (DC) (V), Ratio de eficiencia (a potencia nominal en %), Intensidad de cortocircuito en el punto de unión de red (kA), entre otros.

Los convertidores de potencia del tipo doblemente alimentados son hoy en día los que más se han utilizado hasta el presente en aerogeneradores de potencias bajas y medias, debido a la relación de funcionalidad y precio, asociados a la utilización de generadores del tipo asíncrono. No obstante, especialmente en aerogeneradores multi-MW de potencias superiores a 3 MW se está incrementando la utilización de convertidores del tipo *Full Converter* junto con generadores síncronos de imanes permanentes, debido a que presentan una relación de cumplimiento total de los códigos de conexión a la red eléctrica en los diferentes países que con otros modelos no se pueden conseguir desde el punto de vista técnico. Otras ventajas adicionales que presentan es el de proporcionar una mayor disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador debido a su configuración y rendimiento. Como desventaja la combinación de generadores síncronos de imanes permanentes junto a convertidores del tipo *Full Converter* presentan un incremento considerable en los costes de los componentes respecto a los convertidores doblemente alimentados DFIM con generadores asíncronos, toda la potencia producida tiene que pasar a través de los *Full Converters*.

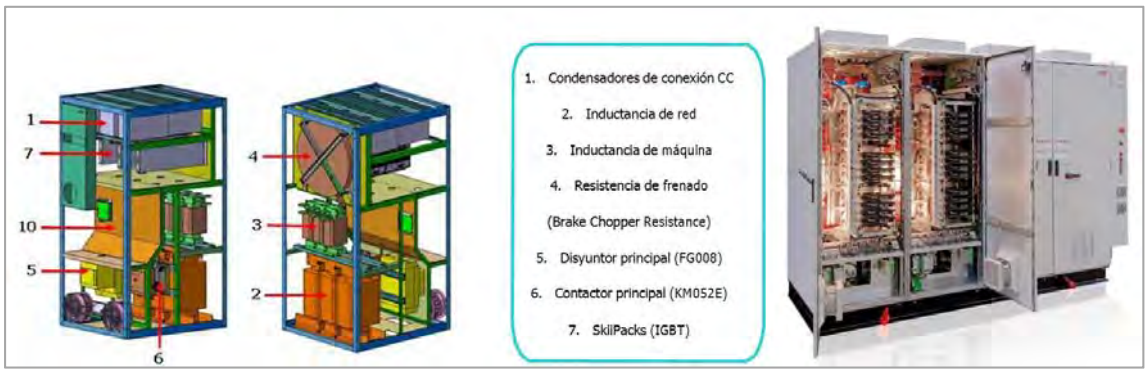


Ilustración 137.- Esquema ejemplo de configuración un modelo de Full Converter con sus principales sub-componentes utilizados en aerogeneradores eólicos multi-MW (izda.) y un modelo de convertidor de plena potencia Full Converter en media tensión (dcha.) del fabricante ABB para aplicación eólica. Fuente: Gamesa y ABB.

Sistema de control electrónico: es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación de la nacelle. El mecanismo de orientación está activado por el sistema de control que monitoriza la dirección del viento utilizando la veleta, anemómetros o los sensores de viento. En caso de cualquier disfunción, automáticamente detiene el aerogenerador y realiza una llamada al ordenador del operario de mantenimiento encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem. El sistema de control de un aerogenerador es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores de pequeña potencia el sistema de control es simple y pasivo; para los de mayor potencia el sistema de control es más complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, etc.). Los principales objetivos de un sistema de control en un aerogenerador son los siguientes:

- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Conseguir que el aerogenerador funcione en relación al viento del emplazamiento (orientación, control de potencia, control de la velocidad, etc.).
- Decisión sobre la conexión-desconexión del generador y realizar los arranques y paradas del aerogenerador.

- Protección del sistema en relación a sobre-velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, etc.
- Maximizar el rendimiento total del sistema.
- Indicación y señalización de posibles averías o funcionamiento incorrecto.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador.

Dentro de la estructura del sistema de control del aerogenerador se pueden diferenciar los siguientes sub-sistemas que hay que gestionar: características mecánicas del sistema de cambio de paso de palas, aeroelasticidad del cambio de paso, par aerodinámico del rotor, comportamiento dinámico del tren de potencia, características eléctricas del generador.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anómala (falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador, velocidad de viento o de rotor excesiva, etc.).

Los actuales sistemas de control para aerogeneradores modernos están basados en sistemas PLC (Controlador de Lógica Programable) u ordenadores industriales conectados a una central vía ordenadores externos o vía *modem* mediante conexión telefónica.

Los sistemas de control en un aerogenerador están integrados principalmente por tres etapas:

1. Etapa de entrada de control: se encarga de conducir las señales de los sensores o transductores distribuidos por todo el aerogenerador hasta el control central con objeto de ser procesadas y enviar las órdenes de mando a los dispositivos de actuación.
2. Etapa de señales de alarma: se encarga de registrar las señales correspondientes a situaciones anómalas de sistemas críticos marcando a su vez prioridades en cuanto a la parada inmediata del aerogenerador por encima de cualquier otra orden.
3. Etapa de salida de control: transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control accionando los actuadores correspondientes.

Anemómetro y sensores de viento: estos componentes están situados generalmente en la parte posterior de la góndola y miden la dirección y velocidad del viento instantáneamente enviando las señales a los sistemas de control del aerogenerador. Estas señales electrónicas son utilizadas por el sistema de control electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza la velocidad de arranque especificada (a partir de aproximadamente 3 m/s), así como para realizar la parada automática del mismo al alcanzar la velocidad de parada (generalmente a los 25 m/s) con objeto de protegerlo de posibles averías, fatiga excesiva o roturas de sub-componentes.

Transformador: su función es realizar la transformación de la tensión de salida de los convertidores de potencia a la tensión de la red eléctrica. La ubicación de los transformadores puede ser o en la parte trasera de la nacelle o en la base de la torre según los tipos de configuración del aerogenerador. Actualmente se están utilizando dos tecnologías de transformadores de potencia para la aplicación en aerogeneradores eólicos (ver Ilustración 138): transformadores de tipo seco (con bobinas de cobre o aluminio encapsuladas en resina) y transformadores de tipo líquido (con bobinas de cobre o aluminio inmersas en un tanque de líquido refrigerante que puede ser aceite, silicona, esteres sintéticos o vegetales). Otro tipo de clasificación de los transformadores viene dada por la aplicación del transformador: ubicación interior, ubicación exterior, ambiente marino, tipo sumergible.

Como principales componentes del transformador podemos citar: las bobinas de alta tensión en cobre o aluminio; las bobinas de baja tensión en cobre o aluminio; la chapa magnética montada en las bobinas; la estructura metálica superior e inferior; las conexiones superiores de alta y baja tensión; el sistema de ventilación forzada en los transformadores de tipo seco; el tanque con aletas de refrigeración en los transformadores de tipo líquido.

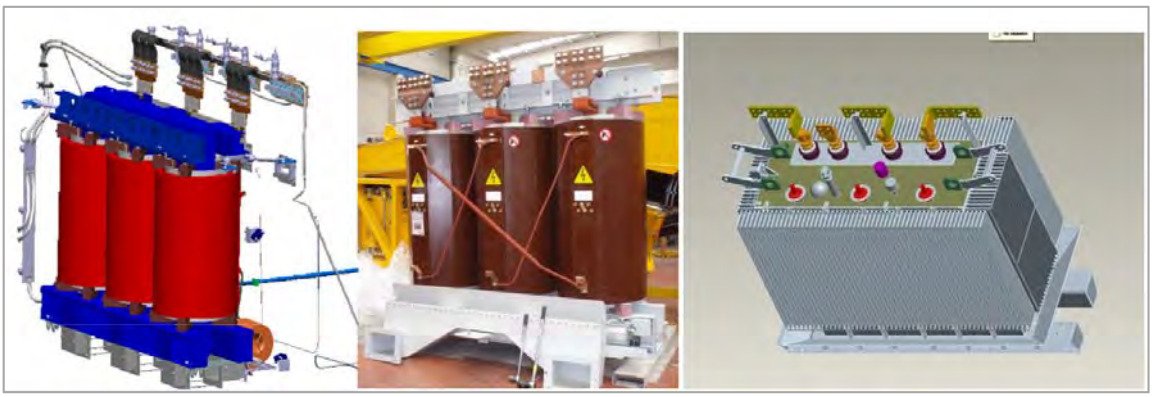


Ilustración 138.- Esquema ejemplo de un modelo de transformador de potencia del tipo seco (izda y centro) del suministrador ABB y del tipo líquido del suministrador CG (dcha.) para su aplicación en aerogeneradores multi-MW. Fuente: ABB.

Como principales características técnicas de los transformadores de potencia para la aplicación eólica podemos citar (fabricantes ABB, CG y Siemens): tensión de transformación (generalmente en el lado de baja tensión del transformador es 690 V ó 400 V y en el lado de media tensión de red a partir de 3,3 kV); potencia nominal (MVA); frecuencia (Hz); impedancia de cortocircuito; intensidad nominal (A); intensidad de arranque o *inrush current* (A); pérdidas en carga y en vacío (%); clase térmica de los aislamientos de los bobinados; incremento de temperatura de los aislamientos de las bobinas; temperatura de trabajo (ºC); potencia reactiva (KVAr); peso y dimensiones exteriores; materia prima de las bobinas en cobre o aluminio; nivel de ruido (dbA); clase climática; resistencia a las vibraciones: eficiencia del transformador (%); caída de tensión, etc.

Sistema de control de orientación: con objeto de aprovechar al máximo la energía del viento, las palas deben presentar una posición perpendicular a la dirección del viento de forma que se pueda obtener el máximo de área de barrido del rotor. Para cumplir esta función el aerogenerador dispone del sistema de control de orientación el cual permite orientar la nacelle girando sobre su base hacia la dirección del viento incidente, la cual está anclada a la parte superior de la torre. La configuración básica del sistema de orientación está compuesta por los siguientes componentes: una veleta o sensores de viento que detectan la dirección del viento; un sistema de control mediante microprocesadores y autómatas que envían señales al sistema de giro para

iniciar su actuación y poder orientar la nacelle en la dirección requerida. Las tecnologías de los sensores de viento pueden ser de varios tipos para poder desarrollar su función de dirección del viento y de medición de la velocidad del viento: tipo veleta con control analógico, tipo de cazoletas con control analógico y del tipo ultrasónico (mide la dirección y la velocidad del viento).

Sistema de giro de la nacelle: el sistema de giro de la nacelle recibe las señales de inicio de actuación de los microprocesadores del sistema de control del aerogenerador, y a partir de ese momento se activan los motores de giro de las moto-reductoras que posibilitan el giro de la nacelle sobre la corona dentada de giro montada en su base. Las principales funciones del sistema de giro de la nacelle son las siguientes: posibilitar la orientación de la nacelle en la dirección del viento; mantenimiento de la orientación de la nacelle en el tiempo; transmisión de las cargas mecánicas desde la nacelle a la torre del aerogenerador; control del enrollamiento y desenrrollamiento de los cables de potencia durante el giro. La configuración básica del sistema de orientación está compuesta por los siguientes sub-componentes (ver Ilustración 139): una corona dentada de giro dentada anclada al extremo superior de la torre, sobre la cual se monta la nacelle; un anillo rodamiento deslizante axial que permite disminuir el rozamiento entre la nacelle y la corona de giro; una corona metálica que actúa como base para la corona dentada de giro; un anillo rodamiento deslizante radial; un conjunto de pinza de freno del sistema de giro compuesto por una parte inferior y una parte superior; unos equipos de moto-reductoras con motores eléctricos de giro y con un engranaje en su extremo (la configuración habitual es entre 4 y 8 unidades por aerogenerador en función de la potencia); un sistema de cuenta vueltas instalado en la corona de giro con objeto de poder controlar el nº máximo de giros de la nacelle y evitar que se produzcan problemas de roturas o enrollamientos de los cables de potencia que bajan desde la nacelle a la base de la torre.

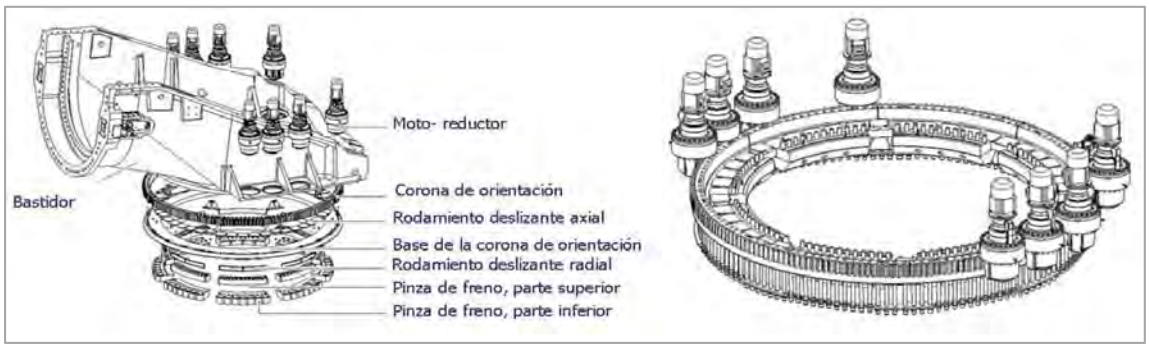


Ilustración 139.- Esquema ejemplo de un sistema de giro con sus principales sub-componentes (izda.) y esquema de detalle del sistema de giro. Fuente: Gamesa.

En el sistema de giro es crítica la configuración de diseño seleccionada de los engranajes de la moto reductora en cuanto a geometría y dureza de los materiales que están en contacto con la corona dentada de giro, ya que el sistema está sometido a un rozamiento constante y es necesario prevenir un desgaste prematuro de los dientes que puede originar averías y paradas de aerogenerador con los correspondientes gastos de desmontaje de la nacelle y de sustitución de los engranajes averiados. En cuanto a la funcionalidad de cada uno de los subsistemas del sistema de giro se procede a realizar una breve descripción de su funcionamiento e interacción con el resto de componentes.

En la Ilustración 140 se muestra como ejemplo el detalle de una configuración de los engranajes de una moto reductora del fabricante *Bosch Rexroth*. Los piñones de reducción de la moto reductora pueden presentar hasta 4 etapas de planetarios en paralelo, siendo el par de retención de la moto reductora el que procede del piñón de salida. Los piñones se lubrican mediante aceite por medio de un sistema de lubricación; los rodamientos del eje de salida de la reductora generalmente se auto lubrican de forma automática. Los motores ubicados en la parte superior de la moto reductora activan los piñones de salida que están en contacto con la corona de giro dentada y activan el giro de la nacelle sobre la corona de giro dentada, proporcionando una retención adicional cuando el sistema de orientación está frenado debido a vientos intensos. La moto reductora está controlada generalmente por medio de unos convertidores de frecuencia que realizan la función de controlar el par de los piñones

de salida y su velocidad, manteniendo un par uniforme entre todos los motores instalados en el sistema de giro de la nacelle.

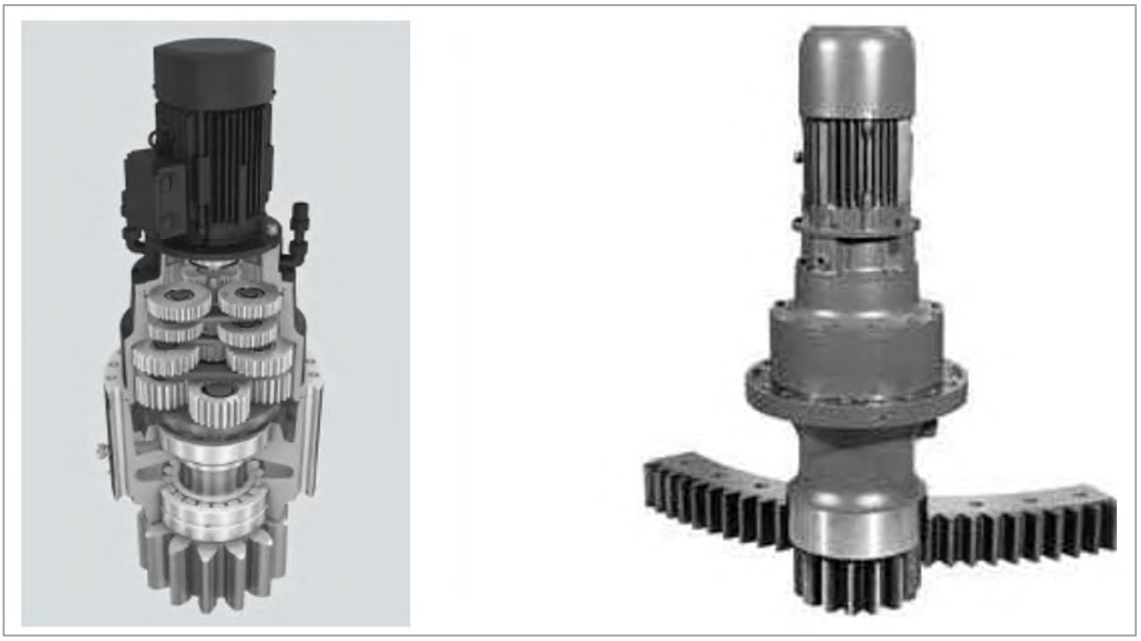


Ilustración 140.- Esquema ejemplo de una moto reductora del sistema de giro (izda.) y esquema de detalle de una moto reductora con el piñón y la corona de giro del fabricante BOSCH REXROTH. Fuente: BOSCH REXROTH

La corona de orientación del sistema de giro está soldada a la parte superior de la torre del aerogenerador y está atornillada a la base de la corona de giro; actúa como un engranaje dentado en contacto con los piñones de la moto reductora, soportando y transmitiendo las cargas mecánicas desde la nacelle a la torre. La base de la corona de orientación constituye una superficie deslizante cuando la nacelle gira y actúa como un disco de freno en el caso de que el sistema de orientación se encuentre frenado; asimismo, junto con la corona de orientación transmite las cargas mecánicas hacia la torre.

El rodamiento deslizante axial facilita el movimiento de giro respecto a la nacelle y soporta el peso de la nacelle y de las pinzas de freno, contribuyendo a proporcionar el par de retención del sistema de orientación. El rodamiento deslizante radial posibilita que el bastidor de la nacelle pueda girar; soporta a su vez el peso procedente del rotor y tienen la función de ajustar la distancia entre la

corona de orientación y los piñones de la moto reductora. Ver Ilustración 141, con el detalle seccionado de los diferentes subcomponentes del sistema de giro mencionados anteriormente.

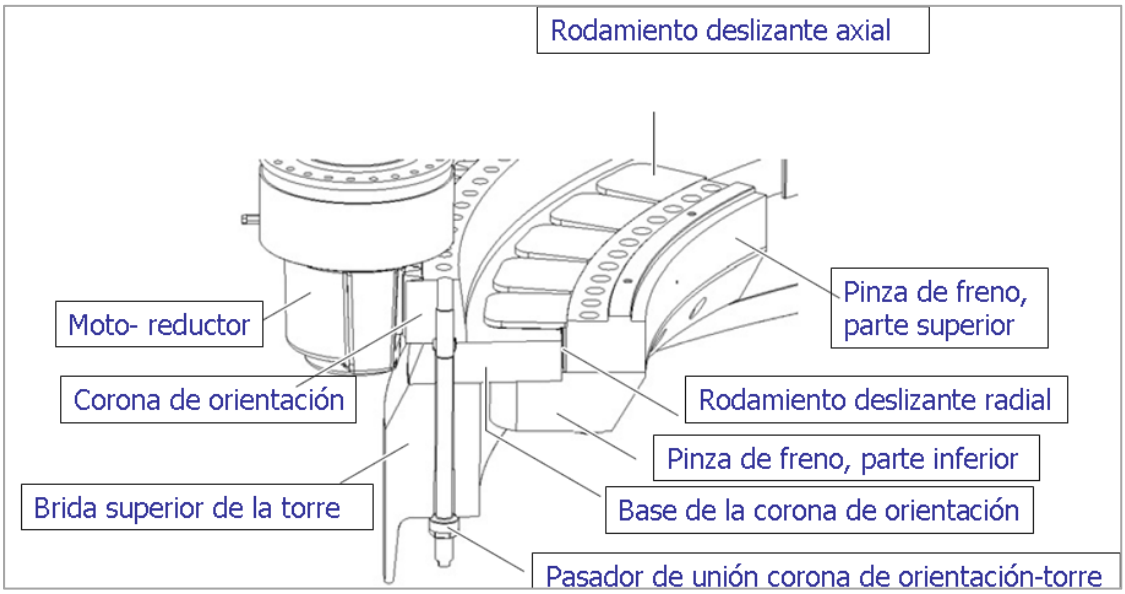


Ilustración 141.- Esquema ejemplo de un detalle del sistema de giro con los principales sub-componentes de la parte de las pinzas de freno. Fuente: Gamesa.

El conjunto de pinzas de freno del sistema de giro es generalmente un sistema de frenos hidráulicos compuesto por una parte inferior con unas zapatas de freno de tipo pasivo actuando mediante su coeficiente de fricción y unas zapatas de freno activas que se desplazan verticalmente en función de la actuación requerida por el sistema (Ilustración 142), y una parte superior, todas ellas partidas en varios sectores. Su función es controlar el giro de la nacelle y de la corona de giro actuando según se requiera para limitar el movimiento del sistema de giro. Las pinzas de freno presentan un sistema automático de lubricación por medio de grasa.

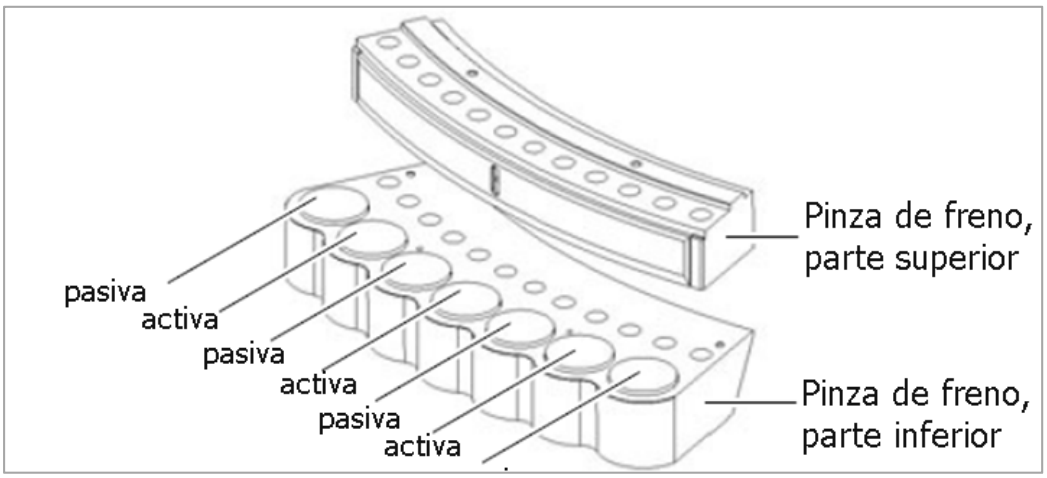


Ilustración 142.- Esquema ejemplo de un detalle del conjunto de pinzas de freno del sistema de giro con las zapatas activas y pasivas en la parte inferior de la pinza de freno. Fuente: Gamesa.

Bastidor principal: sus principales funciones son el de ser el soporte principal de la mayor parte de los componentes montados sobre la nacelle (tren de potencia, generador eléctrico, convertidores, carcasa exterior, sistema de refrigeración, etc.), transmitir a la torre las cargas mecánicas que se producen entre los componentes y el rotor, formar parte de la conexión a tierra del sistema de transmisión de rayos y relámpagos. Se une a la parte superior de la torre por medio de la corona del sistema de giro. En los aerogeneradores de gran potencia el bastidor principal está fabricado en material de fundición y es mecanizado posteriormente (ver Ilustración 143); en algunos modelos de aerogenerador de menor potencia el bastidor puede ser fabricado mediante vigas metálicas soldadas. En el caso de que exista una estructura trasera o bastidor trasero, esta es generalmente fabricada en acero mecano-soldado, que se une al bastidor principal mediante uniones atornilladas, en la cual se montan el resto de componentes internos de la nacelle (ver Ilustración 144).

Ilustración 143.- Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor principal fundido y mecanizado (izda.) utilizado en aerogeneradores del fabricante Gamesa y bastidor fundido en el fabricante de fundición Sakana. Fuente: Gamesa y Sakana.

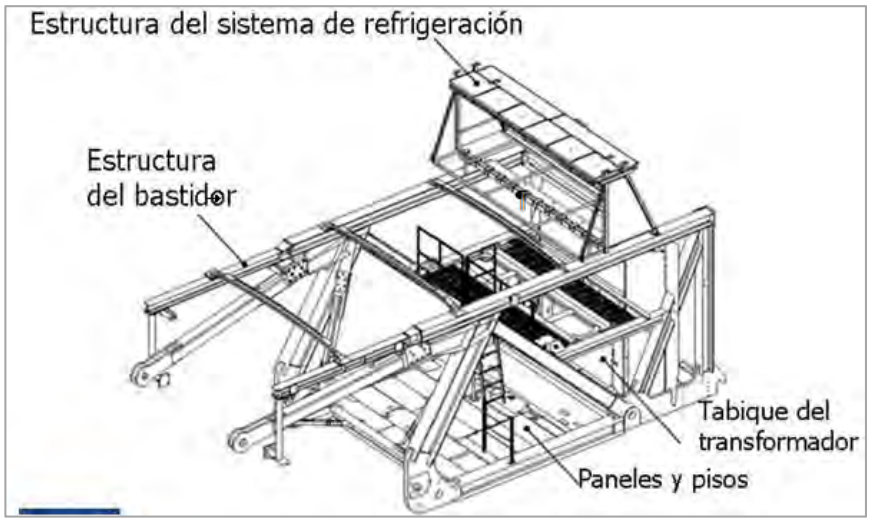


Ilustración 144.- Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor trasero mecanizado-soldado utilizado en aerogeneradores. Fuente: Gamesa.

Grupo hidráulico. El aerogenerador Onshore dispone de un sistema hidráulico principal cuya principal funcionalidad es la de suministrar presión hidráulica por medio de circuitos de aceite a los subsistemas del aerogenerador, fundamentalmente a los cilindros hidráulicos del sistema de regulación de potencia (*Pitch system*), al sistema de freno mecánico del eje de alta velocidad de la multiplicadora, a los frenos de orientación del sistema de giro, a los cilindros del sistema de bloqueo del rotor (*Rotor lock*). Como principales sub-componentes del grupo hidráulico principal (ver Ilustración 145 con

un esquema general de los diferentes sistemas a los que suministra presión y ver Ilustración 146 con los principales sub- componentes del grupo hidráulico) están los medidores de nivel de aceite, sensores de temperatura, filtro de aire, filtros de aceite, bombas, motores, acumuladores, bloques de válvulas, sistema de refrigeración y de calefacción, depósito de aceite.

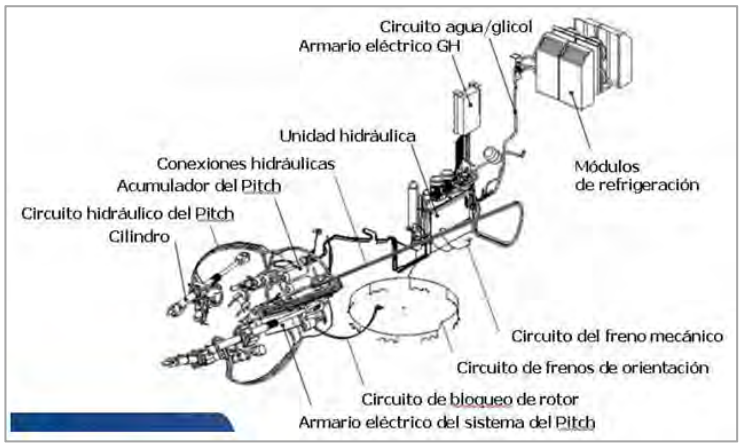


Ilustración 145.- Esquema ejemplo de un grupo hidráulico y los sistemas a los que suministra presión hidráulica en un aerogenerador Onshore .Fuente: Gamesa.

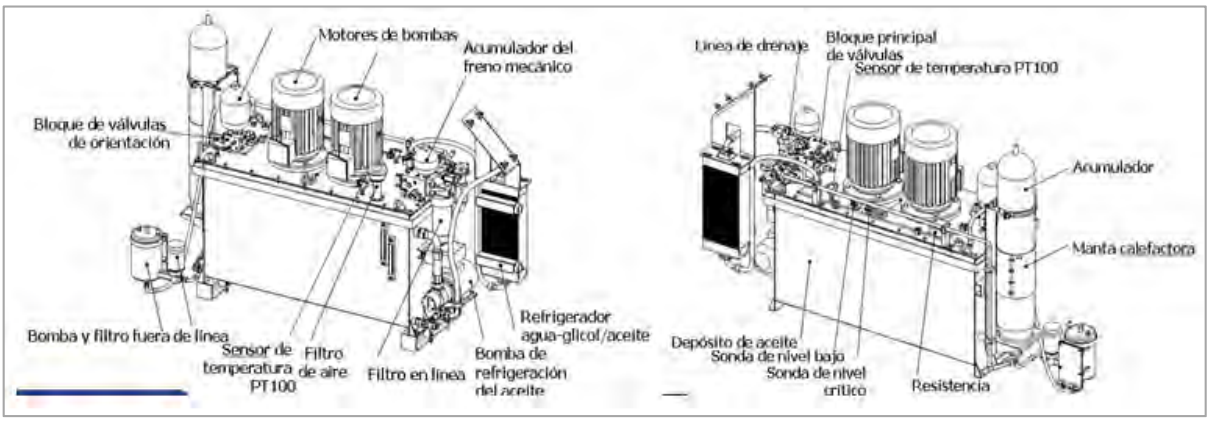


Ilustración 146.- Esquema ejemplo de un grupo hidráulico para aplicación en aerogeneradores eólicos y los subcomponentes principales del mismo. Fuente: Gamesa.

Sistema de freno del rotor (Rotor Lock): consiste en un sistema hidráulico de bloqueo del conjunto rotor del aerogenerador durante las tareas de mantenimiento del mismo.

Está instalado en el bastidor principal en la parte del rotor y consta de un bloque de válvulas hidráulicas, una bomba manual, un sistema de dos cilindros hidráulicos, donde una vez accionados los cilindros se introducen los extremos de los vástagos en unos orificios disponibles en el rotor (Ver Ilustración 147).

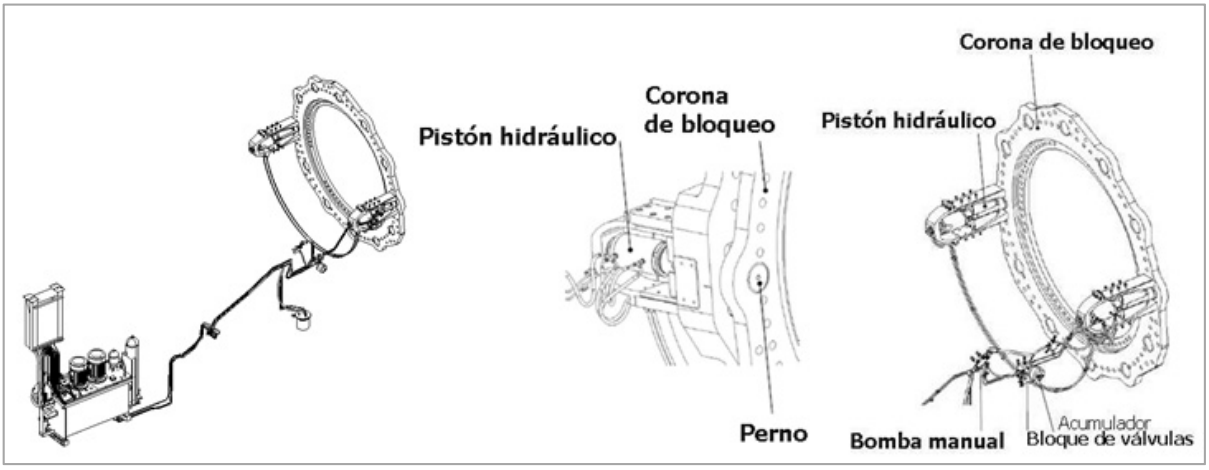


Ilustración 147.- Esquema ejemplo de un sistema de freno del rotor (Rotor Lock) para aplicación en aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa.

Grúas móviles y fijas: son grúas instaladas en el interior de la nacelle. La tipología general de grúas utilizada en los aerogeneradores eólicos es fundamentalmente de dos tipos: grúas móviles y grúas fijas. La función de la grúa móvil es la de desplazar y transportar herramientas en el interior de la nacelle para realizar labores de mantenimiento y reparación. Consta de una estructura metálica de puente grúa móvil que permite un movimiento transversal a lo largo de la longitud de la nacelle transportando cargas, motores eléctricos, un mecanismo de engranajes de grúa, recogiéndose la cadena de la grúa en una bolsa (ver Ilustración 148). La grúa fija tiene la función de izar y bajar materiales y herramientas a la nacelle y desde la nacelle al suelo. La estructura de la grúa fija se encuentra unida a la estructura metálica de la nacelle mediante uniones atornilladas y puede absorber las fuerzas de carga mientras se izan o se bajan materiales desde la nacelle, transmitiéndose las mismas al bastidor principal. Existe una limitación de cargas de izado en función del tipo de polipasto y la potencia del motor, necesitándose grúas exteriores al aerogenerador para poder izar pesos de varias toneladas. Los principales componentes de la grúa fija son las

estructuras de soporte, el brazo de la grúa, las poleas, el cabestrante con su limitador de carga, los cables metálicos de unión (ver Ilustración 148).

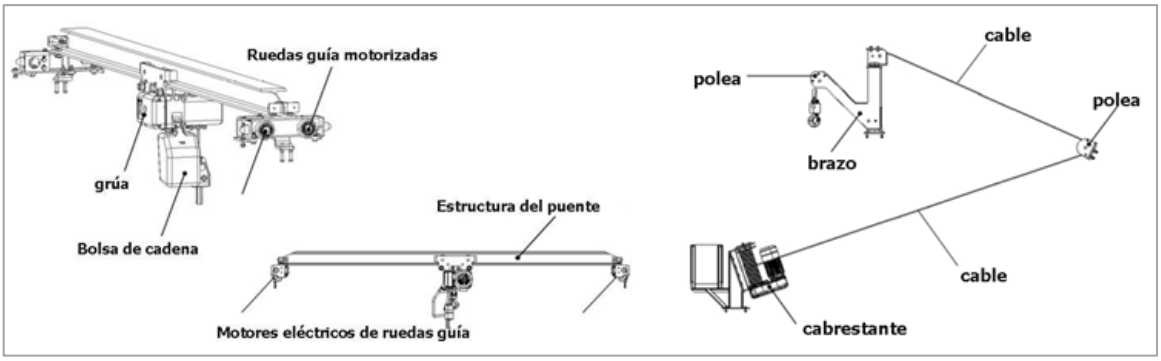


Ilustración 148.- Esquema ejemplo de un sistema de grúa móvil (izda.) y un sistema de grúa fija (dcha.) utilizado en nacelles de aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa.

Unidad de refrigeración: el sistema de refrigeración de un aerogenerador tiene como funciones principales el mantener unas condiciones específicas de temperatura en el interior de la nacelle y en el entorno de los principales componentes a la temperatura especificada, así como la de proporcionar un sistema de evacuación y disipación del calor generado en los componentes críticos instalados en la nacelle, tales como la multiplicadora, el generador eléctrico, los convertidores de potencia y el grupo hidráulico; el sistema debe garantizar la ausencia de condensaciones en el interior de la nacelle debido a los diferenciales de temperatura entre el exterior y el interior del aerogenerador. Los sistemas de refrigeración utilizados en aerogeneradores Onshore se subdividen a su vez en sistema de refrigeración para tratamiento de la disipación de calor del circuito de enfriamiento (denominado *Cooling System*) y el sistema de enfriamiento y circulación de aire denominado *Thermal*. El sistema de refrigeración para tratamiento de la disipación de calor del interior del aerogenerador puede ser activo (mediante sistemas de refrigeración forzada del circuito por medio de ventiladores) o pasivo (el flujo natural del aire realiza la propia disipación del calor en el interior de la nacelle sin necesidad de circulación forzada).

Los principales componentes del sistema de refrigeración de un aerogenerador Onshore son los siguientes: Unos módulos de refrigeración instalados generalmente en la parte superior de la nacelle los cuales se componen a su vez de un sistema de moto-ventiladores eléctricos, unos intercambiadores de calor agua-

glicol utilizados para disipar el calor del fluido proveniente de los sistemas internos de la góndola y unos silenciadores para disminuir el ruido de los ventiladores; bombas de recirculación del refrigerante agua-glicol; un depósito de expansión; tuberías del circuito, válvulas y sensores de temperatura del líquido del circuito. En caso de que se disponga de multiplicadora existen sistemas de refrigeración por aceite empleado para enfriar el aceite del circuito multiplicador. Algunos aerogeneradores Onshore tienen generadores eléctricos refrigerados por agua.

El sistema de tratamiento térmico del aire (*Thermal)* en la nacelle funciona generalmente en combinación con el circuito de refrigeración del aerogenerador (ver Ilustración 149) y lleva a cabo el control del flujo de aire que entra por una trampilla en la parte delantera del aerogenerador y su posterior salida por la zona trasera de la nacelle garantizando una temperatura específica en el interior de la misma mediante circulación forzada por medio de ventiladores y silenciadores (ver Ilustración 150). Dispone de un sistema de ventiladores de extracción y de silenciadores para la reducción de las emisiones acústicas.

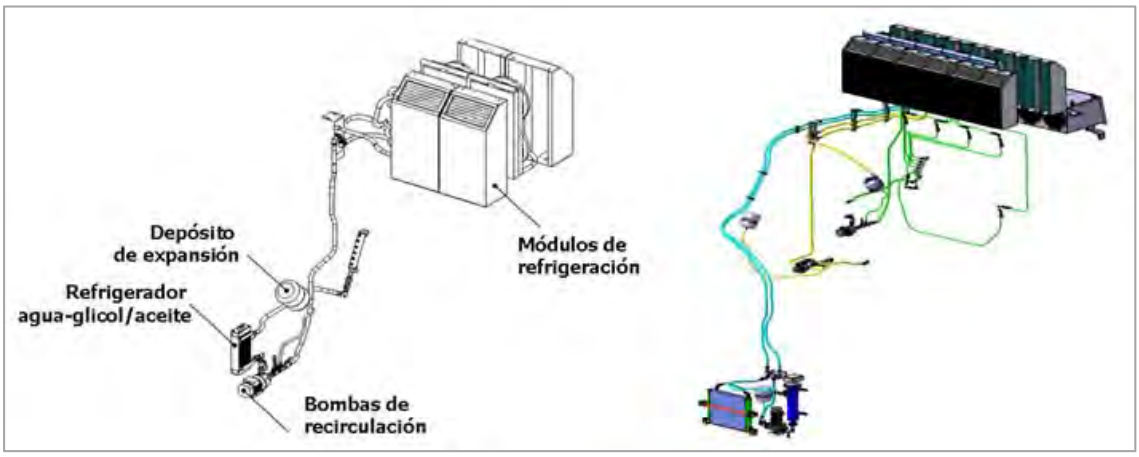


Ilustración 149.- Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de sus principales sub- componentes. Fuente: Gamesa.

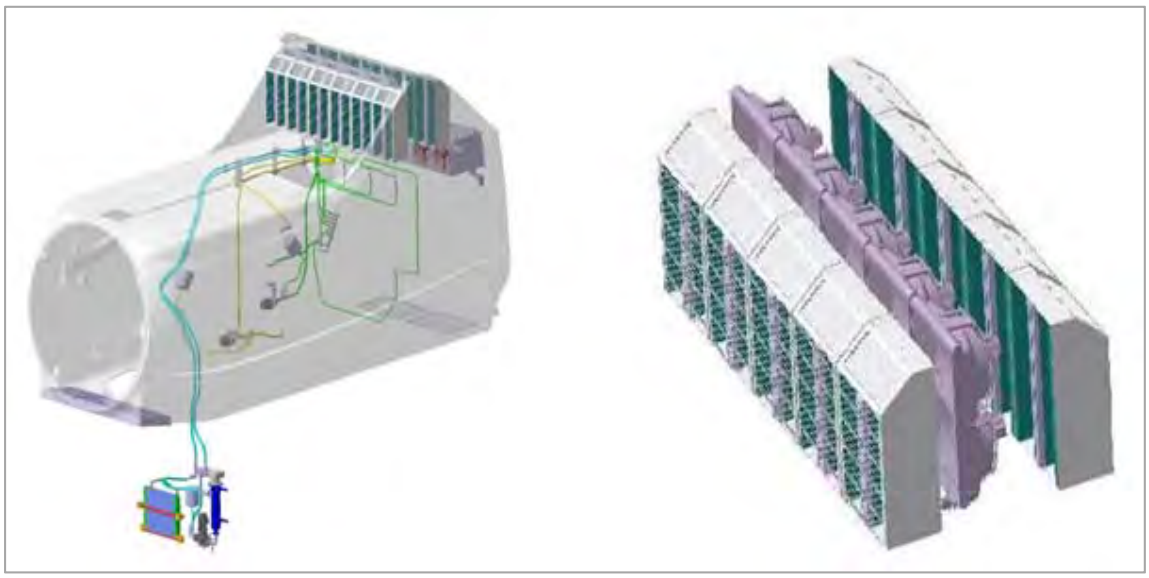


Ilustración 150.- Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de un sistema Thermal (izda.) y de un sistema de intercambiadores de calor con moto-ventiladores y silenciadores del fabricante Nissens. Fuente: Gamesa y Nissens.

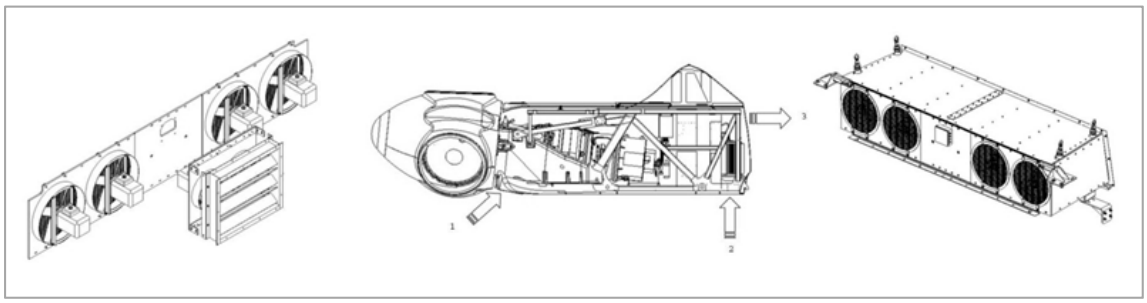


Ilustración 151.- Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración térmico del aire de la nacelle de aerogeneradores eólicos mediante (izda.) y de los sistemas de ventiladores de extracción y silenciadores de un sistema Thermal (dcha.). Fuente: Gamesa y Nissens.

Carcasa exterior de fibra: sus funciones principales son la protección de la maquinaria montada en la nacelle de las condiciones meteorológicas externas, proporcionar soporte a los sistemas de sensores de viento y de balizamiento, soportar los módulos de sistemas de refrigeración cuando existan, evitar tipologías de recubrimientos de alta corrosión y sellados, aislar de las emisiones acústicas de la maquinaria de la nacelle y presentar un perfil aerodinámico en el conjunto para evitar

que se produzcan turbulencias en la zona de sensores de viento. El diseño de la carcasa como conjunto debe contemplar la facilidad de apertura de la carcasa y practicidad para el montaje y desmontaje de piezas de recambios así como para realizar labores de mantenimiento o sustitución de grandes componentes como multiplicadora o generador eléctrico. Adicionalmente deben presentar un diseño con una estética aceptable al ser uno de los elementos más visibles tanto en campo como en los catálogos comerciales. Las carcasas están fabricadas generalmente en material de fibra de vidrio o en poliéster, con moldes y mediante un proceso de fabricación por infusión de vacío generalmente.

En base a los condicionantes anteriores los fabricantes de aerogeneradores disponen de multitud de diseños diferentes en función del tipo de forma geométrica requerida, la aerodinámica de la nacelle y de la distribución en planta que tienen las nacelles en función de los componentes internos que se incorporan en las mismas. Las características técnicas de las góndolas o nacelle consideradas por los fabricantes de aerogeneradores son las siguientes (datos obtenidos de los fabricantes de aerogeneradores en función de las fichas técnicas de producto y de la información comercial disponible públicamente):

- Geometría exterior: Geometría en forma de paralelepípedo, Geometría en forma cónica, Geometría en forma cilíndrica, Otros diseños.
- Tipo de material de la carcasa de la góndola: fibra de vidrio / Poliéster / Otros.
- Dimensiones (largo, ancho, alto): metros.
- Peso (Toneladas).
- Rotor (distancia en voladizo): m.
- Distancia al primer rodamiento desde el centro de la torre: m.
- Offset Vertical de la brida superior de torre: m.
- Tolerancia de extremo en la punta de la nacelle al centro de la torre: mm.
- Color exterior: según la normativa internacional RAL.

Hay que destacar claramente dos modelos fundamentales de geometría en las carcasas exteriores de las nacelles las cuales están a su vez condicionadas en cuanto a dimensiones por los siguientes condicionamientos técnicos:

- Tipo de tren de potencia y generador eléctrico que montan: Sistema con Multiplicadora o Sistema Direct Drive (accionamiento directo sin multiplicadora).
- Ubicación del Sistema de refrigeración: externo / interno a la nacelle.
- Condicionamientos de la aerodinámica en la geometría de la Nacelle: cónica, paralelepípedo, cilíndrica, otros.
- Condicionamientos estéticos y de imagen del fabricante en el mercado.
- Condicionamiento debido a las dimensiones de los componentes internos (multiplicadora, generador, transformador, bastidores, etc.).

Las dimensiones de las carcasas exteriores de la nacelle son mayores en el sistema de aerogenerador convencional con tren de potencia con multiplicadora y a continuación el generador ya que el eje principal presenta mayor longitud total. Por el contrario los sistemas de aerogenerador del tipo *Direct Drive* (accionamiento directo y sin multiplicadora) presentan unas dimensiones exteriores de carcasa mucho más reducidas debido a que el generador eléctrico y el eje del rotor están integrados y la longitud total del conjunto es mucho menor que en el tipo con multiplicadora.

Los fabricantes de aerogeneradores utilizan carcasas no estandarizadas con otros fabricantes.

Existe una gran diversidad de formas geométricas para modelos de la misma tecnología y potencia. Evolución de los diseños para presentar una imagen de producto más atractiva desde el punto de vista estético.

Cada modelo de aerogenerador utiliza un diseño específico con la correspondiente inversión en moldes de fabricación para cada carcasa.

No existen economías de escala en la fabricación de carcasas externas de nacelle entre los fabricantes entre si y tampoco en el propio fabricante de aerogeneradores en modelos diferentes.

De lo indicado anteriormente se infiere un aspecto de mejora de costes totales del producto a ser desarrollado. Aspectos como la creación de plataformas de producto comunes en cada fabricante con sub- componentes de carcasa estandarizados y comunes a varias plataformas son posibles propuestas potenciales a evaluar desde el punto de vista de reducción de costes CAPEX.

Ilustración 152.- Ejemplos de diferentes tipos de carcasas exteriores de nacelle de los fabricantes de aerogeneradores. Fuente: VESTAS, ENERCON

4.2.3.1.2. Rotor

El rotor está compuesto por las palas, el buje, el rodamiento de pala y el sistema de cambio de paso (*Pitch system*) en el caso en que exista. Dentro del conjunto rotor, el buje está acoplado al eje principal de baja velocidad del aerogenerador y se ensambla a la parte delantera de la nacelle. En el buje se montan los rodamientos de pala que permiten el giro de las palas, y las palas se montan a su vez sobre los rodamientos de pala por medio de uniones atornilladas. La función del rotor es la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica, convirtiendo la fuerza del viento en energía rotatoria del eje principal del aerogenerador, siendo más elevada la energía producida cuanto mayor sea el área barrida por el rotor lo que está directamente relacionado con el diámetro de rotor.

La configuración del rotor puede ser de varios tipos en función del tipo de control de potencia del aerogenerador: rotor de paso variable (*Pitch Control*), rotor con regulación activa de paso con pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*) y rotor de

paso fijo (por pérdida aerodinámica o *Stall Control*) los cuales se han desarrollado en el apartados anteriores, según el tipo de paso o control de potencia. En función del sistema instalado en el aerogenerador se dispondrá o no de un sistema de cambio de paso: puede ser del tipo hidráulico o eléctrico en el caso de utilizar control de potencia por cambio de paso variable (*Pitch Control*) y de tipo hidráulico en el caso de utilizar un sistema con regulación activa de paso con pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*).

Se describen a continuación en los siguientes sub-apartados, los principales sub-sistemas y sub- componentes que van montados en el buje de un aerogenerador Onshore.

Buje fundido y mecanizado: sus principales funciones son llevar a cabo la unión de las palas del aerogenerador con el conjunto de la nacelle permitiendo el giro de las mismas, alojar en su interior el sistema de cambio de paso (hidráulico o eléctrico) para el control de potencia, transferir todas las cargas mecánicas de las palas al eje principal del aerogenerador, proporcionar soporte mecánico al bastidor mecánico del cono de fibra para su montaje. La tipología del buje utilizado en aerogeneradores multi-MW de tres palas es de tipo fijo acoplado al eje principal de baja velocidad; existen bujes de tipo basculante utilizados en aerogeneradores de dos palas y de una pala, con objeto de compensar las cargas dinámicas generadas por el desequilibrio en la rotación creado por la descompensación de cargas de los modelos bi- pala y mono-pala. El buje es un componente fabricado en material de fundición y posteriormente mecanizado (ver Ilustración 153), al cual está atornillado el rodamiento de las palas. Debe ser fabricado de acuerdo a tolerancias precisas en el mecanizado para garantizar la plenitud de las caras de apoyo y atornillado de los rodamientos de palas y de fijación al eje principal. En el interior del buje se aloja el sistema de cambio de paso con todos sus componentes mecánicos, eléctricos e hidráulicos, conectándose dichos elementos a través de un sistema de juntas rotativas eléctricas e hidráulicas.

Ilustración 153.- Imagen de un buje fundido de aerogenerador eólico del suministrador Sakana (izda.) y esquema de detalle de un buje y sus zonas de unión con las palas y con el eje principal. Fuente: Sakana y Gamesa.

Ilustración 154.- Conjunto bastidor del buje, rodamientos de pala y cilindros del pitch preparados para ensamblaje en carcasa de buje. Fuente: Elaboración propia.

Cono del Buje: es una carcasa de fibra cuya principal función es la de proteger tanto al buje mecanizado como a los elementos montados en el interior del mismo frente a los agentes atmosféricos. Está fabricado en materiales similares a la carcasa exterior, siendo los más comunes la fibra de vidrio o el *poliéster*. Dispone de una subestructura

metálica de calderería cuya función es realizar la unión con el buje mecanizado y sobre esta subestructura poder montar el cono de fibra (ver Ilustración 155).

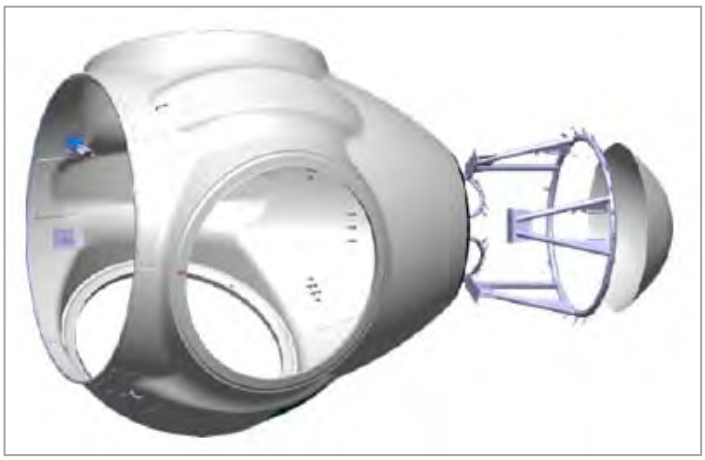


Ilustración 155.- Imagen con el esquema de un cono de buje con su subestructura metálica de unión al buje utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa.

Rodamiento de pala: es un rodamiento cuya función es realizar la unión entre la pala y el buje mecanizado, permitiendo a su vez el giro de la pala sobre su eje longitudinal en un determinado ángulo en los casos en los que el aerogenerador dispone de un sistema de cambio de paso para el control de la potencia, transmitir las cargas mecánicas procedentes de la pala. Los principales sub-componentes del conjunto rodamiento de palas son (ver Ilustración 156): El rodamiento, el sistema interno de lubricación automática del rodamiento integrado por una bomba que lo engrasa y que recoge el exceso de grasa, un dispositivo de bloqueo de la pala para realizar labores de mantenimiento, un pasador para realizar la conexión con el sistema de cambio de paso, una placa metálica montada sobre cada cara del buje para añadir integridad estructural al rodamiento.

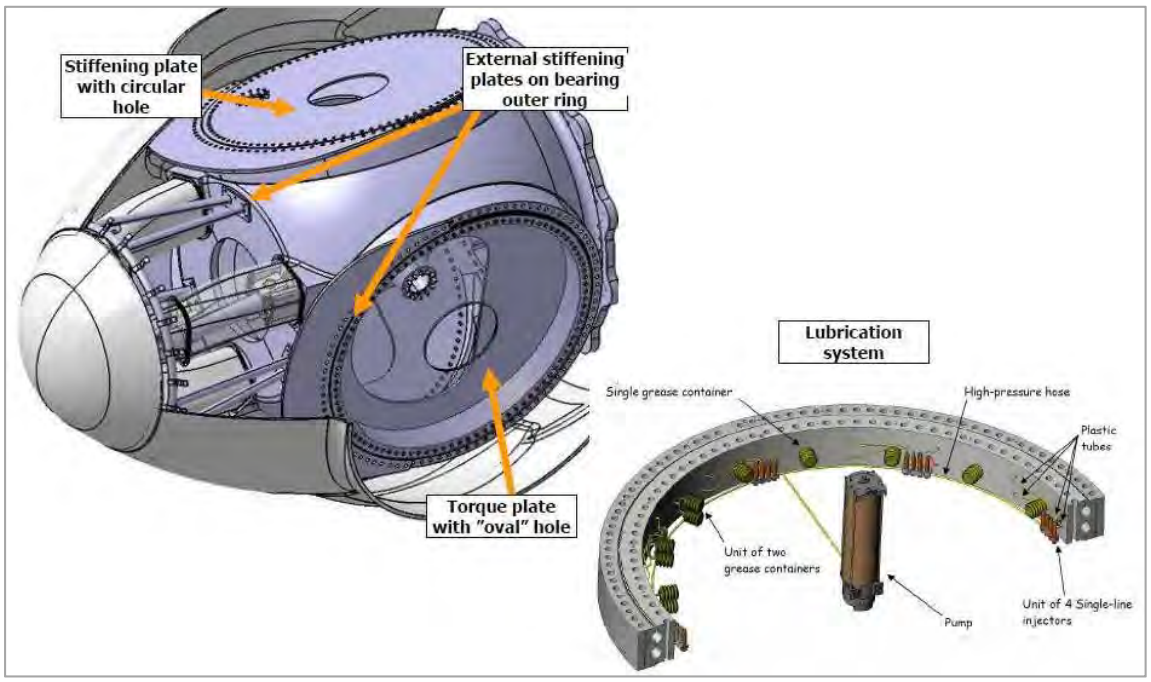


Ilustración 156.- Imagen con el esquema de un sub-montaje en el buje de un rodamiento de pala (izda.) y el sistema de lubricación automática del rodamiento de pala (dcha.) utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos. Fuente: Gamesa.

Sistema de cambio de paso (Pitch system): el sistema de cambio de paso está integrado en el buje del rotor y se monta en los aerogeneradores que disponen de control de potencia del tipo cambio de paso variable (*Pitch Control*) y del tipo con regulación activa de paso con pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*). La función que desempeña el sistema de cambio de paso mediante sistema *Pitch* es la de realizar la operación de giro del ángulo de las palas a lo largo de su eje longitudinal mediante las señales del sistema de control hasta posicionarlas en el ángulo requerido, con objeto de posibilitar un mayor aprovechamiento de la energía del viento, actuando a su vez como sistema inicial de frenado del rotor. Existen fundamentalmente dos tipos de sistemas de actuación en el cambio de paso mediante sistema *Pitch:* accionamiento por sistema hidráulico o por sistema eléctrico.

En el tipo de accionamiento eléctrico el accionamiento se produce mediante moto reductoras conectadas por engranajes al conjunto pala; el sistema de control gestiona electrónicamente el ángulo de pala óptimo para obtener la máxima energía del viento y esto se lleva a cabo por medio del accionamiento de los motores eléctricos del

sistema de *Pitch*. Las principales ventajas de utilizar un sistema de *Pitch* eléctrico son la eliminación de gran parte del circuito hidráulico, reducción del mantenimiento de los sistemas hidráulicos, menor número de componentes y menores costes de montaje, mayor fiabilidad del sistema, control más preciso. Como principales desventajas están que presenta un mayor consumo de energía al tener que alimentar motores eléctricos, mayor coste del sistema frente al de tipo hidráulico, necesidad de utilización de baterías de emergencia, diseño de alta tecnología con menor número de unidades en funcionamiento en el mercado.

En el caso del tipo de accionamiento hidráulico pueden presentarse dos tipos: con un único accionamiento hidráulico para las tres palas y con accionamiento independiente para cada pala. Tienen en común el conversor del movimiento tipo biela que permite el giro de las palas. Las principales ventajas de utilizar un sistema de *Pitch* hidráulico son que se trata de un diseño con tecnología convencional muy optimizado y con un elevado número de unidades en funcionamiento en parques eólicos, probada fiabilidad en operación, costes muy competitivos. Como principales desventajas están que presenta un complejo sistema hidráulico con numerosos componentes, utilización de aceite con potenciales fugas y necesidad de utilizar un grupo hidráulico, lo que requiere realizar un mantenimiento obligado de los componentes hidráulicos.

Los principales componentes de un sistema de cambio de paso con *pitch* hidráulico independiente para cada pala son fundamentalmente (ver Ilustración 157 e Ilustración 158) los cilindros hidráulicos (generalmente uno por pala si el sistema es independiente), los bloques de válvulas (uno por cada cilindro), acumuladores, filtros, mantas calefactoras, armario eléctrico de control, transductores y sensores de presión, cilindros auxiliares de amortiguación, mangueras hidráulicas, etc.

Como características técnicas generales del sistema con pitch hidráulico se pueden citar la rotación axial del eje longitudinal de la palas puede llegar a variar en el rango de 90º hasta -7º, los cilindros se montan junto a juntas de unión del tipo cardan, la presión de cada cilindro hidráulico es suministrada por el grupo hidráulico, los acumuladores garantizan la suficiente presión en cada cilindro hidráulico durante su operación a plena carga y en caso de frenada de emergencia, actúa como freno de emergencia inicial del

aerogenerador al poder girar el ángulo de las palas hasta la posición en bandera con menor superficie expuesta al viento incidente.

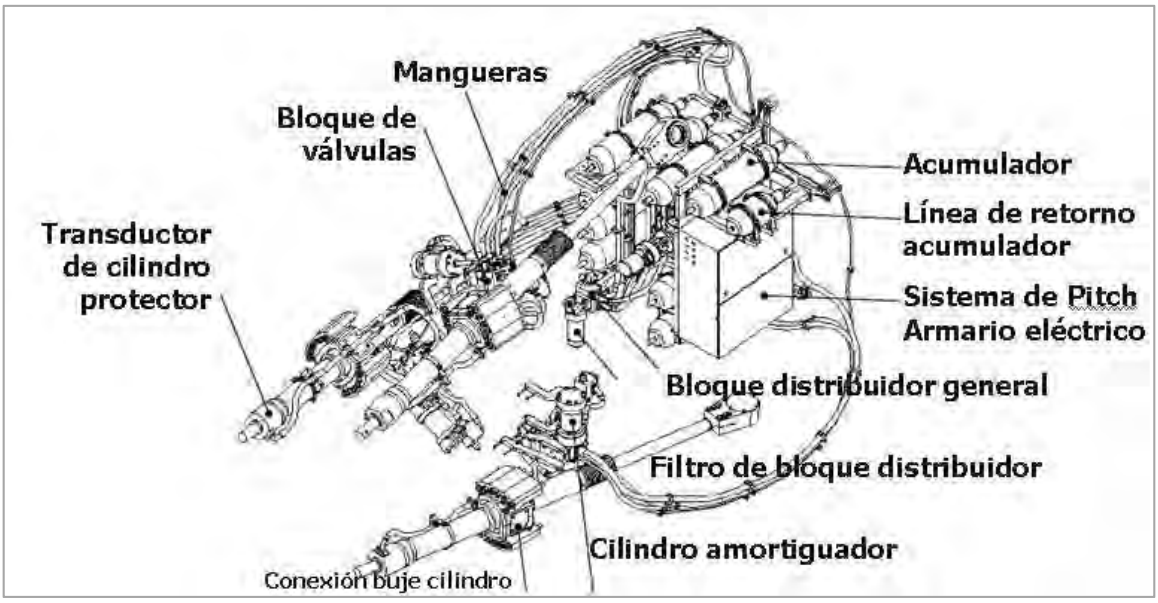


Ilustración 157.- Esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico montado en el buje con sus diferentes subcomponentes. Fuente: Gamesa.

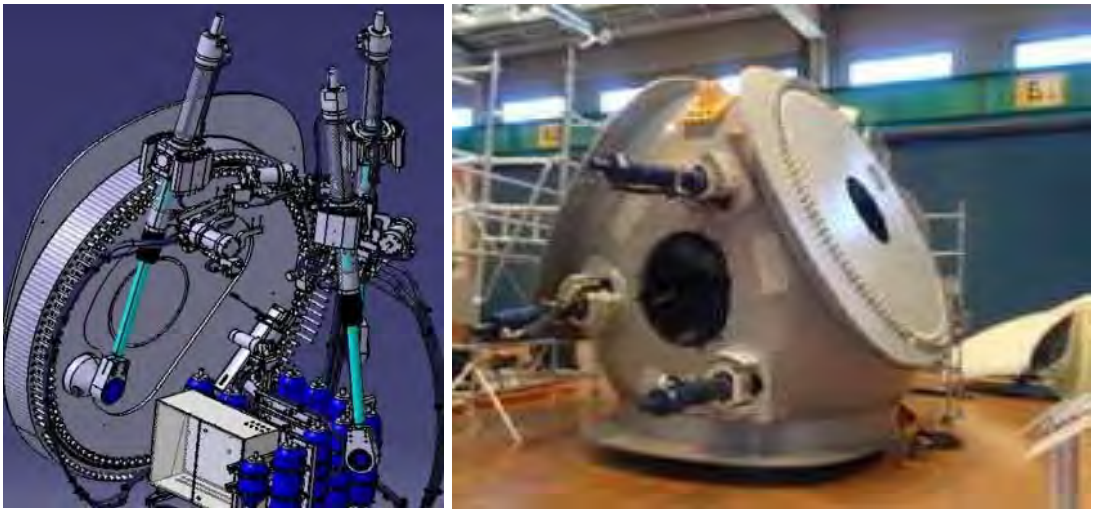


Ilustración 158.- Esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico (izda.) y un conjunto buje con los tres cilindros del sistema Pitch montados (dcha.). Fuente: Gamesa.

4.2.3.1.3. Palas

La pala es un componente integrado en el conjunto rotor. Su función fundamental es la captación de la energía cinética del viento mediante su superficie aerodinámica y transformarla en energía mecánica rotativa para ser transmitida a través del buje al eje principal del aerogenerador. En la actualidad las palas presentan diseños para aerogeneradores eólicos con un diseño similar al del ala de un avión de donde procede originalmente su diseño, y la forma geométrica de su perfil aerodinámico varía en función del tipo de control de potencia empleado por el aerogenerador de tipo de cambio de paso fijo o variable.

La tipología de las palas presenta dos modelos: palas fabricadas en una sola pieza y palas seccionadas (generalmente en dos secciones unidas por medio de uniones atornilladas). Los modelos de palas seccionadas se utilizan en palas de gran longitud y en modelos de aerogeneradores de gran potencia, superiores a 3 MW, con objeto de facilitar su transporte e instalación en el parque eólico. En la Ilustración 159 se muestran diferentes tipos de estructuras de palas y de materiales utilizados históricamente.

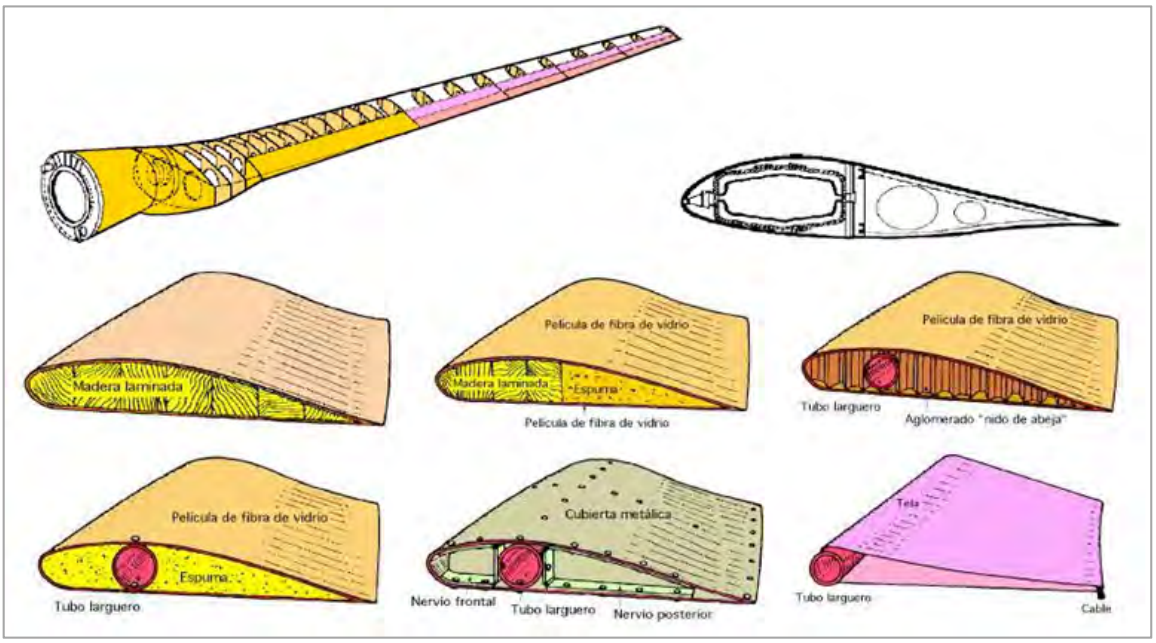


Ilustración 159.- Esquemas de diferentes modelos constructivos de palas: tipo moderno con fibra de vidrio (parte superior) y tipologías antiguas (centro y abajo). Fuente: Fernández Díez, 2002.

Los principales componentes de las palas vienen definidos por la tipología de materiales utilizados. En el pasado en la construcción de las palas se utilizaron materiales como la madera, el acero y el aluminio, siendo en la actualidad el más utilizado la fibra de vidrio (GRP: *Glassfibre Reinforced Plastic*) más resinas *epoxy* o *poliéster*. Otros materiales nuevos como la fibra de carbono, que ofrece mayor resistencia a fatiga y menor peso, presentan elevados costes lo que ha limitado su implantación generalizada. Otros materiales utilizados en la pala son los mostrados en la Ilustración 160. Son las conchas exteriores de fibra de vidrio cuya función es proporcionar un perfil aerodinámico a la pala, el recubrimiento exterior o *gelcoat*, las espumas (*Foam*), los refuerzos llamados mallas o *webs* cuya función es soportar y transmitir las fuerzas exteriores al interior de la pala.

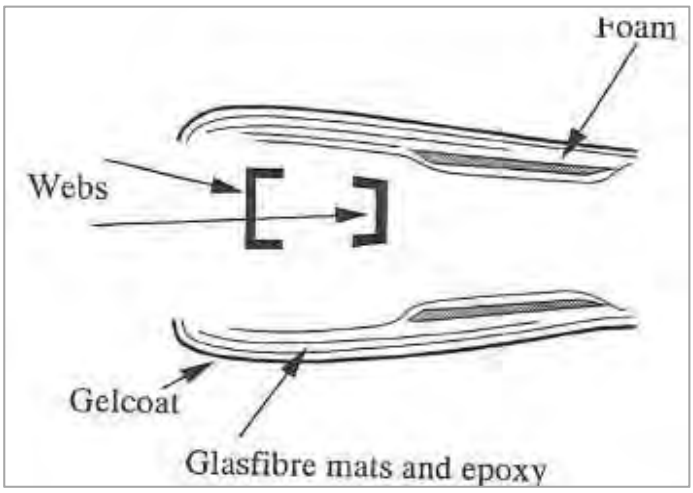


Ilustración 160.- Esquemas de la sección de un modelo de pala actual con sus sub-componentes principales. Fuente: M.L.O. Hansen, 2000.

Según se indica en la Ilustración 161 las fuerzas que actúan sobre el perfil aerodinámico de una pala de aerogenerador son las fuerzas de arrastre y las fuerzas ascensionales.

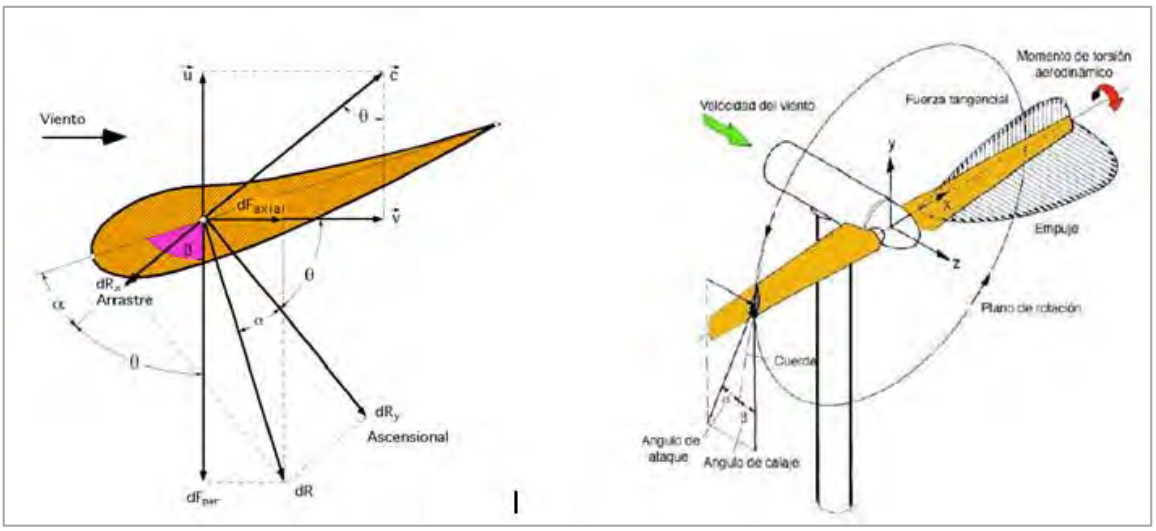


Ilustración 161.- Esquema teórico de las fuerzas que actúan sobre un perfil de pala. Fuente: Fernández Díez, 2002.

Una característica básica de las palas es el perfil aerodinámico que presentan: en un extremo del perfil está el borde de ataque del viento y en el otro extremo está el borde de salida que es más afilado. Los tipos de perfiles utilizados por las palas de aerogeneradores pertenecen a la serie denominada NACA (*National Advisory Commitee of Aeronautics*) y vienen determinados por una serie de cifras (4 ó 5 según los casos) que definen su geometría (ver Ilustración 162): La primera cifra indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en % y proporciona la máxima curvatura, la segunda cifra indica la posición de la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media, las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo del perfil en % respecto a la cuerda. Adicionalmente existen otros estándares de referencia en relación al tipo de perfil aerodinámico de la pala como son las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, etc.).

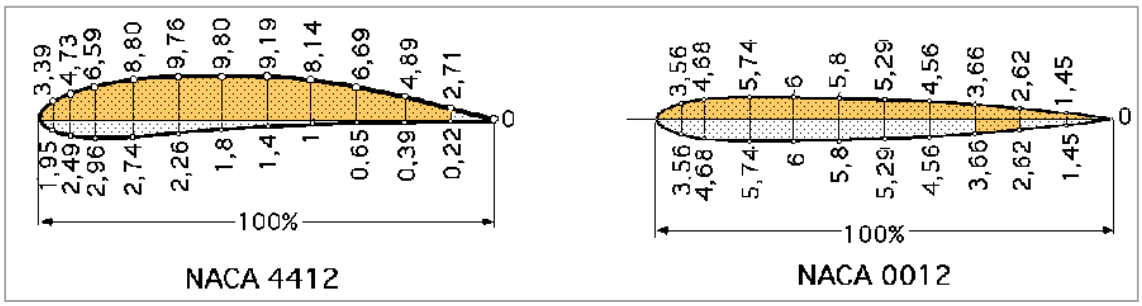


Ilustración 162.- Esquema ejemplo de la clasificación de los perfiles aerodinámicos de palas según la normativa NACA. Fuente: Fernández Díez, 2002.

Otras características técnicas de las palas son: la resistencia aerodinámica de la pala, rendimiento de la pala, longitud (metros) en relación a la clase del aerogenerador, peso de la pala (toneladas), peso (en kg) de las palas en relación a la potencia del aerogenerador, cuerda máxima (m), peso de las palas (en kg) en relación al peso del rotor completo, tipo de perfil aerodinámico de pala: aplican los estándares definidos en las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, NACA, etc.), frecuencias (Hz) de resonancia de palas (*flap* y *Edge*), tipo de material de las palas (fibra de vidrio, fibra de carbono o combinación de ambas), tipo de resina utilizada (Poliéster o *Epoxy*), tipos de tecnología de diseño y fabricación de palas (Infusión en vacío -*Vacuum Infusion*-, Pala Integral con Infusión en vacío -*Integral Blade Vacuum Infusion*-, *Pre-Preg*.

Como referencia del estado actual del arte en relación a las tecnologías de fabricación de palas utilizadas actualmente se indican en la Tabla 5 los diferentes tipos de tecnología y los tipos de materiales y sub-componentes utilizados en la fabricación de palas.

Tabla 5.- Clasificación de las diferentes tecnologías de fabricación de palas de aerogeneradores y de los tipos de sub- componentes utilizados. Fuente: BTM Consult y fabricantes de palas y aerogeneradores.

Technology	Vacuum Infusion	Integral Blade ® Vacuum Infusion	Pre-Preg
Fibre	Glass/Carbon	Glass	Glass/Carbon
Resin	Polyester/Epoxy	Epoxy	Epoxy (Pre-impregnated)
Surface finish	In mould gelcoat when polyester is used Painting when epoxy is used	Sprayed on polyurethane enamel	In mould gelcoat + PU enamel
Sandwich core	Balsa + Polymer foam	Balsa	Polymer foam
Assembling of blade shells and web	Bonding	No bonding zones	Bonding
Company examples	LM Glasfiber TPI + Tecsis Enercon	Siemens	Vestas Gamesa

En relación a las características técnicas de las palas, según los autores mencionados y los datos aportados por los fabricantes de aerogeneradores, se identifican una serie de factores a considerar tales como, la existencia de una gran variedad de tecnologías de fabricación de palas y de diferentes procesos de producción de las mismas entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores, las materias primas base de la pala (fibra de vidrio, fibra de carbono y sus combinaciones) y las diferentes clases de resinas presentan múltiples combinaciones lo cual a su vez genera procesos de fabricación diferentes, se observa a su vez dispersión de procesos en los acabados de las palas.

4.2.3.1.4.Torre

Las funciones de la torre son sustentar el aerogenerador al emplazamiento a la altura requerida por la especificación con objeto de poder captar el recurso eólico

del viento, realizar la función de soportar la nacelle y el conjunto rotor con las palas con sus correspondientes pesos, soportar todas las cargas mecánicas estáticas y dinámicas generadas por el rotor, la nacelle y por la fuerza del viento. La altura de la torre de un aerogenerador es determinante en cuanto a captación del recurso eólico debido a que a mayor altura mayor velocidad de viento y mayor potencia eólica disponible: las alturas típicas de torre para aerogeneradores de potencia media (600 kW) pueden partir de los 40 metros y llegar hasta los 60 metros; en aerogeneradores multi-MW la altura de la torres puede superar los 100 metros. La unión de la torre con la nacelle se realiza mediante una unión atornillada de la brida superior de la torre a la brida de la nacelle y la unión de la torre a la cimentación se realiza también mediante una unión atornillada con pernos a la base cimentada o mediante la unión a un pequeño tramo de torre unido a la ferralla perteneciente a la cimentación.

Es necesario destacar la influencia de la caracterización de la frecuencia de resonancia de la torre en el diseño de la torre, en relación a evitar las oscilaciones de resonancia de la torre las cuales son excitadas por las fluctuaciones del rotor a su paso por la frecuencia de paso de rotación de las palas. La relación entre la frecuencia natural de la torre y la frecuencia de excitación conlleva en la fase de diseño a una sub-clasificación de las torres en dos tipos fundamentales de torres, tales como son las torres rígidas caracterizadas por tener una frecuencia natural mayor que la frecuencia de paso de las palas, y las torres denominadas flexibles o *soft* caracterizadas por tener una frecuencia natural situada entre la frecuencia de rotación y la frecuencia de paso de las palas. Si la frecuencia natural es menor que la frecuencia de rotación entonces la torre se denomina flexible *soft-soft*. En el caso de que la torre se haya diseñado para cumplir exclusivamente los requerimientos estructurales de resistencia, entonces la frecuencia viene determinada por la relación entre la altura de la torre y el diámetro de del rotor, siendo la relación más alta la que determina el tipo de torres flexibles *soft-soft*. Como principales ventajas desde el punto de vista técnico de las torres del tipo rígido están las de permitir el alcanzar la velocidad nominal del rotor sin pasar por la frecuencia de resonancia y producir menor ruido acústico y como desventajas presentan una mayor cantidad de material constructivo que no es necesario por razones estructurales, lo cual implica mayores costes siendo de este modo preferidas las torres de tipo flexibles o *soft*.

En cuanto a la tipología de las torres utilizadas para aerogeneradores eólicos existen varios tipos de torre en función de los materiales empleados en su construcción, según se describen a continuación:

Torre tubular de acero: compuesta por varios tramos troncocónicos de virolas de chapa de acero curvada y soldada. Presentan una forma geométrica troncocónica, se dividen en varios tramos unidos mediante bridas forjadas soldadas a la torre y atornilladas entre tramos, y su proceso de fabricación se realiza mediante el curvado de chapa de laminación, un proceso de soldadura de unión de la virola y un recubrimiento de pintura. Las bridas forjadas de unión entre tramos se sueldan en la planta de fabricación de las torres (ver Ilustración 163).

Ilustración 163.- Imagen de una torre tubular de acero (izda.) del modelo de aerogenerador ENERCON E-126 6 MW. Fuente: ENERCON.

Torre de celosía metálica: está formada por una estructura metálica con perfiles de acero soldados y ensamblados en forma de torre (ver Ilustración 164).

Ilustración 164.- Imagen de una torre de celosía metálica del modelo de aerogenerador FUEHRLANDER FL 2,5 MW de hasta 100 metros de altura. Fuente: RUUKKIENER y FUEHRLANDER.

Torre de Hormigón: está compuesta de tramos troncocónicos de hormigón armado o bien tramos compuestos de secciones de hormigón armado prefabricadas que son unidas en el emplazamiento (ver Ilustración 165).

Ilustración 165.- Imagen del montaje en campo de una torre de hormigón para aerogenerador eólico. Fuente: EVWind.

Torre híbrida de hormigón y tubo de acero: presenta una combinación de tramos de torre construidos en hormigón armado y tramos de torre construidos en virolas tubulares de chapa de acero. Los tramos de hormigón armado son fabricados generalmente en secciones de hormigón prefabricado con vigas longitudinales de acero (ver Ilustración 166).

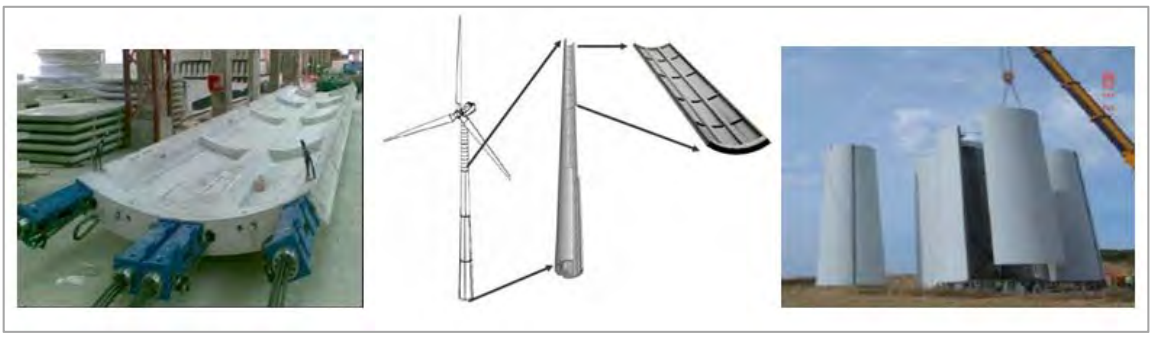


Ilustración 166.- Esquema de una torre del tipo híbrido hormigón-acero (izda.), imagen del montaje en campo de sectores prefabricados de una torre de hormigón para aerogenerador eólico (centro) y ejemplo de sector prefabricado de hormigón para una torre eólica de hormigón del suministrador NORTEN. Fuente: GAMESA y NORTEN.

En los tipos de torres utilizadas para aerogeneradores de media y alta potencia, con excepción de las torres de celosía, en su interior se dispone de varias plataformas intermedias en los diferentes tramos de torre las cuales son utilizadas para facilitar los trabajos de mantenimiento y para la instalación de componentes internos, conexionado de cables, iluminación, escaleras de acceso, servicios de funcionalidades del aerogenerador y de líneas de seguridad. De estas plataformas la más importante es la que está instalada en la base de la torre en la parte superior de la cimentación (ver Ilustración 167): Su composición varía en función de la configuración del aerogenerador pero generalmente puede incluir diferentes subcomponentes del mismo como celdas de transformación, aparamenta de conexión en media tensión, unidades de baterías de servicio, transformadores de potencia, sistemas de comunicaciones, convertidores de potencia, ascensores de elevación, etc.

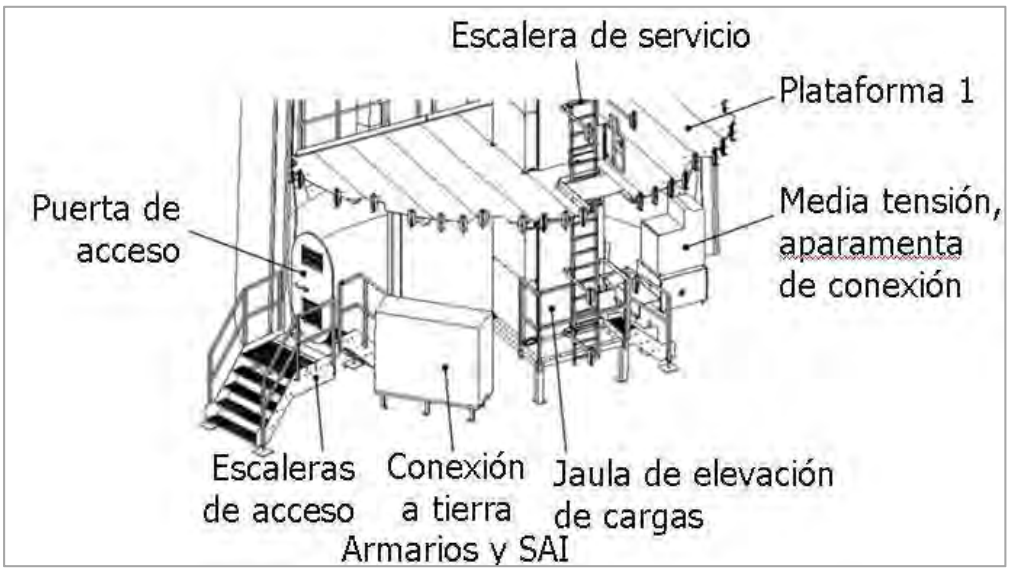


Ilustración 167.- Esquema de una plataforma en la base de la torre de un aerogenerador con algunos de los diferentes componentes que pueden ser instalados en su interior. Fuente: GAMESA.

La selección del tipo de torre a utilizar en un aerogenerador y en un emplazamiento determinado está condicionada entre otros aspectos por aquellos relacionados con los costes de fabricación e instalación, con la factibilidad técnica de instalación en función de la potencia del aerogenerador y por el desarrollo de las diferentes tecnologías asociadas a las torres.

Las torres tubulares de acero se identifican como el tipo más utilizado con un predominio claro en la mayoría de los fabricantes de aerogeneradores siendo las más extendidas a nivel global y en todo tipo de potencias, presentan como ventajas desde el punto de vista técnico que se dispone de un proceso de fabricación seriado al tratarse de tramos, a la facilidad de su transporte e instalación en el parque eólico debido a sus dimensiones que aprovechan la disponibilidad de grúas actualmente existente, y a la facilidad de realizar las uniones atornilladas entre los tramos con las bridas de unión de los otros tramos de torre; las torres tubulares de acero son más seguras para el personal de mantenimiento de los aerogeneradores ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. Como desventajas desde el punto de vista técnico están la criticidad de garantizar la aplicación del par de unión de las bridas entre los diferentes tramos, el mantenimiento a llevar a

cabo en las uniones atornilladas entre tramos de torre, posibles defectos de planitud en las bridas de unión de tramos que pueden ocasionar incrementos de cargas en la torre, defectos de los acabados del recubrimiento de pintura de las torres.

Las torres de celosía presentan como ventajas desde el punto de vista técnico que son muy ligeras en peso, son fáciles de transportar e instalar en campo, pueden fabricarse hasta alturas de 160 metros, su coste es más reducido en comparación con las de tipo metálico o las de hormigón, son más económicas en costes para aerogeneradores de baja potencia y han sido muy utilizadas en países en vías de desarrollo. Como desventajas desde el punto de vista técnico están que presentan mayor inseguridad para las personas tanto en la instalación como en operación, el impacto estético es elevado, no son competitivas en costes para aerogeneradores de gran potencia, por lo que actualmente han caído en desuso salvo en países como la India o fabricantes de aerogeneradores muy específicos.

Las torres de hormigón presentan como ventajas desde el punto de vista técnico que se trata de una tecnología madura y utilizada desde hace muchos años en la aplicación para aerogeneradores eólicos y la tendencia del mercado es que en los nuevos modelos de aerogeneradores con potencias del entorno de los 3 MW de potencia y superiores se está comenzando a utilizar torres de hormigón y torres híbridas de hormigón y acero como parte de los procesos de optimización de costes. Como desventajas desde el punto de vista técnico están el mayor peso y dificultad de manipulación en campo, en el caso de torres de hormigón con secciones de tramos prefabricadas los costes de instalación en campo se incrementan debido al montaje que es necesario realizar a pie de torre.

Las torres híbridas de hormigón y tubo de acero presentan como ventajas desde el punto de vista técnico el proporcionar mayor rigidez mecánica en al unión entre el tramo superior metálico de la torre y la nacelle que respecto a una unión de tramo de hormigón, son un concepto con ventajas económicas en costes para generadores de gran potencia. Como desventajas desde el punto de vista técnico están las de las dos tecnologías previamente citadas de torre tubular de acero y torre de hormigón.

Las principales características técnicas que están asociadas a la torre de un aerogenerador eólico son fundamentalmente el tipo de tecnología de torre a utilizar,

la altura de la torre, el espesor de la chapa o del hormigón del tramo de torre, la altura de la torre en relación a la potencia del aerogenerador, el peso total de la torre en toneladas, el peso total de la torre en relación a la potencia del aerogenerador, el tipo de conexión de la torre de hormigón con el tramo de torre de acero tubular (para el tipo de torre híbrida) en cuanto al tipo de unión (Atornillada, Barras Pre-tensadas u otras uniones), el tipo de protección anti-corrosión en la torre de acero tubular, la frecuencia de doblado de 1st orden (Hz), la frecuencia de doblado de 2º orden (Hz), las normativas de diseño y de producto aplicables a las torres (Normativa de materiales: S355 Chapa de Acero); C70 (Hormigón); Normativa de Verificación**:** Norma IEC 61400-13 -TS: 1ª Edición Junio 2001; Medida de cargas mecánicas; Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944.

4.2.3.1.5.Cimentación

La cimentación es un componente del aerogenerador Onshore cuyas funciones son las de fijarlo al terreno del emplazamiento del parque eólico evitando su posible caída debido a las cargas mecánicas derivadas de la fuerza del viento, absorber los esfuerzos y cargas recibidos del rotor y de la nacelle y transmitirlos al terreno. Los tipos de cimentación utilizadas son mediante cimentación en profundidad con zapatas de hormigón armado y mediante pilotes anclados en profundidad al suelo. El tipo de cimentación utilizado para aerogeneradores Onshore de potencias mayores de 100 kW es mediante cimentación en profundidad por medio de zapatas de hormigón armado forjado (ver Ilustración 168) y sobre la ferralla de las mismas se instala una virola metálica forjada para realizar la unión con el primer tramo de la torre, siendo necesario un estudio técnico previo de las cargas mecánicas del aerogenerador en relación con el tipo de emplazamiento y con el tipo de terreno donde se va a instalar.

Ilustración 168.- Imagen de una cimentación mediante hormigón armado para un aerogenerador Onshore modelo E82/2MW del fabricante ENERCON (izda.), una cimentación con una subestación de transformación en el exterior (centro) y una cimentación del fabricante Neg-Micon. Fuente: ENERCON, Bundesverband WindEnergie y CENER.

Las características técnicas de las cimentaciones para instalaciones en tierra vienen determinadas por el tipo de torre que se monte junto con el aerogenerador. En función de los tipos de torre las características técnicas fundamentales de las cimentaciones estarán conforme a las exigencias de la normativa estructural de hormigón EHE-99.

4.3. Descripción del Generador objeto de estudio

En el presente apartado resumimos a nivel teórico el funcionamiento del generador objeto de estudio. Se trata del generador del fabricante ABB, en concreto el modelo ABB AMK 500L4A BATYH de 50Hz para máquinas estándar[60] instalado en un aerogenerador G87 de GAMESA.

En las líneas siguientes se describen los principales componentes del generador y algunas peculiaridades del control del mimo. Consideramos que es necesario tener estas nociones del comportamiento para entender el comportamiento de los datos y las configuraciones de los diferentes modelos de comportamiento desarrollados. En el apartado 6. Estudios realizados, se hará referencia al presente apartado, ratificando o no el comportamiento teórico del equipo. Es posible que si el generador esté presentando un comportamiento real diferente al que especifica el fabricante,

60 Una máquina no "estándar" sería aquella especialmente diseñada para ambientes extremos como altas o bajas temperaturas.

estaremos ante un posible caso de mal funcionamiento del equipo, o una incorrecta configuración de los parámetros de operación.

4.3.1. Descripción de los componentes del Generador

En la Ilustración 169 se muestra la distribución típica de los componentes en un aerogenerador de eje horizontal y en concreto la ubicación del generador.

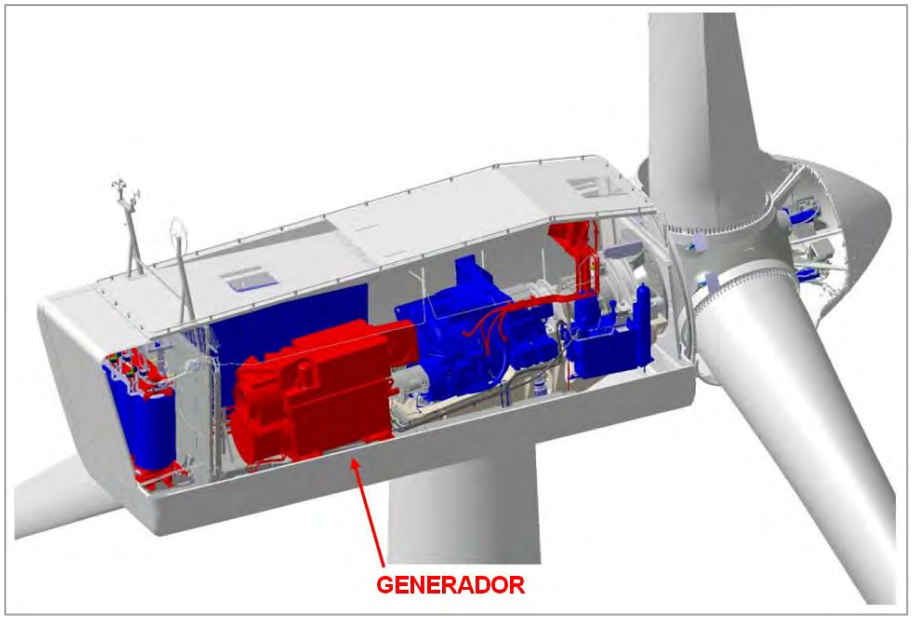


Ilustración 169.- Ubicación del generador dentro del Aerogenerador. Fuente: GAMESA.

El generador es del tipo doblemente alimentado con 4 polos, rotor bobinado y anillos rozantes.

El sistema de control del convertidor permite trabajar con velocidad variable (dentro de un rango limitado) mediante el control de la frecuencia de las corrientes del rotor. El sistema de control se encuentra localizado en el armario TOP. Este armario se encuentra dividido en 3 módulos: potencia (6), donde se conectan los cables del estator, convertidor (7), donde se conecta el rotor y se localizan los componentes del convertidor y módulo de control (8), que contiene el PLC de control del aerogenerador.

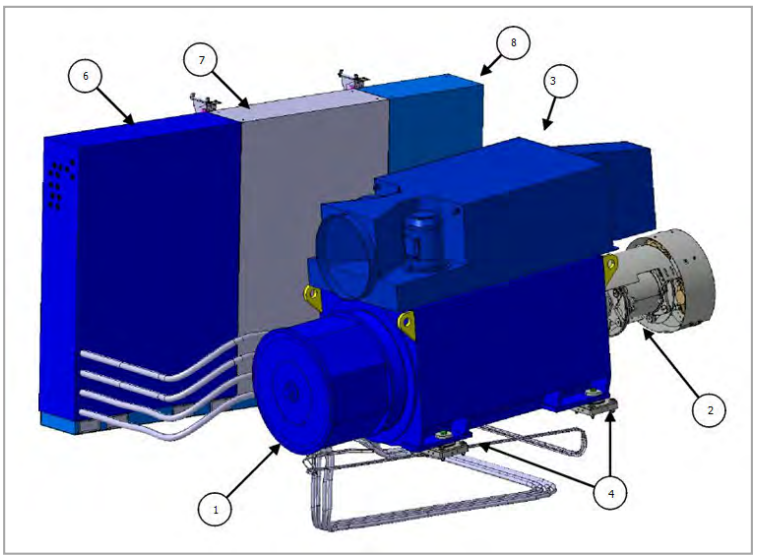


Ilustración 170.- Generador típico. Componentes principales. Fuente: GAMESA.

La transmisión del movimiento al rotor desde la multiplicadora se realiza a través de un acoplamiento flexible (2) que absorbe las pequeñas desalineaciones axiales que se pueden producir durante el funcionamiento del aerogenerador. Esta zona se denomina "Lado del Acoplamiento (LA)" o parte delantera.

El lado opuesto, donde se encuentra el cajón de anillos rozantes (1), se denomina "Lado Opuesto al Acoplamiento (LOA)" o parte trasera. Esta es precisamente la zona donde se encuentra el rodamiento del que se han realizado los modelos de comportamiento.

Las fuerzas de torsión que se transmiten desde el acoplamiento flexible se amortiguan mediante los soporte del generador (4).

La refrigeración se realiza mediante un intercambiador de aire (3) montado encima del cuerpo del generador. El flujo de aire interior y el exterior no se mezclan. El aire se expulsa por la parte trasera del cajón de refrigerador y un conducto lo expulsa al exterior.

El generador está protegido frente a corto-circuitos y sobrecargas. La temperatura es también continuamente monitorizada mediante sondas en los devanados del estator, rodamientos y en el cajón de anillos rozantes.

Tabla 6.- Características generales del Generador ABB AMK 500L4A BATYH de 50Hz para máquinas DTC. Fuente: ABB.

Modelo	AMK 500L4A
Tensión nominal [V]	690 V
Frecuencia nominal [Hz]	50 Hz
Potencia nominal [kW]:	2000
Tamaño	500
Grado de protección	IP 54 / 23
Sistema de refrigeración	IC 666
Clase de aislamiento Estator	F
Clase de aislamiento Rotor	F
Nº de polos	4
Momento de inercia [kgm^2]	69,9
Rodamientos Lado Acoplamiento	Antifricción
Rodamientos Lado Opuesto Acoplamiento	Antifricción

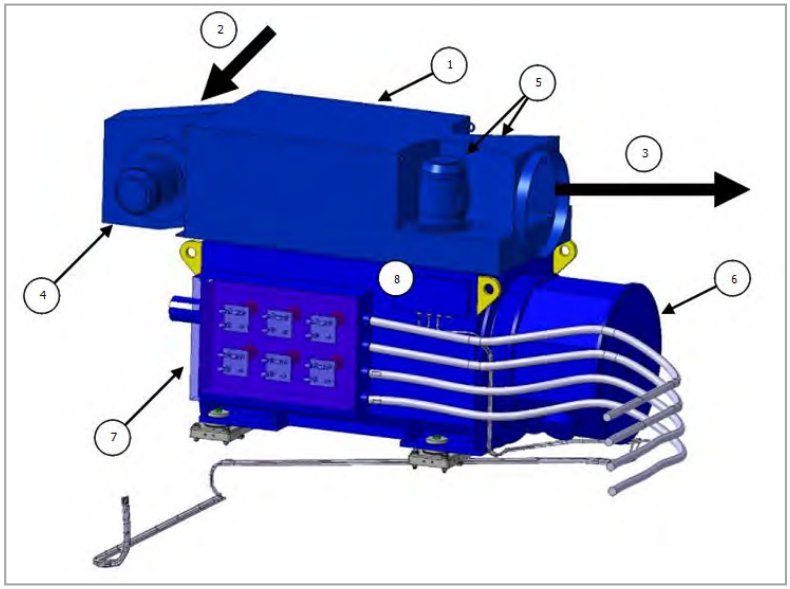


Ilustración 171.- Identificación de componentes en el generador (típico). Fuente: GAMESA.

Tabla 7.- Identificación de componentes. Fuente: GAMESA.

Pos.	Componente
1	Cajón de refrigeración
2	Entrada de aire desde exterior
3	Salida de aire al exterior
4	Ventilador circuito externo de refrigeración
5	Ventiladores (x2) circuito interno de refrigeración
6	Cajón de anillos rozantes
7	Caja de bornas del estator
8	Caja de conexiones auxiliares

4.3.1.1. Carcasa

La carcasa del generador es de fundición gris, la cual ofrece una fuerte resistencia a los esfuerzos, además de soportar el rotor y de centrar el núcleo magnético del estator. Es, por último, uno de los elementos fundamentales en la refrigeración de la máquina.

Sobre la carcasa se disponen también las cajas de bornas del estator y de las conexiones auxiliares, las cuales son refrigeradas desde el interior a través de uno de los canales mencionados.

El interior del cuerpo del generador es estanco, de forma que se impida la inclusión de humedad o polvo con la consiguiente formación de corrosiones o cortocircuitos entre espiras.

4.3.1.2. Estator

El núcleo magnético del estator está formado por un apilamiento de chapas que se comprime mediante aros o platos de presión y tirantes longitudinales.

El devanado se construye por medio de bobinas concéntricas. Es de "doble capa", es decir, dentro de una misma ranura conviven dos espiras diferentes, y de paso "acortado", lo que significa que el área de la espira no se sitúa sobre un plano (paso diametral), sino que la apertura de la espira abarca un ángulo menor de 180º. Esto se realiza para reducir el contenido de armónicos de la onda generada.

Los conductores del devanado se aíslan entre sí mediante un barniz del tipo poliestirimida, y se fijan a las ranuras de estator por medio de cuñas de vidrio.

Los principios y finales de los devanados son llevados a la caja de bornas del estator. La conexión del estator corresponde al típo de máquina DTC (convertidor ABB) con conexión en triangulo. La conexión en triángulo se realiza directamente en la caja del estator mediante 3 pletinas de cobre (ver Ilustración 172).

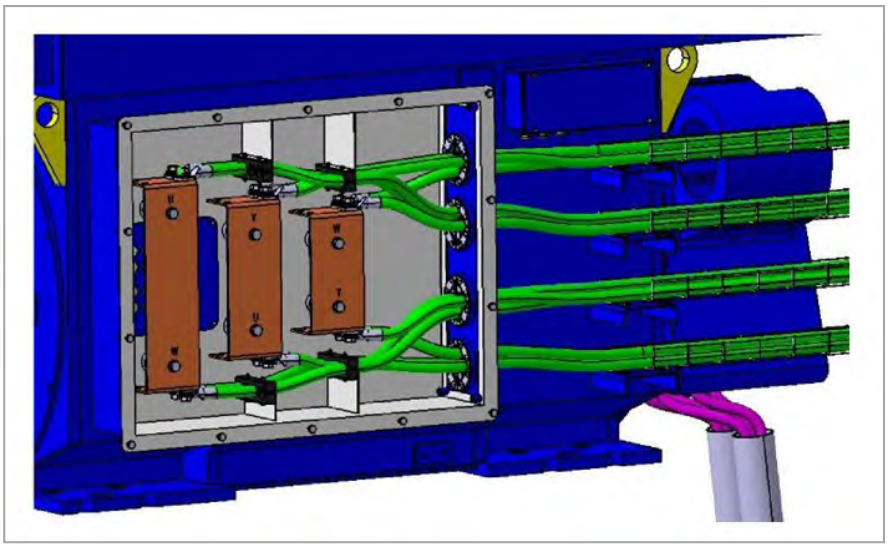


Ilustración 172.- Pletinas verticales para conexión en triángulo. Fuente: GAMESA.

4.3.1.3. Rotor

El eje soporta el devanado. Es de acero, mecanizado en toda su longitud y rectificado en las superficies de rodadura.

El núcleo magnético del rotor está formado por un apilamiento de chapas de acero, formando el "cilindro" del rotor. En su periferia externa se encuentran las ranuras dentro de las cuales se instala el devanado del rotor. El apilamiento completo es comprimido y fijado al eje del rotor mediante chavetas.

El devanado del rotor se realiza por medio de bobinas completas, a doble capa y de paso acortado a base de pletinas de cobre rectangulares aisladas con esmalte y vidrio.

Las bobinas se sujetan a las ranuras del rotor por medio de cuñas, y el conjunto es barnizado con resina poliestirimida.

Una vez que se bobina el conjunto, las cabezas de la bobina, es decir, las partes de las bobinas que sobresalen sobre la superficie lateral del cilindro del núcleo, se sujetan mediante zunchado a las bases de éste por medio de cinta de vidrio polimerizada en caliente. De esta forma, se da al conjunto una gran robustez frente a las fuerzas centrífugas.

El bobinado del rotor está conectado de forma permanente en triángulo.

4.3.1.4. Cuerpo de anillos

En el lado opuesto al acoplamiento (LOA) se encuentra el cuerpo de anillos rozantes, en un alojamiento separado del resto del conjunto de la máquina. Los anillos se hallan solidarios al rotor y giran con él, mientras que las escobillas permanecen fijas. Esta estructura está formada por cuatro anillos, tres de ellos para las conexiones de cada una de las fases de los devanados y el otro anillo para la puesta a tierra del rotor del generador, conectando la escobilla correspondiente de dicho anillo a la carcasa de la máquina.

Cuando el eje gira, los anillos rozantes (fijos al rotor) y las escobillas (fijas a la carcasa) están en contacto de forma continua, con lo que asegura el paso de la corriente eléctrica entre la parte giratoria y la parte fija.

Existen 18 escobillas (6 por anillo) para las 3 fases y 2 escobillas para el anillo de puesta a tierra.

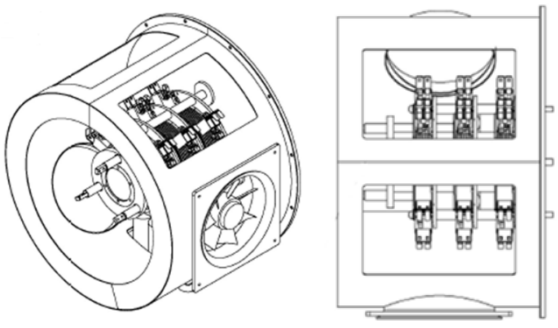


Ilustración 173.- Habitáculo del cuerpo de anillos. Fuente: GAMESA.

4.3.1.5. Refrigeración

El generador se refrigera mediante aire. Existe un intercambiador de calor aire/aire que refrigera el aire interior. Este intercambiador se instala sobre la carcasa y dispone de un ventilador (en el LA) para hacer circular el aire hacia la parte trasera del generador.

El aire "caliente" en el interior del generador circula de forma estanca impulsado por dos ventiladores situados sobre la carcasa en el LOA.

El cuerpo de anillos posee además otro ventilador adicional. Dependiendo del modelo de generador puede ser un ventilador eléctrico o mecánico (acoplado al eje del rotor), el eléctrico puede disponer de una o dos velocidades de giro.

4.3.1.6. Lubricación

Algunos equipos disponen de un lubricador automático que se utiliza para engrasar los rodamientos de los generadores y funcionará siempre que el generador esté acoplado.

La bomba o lubricador consiste en una carcasa con motor integrado, un depósito y un elemento bomba. El depósito transparente permite comprobar de manera visual el nivel de grasa.

La bomba funciona según ciclos de lubricación (tiempo de pausa y de funcionamiento), con un tiempo de pausa de 12 h y tiempo de funcionamiento de 24 seg. Al desconectar el contacto de máquina o el interruptor de marcha, los tiempos transcurridos quedan memorizados por un tiempo no limitado. Al conectar la alimentación de voltaje otra vez, el control sigue desde el punto en que se paró.

4.3.1.7. Instrumentos auxiliares de medida

Existen distintos elementos auxiliares para monitorizar el funcionamiento del generador.

4.3.1.7.1. Control de temperatura del devanado estator

Se realiza a través de 6 sondas Pt100 instaladas en las ranuras del estator (2 por bobinado). Como se describe en el apartado 6.2. Descripción de los datos de operación de los aerogeneradores, se dispondrá de 3 valores de temperatura de los devanados, ya que a pesar de tener 6 sondas, en la base de datos solo se registra el valor de 3 de ellas, manteniéndose las otras 3 sondas para los casos en los que las primeras fallan.

4.3.1.7.2. Control de temperatura de los rodamientos

Existen varias sondas Pt100 para contolar la temperatura de los rodamientos del generador, tanto en el LA, como en LOA. Estas son las señales principales para la generación de los modelos desarrollados en la presente Tesis.

4.3.1.7.3. Control de temperatura en la cámara de anillos

Existe una sonda Pt100 en la cámara de anillos rozantes.

4.3.1.7.4. Calefacción en el cajón de anillos rozantes

El generador dispone de dos resistencias calefactoras para calentar la cámara de anillos. Si un equipo ha estado parado un tiempo, y la temperatura del equipo, principalmente de aquellas partes móviles engrasadas, es necesario hacer un precalentamiento de los equipos, para que las piezas comiencen a calentarse gradualmente y no se produzcan dilataciones térmicas bruscas, lo cual fatigaría los componentes y los llevaría más rápidamente a su rotura.

4.3.1.7.5. Encoder

El encoder está montado en LOA, en la parte frontal de cajón del cuerpo de anillos. Permite conocer la posición angular del eje y la velocidad de giro del generador.

Esta será una de las variables consideradas en los modelos como se describe más adelante.

4.3.1.7.6. Sensor inductivo

Permite conocer la velocidad del generador. Proporciona redundancia, ya que la medida que se utiliza es la del encoder. Para la realización de los modelos se optó por considerar las mediciones del encoder, en algunos casos se utilizó el valor de esta señal

para completar huecos en la serie de datos del encoder. Además se dejó de registrar esta variable en la base de datos a partir de una fecha temprana.

4.3.1.8. Conexiones eléctricas

4.3.1.8.1. Cajas de conexiones del estator

La caja de conexión de potencia del estator se encuentra en el lateral izquierdo del generador. Dispone de 6 pletinas con 2 puntos de conexión por fase, U1, V1, W1, U2, V2, y W2.

4.3.1.8.2. Caja de conexiones del rotor

Se encuentra en la cámara de anillos rozantes. Existen 3 pletinas con 4 puntos de conexión por fase, K, L y M.

El orden de las fases en los generadores ABB es Tierra-M-L-K (Ilustración 174).

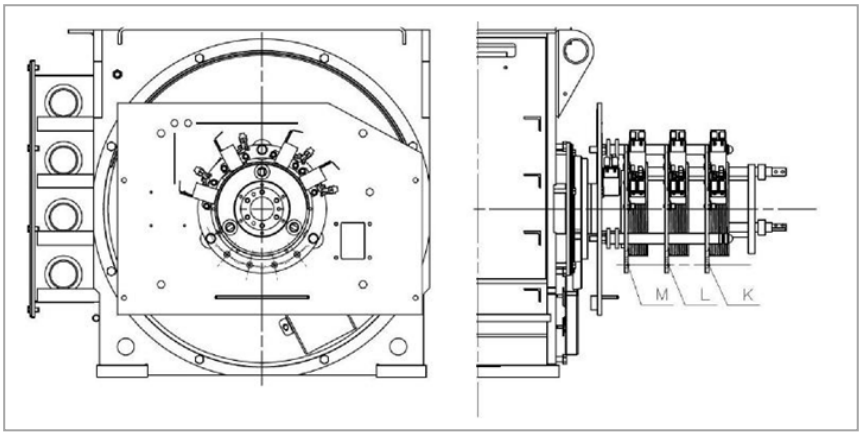


Ilustración 174.- Conexiones anillos rozantes del generador ABB

4.3.1.8.3. Cables de potencia

Existen 2 configuraciones posibles para las conexiones de los cables de potencia: Unipolar: se utilizan cables unipolares:

- 12 cables para la conexión en la caja de conexiones del estator con 12 prensaestopas.
- 6 cables para la caja de conexiones del rotor con 6 prensaestopas.
- Tripolar: se utilizan cables tripolares:

- 4 cables para la conexión en la caja de conexiones del estator con 4 prensaestopas.
- 4 cables para la caja de conexiones del rotor con 4 prensaestopas.

En el caso del generador objeto de la presente Tesis con un armario DTC, será necesario realizar la conexión del triángulo directamente en la caja de conexiones del estator del generador, mediante 3 placas de cobre.

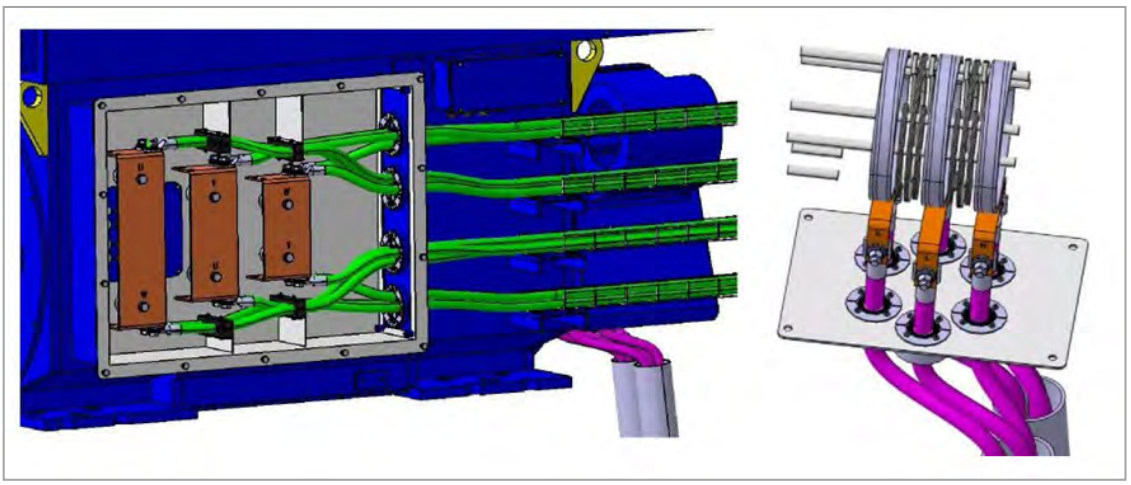


Ilustración 175.- Cables de potencia – configuración unipolar. Fuente: GAMESA.

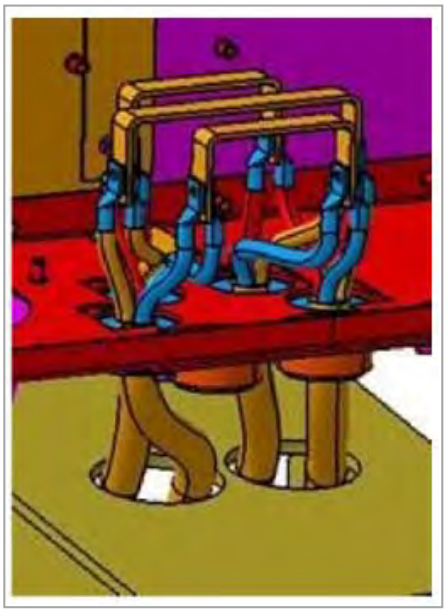


Ilustración 176.- Cables de potencia – conexión – configuración tripolar. Fuente: GAMESA.

4.3.1.8.4. Caja de conexiones auxiliares

En esta caja se conectan los elementos auxiliares (resistencias, sondas PT, etc.).

4.3.2. Funcionamiento del Generador ABB AMK 500L4A BATYH

4.3.2.1. Descripción general del funcionamiento

A continuación se proporciona una breve explicación sobre el funcionamiento del generador y en los siguientes apartados se puede encontrar una descripción más detallada.

En este apartado se describen brevemente algunos puntos del sistema de control del aerogenerador. En el aerogenerador objeto de estudio se realiza el control de potencia mediante una doble regulación de los parámetros del generador y el Pitch, es decir, se regula la velocidad de giro del sistema mediante el control del pich cuando el generador alcanza su velocidad nominal, hasta ese momento el pitch se encuentra cerrado (máxima oposición al paso de viento), adicionalmente el generador realiza un control paralelo de las revoluciones del rotor acelerando o frenando eléctricamente el rotor. Es decir, el control de un aerogenerador se basa en el control de su velocidad a través del **control del pitch y par en función de la velocidad de giro del generador**. Este concepto implica que el par eléctrico y el ángulo de pitch se fijan a los valores adecuados para controlar la potencia eléctrica y la velocidad de rotor y minimizar las cargas.

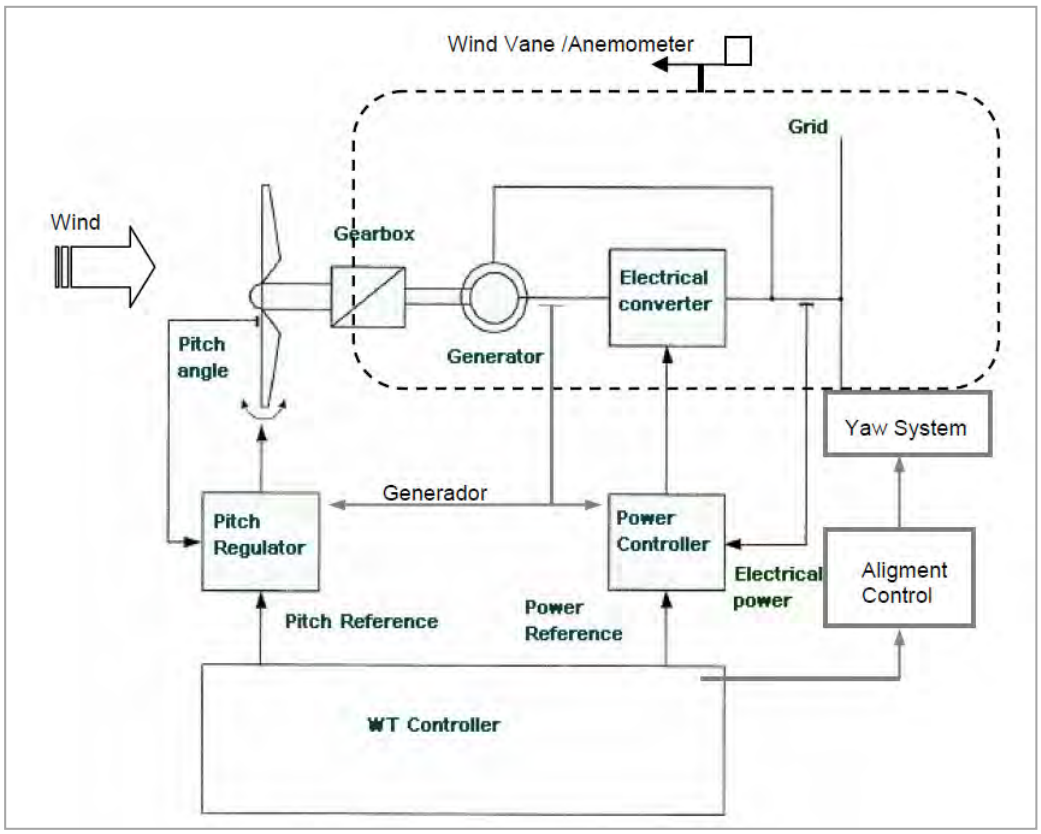


Ilustración 177.- Esquema de las funciones principales del sistema de control. Fuente: GAMESA.

El sistema de control se ocupa tanto de los algoritmos de control de pitch y potencia, como de los algoritmos de supervisión. El objetivo del control es asegurar en todo momento los siguientes criterios:

- Maximizar la producción de energía
- Limitación de cargas mecánicas en función de los límites de diseño
- Reducción de ruido aerodinámico
- Mantener una alta calidad de energía

Las ilustraciones (Ilustración 177, Ilustración 178, e Ilustración 179) representan el diagrama de bloques general del sistema de control y sus funciones principales. En el bloque de pitch óptimo se calculan la velocidad de giro óptima y el ángulo de pala óptimo en función de la velocidad de viento y de la aerodinámica de la pala, así como los criterios de reducción de ruido.

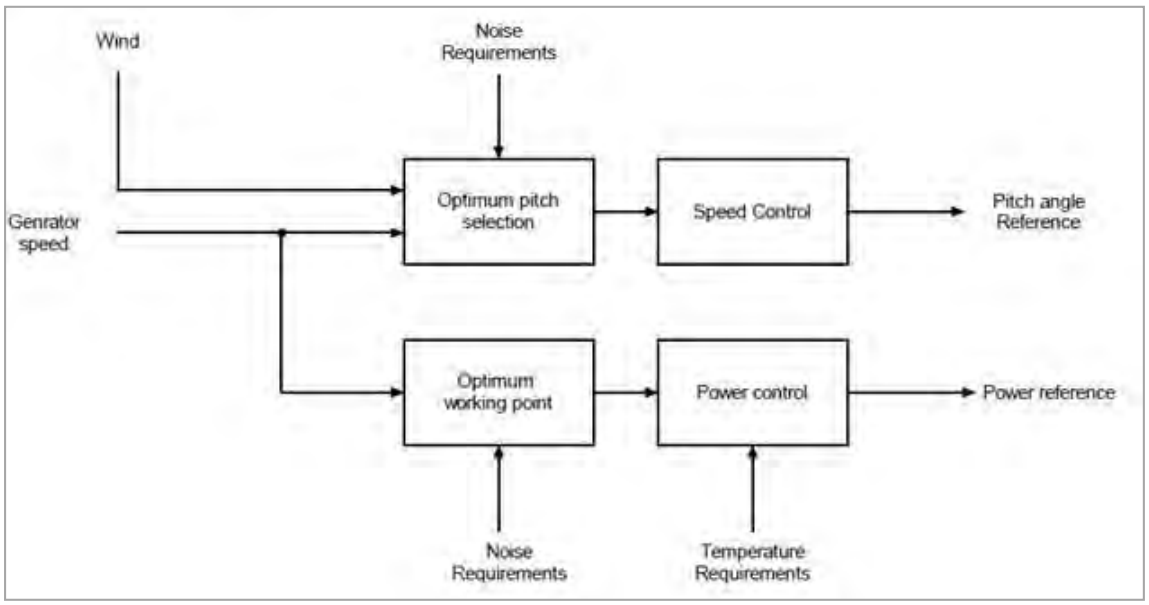


Ilustración 178.- Diagrama simplificado del sistema de control. Fuente: GAMESA.

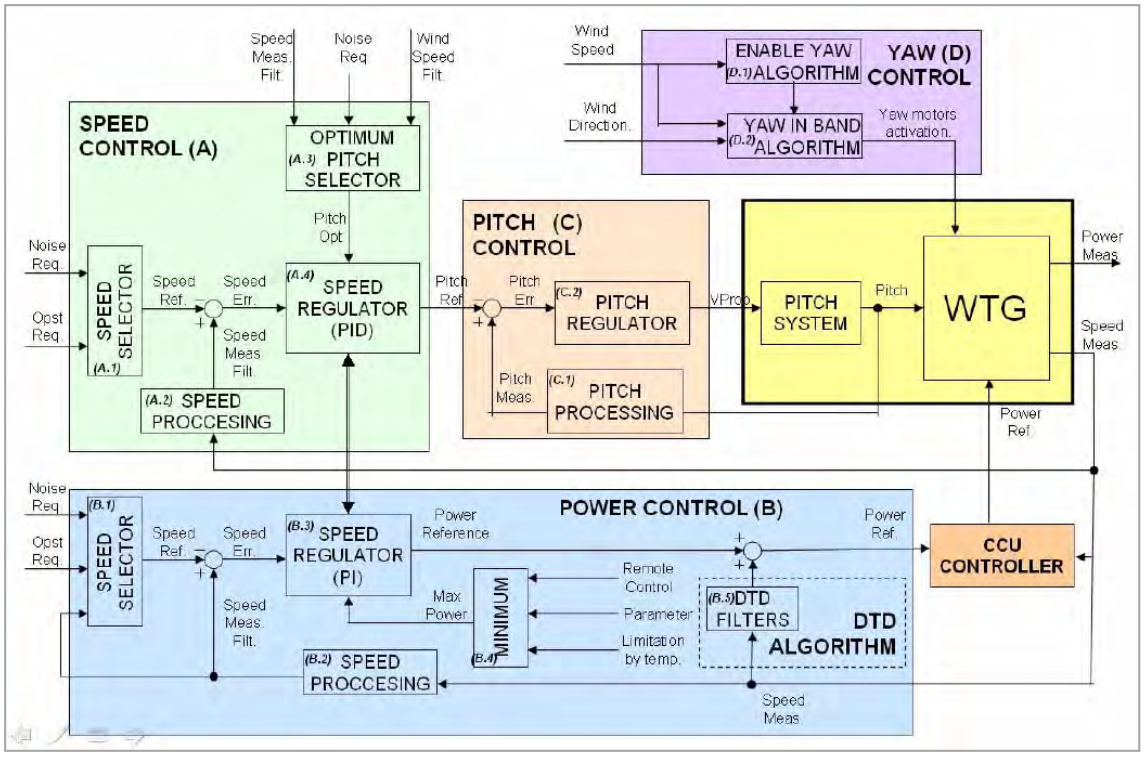


Ilustración 179.- Diagrama detallado del sistema de control. Fuente: GAMESA.

El punto de trabajo óptimo es el que proporciona la máxima energía estando por debajo de la zona de máximo nivel de ruido permitido. Los bloques de la derecha representan los lazos de control que llevan al aerogenerador a las referencias definidas y aseguran que la potencia eléctrica está limitada a la demandada. Cuando la velocidad de viento aumenta por encima de un determinado nivel, el ángulo de pitch aumenta superando al óptimo aerodinámico. En este caso en el que la potencia demandada alcanza la potencia nominal, denominamos a la velocidad de viento "velocidad de viento nominal".

Control de velocidad y potencia

Como se ha explicado en apartados anteriores[61], la velocidad de giro del rotor viene definida en función de la velocidad de viento mediante una relación cúbica. Si la potencia demandada es la obtenida de la ecuación (4.12) siguiente, la eficiencia del aerogenerador será óptima en régimen estacionario. En régimen transitorio no es posible alcanzar el óptimo debido a que la velocidad de rotor no puede seguir instantáneamente las variaciones de velocidad del viento. Debido a las restricciones en la velocidad de giro del generador, no es posible que el aerogenerador trabaje siempre en el óptimo aerodinámico en todo el rango de vientos, ni siquiera en todo el rango por debajo del viento nominal.

$$P_{Elec} = \frac{1}{2}\rho A V^3 C_p(\lambda,\theta)\eta_{Gbx}\eta_{Gen}$$

(Ecuación 4.12)

61 Fórmula descrita en el apartado 4.1.3 Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia.

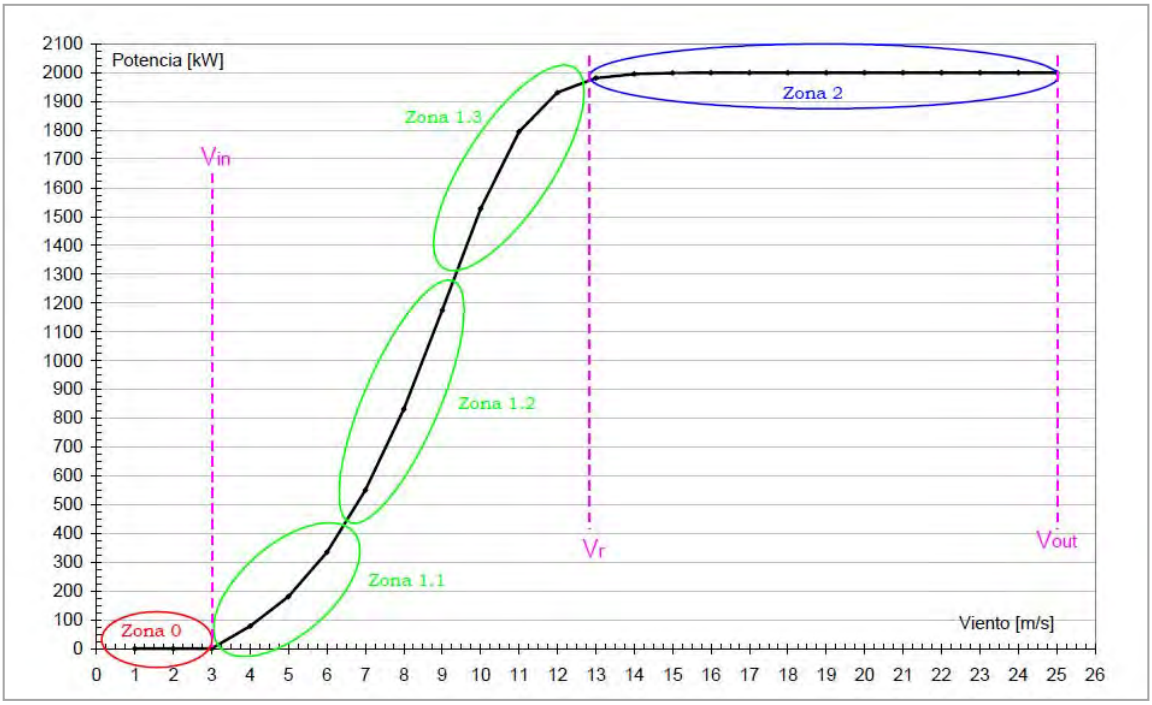


Ilustración 180.- Diferentes regiones de control de potencia en función de la velocidad del viento. Fuente: GAMESA.

El sistema de control del aerogenerador actúa igualmente como sistema de supervisión. Entendiendo el aerogenerador como una máquina de estados, es función del sistema de control chequear continuamente la diversa sensórica del aerogenerador, así como parámetros internos, para decidir el estado de operación adecuado en cada momento y gobernar las transiciones entre estados asegurando así la seguridad y fiabilidad del aerogenerador.

Conforme a la curva anterior, las velocidades de viento más representativas son:

- Velocidad de acople: v_{in} = 3 m/s.
- Velocidad nominal: v_r = 13 m/s.
- Velocidad de corte: v_{out} = 21-25 m/s.

Con estos tres valores quedan claramente definidos los rangos de operación del aerogenerador:

- Producción parcial (Zona 1, viento entre v_{in} y v_r). La velocidad de viento es inferior a vr y no trae energía suficiente para producir potencia nominal.

Por tanto el objetivo principal del aerogenerador es extraer la máxima potencia de viento. Para ello el sistema de control posiciona el pitch y demanda la potencia necesaria siendo puntos de operación óptimos para maximizar la potencia extraída del viento.

- Producción nominal (Zona 2, viento entre v_r y v_{out}). La potencia nominal está asegurada puesto que el viento tiene energía de sobra. El objetivo del sistema de control cambia al mantener la máquina estable para asegurar la producción (nominal) y minimizar las cargas en la máquina.

Por medio del conjunto convertidor-generador es posible controlar la potencia instantánea obtenida por el sistema de generación, tanto de potencia activa como reactiva, gracias al control interno de las corrientes del rotor.

La potencia activa demandada sigue una ley cúbica con la velocidad de giro del rotor, lo que permite seguir un óptimo aerodinámico que consigue ajustar el valor adimensional lambda a su punto óptimo. Los límites inferior y superior de esta ley cúbica están impuestos por las limitaciones del sistema eléctrico en el rango de variación de velocidad, eficiencias, por las resonancias mecánicas que pudieran originarse fuera del rango normal de operación y por consignas derivadas de los algoritmos orientados a la limitación de ruido acústico.

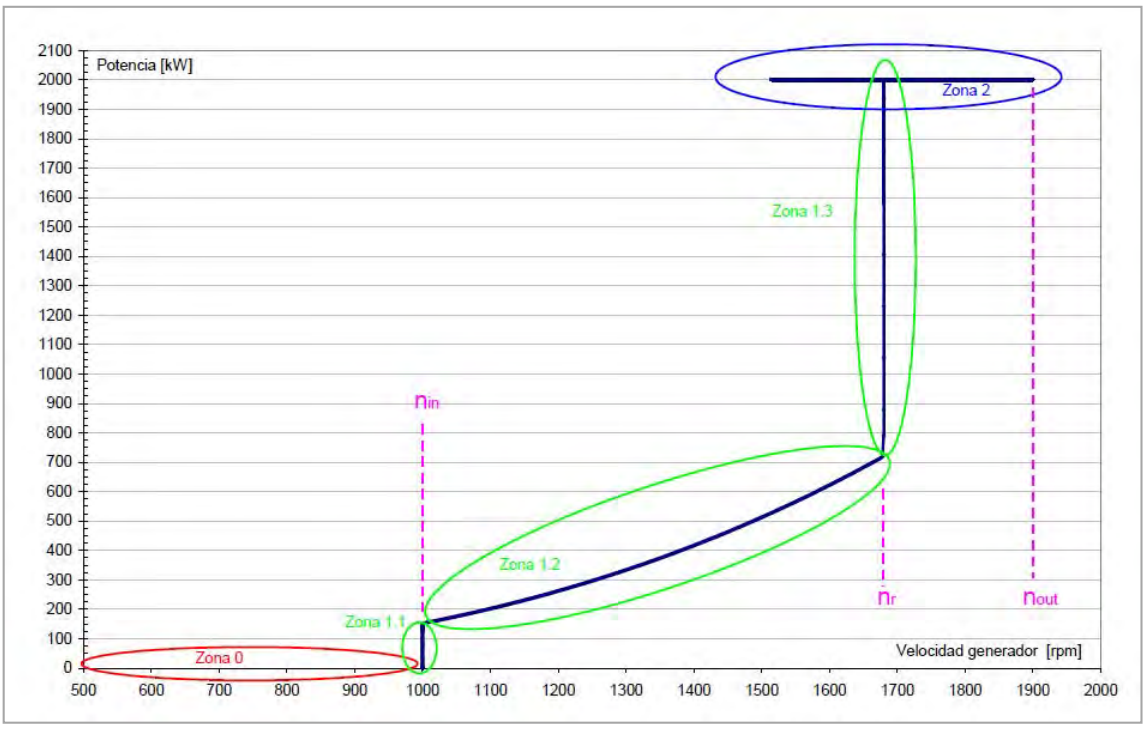


Ilustración 181.- Curva de control de Potencia vs. Velocidad del generador. Fuente: GAMESA.

Idealmente con vientos estacionarios, el comportamiento seguiría estas líneas verticales, aunque con vientos turbulentos reales, no se dibuja exactamente una línea recta sino una nube de puntos cuya dispersión dependerá de la ganancia del regulador.

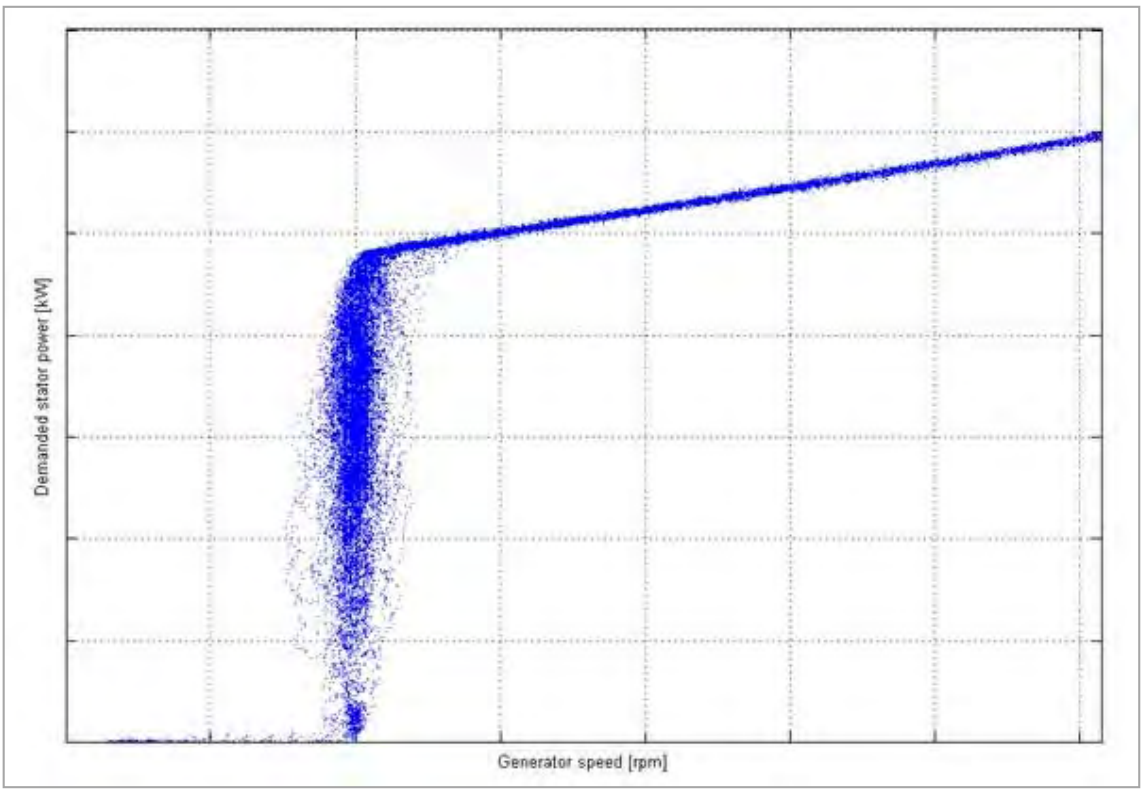


Ilustración 182.- Potencia del Estator vs Velocidad de giro del Generador. Fuente: GAMESA.

Por debajo de v_{in} (zona 0) la potencia generada es 0 y las vueltas de generador están por debajo de n_{in}.

En producción parcial (zona 1, entre v_{in} y v_r) se extrae toda la potencia posible del viento. Dentro de ella se pueden identificar 3 zonas distintas.

- Zona 1.1: La máquina se mantiene a nin. En este régimen de vueltas se acopla el generador a la red.
- Zona 1.1: La potencia activa demandada sigue una ley cúbica con la velocidad de giro del rotor siguiendo un óptimo aerodinámico.
- Zona 1.3: La máquina se mantiene a revoluciones nominales (n_r). A estas vueltas se alcanza la potencia nominal.

Por encima de vr (zona 2), el sistema de control mantiene el generador en torno a nr y la potencia de salida es nominal constante.

A velocidad nominal (V_n), las variaciones de viento provocan variaciones de la velocidad de giro del rotor. El objetivo del control será demandar potencia constante, con lo que el par mecánico disminuirá al aumentar la velocidad y aumentará ligeramente (hasta cierto límite) al descender la velocidad.

Si en el caso de potencia nominal la velocidad del generador disminuye por debajo de un cierto valor, se considera que no hay potencia aerodinámica suficiente y se volverá a la ley cúbica. Esto evitará caídas de potencia transitorias debidas a las ráfagas del viento.

Para el generador objeto de estudio v_{in} son 1.000 r.p.m. y n_r son 1.680 r.p.m. para una potencia nominal de 2MW.

La referencia de velocidad estará determinada por operaciones de arranque de máquina, limitación por configuración del generador, cambios en la configuración del generador (Y-D), algoritmo de reducción de ruido acústico. Para evitar cambios bruscos en la referencia del controlador, la entrada al lazo de control se realiza de manera rampeada.

Las variaciones de pitch con vientos muy altos producen variaciones en la potencia aerodinámica captada mucho mayor que en el caso de variaciones equivalentes de pitch con vientos cercanos al nominal. Para compensar este efecto no lineal se aplica un coeficiente reductor cuando se opera en vientos altos. Como la medida del pitch medio a potencia nominal está muy relacionada con la medida del viento, y la medida del pitch es mucho más precisa y menos incierta que la del viento, se aplica el coeficiente reductor en función del pitch medido.

En producción parcial la velocidad del viento no es suficiente para que el aerogenerador produzca potencia nominal. En este caso el objetivo del control es intentar que el pitch siga la ley de óptimos aerodinámicos que en función de la geometría de la pala te marca la relación óptima entre velocidad de viento, velocidad de rotor y ángulo de pala.

El sistema de control en cada punto de operación de la máquina calcula el pitch óptimo para cada uno de los objetivos[62] definidos y selecciona el valor más adecuado.

62 Se está considerando objetivo como el valor de referencia de una variable.

En esta selección el control tiene en cuenta estados especiales como transiciones entre estados de operación (arranques y paradas) que se describen en adelante.

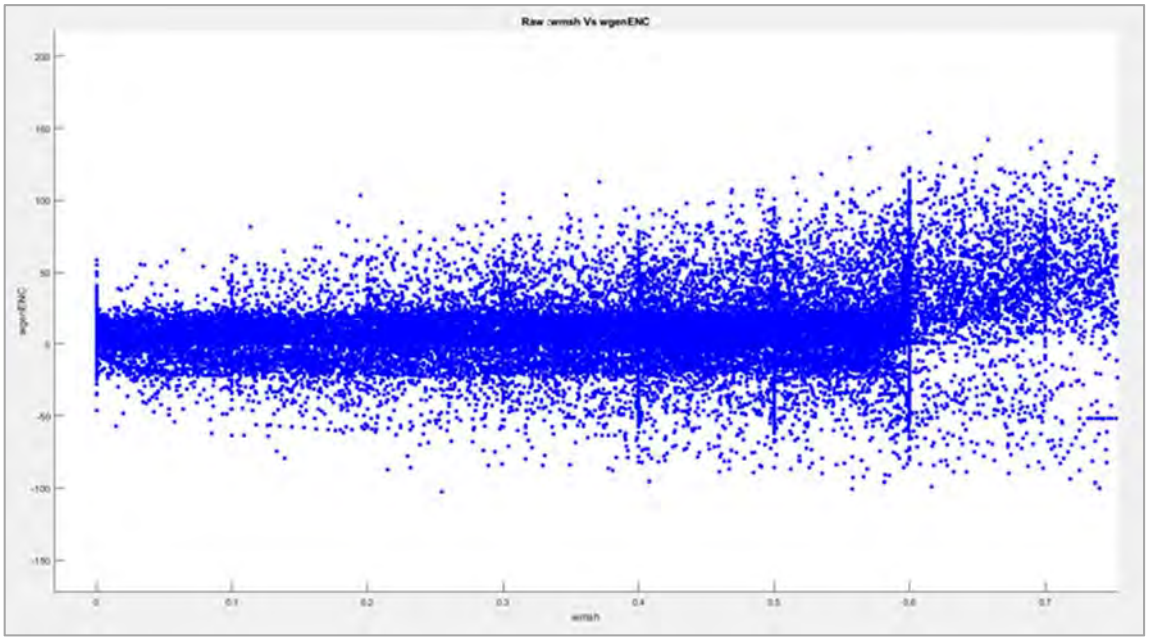


Ilustración 183.- Ejemplo de visualización de valores objetivo en el control de la velocidad de giro del eje a intervalos de 0,1 r.p.m. del eje principal. Fuente: Elaboración propia.

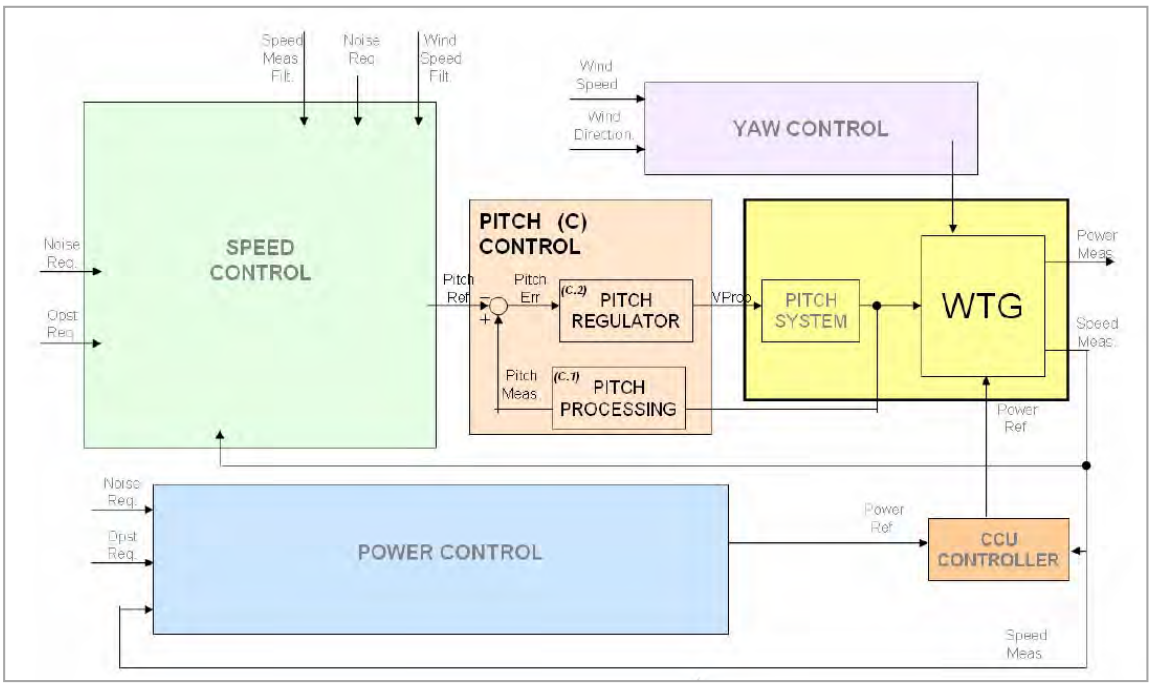


Ilustración 184.- Algoritmo detallado del ángulo de pala. Fuente: GAMESA.

En los arranques y paradas normales de máquina, en cambios de configuración (Y-D) del generador o en periodos de velocidad de viento por debajo de la de arranque, el aerogenerador opera con el generador desconectado sin producir potencia. En la Ilustración 185 se muestra en color azul oscuro este fenómeno.

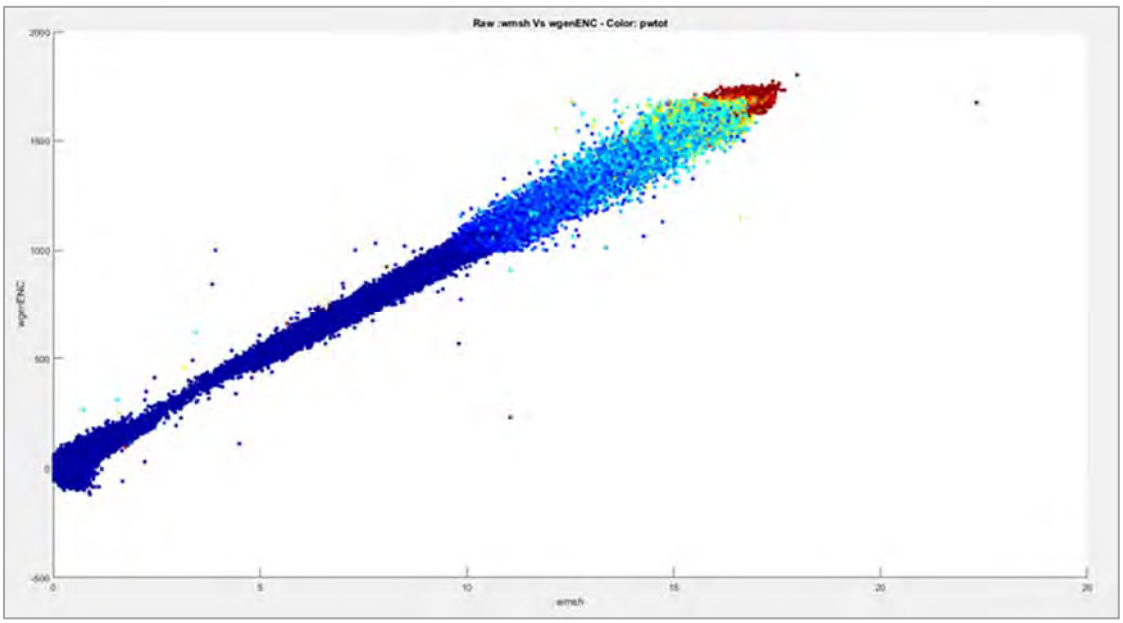


Ilustración 185.- Velocidad de giro del eje principal (eje x) vs Velocidad de giro del generador (eje y) y Potencia generada (color). Fuente: Elaboración propia.

Según el fabricante del aerogenerador: *"La parada por alto viento se produce a partir de estar cierto tiempo a viento muy elevado, pero los intervalos de espera cambian en función del tiempo, es decir, hay un filtro de primer orden de 100s por encima de un valor umbral, y otro filtro de segundo orden de thau 2s por encima de otro valor umbral."* Lo que se entiende de esta afirmación es que si pasado el primer valor umbral de viento (generalmente 25m/s) durante 100 segundos, la máquina pasa a paro, mientras que si el viento es muy elevado (por encima de 30 m/s) durante 2 segundos, manda la parada inmediata.

Para el arranque, en el caso que la máquina se encuentre sin viento, la máquina espera viento sin orientar y con las palas a 40º. Conforme incrementa el viento la máquina incrementa sus revoluciones a la vez que desciende su valor de pitch, cuando la máquina alcanza v_{in} se acopla y trabaja normalmente.

En el caso de un arranque con viento el regulador incrementa las revoluciones del aerogenerador (reduciendo pitch) de forma controlada hasta v_r donde se acopla la máquina a la red.

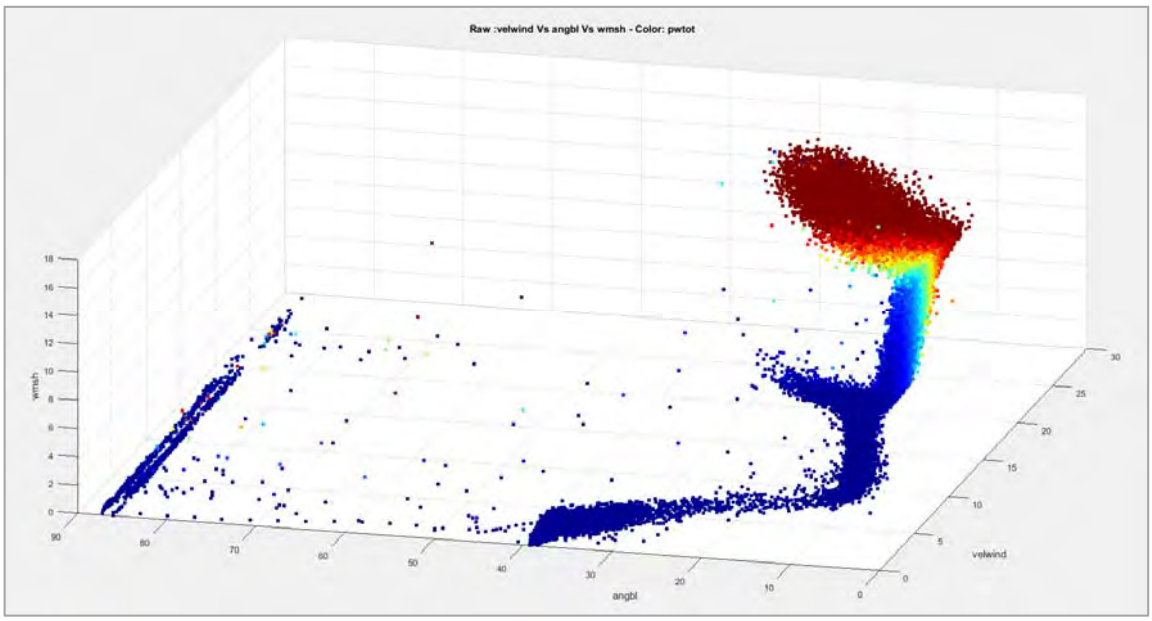


Ilustración 186.- Ejemplo de la Velocidad de viento vs. Ángulo pitch de las palas vs. Velocidad de giro del eje principal y en color la Potencia. Fuente: Elaboración propia.

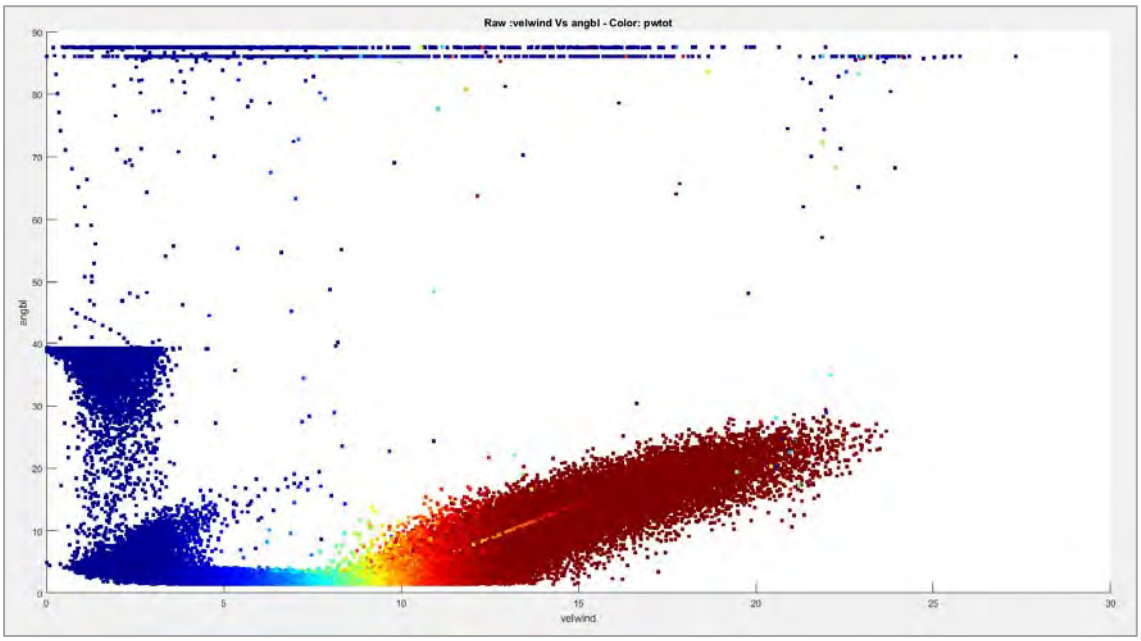


Ilustración 187.- Ejemplo de la Velocidad de viento vs. Ángulo pitch de las palas y en color la Potencia. Fuente: Elaboración propia.

Para la parada de máquina existen dos modalidades, la parada lenta y la rápida. En la parada lenta la máquina lleva las palas a bandera suavemente. La potencia eléctrica también decrece lentamente. El tiempo medio que dura la transición hasta tener las palas en bandera se sitúa en torno a 35 segundos. En el caso de realizar una parada rápida (cuando se da un cambio a los estados de parada o emergencia), la máquina lleva las palas a bandera rápidamente y la potencia eléctrica decrece rápidamente en menos de 1 segundo. El tiempo medio que tardan las palas en colocarse en bandera en esta situación es de 8 segundos.

Control Temperatura máxima

Algunos modelos de máquina incluyen posibilidad de limitar la potencia activa en función de la temperatura. Cuando la temperatura de algunos componentes eléctricos alcanza valores excesivamente altos, se aplica un algoritmo de limitación de potencia activa con el objetivo de controlar el aumento de temperatura que ocasionaría la parada por alarma del aerogenerador.

En función de los límites de temperatura existentes se define una variación en la potencia que se permite demandar. Conforme la temperatura aumenta, el límite máximo de la potencia demandada disminuye.

Esta variación sigue un ciclo de histéresis para evitar variaciones bruscas de la consigna de potencia.

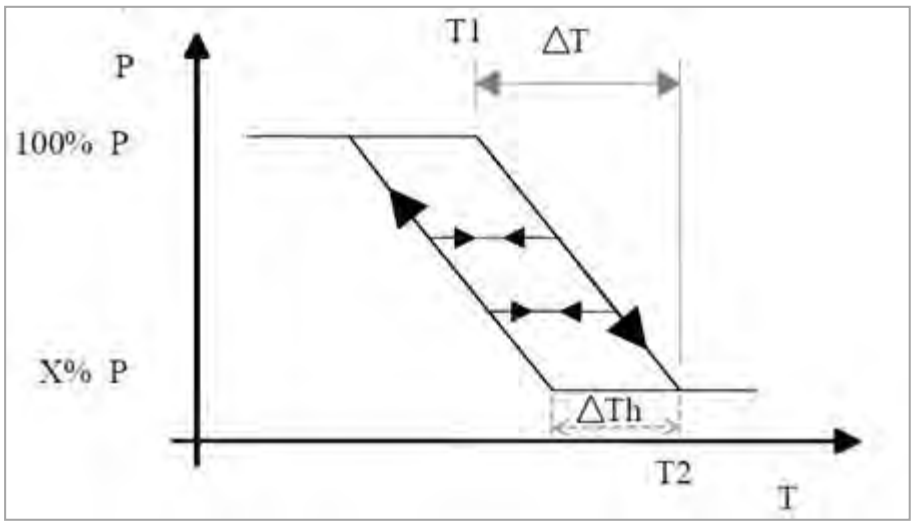


Ilustración 188.- Ciclo de limitación de potencia del generador en función de la temperatura del mismo. Fuente: GAMESA.

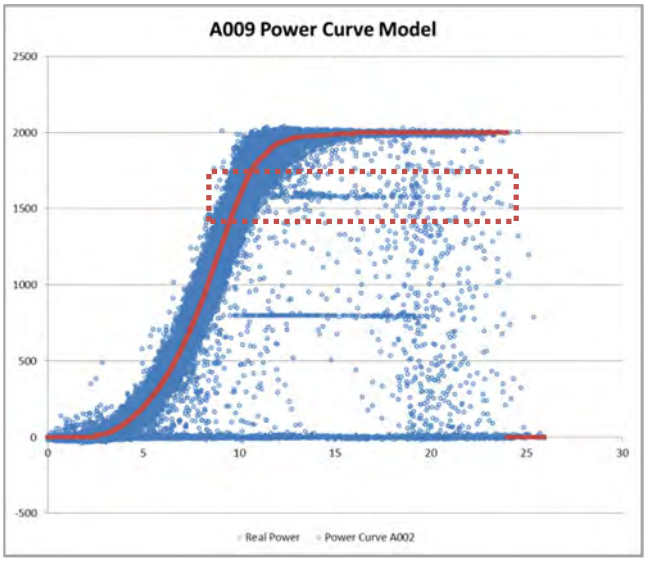


Ilustración 189.- Ejemplo de un caso de limitación de potencia en el generador por exceso de temperatura. Fuente: Elaboración propia.

La potencia activa de referencia también puede verse limitada por dispositivos externos. Desde la pantalla táctil del SCADA del aerogenerador se puede modificar el parámetro relacionado (como otros casos de limitaciones de potencia). Desde el telemando también es posible modificar dinámicamente el límite a la potencia

demandada. Para ello es necesario que telemando y aerogenerador cuenten con la funcionalidad de limitación de potencia activa. Desde le punto de vista de modelado matemático, la falta de información como las fechas de cambio de parámeto, y los valores límites fijos dificultan mucho el proceso, ya que es preciso hacer un estudio intensivo de los datos y aplicar técnicas muy complejas de obtención de patrones.

Sistema de orientación del yaw

Adicionalemnte, para capturar mejor el viento y evitar cargas laterales, el aerogenerador dispone de un sensor de orientación que proporciona información de la desalineación en grados (0º -360º) de la nacelle respecto a la dirección de viento. Si se sobrepasa el sector de desalineación permitido (marcado en rojo en la Ilustración 190), el control activará los motores CW o CWW[63] dependiendo del caso. Una vez iniciado el proceso de orientación, no se considerará la máquina orientada hasta que la desalineación se mantenga dentro de los grados delimitados por el cono interior.

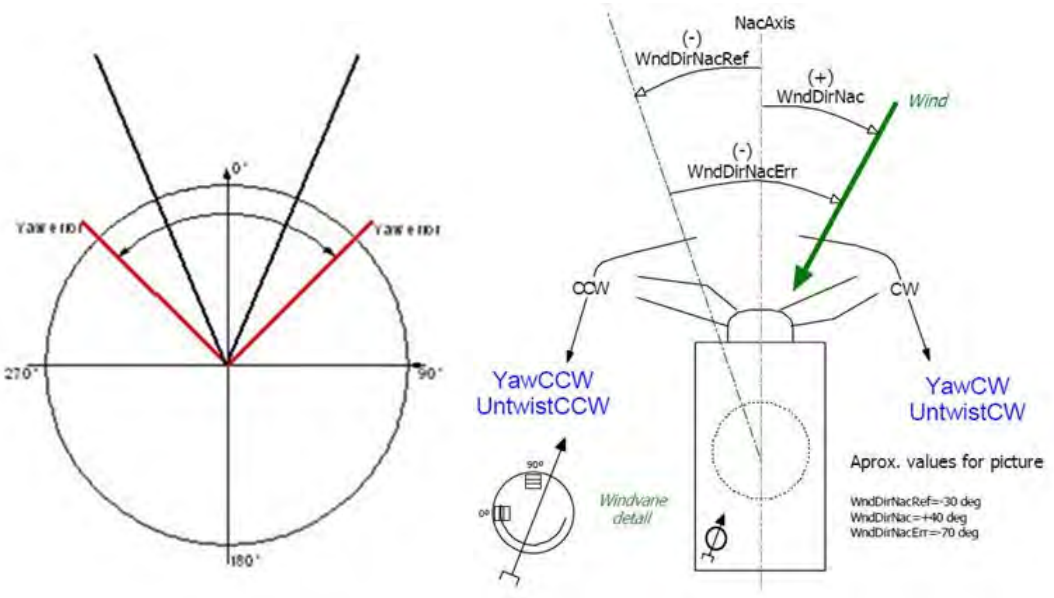


Ilustración 190.- Esquema del sistema de orientación de la nacelle. Fuente: GAMESA.

63 Los motores del sistema de orientación o YAW orientan la nacelle en la dirección del viento, una vez conseguida la posición óptima se activan los frenos hidráulicos que bloquean el movimiento.

Si la góndola no está correctamente orientada no se generará la potencia esperada según la curva de potencia del fabricante, esto hará que los modelos que utilicen potencia y velocidad de viento como variables de entrada presenten mayores errores, por no corresponderse el viento medido con la potencia que le corresponde.

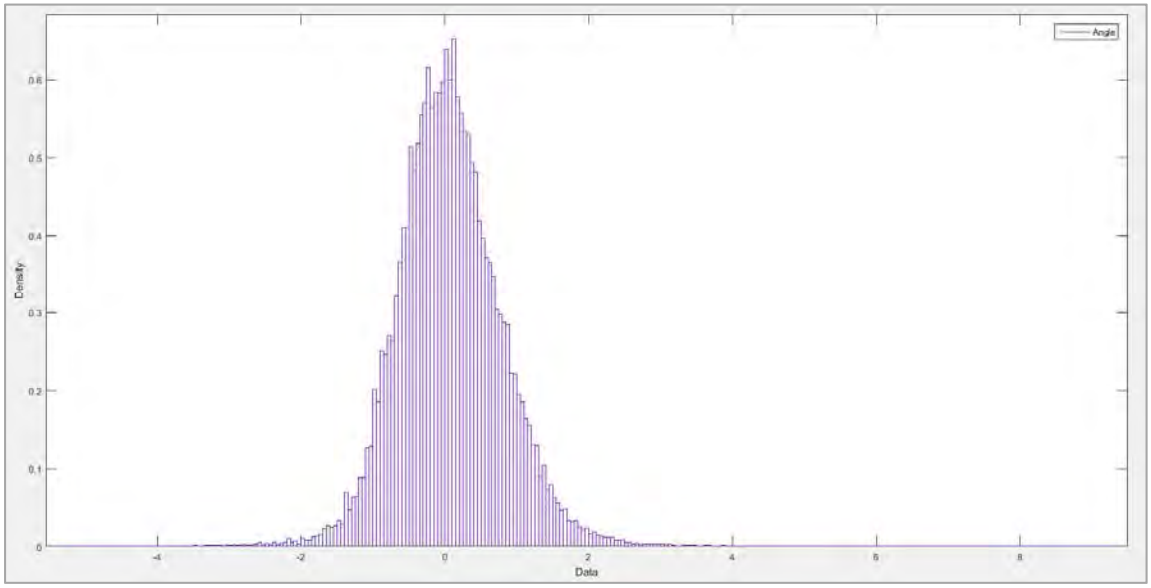


Ilustración 191.- Histograma del ángulo de orientación de la góndola respecto de la dirección de viento. La desviación rara vez supera los ±3º. Fuente: Elaboración propia.

4.3.2.1.1. Generador

Los generadores de las centrales de generación convencionales (hidroeléctricas, térmicas nucleares) son generadores síncronos. Dado que la frecuencia de la red eléctrica es siempre la misma para un mismo país o continente, no hay necesidad de generar una onda eléctrica a una frecuencia diferente de la establecida para la red eléctrica.

En dichos métodos de generación expuestos, se posee un control total sobre el flujo de potencia primario (véase caudal de agua de la tubería forzada, el caudal de vapor o gas de entrada a la turbina), por lo que se controla dicho flujo de modo que la velocidad de giro del rotor del generador se mantenga dentro de los valores estipulados para mantener la frecuencia de red constante.

En los casos de los aerogeneradores no es posible controlar el flujo de viento entrante al rotor, por lo que el control de la velocidad de giro del generador se debe realizar mediante otros métodos.

En el caso de los generadores G8X se emplea un generador asíncrono con el que, mediante dispositivos de electrónica de potencia, la frecuencia de salida sea siempre la de la red.

Este sistema de generación combinando el generador y el convertidor se conoce como "máquina de doble alimentación" o "Double Feed Machine".

La máquina doblemente alimentada controla las corrientes del rotor en magnitud y frecuencia para conseguir los valores adecuados de par y velocidad de giro. Este control se realiza a través de un convertidor de frecuencia (CCU) conectado al rotor que controla la corriente en el mismo. El sistema de generación asegura un suministro estable de electricidad a la red a partir del par y la velocidad proporcionado por el aerogenerador.

Debido a esta forma de funcionamiento, controlando la intensidad y frecuencia de la corriente del rotor, el generador es reconocido como un generador síncrono por la red.

Gracias al control de la corriente en el rotor es posible regular el desfase de la tensión (ángulo de fase) y la corriente en el estator y, por lo tanto, el factor de potencia (dentro de un cierto rango), el cual puede fijarse como un parámetro en el sistema de control.

Otra consecuencia de la generación síncrona es la suavidad de conexión a la red. Esta "conexión suave" se consigue gracias a la "sincronización de red" ya que se genera en el estator una tensión igual a la de la red en términos de amplitud y fase. La conexión se realiza con contactores simples sin necesidad de sistemas adicionales tales como los tiristores utilizados en los equipos asíncronos convencionales.

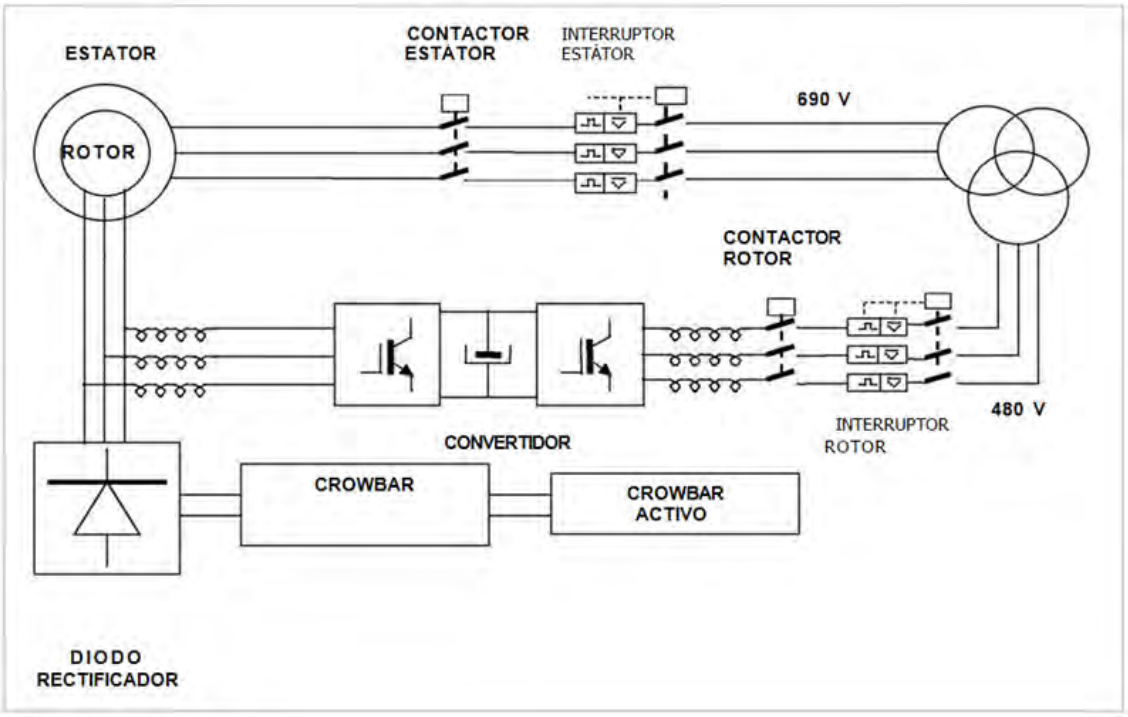


Ilustración 192.- Esquema de sistema de generación (típico). Fuente: GAMESA.

Este sistema de generación tiene otras ventajas. Al ser capaz de controlar el par mecánico, se puede reducir la carga en el tren de potencia, de forma que es posible almacenar un extra de energía de las ráfagas de viento en forma de energía cinética del rotor.

El nivel de ruido también se reduce como resultado de una velocidad de giro más lenta con vientos bajos, donde el ruido producido por el aerogenerador puede ser mayor que el propio ruido de fondo del viento. Las funciones del convertidor de potencia son los siguientes:

- Gestión de la potencia: Rectificar y convertir la onda de excitación del rotor a una frecuencia tal que para el deslizamiento existente se obtenga siempre 50Hz (o 60Hz)64 a la salida del estator.

64 En función de la frecuencia de red del país.

- Para una velocidad de rotor dada, convertir la onda saliente por el rotor a una frecuencia de 50Hz (o 60Hz) para poderla acoplar a la saliente por el estator.
- Gestión de la conexión del generador a la red: con el convertidor acoplado, el generador es visto desde la red como un generador síncrono, por lo que para la conexión a red, se deben comprobar las condiciones de sincronismo entre onda generada y onda de red (amplitud, frecuencia, fase).
- Gestión de factor de potencia y potencia reactiva intercambiada entre el aerogenerador y la red, a partir de un valor determinado por consigna (opcional). La capacidad de generación de reactiva depende también de las características del generador instalado.
- Gestión de huecos de tensión. El crowbar activo (evolución del crowbar pasivo presente en las máquinas con convertidor Ingeteam) permite mantener la conexión ante la aparición de huecos de tensión en la red.

4.3.2.1.2. Idea básica del generador asincrónico de doble alimentación

En un generador asíncrono la frecuencia *f* de la tensión por él generada y el número de revoluciones *n* de su rotor están relacionados a través de la siguiente ecuación:

$$n = f \cdot \frac{60}{p} \left[\frac{U}{min}\right]$$

(Ecuación 4.13)

Donde *p* es el número de pares de polos del generador.

El rotor de un generador de 4 polos debe rotar por ejemplo exactamente con un número de revoluciones de *n* = 1.500 U/min, para que su campo magnético en el devanado del estator pueda generar una tensión con una frecuencia de f= 50Hz.

Este número de revoluciones es denominado también número de revoluciones sincrónico n_{syn} del generador.

Si el generador debe funcionar dentro de una determinada gama de revoluciones en torno a su número de revoluciones sincrónico n_{syn}, son necesarias medidas

adicionales para que la frecuencia de la tensión por él generada permanezca siempre constante a pesar del número variable de revoluciones. Tal medida la constituye el concepto del generador asíncrono de doble alimentación.

El truco de este concepto de instalación está en que dentro del rotor se genera un campo magnético que pasa moviéndose por los polos del devanado del estator exactamente con un número de revoluciones sincrónico independientemente del número de revoluciones del rotor.

Esto quiere decir que este campo magnético rota frente al rotor con exactamente el número de revoluciones que el falta al rotor mismo para el número de revoluciones sincrónico del generador. Para ello se ha de añadir al rotor una corriente alterna con la llamada frecuencia de deslizamiento fs, es decir, la frecuencia que corresponde a la diferencia entre el número de revoluciones sincrónico y el número real de revoluciones de rotor.

Para la generación de la corriente alterna con la frecuencia de deslizamiento se utiliza el convertidor de frecuencia de cuatro cuadrantes con circuito intemedio de tensión contínua descrito en el apartado 4.3.2.1.3. Descripción del sistema doblemente alimentado

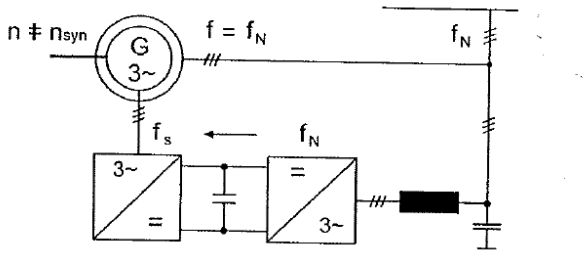


Imagen 5. FC_007
Representación principal del generador asincrónico de doble alimentación

f_N *Frecuencia de la red*
f *Frecuencia del estator*
f_s *Frecuencia de deslizamiento*

Ilustración 193.- Representación principal del generador asincrónico de doble alimentación. Donde: f_N es la frecuencia de red, f es la frecuencia del estator y f_S es la frecuencia de deslizamiento. Fuente: GE.

Este convertidor de frecuencia transforma la tensión de tres fases con la frecuencia de red f_N de manera que en el devanado del rotor se origina una corriente de las dimensiones necesarias y con la frecuencia de deslizamiento f_S.

4.3.2.1.3.Descripción del sistema doblemente alimentado

El sistema doblemente alimentado es el equipo que regula y protege la generación de energía eléctrica del aerogenerador.

Debido a las condiciones de funcionamiento del aerogenerador, donde la fuerza incidente (el viento) es turbulento y variable, el sistema posee los grados de libertad necesarios para asegurar la integridad del equipo y la calidad de la energía producida.

Con este sistema el aerogenerador asegura una potencia eléctrica constante y estable, así como secuencias de conexión con acoplamientos suaves para no alterar la estabilidad de la red eléctrica.

Debido a las variaciones en la velocidad del rotor producidas por variaciones en la velocidad de viento y permitidas para reducir cargas y vibraciones en el aerogenerador, el sistema de generación de energía es capaz de trabajar con una velocidad de generador sobre la velocidad de sincronismo en torno al 30%. Así mismo, para optimizar la producción de energía con bajos vientos, el sistema es capaz de producir energía con una velocidad de generador por debajo de la velocidad de sincronismo en torno al 30% de ella.

El sistema doblemente alimentado está formado por un generador asíncrono doblemente alimentado con acceso al bobinado del rotor con anillos rozantes. El estator (en triángulo) se conecta directamente a red y el rotor se conecta a un convertidor de frecuencia. A su vez este convertidor está conectado a red. Este esquema consigue que para la red de distribución eléctrica el aerogenerador se comporte como un generador síncrono, lo cual estabiliza la red, facilita la conexión de muchos aerogeneradores, elimina bancos de condensadores para compensar potencia reactiva y problemas de resonancias. El sistema de control de potencia (CCU) controla la potencia activa y reactiva con el convertidor de frecuencia conectado al rotor del generador, es decir, permite al usuario elegir el factor de potencia deseado.

Ante fallos, malfuncionamiento o mantenimiento del aerogenerador el sistema sigue la siguiente estrategia de seguridad:

1. Integridad y seguridad de las personas.
2. Integridad del equipo.
3. Producción de energía.

El esquema unifilar que forma el sistema doblemente alimentado es el siguiente:

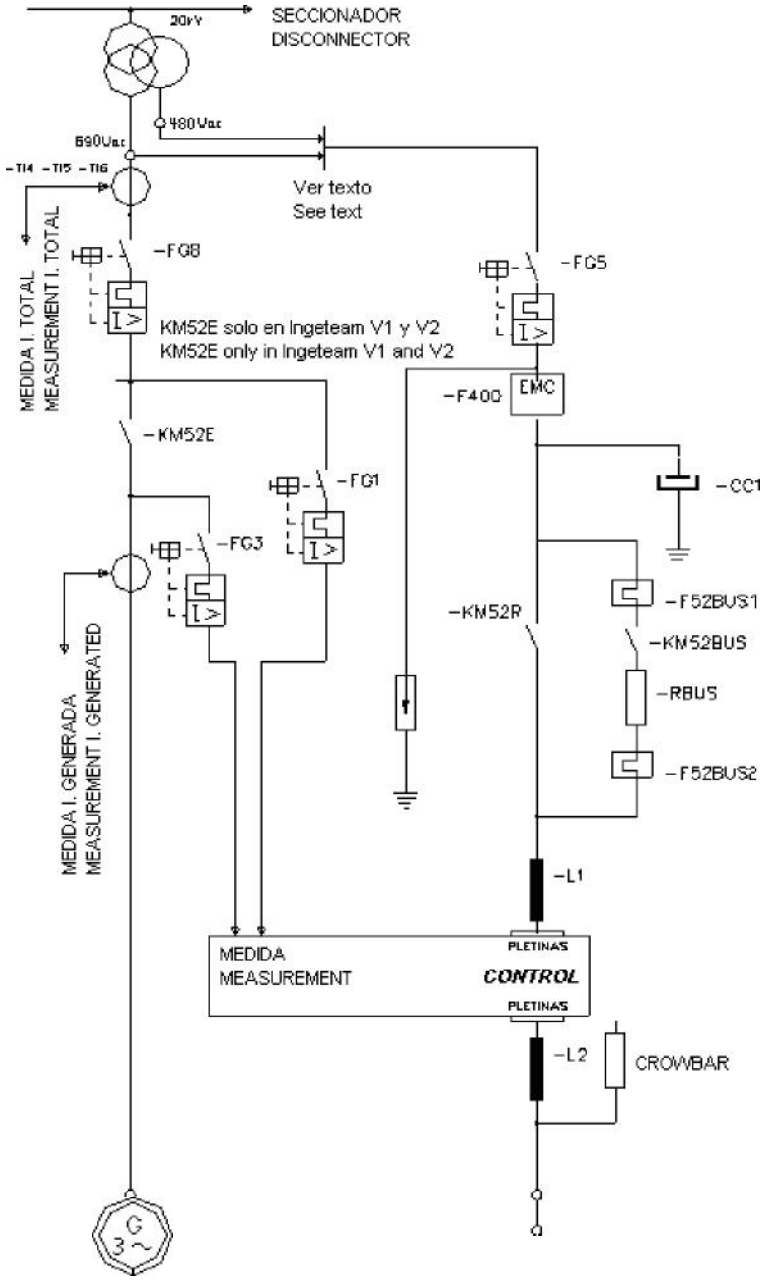


Ilustración 194.- Esquema simplificado. Fuente: GAMESA.

El convertidor se encuentra conectado a un generador doblemente alimentado, donde, tanto el estator como el rotor se encuentran bobinados. El acceso a los bobinados del rotor se realiza a través de anillos rozantes situados en el lado opuesto al acoplamiento.

El estator se conecta al secundario del transformador (690Vac) a través de un interruptor automático (FG8). La conexión de los bobinados del estator del generador se realiza en triángulo.

El rotor se conecta al secundario del transformador (690Vac) a través del convertidor y fusibles en el caso de la DTC para G8X.

Para que el aerogenerador pueda mantenerse acoplado a red dando una frecuencia constante a 50Hz/60Hz (comportamiento como generador síncrono), es necesario inyectar o extraer del rotor una corriente de frecuencia variable. La CCU es el equipo que se encarga de controlarlo, las diferentes regiones de operación se describen en el apartado 4.3.2.3. Modos de funcionamiento: sub-síncrónico, síncrónico y sobre-síncrónico de la presente Tesis.

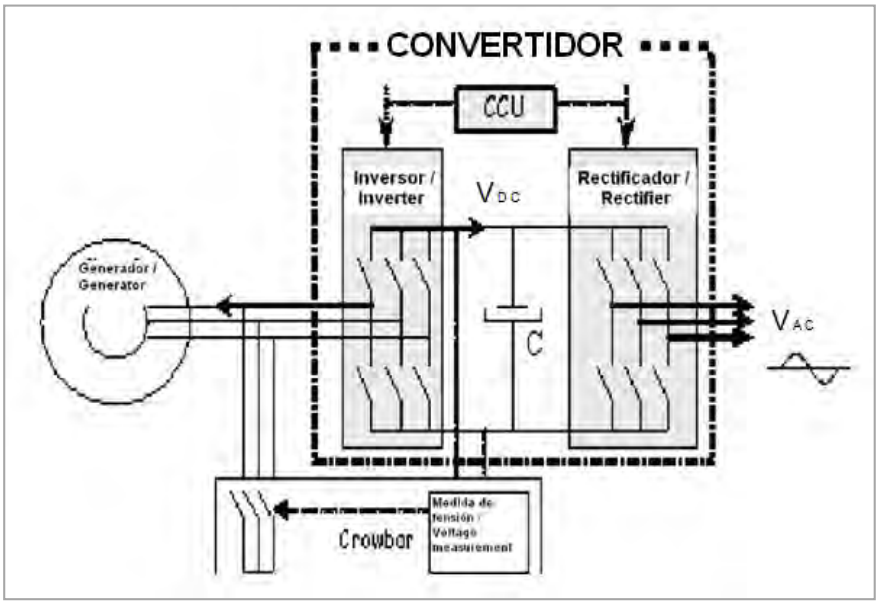


Ilustración 195.-Esquema hardware del convertidor. Fuente: GAMESA

El convertidor

El convertidor inversor está conectado al rotor. Este convertidor inyecta o extrae corriente en el rotor con frecuencia variable. Esta frecuencia es la necesaria para que en el estator se obtenga una tensión generada a 50 Hz/60 Hz independiente de la

velocidad de giro del rotor. Las consignas de corriente están gobernadas por la CCU, y que se encuentra comunicada vía bus de campo con el procesador de góndola.

El convertidor rectificador está conectado a red. Este convertidor regula la tensión del bus de continua que es la entrada de tensión al inversor. Así mismo, cuando el inversor devuelve corriente hacia red, es el convertidor el que genera la frecuencia de 50 Hz/60 Hz para poder inyectar en la red esa potencia.

Protección del convertidor ante fallos en el aerogenerador

Ante fallos que provocan el paso a emergencia, la CCU abre todos los contactores que conectan el convertidor con la red. Si el sistema estaba generando, este corte provocaría que la energía que se encuentra en el rotor del generador quede acumulada en el convertidor, y provocaría una brusca subida de tensión y destruiría los condensadores que estabilizan la tensión del bus de continua. Para evitar este problema en algunas máquinas, el convertidor dispone de un equipo denominado Crowbar Pasivo. Este sistema, ante una brusca subida de tensión en el bus de continua, cortocircuita los devanados del rotor para que la energía sobrante se extinga en ellos (y se disipe en forma de calor, por lo que debería tenerse en cuenta en los modelos de detección de fallos, analizando las alarmas del convertidor, no obstante se utilizará en estudios posteriores).

En el modelo de generador DTC del aerogenerador G87 (generador objeto de estudio), no se dispone de crowbar pasivo instalado y esta protección la realiza el Crowbar Activo cuya descripción se indica más adelante.

Esta estructura permite que el aerogenerador gobierne la potencia activa y reactiva que precise el controlador del aerogenerador. Es decir, se gobierna la potencia activa deseada y el factor de potencia. Con este sistema quedan eliminados los bancos de condensadores para compensar de energía reactiva.

Protección del convertidor ante fallos de temperaturas

Las sobrecargas durante la generación de potencia provocan aumento de temperatura en los distintos componentes. El sistema mide temperaturas en los devanados y anillos rozantes del generador, en los radiadores de los IGBTs, en el embarrado, en el transformador y en la tarjeta de control de los convertidores. Cuando la temperatura supera los parámetros preestablecidos, el aerogenerador pasará a un estado de operación que salvaguarde la integridad de éste (limitación de potencia generable en función de la temperatura y activación de la refrigeración conforme lo descrito en el apartado 4.3.2.1. Descripción general del funcionamiento).

Protección ante cortocircuitos

El convertidor está protegido ante cortocircuitos, fallos de red y otros con interruptores automáticos y térmicos, tanto para el estator como para el rotor.

Generación de armónicos.

La CCU utiliza IGBTs para generar las corrientes y frecuencias que se inyectan al rotor para conseguir un comportamiento global del sistema síncrono. Para ello, con velocidades de generador superiores a la nominal, extrae potencia del rotor para inyectarla a la red. Al ser una corriente que ha pasado por un convertidor formado por IGBTs (semiconductores), y por tanto con contenido armónico, se ha instalado un filtro EMC para reducirlos. Así la potencia que se vierte a red tiene un contenido armónico que cumple la normativa aplicable.

Crowbar activo.

El crowbar activo (CA) es una evolución del crowbar pasivo (CP) actualmente presente en la máquina doblemente alimentada. Este sistema permite la continuidad de la conexión de la máquina durante un hueco de tensión y evitar sobretensiones en el bus de continua o sobrecorrientes que pueden dañar los elementos de electrónica de potencia.

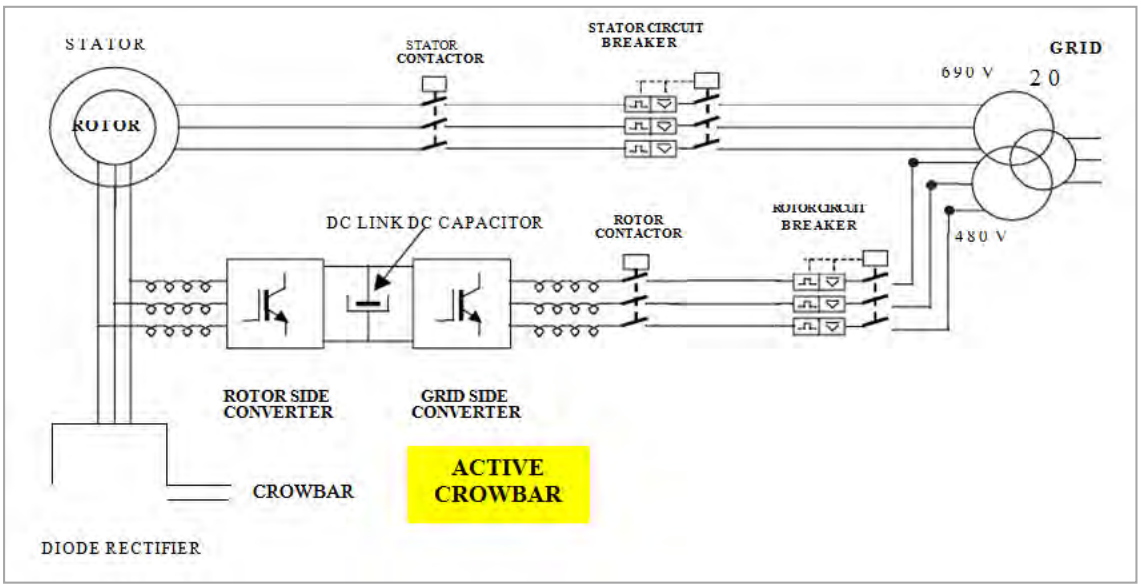


Ilustración 196.- Esquema del sistema Crowbar Activo. Fuente: GAMESA.

El crowbar activo se conecta de forma sencilla en paralelo con el crowbar pasivo existente lo que simplifica la instalación sobre las máquinas actuales. Está compuesto de un rectificador que alimenta a un dispositivo de electrónica de potencia de resistencia controlada.

Tras la conexión del crowbar, el rotor queda cortocircuitado a través de la resistencia controlada lo que permite limitar el valor de las corrientes rotóricas y estatóricas y la tensión del bus de continua. Durante el tiempo de activación del crowbar, solo se dispone de control a cargo del convertidor de lado de red. En el momento en que se desconecta, el control de potencia queda de nuevo a cargo del convertidor del rotor. Junto con el CA se incluye un SAI para alimentar los sistemas vitales de control cuando se pierde la alimentación durante el hueco de tensión.

Como complemento imprescindible al crowbar activo, se debe instalar el acoplamiento flexible adecuado entre la multiplicadora y el generador. Este acoplamiento debe de ir equipado con un limitador de par.

4.3.2.2. Cambio de estrella - triángulo

Los algoritmos de conexión y desconexión del estator, así como los algoritmos de cambio de estrella a triángulo y viceversa se explican con detalle a continuación.

4.3.2.2.1. Control de potencia del generador

El control de la potencia del generador se realiza con un Convertidor de Potencia (equipo rectificador-inversor), que contiene una tarjeta electrónica de control denominada CCU (Converter Control Unit). Las consignas de conexión y desconexión de los distintos elementos las gobierna el sistema de control de aerogenerador (PLC) que envían las órdenes correspondientes a la CCU. Este equipo confirma las solicitudes realizadas y actúa sobre los contactores solicitados. Las confirmaciones de los contactores se envían al PLC por comunicaciones desde la CCU.

Los elementos utilizados para la producción de potencia son los siguientes:

- Contactor del rotor.
- Contactor del estator.
- Contactor estator en estrella (Y).
- Contactor estator en triángulo (D).
- Contactor de ventiladores del CCU.
- Conexión del rectificador.
- Conexión del inversor.
- Solicitud de realización del ensayo del polo inicial.

El aerogenerador objeto de estudio funciona con el estator conectado en triángulo. Los convertidores de los aerogeneradores, generalmente realizan las siguientes maniobras eléctricas:

1. *Ensayo del polo*.- Ensayo del CCU para calcular la posición del rotor. No aplica en el equipo objeto de estudio.
2. *Acoplamiento-Desacoplamiento*.- Secuencias para acoplar/desacoplar la máquina de la red eléctrica.

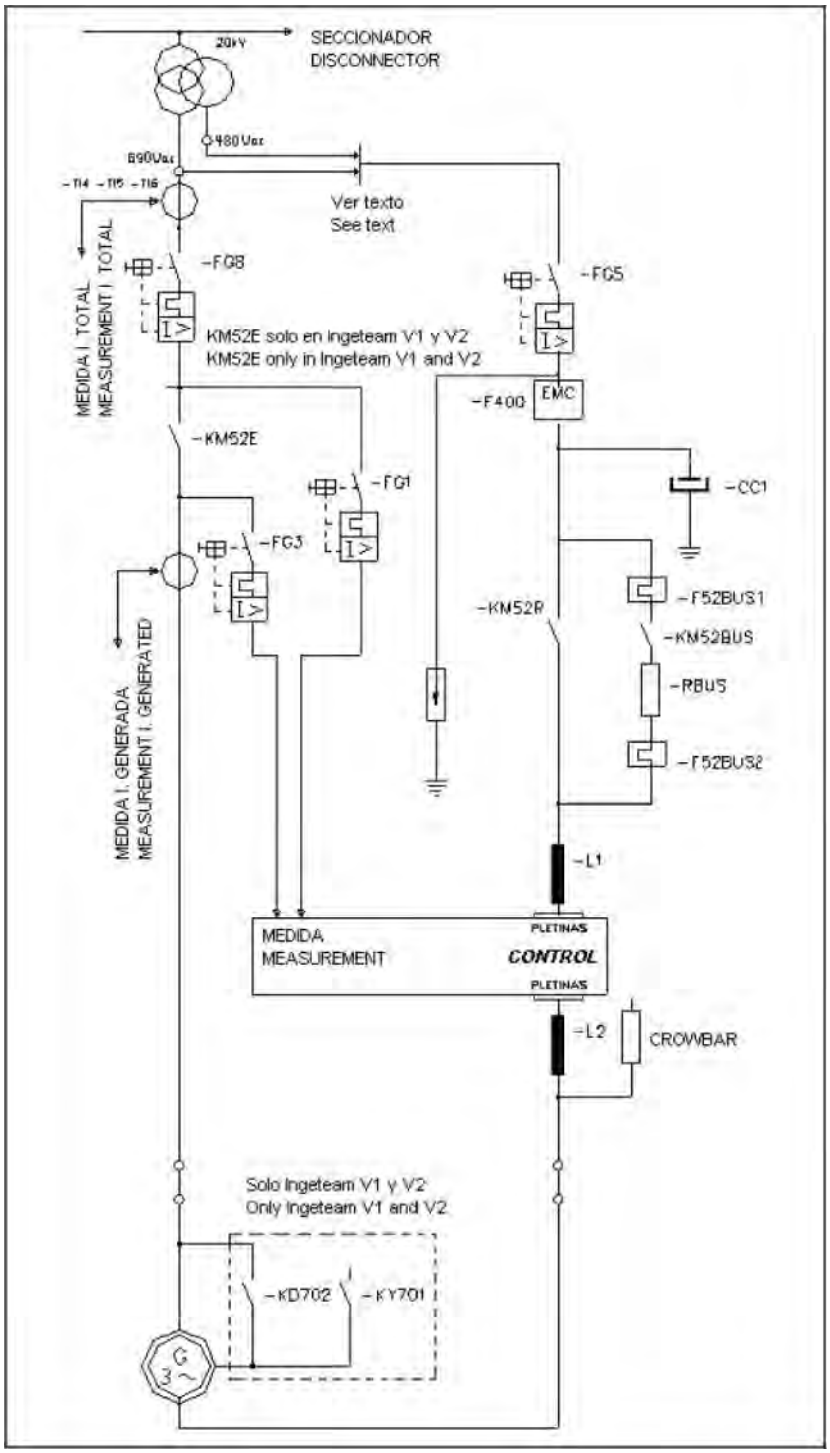


Ilustración 197.- Esquema simplificado para una máquina G8X (conexión del rotor al secundario del transformador a 690V). Fuente: GAMESA.

Ensayo del polo inicial

El CCU controla un equipo eléctrico que, basado en electrónica de potencia, gobierna la potencia que genera-consume el generador. A partir de dos consignas de potencia (activa y reactiva), y por medio de técnicas de control vectorial y PWM (Pulse Width Modulation), inyecta o extrae corriente en el rotor para cumplir las referencias del controlador del aerogenerador. Uno de los requerimientos del control vectorial es conocer la posición del rotor frente al estator en cada instante. Para ello la CCU necesita conocer la posición inicial del rotor y su velocidad (cuya medida se realiza por medio de un encoder incremental).

En algunos modelos de convertidores es necesario calcular la posición inicial del rotor respecto al estator con el generador parado. Para ello la CCU realiza un ensayo denominado Ensayo del polo. Este ensayo consiste en inyectar una corriente en el rotor y medir tensión en bornas del estator. Con el valor medido se calcula la posición angular del rotor. Este ángulo se mantiene en memoria de la CCU hasta que se abre la serie de emergencia. Por tanto, tras una apertura de la serie de emergencia, la máquina ha de realizar el ensayo del polo antes de ponerse en marcha. Puesto que el ensayo del polo inicial requiere calcular un ángulo, la medida se ha de realizar con freno aplicado para evitar que el rotor se mueva.

La secuencia que sigue la CCU para la realización de este ensayo es conectar el contactor del rotor, precargar el bus por medio de las resistencias de precarga de bus, conexión de rectificador e inversor y realización del ensayo.

Para este ensayo es necesario que el freno esté aplicado con suficiente presión y la máquina en estado pausa o menor. En caso contrario el rotor se puede mover durante el ensayo, fallando este y originando una alarma.

Secuencias de Acople – Desacople a la red

Los aerogeneradores de la familia G8X se conectan a la red con las bobinas del estator conectadas en triángulo. Para que las maniobras no sean bruscas dispone de secuencias de acoplamiento y desacoplamiento de la red.

Secuencia de acoplamiento

Supongamos que la máquina se encuentra en pausa, y se solicita Marcha. El pitch baja su consigna y la máquina aumenta su velocidad. La secuencia que va a gobernar el PLC para conectar el aerogenerador a red es la siguiente:

1. Cuando la máquina alcanza las 800 rpm se conecta el rectificador.
2. Cuando la máquina alcanza 1.000 rpm se conecta el inversor. A partir de ese momento el delay comienza a regular. A los 2 segundos de estar conectado el inversor el PLC solicita acoplar.
3. Cuando se cumplen las siguientes condiciones eléctricas (denominadas condiciones de sincronización) la máquina acoplará. Las condiciones de sincronización son:
   - Las tensiones de estator y de red sean similares.
   - La frecuencia de estator y red sean similares.
   - El desfase entre red y estator sea mínimo.
   - El PLC solicite acoplamiento.
4. Una vez acoplado la referencia de velocidad se situará en 1.680 rpm, y durante los 30 primeros segundos acoplados la potencia se limita con una rampa de 75 kW/s.

Condiciones de desconexión

La máquina se desconecta cuando:

Se solicita un estado de operación menor[65]. La velocidad desciende y con ella la potencia. Cuando la velocidad del generador es menor de 950 rpm se quita el contactor del estator.

Una vez confirmado que se ha quitado el contactor del estator, se quita el inversor. Cuando la velocidad baja por debajo de 750 rpm se quita el rectificador.

En el caso de que la máquina se quede sin viento, el proceso de desconexión sigue los mismos pasos descritos anteriormente.

65 Los estados de operación se describen en el apartado 4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador de la presente tesis, pero podemos resumirlos en: Emergencia – Parada – Pausa – Listo – Marcha y Manual.

En el caso de que se produzca una emergencia se quitan instantáneamente todos los contactores. La máquina desacopla instantáneamente.

4.3.2.3.Modos de funcionamiento: sub-sincrónico, sincrónico y sobre-sincrónico

El generador asíncrono doblemente alimentado entrega dentro de todo el margen del número de revoluciones la frecuencia deseada de 50 Hz. Para conseguirlo debe trabajar en las diferentes regiones de operación que se detallan a continuación.

El estator del generador está acoplado directamente a la red. El campo giratorio del estator gira exactamente a la frecuencia de red.

El rotor está acoplado a la red a través del convertidor de frecuencia. El convertidor de frecuencia en el circuito de estatos influye de tal modo en el rotor, que en el estator se produce una tensión síncrona con la red. Con la ayuda del convertidor de frecuencia en el circuito del estator es posible ajustar el número de revoluciones en un margen del ±33% alrededor del número de revoluciones sincrónico.

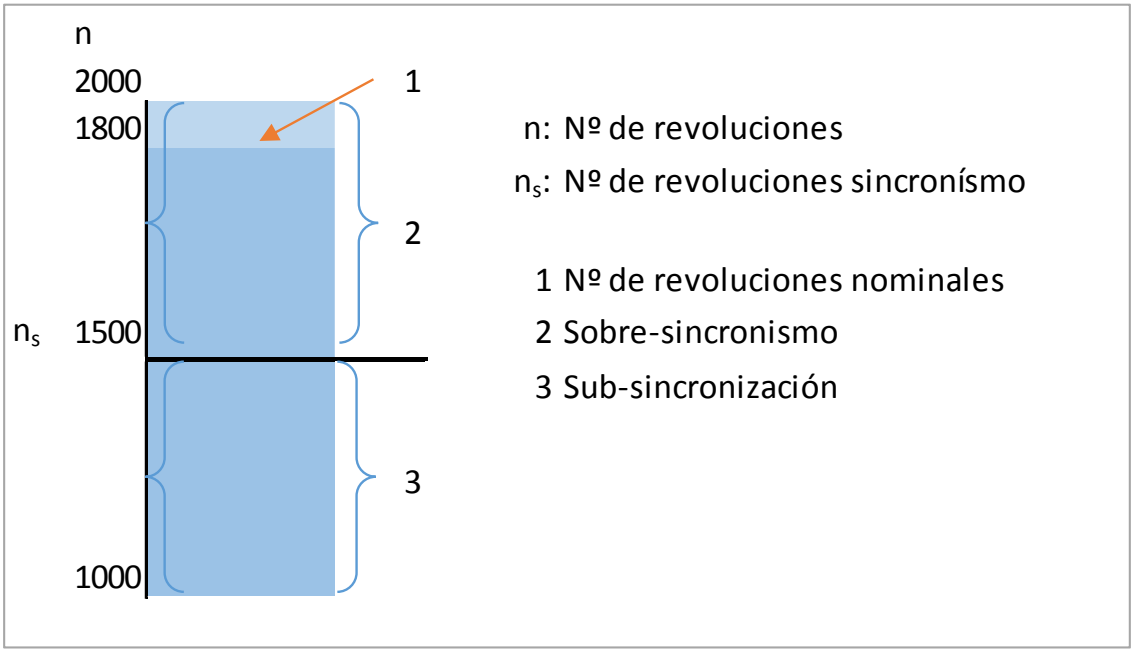


Ilustración 198.-Relación de las regiones de sincronismo del generador. Fuente: Elaboración propia.

Este control del generador presenta múltiples ventajas para el aerogenerador:

- Un mejor control del ajuste de Pitch: La regulación de alto dinamismo del número de revoluciones y el deslizamiento variable hacen posible que los tiempos de ajuste de las palas de rotor se pueda alargar. De ahí resultan importantes ahorros en el sistema de pitch.
- Reducción de ruidos: Durante el ajuste calculado del número de revoluciones es posible reducir las emisiones de ruidos. Esto es especialmente importante en la región de carga parcial.
- Menores esfuerzos en los componentes mecánicos: Gracias a la capacidad de absorción de par (puede reducirse la carga o incrementarse, acelerando o frenando el rotor eléctricamente), se descargan los elementos mecánicos de tener que absorberlas. Con ellos se pueden hacer más ligeros los componentes o mejorar más aún el rendimiento de superficie de pala.

4.3.2.3.1.Funcionamiento sub-sincrónico

En el caso de bajas velocidades de viento, el rotor generalmente gira con un número de revoluciones que es menor que el numero de revoluciones sincrónico (margen sub-sincrónico).

La solución a este problema reside en que el convertidor de frecuencia alimenta el rotor, en lugar de con corriente continua, con corriente alterna de frecuencia ajustable. La frecuencia se corresponde exactamente con la frecuencia de deslizamiento. Esto quiere decir que el campo magnético del rotor gira, con relación al rotor, a la frecuencia que le falta al propio rotor para alcanzar el número de revoluciones sincrónico.

La frecuencia de rotación del rotor y la frecuencia de rotación del campo del rotor con relación al rotor suman. El propio campo magnético del rotor pasa por lo tanto con frecuencia sincrónica a lo largo de las bobinas del estator. En las bobinas del estator se induce corriente alterna con al frecuencia deseada de 50Hz (en este caso).

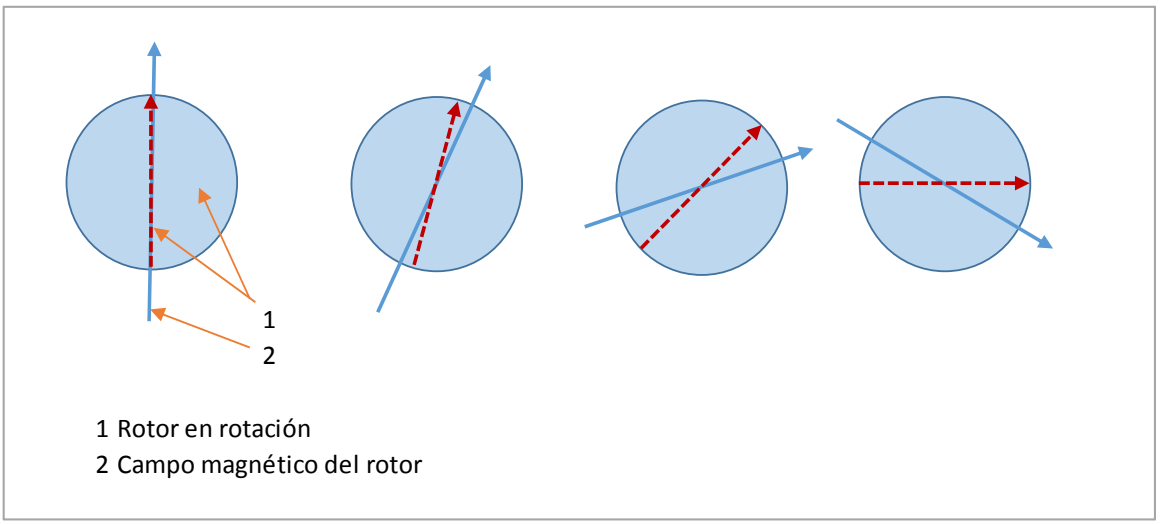


Ilustración 199.- Relación del campo magnético del rotor en el generador. Fuente: Elaboración propia.

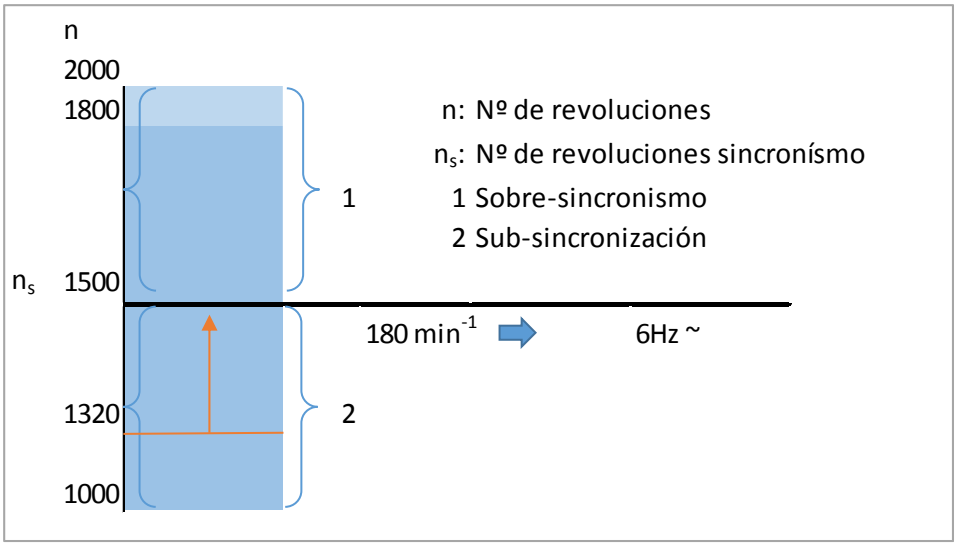


Ilustración 200.- Ejemplo de la región de sub-sincronismo, con número de revoluciones de 1.320 rev/min. Fuente: Elaboración propia.

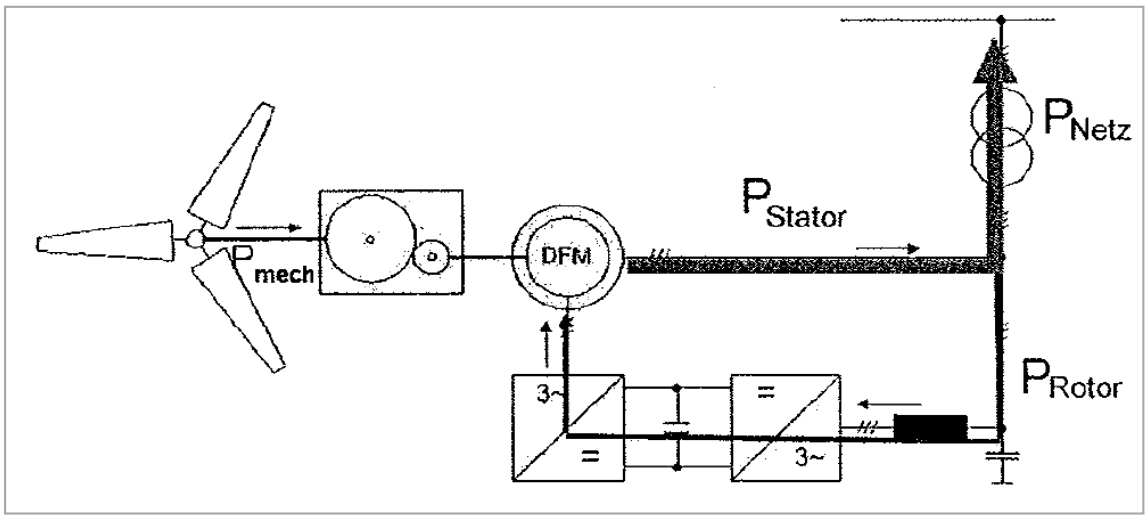


Ilustración 201.- Esquema del flujo de potencia en funcionamiento sub-sincrónico (margen de carga parcial a carga baja). Fuente: GE.

La potencia se entrega a la red a través del estator. La potencia se alimenta de la red a través del convertidor de frecuencia en el rotor, es decir acelerar el campo magnético cuesta potencia.

La potencia P_{Rot} que necesita el rotor se determina conforme la siguiente ecuación:

$$P_{Rot} = S \cdot P_{Gen}$$

(Ecuación 4.14)

Donde

$$P_{Gen} = potencia\ nominal\ del\ generador$$

$$S = \frac{(n_{syn} - n)}{n_{syn}}\ ; es\ el\ deslizamiento\ del\ rotor$$

(Ecuación 4.15)

4.3.2.3.2. Funcionamiento sobre-sincrónico

Si el rotor del generador gira con un número de revoluciones que es mayor que el número de revoluciones sincónico (margen de sobre-sincronización), el convertidor de frecuencia entrega una corriente alterna, de tal manera que el campo magnético del rotor se ralentice al número de revoluciones sincrónico. El propio campo magnético del rotor pasa por lo tanto con frecuencia sincrónica a lo largo de las bobinas del estator. En las bobinas del estator se induce corriente alterna con la frecuencia deseada de 50 Hz (en este caso).

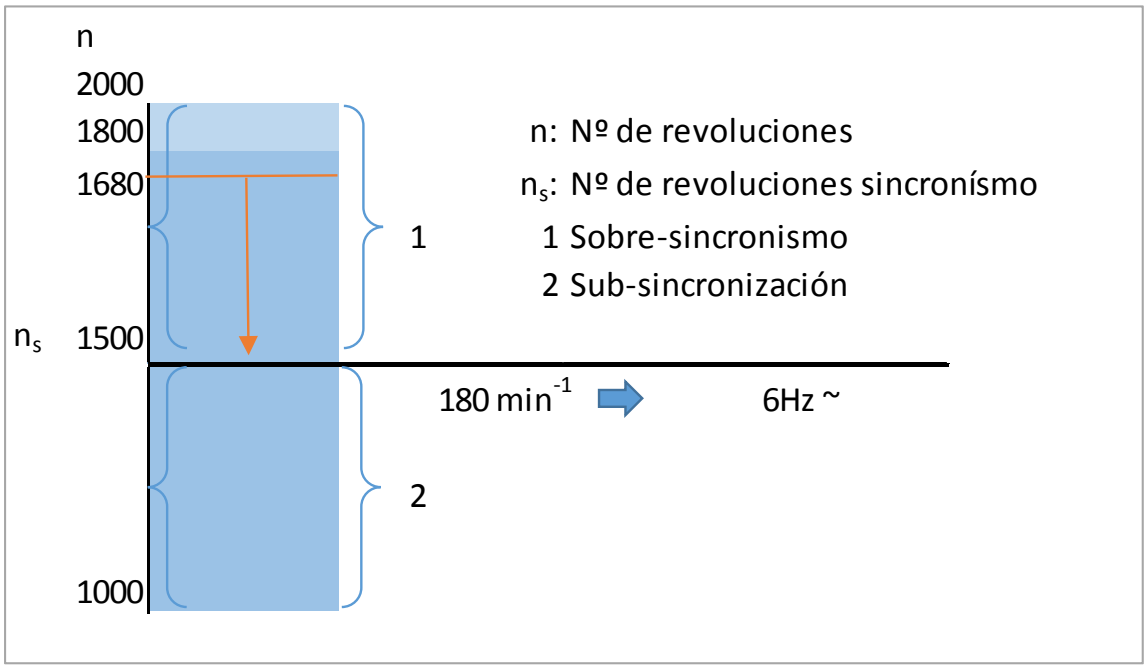


Ilustración 202.- Ejemplo de la región de sobre-sincronismo, con número de revoluciones de 1.680 r.p.m. Fuente: Elaboración propia.

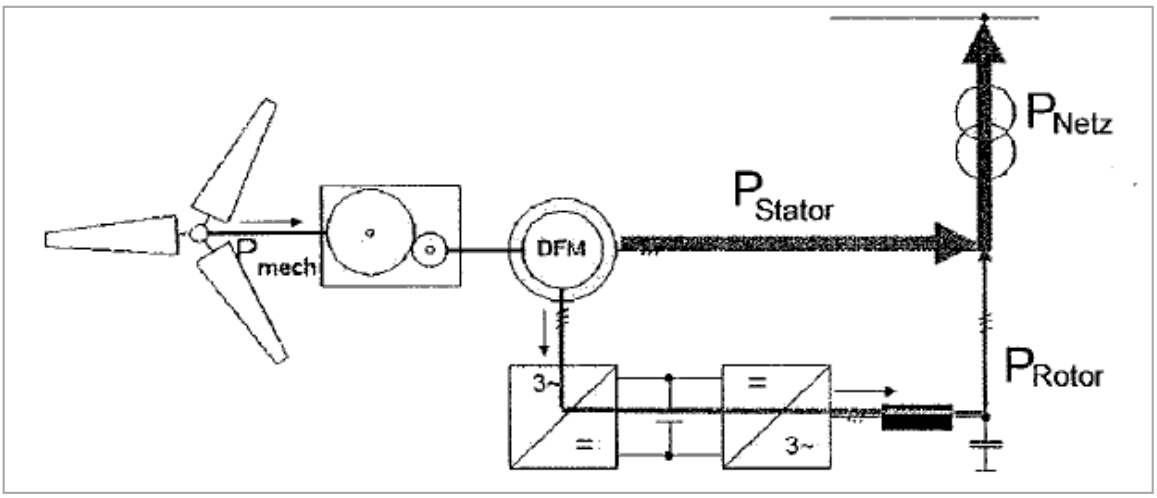


Ilustración 203.- Esquema del flujo de potencia en funcionamiento sobre-sincrónico (margen de funcionamiento nominal). Fuente: GE.

La potencia se entrega a la red a través del estator. El rotor entrega la potencia a la red a través del convertidor de frecuencia (máx. aproximadamente de 300 kW). Por tanto, si se hace rotar más despacio el campo magnético se obtiene potencia adicional.

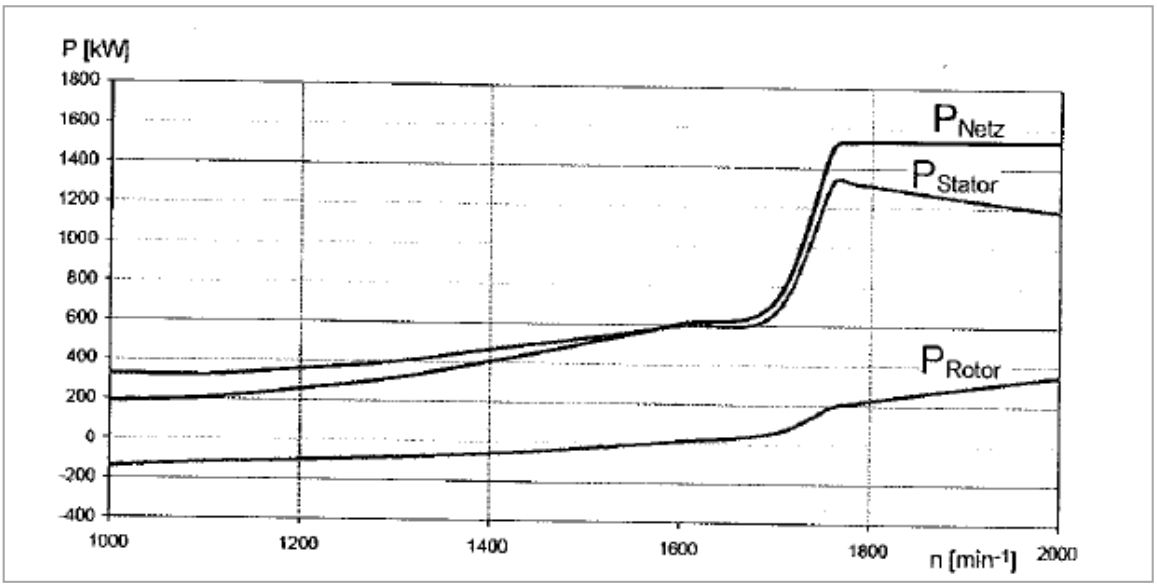


Ilustración 204.- Curva de potencia para frecuencia de red de 50Hz en un generador asíncrono doblemente alimentado. Fuente: GE.

Como se ha mencionado, en este régimen el rotor gira más deprisa que el número de revoluciones sincrónico, el rotor suministra también energía a la red a través del convertidor de frecuencia.

Se debe tomar energía del rotor del generador para eliminar el exceso de revoluciones de su campo magnético frente al número de revoluciones sincrónico. Para ello el convertidor de frecuencia de la máquina proporciona al rotor una corriente de frecuencia, haciendo que el número de revoluciones del campo del rotor disminuya al número de revoluciones sincrónico. Con ello se invierte el flujo de energía, y el convertidor de frecuencia de la máquina carga ahora el alimentador de energía dentro del circuito intermedio de tensión continua.

El convertidor de frecuencia del lado de la red toma esta energía del circuito intermedio de tensión continua y la transforma en una corriente alterna trifásica de 50 Hz (en este caso), que puede ser alimentada adicionalmente a la red de la parte del estator.

4.3.2.3.3. Funcionamiento sincrónico (margen de carga parcial).

En el margen de alrededor del número de revoluciones sincrónico, se alimenta potencia a la red a través del estator. El convertidor de frecuencia garantiza, con un reducido porcentaje de la potencia, la necesaria excitación del rotor.

4.3.3. Consideraciones especiales para la detección de mal funcionamientos en el generador

El fabricante del generador especifica en su manual de operación y mantenimiento posibles causas de fallo en el generador, en las siguientes líneas se resumen algunas de ellas.

- Las temperaturas de los cojinetes, devanados de estator y aire de refrigeración se deben comprobar cuando la máquina esté en funcionamiento. Puede que la temperatura del cojinete y del devanado no alcance una temperatura estable hasta que transcurran varias horas (de 4 a

8), funcionando a velocidad máxima. La temperatura del devanado del estator depende de la carga de la máquina y de la excitación que se esté dando al rotor.

- El número de puestas en marcha consecutivas permitidas de máquinas con suministro en línea directa depende fundamentalmente de las características de la carga (curva de torsión frente a velocidad rotacional, inercia), así como del tipo de máquina y diseño. Muchas puestas en marcha demasiado fuertes o frecuentes pueden ocasionar altas temperaturas y esfuerzos poco habituales en la máquina, acelerando así el proceso de envejecimiento de la misma y ocasionando fallos. Como directriz a seguir, el número máximo de puestas en marcha en una aplicación típica es de 1.000 al año.
- Los intervalos de re-engrase se calculan para una temperatura de funcionamiento de 70ºC. La temperatura de funcionamiento mayor disminuye el intervalo de re-engrase. Esto hace pensar en un indicador de "degradación" del engrase del rodamiento. A mayor tiempo a altas temperaturas, más degradada estará la grasa y mayores será la fricción y, por tanto, la temperatura. Este indicador se re-iniciaría a partir del preventivo asociado al generador. Un incremento en la temperatura ambiente eleva la temperatura de los cojinetes. Los valores para el intervalo de re-engrase deben reducirse a la mitad por cada aumento de 15°C (30°F) de la temperatura del cojinete y pueden doblarse una vez por una disminución de 15°C (30°F) de la temperatura del cojinete.
- Dentro de las tareas de mantenimiento del generador, se menciona la necesidad de medir la resistencia de aislamiento del cojinete, tanto en el lado LA como en el lado LOA. El fabricante establece que la resistencia de aislamiento se considera aceptable si es mayor de 10 kΩ. Se mencionan como fuentes de reducción del aislamiento:
    - Suciedad: El polvo de carbón de los anillo deslizantes y superficies de cobre desnudas disminuyen los valores de resistencia del rotor. Por tanto este polvo, junto con el que pueda entrar del interior de la nacelle, junto con humedad ambiente puede crear una pasta de polvo que quede incrustada en determinados puntos del generador.

- Humedad / condensación: Si el agente refrigerante es demasiado frío, puede que el agua se condense dentro de la máquina (o incluso condensación en el interior de la nacelle). Esto puede humedecer el devanado (o la junta rotativa) y deteriorar la resistencia de aislamiento. En nuestro caso el agente refrigerante es el aire. El aire que recircula en el departamento estanco del rotor es precalentado/enfriado en unos intercambiadores térmicos en la parte superior del generador (sistema aire-agua), mientras que el aire que entraba a refrigerar la zona de anillos se coge directamente del interior de nacelle, sin precalentarlo, por tanto, es posible que la diferencia térmica entre ambas caras del rodamiento sea considerable en días que la temperatura ambiente es baja, pudiendo producirse condensación en uno de los lados del rodamiento. La humedad ambiente también debería considerarse como factor influyente en los fallos, ya que generalmente en días lluviosos (o las por las características del emplazamiento en sí), las partículas de humedad en suspensión en el aire serán mayores.
- Un Aumento de la Temperatura: El aumento de temperatura aumenta la resistencia eléctrica. Por tanto, la temperatura ambiente, fricciones y el resto de fuentes de calor del aerogenerador podrán influir en el modelo de fallo.
- Desalineaciones: Éstas pueden detectarse mediante el sensor de vibraciones, pero no se dispone medición. Se deberá acudir a las alarmas asociadas descritas en el apartado 4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador.

- Generalmente la vida del equipo va a depender del aislamiento de los devanados del rotor, y como regla fundamental, la prueba de resistencia de aislamiento debe realizarse una vez al año. Una diferencia "significativa" de temperatura entre los devanados puede ser un síntoma de daño. La resistencia de aislamiento se da a 40ºC.
- Las superficies deslizantes de los anillos rozantes deben mantenerse suaves y limpias. Los anillos deslizantes deben inspeccionarse y las superficies de aislamiento limpiarse. El desgaste de las escobillas produce polvo de

carbón que crea puentes conductivos con facilidad entre las superficies de aislamiento. Las descargas eléctricas pueden tener lugar entre los anillos deslizantes y puede aparecer un centelleo, lo que llevará a la interrupción en el funcionamiento de la máquina".

4.3.3.1. Consideraciones térmicas

Los parámetros que se indican a continuación son orientativos y pueden variar, ya que los operadores pueden variar los límites de operación dentro de unos rangos. Se verá en el apartado 6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal, los valores normales de operación y los limites de operación en los casos reales, y como varían a lo largo del tiempo.

Como se ha mencionado anteriormente el PLC controla las siguientes temperaturas del generador:

- Temperatura de los devanados.
- Temperatura de los rodamientos (LA y LOA).
- Temperatura de los anillos.

Existe una relación de alarmas del generador. Cada alarma tiene una acción asociada, como puede ser pasar a estado de pausa, emergencia, etc[66].

El generador está diseñado para trabajar en el rango de temperaturas de -20ºC y 40ºC dentro de la nacelle.

El fabricante recomienda que se deben comprobar la temperatura del generador conforme los siguientes criterios:

- Condiciones nominales: P nominal, Q nula, V nominal, Temperatura ambiente máxima y frecuencia nominal.

66 Estados del aerogenerador descritos en el apartado 4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador.

- Condiciones de baja tensión de red: P nominal, Q nula, V inferior en un 10% a la tensión nominal, Temperatura ambiente máxima y frecuencia nominal.
- Condiciones de generación de reactiva: P nominal, Q correspondiente a factor de potencia 0,95, 0,98 o 0,96 para P nominal, V inferior en un 5% a la tensión nominal, Temperatura ambiente máxima y frecuencia nominal
- Condiciones de baja frecuencia de red: P nominal, Q nula, V nominal, Temperatura ambiente máxima y frecuencia 47Hz

Las temperaturas se miden cuando se estabilizan durante al menos 2 horas (incremento de temperatura <0.5 K/hora).

Estos criterios se siguieron a la hora de clasificar los datos válidos para realizar los modelos y los indicadores, principalmente en los modelos estáticos, ya que por el contrario los modelos dinámicos necesitan series temporales lo más completas posibles, y si clusterizamos[67] demasiado la población nos quedamos sin datos suficientes para hacer modelos robustos.

El aerogenerador pasa a pausa en los siguientes casos:

- Si la máxima temperatura de los 3 devanados supera el valor de "Alta Temperatura del Generador" el aerogenerador pasa al estado de PAUSA. Esta temperatura está comprendida entre los 128ºC y los 165°C.
- Si la temperatura de alguno de los rodamientos (LA o LOA) supera los 105°C.
- Si la temperatura de los anillos supera los 90°C: La temperatura del aire en la unidad de los anillos rozantes debe ser 90ºC para proteger el material de los cables. Si se supera esta temperatura es posible que el aislamiento se degrade, dando lugar a cortocircuitos, luego el número de veces y el tiempo que se supere esta temperatura podría ser un indicador interesante.

67 Técnica de agrupación de datos por regiones de operación que presentan comportamientos y valores de variables similares,

Para controlar estas temperaturas máximas, el generador dispone de un sistema de refrigeración que consiste en un circuito interno donde el aire circula y un circuito externo que toma aire del exterior y refrigera el aire del circuito interno.

El intercambiador de aire está accionado por un motor en el circuito externo y 2 ventiladores con 2 motores en **el circuito interno**. La dirección de aire del circuito externo debe ser de LA hacia LOA. Cada motor tienen 2 velocidades y los sentidos de circulación del aire vienen definidos por:

- Cuando el ventilador externo está conectado con secuencia de fases inversa el flujo de aire debe ser de LA hacia LOA
- Cuando el ventilador interno situado a la izquierda (visto desde LOA) está conectado con secuencia de fases directa el flujo de aire debe ser de LOA hacia LA dentro del intercambiador
- Cuando el ventilador interno situado a la izquierda (visto desde LOA) está conectado con secuencia de fases inversa el flujo de aire debe ser de LOA hacia LA dentro del intercambiador

Las temperaturas de activación de los ventiladores de cada circuito son las siguientes:

Tabla 8.- Temperaturas de activación/desactivación de los ventiladores. Fuente: GAMESA.

Ventilador	Temperatura activación	Temperatura desactivación
Circuito externo – velocidad baja	90°C (Par. PC13)	75°C (Par. PC16)
Circuito externo – velocidad alta	130°C (Par. PC14)	115°C (Par. PC15)
Circuito interno– velocidad baja	70°C (Par. PC18)	55°C (Par. PC20)
Circuito interno– velocidad alta	110°C (Par. PC17)	95°C (Par. PC19)

El sistema de calefacción, está formado por dos resistencias que se encuentra dentro del cajón de anillos y otra en el estator del generador. El funcionamiento de estas resistencias es el siguiente:

- Activación: cuando la temperatura de los anillos del generador es inferior a 2°C o cuando la temperatura entre los anillos y el interior de la góndola es inferior a 1°C.
- Desactivación: cuando la temperatura de los anillos del generador es superior a 5°C o cuando la diferencia de temperatura entre los anillos y el interior de la góndola supera los 5°C.

4.3.3.2. Otras consideraciones

Otras características interesantes del generador que pueden ayudar a entender su comportamiento y los límites de operación:

- Tensión 690 V ± 10% con un factor de potencia 0.96 inductivo - 0.98 capacitivo.
- Frecuencia 50 Hz ± 6%. Las condiciones extremas de frecuencia se dan para tensión nominal y sin generación de potencia reactiva y para cualquier temperatura ambiente.
- La vida de diseño de los rodamientos debe ser:
  - $L_{10h} \geq 40.000$ horas según ISO 281.
  - $L_{10ah} \geq 175.000$ horas según ISO 281.

Las condiciones de trabajo son:

- Velocidad del generador: 1.712 r.p.m.
- Temperatura del rodamiento correspondiente a carga nominal y temperatura media ambiente de 35ºC (en ensayo de laboratorio y extrapolada a temperatura ambiente de 35ºC)

- Lubricación cada 4.320 horas de trabajo a 1.680/2.016 r.p.m. y una temperatura ambiente de 35ºC.
- Límite de Sobre velocidad en máquinas de 50 Hz de 2.450 r.p.m. durante al menos 120 segundos.

- La Potencia máxima del generador dependerá de la conexión del estator: 1.175 kW en estrella y 2.040 kW en triángulo.
- Igualmente el rango de velocidades varía para el tipo de conexión, siendo 900-1.680 r.p.m. en estrella y 1.100-1.950 r.p.m. en triángulo.

Todos estos indicadores facilitados por el fabricante se considerarán como valores de referencia, pero finalmente se consideran como valores normales de operación aquellos que la máquina está presentando en los periodos de tiempo en los que no se dieron averías.

4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador

Como se describe en el apartado 6.4.1. Indicadores de Datos Digitales (Alarmas y Estados), se han utilizado las transiciones de estado y las alarmas registradas por los sistemas para generar una serie de indicadores representativos del estado de la máquina. Para poder saber que alarmas son representativas, es necesario saber que indica cada una de ellas y como afectan al comportamiento del aerogenerador, es decir como influyen en sus cambios de estado.

4.3.4.1. Estados de operación del aerogenerador

Lo aerogeneradores objeto de estudio funcionan en régimen de transición de estados, de tal forma que siempre se encuentran en uno de los 6 estados posibles.

- Marcha: Cuando el aerogenerador se encuentra en marcha, está en condiciones operativas correctas y además hay viento suficiente para producir, por tanto el aerogenerador está produciendo energía. Dentro del paquete de datos de operación se dispone de una variable que indica si ese dato en cuestión corresponde con un periodo de tiempo en el que el aerogenerador ha estado en marcha el 100% del tiempo del periodo. Generalmente, para realizar los modelos de comportamiento normal se han

utilizado los datos de los periodos de tiempo en los que el aerogenerador ha estado en marcha o listo.

- Listo: Cuando el aerogenerador se encuentra en listo, está en condiciones operativas correctas pero no hay viento suficiente para producir, por tanto el aerogenerador está esperando las condiciones ambientales necesarias para empezar a producir. Dentro del paquete de datos analizados, no se dispone de una variable que indique que datos corresponden a un periodo de tiempo en el 100% del tiempo en "*listo*". Se han creado rutinas de catalogación de los datos analógicos de operación en función de la base de datos de transición de estados, como se describe en mayor detalle en el apartado 6.1.2. "Fase I-2: Descarga y tratamiento de los datos brutos".
- Pausa: Cuando la máquina presenta una alarma que desemboca en pausa, generalmente serán aquellas que no precisan supervisión por parte del operador.
- Parada: Estado al que salta el aerogenerador cuando se produce una más severa que en el caso anterior, generalmente requiere supervisión.
- Emergencia: La máquina presenta un fallo crítico y se detiene de forma inmediata. Cuando se encuentra en este estado la máquina está bloqueada.
- Manual: El operador está controlando manualmente la operación de la máquina. Generalmente cuando hay que hacer tareas de mantenimiento y es necesario realizar pruebas y producir de forma controlada con parámetros específicos, se selecciona este tipo de marcha y se van mandando ordenes de operaciones específicas, como activación o desactivación de ventiladores, activar giro del yaw, etc.

La transición entre estados se realiza de forma escalonada conforme al siguiente esquema:

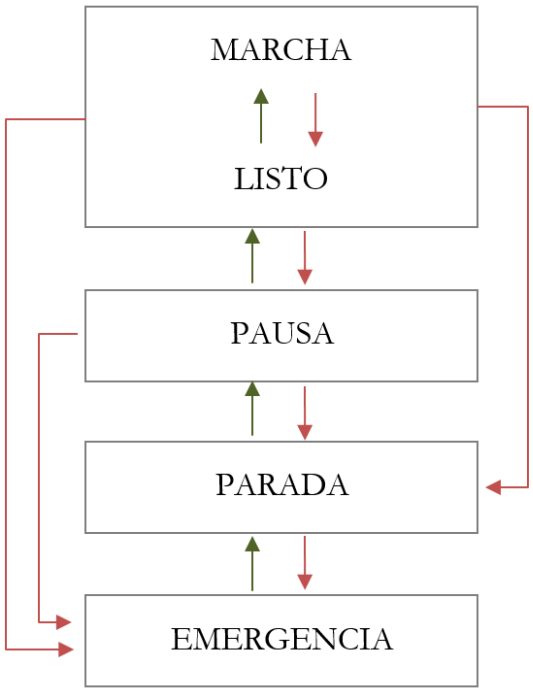


Ilustración 205.- Transición entre estados en la operación de un aerogenerador. Fuente: GAMESA.

Como se observa en la figura, la transición de estados se hace de forma ascendente de uno en uno, de tal forma que si un aerogenerador está en pausa, no puede ponerse en marcha sin antes pasar por el estado de listo.

Por el contrario, la transición a estados inferiores, que generalmente representan un evento anómalo, es directa. Es decir, si un aerogenerador está en marcha, pero ocurre un evento peligroso para el equipo, el aerogenerador pasa directamente al estado de emergencia, parada o pausa según corresponda.

Este cambio a estados de mal funcionamiento depende de la alarma que se registre en el SCADA. En el siguiente apartado se describen las alarmas asociadas al generador, y en ellas se describe la reacción[68] de la máquina ante la aparición de cualquiera de ellas.

68 Entendiendo la reacción como el estado al que pasa al producirse la alarma.

4.3.4.2. Principales alarmas del generador

Las alarmas a su vez hacen que el sistema de control reaccione de una forma u otra en función de la severidad, por tanto en función del estado al que salta es de esperar que el modelo de comportamiento a utilizar sea específico para esa región de operación, es decir, si se da una alarma que hace que el aerogenerador pase a pausa, es de esperar que las variables térmicas se refrigeren hasta un valor determinado y a continuación el equipo continúe su marcha normal, mientras que si el sistema pasa a emergencia es de esperar que el modelo de evolución térmica sea diferente, incluso llegando al enfriamiento completo de las variables de una forma más rápida (mediante refrigeración forzada).

Por otro lado, es necesario saber que una alarma no siempre desencadena un estado de emergencia, pero es posible que si esa misma alarma aparece de forma consecutiva en un periodo de tiempo determinado, entonces si se de una emergencia. Por tanto se podría caer en el error de contar el numero de veces que el aerogenerador entra en emergencia, pero tal vez sea conveniente contabilizar también el número de veces que se da una alarma sin llegar a entrar en emergencia.

- 0: Se produce el disparo de Celda.
- A: La máquina pasa directamente a reseteo Local.
- B1: Se permiten realizar 3 rearmes remotos (en 6 horas) tras los cuales la máquina pasa a reseteo Local.
- B2: Se permiten realizar 3 rearmes automáticos (en 1 ó 6 horas) tras los cuales la máquina pasa a reseteo Local.
- C: Se permiten realizar 3 rearmes automáticos (en 6 horas) tras los cuales se permiten 3 rearmes remotos (en 6 horas) tras los cuales la máquina pasa a reseteo Local.
- D: Aviso durante 72 horas y paso a reseteo Local.
- E: Aviso permanente.

500 Temperatura devanados generador alta

Criterio disparo: si la máxima temperatura de los 3 devanados (cuando la temperatura de un devanado es inferior a -45ºC o superior a 190ºC se considera que

esa PT está fuera de rango y no se tiene en cuenta) es mayor que el parámetro "alta temperatura generador" o todas las PT están fuera de rango, durante más de 20 s, y seguirá activa hasta que la temperatura sea igual al parámetro "alta temperatura generador" menos 5ºC.

"alta temperatura generador"= 130ºC a 165 ºC

Reacción → Pausa Reset → C Disponibilidad → No

501 Alta temperatura lado acoplamiento generador

Criterio disparo: siempre que la PT no esté fuera de rango, si la temperatura en el rodamiento "lado acoplamiento" es mayor que 100ºC o 105ºC según configuración del generador, durante 20 s, y seguirá activa hasta que la temperatura sea igual a 95ºC o 100ºC.

Reacción → Pausa Reset → C Disponibilidad → No

502 Alta temperatura lado opuesto acoplamiento generador

Criterio disparo: siempre que la PT no esté fuera de rango, si la temperatura en el rodamiento "lado opuesto acoplamiento" es mayor que 100ºC o 105ºC según configuración del generador, durante 20 s, y seguirá activa hasta que la temperatura sea igual a 95ºC o 100ºC.

Reacción → Pausa Reset → C Disponibilidad → No

506 Térmicos ventiladores generador

Criterio disparo: si está desactivada la señal de alguno de los térmicos de los ventiladores de los devanados o está desactivado el térmico del ventilador del cojinete, con potencia nominal diferente de 1.500 kW, durante más de 5s.

Reacción → Pausa Reset → B2 (1h) Disponibilidad → No

507 Fallo confirmación ventiladores generador

Criterio disparo: discrepancia entre cualquiera de las señales de activación de los ventiladores del generador y su correspondiente feedback o discrepancia entre la señal de activación del térmico del ventilador del cojinete y su feedback, con potencia nominal diferente de 1.500 kW, durante más de 5s.

Reacción → Pausa Reset → B2 (1h) Disponibilidad → No

509 Temperatura anillos generador alta

Criterio disparo: si la temperatura de los anillos del generador es mayor que 75ºC o 80ºC según configuración del generador, durante 20 s, y no es debido a un fallo de comunicación. Seguirá activa hasta que la temperatura sea igual a 70 ºC o 75ºC.

Reacción → Pausa Reset → C Disponibilidad → No

516 Temperatura alarma devanados generador

Criterio disparo: si la máxima temperatura de los 3 devanados es mayor que el parámetro "alta temperatura generador" menos 5ºC.

"alta temperatura generador"= 130ºC a 165 ºC según configuración del generador.

Reacción → Aviso Reset → E Disponibilidad → Si

517 Temperatura alarma cojinete L.A.

Criterio disparo: si la temperatura en el rodamiento "lado acoplamiento" es mayor que 95ºC o 100ºC según configuración del generador.

Reacción → Aviso Reset → E Disponibilidad → Si

518 Temperatura alarma cojinete L.O.A.

Criterio disparo: si la temperatura en el rodamiento "lado opuesto acoplamiento" es mayor que 95ºC o 100ºC según configuración del generador.

Reacción → Aviso Reset → E Disponibilidad → Si

519 Temperatura alarma nacelle

Criterio disparo: la temperatura de nacelle es superior a 45ºC

Reacción → Aviso Reset → E Disponibilidad → Si

4.4. Conclusiones

En el presente apartado se han presentado las principales características de la atmósfera terrestre y los principales conceptos del aprovechamiento de la energía eólica. Además se ha realizado una revisión de las diferentes tecnologías que intervienen los aerogeneradores, haciendo especial hincapié en los aerogeneradores de eje horizontal de 2 MW del fabricante GAMESA, por ser el equipo objeto de estudio, en concreto el modelo G87, indicando el número 87 el tamaño del rotor[69].

Según hemos avanzado en el capítulo, hemos introducido el componente del que se han realizado los modelos de comportamiento operativo, y sobre el que se realizó la monitorización de la condición, se trata de un generador del fabricante ABB, en concreto se trata del modelo ABB AMK 500L4A BATYH.

Una vez referidos el aerogenerador y el generador se ha descrito el funcionamiento general del aerogenerador y del generador, ya que es necesario entender la lógica de control para interpretar correctamente los resultados obtenidos al analizar los datos de operación. Como se verá más adelante en el apartado 6. Estudios realizados, el comportamiento del equipo es claramente diferente en función de en que parte de la curva de potencia esté trabajando el equipo, entre otros factores. Para poder realizar mejores modelos del equipo, será necesario dividir los datos en conjuntos de datos propios de cada modo de operación del aerogenerador, de esta forma los modelos obtenidos se ajustan mejor al comportamiento real, reduciendo el error en las predicciones del modelo y, por tanto, consiguiendo indicadores de estado más precisos.

Finalmente se han descrito los estados y algunas de las principales alarmas del generador, ya que esta información se ha utilizado para identificar el estado en que se encuentra en el aerogenerador en cada instante temporal y de esta forma se realiza la clasificación entre las diferentes regiones de operación antes mencionadas. Tanto la transición de estados como las alarmas registradas se utilizaron en la elaboración de indicadores digitales como se describe en el apartado 6.4.1. Indicadores de datos digitales (alarmas y estados), así como en el filtrado de datos

69 Una máquina G87 dispone un diámetro de rotor de 87 metros. En concreto, la máquina objeto de estudio se encuentra a una altura de buje de 78 metros, lo cual indica el tamaño de la torre.

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

PROGRAMA DE DOCTORADO INTERUNIVERSITARIO
"INGENIERÍA TÉRMICA"

TESIS DOCTORAL

Metodología para sistemas inteligentes de detección de mal funcionamientos en equipos. Aplicación a los aerogeneradores

Volumen II:

Costes, sistemas, conclusiones y bibliografía

Autor: Miguel Ángel Rodríguez López, I. I.

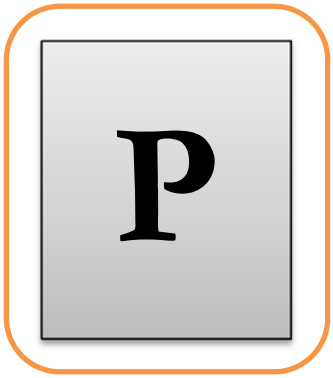
Director: Luis María López González, Dr. I. I.

Director: Luis María López Ochoa, Dr. I. I.

Logroño, junio de 2015

Volumen II:

COSTES, SISTEMAS, CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFÍA



PRESENTACIÓN

PRESENTACIÓN

La presente Tesis Doctoral titulada **"METODOLOGÍA PARA SISTEMAS INTELIGENTES DE DETECCIÓN DE MAL FUNCIONAMIENTOS EN EQUIPOS. APLICACIÓN A LOS AEROGENERADORES"** se acomete en dos volúmenes completos, encuadernados por separado.

En el Volumen II se desarrollan, entre otros, los aspectos relacionados con los costes de un parque eólico, sistemas inteligentes, conclusiones, propuesta de trabajos futuros y bibliografía.

La Tesis se ha desarrollado en el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de La Rioja, dentro del Programa de Doctorado Interuniversitario "Ingeniería Térmica", en el que han participado junto a la Universidad de La Rioja (UR) las Universidades del País Vasco (UPV/EHU), Vigo (UVIGO) y Burgos (UBU), siendo realizada bajo la dirección y supervisión de los Profesores Doctores Ingenieros Industriales Luis María López González y Luis María López Ochoa, adscritos al Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de La Rioja.

Esta Tesis, junto a otras que se están llevando a cabo en el Grupo de Investigación de Termodinámica Aplicada, Energía y Construcción (GI-TENECO) es una consecuencia directa, entre otras, de la titulada "Estudio energético de La Rioja: Evolución y escenarios futuros" que desarrolló el profesor Luis María López Ochoa de la Universidad de La Rioja, miembro de GI-TENECO, bajo la dirección del catedrático de la Universidad de La Rioja Luis María López González, director y responsable de GI-TENECO.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL

5. Resumen de Costes de un Parque Eólico ____ 3

5.1. Futuras líneas de reducción de costes en parques eólicos OnShore ____ 7

5.1.1. Innovaciones en el desarrollo de un Parque eólico ____ 10
5.1.2. Innovaciones en la nacelle del aerogenerador ____ 12
5.1.3. Innovaciones en el rotor del aerogenerador ____ 16
5.1.4. Innovaciones en torre y cimentación ____ 20
5.1.5. Innovaciones en la instalación y montaje del parque eólico ____ 22
5.1.6. Innovaciones en Operación, Mantenimiento y Servicios ____ 24

5.2. Impacto Económico de la aplicación de los modelos ____ 29

5.2.1. Cálculo de la Energía perdida ____ 32
5.2.2. Cálculo global del ahorro en la aplicación de los indicadores al rodamiento LOA _ 49

6. Estudios Realizados ____ 55

6.1. Descripción general del proceso de modelado y detección ____ 55

6.1.1. Fase I-1: Análisis, selección de bases de datos y población objetivo ____ 57
6.1.2. Fase I-2: Descarga y tratamiento de los datos brutos ____ 62
6.1.3. Fase II: Análisis de las variables de operación, generación de modelos de comportamiento y modelos de detección de mal funcionamientos ____ 67
6.1.4. Resumen descripción general del sistema de detección de mal funcionamiento de equipos ____ 74

6.2. Descripción de los datos de operación de los aerogeneradores ____ 75

6.2.1. Descripción general de las variables ____ 75
6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal ____ 84
6.2.3. Estudio multivariante: correlación de las variables con la temperatura del rodamiento LOA ____ 133
6.2.4. Conclusión del análisis de variables ____ 185

6.3. Descripción de los modelos ____ 187

6.3.1. Modelo de temperatura del rodamiento LOA como referencia de detección de mal funcionamiento en el equipo ____ 187
6.3.2. Descripción de las premisas del modelo ____ 187
6.3.3. Tratamiento y limpieza general de los datos de entrenamiento de los modelos ____ 189
6.3.4. Procedimiento de configuración de los modelos de comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA ____ 212
6.3.5. Conclusiones de los modelos ____ 306

6.4. Descripción de los indicadores de estado ____ 307
6.4.1. Indicadores de Datos Digitales (Alarmas y Estados) ____ 308
6.4.2. Indicadores de Datos Analógicos ____ 316

6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamiento del rodamiento LOA en el generador ____ 378
6.5.1. Detección de mal funcionamientos en el rodamiento LOA ____ 379
6.5.2. Cambios del comportamiento del equipo y otros ejemplos de fallos detectados ____ 403

7. Conclusiones y Trabajos Futuros ____ 415

7.3. Resumen de la investigación y conclusiones ____ 415

7.4. Principales aportaciones de la tesis ____ 419

7.5. Futuras líneas de investigación ____ 425

8. Bibliografía ____ 431

8.3. Matemática de Modelización de sistemas ____ 431
8.3.1. Minería de datos y estadística aplicada ____ 431
8.3.2. Redes Neuronales ____ 436
8.3.3. Lógica Fuzzy ____ 441
8.3.4. Modelización matemática de sistemas predictivos ____ 444

8.4. Referencias específicas de mantenimiento y Confiabilidad ____ 450
8.4.1. Operación y Mantenimiento. Gestión de Activos ____ 450
8.4.2. Referencias Árbol de Fallos y Árbol de Sucesos ____ 454
8.4.3. Referencias Probabilidad y Consecuencias del Fallo ____ 454
8.4.4. Referencias Evaluación del Riesgo ____ 455
8.4.5. Mantenimiento centrado en la condicción ____ 456

8.5. Genérico de energía eólica ____ 458

8.6. Páginas web ____ 458

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1.- Distribución porcentual de los costes CAPEX y OPEX de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia. 4
Ilustración 2.- Distribución de costes CAPEX y OPEX para 20 años de operación de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia. 5
Ilustración 3.- Desglose de costes de un aerogenerador. Fuente: EWEA 6
Ilustración 4.- OPEX en función del tipo de gasto. Fuente: Elaboración propia. 7
Ilustración 5.-Impacto de todas las innovaciones propuestas para un escenario Low Wind en el 2050 . Fuente: BVG Associates. 8
Ilustración 6.- CAPEX de un parque eólico en los diferentes escenarios. Fuente: BVG Associates. 9
Ilustración 7.- OPEX y factor de capacidad neta para un parque eólico en los diferentes escenarios. Fuente: BVG Associates. 9
Ilustración 8.- Coste de generación de la energía (LCOE) para los diferentes escenarios. Fuente: BVG Associates 9
Ilustración 9.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de parque. Fuente: BVG Associates. 10
Ilustración 10.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de la góndola del aerogenerador (nacelle). Fuente: BVG Associates. 13
Ilustración 11.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en el rotor de los aerogeneradores. Fuente: BVG Associates. 16
Ilustración 12.- Diseños de elementos innovadores destinados a mejorar la aerodinámica de pala. Fuente: SIEMENS. 18
Ilustración 13.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en la torre y cimentación. Fuente: BVG Associates. 20
Ilustración 14.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en los sistemas de instalación y montaje. Fuente: BVG Associates 22
Ilustración 15.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en operación y mantenimiento de parque. Fuente: BVG Associates 24
Ilustración 16.- Sistema HWRT de Siemens con el que se amplía el rango de operación de la curva P-V de y un aerogenerador. Fuente: SIEMENS. 28
Ilustración 17.- Reducción de tiempo de parada. Fuente: SIEMENS. 29
Ilustración 18.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A002 y A003. Fuente: Elaboración propia. 34
Ilustración 19.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A004 y A005. Fuente: Elaboración propia. 35
Ilustración 20.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A006 y A007. Fuente: Elaboración propia. 35
Ilustración 21.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A008 y A009. Fuente: Elaboración propia. 36
Ilustración 22.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A010 y A011. Fuente: Elaboración propia. 36

Ilustración 23.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A012 y A013. Fuente: Elaboración propia. 37
Ilustración 24.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A014 y A015. Fuente: Elaboración propia. 37
Ilustración 25.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A016 y A017. Fuente: Elaboración propia. 38
Ilustración 26.- Estados de pérdida de energía. Fuente: Elaboración propia. 38
Ilustración 27.- Variabilidad de la energía producible en función de factores ambientales. Fuente: Elaboración propia. 39
Ilustración 28.- Comparativa de las curvas de potencia de los 16 Aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia. 39
Ilustración 29.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A002 (izquierda) y A003 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 40
Ilustración 30.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A004 (izquierda) y A005 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 40
Ilustración 31.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A006 (izquierda) y A007 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 41
Ilustración 32.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A008 (izquierda) y A009 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 41
Ilustración 33.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A010 (izquierda) y A011 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 41
Ilustración 34.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A012 (izquierda) y A013 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 42
Ilustración 35.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A014 (izquierda) y A015 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 42
Ilustración 36.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A016 (izquierda) y A017 (derecha). Fuente: Elaboración propia. 42
Ilustración 37.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para el conjunto del parque. Fuente: Elaboración propia. 45
Ilustración 38.-Sustitución mensual del rodamiento LOA del generador. Fuente: Elaboración propia. 46
Ilustración 39.- Duración de las paradas (TTR: "Time to Repair") por mantenimiento del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. 48
Ilustración 40.- Número de horas de técnico de mantenimiento para la reparación del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. 50
Ilustración 41.- Fase I: Obtención y tratamiento preliminar de la información de partida para la realización de los modelos de comportamiento y detección de mal funcionamiento en aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia. 56
Ilustración 42.- Fase II: esquema resumido del procedimiento de análisis de los datos, generación de modelos de comportamiento operativo normal y configuración de los indicadores de estado. Fuente: Elaboración propia. 57
Ilustración 43.- Eventos significativos relativos a sustituciones de rodamientos en el generador en el parque eólico analizado. Fuente: Elaboración propia. 61
Ilustración 44.- Esquema de selección de muestras de datos para entrenamiento y detección del mal funcionamiento. Fuente: Elaboración propia. 70
Ilustración 45.- Esquema de la división del conjunto de datos de entrenamiento en datos de entrenamiento para el modelo de comportamiento operativo y datos de entrenamiento para el modelo de estado (indicadores). Fuente: Elaboración propia. 71

Ilustración 46.- Flujograma resumido de generación de modelos de comportamiento operativo correcto y cálculo de indicadores de estado. Fuente: Elaboración propia. *72*

Ilustración 47.- Flujograma resumido de ajuste de parámetros de los indicadores de detección. Fuente: Elaboración propia. *73*

Ilustración 48.- Flujograma resumido del sistema de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia. *74*

Ilustración 49.- Temperatura del rodamiento LA (tgenDE) y temperatura rodamiento LOA (tgenNDE) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *81*

Ilustración 50.- Variable ficticia Δtgen = tgenNDE- tgenDE a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *82*

Ilustración 51.- Representación temporal de las variables wgenTAC (rojo) y wgenENC (azul). Fuente: Elaboración propia. *86*

Ilustración 52.- Gráfico de caja y bigotes de la variable wgenENC. Fuente: Elaboración propia. *87*

Ilustración 53.- Representación temporal de la variable wmsh en escala normalizada (azul). Fuente: Elaboración propia. *88*

Ilustración 54.- Correlación de las variables normalizadas de wgenENC (eje x) y wmsh (eje y), en color la potencia. Fuente: Elaboración propia. *89*

Ilustración 55.- Representación de la variable tgenMAX normalizada. Fuente: Elaboración propia. *90*

Ilustración 56.- Representación de las variables tgenA, tgenB y tgenC normalizadas. Fuente: Elaboración propia. *90*

Ilustración 57.- Representación de la variable tgenMAX (morado) calculada a partir de tgenA (azul), tgenB (rojo) y tgenC (amarillo). Fuente: Elaboración propia. *91*

Ilustración 58.- Representación de la temperatura tgenMAX en azul (eje y izquierdo) y tamb en rojo (eje y derecho). Fuente: Elaboración propia. *92*

Ilustración 59.- Representación de la temperatura tgenMAX y tamb en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *92*

Ilustración 60.- Representación de la potencia reactiva del generador (pwrea en kVA). Fuente: Elaboración propia. *93*

Ilustración 61.- Detalle del cambio de estrategia de control del aerogenerador visto en la representación de la potencia reactiva del generador (pwrea en kVA). Fuente: Elaboración propia. *94*

Ilustración 62.- Detalle del cambio de estrategia de control del aerogenerador visto en la representación del valor de consigna del coseno de Phi del generador (pwfac). Fuente: Elaboración propia. *94*

Ilustración 63.- Detalle del cambio de estrategia de control del aerogenerador visto en la representación de la potencia del rotor del generador (pwrot en kW). Fuente: Elaboración propia. *95*

Ilustración 64.- Representación temporal de la curva de potencia del aerogenerador con pwfac en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *96*

Ilustración 65.- Representación temporal de la curva de potencia del aerogenerador con pwrot en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *96*

Ilustración 66.- Representación temporal de la potencia del aerogenerador (pwtot) y en la escala de color la temperatura del aceite de la multiplicadora (tgbxoil). Fuente: Elaboración propia. *97*

Ilustración 67.- Distribución de temperaturas en el emplazamiento del parque, en morado la temperatura correspondiente a tamb y en verde la temperatura registrada por el sónico tambSON. Fuente: Elaboración propia. *98*

Ilustración 68.- Comparativa de las temperaturas en el emplazamiento del parque, en el eje x la temperatura correspondiente a tamb y en el eje y la temperatura registrada por el sónico tambSON. Fuente: Elaboración propia. *98*

Ilustración 69.- Representación de la variable temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *100*

Ilustración 70.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *101*

Ilustración 71.- Representación variable temperatura del rodamiento LA (tgenDE) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *103*

Ilustración 72.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura del rodamiento LA (tgenDE) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *103*

Ilustración 73.- Representación variable temperatura de los anillos rozantes (tgenslr) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *105*

Ilustración 74.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura de los anillos rozantes (tgenslr) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *105*

Ilustración 75.- Representación variable temperatura máxima de los devanados (tgenMAX) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *107*

Ilustración 76.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura máxima de los devanados (tgenMAX) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *107*

Ilustración 77.- Representación variable temperatura ambiente (tamb) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *109*

Ilustración 78.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura ambiente (tamb) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *109*

Ilustración 79.- Representación variable temperatura de al nacelle (tnac) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *110*

Ilustración 80.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura de la nacelle (tnac) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *111*

Ilustración 81.- Representación variable de las revoluciones del generador (wgenENC) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *112*

Ilustración 82.- Representación ampliación variable de las revoluciones del generador (wgenENC) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *113*

Ilustración 83.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable de las revoluciones del generador (wgenENC) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *113*

Ilustración 84.- Representación variable correspondiente al ángulo de las palas (angbl) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *115*

Ilustración 85.- Representación variable correspondiente al ángulo de las palas (angbl) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *115*

Ilustración 86.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente al ángulo de las palas (angbl) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *116*

Ilustración 87.- Histograma de distribución de frecuencia del viento predominante en el emplazamiento. Fuente: Elaboración propia. *117*

Ilustración 88.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la velocidad de viento en los aerogeneradores (velwind) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *118*

Ilustración 89.- Representación variable correspondiente a la tensión de la red (vgrid) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *119*

Ilustración 90.- Representación ampliada de la variable correspondiente a la tensión de la red (vgrid) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *120*

Ilustración 91.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la tensión de la red (vgrid) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *120*

Ilustración 92.- Representación variable correspondiente a la potencia reactiva (pwrea) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *122*

Ilustración 93.- Representación ampliación variable correspondiente a la potencia reactiva (pwrea) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *122*

Ilustración 94.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia reactiva (pwrea) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *123*

Ilustración 95.- Representación variable correspondiente al factor de potencia (pwfac) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *124*

Ilustración 96.- Representación ampliación variable correspondiente al factor de potencia (pwfac) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *124*

Ilustración 97.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente al factor de potencia (pwfac) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *125*

Ilustración 98.- Representación variable correspondiente a la potencia en el estator (pwest) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *126*

Ilustración 99.- Representación ampliación variable correspondiente a la potencia en el estator (pwest) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *126*

Ilustración 100.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia en el estator (pwest) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *127*

Ilustración 101.- Representación variable correspondiente a la potencia en el rotor (pwrot) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *128*

Ilustración 102.- Representación ampliación de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (pwrot) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *129*

Ilustración 103.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (pwrot) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *129*

Ilustración 104.- Representación variable correspondiente a la potencia total (pwtot) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *131*

Ilustración 105.- Representación ampliación de la variable correspondiente a la potencia total (pwtot) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia. *131*

Ilustración 106.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia total (pwtot) para el caso general. Fuente: Elaboración propia. *132*

Ilustración 107.- Gráficas de correlación entre las variables principales en el siguiente orden de izquierda a derecha y de arriba abajo: tgenDE, tgenslr, tgenMAX, tnac, wgenENC, velwind, vgrid, pwrea, pwfac, pwest, pwrot, pwtot, tgenDE, tgenNDE. Fuente: Elaboración propia. *136*

Ilustración 108.- Gráficas de correlación entre las variables del Modelo Térmico II en el siguiente orden de izquierda a derecha y de arriba abajo: tgenDE, tgboil, tgbxhss, tgemMAX, thydr, tgenNDE. Fuente: Elaboración propia. *138*

Ilustración 109.- Para el aerogenerador A02 (wt001), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. *140*

Ilustración 110.- Para el aerogenerador A03 (wt002), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. *140*

Ilustración 111.- Para el aerogenerador A04 (wt003), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. *141*

Ilustración 112.- Para el aerogenerador A05 (wt004), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 142

Ilustración 113.- Para el aerogenerador A06 (wt005), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 143

Ilustración 114.- Para el aerogenerador A07 (wt006), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 144

Ilustración 115.- Para el aerogenerador A08 (wt007), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamientos LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 146

Ilustración 116.- Para el aerogenerador A9 (wt008), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 149

Ilustración 117.- Para el aerogenerador A11 (wt010), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 150

Ilustración 118.- Para el aerogenerador A12 (wt011), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 151

Ilustración 119.- Para el aerogenerador A13 (wt012), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 151

Ilustración 120.- Para el aerogenerador A14 (wt013), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 152

Ilustración 121.- Para el aerogenerador A15 (wt014), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 152

Ilustración 122.- Para el aerogenerador A17 (wt015), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia. 153

Ilustración 123.- Detalle de pérdida de rendimiento del aerogenerador A17 (wt015). Fuente: Elaboración propia. 154

Ilustración 124.- Representación del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del interior de la nacelle (eje x), el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y

la temperatura de la nacelle (eje y) y en el eje z la velocidad de rotación del rotor. En la escala de color la temperatura del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. *155*

Ilustración 125.- Representación del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del interior de la nacelle (eje x), el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y la temperatura de la nacelle (eje y) y en el eje z la velocidad de rotación del rotor. En la escala de color la temperatura del rodamiento LA. Fuente: Elaboración propia. *156*

Ilustración 126.- Representación de la temperatura de los devanados del generador (eje x) y del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del rodamiento LOA (eje y). En la escala de color la temperatura del rodamiento LA. Fuente: Elaboración propia. *157*

Ilustración 127.- Correlación entre la temperatura ambiental (tamb en el eje y) y la temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje x). Fuente: Elaboración propia *158*

Ilustración 128.- Representación de la influencia de la temperatura ambiente (en la escala de color) en la temperatura del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. *159*

Ilustración 129.- Representación del la curva P-V del generador con la temperatura del rodamiento LOA en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *161*

Ilustración 130.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x) y el ángulo de las palas (angbl en el eje y) con la temperatura del rodamiento LOA en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *162*

Ilustración 131.- Representación de la curva de potencia del generador con ángulo de pala. Velocidad de giro del generador (wgenENC en el eje x), potencia total (pwtot en el eje y) y el ángulo de las palas (angbl en el eje z) con la temperatura del rodamiento LOA en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. .. *163*

Ilustración 132.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del rotor (wgenENC) y con representación de la temperatura del rodamiento (en la escala de color). Fuente: Elaboración propia. .. *164*

Ilustración 133.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del generador (wgenENC) y en color el estado del equipo (state). Fuente: Elaboración propia. *165*

Ilustración 134.- Curva de potencia del rotor (pwrot en el eje y), y revoluciones del generador (wgentENC eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE). Fuente: Elaboración propia. *166*

Ilustración 135.- Curva de potencia del estator (pwest en el eje y), y revoluciones del generador (wgentENC eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE). Fuente: Elaboración propia. *167*

Ilustración 136.- Curva de potencia total del generador (eje z) en función de la potencia del rotor (pwrot en el eje y), y potencia del estator (pwest eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE). Fuente: Elaboración propia. *168*

Ilustración 137.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la potencia total (pwtot en el eje z). En color el estado del equipo. Fuente: Elaboración propia. *169*

Ilustración 138.- Relación entre las revoluciones del eje principal (wmsh eje z), ángulo de las palas (angbl en el eje y), y velocidad de viento (eje x) y en color la potencia total del aerogenerador (pwtot). Fuente: Elaboración propia. *170*

Ilustración 139.- Relación entre las revoluciones del eje principal (wmsh eje z), ángulo de las palas (angbl en el eje y), y velocidad de viento (eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE). Fuente: Elaboración propia. *170*

Ilustración 140.- Curva de potencia del generador (eje z) en función de las revoluciones del eje principal (wmsh en el eje y), y velocidad de viento (eje x) y en color el ángulo de las palas (angbl). Fuente: Elaboración propia. *171*

Ilustración 141.-Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), y ángulo de las palas (angbl en el eje y) con la potencia generada (pwtot) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *172*

Ilustración 142.- Representación de la velocidad de giro del generador (wgenENC en el eje x), y ángulo de las palas (angbl en el eje y) con la potencia generada (pwtot) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *172*

Ilustración 143.- Representación del juego potencia del rotor (pwrot en el eje x) y ángulo de pala (angbl en el eje y) desde el arranque a potencia nominal. Potencia total (pwtot) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *173*

Ilustración 144.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), ángulo de las palas (angbl en el eje y) y las revoluciones del rotor (wgenENC) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *174*

Ilustración 145.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), el ángulo de las palas (angbl en el eje y) y revoluciones del rotor (wgenENC en la escala de color) con la limitación de revoluciones del rotor de 1.100 r.p.m. Fuente: Elaboración propia. *175*

Ilustración 146.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), el ángulo de las palas (angbl en el eje y) y revoluciones del rotor (wgenENC en la escala de color) con la limitación de velocidad de viento en 6 m/s. Fuente: Elaboración propia. *176*

Ilustración 147.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x) frente al ángulo de pala (angbl en el eje y) y en la escala de color las revoluciones del rotor (wgenENC). Fuente: Elaboración propia. *178*

Ilustración 148.- Representación de la potencia total (pwtot en el eje x) frente al ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la velocidad de viento (velwind) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *179*

Ilustración 149.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x) frente al ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la potencia total (pwtot) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. ... *180*

Ilustración 150.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x) frente al ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la potencia total (pwtot) en la escala de color tras el filtrado de potencia total mínima de 1.980 kW. Fuente: Elaboración propia. *181*

Ilustración 151.- Representación de la velocidad de giro del generador A17 (wgenENC en el eje x) frente a la potencia total generada (pwtot en el eje y) y el estado (state) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *182*

Ilustración 152.- Representación de la velocidad de giro del generador en A17 (wgenENC en el eje x) frente a la potencia total generada (pwtot en el eje y) y la temperatura máxima del transformador (txfmrMAX) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *183*

Ilustración 153.- Representación de la velocidad de giro del generador en A17 (wgenENC en el eje x) frente a la potencia total generada (pwtot en el eje y) y el ángulo de las palas (angbl en el eje z) y la temperatura del aceite de la multiplicadora (tgbxoil) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia. *184*

Ilustración 154.- Esquema resumido del procedimiento de tratamiento de datos de entrenamiento. Fuente: Elaboración propia. *190*

Ilustración 155.- Esquema resumido del procedimiento de tratamiento de datos de detección. Fuente: Elaboración propia. *190*

Ilustración 156.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de viento (velwind en el eje x), potencia total (pwtot en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en la escala de color) antes de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. *194*

Ilustración 157.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de viento (velwind en el eje x), potencia total (pwtot en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en la escala de color) después de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. *194*

Ilustración 158.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de rotación del generador (wgenENC en el eje x), potencia total (pwtot en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en la escala de color) antes de a aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. *195*

Ilustración 159.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de rotación del generador (wgenENC en el eje x), potencia total (pwtot en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en la escala de color) después de a aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. 195

Ilustración 160.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura del rodamiento LA (tgenDE eje x), temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje y), velocidad de rotación del generador (wgenNDE en el eje z) y potencia total (pwtot en la escala de color) antes de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. 196

Ilustración 161.- Ilustración 162.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura del rodamiento LA (tgenDE eje x), temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje y), velocidad de rotación del generador (wgenNDE en el eje z) y potencia total (pwtot en la escala de color) después de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. 197

Ilustración 163.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura de la nacelle (tnac eje x), potencia total (pwtot en el eje y), velocidad de rotación del generador (wgenNDE en el eje z) y temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en la escala de color) antes de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. 198

Ilustración 164.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura de la nacelle (tnac eje x), potencia total (pwtot en el eje y), velocidad de rotación del generador (wgenNDE en el eje z) y temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en la escala de color) después de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia. 198

Ilustración 165.- Representación de la desigualdad de concentración de la muestra de datos en la región de potencia nominal en la estación de verano. Fuente: Elaboración propia. 201

Ilustración 166.- Ejemplo de eliminación errónea de datos válidos para el modelo en la curva P-V. Fuente: Elaboración propia. 202

Ilustración 167.- Modelos de producible, sin forzado de los datos (a la izquierda y centro), con aprendizaje forzado (a la derecha). Fuente: Elaboración propia. 203

Ilustración 168.- Distribución Normal y representación de valores aberrantes. Fuente: http://renke.org/2013/02/23/python-plot-number-2/ 205

Ilustración 169.- Ejemplo de variable con distribución Normal. A la izquierda la variable de temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE). A la derecha temperatura del rodamiento LOA para la región de operación Z1. Fuente: Elaboración propia. 207

Ilustración 170.- Ejemplo de variable sin distribución Normal. A la izquierda la variable de temperatura máxima de los devanados del generador (tgenMAX), a la derecha la velocidad de viento (velwind). Fuente: Elaboración propia. 207

Ilustración 171.- Ejemplo de eliminación de datos aberrantes mediante la técnica de filtrado estadístico aplicada a las variables de temperatura del rodamiento LOA y LA (tgenNDE y tgenDE). Fuente: Elaboración propia. 208

Ilustración 172.- Ejemplo del proceso de limpieza de datos aberrantes mediante método multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje x), temperatura del rodamiento LA (tgenDE en el eje y) y velocidad de giro del generador (wgenENC en el eje z) antes de aplicar el filtro multivariante. Fuente: Elaboración propia. 210

Ilustración 173.- Ejemplo del proceso de limpieza de datos aberrantes mediante método multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje x), temperatura del rodamiento LA (tgenDE en el eje y) y velocidad de giro del generador (wgenENC en el eje z) identificados por el filtro multivariante como aberrantes. Fuente: Elaboración propia. 210

Ilustración 174.- Ejemplo del proceso de limpieza de datos aberrantes mediante método multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje x), temperatura del rodamiento LA (tgenDE en el eje y) y velocidad de giro del generador (wgenENC en el eje z) antes y después de aplicar el filtro multivariante. Fuente: Elaboración propia. 211

Ilustración 175.- Ejemplo de la incorrecta utilización del filtrado multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE en el eje x), temperatura del rodamiento LA (tgenDE en el eje y) y velocidad de giro del generador (wgenENC en el eje z). Fuente: Elaboración propia. 211

Ilustración 176.- Representación de la regla Fuzzy de estimación del nivel de pertenencia a cada estación y clasificación de estación principal. Fuente: Elaboración propia. 216

Ilustración 177.- Representación del cálculo de la variable especial tiempo mes en la parte inferior. Fuente: Elaboración propia. 217

Ilustración 178.- Representación de la regla Fuzzy de estimación del nivel de pertenencia a cada zona horaria y clasificación de zona horaria principal. Fuente: Elaboración propia. 218

Ilustración 179.- Representación del cálculo de la variable especial tiempo hora en la parte inferior. Fuente: Elaboración propia. 219

Ilustración 180.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del rotor (wgenENC) y con representación de la temperatura del rodamiento (en la escala de color). Fuente: Elaboración propia... 221

Ilustración 181.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del rotor (wgenENC), identificación de la zona Z0. Fuente: Elaboración propia..... 222

Ilustración 182.- Resultados de la clasificación de las regiones de operación mediante la utilización de técnicas de clusterizado. En amarillo la Z1, en azul claro la zona Z2, en azul oscuro la zona Z3 y en verde la zona Z4. Fuente: Elaboración propia..... 223

Ilustración 183.- Representación gráfica de las reglas Fuzzy de clasificación de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 224

Ilustración 184.- Resultados de la clasificación de las regiones de operación mediante la utilización del sistema Fuzzy de clasificación. En el eje x la velocidad del generador (wgenENC) y en el eje y la potencia total (pwtot). En azul oscuro la Z1, en azul claro la zona Z2, en amarillo la Z3 y en granate la zona Z4. Fuente: Elaboración propia. 225

Ilustración 185.- Resultados de la clasificación de las regiones de operación mediante la utilización del sistema Fuzzy de clasificación. En el eje x la velocidad de viento (velwind), en el eje y el ángulo de las palas (angbl) y en el eje z la potencia total (pwtot). En azul oscuro la Z1, en azul claro la zona Z2, en amarillo la Z3 y en granate la zona Z4. Fuente: Elaboración propia. 226

Ilustración 186.- Recta de regresión de la temperatura real de los rodamientos LOA en el eje x y temperatura de salida del modelo de los rodamientos LOA en el eje y para el conjunto de datos de validación. Fuente: Elaboración propia..... 229

Ilustración 187.- Respuesta general del experimento 4, Modelo Mixto original sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 230

Ilustración 188.- Detalle de la respuesta general del experimento 4: Modelo Mixto original sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 230

Ilustración 189.- Representación de la configuración del Modelo Mixto con variables ficticias de fecha. Fuente: Elaboración propia. 234

Ilustración 190.- Respuesta del Modelo MixtoT correspondiente al experimento 77. Fuente: Elaboración propia. 236

Ilustración 191.- Recta de regresión del Modelo MixtoT correspondiente al experimento 77. Temperatura real de los rodamientos LOA en el eje x y la salida del modelo en el eje y. Fuente: Elaboración propia. ..... ***¡Error! Marcador no definido.***

Ilustración 192.- Respuesta del Modelo MixtoT 3d (delay) en color marrón frente a la temperatura real en color azul. Fuente: Elaboración propia..... 243

Ilustración 193.- Respuesta del Modelo Mixto NARX en zonas de cambio operativo moderado y funcionamiento normal. En color azul la salida real y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. 249

Ilustración 194.- Respuesta del Modelo Mixto NARX en zonas de cambio operativo severo previo a un fallo. En color azul la salida real y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *250*

Ilustración 195.- Detalle de la respuesta del Modelo Mixto NARX en un conjunto de datos previos a un fallo. En color azul la salida real y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *251*

Ilustración 196.- Respuesta del Modelo MixtoT 3d (azul claro) Vs NARX (morado) y la temperatura real (azul oscuro con trazo discontinuo). Fuente: Elaboración propia. *252*

Ilustración 197.- Respuesta general del experimento 88: Modelo Independiente formado por las variables potencia total (pwtot), temperatura ambiente (tamb) y con variables fecha y hora. En color azul la temperatura real y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *254*

Ilustración 198.- Respuesta del experimento 88, ampliación 1: Modelo Independiente formado por las variables potencia total (pwtot), temperatura ambiente (tamb) y con variables fecha y hora. En color azul la temperatura real y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *254*

Ilustración 199.- Respuesta del experimento 88, ampliación 2: Modelo Independiente formado por las variables potencia total (pwtot), temperatura ambiente (tamb) y con variables fecha y hora. En color azul la temperatura real y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *255*

Ilustración 200.- Respuesta del Modelo Térmico con la variable de temperatura de los anillos rozantes (tgenslr) del experimento 28 y sin la variable de temperatura de los anillos rozantes (tgenslr) del experimento 30. Fuente: Elaboración propia. *257*

Ilustración 201.- Respuesta errática del Modelo Térmico II (en color verde), frente a la temperatura real del rodamiento LOA (en color azul) por la influencia de una variable de entrada defectuosa, previo a la parada del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia. *260*

Ilustración 202.- Respuesta del Modelo Térmico II (en color verde), frente a la temperatura real del rodamiento LOA (en color azul). Fuente: Elaboración propia. *262*

Ilustración 203.- Detalle respuesta del Modelo Térmico II (en color verde), frente a la temperatura real del rodamiento LOA (en color azul) antes de un fallo en el generador. Fuente: Elaboración propia. *262*

Ilustración 204.- Sistema de Modelo MixtoT con red correctora. Fuente: Elaboración propia. *265*

Ilustración 205.- Sistema de Modelo Original del equipo y variables tiempo y red correctora NARX. Fuente: Elaboración propia. *268*

Ilustración 206.- Modelo de Expertos estacionales en configuración cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia. *269*

Ilustración 207.- Modelo de Expertos estacionales en configuración cooperativa ponderada. Fuente: Elaboración propia. *270*

Ilustración 208.- Respuesta del Modelo Experto por zonas de operación en modo cooperativo por turnos a la izquierda y en modo cooperativo proporcional a la derecha. En azul la temperatura real del rodamiento LOA y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *276*

Ilustración 209.- Detalle de la respuesta del Modelo Experto por zonas de operación en modo cooperativo por turnos a la izquierda y en modo cooperativo proporcional a la derecha. En azul la temperatura real del rodamiento LOA y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *277*

Ilustración 210.- Representación del Modelo MixtoT experto para las regiones de operación z1 y z2. En color azul la temperatura real del rodamiento LOA en las zonas de operación z1 o z2 y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *280*

Ilustración 211.- Esquema de configuración conjunto de redes con un modelo de "origen" y un modelo "evolutivo" trabajando en modo cooperativo equitativo. Fuente: Elaboración propia. *284*

Ilustración 212.- Comparativa respuestas del Sistema conjunto de red de Origen y red Evolutiva. Fuente: Elaboración propia. *287*

Ilustración 213.- Comparativa respuestas del Sistema conjunto de red de Origen y red Evolutiva en región de mal ajuste. Fuente: Elaboración propia. *287*

Ilustración 214.- Esquema del Sistema Experto de Regiones Mixtas. Fuente: Elaboración propia. *290*

Ilustración 215.- Respuesta del Sistema Experto de Regiones Mixtas. En color azul la temperatura real del rodamiento LOA y en color morado la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia. *292*

Ilustración 216.- Esquema del Sistema Experto Integral. Fuente: Elaboración propia. *294*

Ilustración 217.- Ejemplo I de la respuesta del Sistema Experto en su salida Competitiva (línea roja discontinua) frente a otros modelos de apoyo y temperatura real del rodamiento LOA (línea azul discontinua). Fuente: Elaboración propia. *296*

Ilustración 218.- Ejemplo II de la respuesta del Sistema Experto en su salida Competitiva (línea roja discontinua) frente a otros modelos de apoyo y temperatura real del rodamiento LOA (línea azul discontinua). Fuente: Elaboración propia. *296*

Ilustración 219.- Esquema Corrector/Cooperativo Proporcional del Maestro Cooperativo Experto. Fuente: Elaboración propia. *298*

Ilustración 220.- Ejemplo I de representación de varios modelos del Sistema Experto. Fuente: Elaboración propia. *299*

Ilustración 221.- Ejemplo II de representación de los principales modelos del Sistema Experto. Fuente: Elaboración propia. *300*

Ilustración 222.- Ejemplo I respuesta del Modelo Maestro (en color azul claro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *302*

Ilustración 223.- Ejemplo II respuesta del Modelo Maestro (en color azul claro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *302*

Ilustración 224.- Ejemplo III respuesta del Modelo Maestro (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *303*

Ilustración 225.- Ejemplo IV respuesta del Modelo Maestro (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *304*

Ilustración 226.- Ejemplo V respuesta del Modelo Maestro (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *304*

Ilustración 227.- Ejemplo VI respuesta del Modelo Maestro (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *305*

Ilustración 228.- Ejemplo VII respuesta del Modelo Maestro (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia. *305*

Ilustración 229.- Respuesta del Indicador Digital 1 con periodos de muestro T_{dig} de 20000 a la izquierda y 500 a la derecha. Fuente: Elaboración propia. *310*

Ilustración 230.- Respuesta del Indicador Digital 1 con periodos de muestro T_{dig} de 5000 (en azul), T_{dig} de 10000 (en rojo) y T_{dig} de 15000 (en amarillo). Fuente: Elaboración propia. *311*

Ilustración 231.- Detalle de la respuesta del Indicador Digital 1 con periodos de muestro T_{dig} de 5000 (en azul), T_{dig} de 10000 (en rojo) y T_{dig} de 15000 (en amarillo). Fuente: Elaboración propia. *311*

Ilustración 232.- Indicador Digital de Vida Remanente del generador. Fuente: Elaboración propia. *314*

Ilustración 233.- Detalle del Indicador Digital de vida remanente del generador. Fuente: Elaboración propia. *315*

Ilustración 234.- Ejemplo del Indicador Digital 2 con T_{dig2}.= 5.000 para el aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. *316*

Ilustración 235.- Procedimiento de cálculo de los límites de "normalidad operacional" de los indicadores de estado. Fuente: Elaboración propia. *323*

Ilustración 236.- Ejemplo de cálculo de los límites operacionales de correcto funcionamiento del rodamiento en el Indicador 10 para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. *325*

Ilustración 237.- Procedimiento de cálculo de los indicadores de estado en fase de detección. Fuente: Elaboración propia. *326*

Ilustración 238.- Respuesta de los indicadores 1, 3 y 5 en función de cambios en el parámetro T. De arriba abajo: Indi1, Ind 3 e Ind 5 para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 327

Ilustración 239.- Diferentes respuestas del indicador 3 en función del valor de T para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 329

Ilustración 240.- Capacidad de detección del indicador 5 en función del valor de T para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 330

Ilustración 241.- Capacidad de detección del Indicador 3 en función del valor de T para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 331

Ilustración 242.- Capacidad de detección del Indicador 1 en función del valor de T para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 331

Ilustración 243.- Excesiva sensibilidad del Indicador 10 calculado en base al error MAE y valor de T=100 para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 332

Ilustración 244.- Respuesta del Indicador 10 calculado en base al error MAE y valor de T=1.000 para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia..... 333

Ilustración 245.- Respuesta de varios indicadores calculados en base al error PRE y valor de T_{med}=2.000, variando T_{short} entre 100 (color azul), 500 (color rojo) y 1.000 (color amarillo) para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 334

Ilustración 246.- Ejemplo de la excelente respuesta de detección y recuperación del Indicador 10 antes de un fallo en el rodamiento LOA del aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 335

Ilustración 247.- Ejemplo en el que la utilización de la técnica "Change point" hubiese avisado con antelación de un posible mal funcionamiento ante un respuesta lenta del Indicador 1 calculado en base al error MAE y valor de T=1.000 para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 337

Ilustración 248.- Ejemplo en el que la utilización de la técnica "Change point" detecta dos cambios de tendencia en base a dos configuración diferentes de la técnica para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 338

Ilustración 249 .- Principales parámetros de la técnica "Change point" aplicado en el Indicador 1 de A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia..... 339

Ilustración 250.- Ejemplo de aplicación de la técnica "Change point" con T_{Ch} = 500 sobre el Indicador 1 en el aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia..... 340

Ilustración 251.- Ejemplo de aplicación de la técnica "Change point" con T_{Ch} = 500 sobre el Indicador 1 en el periodo previo a la rotura del rodamiento LOA del aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 341

Ilustración 252.- Detalle del ejemplo anterior de aplicación de la técnica "Change point" con T_{Ch} = 500 sobre el Indicador 1 en el periodo previo a la rotura del rodamiento LOA del aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 342

Ilustración 253.- Detalle del ejemplo anterior de aplicación de la técnica "Change point" con T_{Ch} = 1.000 sobre el Indicador 1 en el periodo previo a la rotura del rodamiento LOA del aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 343

Ilustración 254.- Representación de cada una de las líneas de tendencia calculadas para cada punto identificado como "Change point". Fuente: Elaboración propia..... 344

Ilustración 255.- Resultado del cálculo acumulado de puntos "Change point" a lo largo del histórico del aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 345

Ilustración 256.- Ejemplo de la utilización de la técnica "Change point" para el cálculo automático del TTD (Time to Detect). Fuente: Elaboración propia. 346

Ilustración 257.- Comparativa de la respuesta del Indicador 1 para el error positivo (PE) y configurado con T_{short}=500 y T_{med} =2.000. En color azul con ponderación lineal y en color rojo sin ponderación. Fuente: Elaboración propia. 348

Ilustración 258.- Corrección del efecto "signo" del Indicador 10. En azul el indicador 10 calculado en base al error positivo (PE) para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 350

Ilustración 259.- Detalle de la corrección del efecto "signo" del Indicador 10. En azul el Indicador 10 calculado en base al error positivo (PE) para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 350

Ilustración 260.- Respuesta general del Indicador 9 para diferentes valores de τ para A05 (wt004). En color azul τ=0.5, en color rojo τ=0.8 y en color amarillo τ=0.2. Fuente: Elaboración propia. 352

Ilustración 261.- Detalle de la respuesta general del Indicador 9 para diferentes valores de τ antes de una avería del rodamiento LOA para A05 (wt004). En color azul τ=0.5 y en color rojo τ=0.8 y en color amarillo τ=0.2. Fuente: Elaboración propia. 352

Ilustración 262.- Respuesta del Indicador 10 para diferentes valores límites de conteo para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 354

Ilustración 263.- Respuesta del Indicador 10 calculado en base a los diferentes errores medios E, AE, PE y CE para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 355

Ilustración 264.- Respuesta del Indicador 10 calculado en base a los diferentes errores porcentuales RE, ARE, PRE y CRE para A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 356

Ilustración 265.- Comparativa de la acumulación de errores negativos en la respuesta del Indicador 10 en A05 (wt004) para a los diferentes errores porcentuales RE, ARE, PRE y CRE. Fuente: Elaboración propia. 357

Ilustración 266.- Capacidad de representación de tendencia del Indicador 10 calculado en base al error PE frente a la falta de tendencia de los indicadores calculados a partir de AE y CE en A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 358

Ilustración 267.- Capacidad de representación de tendencia del Indicador 10 calculado en base al error PRE frente a la falta de tendencia de los indicadores calculados a partir de ARE y CRE en A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 359

Ilustración 268.-Indicador 10 en base al error PE para los diferentes modelos de temperatura del rodamiento LOA en A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 360

Ilustración 269.- Indicador 10 en base al error PRE para los diferentes modelos de temperatura del rodamiento LOA en A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 361

Ilustración 270.- Indicador 10 en base al error PE para los diferentes modelos de temperatura del rodamiento LOA ante un mal funcionamiento no registrado en la base de datos en A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 362

Ilustración 271.- Detalle I del Indicador 10 en base al error PE para los tres modelos de temperatura del rodamiento LOA más significativos en A05 (wt004), en color rojo el Modelo Maestro, en color azul el Modelo NARX y en color verde el Modelo MistoT 3d. Fuente: Elaboración propia. 363

Ilustración 272.- Detalle II del Indicador 10 en base al error PE para los tres modelos de temperatura del rodamiento LOA más significativos en A05 (wt004), en color rojo el Modelo Maestro, en color azul el Modelo NARX y en color verde el Modelo MistoT 3d. Fuente: Elaboración propia. 363

Ilustración 273.- Respuesta del Indicador 1 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 365

Ilustración 274.- Respuesta del Indicador 2 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 366

Ilustración 275.- Respuesta del Indicador 3 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 366

Ilustración 276.- Respuesta del Indicador 4 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 367

Ilustración 277.- Respuesta del Indicador 5 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 367

Ilustración 278.- Respuesta del Indicador 6 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 368

Ilustración 279.- Respuesta del Indicador 7 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 368

Ilustración 280.- Respuesta del Indicador 7 Auxiliar para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. ... 369

Ilustración 281.- Respuesta del Indicador 8 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 369

Ilustración 282.- Respuesta del Indicador 9 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 370

Ilustración 283.- Respuesta del Indicador 10 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 370
Ilustración 284.- Detalle de la respuesta del Indicador 10 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 371
Ilustración 285.- Respuesta del Indicador 11 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 371
Ilustración 286.- Comparativa respuesta de los Indicadores 9 y 11 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 372
Ilustración 287.- Respuesta del Indicador Digital 1 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 373
Ilustración 288.- Respuesta del Indicador de Vida Remanente para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 373
Ilustración 289.- Respuesta del Indicador Digital 2 para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 374
Ilustración 290.- Respuesta del Indicador CCP para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 375
Ilustración 291.- Ajuste Weibull a los valores del Indicado 10 antes de un fallo del generador. Fuente: Elaboración propia. 377
Ilustración 292.- Respuesta del Indicador Riesgo (Ind R) asociado al Indicador 10 para el aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 378
Ilustración 293.- Representación del SSC ("Status Score Card") del aerogenerador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. 381
Ilustración 294.- Comparativa del cuadro SSC para el Modelo Maestro (izquierda) vs Modelo MixtoT 3d (derecha). Fuente: Elaboración propia. 382
Ilustración 295.- Comparativa del cuadro SSC para el Modelo Maestro (izquierda) vs Modelo NARX (derecha). Fuente: Elaboración propia. 382
Ilustración 296.- Versión preliminar de los Indicadores 1, 3 y 4 para el rodamiento LOA del aerogenerador A05 (wt004), en base a un Modelo Mixto único. Fuente: Elaboración propia. 383
Ilustración 297.- Representación del SSC ("Status Score Card") del aerogenerador A07 (wt006). Fuente: Elaboración propia. 385
Ilustración 298.- Indicador 1 para el rodamiento LOA del aerogenerador A07 (wt006), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. 386
Ilustración 299.- Respuesta general del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A07 (wt006), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. 387
Ilustración 300.- Detalle de la respuesta del Indicador 10 para el aerogenerador A07 (wt006) en el periodo previo a la primera sustitución del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. 388
Ilustración 301.- Detalle de la respuesta del Indicador 10 para el aerogenerador A07 (wt006) en el periodo previo a la segunda sustitución del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. 389
Ilustración 302.- Detalle de la respuesta de los Indicadores 2 (izquierda) y Vida Remanente (derecha) para el aerogenerador A07 (wt006). Fuente: Elaboración propia. 389
Ilustración 303.- Representación del SSC ("Status Score Card") del aerogenerador A08 (wt007). Fuente: Elaboración propia. 392
Ilustración 304.- Respuesta general del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (wt007), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. 393
Ilustración 305.- Detalle de la respuesta del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (wt007), en base a un Modelo Maestro y PE. Momentos previos a varios fallos. Fuente: Elaboración propia. 394
Ilustración 306.- Detalle de la respuesta del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (wt007), en base a un Modelo Maestro y PE. Momento previo a la rotura del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia. 395

Ilustración 307.- Detalle de la respuesta general del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (wt007), en base a un Modelo Maestro y PE. Momento previo a un fallo en el encoder. Fuente: Elaboración propia. *396*

Ilustración 308.- Representación del SSC ("Status Score Card") del aerogenerador A11 (wt010) incluyendo el periodo previo al cambio de criterios de explotación (control de reactiva). Fuente: Elaboración propia. *399*

Ilustración 309.- Respuesta general del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (wt010), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *400*

Ilustración 310.- Detalle respuesta del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (wt010) antes de la avería de las escobillas LA, en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *400*

Ilustración 311.- Representación del SSC ("Status Score Card") del aerogenerador A11 (wt010) entre los años 2012 y 2014 (control de reactiva). Fuente: Elaboración propia. *401*

Ilustración 312.- Detalle de la respuesta general del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (wt010) con fallos transitorios a partir del año 2012, en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *402*

Ilustración 313.- Respuesta general del Indicador 2 para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (wt010), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *402*

Ilustración 314.- Respuesta general del Indicador Vida Remanente para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (wt010), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *403*

Ilustración 315.- Representación del SSC ("Status Score Card") del aerogenerador A15 (wt014). Fuente: Elaboración propia. *405*

Ilustración 316.- Respuesta general del Indicador 10 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *406*

Ilustración 317.- Detalle de la respuesta de los Indicadores 2 (izquierda) y Vida Remanente (derecha) para el aerogenerador A15 (wt014). Fuente: Elaboración propia. *406*

Ilustración 318.- Respuesta general del Indicador Digital 1 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *407*

Ilustración 319.- Respuesta general del Indicador Digital 2 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *408*

Ilustración 320.- Respuesta general de la técnica "Change point" aplicada sobre el Indicador 1 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *409*

Ilustración 321.- Detalles de técnica "Change point" aplicada sobre el Indicador 1 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Fuente: Elaboración propia. *409*

Ilustración 322.- Respuesta general de la técnica "Change point" aplicada sobre el Indicador 1 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Ajuste del parámetro T_{Ch} = 20.000. Fuente: Elaboración propia. *410*

Ilustración 323.- Detalle de la respuesta de la técnica "Change point" aplicada sobre el Indicador 1 para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (wt014), en base a un Modelo Maestro y PE. Ajuste del parámetro T_{Ch} = 20.000. Fuente: Elaboración propia. *410*

Ilustración 324.- Respuesta de los modelos de ajuste frente a la temperatura real del rodamiento LOA en el A15 (wt004). Período de datos anterior al mal funcionamiento a la izquierda y período de datos del mal funcionamiento a la derecha. Fuente: Elaboración propia. *411*

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Resumen de Costes CAPEX, OPEX y Energía perdida en un parque eólico. Fuente: BVG Associates. 4
Tabla 2.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de parque. Fuente: BVG Associates. 11
Tabla 3.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de la góndola del aerogenerador (nacelle). Fuente: BVG Associates. 13
Tabla 4.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en el rotor de los aerogeneradores. Fuente: BVG Associates. 17
Tabla 5.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en la torre y cimentación. Fuente: BVG Associates. 21
Tabla 6.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en los sistemas de instalación y montaje. Fuente: BVG Associates. 23
Tabla 7.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en operación y mantenimiento de parque. Fuente: BVG Associates. 25
Tabla 8.- Porcentaje de energía perdida en cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia. 43
Tabla 9.- Comparativa de horas equivalentes Real Vs Modelo Vs Proyectadas. Fuente: Elaboración propia. 44
Tabla 10.- Horas equivalentes de parque: Real Vs Modelo Vs Proyectadas. Fuente: Elaboración propia. .. 45
Tabla 11.- Principales variables a juicio experto. Fuente: Elaboración propia. 85
Tabla 12.- Variables específicas del Modelo Térmico II. Fuente: Elaboración propia. 85
Tabla 13.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 101
Tabla 14.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LOA (tgenNDE) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 102
Tabla 15.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LA (tgenDE) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 104
Tabla 16.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LA (tgenDE) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 104
Tabla 17.- Valores estadísticos de la variable temperatura de los anillos rozantes (tgenslr) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 106
Tabla 18.- Valores estadísticos de la variable temperatura de los anillos rozantes (tgenslr) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 106
Tabla 19.- Valores estadísticos de la variable temperatura máxima de los devanados (tgenMAX) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 108
Tabla 20.- Valores estadísticos de la variable temperatura máxima de los devanados (tgenMAX) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 108
Tabla 21.- Valores estadísticos de la variable temperatura ambiente (tamb) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 110
Tabla 22.- Valores estadísticos de la variable temperatura de la nacelle (tnac) el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 111

Tabla 23.- Valores estadísticos de la variable temperatura de la nacelle (tnac) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 111

Tabla 24.- Valores estadísticos de la variable de las revoluciones del generador (wgenENC) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 114

Tabla 25.- Valores estadísticos de la variable de las revoluciones del generador (wgenENC) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 114

Tabla 26.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al ángulo de las palas (angbl) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 116

Tabla 27.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al ángulo de las palas (angbl) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 117

Tabla 28.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la velocidad de viento en los aerogeneradores (velwind) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 118

Tabla 29.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la velocidad de viento en los aerogeneradores (velwind) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 119

Tabla 30.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la tensión de la red (vgrid) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 121

Tabla 31.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la tensión de la red (vgrid) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 121

Tabla 32.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia reactiva (pwrea) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 123

Tabla 33.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia reactiva (pwrea) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 123

Tabla 34.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al factor de potencia (pwfac) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 125

Tabla 35.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al factor de potencia (pwfac) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 125

Tabla 36.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el estator (pwest) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 127

Tabla 37.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el estator (pwest) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 127

Tabla 38.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (pwrot) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 130

Tabla 39.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (pwrot) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 130

Tabla 40.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia total (pwtot) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia. 132

Tabla 41.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia total (pwtot) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia. 132

Tabla 42.- Matriz de correlación de las variables principales. Fuente: Elaboración propia. 136

Tabla 43.- Matriz de p-valor de las variables principales. Fuente: Elaboración propia. 137

Tabla 44.- Matriz de covarianza de las variables principales. Fuente: Elaboración propia. 137

Tabla 45.- Matriz de correlación de las variables del Modelo Térmico II. Fuente: Elaboración propia. 138

Tabla 46.- Matriz de p-valor de las variables del Modelo Térmico II. Fuente: Elaboración propia. 139

Tabla 47.- Matriz de covarianza de las variables del Modelo Térmico II. Fuente: Elaboración propia. 139

Tabla 48.-Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A05. Fuente: Elaboración propia. 143

Tabla 49.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A07. Fuente: Elaboración propia. 145
Tabla 50.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A08. Fuente: Elaboración propia. 147
Tabla 51.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A09. Fuente: Elaboración propia. 150
Tabla 52.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A11. Fuente: Elaboración propia. 150
Tabla 53.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A14. Fuente: Elaboración propia. 152
Tabla 54.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A15. Fuente: Elaboración propia. 153
Tabla 55.- Resumen estadístico en la zona Z1 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia. 177
Tabla 56.- Resumen estadístico en la zona Z2 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia. 178
Tabla 57.- Resumen estadístico en la zona Z3 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia. 180
Tabla 58.- Resumen estadístico en la zona Z4 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia. 181
Tabla 59.- Resumen de las variables seleccionadas para la realización de los modelos. Fuente: Elaboración propia. 185
Tabla 60.- Resumen de variables seleccionadas para el Modelo Térmico II. Fuente: Elaboración propia. 185
Tabla 61.- Relación de variables consideradas en la entrada del filtro multivariante. Fuente: Elaboración propia. 212
Tabla 62.- Variables de partida en el proceso iterativo de selección de variables de entrada a la red del Modelo Mixto. Fuente: Elaboración propia. 227
Tabla 63.- Resultados experimento 4. Modelo Mixto sin reducción de variables de entrada y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 228
Tabla 64.- Resultados experimento 6. Modelo Mixto con reducción de las variables de entrada tgenA, tgenB y tgenC y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 231
Tabla 65.- Resultados experimento 7. Modelo Mixto con reducción de las variables de entrada el ángulo de las palas (angbl) a partir del experimento 6 y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 232
Tabla 66.- Resultados experimento 8. Modelo Mixto con reducción de la variable de entrada de temperatura ambiente (tamb) y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 232
Tabla 67.- Variables finalmente seleccionadas para la realización del Modelo Mixto, siendo tgenNDE la variable de salida. Fuente: Elaboración propia. 233
Tabla 68.- Resultados experimento 56. Modelo Mixto sin reducción de variables de entrada y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 233
Tabla 69.- Resultados experimento 77. Modelo Mixto con reducción de variables de entrada y con variables fecha y hora (Modelo MixtoT). Fuente: Elaboración propia. 235
Tabla 70.- Resultados experimento 71. Modelo MixtoT en configuración de 1 capa oculta de 10 neuronas. Fuente: Elaboración propia. 237
Tabla 71.- Resultados experimento 72. Modelo MixtoT en configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas cada una. Fuente: Elaboración propia. 238
Tabla 72.- Resultados experimento 73. Modelo MixtoT en configuración de 3 capas ocultas de 10 neuronas cada una (red profunda). Fuente: Elaboración propia. 239
Tabla 73.- Resultados experimento 74. Modelo MixtoT en configuración de 2 capas ocultas de 20 neuronas cada una. Fuente: Elaboración propia. 240
Tabla 74.- Resultados experimento 75. Modelo MixtoT en configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas cada una y conexión en cascada y algoritmo de entrenamiento Bayesiano. Fuente: Elaboración propia. 241

Tabla 75.- Resultados experimento 94. Modelo MixtoT en configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas cada una y delay de tres unidades en la entrada (Modelo MixtoT 3d). Fuente: Elaboración propia..... 242

Tabla 76.- Resultados experimento 97. Modelo MixtoT Generalista. Fuente: Elaboración propia..... 245

Tabla 77.- Resultados experimento 98. Modelo MixtoT calculado en un equipo con 2 meses de datos. Fuente: Elaboración propia. 246

Tabla 78.- Resultados experimento 88. Modelo Independiente formado por las variables potencia total (pwtot), temperatura ambiente (tamb) y con variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 253

Tabla 79.- Resumen de las variables de partida seleccionadas para la realización del Modelo Térmico. (Salida: tgenNDE). Fuente: Elaboración propia. 256

Tabla 80.- Resultados experimento 28. Modelo Térmico sin variables fecha y hora para el estado "marcha". Fuente: Elaboración propia..... 257

Tabla 81.- Resultados experimento 65. Modelo Térmico con variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 258

Tabla 82.- Resultados experimento 93. Modelo Térmico con variables fecha y hora y desfase de 3 unidades de tiempo en la entrada. Fuente: Elaboración propia..... 259

Tabla 83.- Resumen de variables seleccionadas para el Modelo Térmico II. (Salida: tgenNDE) Fuente: Elaboración propia. 261

Tabla 84.- Resultados experimento 65. Modelo Térmico II con variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia. 261

Tabla 85.- Resultados experimento 103. Modelo Mixto con variables ficticias de fecha y hora y sin red de corrección. Fuente: Elaboración propia..... 266

Tabla 86.- Resultados experimento 102. Modelo Mixto con variables ficticias de fecha y hora y con red de corrección. Fuente: Elaboración propia..... 267

Tabla 87.- Resultados experimento 86. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia..... 271

Tabla 88.- Resultados experimento 87. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa proporcional. Fuente: Elaboración propia. 272

Tabla 89.- Resultados experimento 82. Modelo Térmico con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia..... 273

Tabla 90.- Resultados experimento 83. Modelo Térmico con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa proporcional. Fuente: Elaboración propia. 274

Tabla 91.- Resultados experimento 91. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia. 275

Tabla 92.- Resultados experimento 92. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación trabajando de forma cooperativa proporcional. Fuente: Elaboración propia..... 276

Tabla 93.- Resultados experimento 78. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z1-z2 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia. 278

Tabla 94.- Resultados experimento 79. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z3-z4 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia. 279

Tabla 95.- Resultados experimento 80. Redes Térmicas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z1-z2 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia. 281

Tabla 96.- Resultados experimento 81. Redes Térmicas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z3-z4 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia. 282

Tabla 97.- Resultados experimento 105 M. Sistema conjunto red de Origen y red Evolutiva. Fuente: Elaboración propia. 285

Tabla 98.- Resultados experimento 105 O. Sistema conjunto de red de Origen y red Evolutiva. Errores de la red Origen. Fuente: Elaboración propia. 286

Tabla 99.- Resumen del error conjunto MAE+RMSE de los principales experimentos. Fuente: Elaboración propia. *288*

Tabla 100.- Distribución de las áreas de aplicación de cada modelo del Sistema Experto de Regiones Mixtas. Fuente: Elaboración propia. *289*

Tabla 101.- Resultados experimento 112. Sistema Experto de Regiones Mixtas. Fuente: Elaboración propia. *291*

Tabla 102.- Resultados experimento 110. Sistema Experto Integral: Salida en Configuración Competitiva. Fuente: Elaboración propia. *295*

Tabla 103.- Resultados experimento 117. Sistema Experto Integral: Salida en Configuración Cooperativa. Fuente: Elaboración propia. *297*

Tabla 104.- Resultados experimento 119. Sistema Experto Integral: Salida en Configuración Competitiva con Red Correctora (Maestro Cooperativo Experto). Fuente: Elaboración propia. *298*

Tabla 105.- Resultados experimento 120. Modelo Maestro. Fuente: Elaboración propia. *301*

Tabla 106.- Fragmento de Tabla de porcentajes de asignación de alarmas principales a averías de generadores. De izquierda a derecha: la alarma asociada a la avería, el modo de fallo, el elemento causante, la descripción de la avería y el tanto por 1 de asignación a una avería. Fuente: Elaboración propia. *313*

Tabla 107.-Resumen Avisos asociados al Generador (MKA) A05. Fuente: Elaboración propia. *328*

Tabla 108.-Resumen avisos asociados al generador (denominado MKA) A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. *380*

Tabla 109.-Resumen de alarmas asociadas al generador A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia. *380*

Tabla 110.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A07 (wt006). Fuente: Elaboración propia. *384*

Tabla 111.- Resumen de alarmas asociadas al generador A07 (wt006). Fuente: Elaboración propia. *384*

Tabla 112.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A08 (wt007). Fuente: Elaboración propia. *391*

Tabla 113.- Resumen de alarmas asociadas al generador A08 (wt007). Fuente: Elaboración propia. *391*

Tabla 114.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A11 (wt010). Fuente: Elaboración propia. *397*

Tabla 115.- Resumen de alarmas asociadas al generador A11 (wt010). Fuente: Elaboración propia. *398*

Tabla 116.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A15 (wt014). Fuente: Elaboración propia. *404*

Tabla 117.- Resumen de alarmas asociadas al generador A15 (wt014). Fuente: Elaboración propia. *404*

Capítulo 5

RESUMEN DE COSTES DE UN PARQUE EÓLICO.

5. RESUMEN DE COSTES DE UN PARQUE EÓLICO

Los costes generalmente se dividen en costes de instalación o inversión inicial destinada a la construcción del parque eólico (CAPEX) y una vez finalizada la construcción y puesta en marcha comienzan los costes de operación (OPEX).

En el presente apartado no se va a discutir sobre las diferentes estrategias de operación y mantenimiento de un parque eólico, ya que en cada caso se opta por una solución diferente, de tal forma que en ocasiones el explotador opta por firmar contratos de operación con el tecnólogo u otra empresa de mantenimiento del tipo todo incluido durante un periodo, o simplemente incluir toda la mano de obra, o incluir cláusulas de disponibilidad de las instalaciones (y en caso de no cumplimiento penalizar a la empresa mantenedora), etc. la casuística podría ser interminable.

En la siguiente tabla se resumen los principales costes antes mencionados y se incluye el coste por energía perdida calculada a partir de la AEP[1]. Como puede observarse, se trata de costes medios por MW instalado, calculado para aerogeneradores del tipo IEC Clase I (High Wind) y Clase III (Low Wind). El aerogenerador objeto de estudio se enmarcaría dentro del a Clase III, como se verá más adelante en el estudio económico de la utilización de los modelos generados.

1 Annual Energy Production

Tabla 1.- Resumen de Costes CAPEX, OPEX y Energía perdida en un parque eólico. Fuente: BVG Associates.

Type	Parameter	Units	High Wind	Low Wind
CAPEX	Development	€k/MW	78	78
	Turbine	€k/MW	714	827
	Support Structure	€k/MW	348	416
	Array Electrical	€k/MW	65	77
	Construction	€k/MW	74	59
OPEX	Operations and Planned Maintenance	€k/MW/yr	19	17
	Unplanned Service and Other OPEX	€k/MW/yr	23	19
AEP	Gross AEP	MWh/yr/MW	3,493	2,676
	Losses	%	9.2	10.5
	Net AEP	MWh/yr/MW	3,172	2,395
	Net Capacity Factor	%	36,2	27,3

Source: BVG Associates

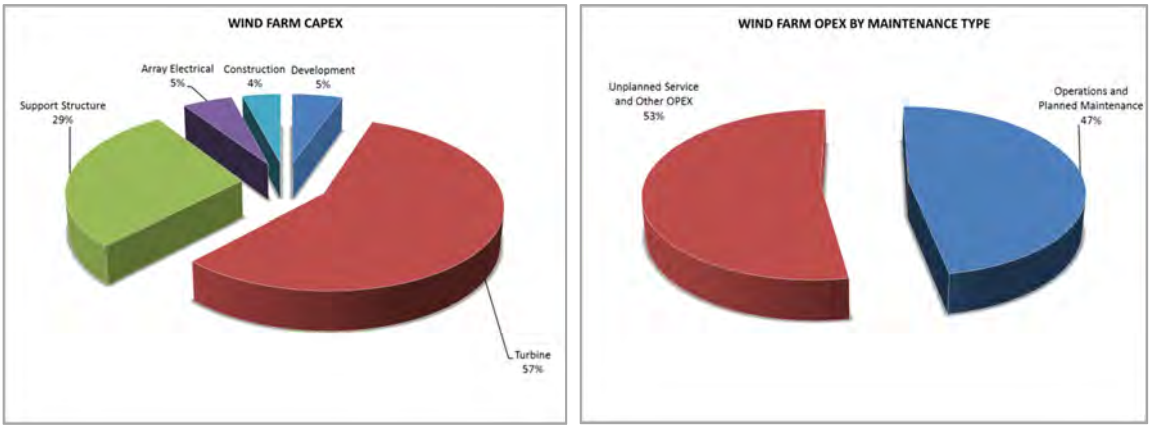


Ilustración 1.- Distribución porcentual de los costes CAPEX y OPEX de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

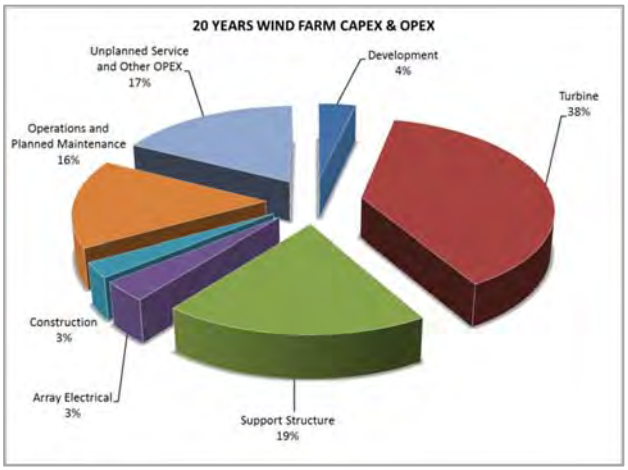


Ilustración 2.- Distribución de costes CAPEX y OPEX para 20 años de operación de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

Los aerogeneradores suponen el 38% del coste de una instalación eólica en sus 20 años de explotación, lo cual justifica que deba mantenerse tu integridad lo mejor posible y evitar averías catastróficas, siendo éstas las que desencadenan un colapso completo del aerogenerador. Así mismo el aerogenerador se subdivide en sistemas más o menos complejos como se mencionó en apartados anteriores, cuyos costes relativos se resumen la Ilustración 3:

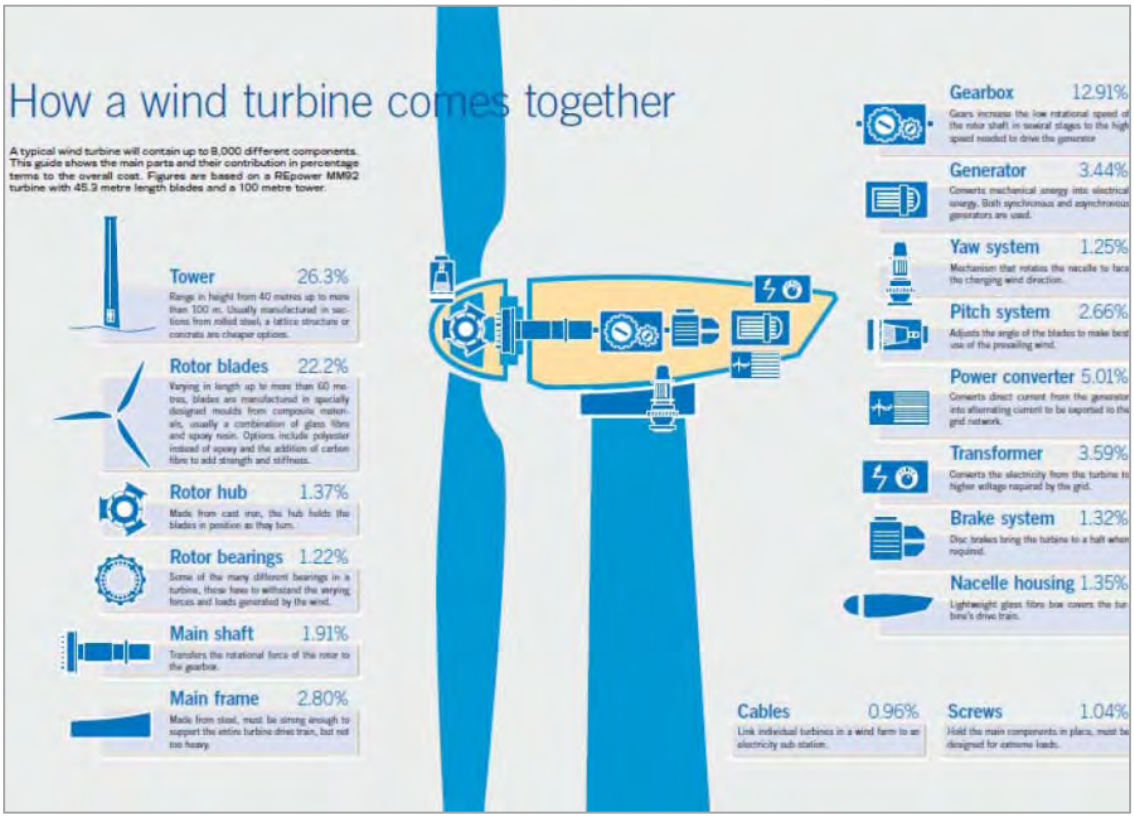


Ilustración 3.- Desglose de costes de un aerogenerador. Fuente: EWEA

El objetivo de los modelos presentados en la presente tesis, es el de modelar la temperatura de los anillos del lado opuesto al acoplamiento del generador para detectar fallos prematuros y evitar el incendia del generador, lo cual llevaría a una avería seria o un fallo catastrófico si el incendio se extiende al resto del generador. Como se observa en la imagen anterior, el Generador representa el 3,44% del coste del aerogenerador, que a su vez suponía unos 827k€/MW, por tanto para una máquina de 2MW, el generador rondaría los 60k€ a lo que debería incluirse la energía perdida, alquiler de grúas, etc. llegando a alcanzar los 120k€. De ahí la necesidad de anticiparse a ciertos fallos que en un análisis AMFEC[2] del aerogenerador se encontrarían entre los más críticos.

2 AMFEC: Análisis de Modos de Fallo y Criticidad.

Si dividimos los constes de operación (OPEX), en función del tipo de gasto, nos encontraremos con:

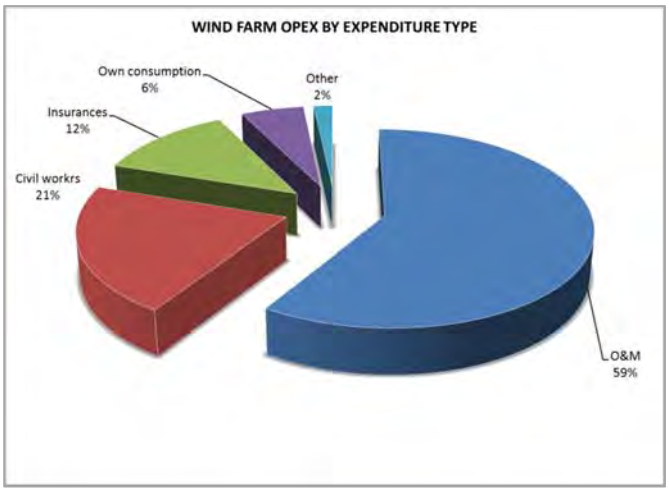


Ilustración 4.- OPEX en función del tipo de gasto. Fuente: Elaboración propia.

Antes habíamos visto una división en función de operaciones y mantenimiento programando y mantenimiento no programado. Todas al divisiones de la gráfica anterior se podrían subdividir a su vez si corresponde a algo programado o no programado, por ejemplo los seguros, generalmente sería algo controlado y fijo, pero en caso de accidente con responsabilidad civil, derrames de vertidos, etc. es posible que las primas se viesen incrementadas.

Una vez que hemos refrescado los costes de implantación y explotación de un parque eólico pasemos a ver cuáles son las futuras líneas de investigación para reducir en la medida de lo posible estos costes.

5.1. Futuras líneas de reducción de costes en parques eólicos OnShore

Puede considerarse que la tecnología de obtención de energía eléctrica mediante la utilización de aerogeneradores es una tecnología madura, y es cada vez más complicado reducir importantes cantidades de gasto de forma unitaria (considerando un único aerogenerador), pero sin embargo, si se escalan dichos ahorros a un volumen

significante de aerogeneradores, los ahorros en términos monetarios son realmente importantes.

En el presente apartado se presentan las futuras líneas de mejora para la reducción de los costes CAPEX, OPEX y por pérdida de energía, pero que además de manera indirecta ayudaran a los países a mejorar su dependencia energética (por incrementarse la disponibilidad y el rendimiento de las plantas de generación de energía) y por tanto a reducir al huella del carbono, ya que al producir más energía eólica deja de generarse mediante otras más contaminantes.

El siguiente gráfico resume cual podría ser el objetivo de reducción de los costes de generación de energía en una instalación eólica onshore para el año 2025. En el gráfico se observa un ahorro de cerca del 6 %.

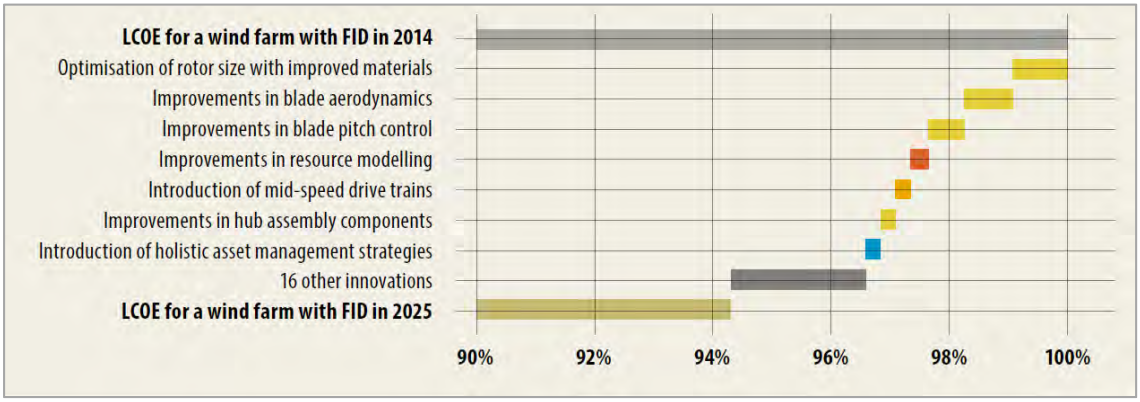


Ilustración 5.-Impacto de todas las innovaciones propuestas para un escenario Low Wind en el 2050 [3] [4]. Fuente: BVG Associates.

3 LCOE: Coste de la energía antes de Impuestos en base al 2013.
4 FID: Final Investment Decision.

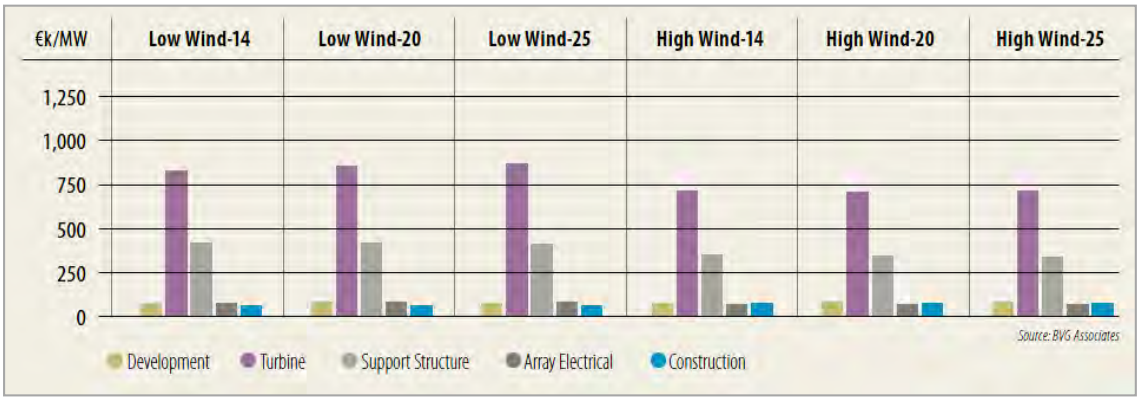


Ilustración 6.- CAPEX de un parque eólico en los diferentes escenarios. Fuente: BVG Associates.

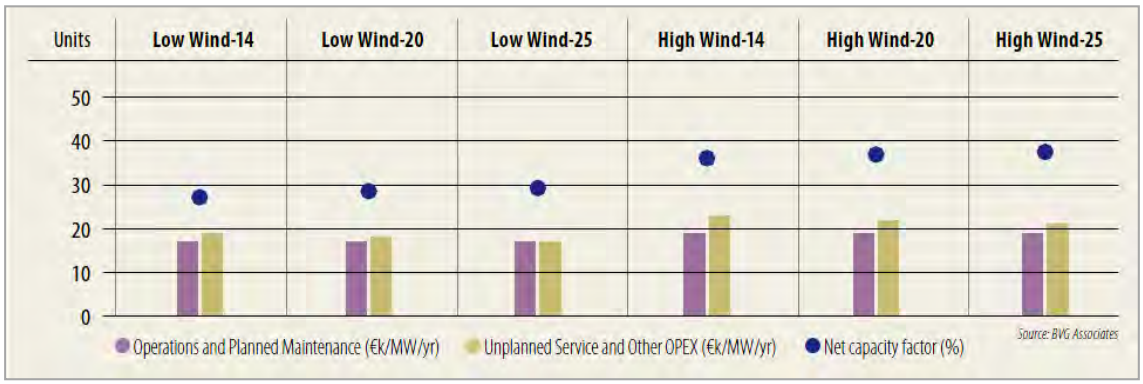


Ilustración 7.- OPEX y factor de capacidad neta para un parque eólico en los diferentes escenarios. Fuente: BVG Associates.

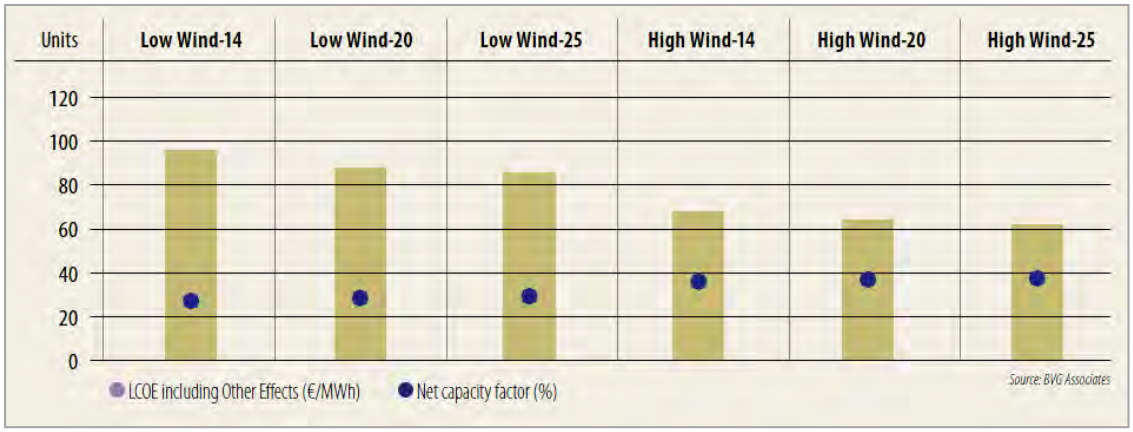


Ilustración 8.- Coste de generación de la energía (LCOE) para los diferentes escenarios. Fuente: BVG Associates.

Las innovaciones se han dividido en 6 grupos, los cuales se resumen a continuación.

5.1.1. Innovaciones en el desarrollo de un Parque eólico

Se espera que estas innovaciones reduzcan el coste LCOE entre un 0,5 y 1 % entre el 2014 y el 2025. El ahorro estará dentro del domino de mejoras en el incremento de la energía generada por los parques realizando mejoras en el *micrositing*[5] de los aerogeneradores. Con las nuevas tecnologías y software de cálculo podrán realizarse mejores estudios de emplazamientos, principalmente aquellos que son más complicados por el tipo de terreno.

Estos estudios permitirán mejorar el layout[6] de planta, evitando en la medida de lo posible turbulencias por efecto estela, vientos verticales por condiciones del terreno, etc. Esta innovación tendrá mayor impacto en los parques del tipo High Wind (Clase I IEC).

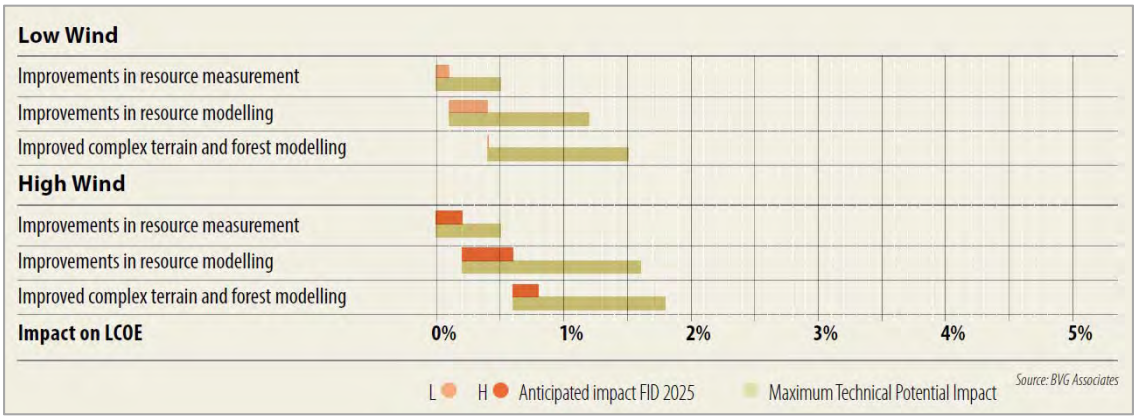


Ilustración 9.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de parque. Fuente: BVG Associates.

5 Definición en el plano del punto exacto en el que ha de instalarse un aerogenerador desde el punto de vista de recurso eólico.
6 Disposición en planta de los diferentes aerogeneradores de un parque eólico.

Tabla 2.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de parque. Fuente: BVG Associates.

Innovation	Maximum Technical Potential Impact				Anticipated impact FID 2025			
	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE
Low Wind								
Improvements in resource measurement	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%
Improvements in resource modelling	0.0%	0.0%	1.1%	1.1%	0.0%	0.0%	0.3%	0.3%
Improved complex terrain and forest modelling	0.0%	0.0%	1.1%	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
High Wind								
Improvements in resource measurement	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%
Improvements in resource modelling	0.0%	0.0%	1.0%	1.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.4%
Improved complex terrain and forest modelling	0.0%	0.0%	1.0%	1.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%

Dentro de éste campo, las medidas de mejora se dividen en 3 grandes grupos:

1. Mejora en los sistemas de medida del viento o recurso eólico en los emplazamientos:
    a. La práctica actual: Hoy en día la medición de recurso eólico de un emplazamiento de 50MW se realiza colocando una (en terrenos sencillos) o dos (en terrenos con topografía compleja) torres fijas de medición de recurso, así como la utilización de sistemas LiDAR[7] o sistemas SODAR[8] para campañas de corta medición y en emplazamientos con unas condiciones muy específicas por intensa arboleda u orografía compleja.
    b. Mejoras: Se adoptarán tecnologías de medición de flujo de viento conjuntamente con caracterización 3D del terreno (LiDAR) para obtener modelos más exactos del flujo de viento en cada posición de un emplazamiento. Como esta medición se realiza antes de la puesta en marcha del proyecto, afectará principalmente a los constes del CAPEX, pero incrementara la energía generada en el emplazamiento gracias a un micrositing más eficiente.

7 LiDAR: Light Detection and Rating. Son sistemas de medición ópticos.
8 SODAR: Sonic Detection and Rating. Sistemas de medición Sónica.

2. Mejora en el software de modelado del recurso eólico de emplazamiento:
    a. La práctica actual: Actualmente se utilizan modelos de viento generales en lugar de modelos multi criterio. La generación de estos modelos requieren elevada capacidad de cálculo.
    b. Mejoras: Se mejorarán los sistemas de computación y de alto rendimiento, facilitando la generación de modelos de viento más precisos. Afectará principalmente a los costes de CAPEX como sucedía con el punto anterior.
3. Mejora en la metodología de modelado de terrenos complejos y efecto de zonas arboladas:
    a. La práctica actual: Los emplazamientos con terreno complejo y zonas forestales se están caracterizando con las herramientas estándar de recurso pero realizando algunos ajustes por rugosidad del terreno.
    b. Mejoras: Se incluirán ajustes específicos para ciertas condiciones orográficas que afecten a la producción de los aerogeneradores y modelos más adecuados para regiones forestales. Afectará principalmente a los costes de CAPEX.

5.1.2. Innovaciones en la nacelle del aerogenerador

Se espera que las innovaciones en la nacelle supongan ente 1 y 1,5% de reducción del coste de generación de energía (LCOE) para proyectos en FID entre el 2014 y 2025. Este impacto económico se resume en las siguientes imágenes.

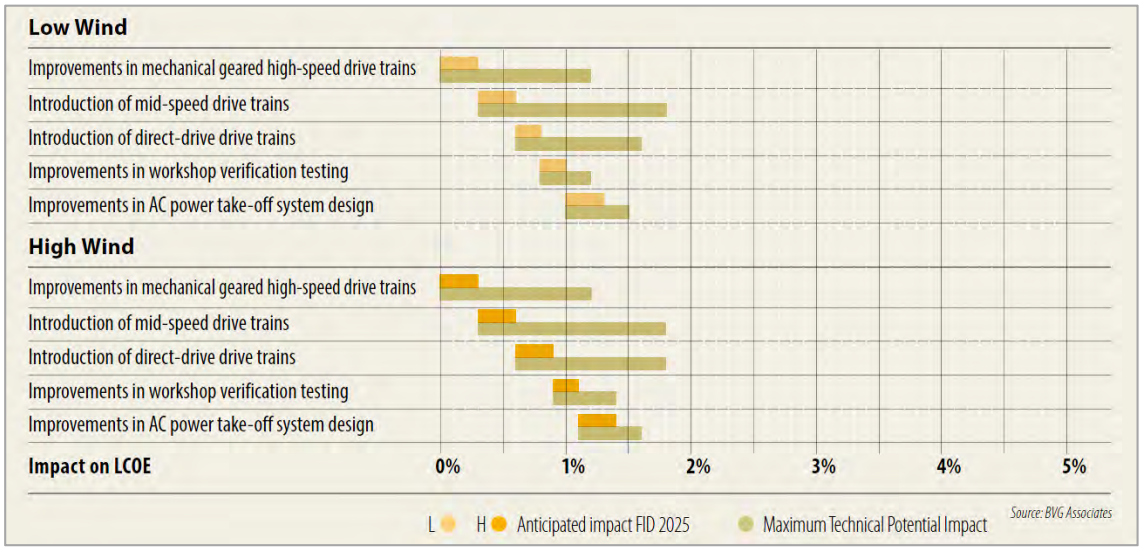


Ilustración 10.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de la góndola del aerogenerador (nacelle). Fuente: BVG Associates.

Tabla 3.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones de desarrollo de la góndola del aerogenerador (nacelle). Fuente: BVG Associates.

Innovation	Maximum Technical Potential Impact				Anticipated impact FID 2025			
	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE
Low Wind								
Improvements in mechanical geared high-speed drive trains	0.8%	2.0%	0.1%	1.2%	0.2%	0.4%	0.0%	0.3%
Introduction of mid-speed drive trains	0.8%	2.1%	0.4%	1.5%	0.2%	0.4%	0.1%	0.3%
Introduction of direct-drive drive trains	-0.5%	3.0%	0.8%	1%	-0.1%	0.7%	0.2%	0.2%
Improvements in workshop verification testing	0.0%	1.6%	0.1%	0.4%	0.0%	0.7%	0.0%	0.2%
Improvements in AC power take-off system design	0.3%	1.1%	0.0%	0.5%	0.2%	0.6%	0.0%	0.3%
High Wind								
Improvements in mechanical geared high-speed drive trains	0.8%	2.1%	0.1%	1.2%	0.2%	0.5%	0.0%	0.3%
Introduction of mid-speed drive trains	0.8%	2.2%	0.4%	1.5%	0.1%	0.4%	0.1%	0.3%
Introduction of direct-drive drive trains	-0.5%	3.2%	0.7%	1.2%	-0.1%	0.7%	0.2%	0.3%
Improvements in workshop verification testing	0.0%	1.7%	0.1%	0.5%	0.0%	0.7%	0.0%	0.2%
Improvements in AC power take-off system design	0.3%	1.1%	0.0%	0.5%	0.1%	0.6%	0.0%	0.3%

Como puede extraerse de la gráfica y tabla hay 5 líneas principales de Innovación:

1. Mejora en multiplicadoras y sistemas de transmisión de alta velocidad:
    a. La práctica actual: generalmente los fabricantes de aerogeneradores suministran el tren de potencia (eje y multiplicadora) montado en los generadores para los cuales realizan unas pruebas de esfuerzos muy específicas de laboratorio, sin embargo, las condiciones reales de operación varían mucho y cada emplazamiento es diferente en este aspecto.
    b. Mejoras: Se mejoran los ensayos de resistencia de las multiplicadoras, rodamientos, sistemas de engranaje, de tal forma que se consiga aumentar el ciclo de vida de estos equipos. Conforme se conozca mejor la distribución dinámica de los esfuerzos en la multiplicadora, podrán diseñarse equipos con menos peso, de tal forma que se reduzcan los costes de fabricación de otros componentes de la nacelle, y de la propia multiplicadora. Esta reducción de pesos afectará tanto a los costes de CAPEX como de OPEX, ya que una vez en marcha, si es necesario sustituir un equipo podrán utilizarse grúas de menores dimensiones, que generalmente son más económicas.
2. Introducción de sistemas de transmisión de velocidad media:
    a. La práctica actual: Hay disponibles para onshore varios tipos de generadores de velocidad media, pero su uso no ha sido muy extendido, mientras que la mayoría de los aerogeneradores offshore utiliza esta tecnología.
    b. Mejoras: la sustitución de multiplicadoras de alta velocidad por este tipo de multiplicadoras de media velocidad, conjuntamente con los generadores necesarios para trabajar con este tipo de velocidad de giro (multipolo), hará que los equipos sean similares en dimensiones y su acoplamiento sea más sencillo y directo, evitando ciertos esfuerzos mecánicos y aumentado de esta forma la fiabilidad del conjunto. Este incremento de fiabilidad mejorará los costes OPEX mediante un incremento de la energía producida.
3. Introducción de sistemas de transmisión directa:
    a. La práctica actual: Algunos fabricantes de aerogeneradores están optando por instalar sistemas de transmisión directa magnética.
    b. Mejoras: La sustitución de las multiplicadoras por este tipo de tecnología reduciría en gran medida las partes mecánicas susceptibles de averías, pero hay quien afirma que la complejidad del generador (generadores

multipolo más complejos) y sistemas eléctricos aumentarían el coste del generador. Este tipo de tecnología aumentará los costes de CAPEX pero se reducirán los costes de OPEX mediante la reducción tareas de mantenimiento no planificado y las pérdidas de energía.

4. Mejora en los test de laboratorio:
    a. La práctica actual: Actualmente los métodos de validación y test no están estandarizados, y no se simulan todos los regímenes de operación de los equipos. Últimamente se están realizando test más dinámicos, pero están todavía muy lejos de una estandarización oficial.
    b. Mejoras: El desarrollo de estándares de funcionamiento y test, y análisis de ciclo de vida acelerado (HALT) para este tipo de componentes, ayudará a conocer el comportamiento del equipo a lo largo de su vida, lo cual facilitará la generación de planes de mantenimiento preventivo óptimos del equipo, ya que saber qué es lo que más falla y como se presenta el fallo ayudará a los sistemas de monitorización de la condición a fijarse en aquellas señales que avisan de un posible fallo prematuro.
5. Mejora en los convertidores de potencia AC:
    a. La práctica actual: Los convertidores de corriente actuales, están basados en componentes fabricados a base de silicio, los cuales tienen una capacidad de diagnosis y prognosis muy limitada.
    b. Mejoras: Se introducirán nuevos materiales como aleaciones de Carburo de Silicio o diamante para conseguir sistemas más fiables, de menores dimensiones, más eficientes, con tiempos de conmutación más rápidos y con mayor capacidad de monitorización del estado del equipo. Además se contemplan equipos más modulares y con redundancias, de tal forma que se reduzca el tiempo de indisponibilidad del equipo. Estas mejoras reducirán tanto los costes en CAPEX, en OPEX y las pérdidas de energía por indisponibilidad.

5.1.3. Innovaciones en el rotor del aerogenerador

Se espera que las innovaciones en el rotor supongan ente 2,5 y 3% de reducción del coste de generación de energía (LCOE) para proyectos en FID entre el 2014 y 2025. Este impacto económico se resume en las siguientes imágenes.

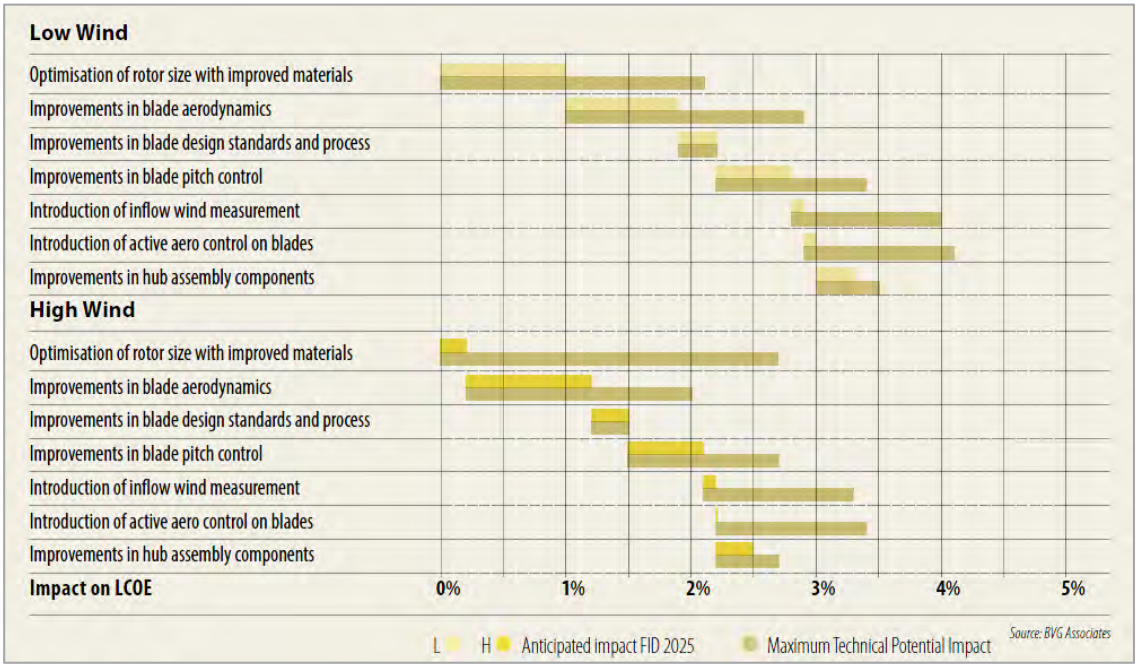


Ilustración 11.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en el rotor de los aerogeneradores. Fuente: BVG Associates.

Tabla 4.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en el rotor de los aerogeneradores. Fuente: BVG Associates.

Innovation	Maximum Technical Potential Impact				Anticipated impact FID 2025			
	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE
Low Wind								
Optimisation of rotor size with improved materials	-9.7%	0.2%	10.0%	2.1%	-4.3%	0.1%	4.4%	1%
Improvements in blade aerodynamics	0.8%	-0.1%	1.3%	1.9%	0.4%	-0.1%	0.6%	0.9%
Improvements in blade design standards and process	0.2%	0.1%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.1%	0.3%
Improvements in blade pitch control	0.6%	-0.2%	0.8%	1.2%	0.3%	-0.1%	0.4%	0.6%
Introduction of inflow wind measurement	-0.9%	-0.5%	2.0%	1.2%	-0.1%	-0.1%	0.2%	0.1%
Introduction of active aero control on blades	-1.1%	-1.6%	2.4%	1.2%	0.0%	-0.1%	0.1%	0.1%
Improvements in hub assembly components	0.4%	0.8%	0.0%	0.5%	0.2%	0.4%	0.0%	0.3%
High Wind								
Optimisation of rotor size with improved materials	-9.5%	0.2%	10.0%	2.7%	-0.5%	0.0%	0.6%	0.2%
Improvements in blade aerodynamics	0.7%	-0.1%	1.3%	1.8%	0.4%	-0.1%	0.8%	1.1%
Improvements in blade design standards and process	0.2%	0.1%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.1%	0.3%
Improvements in blade pitch control	0.6%	-0.2%	0.8%	1.2%	0.3%	-0.1%	0.4%	0.6%
Introduction of inflow wind measurement	-0.8%	-0.6%	2.0%	1.2%	-0.1%	0.0%	0.2%	0.1%
Introduction of active aero control on blades	-1.1%	-1.7%	2.4%	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Improvements in hub assembly components	0.4%	0.8%	0.0%	0.5%	0.2%	0.4%	0.0%	0.3%

Como puede extraerse de la gráfica y tabla hay 7 líneas principales de Innovación:

1. Optimización del tamaño del rotor con mejoras en los materiales:
    a. La práctica actual: Actualmente las dimensiones del rotor están muy próximas a su punto óptimo conforme con los materiales actuales.
    b. Mejoras: Se están desarrollando nuevos materiales, todavía en fases de experimentación, que darán mejores combinaciones de rigidez, ligereza y menores costes a las palas. Se están comenzando a incorporar materiales propios de la industria aeroespacial. Esto permitirá construir mayores dimensiones de rotor (en torno a un 10%), con menores pérdidas, aumentado el número de horas equivalentes del emplazamiento. Por el contrario esto incrementará las necesidades de soporte, tanto de la torre como de la cimentación, lo cual incrementará los costes CAPEX que se verá compensado con la reducción en costes OPEX y el incremento de la energía generada.

2. Mejoras en la aerodinámica de las palas:
    a. La práctica actual: La mayoría de los fabricantes de aerogeneradores están utilizando sistemas computacionales de dinámica de fluidos (CFD) con túnel de viento de modelado 2D. Los elementos aerodinámicos pasivos se están mejorando y desarrollando.
    b. Mejoras: Hay muchas alternativas de mejora en este campo, cambios de diseño activos y pasivos, superficies auto-sustentadoras, etc. Estas modificaciones mejoran la cantidad de energía producida en el emplazamiento a cambio de un pequeño incremento en el CAPEX y en el OPEX por tener que mantener nuevos componentes pasivos de las palas.

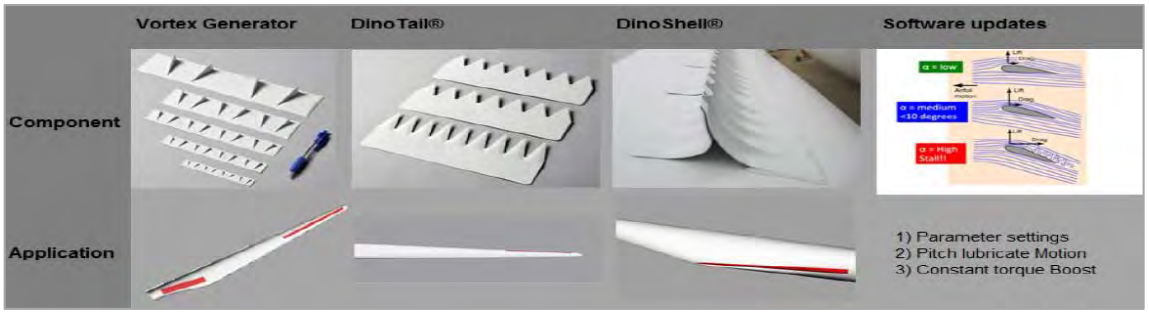


Ilustración 12.- Diseños de elementos innovadores destinados a mejorar la aerodinámica de pala. Fuente: SIEMENS.

3. Mejoras en estándares de diseño de pala y procesos:
    a. La práctica actual: El incremento en la demanda de palas ha incrementado los test de calidad y diseño de estos equipos para satisfacer los requerimientos de los diferentes tecnólogos fabricantes.
    b. Mejoras: Conjuntamente con las mejoras de diseño y materiales, las economías de escala y mejora de procesos productivos reducirán los costes productivos afectando al CAPEX y a OPEX (por el incremento de fiabilidad de las palas fabricadas bajo estándares).
4. Mejoras en el sistema de control de pitch de las palas:
    a. La práctica actual: Generalmente los aerogeneradores actuales utilizan sistemas de control de pitch para el conjunto de palas como forma de controlar la velocidad de giro del rotor y las cargas que sufre el aerogenerador. Este control se utiliza conjuntamente con control de par realizado por el convertidor. Algunos fabricantes comienzan a utilizar

sistemas de control de pitch individual, y de forma general, los fabricantes están incluyendo algoritmos de control cada vez más complejos para llegar a un equilibrio entre cargas y maximizar la producción de energía.

b. Mejoras: Se trabajará en mejorar las rutinas de control de ángulo pitch, tanto de forma conjunta como para palas de forma individual, introduciendo parámetros como turbulencia, y otros escenarios de operación, de tal forma que se espera reducir las cargas en algunos equipos del aerogenerador incluso hasta del 30%, así como también se incrementará la producción energética. Reducido costes en el sistema de sujeción del aerogenerador, torre y cimentación, pero se incrementarán los costes el sistema de pitch (CAPEX) y se incrementará el mantenimiento no planificado (OPEX). Se incrementará la producción energética por la mejora aerodinámica.

5. Incorporación de sistemas de medición de flujo entrante en el aerogenerador:
   a. La práctica actual: Los aerogeneradores actuales generalmente incorporan anemómetros en la parte trasera de la nacelle, bien de cazoleta, sónicos o ambos. Estos equipos se utilizan para gestionar el control del aerogenerador, el pitch, algoritmos de control de potencia, etc. Se ha comenzado a instalar nuevos equipos del tipo LiDAR y parece que empiezan a ser una alternativa.
   b. Mejoras: Para implementar los sistemas de control antes mencionados, de control de pitch, etc. es necesario contar con dispositivos de medida robustos y fiables, que sean capaces de funcionar sin error de medida en las condiciones más extremas. Un ligero incremento del CAPEX y OPEX a cambio del aumento de la energía generada.
6. Incorporación de medidas de control activo en las palas:
   a. La práctica actual: Las superficies activas de control son usadas en la industria aeroespacial, pero todavía no se ha empezado a utilizar en la industria de los aerogeneradores.
   b. Mejoras: Hay muchas mejoras posibles en este campo, como micro superficies de actuación, control de capa límite por chorro de aire, solapas activas, modificadores de borde de salida y efectores de pala de control aerodinámico. Todavía no está muy clara la utilización de este tipo de sistemas, ya que incrementará el coste CAPEX y se reducirá en gran medida la fiabilidad de las palas.

7. Mejoras en el ensamblaje de componentes del hub[9]:
    a. La práctica actual: El sistema de pitch y los rodamientos de las palas son hoy en día los causantes de largas paradas por indisponibilidad de los aerogeneradores.
    b. Mejoras: Entre las mejoras se encuentra la modificación de los rodamientos incluyendo nuevos conceptos de lubricación, mejoras en los sistemas hidráulicos y eléctricos, sistemas de energía de emergencia para evitar falta energética en caso de fallo de la red, mejoras del diseño del HUB y nuevos materiales. Se ahorrará en CAPEX desde el punto de vista de diseño del aerogenerador y se mejorará la fiabilidad del equipo, reduciendo los costes de OPEX por mantenimiento no planificado y las pérdidas por energía no generada.

5.1.4. Innovaciones en torre y cimentación

Se espera que las innovaciones en la torre y la cimentación supongan 0,4% de reducción del coste de generación de energía (LCOE) para proyectos en FID entre el 2014 y 2025. Este impacto económico se resume en las siguientes imágenes.

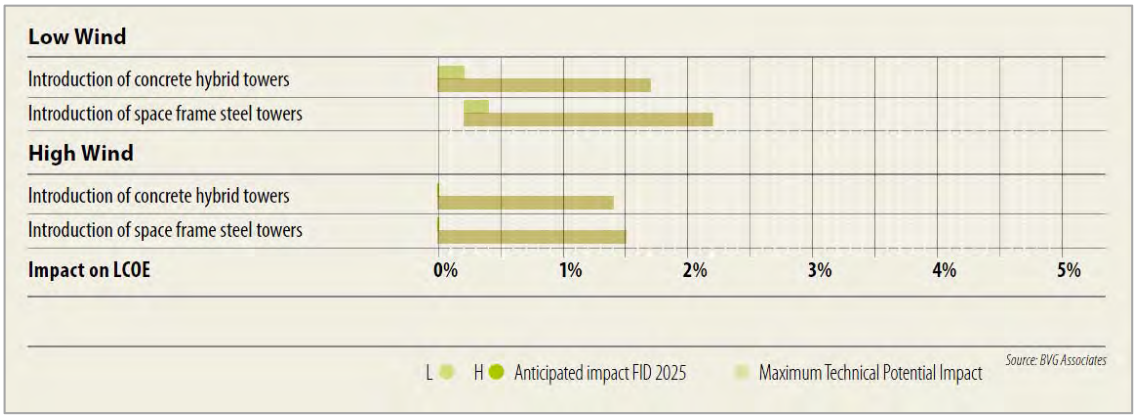


Ilustración 13.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en la torre y cimentación. Fuente: BVG Associates.

9 Hub: componente del rotor en el que se atornillan las palas, contiene el sistema de control de pitch y se une con la nacelle.

Tabla 5.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en la torre y cimentación. Fuente: BVG Associates.

Innovation	Maximum Technical Potential Impact				Anticipated impact FID 2025			
	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE
Low Wind								
Introduction of concrete hybrid towers	-0.4%	0.0%	2.0%	1.7%	0.0%	0.0%	0.3%	0.2%
Introduction of space frame steel towers	0.7%	-2.4%	2.0%	2%	0.1%	-0.2%	0.2%	0.2%
High Wind								
Introduction of concrete hybrid towers	-0.7%	0.0%	2.0%	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Introduction of space frame steel towers	0.2%	-2.3%	2.0%	1.5%	0.0%	-0.1%	0.1%	0.0%

Como puede extraerse de la gráfica y tabla hay 2 líneas principales de Innovación:

1. Introducción de torres híbridas de hormigón:
    a. La práctica actual: Los aerogeneradores están soportados por torres de 100.120 metros de altura, y son de acero soldado en una estructura cónica. La atura de torre se estima mediante un balance económico entre el coste CAPEX de la misma y la energía que se genera a esa altura.
    b. Mejoras: El diseño consiste en realizar el primer tramo de la torre en hormigón y continuar con la torre de acero. Este diseño permite incrementar la altura total de la torre (en el modelo de máquina considerado un 10%) sin incurrir sobrecostes de CAPEX en comparación con la torre cónica tradicional. El incremento de CAPEX, a partir del límite de no sobre coste, se ve compensado con una reducción del coste de la cimentación y el aumento de la energía generada.
2. Introducción de acero estructural espacial:
    a. La práctica actual: Los aerogeneradores están soportados por torres de 100.120 metros de altura, y son de acero soldado en una estructura cónica. La altura de torre se estima mediante un balance económico entre el coste CAPEX de la misma y la energía que se genera a esa altura. El acero espacial no se comenzó a utilizar hasta que GE ha presentado recientemente un nuevo modelo.
    b. Mejoras: Este tipo de torre consiste en una estructura atornillada de acero estructural espacial. Este diseño permite incrementar la altura total de la torre (en el modelo de máquina considerado un 10%) sin incurrir

sobrecostes de CAPEX en comparación con la torre cónica tradicional. Además este tipo de estructura es más fácil de transportar. El incremento de CAPEX, a partir del límite de no sobre coste, se ve compensado con una reducción del coste de la cimentación y el aumento de la energía generada.

5.1.5. Innovaciones en la instalación y montaje del parque eólico

Se espera que las innovaciones en los sistemas de instalación y montaje supongan una reducción significativa del coste de generación de energía (LCOE) para proyectos en FID entre el 2014 y 2025. Este impacto económico se resume en las siguientes imágenes.

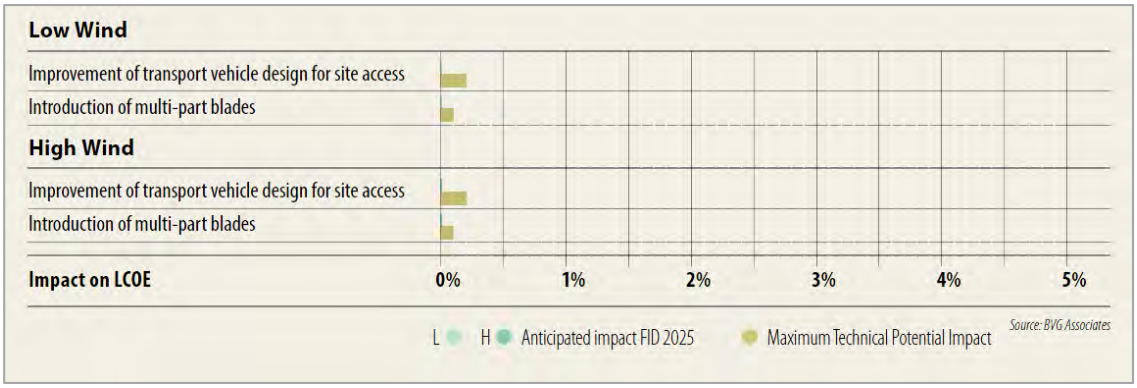


Ilustración 14.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en los sistemas de instalación y montaje. Fuente: BVG Associates.

Tabla 6.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en los sistemas de instalación y montaje. Fuente: BVG Associates.

Innovation	Maximum Technical Potential Impact				Anticipated impact FID 2025			
	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE
Low Wind								
Improvement of transport vehicle design for site access	0.2%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Introduction of multi-part blades	0.1%	-0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
High Wind								
Improvement of transport vehicle design for site access	0.3%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Introduction of multi-part blades	0.2%	-0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Como puede extraerse de la gráfica y tabla hay 2 líneas principales de Innovación:

1. Mejoras en el diseño de vehículos de trasporte especial para emplazamientos de difícil acceso:
    a. La práctica actual: Los componentes de grandes dimensiones están siendo transportados con vehículos estándar. El acceso a estos emplazamientos se realiza con sistemas de gobierno de rueda independiente y en algunos casos con sistema de giro de rueda inverso para curvas cerradas.
    b. Mejoras: Se diseñan vehículos especialmente preparados para transportar este tipo de compontes en rutas complicadas.
2. Introducción de palas multi secciones:
    a. La práctica actual: Las palas se entregan en el emplazamiento como una única pieza lista para el montaje.
    b. Mejoras: Esta mejora consiste en fabricar las palas por secciones más pequeñas que se ensamblarán en el emplazamiento. El incremento de los costes de construcción, se ve reducido por la utilización de transportes más económicos.

5.1.6. Innovaciones en Operación, Mantenimiento y Servicios

Se espera que las innovaciones en los sistemas de operación y mantenimiento supongan una reducción de alrededor del 1% del coste de generación de energía (LCOE) para proyectos en FID entre el 2014 y 2025. Este impacto económico se resume en las siguientes imágenes.

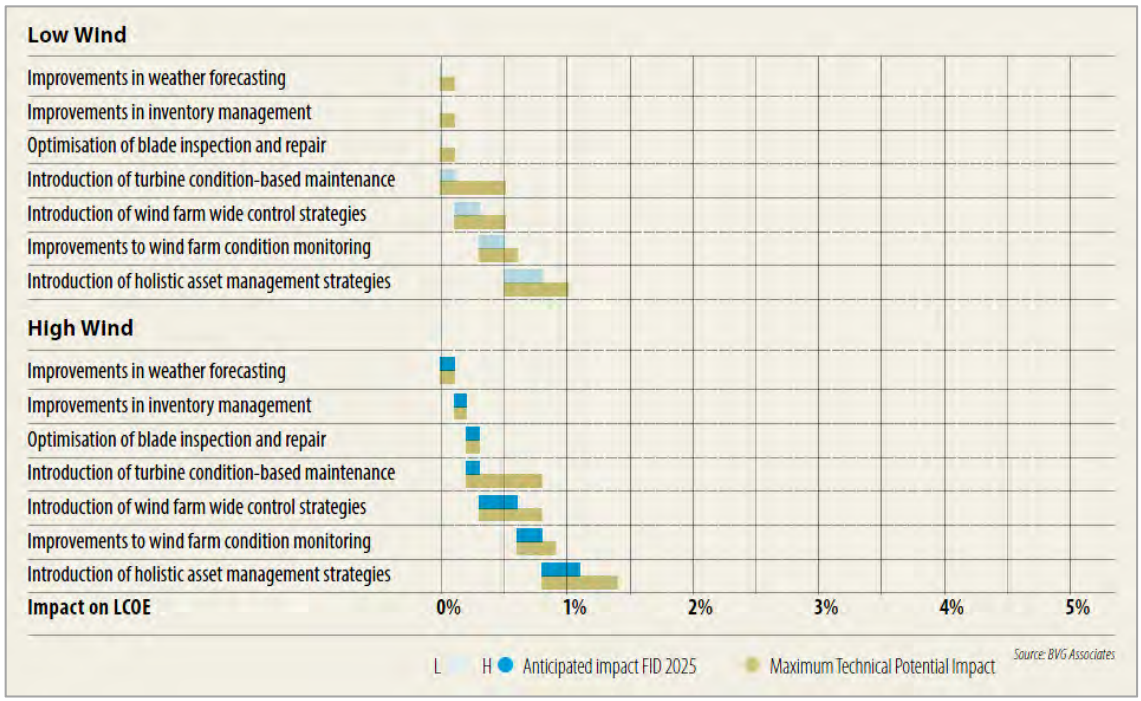


Ilustración 15.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en operación y mantenimiento de parque. Fuente: BVG Associates.

Tabla 7.- Impacto potencial sobre el ahorro de costes en un parque eólico relativo a las Innovaciones en operación y mantenimiento de parque. Fuente: BVG Associates.

Innovation	Maximum Technical Potential Impact				Anticipated impact FID 2025			
	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE	CAPEX	OPEX	AEP	LCOE
Low Wind								
Improvements in weather forecasting	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
Improvements in inventory management	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%
Optimisation of blade inspection and repair	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
Introduction of turbine condition-based maintenance	-0.2%	2.1%	0.2%	0.5%	0.0%	0.5%	0.0%	0.1%
Introduction of wind farm wide control strategies	-0.3%	0.5%	0.5%	0.4%	-0.2%	0.3%	0.3%	0.2%
Improvements to wind farm condition monitoring	-0.1%	1.1%	0.1%	0.3%	0.0%	0.8%	0.1%	0.2%
Introduction of holistic asset management strategies	0.0%	1.8%	0.1%	0.5%	0.0%	1.0%	0.1%	0.3%
High Wind								
Improvements in weather forecasting	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%
Improvements in inventory management	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%
Optimisation of blade inspection and repair	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%
Introduction of turbine condition-based maintenance	-0.2%	2.2%	0.2%	0.6%	0.0%	0.5%	0.0%	0.1%
Introduction of wind farm wide control strategies	-0.3%	0.6%	0.5%	0.4%	-0.2%	0.3%	0.3%	0.3%
Improvements to wind farm condition monitoring	-0.1%	1.1%	0.1%	0.3%	0.0%	0.8%	0.1%	0.2%
Introduction of holistic asset management strategies	0.0%	1.9%	0.1%	0.6%	0.0%	1.1%	0.1%	0.3%

Como puede extraerse de la gráfica y tabla hay 7 líneas principales de Innovación:

1. Mejoras en la predicción de las condiciones ambientales:
    a. La práctica actual: los propietarios de instalaciones offshore disponen de información meteorológica precisa actualizada 4 veces al día, con pronóstico a intervalos de media hora y en un horizonte temporal de hasta 6 días en adelante.
    b. Mejoras: Disponer de mejores predicciones de tiempo, permite organizar las tareas de mantenimiento en aquellas ventanas más optimas, tanto por poder realizar las operaciones de mantenimiento de forma segura, como para realizar las paradas en ventanas de poca producción energética. Generalmente las grúas pesadas solo pueden trabajar en condiciones ambientales muy seguras, por lo que disponer de información del tiempo evitará tener una máquina en la instalación parada hasta disponer de condiciones seguras de trabajo.

2. Mejoras en la gestión de inventarios y almacenes:
    a. La práctica actual: Varios fabricantes han adoptado sistemas RFID de etiquetado de equipos en los aerogeneradores, de tal forma que pueden controlar que equipos hay instalados en cada equipo, su trazabilidad, etc.
    b. Mejoras: El desarrollo de sistemas de gestión de inventario y equipos ayudará a disminuir los tiempos de espera en las operaciones de mantenimiento, evitando que el almacén se quede sin piezas de repuesto, además se ahorraría en costes financieros, ya que si por el contrario se compran más repuestos de los que son estrictamente necesarios, el inmovilizado aumenta, y hay que invertir en material que pasa mucho tiempo en el almacén , e incluso que puede llegar a degradarse y tiene que ser finalmente desechado. Conocer la rotación del almacén es clave, por tanto es necesario hacer estudios de fiabilidad de los equipos, conociendo la tasa anual de averías y los repuestos necesarios para estas averías ayuda a optimizar la lista de repuestos. La reducción del stock además ayuda en la reducción de costes por alquileres, ya que se necesita menos superficie de almacenamiento. Disponer las piezas necesarias para reparar la avería reduce el tiempo de indisponibilidad de los equipos. Dentro de los estudios de confiabilidad se encuentra la mantenibilidad de los equipos, alguno de los factores que influye en la mantenibilidad de un equipo es la facilidad con que se sustituye una pieza o como de fácil es conseguir un repuesto, aquellos repuestos que son complicados de conseguir o su tiempo de entrega por parte del fabricante sea muy largo, será uno de los aspectos que todo explotador debe tener en el almacén. Las herramientas de monitorización de la condición ayudaran en gran medida a gestionar el stock de los almacenes, ya que si el sistema identifica una potencial degradación y hace una prognosis del momento estimado de la rotura del equipo, el explotador puede prepararse para disponer de todos los materiales necesarios para dicha avería, reduciendo los tiempos de espera y por tanto las pérdidas energéticas por indisponibilidad del equipo.
3. Optimización de la inspección y reparación de pala:
    a. La práctica actual: La inspección visual de las palas se realiza generalmente cada tres años, utilizando sistemas de cuerdas de las que los operarios cuelgan desde la plataforma y realizan la inspección en la altura.
    b. Mejoras: Hoy en día se están utilizando técnicas de visión artificial para analizar posibles fisuras en las palas. Además del empleo de drones para

realizar una inspección visual de las palas sin necesidad de subir a la góndola y realizar los trabajos en altura. Todo esto supondrá ahorro por energía no producida, ya que las paradas serán más cortas.

4. Introducción del mantenimiento basado en la condición del aerogenerador:
    a. La práctica actual: Después del periodo de garantías, los propietarios de los parques eólicos asumen el riesgo de mantenimiento y operación de los emplazamientos, por ese motivo están implementado mejoras en los mantenimientos preventivos de los parques eólicos. Adoptan el mantenimiento basado en la condición antes de que lleguen a suceder las averías.
    b. Mejoras: Los nuevos sistemas de detección, diagnóstico y prognosis que han sido utilizados en otros sectores, se están implementando en el sector eólico. Conocer de antemano el estado real del equipo, detectar un malfuncionamiento y estimar el tiempo restante que el equipo puede seguir funcionando, ayudará al explotador a adaptar sus planes de mantenimiento preventivo e incluir en éstos las reparaciones necesarias en función del estado real del equipo.
5. Introducción de estrategias de control a nivel de parque:
    a. La práctica actual: El control de los aerogeneradores se realiza generalmente en función de sus propias condiciones, aerogenerador por aerogenerador. Generalmente es el propio operador quien realiza el cambio de las condiciones de operación de un aerogenerador en función de las condiciones de operativas del parque.
    b. Mejoras: Además de la optimización de los procesos de control propios de cada aerogenerador, se están incorporando estrategias de control a nivel de parque, como por ejemplo cambio automático de los parámetros de control de producción de un generador en función de la dirección desde la que viene el viento, de tal forma que un aerogenerador adapta su control en función del posible efecto estela que otro aerogenerador esté ejerciendo sobre él.

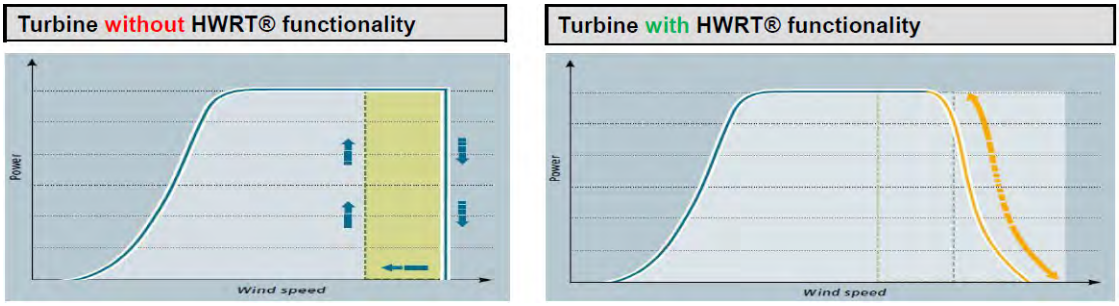


Ilustración 16.- Sistema HWRT de Siemens con el que se amplía el rango de operación de la curva P-V de y un aerogenerador. Fuente: SIEMENS.

6. Mejoras de los sistemas de monitorización de la condición del parque eólico:
    a. La práctica actual: los equipos actuales incluyen sistemas de medición de vibraciones, y es el propio fabricante del aerogenerador quien se encarga de recoger la información y analizarla, siendo muy complicado para el explotador acceder los resultados del análisis de dicha información.
    b. Mejoras: Se están incluyendo nuevas técnicas de monitorización tanto en vibraciones como monitorización de condición eléctrica, por ejemplo se pueden incluir sistemas de vibraciones más simples, estos sistemas no almacenan el espectro completo de vibraciones, sino que analizan unas frecuencias determinadas en las que suelen detectarse los fallos principales. Con este tipo de sistemas se reduce el coste de los equipos de medición de vibraciones.
7. Introducción de nuevas estrategias de control de activos:
    a. La práctica actual: El gran incremento de este tipo de instalaciones y dado que cada vez un mayor número de estas instalaciones están pasando a manos del propietario, está empujando a los explotadores a querer conocer más la realidad de sus instalaciones, de tal forma que puedan adoptar las mejores estrategias de operación y mantenimiento para maximizar la vida y el rendimiento de sus instalaciones.
    b. Mejoras: Se está desarrollando la norma PAS 55 (estándar ISO55000). Ésta va enfocada a la gestión de activos, de tal forma que los explotadores enfoquen las políticas de empresa en estas nuevas líneas de trabajo.

5.2. Impacto Económico de la aplicación de los modelos

Como se ha visto en el apartado anterior, la temática de la presente tesis se encaja dentro de las líneas de innovación relativas a operación y mantenimiento de parques eólicos, punto de mejora 4 (Sistemas de monitorización de la condición y mantenimiento basado en la condición). Para poder adelantarse a la rotura de un equipo es necesario conocer el estado real del equipo y detectar dicho mal funcionamiento. Con los modelos de correcto funcionamiento del equipo desarrollados en la tesis, somos capaces de detectar cuando el aerogenerador está presentado un comportamiento anómalo, mediante unas reglas de diagnóstico somos capaces de identificar la posible causa de dicho malfuncionamiento y mediante técnicas de análisis de tendencia y prognosis, somos capaces de adelantar una fecha límite de operación.

De acuerdo con las cifras facilitadas por BVG Associates, esta tecnología podría alcanzar ahorros de hasta el 2,1% en OPEX, una aumento del 0,2% de Energía generada y reduciendo los costes generadores de producción de energía 0,5% (LCOE), todo ello hace un ahorro global del 2,8%, un 0,6% en el escenario 2025 debido a que se trata de una tecnología en fase de desarrollo.

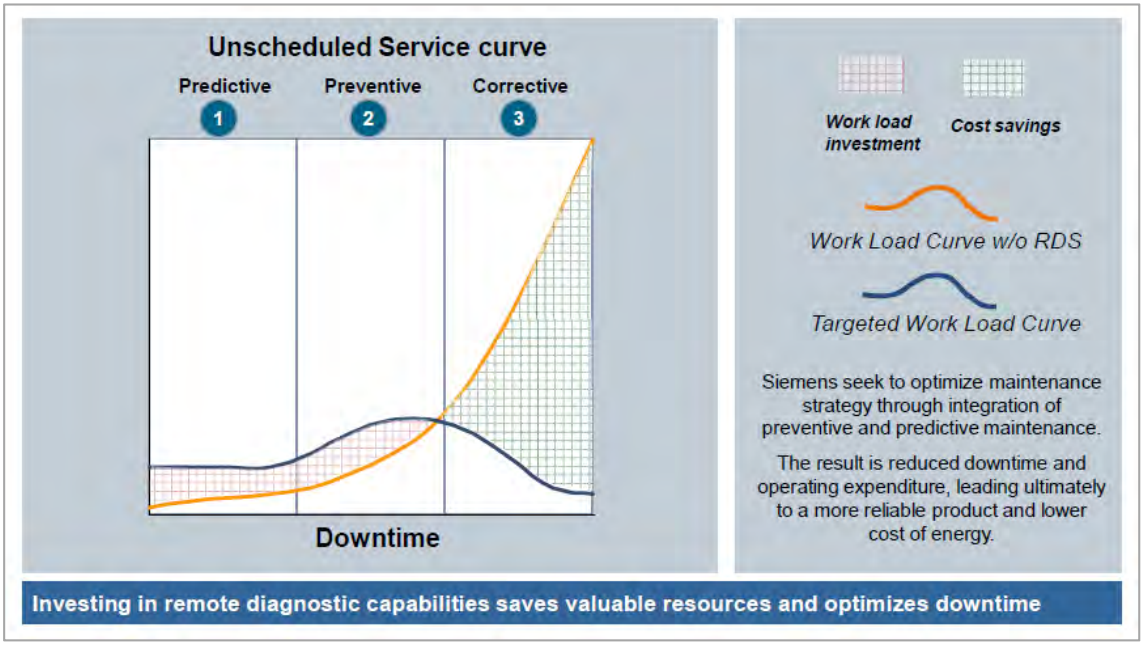


Ilustración 17.- Reducción de tiempo de parada. Fuente: SIEMENS.

Las averías en los aerogeneradores llevan asociados varios términos de coste, los cuales podemos resumir en:

1. Costes de los repuestos: Una avería puede o no necesitar la sustitución y reparación de un componente. En algunas ocasiones solo es necesario reajustar ciertos parámetros (calibración) o apretar tornillos (par de apriete), etc. Pero en otras ocasiones en necesario sustituir el componente. En estos casos la operación de mantenimiento llevará un coste asociado al precio del material.
2. Costes por mano de obra: Toda reparación necesita mano de obra de trabajo para restaurar la condición de operación correcta del equipo. El coste de la mano de obra puede variar en función de si es personal propio o ajeno, si es necesario un especialista, etc.
3. Costes por alquiler de equipos auxiliares: Cuando se produce la rotura de un equipo de grandes dimensiones, como el generador, multiplicadora, transformadores, palas, etc. Es necesaria la utilización de equipos auxiliares como son grúas de gran tonelaje. El coste de alquiler de dichos equipos es muy elevado además de tener que esperar la disponibilidad de grúas y ventanas de viento óptimas para hacer las tareas de mantenimiento con seguridad, luego el tiempo logístico de espera y por tanto la energía perdida se ven incrementados.
4. Coste por energía perdida: Dada la variabilidad del viento, los aerogeneradores deben estar operativos cuando este viento es suficiente para producir, de tal forma que se transforme en energía todo el viento disponible en el emplazamiento. Durante una avería el aerogenerador está parado, luego deja de producir energía. Esta energía no producida se achaca a la parada que la provocó, ya que si la parada del aerogenerador es por requerimientos de REE[10], por ejemplo, no afectaría a la disponibilidad del equipo y esa pérdida de energía no es imputable a ninguna avería. Sin embargo cuando se detiene el aerogenerador para realizar tareas de mantenimiento, bien preventivo o correctivo, llevará asociada una perdida energética. Por estos motivos, los operadores intentan realizar las tareas de mantenimiento preventivo en aquellas épocas en las que la producción energética es menor, o incluso durante días de poco viento para reducción de la energía no generada. Sin embargo, el

10 REE: Red Eléctrica Española

mantenimiento no planificado sucede cuando sucede, generalmente el componente no avisa hasta que se rompe, y la experiencia nos dice que suele romperse en momentos de mayor viento. Para minimizar este impacto, intentamos adelantarnos al momento de la rotura utilizando técnicas de monitorización de la condición y planificando tareas de mantenimiento previas a la rotura de la avería en un momento óptimo desde el punto de vista de recurso.

5. Otros costes:
    a. Imagen: Algunos accidentes producen daños para la imagen de la compañía, como pueden ser vertidos o accidentes. Es muy difícil cuantificar este tipo de costes.
    b. Penalizaciones
        i. Contractuales: por ejemplo por incumplimiento de la disponibilidad de la instalación, el explotador del parque se compromete a mantener una disponibilidad operativa de la instalación de carácter anual, es decir, los equipos deben estar operativos cuando hay viento y las tareas de mantenimiento restan tiempo de operatividad.
        ii. Contaminación ambiental: Un derrame de aceite, contaminación por ruido o luz, etc. Pueden tener un impacto ambiental y por tanto sanciones administrativas.
        iii. Los accidentes laborales además de una pérdida de imagen, pueden llevar asociado un pago de indemnizaciones, aumento de primas de los seguros.

En la presente tesis, nos hemos centrado en cuantificar el ahorro:

1. Evitando perdidas energéticas, ya que conociendo el estado deficiente del componente, podrá realizarse una inspección o incluso una reparación aprovechando momentos de bajo o nulo recurso eólico.
2. El ahorro en material, ya que anticipándonos a la completa degradación del material, podemos evitar que sea necesario sustituirlo, mediante la realización de un correcto engrase, una mejor alineación del generador, limpieza del rodamiento, etc. Para ello hemos considerado que en los casos en que se ha sido capaz de detectar el cambio de tendencia con al menos 1 mes de antelación, se

podría haber salvado el material. Según los resultados, en el 100% de los casos la tendencia del indicador cambió con más de 1 mes de antelación.

3. El ahorro en mano de obra, ya que si se detecta con suficiente antelación la degradación del componente es posible que se eviten daños mayores, como un incendio en el generador y por tanto las reparaciones necesitan menos trabajo. Además, el poder realizar el mantenimiento aprovechando otros desplazamientos en el parque ahorraría tiempo de mano de obra, igualmente al evitar que sea necesario sustituir el rodamiento se reduce en gran medida el número de horas necesarias para corregir le malfuncionamiento.

5.2.1. Cálculo de la Energía perdida

La energía que se genera en un parque eólico depende principalmente de tres factores: del viento que sopla en cada momento, de la disponibilidad o no del equipo y del rendimiento de éste. Generalmente los meses de verano suelen tener una producción menor de energía, en comparación con los meses de invierno. Esta variación es consecuencia de varios factores, como son la estacionalidad del viento, la diferencia de densidad del aire entre invierno y verano, y el cambio en la dirección de los vientos predominantes, etc.

Lo que es indudable es la rápida variabilidad del régimen de viento en un emplazamiento a lo largo del tiempo, y entre los diferentes aerogeneradores dada su situación geográfica única. Cuando se produce una parada del aerogenerador por una avería, durante ese periodo el aerogenerador ha dejado de producir cierta cantidad de energía y es uno de los puntos de penalización para las empresa explotadora de parque. Para conocer el impacto económico de una parada de mantenimiento es necesario conocer cuanta energía se habría generado en el intervalo. Para calcular esta energía se dispone:

- Número de horas equivalentes del parque: Los estudios de recurso eólico del emplazamiento, después de las campañas de medición y modelización del emplazamiento, estiman que dicho parque va a generar al año cierta cantidad de energía, la cual se transforma en un artificio llamado número de horas

equivalentes. Para entender el concepto veamos el caso práctico del parque eólico objeto de estudio.

El número de horas equivalentes del parque es de 2.512h, y se trata de máquinas de 2MW de potencia, por tanto cada aerogenerador a lo largo de 1 año generará 5.024MWh. Como el parque eólico está compuesto por 16 aerogeneradores, la producción anual estimada por proyecto es de 80.384MWh, lo cual hace una producción acumulada a lo largo de 20 años de vida útil de un parque eólico de 1.607.680MWh.

- Modelos de producible real: El número de horas equivalente supone que cada aerogenerador del parque genera la misma cantidad de energía, pero en función de la disposición de los aerogeneradores, cada uno tendrá una curva de potencia (P-v) propia. Además, el estudio de recurso eólico se realiza a partir de mediciones previas realizadas en el emplazamiento en 1 ó 2 puntos, según el número de torres de prospección meteorológicas instaladas en fases previas del proyecto. Para poder calcular la energía perdida durante una parada, es preciso tener un modelo específico de energía producible por cada aerogenerador, estos modelos se calculan en base a la medición de viento que registra cada aerogenerador en su góndola y la energía real producida durante la fase de explotación. Esto hace que el modelo de producible propio de cada aerogenerador no pueda calcularse hasta que el aerogenerador lleve un cierto periodo de tiempo en funcionamiento, ya que a priori no se disponen datos reales de producción. Para poder estimar la energía producible por cada aerogenerador se ha realizado un modelo mediante el entrenamiento de RR.NN. Dado que durante la parada del aerogenerador por avería, se registra el viento existente en dicho momento, puede calcularse la energía real que dicho generador debería haber producido durante la parada, de tal forma que si el viento medido durante la parada es inferior a 4m/s, la energía no producida durante la parada será 0, no penalizando de esta forma al explotador del parque, ya que esa parada no afecta a la indisponibilidad del parque.

Una vez calculados los modelos antes mencionados, se hizo una comparativa de la energía producible según proyecto (estudio de recurso eólico), energía producible según el modelo propio de cada aerogenerador y la energía real generada.

5.2.1.1. Generación de modelos de producible

La energía generada por cada aerogenerador, no depende exclusivamente de la velocidad de viento que incide sobre el equipo (considerando que se encuentra disponible y al 100% de rendimiento), sino que depende de otros factores como la densidad del viento en ese momento y la dirección del viento entre otros. Existen multitud de publicaciones relativas al modelado de la energía producible de los aerogeneradores, pero no es objetivo de la presente tesis generar modelos complejos de producible.

Mediante la utilización de una red neuronal de 2 capas ocultas y 10 neuronas por capa, similar a la descrita en el apartado 6.3.4.2. Definición de modelos simples y aplicando la técnica de aprendizaje supervisado forzado descrita en el apartado 6.3.3.3. Inyección de datos ficticios de "forzado" se ha generado el modelo de la curva de potencia propia de cada aerogenerador. Se ha realizado el estudio incluyendo el aerogenerador A17 para comparar, por un lado los ratios de energía producible estimada en los estudios de recurso, y por otro la energía producible calculada en la presente tesis para el parque. Por el contrario, el generador instalado en dicho aerogenerador no es de la familia ABB, luego en el proceso de modelización del comportamiento no se tuvo en consideración.

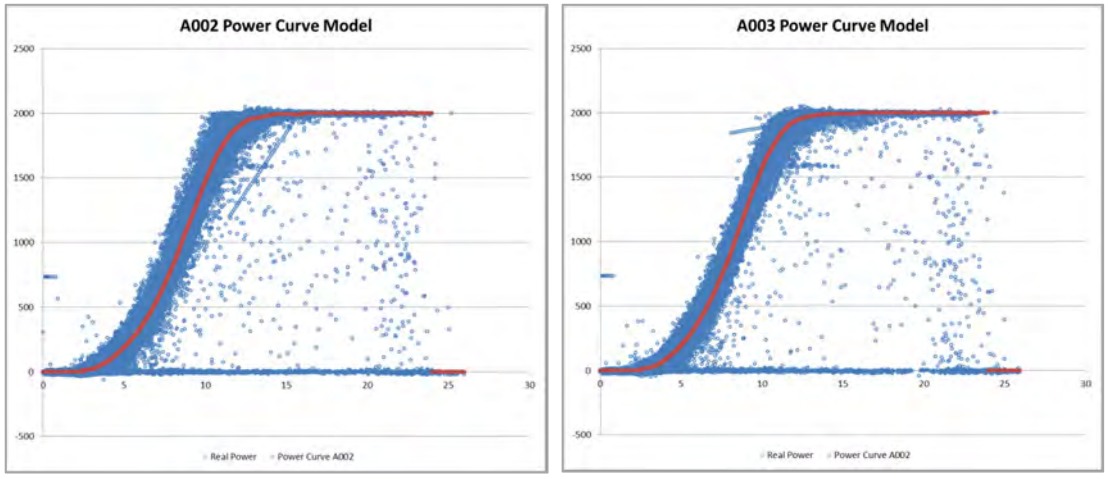


Ilustración 18.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A002 y A003. Fuente: Elaboración propia.

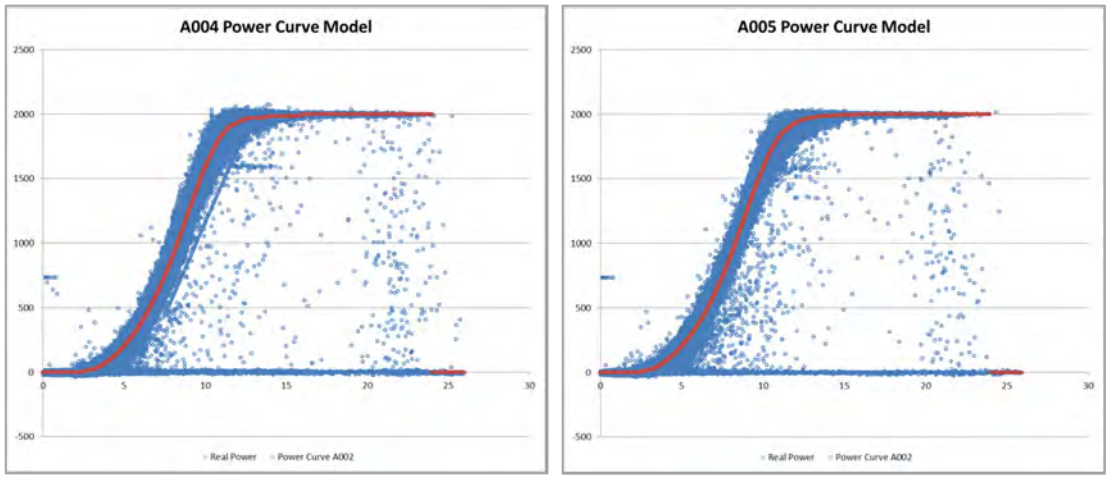


Ilustración 19.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A004 y A005. Fuente: Elaboración propia.

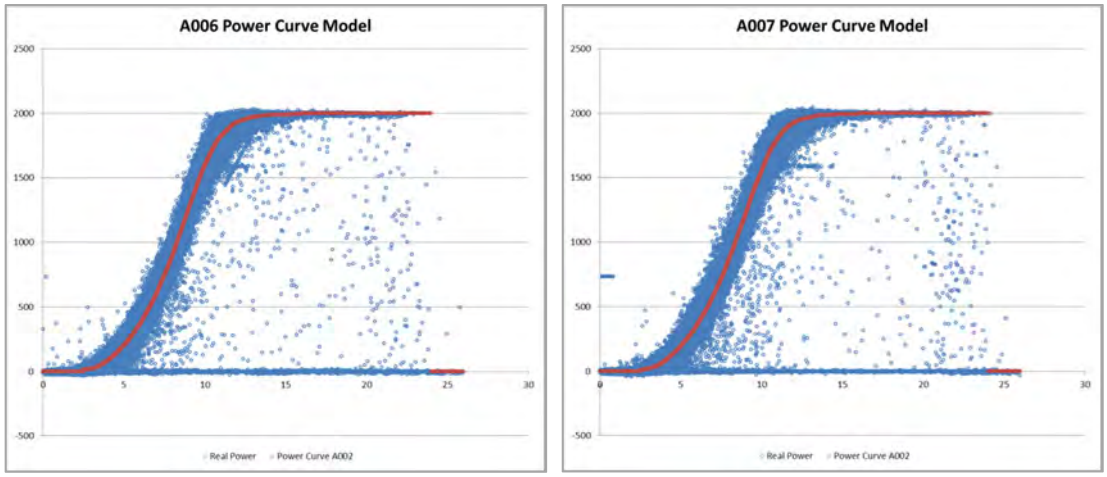


Ilustración 20.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A006 y A007. Fuente: Elaboración propia.

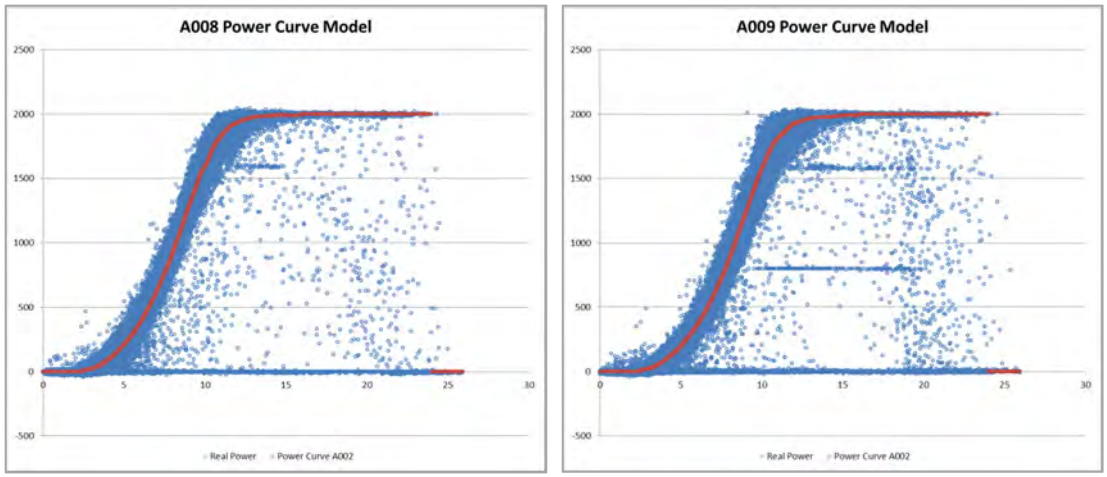


Ilustración 21.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A008 y A009. Fuente: Elaboración propia.

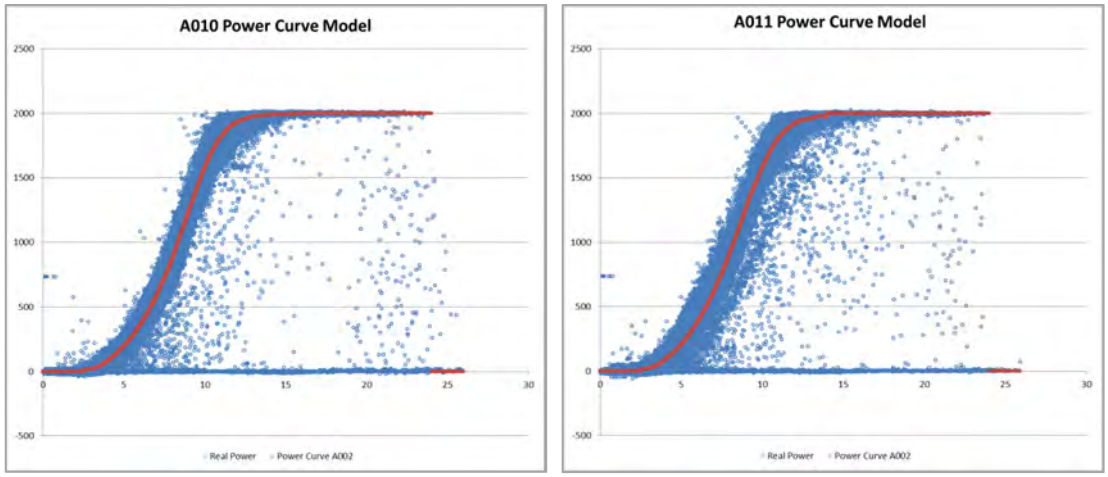


Ilustración 22.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A010 y A011. Fuente: Elaboración propia.

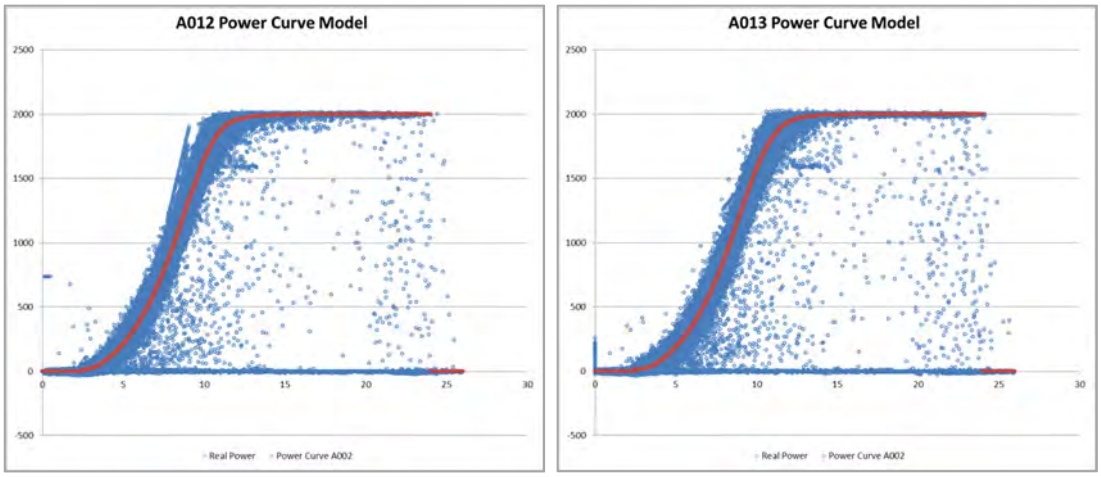


Ilustración 23.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A012 y A013. Fuente: Elaboración propia.

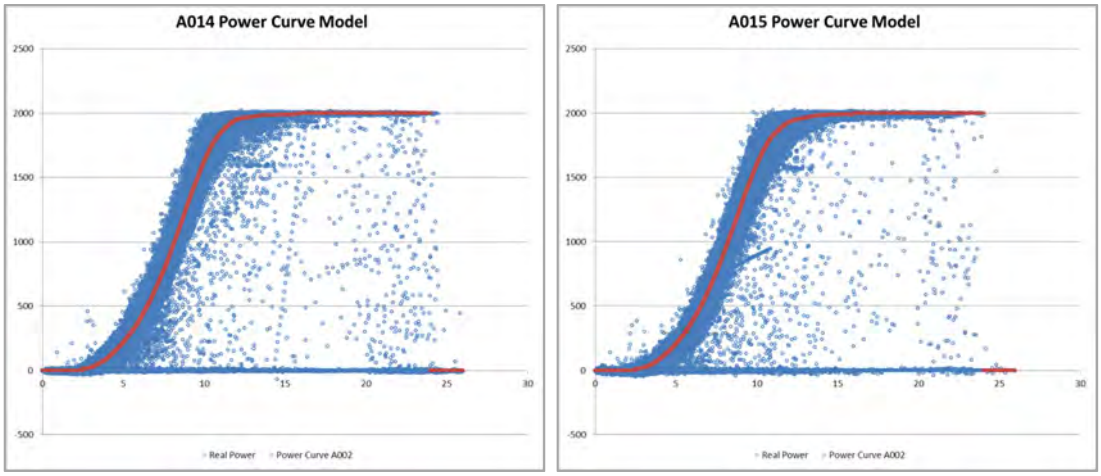


Ilustración 24.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A014 y A015. Fuente: Elaboración propia.

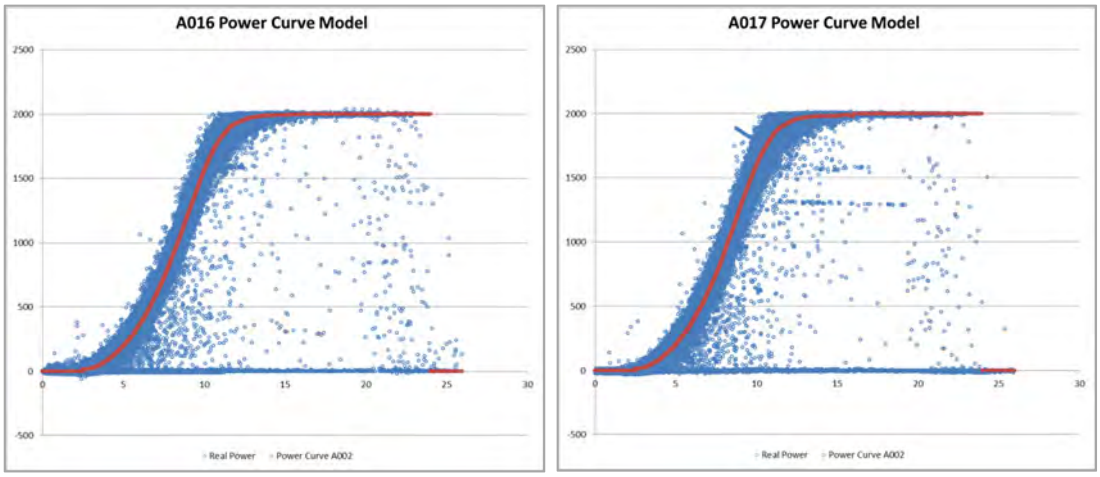


Ilustración 25.- Curvas de potencia propias de los aerogeneradores A016 y A017. Fuente: Elaboración propia.

Se observa en las diferentes nubes de puntos antes mostradas, como hay multitud de puntos en los que el aerogenerador está parado y sin embargo debería estar generando energía, como se indica en la siguiente imagen (recuadro rojo). Hay datos que representan estados de potencia limitada de la máquina (recuadro verde).

Ilustración 26.- Estados de pérdida de energía. Fuente: Elaboración propia.

La dispersión de los puntos a lo largo de la curva de potencia representan las múltiples curvas de potencia de un aerogenerador en función de parámetros como la densidad del aire variable, de tal forma que para una misma velocidad de viento de 10

m/s, con una densidad de viento más baja, la energía generada es menor con alta densidad de aire.

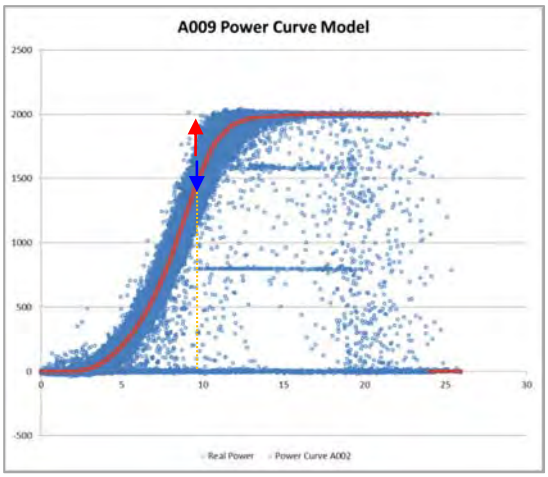


Ilustración 27.- Variabilidad de la energía producible en función de factores ambientales. Fuente: Elaboración propia.

Tras realizar el cálculo de las 16 curvas de potencia de los aerogeneradores se realizó la siguiente comparativa, observándose que el aerogenerador A002 presenta una curva claramente diferente a la del resto de aerogeneradores del parque.

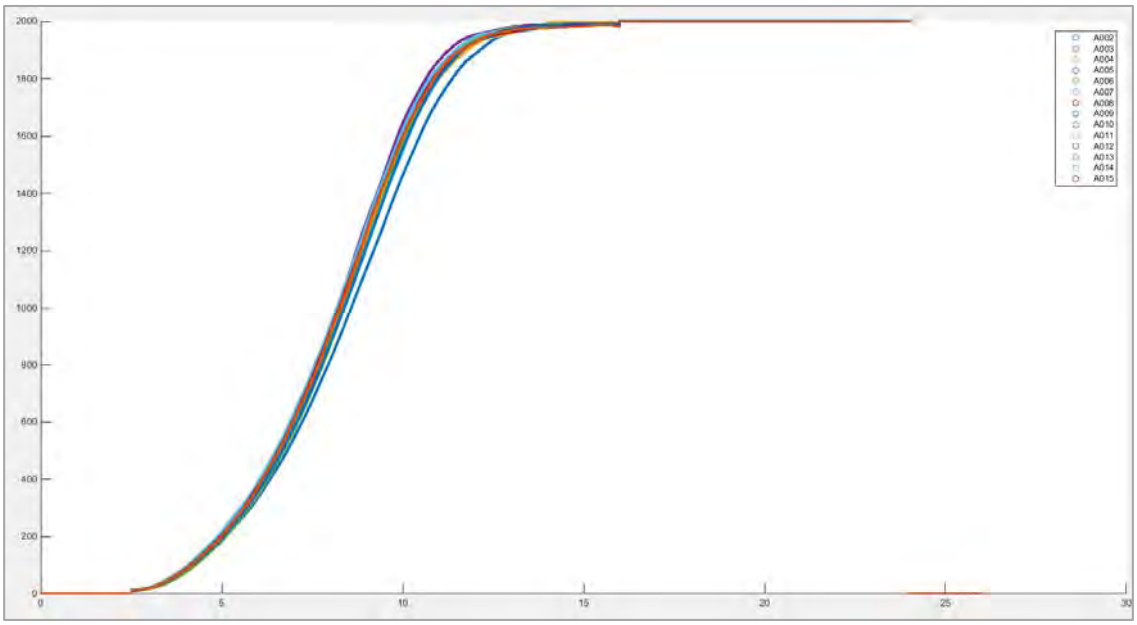


Ilustración 28.- Comparativa de las curvas de potencia de los 16 Aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

5.2.1.2. Estudio de Producible del emplazamiento

A partir de las curvas de potencia propias de cada aerogenerador se ha realizado un cálculo de la energía producible a lo largo del histórico de la base de datos y se ha comparado con la energía real producida y la energía estimada en la fase de proyecto. Los resultados obtenidos para cada aerogenerador se resumen en las siguientes gráficas y tabla.

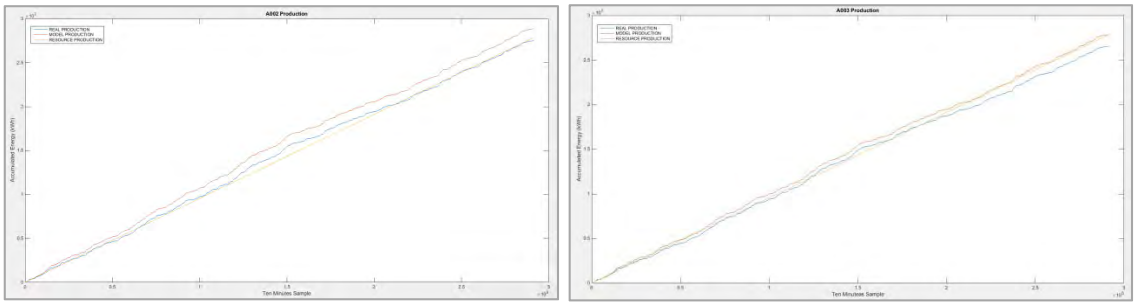


Ilustración 29.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A002 (izquierda) y A003 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

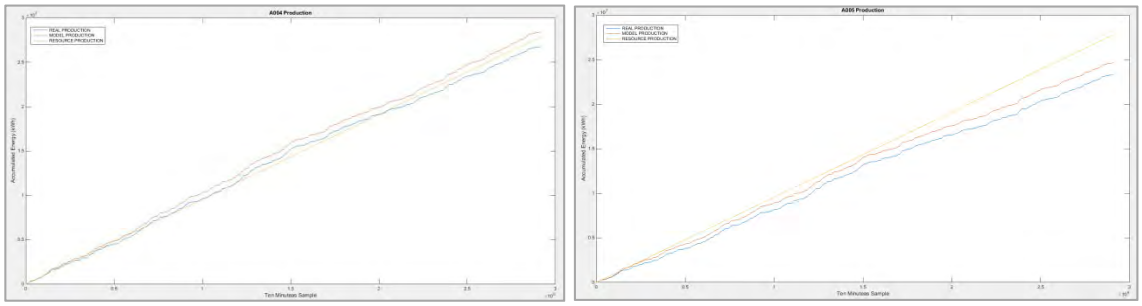


Ilustración 30.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A004 (izquierda) y A005 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

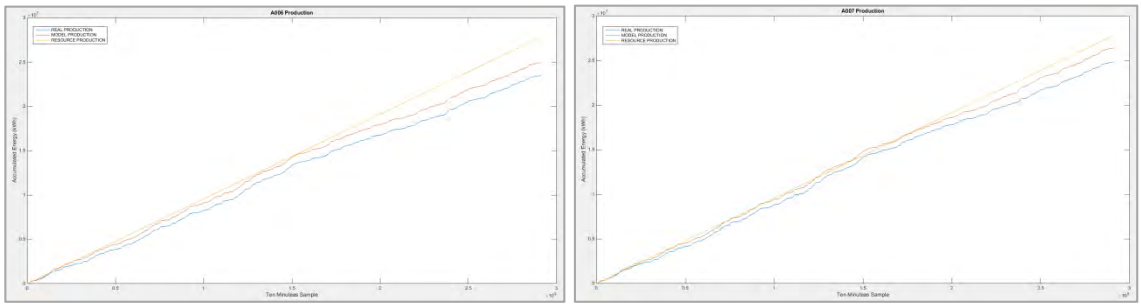


Ilustración 31.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A006 (izquierda) y A007 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

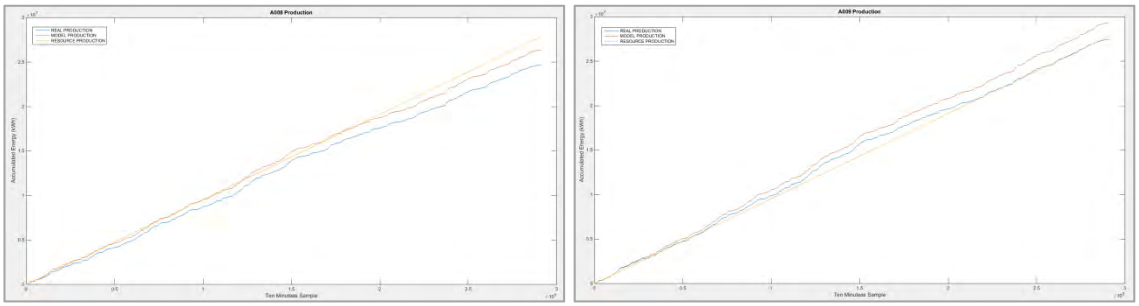


Ilustración 32.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A008 (izquierda) y A009 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

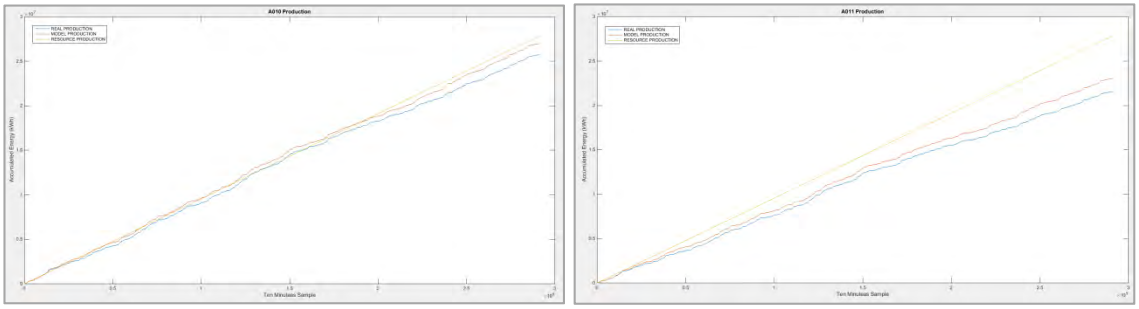


Ilustración 33.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A010 (izquierda) y A011 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

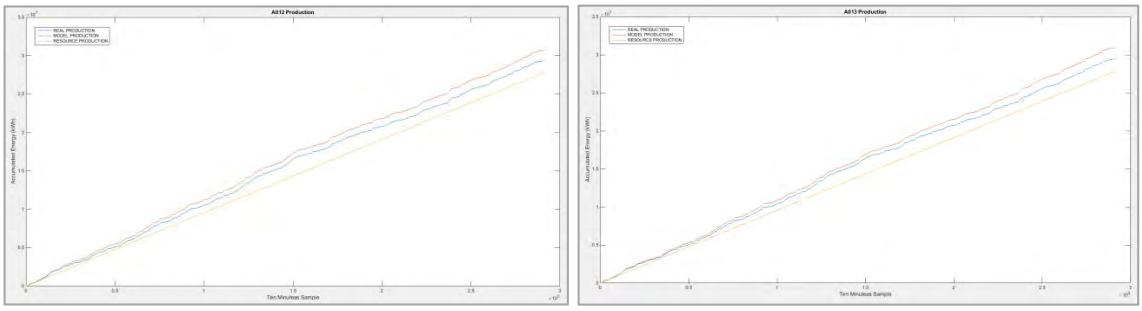


Ilustración 34.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A012 (izquierda) y A013 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

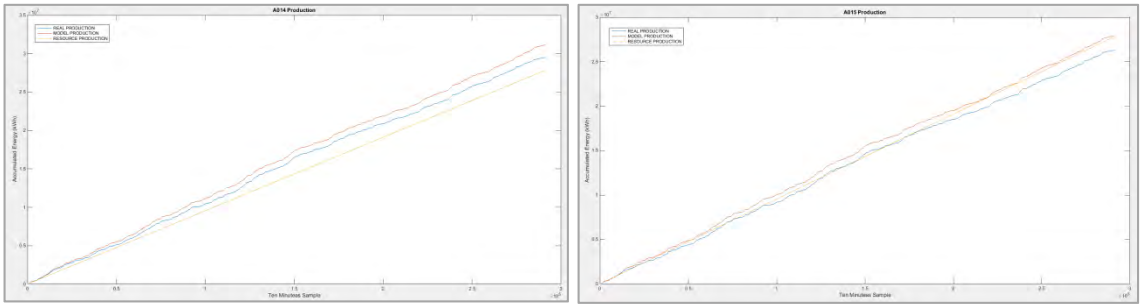


Ilustración 35.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A014 (izquierda) y A015 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

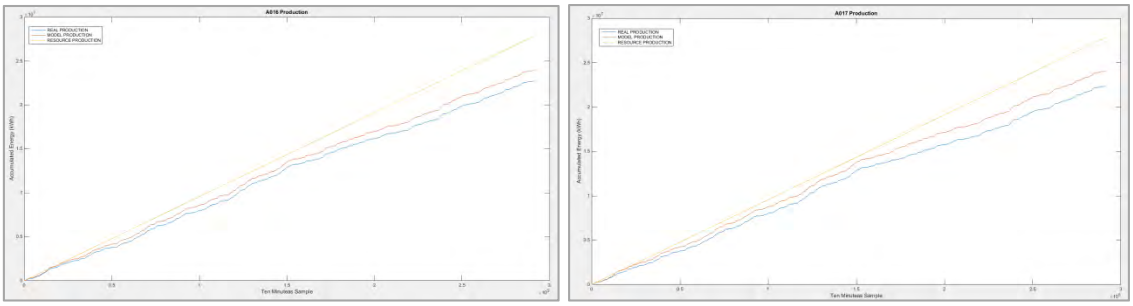


Ilustración 36.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para los aerogeneradores A016 (izquierda) y A017 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

Se observa como varios aerogeneradores están generando muy por debajo de lo estimado en el estudio de recurso eólico, pero esto se ve compensado por los que generan por encima de la media. La energía producible achacable a indisponibilidades será la diferencia entre la curva roja y la curva azul. La pérdida energética de cada aerogenerador se resume en la siguiente Tabla 8:

Tabla 8.- Porcentaje de energía perdida en cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Wind Turbine	Lossed Energy
A002	-4,70%
A003	-4,72%
A004	-5,85%
A005	-5,47%
A006	-5,77%
A007	-5,97%
A008	-6,38%
A009	-6,37%
A010	-4,66%
A011	-6,44%
A012	-4,58%
A013	-4,76%
A014	-5,27%
A015	-5,81%
A016	-5,06%
A017	-7,02%

Tabla 9.- Comparativa de horas equivalentes Real Vs Modelo Vs Proyectadas. Fuente: Elaboración propia.

Equivalent hours			
Wind Turbine	Real	Model	Projected
A002	2482	2604	2512
A003	2396	2514	2512
A004	2414	2563	2512
A005	2104	2225	2512
A006	2119	2249	2512
A007	2241	2383	2512
A008	2226	2378	2512
A009	2479	2647	2512
A010	2322	2436	2512
A011	1944	2077	2512
A012	2647	2775	2512
A013	2660	2793	2512
A014	2660	2808	2512
A015	2373	2519	2512
A016	2051	2161	2512
A017	2016	2168	2512

Para realizar la estimación económica se utilizaron los datos medios del parque que se detallan a continuación.

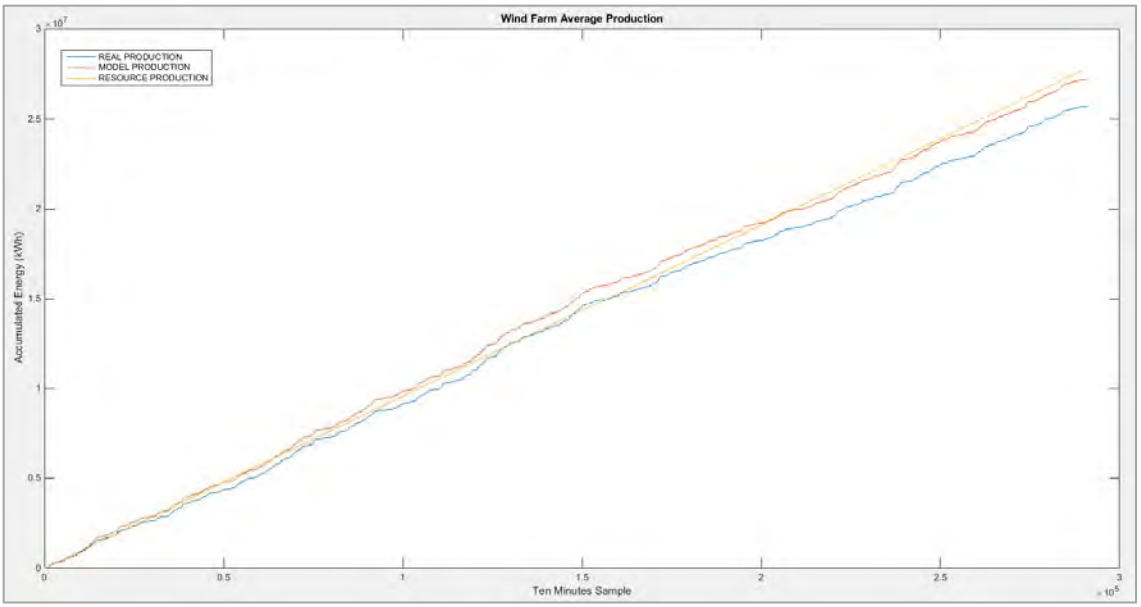


Ilustración 37.- Energía real generada (azul), energía generable según modelos (rojo) y energía proyectada (amarillo) para el conjunto del parque. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 37 se observa como aproximadamente hasta mediados del histórico de datos, el modelo de producible del parque y la producción real se encuentran muy próximos a la energía estimada en fase de proyecto, pero según transcurre el tiempo la energía real generada por el parque disminuye, posiblemente por un año poco ventos o porque el modelo de producible no tiene en cuenta la indisponibilidad de los equipos (averías). La diferencia porcentual entre el modelo de producible (línea roja) y la producción real (azul) se mantiene constante a lo largo del tiempo, siendo al final del periodo del -5,55%.

Tabla 10.- Horas equivalentes de parque: Real Vs Modelo Vs Proyectadas. Fuente: Elaboración propia.

Equivalent hours		
Real	Model	Projected
2.321	2.456	2.512

Si se comparan estos resultados con lo indicado en la tabla resumen Tabla 1, en la que se indica que la energía media perdida en este tipo de instalaciones era del 10,5%, nos encontramos ante una instalación que se encuentra claramente por debajo de esta

cifra de pérdidas, luego los cálculos de energía producible se han realizado en base a los modelos generados.

La diferencia entre la energía producible por el modelo y la generada es de 135 horas equivalentes, lo cual hace que a nivel aerogenerador se estén perdiendo 270MWh al año, que si se multiplica por el precio de venta de la energía[11], da una cifra de 22k€ año por aerogenerador, extrapolándolo a nivel de parque son 330k€ de energía no producida al año por indisponibilidades.

Para estimar la energía perdida por las averías propias de Rodamiento LOA del generador, es necesario hacer un estudio de fiabilidad de los equipos y estimar el número de averías de este tipo que se dan en el año, así como la duración media de las paradas por este tipo de avería.

En la Ilustración 38 se muestra el número de sustituciones mensuales sobre una población de 1.249 aerogeneradores de la familia de estudio. No todos los aerogeneradores llevan instalado el fabricante del generador objeto de estudio, actualmente hay 739 generadores del modelo estudiado (un 60% del total), los cuales son la población objeto de aplicación de los modelos generados.

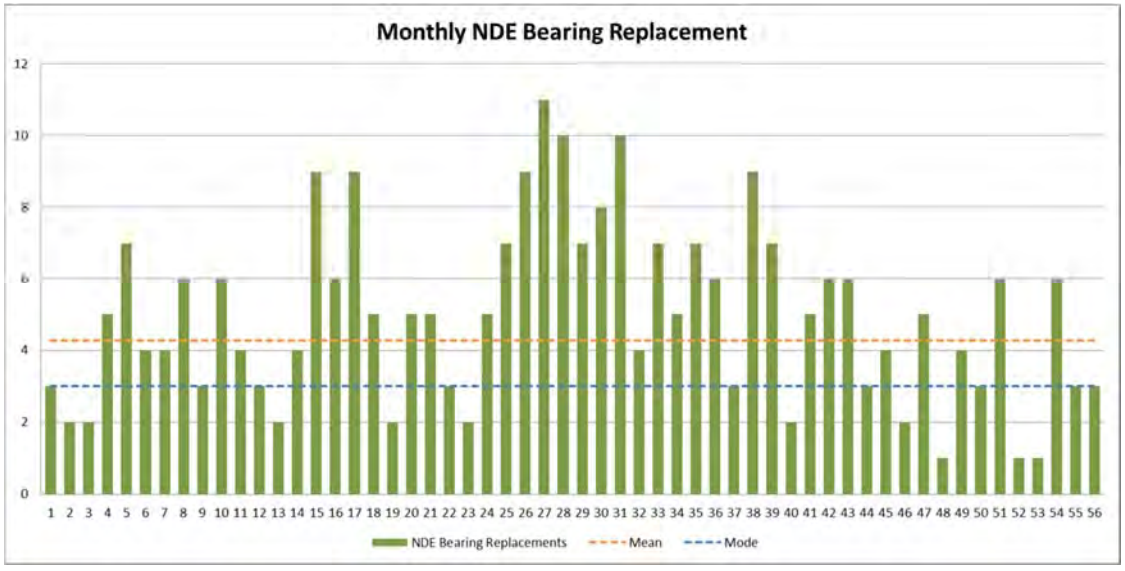


Ilustración 38.-Sustitución mensual del rodamiento LOA del generador. Fuente: Elaboración propia.

11 Precio de venta de la energía renovable para instalaciones anteriores al 2012 según RD661 de tarifas de energía eléctrica: 0,081247€/kWh antes de los 20 años de instalación y 0,067902€/kWh a partir del años 20. Fuente: IDAE

Como se observa en la gráfica anterior, la sustitución mensual media de rodamientos es de 4,2, lo cual hace una media anual de 48 rodamientos de la flota, es decir el 6,5% de los rodamientos instalados. Extrapolando estos resultados al emplazamiento objeto de estudio con 15 aerogeneradores[12], es de esperar que 0,975≈1 rodamiento sea sustituido. Para confirmar esta cifra se realizó un estudio de fiabilidad del componente, calculando el tiempo medio hasta el fallo de cada rodamiento instalado (MTTF), para dicho estudio se calculó el tiempo de vida restando la fecha de retirada de un rodamiento y la fecha de instalación, además en el estudio se incluyeron datos censurados, es decir, se consideró el tiempo de vida de los equipos que todavía no habían sido sustituidos y siguen en funcionamiento.

$$MTTF\ ^{13} = \frac{\sum TTF_{Sustituidos} + \sum TW_{Instalados}}{N_{Sustituciones}}$$

Ecuación 6.1

El estudio de fiabilidad confirmó los resultados con:

- El MTTF del generador es de 350 días, lo cual supone 1 fallo al año.
- El MTTF del rodamiento LOA es de 5.200 días, lo cual equivale a 1 fallo cada 14,3 años. Es decir, si hay 739 equipos instalados, al año supone 739 x 365 días = 269.735 días de trabajo equivalentes en un año, y por tanto 269.735 / 5.200 dan como resultado la rotura de 51 rodamientos. Extrapolando este resultado al emplazamiento objeto de estudio, se produce la rotura de 1 rodamiento al año.

En base a estos resultados se concluye que el impacto en la flota estará entre 48 y 51 rodamientos al año y en el parque objeto de estudio 1 rodamiento al año.

Una vez que se conoce la estimación de sustituciones, se puede calcular el tiempo medio que la máquina está parada. Para ello, se estudia la duración media de las paradas.

12 El Aerogenerdor A016 no se consideró en el estudio técnico ni económico por no utilizar el generador ABB objeto de estudio.
13 MTTF: Tiempo medio hasta el fallo.
TTF: Time to Failure, es el tiempo que estuvo funcionando un equipo que ha sido sustituido.
TW: Time Working, es el tiempo que lleva instalado un equipo que todavía no ha fallado.

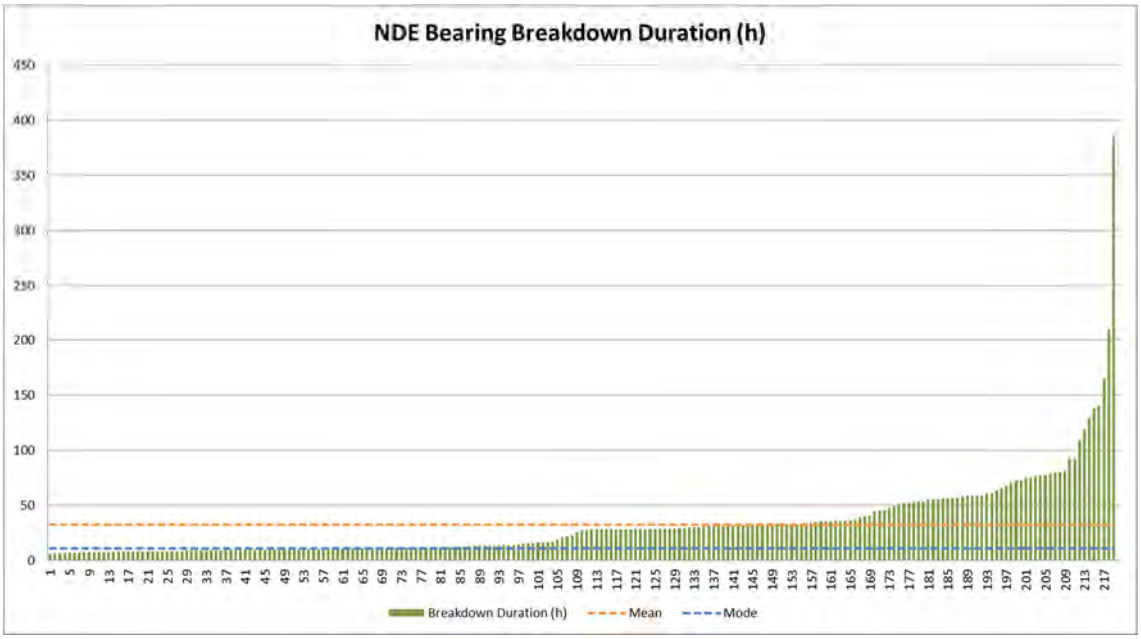


Ilustración 39.- Duración de las paradas (TTR: "*Time to Repair*") por mantenimiento del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la imagen anterior que la duración media de la reparación (MTTR) del rodamiento es de 33 horas y su moda 11 horas.

Considerando el valor medio de 33 horas por sustitución, supone un total de 1.584 horas para el total de la flota y 33 horas para el emplazamiento objeto de estudio. Para estimar la energía perdida durante esa parada, hacemos una horquilla de energía producible, ya que sabemos si el rodamiento fallará en un momento en que haya mucho, poco o nada de viento. Para ello utilizamos los modelos de producible real del parque:

- Si la avería sucede en un momento con viento inferior a 4 m/s, el producible será 0kWh.
- Si la avería sucede en un periodo de viento medio para el emplazamiento, consideramos las horas equivalentes del modelo del parque. El parque está generando unas 2.456 horas equivalentes al año, lo cual da un total de 4.912MWh año, que equivale a 13,5MWh al día por cada aerogenerador. Como en el emplazamiento se estima una parada de 33h al año, la energía perdida por indisponibilidad será de 18.600kWh, a un precio de venta de 0,081247 € kWh hace 1.508€ al año. Para el conjunto de parques puede considerarse un

estimación de 2.330 horas equivalentes como media por cada aerogenerador[14], lo cual aplicado a las 1.584 horas de parada, suman una pérdida de 27.807MWh al año, lo cual transformado a unidades monerarias, hace una cifra de 2.259.220€ al año. Durante los 20 años del ciclo de vida de la instalación la cantidad perdida por energía no producida serán 45.184.380€.

- Si la avería sucede en un momento de máxima producción la energía perdida asciende a 33 x 2MW son 66MWh, lo cual asciende a 5.370€ al año en el emplazamiento. Considerar que las 33 horas de duración de la parada habrá recurso máximo podría considerarse extremo, pero si es cierto que generalmente el fallo del rodamiento sucede en momentos de mayor requerimiento, lo cual sucede con momentos de alto valor de recurso eólico.

La rotura de un rodamiento a nivel del parque al año, hace aumentar la indisponibilidad de la planta en un 0.6%.

5.2.2. Cálculo global del ahorro en la aplicación de los indicadores al rodamiento LOA

Como se ha mencionado anteriormente, la rotura del rodamiento llevará asociado un coste por material, coste de mano de obra y coste por energía perdida, de forma general, ya que si llega a incendiarse el aerogenerador, estaríamos hablando de un coste aproxiamdo de 1,2M€.

Para la estimación económica consideramos el escenario de energía perdida, calculado a partir de las horas equivalentes del parque:

- En la instalación se produce 1 rotura, por tanto las pérdidas por energía no producida son de 1.508€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 30.160€.
- En el total de la flota de generadores ABB se producen 48/51 roturas al año por tanto las pérdidas por energía no producida son de 72.384 / 76.908€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 1.447.680 / 1.538.160€.

14 Para el conjunto de aerogeneradores con características similares.

El coste de material de la sustitución del rodamiento, en los casos en los que no se produce un fallo catastrófico y hay que sustituir el generador, será de 5.000€. Por tanto:

- En la instalación se produce 1 rotura, por tanto el coste de material será de 5.000€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 30.160€.
- En el total de la flota de generadores ABB se producen 48/51 roturas al año por tanto el coste de material será 240.000 / 255.000€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 4.800.000 / 5.100.000€.

Finalmente para el cálculo del coste por mano de obra, y para ello se realizó un estudio de las horas de trabajo imputadas a cada orden de trabajo de sustitución del rodamiento LOA en el generador.

En la siguiente ilustración se muestra el número de horas dedicadas, siendo la media de 43 horas y la moda de 31 horas.

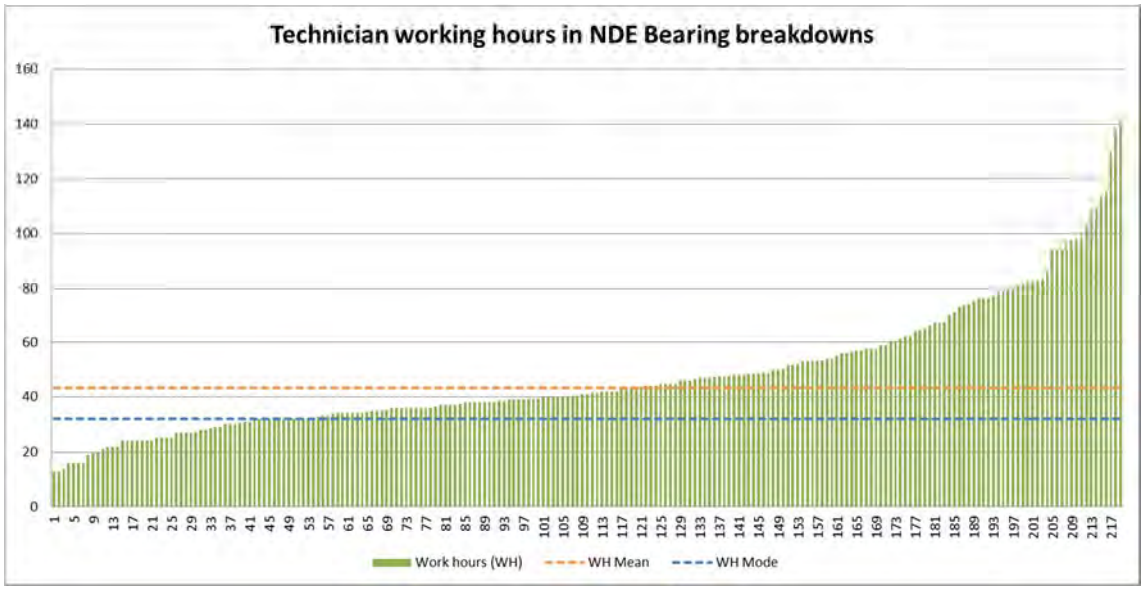


Ilustración 40.- Número de horas de técnico de mantenimiento para la reparación del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

Considerando un coste de técnico de mantenimiento no especialista de 35€/hora, los costes por mano serán:

- En la instalación se produce 1 rotura, por tanto el coste de la mano de obra en la reparación será de 1.505€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 30.100€.
- En el total de la flota de generadores ABB se producen 48/51 roturas al año por tanto el coste de la mano de obra en las reparaciones será 72.240 / 76.755€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 1.444.800 / 1.535.100€.

Sumando los costes antes calculados, el coste total de la sustitución del rodamiento LOA será:

- En la instalación se produce 1 rotura, por tanto el coste total de la reparación será de 8.013€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 160.260€.
- En el total de la flota de generadores ABB se producen 48/51 roturas al año por tanto el coste total de las reparaciones será 384.624 / 408.663€ al año. Durante el ciclo de vida de la instalación 7.692.480 / 8.173.260€.

Viendo los resultados obtenidos a nivel de la flota, se entiende que los explotadores estén interesados en el desarrollo de un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos, ya que aunque la efectividad del sistema funcionase en un 50% de los casos, el ahorro podría suponer 200.000€ de ahorro al año para el conjunto de la flota, y eso aplicándolo a un único componente. Si se desarrollase la metodología presentada en la presente tesis, a la mayor parte de los componentes del aerogenerador, el potencial ahorro sería enorme.

Capítulo 6

ESTUDIOS REALIZADOS

6. ESTUDIOS REALIZADOS

6.1. Descripción general del proceso de modelado y detección

El objetivo general de la presente tesis doctoral es demostrar la capacidad de las técnicas de minería de datos, para extraer patrones ocultos de los datos disponibles en las múltiples bases de datos disponibles.

Las técnicas de minerías de datos necesitan la mayor cantidad posible de información, ya que se fundamentan en técnicas estadísticas, las cuales analizan la frecuencia con la que se da una determinada situación en el tiempo, por tanto, cuantos más casos posibles se tengan de una situación en concreto, más representativo será el resultado. En el caso de la presente tesis, el objetivo era desarrollar un procedimiento capaz de identificar una degradación en el rodamiento LOA, de tal forma que seamos capaces de detectar cuando está presentando la anomalía y actuar en consecuencia, bien realizando alguna inspección o preparando las acciones de mantenimiento necesarias para alargar la vida útil del componente (alineación del generador, engrase, etc.) o en caso de daño irreparable, organizando una tarea de mantenimiento de sustitución del rodamiento en el momento que se cause menor impacto sobre la producción.

Para desarrollar un sistema de detección de mal funcionamiento de aerogeneradores, necesitamos saber que información se va a tener disponible para realizar los modelos, para identificar la fecha en la que se produjo la sustitución del rodamiento, etc.

Por ello, en el presente apartado se describe el proceso general seguido desde la obtención de la información necesaria, análisis de la misma hasta llegar a la creación de modelos de correcto funcionamiento operativo de los aerogeneradores y los indicadores de estado de los mismos.

En los siguientes esquemas se representan los pasos generales seguidos, los cuales se describen con mayor detalle en los apartados sucesivos. El proceso se ha dividido en dos fases, la primera de ellas (Fase I) es la correspondiente al análisis de toda la información almacenada en las diferentes bases de datos del explotador de la instalación eólica. El objetivo era conocer que información se tendría disponible para realizar los modelos, para identificar los periodos sin avería, etc.

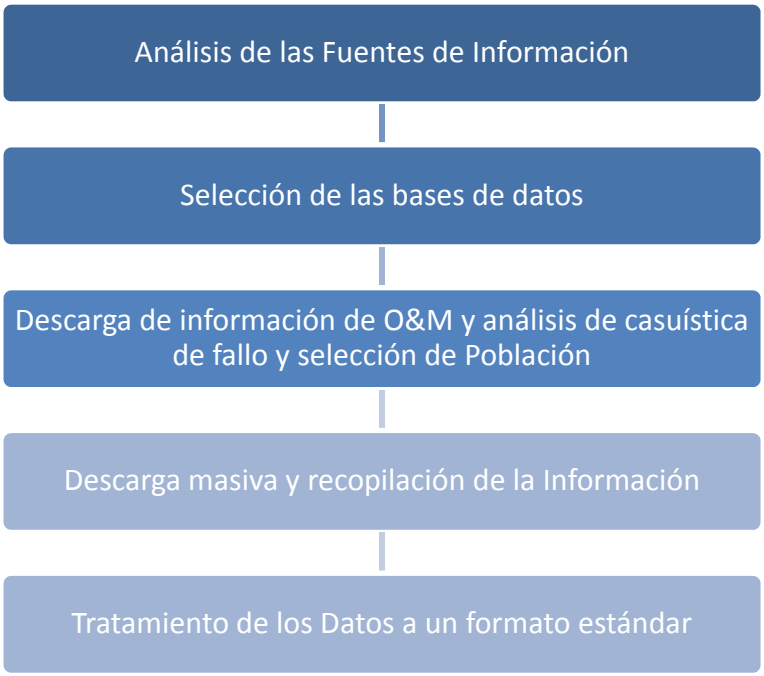


Ilustración 41.- Fase I: Obtención y tratamiento preliminar de la información de partida para la realización de los modelos de comportamiento y detección de mal funcionamiento en aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se dispone de la información de partida hay que familiarizarse con ella, conocer los valores de operación normal de cada variable, comprobar si se dispone de series temporales completas o no, analizar si hay cambios del comportamiento operativo de la máquina por causas externas a la propia máquina en sí o fenómenos degradatorios, etc. Todo esto corresponde con la Fase II de la presente tesis, cuyo flujograma se resume a continuación:

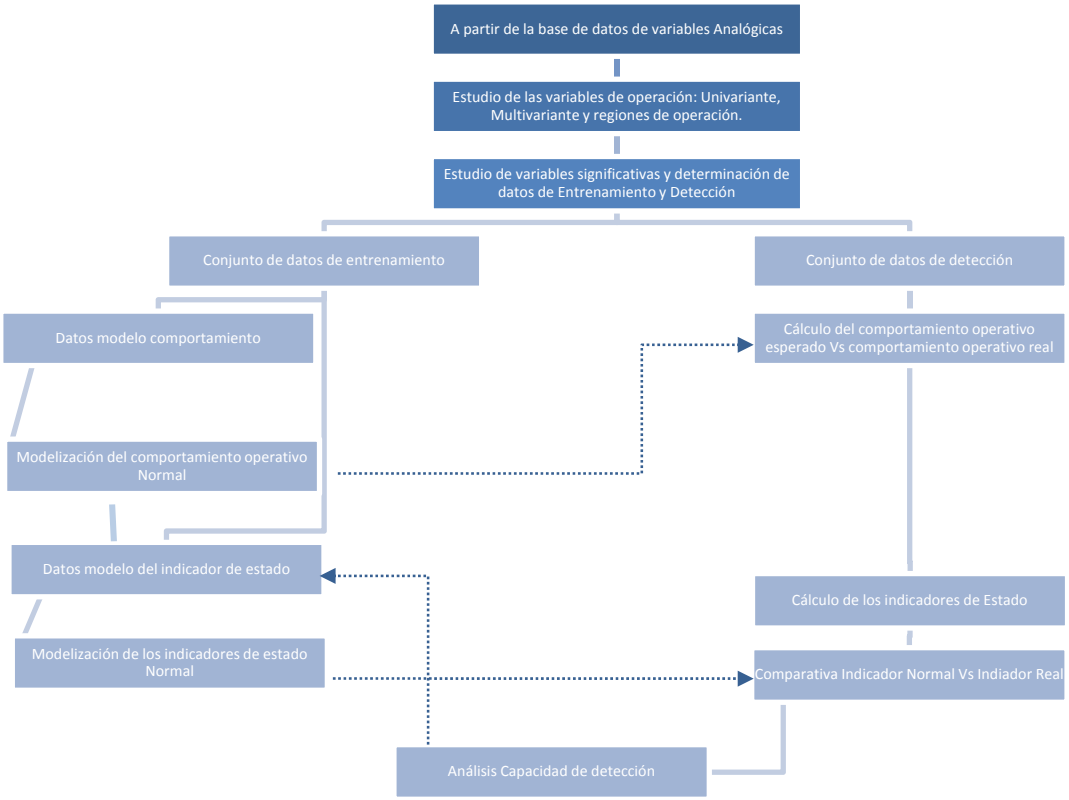


Ilustración 42.- Fase II: esquema resumido del procedimiento de análisis de los datos, generación de modelos de comportamiento operativo normal y configuración de los indicadores de estado. Fuente: Elaboración propia.

En los siguientes subapartados se describen con detalle estos esquemas.

6.1.1. Fase I-1: Análisis, selección de bases de datos y población objetivo

Tras analizar las diferentes bases de datos disponibles, se optó por utilizar tres fuentes de datos que hemos clasificado según la tipología del dato:

- Datos de Operación:
  - Datos analógicos: Se trata de las señales analógicas de la máquina, como temperaturas, revoluciones por minuto, etc. Se obtiene de los

SCADA de operación del parque y se registran en un repositorio de información.

- Datos digitales o listado de alarmas y estados: Esta base de datos almacena las alarmas que se dan en el SCADA de control del operador, no las que se dan en los autómatas de las máquinas, por tanto no se dispone de un gran número de alarmas que serían muy útiles para determinar el mal funcionamiento del equipo. Además se almacenan los cambios de estado[15] de la máquina.

- Datos de Mantenimiento:
  - Datos almacenados en SAP: Aquí se obtienen los datos relativos al mantenimiento de los equipos, como las OT (Órdenes de Trabajo), los avisos[16], alarmas asociadas a dichos avisos[17], los materiales consumidos en dichas órdenes de trabajo y las operaciones de mantenimiento realizadas en cada orden de trabajo.

Los principales inconvenientes o limitaciones que hemos encontrado en la obtención, manipulación y adaptación de dichos datos han sido.

- Disponibilidad de datos: Debido al elevado volumen de información que almacena la empresa explotadora, no toda la información está accesible de forma online, es decir, las bases de datos tienen una capacidad limitada, y a partir de ciertas fechas, la información se retira de los servidores y se almacena de forma comprimida en modo off-line. De tal forma que nos vimos obligados a seleccionar un parque eólico que fuese puesto en funcionamiento a partir del 01/01/2009 para tener disponibilidad de datos analógicos de operación y además hemos encontrado la limitación de no disponer de datos digitales antes de 01/01/2011.

15 Los estados de operación de los aerogeneradores se describieron en el apartado 4.3.4.Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador de la presente tesis doctoral.
16 Se entenderá como aviso cualquier avería, o incidencia ocurrida en la máquina que haya requerido intervención, como por ejemplo un rearme manual, o remoto.
17 La alarma asociada a una avería la introduce manualmente el operador en el sistema, para ello dispone de un catálogo de averías en el que se determina que alarma es la más representativa para cada tipo de avería, es decir, antes de una avería es de esperar que se den múltiples alarmas, pero será el operador el que asocie la alarma representativa a la avería una vez terminada la realización de la OT.

- Permisos de acceso a la información: Debido a la confidencialidad y elevado valor estratégico de la información, la empresa explotadora mantiene unas medidas de seguridad elevadas para poder acceder a dicha información. Los permisos de acceso no se otorgan de forma indefinida y por tanto no podemos hacer descargas masivas de dicha información ni en cualquier momento. Esto hace que el proceso de descarga sea muy lento y no pueda realizarse una nueva consulta cada vez que se requiera información adicional, por tanto tuvo que realizarse una única descarga masiva y con una escala temporal de dato fija[18]. Como se describe más adelante, se optó por realizar una descarga de datos instantáneos en periodos diezminutales (y medias diezminutales para algunas variables).
- Manipulación de la información: el elevado volumen de datos disponible, requiere muchos recursos de memoria, tanto RAM como de almacenamiento. Manipular este volumen de información, requiere conocimientos de programación avanzados, para realizar consultas por partes, trabajar con índices a datos, transformación de datos (en formato texto o *string* a formato numérico por ejemplo) etc. Además es necesario utilizar equipos específicos de hardware, como equipos de 64 bit's o máquinas de Unix, discos duros en estado sólido, etc. Por tanto, una vez descargada la información, se realizó un proceso de limpieza y extracción de aquello que a priori podría resultar necesario de tal forma que se optimizaban los recursos necesarios y pudieran realizarse las investigaciones de la forma más eficiente posible.

A partir de la información de mantenimiento, hemos sido capaces de identificar las órdenes de trabajo en las que se realizó la sustitución de los rodamientos en los aerogeneradores. Se realizó un estudio del número de rodamientos que habían sido sustituidos en cada parque eólico para conocer que instalación presentaba un elevado número de casos con los que validar lo modelos de detección.

18 Cuando se solicita información a la base de datos donde se almacenan los datos de operación, se puede solicitar el dato deseado en una escala temporal determinada, por ejemplo, el valor medio de una temperatura en 10 minutos de operación, o el valor medio horario, o incluso el valor instantáneo en un segundo determinado o el valor máximo en un periodo.

Con estas premisas se optó por seleccionar el parque eólico objeto de estudio en la presente tesis, por:

- Ser un modelo de aerogenerador ampliamente extendido y con el modelo de generador ABB AMK 500L4A BATYH descrito en el apartado 4.3. Descripción del generador objeto de estudio.
- Tratarse de un parque eólico que se instaló a mediados del año 2008. Durante los primeros meses de operación de un parque eólico puede darse una elevada mortalidad infantil, como se explicó en el apartado 2.2.2. Fiabilidad, por tanto no es aconsejable utilizar este periodo de datos del modelizado del comportamiento operativo normal de la máquina, por tanto, la información de operación necesaria está disponible a partir del 1 de enero del 2009.
- Se disponen casos suficientes de sustituciones[19] de rodamientos del LOA y averías en los aerogeneradores para validar los modelos de detección.

Para poder modelizar el comportamiento operativo del rodamiento, necesitábamos una población lo suficientemente amplia para tener datos operativos del rodamiento sin fallo, de tal forma que podamos realizar unos modelos con reducido error, pero lo que es más importante es tener un número representativo de averías a las que aplicar los modelos.

El parque seleccionado cumple estos requisitos, ya que tiene histórico suficiente de datos de operación, un elevado número de aerogeneradores y suficientes averías en los rodamientos LOA para probar los modelos.

19 En el apartado 6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamiento del rodamiento LOA en el generador, se resumen las averías significativas del generador en cada aerogenerador. Es necesario conocer la fecha de dichas averías para eliminar los datos de operación previos a la avería en el conjunto de datos de entrenamiento.

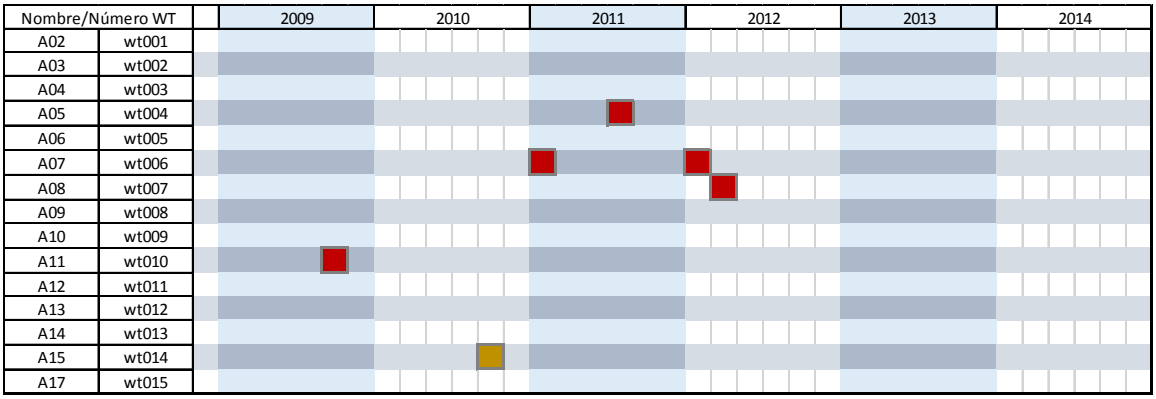


Ilustración 43.- Eventos significativos relativos a sustituciones de rodamientos en el generador en el parque eólico analizado. Fuente: Elaboración propia.

Las sustituciones de rodamientos LOA se resumen a continuación.

1. A05 (wt004): 18 de agosto del 2011.
2. A07 (wt006): 01 de febrero del 2011.
3. A07 (wt006): 14 de febrero del 2012.
4. A08 (wt007): 13 de marzo del 2012.
5. A11 (wt010): 07 de octubre del 2009.

En el aerogenerador A15 se realizó una sustitución de rodamientos el 10 de octubre de 2010. Esta avería se identificó al aplicar los indicadores desarrollados.

Durante los años analizados, se realizó una modificación de diseño en los generadores estudiados, y en algunos casos, esta modificación de diseño modificó su comportamiento. La modificación de diseño buscaba eliminar la rotura de los rodamientos LOA.

6.1.2. Fase I-2: Descarga y tratamiento de los datos brutos

6.1.2.1. Base de datos de señales analógicas

Los datos se obtuvieron mediante una función de descarga parcial de la información, a intervalos semanales se solicitaron los datos diezminutales de operación de los aerogeneradores, y se generó una estructura de datos en formato *.mat (formato de datos de Matlab) en la que se almacenaron los datos de operación en una estructura dividida por aerogeneradores, y por señales dentro de cada aerogenerador. En apartados posteriores se describen las señales registradas.

Al analizar la información disponible en las bases de datos se observa que no se almacenan todas las variables monitorizadas en los SCADA's de operación, sino que se almacenan únicamente aquellas variables que el explotador de la instalación considera relevantes, tal vez no sean las variables más importantes desde el punto de vista de detección de degradación de equipos, ya que no se registran todas las variables de operación de un equipo por el elevado coste de almacenamiento que ello conllevaría. Un aspecto importante de mejora de la presente tesis doctoral sería la determinación de que variables de todas las que registran los SCADA, son necesarias para crear modelos de detección prematura y diagnóstico de mal funcionamiento en aerogeneradores. Para ello es necesario hacer un estudio de las causas raíz[20] de las averías en los aerogeneradores y determinar cuáles serían los síntomas indicativos del mal funcionamiento y comprobar si estos síntomas pueden ser "medidos" con la sensónica existente en el aerogenerador, y si no es así, y si la inversión lo justifica, instalar nueva sensónica para detectar un síntoma en concreto. Si existe la sensónica necesaria ya instalada, solo habría que comenzar a registrar dichas variables en una base de datos históricos, y de nuevo esperar el tiempo suficiente para tener un registro histórico amplio y con casos suficientes de fallo para realizar la modelización de comportamiento del equipo y la definición de las reglas de diagnóstico.

Por tanto, para la presente tesis, se nos planteó el difícil reto de definir un modelo de detección de mal funcionamiento del rodamiento LOA con la sensónica que

20 Causa raíz: concepto descrito en el apartado 2.2. Conceptos asociados al mantenimiento.

actualmente se registraba en la base de datos, sin instalación de sensónica adicional, ni recopilación de datos adicionales de la sensónica ya instalada.

6.1.2.2. Base de datos de señales digitales: alarmas y estados

Al igual que sucedía con la base de datos analógica, dado el elevado volumen de información, fue necesario descargar mediante consultas parciales de los diferentes campos realizadas a la base de datos y a diferencia de la base de datos analógicos, aquí fue necesario reconstruir posteriormente la base de datos en local y operar sobre ella para conseguir una base de datos de alarmas y estados utilizable, para ello se ha desarrollado las siguientes funciones:

- *Función de descarga de alarmas*: Se encarga de abrir la conexión con la base de datos y realizar la descarga de todos los eventos de alarmas del parque. Hace consultas de datos semanales y los guarda en archivos *.mat con las fechas de descarga en el nombre del archivo.
- *Función de unificación*: Reconstruye en modo local la base de datos original descargada.
- *Función de limpieza*: La función principal es realizar la limpieza de varios campos (como se describe más adelante) en la base de datos local. Una vez que se limpian y transforman[21] campos y se reduce el tamaño de la base de datos de origen, se seleccionan exclusivamente aquellos campos necesarios. Esta función realiza además la lógica de unión del evento[22] inicio de una alarma y el evento de fecha final.
- *Función de tratamiento*: Esta función cambia los *Tag*[23] de identificación del tipo de evento de la base de datos de alarmas anterior, por un código de alarma entendible por el usuario correspondiente al que se recoge en el

21 Para ahorrar recursos hardware y software es conveniente transformar variables no numéricas, por ejemplo los que son categóricos. Si en una base de datos existen tres tipos de equipo como multiplicadora, generador y transformador, en lugar de almacenar para cada registro si el dato corresponde a uno de estos equipos con un dato tipo carácter (o string), se transforma la etiqueta con un valor numérico, de la forma 1= multiplicadora, 2 = generador y 3= transformador, lo cual reduce enormemente la cantidad de memoria necesaria para almacenar el dato y para realizar búsquedas.
22 La base de datos de alarmas y estados registra los eventos, se entiende por evento el cambio de estado de un bit. Esto complica enormemente la utilización de la información almacenada en la base de datos, ya que en una misma "tabla" se registran todos los eventos de todos los aerogeneradores del explotador y es necesario "casar" el registro de inicio de evento y el registro de fin de evento, que en rara ocasión se encuentran consecutivos en la base de datos.
23 Tag: etiqueta que identifica un tipo de evento determinado, por ejemplo "Gen.ErrEncod'. Esta alarma pertenece al generador y corresponde con el Error de lectura del encoder. El tag identifica el elemento al que se aplica y la avería detectada.

apartado 4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y alarmas del generador. Además se cataloga el *Tag* como estado, o alarma. De este *Tag* puede extraerse el parque, el aerogenerador, el sistema (si la alarma es a nivel equipo o componente) y finalmente la alarma en sí. Toda esta información está dividida por el carácter '.', de tal forma que el *Tag* puede estar dividido por 2 o 3 puntos, dependiendo si la alarma es a nivel aerogenerador o si es a nivel de un sistema.

- *Función de extracción*: Esta función separa las alarmas de los estados ya que el tratamiento de unión de eventos de estado es diferente al de unión de eventos de alarmas. Para cada evento de activación de alarma o estado se busca su evento de finalización, de tal forma que se pueda conocer la fecha de inicio y final de un determinado evento.

Como se ha mencionado anteriormente, el principal inconveniente de esta base de datos es que almacena de forma indiscriminada eventos acontecidos en todas las instalaciones de forma intercalada, cada evento es el cambio de estado de un bit, por ejemplo:

- Evento_1: activación de la alarma de temperatura elevada en generador del aerogenerador A04 del parque eólico A el día 01/01/01 00:00:00.
- Evento_2: desactivación del estado Marcha del aerogenerador A04 del parque eólico A el día 01/01/01 00:00:00.
- Evento_3: activación del estado Emergencia del aerogenerador A04 del parque eólico A el día 01/01/01 00:00:00.
- …
- Evento_n: desactivación de la alarma de temperatura elevada en generador del aerogenerador A04 del parque eólico X el día 01/01/01 00:15:01.
- Evento_(n+1): desactivación del estado Emergencia del aerogenerador A04 del parque eólico A el día 01/01/01 00:15:01.
- Evento_(n+2): activación del estado Listo del aerogenerador A04 del parque eólico A el día 01/01/01 00:15:01.

En la secuencia anterior se ha visto un ejemplo de la evolución de cambios de estados que se dan en un único aerogenerador cuando se produce una alarma que causa la parada de máquina. Se observa como en el mismo microsegundo que se activa la alarma, se desactiva el estado de marcha y se activa el estado de emergencia, luego en un mismo instante de tiempo (microsegundo), se registran tres eventos, el inicio de alarma, el fin de un estado previo y el inicio de un estado nuevo por consecuencia de la alarma. Para poder conocer el tiempo que el equipo estuvo en alarma (el inicio y fin de alarma), es necesario buscar el evento que cierra la alarma, luego hay que buscar en la base de datos el evento *n*. Éste es un proceso complicado, ya que además del cambio de bit correspondiente a la activación o desactivación de alarma, aparecen otros eventos llamados "reconocimiento o *acknoledge* (*ACK*)" y además se pueden producir fallos de comunicaciones que hacen que no se registren todos los eventos. No se profundizará mucho en esta problemática ya que cada sistema de gestión de los datos de operación de las plantas tendrá su casuística particular, pero si se describe a modo de advertencia por si el lector encontrase una casuística similar en sus investigaciones[24].

Veamos como afectan estos hechos al tratamiento de datos:

- Los registros de *ACK* representan un reconocimiento por parte del operador de la alarma, es decir, los eventos de cambio de estado no tienen reconocimiento, pero las alarmas pueden tenerlo o no, según el tipo de alarma. Cuando se activa una alarma asociada a un reconocimiento, la máquina se encuentra en estado de alarma, pero con alarma no reconocida, es decir, el operador no ha indicado al sistema que es consciente de la existencia de dicha alarma. La alarma puede desactivarse habiéndose producido, o no, el reconocimiento. Muchas veces, se producen reconocimientos masivos de alarmas, generalmente cuando las alarmas se dan por la noche y la instalación ha estado trabajando sin supervisión, cuando el operador llega por la mañana a su puesto de trabajo, revisa que alarmas se han dado por la noche y las reconoce todas de forma masiva.
- El fallo de comunicaciones puede hacer que la serie cronológica de eventos de un aerogenerador no tenga sentido, ya que es posible encontrar eventos

24 Es necesario conocer el inicio y fin de cada estado y alarma para extraer de la muestra de entrenamiento de las redes neuronales, aquellos datos que corresponden a un periodo de mal funcionamiento del equipo.

de inicio que no tienen evento de finalización o viceversa. Para estos casos se crearon una serie de eventos ficticios de tal forma que si el aerogenerador estaba en estado de marcha (desde el 01/01/01 00:00:00) y el siguiente registro que se tiene es el final de un estado de parada (que finaliza el 02/01/01 00:00:00, pero no se sabe cuando empezó), se ha considerado que el estado del aerogenerador desde 01/01/01 00:00:00 a 02/01/01 00:00:00 es "desconocido" y se ha creado un sub-estado "Marcha-Parada", indicando que en la primera fecha el equipo estaba en marcha, y no se sabe que pasó hasta el 02/01/01 00:00:00, lo único que se sabe es que en esa fecha estaba en parada.

- Otros eventos a nivel de parque: Además de los eventos propios de cada aerogenerador, en la base de datos de eventos se registran aquellos que afectan a todo el parque, como son el cambio de consigna de reactiva, parada del parque por orden de REE[25], etc.

Tanto los registros de reconocimiento, como los registros que no pertenecen a eventos propios de los aerogeneradores objeto de estudio se han eliminado de la base de datos.

6.1.2.3. Base de datos de avisos

Mediante una serie de consultas a la base de datos, se realizó la descarga de la información relativa a las órdenes de trabajo de mantenimiento. Dado que el volumen de este conjunto de datos no era excesivamente grande, pudo tratarse la información en Excel, generando finalmente una tabla resumen con las averías de cada aerogenerador indicando el sistema y subsistema[26] que se repara. Esta base de datos se utiliza para determinar las ventanas temporales en las que cada equipo puede estar presentando un comportamiento anómalo, ya que sabemos a priori que se produjo un fallo. Además, esto nos permite determinar que conjunto de datos debemos utilizar

25 REE: Red Eléctrica de España

26 El aerogenerador se encuentra dividido en sistemas, sub-sistemas y elementos causantes, para identificar el equipo en el que se realiza la reparación y el equipo que causa la avería. Un ejemplo de sistema es el tren de potencia (sistema), formado por el eje principal (sub-sistema) y la multiplicadora (sub-sistema). El elemento causante es el componente que genera la avería, por tanto es el que debe ser considerado a la hora de determinar qué es lo que ha fallado, ya que el hecho de cambiar un generador, no tiene por qué significar que falló el generador, sino que ha podido caerse el polipasto sobre el generador rompiéndolo, pero en este caso el equipo que ha fallado ha sido el polipasto (elemento causante).

para validar los modelos creados, comprobando la capacidad de detección del mal funcionamiento.

6.1.3. Fase II: Análisis de las variables de operación, generación de modelos de comportamiento y modelos de detección de mal funcionamientos

En este apartado se resume el procedimiento seguido para la generación de indicadores de estado de los equipos. La capacidad de detección de un mal funcionamiento se basa en, que si somos capaces de modelizar o caracterizar el comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA con datos que corresponden a épocas en las que el equipo no presenta fallo, es decir, hacer un modelo de la temperatura correcta (o esperada) en unas condiciones de operación determinadas, seremos capaces de utilizar ese modelo para obtener un valor esperado de la temperatura ante unas condiciones de operación similares, y por tanto compararlo con el valor real de temperatura que se está midiendo en ese instante de tiempo.

La diferencia entre el valor esperado por el modelo y la realidad será la desviación, cuanto mayor sea esta desviación, más alejado será el comportamiento real del equipo frente al esperado.

Hay que tener en cuenta que el modelo realizado no es perfecto, es decir, en esta desviación se incluye el error intrínseco del modelo, pero es de esperar que a lo largo del tiempo, si no se produce degradación en el equipo, el error medio (*ME*, *MAE*, *RMSE*, *PE*[27]) se mantenga constante.

Los indicadores de detección de mal funcionamiento se basan en esta premisa, es decir, si durante un periodo *T* de tiempo, la desviación entre el modelo y la realidad es del 5%, es de esperar que en el siguiente periodo *2T* la desviación media siga siendo del 5% (por el propio intervalo de confianza del modelo creado). Pero si a lo largo del tiempo esa desviación se incrementa, será debido a un cambio de comportamiento del equipo, y la experiencia nos dice, que a no ser que se haya realizado una intervención

27 Errores descritos en el apartado6.3.4. Procedimiento de configuración de los modelos de comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA.

de mantenimiento, este cambio de comportamiento sea por una posible degradación o mal comportamiento[28].

El concepto a priori parece sencillo, pero existen dos factores que dificultan enormemente la realización de un modelo de comportamiento:

- La principal dificultad radica en la elevada variabilidad del régimen de operación del aerogenerador debido a la existencia o no de viento en cada instante. Esta variación del viento hace que el régimen de operación del aerogenerador esté cambiando constantemente entre diferentes regiones de operación no lineales. Los tecnólogos son muy recelosos de desvelar la lógica de operación de los aerogeneradores, luego no disponemos de unos criterios claros que nos ayuden a identificar en que región de operación se encuentra el aerogenerador en cada momento, luego se hace necesario "bucear" en el histórico de datos, para intentar identificar estas regiones de operación, bien de forma manual o bien mediante técnicas de clasificación (clusterizado).
- El segundo problema es la calidad del dato disponible, ya que debido a problemas de comunicación no se disponen series temporales completas, y además disponemos únicamente de datos puntuales a intervalos diezminutales. En muchas ocasiones es necesario tener datos puntuales a intervalos de segundos o valores medios en intervalos de minutos para poder identificar mal funcionamientos específicos, pero como se mencionó anteriormente solo se ha podido realizar una descarga de datos y todos los modelos realizados se han hecho a base a esa información (con un menor o mayor nivel de manipulación posterior).

En base a estas premisas el resumen general de los pasos a seguir se resumen en:

1. Tratamiento de los datos:

28 No obstante, como se mencionó en el apartado 2.2. Conceptos asociados al mantenimiento y como se verá en los resultados obtenidos, generalmente una acción de mantenimiento cambia el comportamiento del equipo y no siempre para mejor, esto es debido a la ya mencionada mortalidad infantil, que es debida a un mantenimiento incorrecto del equipo. Por tanto, los modelos aquí realizados, no se utilizan simplemente para detectar un malfuncionamiento del equipo, sino para evaluar la tarea de mantenimiento realizada en un equipo.

a. Se eliminarán los datos aberrantes, es decir, aquellos que presentan un valor muy alejado del valor esperado según los estudios univariante y multivariante. Para ello se utilizaron varias metodologías, como la eliminación manual (definiendo límites de operación para cada variable), mediante cálculos estadísticos (como por ejemplo, eliminar todos aquellos datos cuyo valor está fuera del rango $\mu \pm 3\sigma$[29]) o técnicas de clusterizado multivariante (*k-means*, *knn*, *Ward,*…).
b. Se utilizaron técnicas de clusterizado e incluso se realizó de forma manual, la identificación y clasificación de las diferentes regiones de operación, para ello se pueden utilizar técnicas de clasificación Bayesianas, o redes neuronales de reconocimiento de patrones.

2. Selección del conjunto de datos para entrenamiento y para detección: El tratamiento de limpieza de estos conjuntos de datos es diferente, ya que para el conjunto de datos de entrenamiento deben eliminarse todos aquellos datos que puedan ser indicativos de un posible mal funcionamiento, esto no es siempre sencillo ya que en muchas ocasiones, la máquina puede presentar un mal funcionamiento temporal sin llegar a causar avería. Llevaría mucho tiempo determinar caso por caso si estos datos son propios del mal funcionamiento o simplemente es un estado normal de la máquina pero poco frecuente. No obstante, dado el elevado volumen de datos con los que se contaban para la realización de la presente tesis, los casos particulares quedan disipados en el comportamiento general, ya que al tener una mayor concentración de datos en las regiones de operación normal, las técnicas estadísticas dan más peso a estos que a los datos situados en la periferia.

29 Siendo μ la media del conjunto de datos y σ la desviación estándar de los mismos.

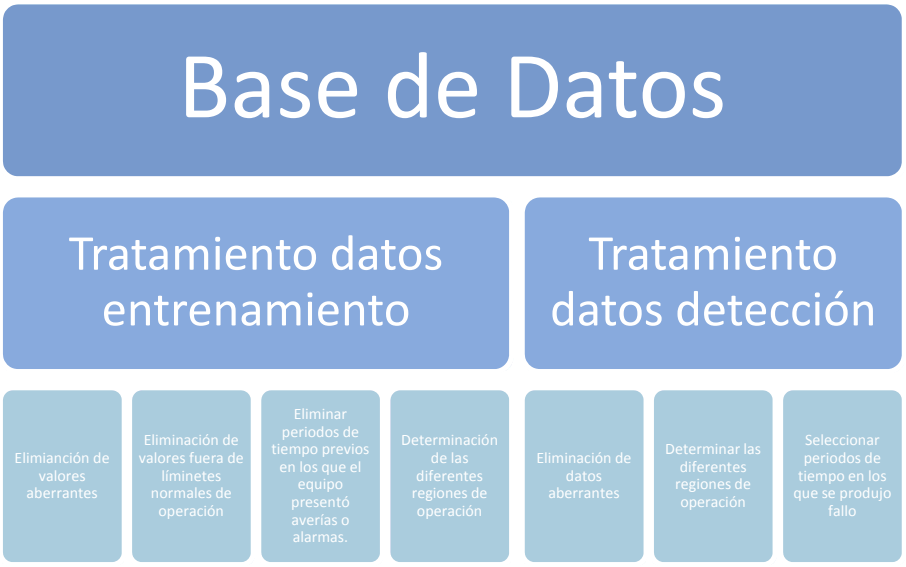


Ilustración 44.- Esquema de selección de muestras de datos para entrenamiento y detección del mal funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, para los datos de detección, además de tener que realizar la clasificación por regiones de operación, solo se eliminan datos aberrantes, es decir aquellos físicamente imposibles (por ejemplo una temperatura ambiente de -50ºC), mientras que se mantienen los valores fuera de los límites lógicos de operación, ya que serán estos valores los que facilitarán la detección de los posibles mal funcionamientos.

3. Una vez que se dispone del conjunto de datos de entrenamiento se divide en dos subconjuntos:

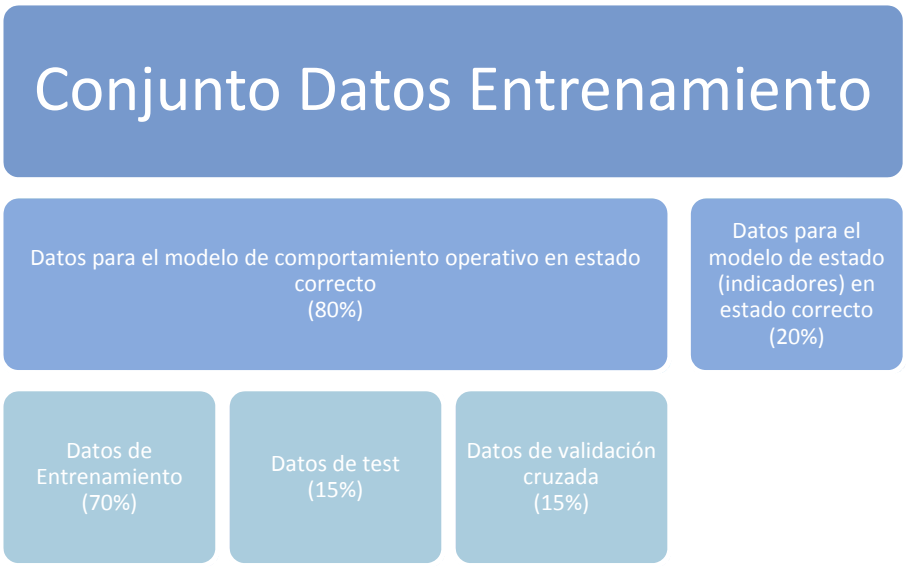


Ilustración 45.- Esquema de la división del conjunto de datos de entrenamiento en datos de entrenamiento para el modelo de comportamiento operativo y datos de entrenamiento para el modelo de estado (indicadores). Fuente: Elaboración propia.

Los datos para la modelización del comportamiento operativo del equipo se dividen a su vez en tres grupos, como se explicó en el apartado 3.2.3.1. Perceptrones multicapa. Los datos utilizados para el entrenamiento de las redes neuronales no se utilizarán para el cálculo de los indicadores en estado correcto, sino que éstos últimos se introducen como entrada en el modelo de comportamiento operativo ya entrenado y se obtiene como salida la variable modelada, la cual se compara con la salida esperada del conjunto de datos de modelización de los indicadores, este "error" o diferencia entre el modelo y realidad se utiliza para calcular el indicador en periodos de ausencia de fallos, como se describe con mayor detalle en el apartado 6.4. Descripción de los indicadores de estado de la presente tesis doctoral.

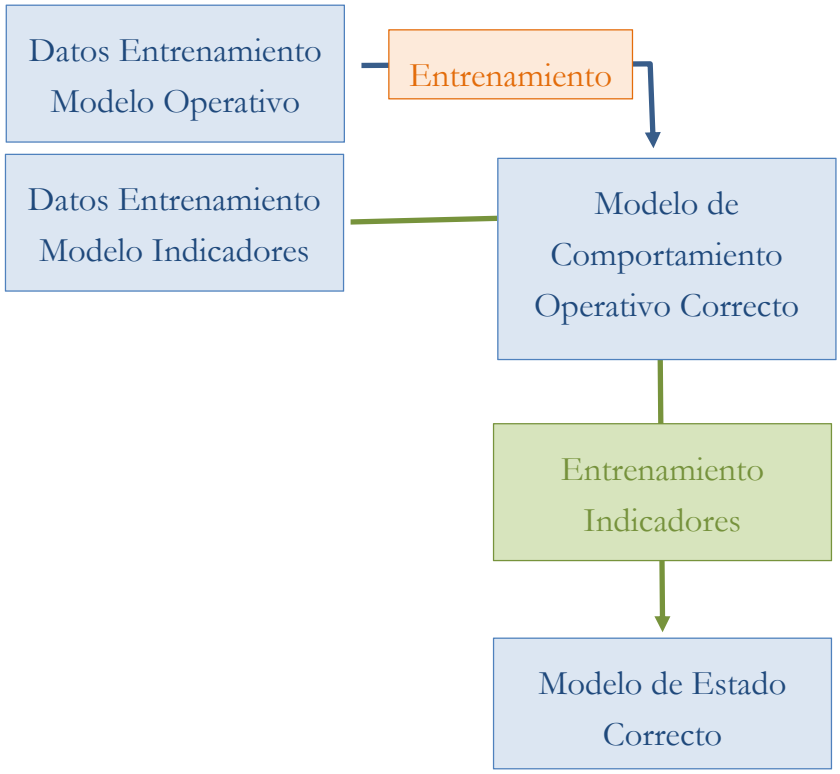


Ilustración 46.- Flujograma resumido de generación de modelos de comportamiento operativo correcto y cálculo de indicadores de estado. Fuente: Elaboración propia.

4. La realización de los modelos de comportamiento operativo del equipo es un proceso de prueba y error, el cual busca aquella combinación de sub-modelos (o expertos de las diferentes regiones de operación y tipologías matemáticas de modelización), que minimice el error entre el valor esperado y el valor real.
5. Una vez que se tiene el mejor modelo de comportamiento operativo del equipo se comienza un proceso iterativo de ajuste de parámetros de los indicadores, con el doble objetivo final de maximizar el número de verdaderos positivos (aciertos en la detección de un mal funcionamiento) y minimizar los falsos positivos (es decir no pronosticar un mal funcionamiento cuando no lo hay). Durante este proceso de iterativo se sigue el siguiente esquema:

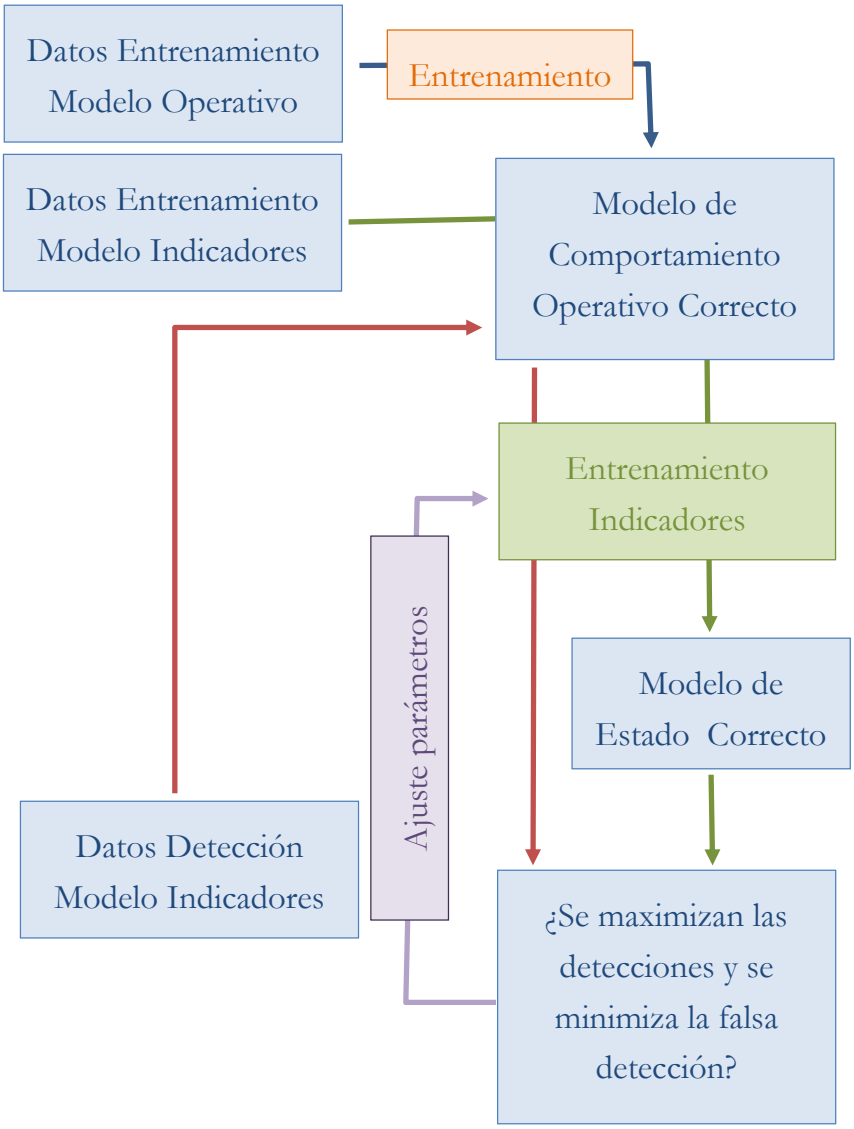


Ilustración 47.- Flujograma resumido de ajuste de parámetros de los indicadores de detección. Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse, se utilizan los datos de detección para ajustar los parámetros de los indicadores, de tal forma que puede ajustarse en exceso el indicador para la detección de los casos específicos del conjunto de datos (sobre-entrenamiento). En este caso, a diferencia de los datos de comportamiento correcto, de los que se disponía mucha información, no se dispone de muchos casos de fallo, luego la validación del método se realizó aplicando una configuración de indicadores única para todos los aerogeneradores del parque, de tal forma que no se estará aplicando a cada

tipo de fallo registrado su configuración óptima de indicador para detectarlo, sino una genérica.

Estos son los pasos generales seguidos en el desarrollo de los indicadores de estado basados en los datos analógicos (las variables de operación del equipo), por otro lado, los indicadores de estado realizados en base a datos digitales se fundamentan en la probabilidad de ocurrencia de un fallo determinado en base al histórico de alarmas acontecidas en fallos similares en el pasado, es decir no se fundamenta en el estado presente de la máquina, sino en la probabilidad de ocurrencia de un suceso. Estos indicadores digitales sirven de apoyo al sistema experto de determinación de la existencia o no de mal funcionamiento, y se describen con mayor detalle en el apartado 6.4.1. Indicadores de Datos Digitales (Alarmas y Estados) de la presente tesis.

6.1.4. Resumen descripción general del sistema de detección de mal funcionamiento de equipos

Como consecuencia de lo descrito en apartados anteriores, el sistema de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores estará compuesto por los siguientes bloques principales:

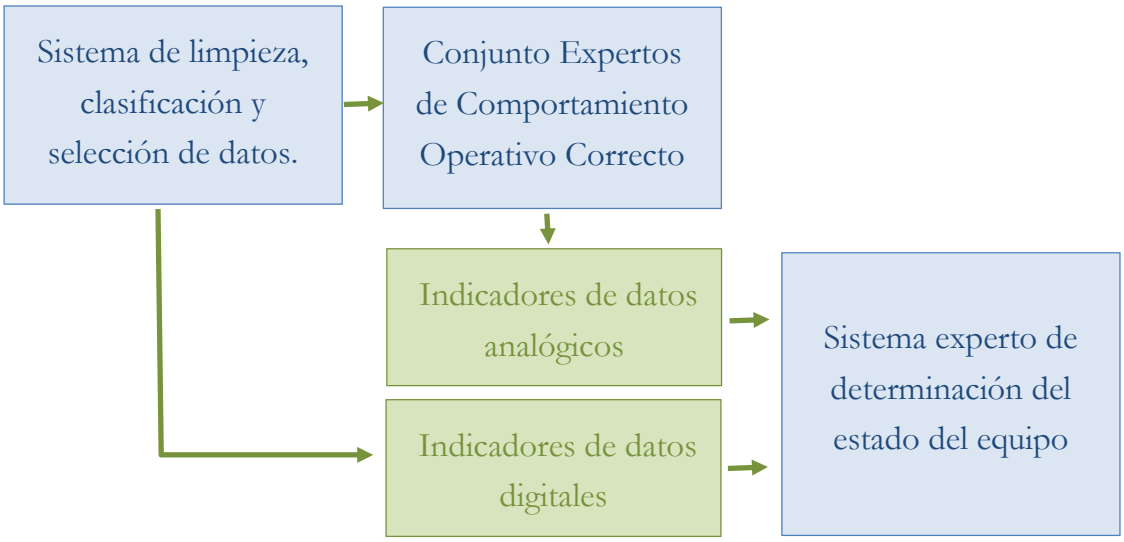


Ilustración 48.- Flujograma resumido del sistema de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

En los apartados sucesivos se describe en profundidad cada uno de los bloques de la Ilustración 48.

6.2. Descripción de los datos de operación de los aerogeneradores

En el presente apartado se describen los datos utilizados en la presente tesis doctoral haciendo especial hincapié en los datos de operación de los equipos.

Como se mencionó en el apartado 6.1.2. Fase I-2: Descarga y tratamiento de los datos brutos, los datos analógicos descargados corresponden con aquellas variables de operación de los sistema SCADA que se han estado almacenando en las bases de datos del explotador, no son las variables más representativas de los síntomas de mal funcionamiento de los equipos, pero es la única información histórica disponible, por este motivo los modelos de detección se han realizado en base a estos datos.

6.2.1. Descripción general de las variables

Dentro del conjunto de variables de operación del aerogenerador se han realizado varias sub-divisiones:

1. Datos ambientales de las torres meteorológicas de parque.
2. Datos de operación directamente medidos en el aerogenerador.
3. Datos de operación manipulados o "ficticios".

En la realización de los modelos no se utilizaron todos los datos aquí descritos, sino que se realizó un estudio de correlación con la variable a modelizar y finalmente se utilizaron únicamente aquellos datos que mejoraban el modelo de comportamiento.

6.2.1.1. Datos de las torres meteorológicas de parque

En el parque eólico objeto de estudio se dispone de una torre meteorológica física y una torre meteorológica ficticia que es simplemente un repositorio de información meteorológica del parque proveniente de otras fuentes externas de la sensónica propia del parque. La información se almacena en una estructura de datos de Matlab en la que se pueden encontrar los siguientes campos:

- *time*: es el vector de tiempos en fecha Matlab, identifica la fecha de cada registro en hora local de cada dato diezminutal.

- *mm000*: es una estructura correspondiente a una torre meteorológica ficticia. Almacena los datos de densidad de aire almacenados en otras fuentes de datos ajenas a la sensónica del parque. Como estos sistemas solo registran la densidad media horaria, en la estructura de datos se verá que los registros están repetidos de 6 en 6, es decir para cada dato diezminutal se ha considerado la misma densidad de aire de dicha hora.
- *mm001*: es una estructura correspondiente a la torre meteorológica de parque. Dentro de esta estructura se almacenan todas las variables registradas por la sensónica de la torre.
    - *mm001.ws_alt1*: velocidad de viento a la altura 1 de torre. (m/s)
    - *mm001.ws_alt2*: velocidad de viento a la altura 2 de torre. (m/s)
    - *mm001.ws_alt3*: velocidad de viento a la altura 3 de torre. (m/s)
    - *mm001.vws_alt1*: velocidad de viento vertical en la altura 1. (m/s)
    - *mm001.wd_alt1*: densidad del aire a la altura 1. (deg)?
    - *mm001.wd_alt2*: densidad del aire a la altura 2. (deg)?
    - *mm001.t_alt1*: temperatura en la altura 1. (deg)
    - *mm001.t_alt2*: temperatura en la altura 2. (deg)
    - *mm001.rh_alt1*: humedad relativa en la altura 1. (%)
    - *mm001.rh_alt2*: humedad relativa en la altura 2. (%)
    - *mm001.bd*: presión barométrica. (mbar)

Todos los datos registrados por la torre meteorológica son datos medios diezminutales, a diferencia de muchos de los valores de operación del aerogenerador utilizados que son datos instantáneos a intervalos de diez minutos. Es decir, en el caso de la torre meteorológica, es el valor medio de la variable durante los 600 segundos del intervalo de diez minutos.

6.2.1.1. Datos de las variables de operación del aerogenerador

Se ha generado una estructura individual para cada aerogenerador, y dentro de esta estructura un campo correspondiente a cada variable de operación. En un principio se realizó esta división por aerogeneradores ya que se considera que el comportamiento de cada equipo es único, es decir, no se pensó mezclar valores de temperatura del rodamiento del aerogenerador wt001, con los valores del aerogenerador wt002, ya que

a pesar de ser equipos iguales, el comportamiento de cada equipo es único, y se consideró que el modelo de comportamiento de cada equipo se debería realizar en base a datos históricos del propio aerogenerador, sin embargo debemos mencionar algunos hándicap como son:

- Un elevado número de equipos, en diferentes emplazamientos, con fabricantes de componentes diferentes, etc., todo esto hará necesario realizar infinidad de modelos diferentes en un entorno productivo[30], mientras que académicamente lo más recomendable es hacer un modelo propio por cada equipo, en este entorno productivo resultó ser recomendable realizar un modelo genérico por cada equipo de condiciones similares a expensas de sacrificar precisión en el modelo.
- Además, considerando un modelo propio de cada equipo, ¿Qué sucede cuando un componente se cambia? En esos casos sería necesario volver a entrenar el modelo propio de ese nuevo equipo, lo cual haría que en el entorno de producción, se estuviesen actualizando continuamente todos los modelos, lo cual necesita un elevado coste computacional y de mano de obra experta que valide los nuevos modelos. Además estos nuevos modelos se realizarían en base a un histórico de datos muy reducido, lo cual haría que fuesen sumamente imprecisos.

Por estos motivos se confirma que en entornos productivos y como primera aproximación para la validación de la metodología presentada en la presente tesis, se realice un modelo general del equipo que pueda ser aplicado de forma genérica a toda la flota con características similares, bien sea de nueva instalación o antiguos.

Existen otras técnicas de similaridad que comparan el comportamiento de aerogeneradores similares en condiciones de trabajo equivalentes, pero no ha sido objetivo de la presente tesis la aplicación de estas técnicas. No obstante, como se mencionó anteriormente, en caso de ausencia de datos de comportamiento de un equipo (por ejemplo para equipos nuevos como sería el caso de sustitución de un

30 Se entiende el entorno productivo a la aplicación de forma masiva a un conjunto enorme de aerogeneradores, la metodología presentada en la presente tesis.

generador o un nuevo parque eólico), será imperativo utilizar un conjunto de datos genéricos de varios aerogeneradores para realizar un modelo de comportamiento genérico (el cual presentará mayor error en algunos casos y menor en otros). En la presente tesis se realizó dicho experimento para comprobar la bondad de ajuste de ambos modelos "Modelo propio Vs Modelo genérico", como se describe en el apartado 6.3.4.2.2, y finalmente se optó por sacrificar la bondad de ajuste del modelo en pro de un modelo único.

Hay que mencionar que algunas de las variables aquí descritas no se almacenaron durante todo el periodo de estudio, esto sucede por ejemplo con la temperatura máxima en los devanados del generador (*tgenMAX)*, la cual comenzó a registrarte al inicio del histórico, pero a partir de una fecha se sustituyó por la temperatura medida en cada uno de los tres devanados del generador (*tgenA*, *tgenB* y *tgenC)*. Éste y otros casos se analizan con detalle en el apartado 6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal de la presente tesis. Las variables creadas dentro de esta estructura son las que se enumeran a continuación:

- *tgbxoil*: Temperatura del aceite de la multiplicadora. (ºC)
- *tgbxhss*: Temperatura de la multiplicadora en el rodamiento de alta velocidad. (ºC)
- *tgenDE*: Temperatura de los cojinetes del generador en el LA[31]. (ºC)
- *tgenNDE*: Temperatura de los cojinetes del generador en el LOA[32]. (ºC)
- *tgenslr*: Temperatura de los anillos rozantes del generador. (ºC)
- *tgenMAX*: Temperatura máxima en los devanados del generador, se trata de la temperatura del devanado que tiene el valor instantáneo más alto en el momento de captura del dato. (ºC)
- *tgenA*: Temperatura del devanado A del generador. (ºC)
- *tgenB*: Temperatura del devanado B del generador. (ºC)
- *tgenC*: Temperatura del devanado C del generador. (ºC)
- *thydr*: Temperatura del grupo hidráulico. (ºC)

31 LA: Lado del acoplamiento.
32 LOA: Lado opuesto al acoplamiento.

- *phydr*: Presión en el grupo hidráulico. (mbar)
- *pyaw*: Presión en el sistema de frenado del YAW[33]. (bar)
- *tnac*: Temperatura en el interior de la góndola. (ºC)
- *tamb*: Temperatura en el exterior de la góndola, medido por el anemómetro. (ºC)
- *tambSON*: Temperatura en el exterior de la góndola, medido por el sónico. (ºC)
- *txfmrMAX*: Temperatura máxima en uno de los bobinados del transformador, se trata de la temperatura del bobinado que tiene el valor instantáneo más alto en el momento de captura del dato (ºC)
- *txfmrA*: Temperatura en el bobinado A del transformador. (ºC)
- *txfmrB*: Temperatura en el bobinado B del transformador. (ºC)
- *txfmrC*: Temperatura en el bobinado C del transformador. (ºC)
- *wmsh*: Velocidad de rotación del eje principal (velocidad de giro del rotor). (rpm)
- *wgenTAC*: También llamado velocidad máxima de rotación del generador, es la velocidad de rotación medida en el LA mediante un tacómetro. (rpm)
- *wgenENC*: Velocidad de giro del generador medido en el LOA mediante un encoder. (rpm)
- *angbl*: Ángulo de las palas o del sistema de Pitch[34]. (grados)
- *velwind*: Velocidad de viento medida en el anemómetro. (m/s)
- *angwind*: Dirección del viento respecto de la góndola, es decir desfase de la orientación de la góndola respecto a la dirección del viento medida en el anemómetro[35]. (grados)
- *angyaw*: Orientación de la góndola respecto al norte. Este dispositivo no se está manteniendo, por tanto la orientación medida será incorrecta. (grados)
- *vgrid*: Tensión de la red. (V)
- *pwrea*: Potencia reactiva en el generador. (kKVA)

33 El YAW es el sistema de orientación de la góndola descrita en el apartado 4.2.3. "Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Onshore".
34 Sistema de Pitch es el encargado de ajustar el ángulo de que forma la pala frente el viento para captar más o menos energía de éste.
35 Descrito en el apartado 4.3.2.1. Descripción general del funcionamiento.

- *pwfac*: Consigna del coseno de Phi (pf)
- *pwest*: Potencia del estator del generador. (kW)
- *pwrot*: Potencia del rotor del generador. (kW)
- *pwtot*: Potencia del generador. (kW)
- *prod*: Producción total acumulada de la máquina desde su puesta en servicio hasta ese instante. (kWh)

Para las variables *velwind* y *pwtot* se dispone tanto de la medida instantánea a intervalos diezminutales, como la media de los 600 datos en el intervalo (la media diezminutal). Del resto de variables sólo se dispone del valor instantáneo a intervalos diezminutales.

6.2.1.1. Datos ficticios y adicionales

De forma adicional se han creado otras variables ficticias, como manipulación de las variables anteriores o mediante la "catalogación" de cada dato diezminutal mencionado anteriormente. Se describen algunos ejemplos en los siguientes puntos, pero las variables finalmente utilizadas para los modelos se describen en el apartado 6.3. Descripción de los modelos de la presente tesis.

- Variables modificadas:
  - Combinación de variables: Se han generado variables compuestas como puede ser el salto térmico entre la temperatura de los dos rodamientos del generador, por ejemplo $\Delta tgen = tgenNDE - tgenDE$, de tal forma que en lugar de considerar dos temperaturas dependientes a su vez de otras temperaturas circundantes (como puede ser *tnac*), se elimina esta dependencia, se reduce en número de variables y además ya se observan situaciones anómalas.

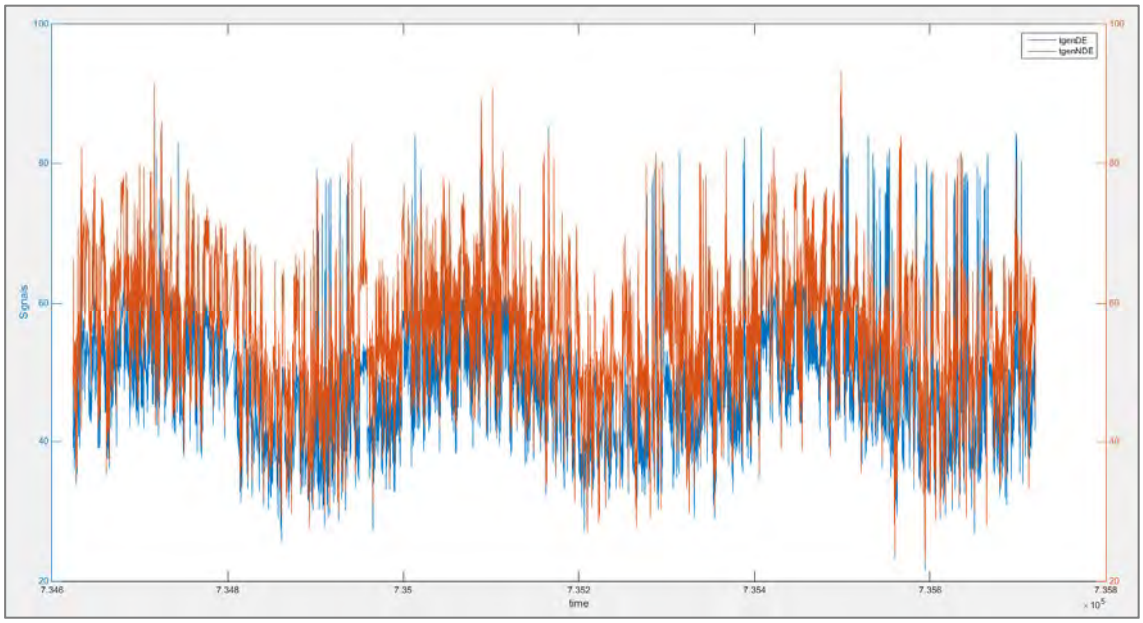


Ilustración 49.- Temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*) y temperatura rodamiento LOA (*tgenNDE) a lo largo del tiempo.* Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Ilustración 49 la temperatura de los rodamientos tiene una elevada dependencia de la temperatura de la nacelle y ésta de la temperatura ambiente, es decir, en verano la temperatura normal de funcionamiento del rodamiento es superior a la de invierno. Para evitar esta dependencia puede utilizarse la variable ficticia $\Delta tgen$, como se muestra en la Ilustración 50.

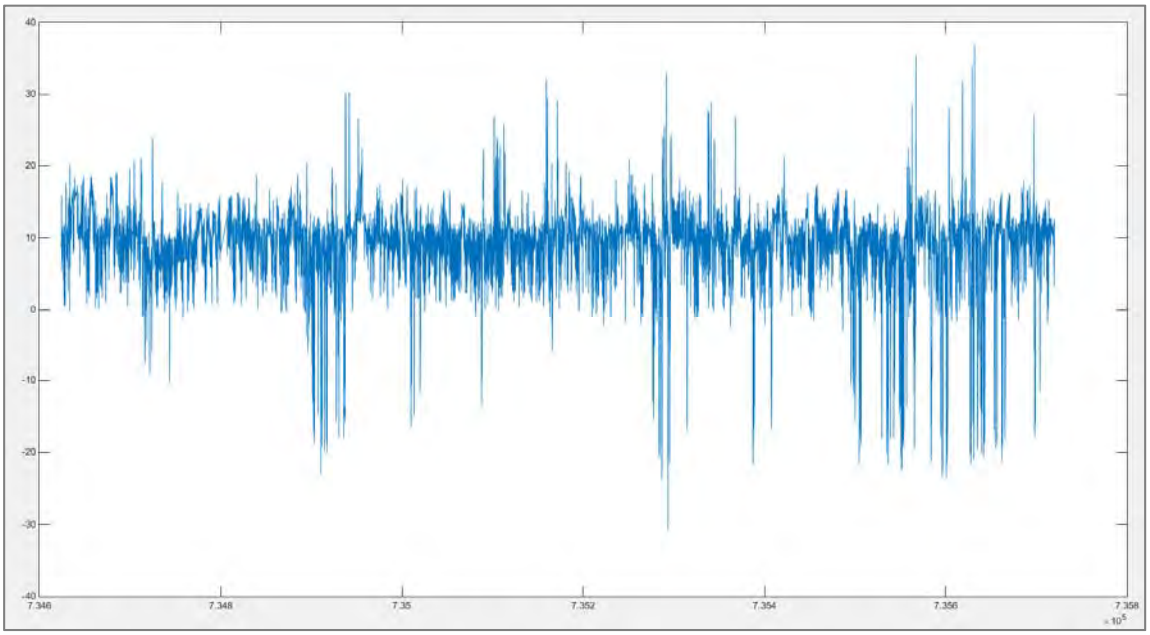


Ilustración 50.- Variable ficticia Δ*tgen* = *tgenNDE- tgenDE* a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

Se observa que el salto térmico medio entre el rodamiento LOA y el rodamiento LA es de 10ºC, de esta forma la dependencia de la temperatura ambiente se ha reducido enormemente. Además se observan las primeras anomalías del comportamiento de los rodamientos, ya que hay numerosos casos en los que el salto térmico cambia de signo, e incluso con valores muy elevados, ya que pasa de estar el rodamiento LOA 10ºC más caliente que el rodamiento LA, a estar este segundo 20ºC más caliente que el primero, es decir se produce un error respecto del "modelo" (salto térmico medio) de 30ºC.

- Modificación de valores de las variables mediante:
  - Funciones simples, como puede ser la función de valor absoluto.
  - Transformación de datos diezminutales a datos medios horarios o medios diarios.

- *Variables de catalogación del dato:* estas variables asignan una categoría al dato, como por ejemplo:

- *state*: Esta variable es doble e identifica con 1 aquellos datos en los que el aerogenerador ha estado el 100% del tiempo en el mismo estado. Además identifica con un número el estado (Manual, Marcha, Listo, Paro, Pausa, Emergencia) en el que se encuentra el aerogenerador en el momento de captura del resto de datos de operación.
- *tp1M, tp1L, tp1P, tp1Pau, tp1Man, tp1E, tp1D:* porcentaje del tiempo que un dato diezminutal ha estado en cada estado durante esos diez minutos (Marcha, Listo, Paro, Pausa, Manual, Emergencia y Desconocido). Se trata de un dato adicional al state, ya que éste facilitaba únicamente el estado en el instante de captura del dato y si ha estado durante todo el periodo en ese estado, pero en caso de que no haya estado durante todo el periodo en el mismo estado, no sabemos que transiciones ha podido haber. Esto es especialmente importante para identificar los datos en los que se produjo algún estado de Emergencia. Estos datos se generaron a partir de la base de datos de estados (base de datos digitales descrita en el apartado 6.1.2.2. Base de datos de señales digitales: alarmas y estados).
- *Dato previo a avería:* Se identifica con un 1, aquellos datos de operación que corresponde a un periodo *T* previo a las averías. El periodo *T* se ha establecido en 30 días para los datos del proceso de modelado.
- *Época del año y hora del día:* En algunos casos se ha considerado catalogar el dato entre perteneciente a una estación del año determinada (mediante el dato del mes), y la hora del día. Se realizó para considerar de alguna forma en el modelo las variaciones de temperatura ambientales entre las estaciones de verano e invierno y la noche y el día.

6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal

En el presente apartado se analizan las diferentes variables que se han seleccionado mediante juicio experto para ser utilizadas en la confección de los modelos de comportamiento del rodamiento LOA. Los objetivos son:

- Determinación de valores límites de operación: estos valores se utilizarán para eliminar los datos aberrantes de la muestra. Conjuntamente a lo descrito en el siguiente apartado, correspondiente al análisis multivariante, se determinaron los límites de operación de cada variable dentro de las diferentes regiones de operación del aerogenerador.
- Determinar fechas en las que se produce un cambio de comportamiento del equipo: este cambio de comportamiento no debe ser por degradación del equipo, sino por cambios en la estrategia de control de los aerogeneradores, como por ejemplo, actualizaciones del software de control o cambio de parámetros de operación como temperaturas máximas etc.

Es de vital importancia identificar estos cambios de comportamiento del equipo, de tal forma que el modelo se entrene con un conjunto de datos en los que el aerogenerador presente un comportamiento similar al del periodo de detección. Cuando se realiza el entrenamiento de una red neuronal, los pesos de las uniones entre neuronas se ajusta conforme el conjunto de datos de entrenamiento, luego si el conjunto de datos de detección no se rige conforme a los mismos criterios de operación (como por ejemplo valores límite de activación o desactivación de la refrigeración de un equipo), el resultado obtenido por el modelo no será satisfactorio, produciéndose de esta forma continuados avisos de mal funcionamiento.

6.2.2.1. Determinación de variables por juicio experto

Partiendo de la experiencia del explotador y el profundo conocimiento del comportamiento operativo del aerogenerador y generador objeto de estudio, las variables seleccionadas para el estudio univariante y multivariante han sido:

Tabla 11.- Principales variables a juicio experto[36]. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*tamb*	*pwrea*
tgenNDE	*tambSON*	*pwfac*
tgenslr	*wmsh*	*pwest*
tgenMAX	*wgenTAC*	*pwrot*
tgenA	*wgenENC*	*pwtot*
tgenB	*angbl*	*state*
tgenC	*velwind*	*tp1X*[96]
tnac	*vgrid*	

Además, se consideraron otras variables generadas adicionalmente como combinación de éstas y del conjunto de variables descritas en el apartado 6.2.1.1. Datos ficticios y adicionales.

Se desestimaron las mediciones de la torre meteorológica por presentar un elevado número de valores incorrectos, esto puede deberse principalmente a la falta de mantenimiento regular de las torres de parque.

Adicionalmente se utilizó un conjunto de variables térmicas para realizar un modelo del comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA. Se seleccionaron estas variables por presentar una elevada correlación multivariante con dicha temperatura, estas variables han sido:

Tabla 12.- Variables específicas del *Modelo Térmico II*. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*thydr*	*tgbxoil*
tgenNDE	*tgenC*	*tgbxhss*

36 X = *tp1M, tp1L, tp1P, tp1Pau, tp1Man, tp1E, tp1D*

6.2.2.2. Exploración general de las variables operativas principales y búsqueda de cambios de comportamiento en equipos

En el presente apartado se busca identificar las fechas en las que se produjeron cambios en el comportamiento de las máquinas, de tal forma que se acota el conjunto de fechas que serán válidas para utilizar dichos datos en el entrenamiento del comportamiento normal de los equipos.

Para ello se revisó la evolución temporal de cada variable, y en muchos casos tras realizar una selección previa de las condiciones operativas en las que se tiene que encontrar la máquina para considerar el dato, por ejemplo, si se desea ver la temperatura normal de trabajo del rodamiento en régimen nominal de producción, se seleccionarán los valores de la temperatura para momentos en los que la máquina estaba produciendo entre 1980-2100kW. Los criterios de filtrado se han realizado según el juicio experto y las regiones de operación del aerogenerador descritas en el apartado 4.3.2. "Funcionamiento del Generador ABB AMK 500L4A BATYH".

En la exploración se observó que no se disponía histórico completo de las variables *wgenTAC* ni *wgenENC,* mientras que de la variable *wmsh* sí se dispone histórico completo desde 01/01/2009 hasta el 31/05/2014, fecha final del histórico de datos.

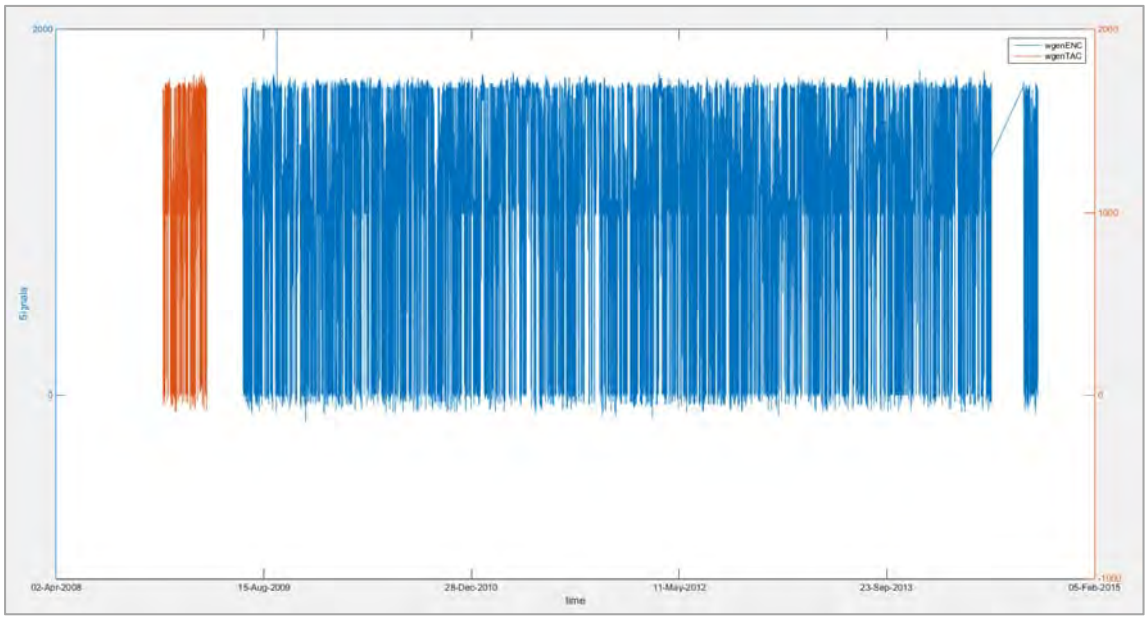


Ilustración 51.- Representación temporal de las variables *wgenTAC* (rojo) y *wgenENC* (azul). Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la Ilustración 51, como los límites de operación de rotación del generador coinciden con las estadísticas del gráfico de caja y bigotes siguiente. Los valores oscilan entre –45 y 984 rpm cuando está "*listo*" y entre 984-1000 (mínima subsincrónica) y 1680 (sincronismo)-1717 (máxima) cuando está en "*marcha*". Se observa algún valor fuera de rango, luego se fijarán los límites anteriores como filtro de datos aberrantes.

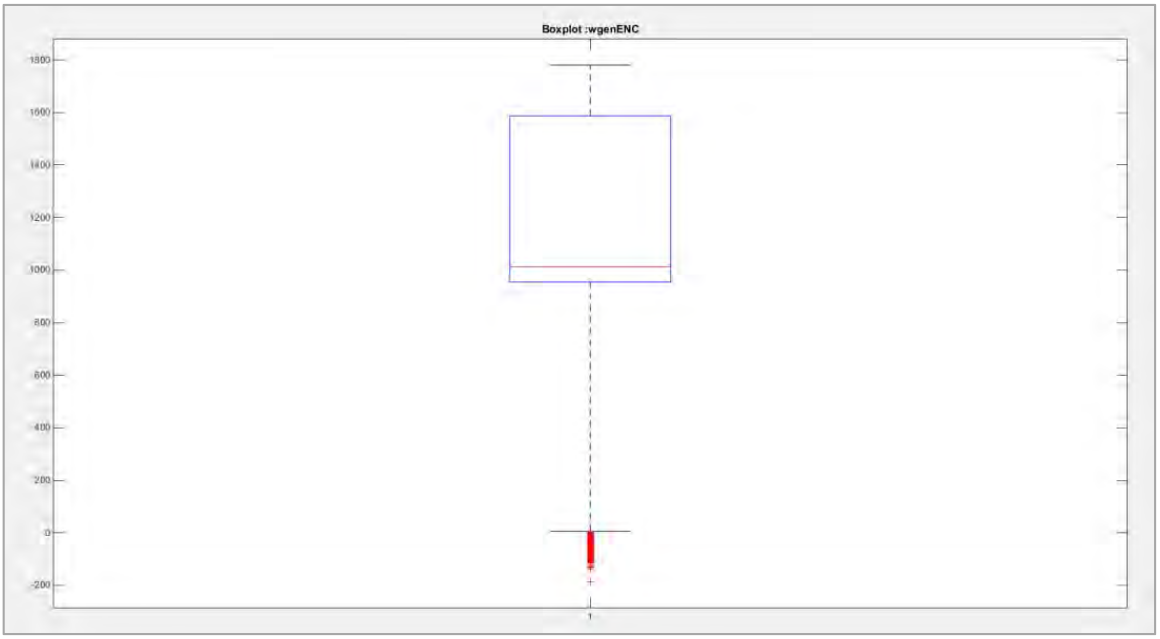


Ilustración 52.- Gráfico de caja y bigotes de la variable wgenENC. Fuente: Elaboración propia.

Se realizó este análisis univariante a las variables utilizadas en los modelos descritos más adelante, de tal forma que se aplicó un filtrado "manual"[37] de los datos antes del entrenamiento de las redes neuronales.

En la Ilustración 53 se representa la velocidad de giro del eje principal (*wmsh*), la cual dispone de histórico completo desde el inicio de operación del parque. Al estar directamente relacionadas la velocidad de giro del eje principal y la velocidad de giro del generador (mediante una relación de transformación de 100,5 rpm del generador por 1 rpm del eje principal) podría utilizarse esta variable en el caso de falta de datos en el encoder del generador. En aquellos casos en los que los datos del encoder eran

37 Se entiende por manual la fijación de los límites de filtrado, aunque posteriormente el filtrado se haga automáticamente en las macros de tratamiento de datos desarrolladas.

defectuosos o ausentes, se han completado con la medición del eje principal transformada según la relación antes mencionada.

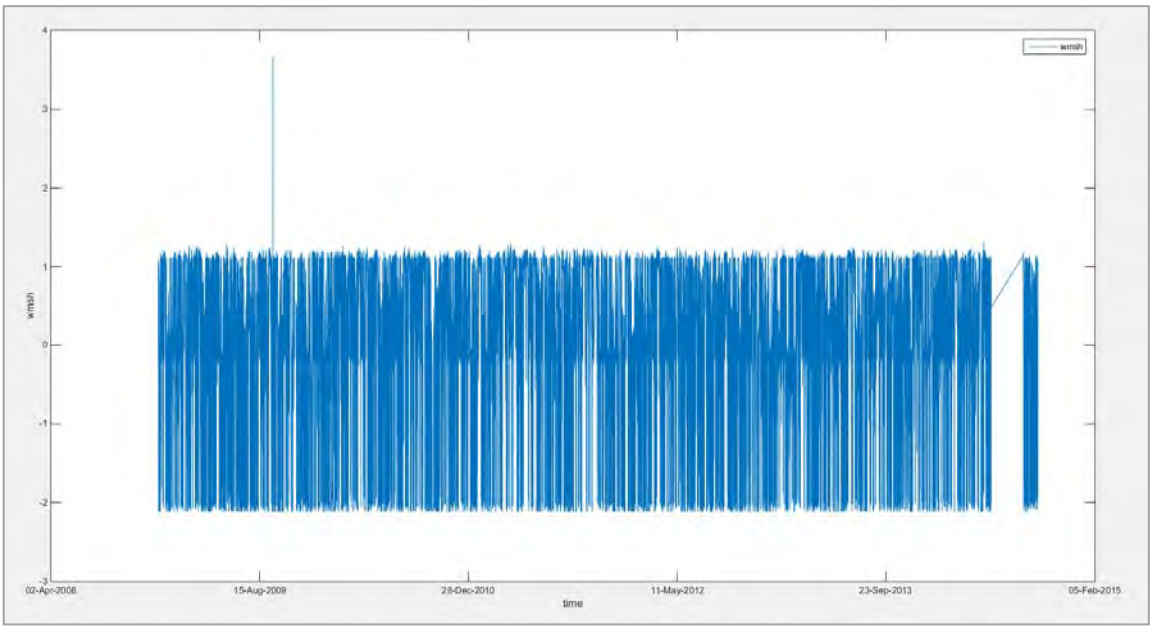


Ilustración 53.- Representación temporal de la variable wmsh en escala normalizada (azul). Fuente: Elaboración propia.

Para confirmar que la correlación entre dichas variables se mantiene de forma linear en cualquier rango de producción del equipo se ha realizado la siguiente gráfica de correlación de las dos variables:

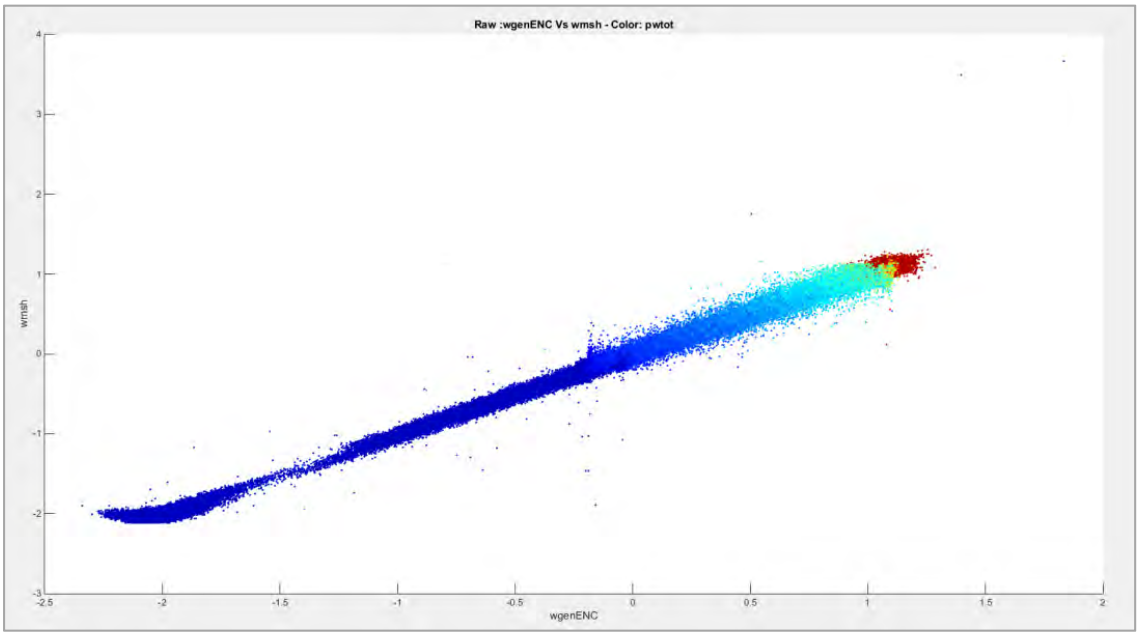


Ilustración 54.- Correlación de las variables normalizadas de wgenENC (eje x) y wmsh (eje y), en color la potencia. Fuente: Elaboración propia.

Se observa una correlación lineal entre las dos variables abriéndose ligeramente conforme aumentan las rpm. Todos aquellos puntos alejados de ésta relación fueron considerados como aberrantes y se eliminaron de la muestra de modelización. En el apartado 6.3.3. Tratamiento y limpieza general de los datos de entrenamiento de los modelos, correspondiente a la preparación de los datos se describe la metodología seguida para la determinación y eliminación de aberrantes.

Al analizar las variables térmicas del aerogenerador se observa una elevada dependencia estacional, e incluso de la hora del día por los saltos térmicos entre el día y la noche. En las siguientes imágenes se representa la temperatura de los devanados del generador y la temperatura máxima registrada en los mismos.

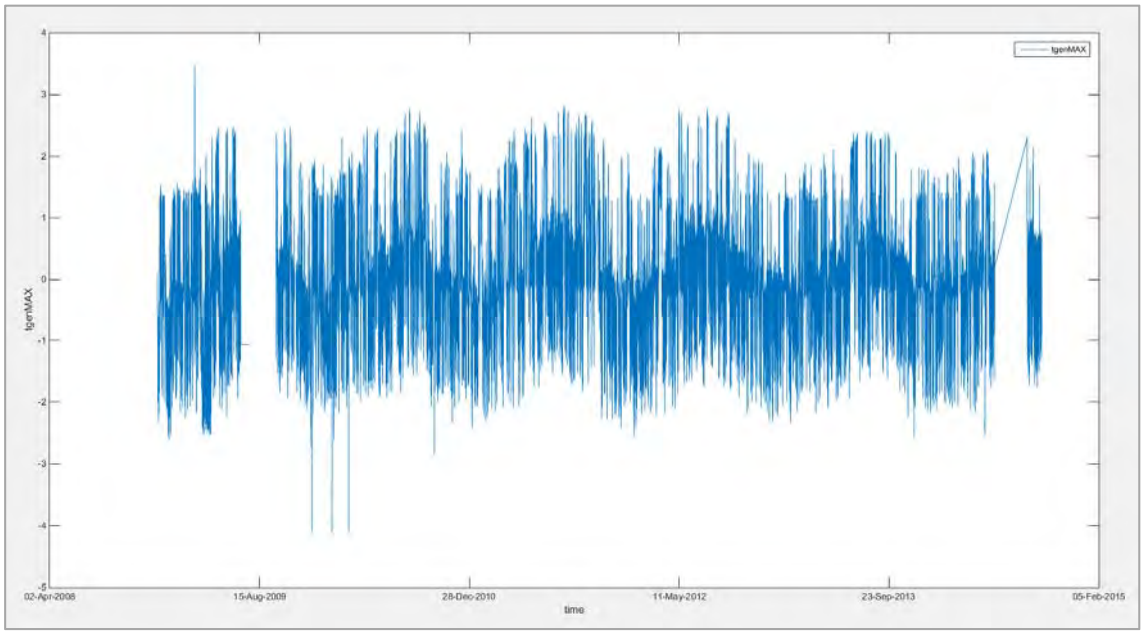


Ilustración 55.- Representación de la variable tgenMAX normalizada. Fuente: Elaboración propia.

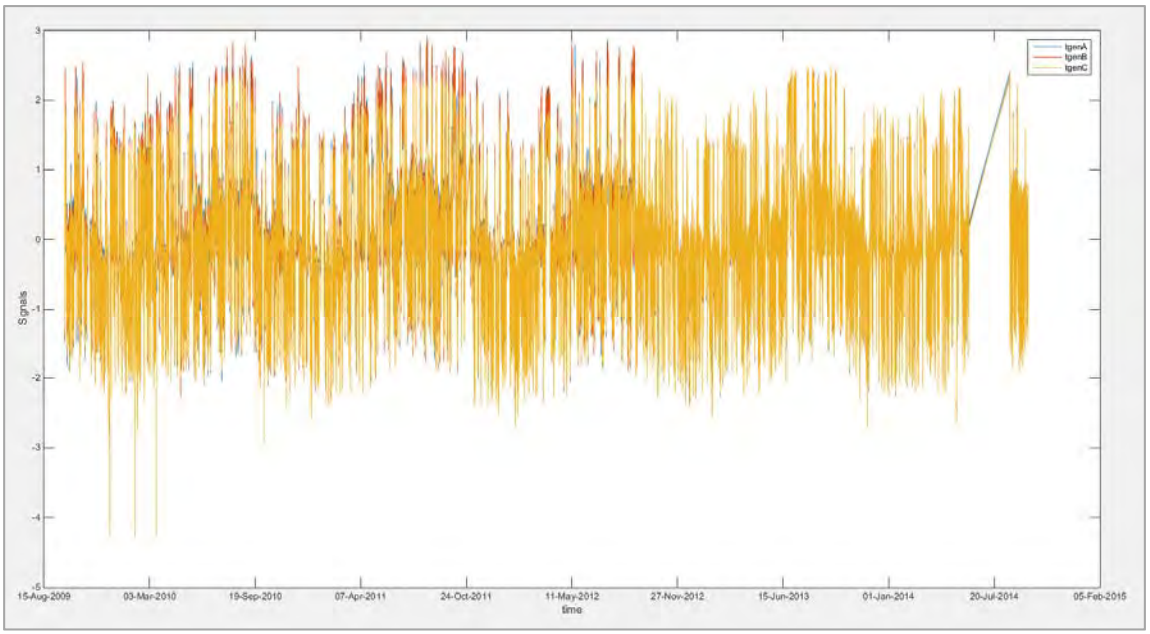


Ilustración 56.- Representación de las variables tgenA, tgenB y tgenC normalizadas. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 57, se ha representado la variable *tgenMAX* que se ha calculado como el valor máximo en cada uno de los tres devanados del generador. Sin embargo en la Ilustración 56 se observa como la temperatura del devanado C (*tgenC*) es más estable a lo largo de todo el histórico, posiblemente por este motivo el estudio de correlación multivariante con *tgenNDE* identificaba esta variable como la más representativa en lugar de *tgenMAX*. No obstante para el resto de modelos se utilizó la variable *tgenMAX*, ya que como se observa en esta misma Ilustración 56, se estabiliza la temperatura de los devanados A y B a partir de Septiembre de 2012. Además para nuestro modelo de temperatura del rodamiento LOA (o NDE) nos interesa conocer las fuentes de calor extremas, luego la temperatura máxima del devanado aportará más información (mayor aportación de calor al rodamiento) que una temperatura inferior. En la Ilustración 57se representa la variable *tgenMAX* calculada:

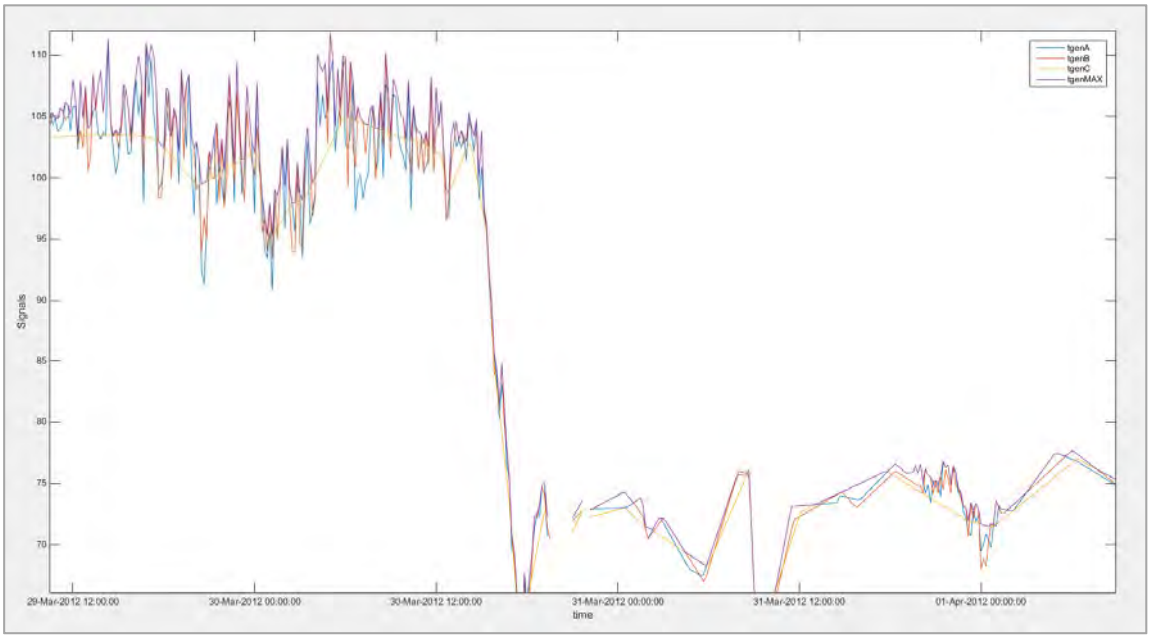


Ilustración 57.- Representación de la variable *tgenMAX* (morado) calculada a partir de *tgenA* (azul), *tgenB* (rojo) y *tgenC* (amarillo). Fuente: Elaboración propia.

Como se ha mencionado anteriormente estas variables presentan una elevada dependencia de la temperatura ambiente, como puede verse en las siguientes ilustraciones:

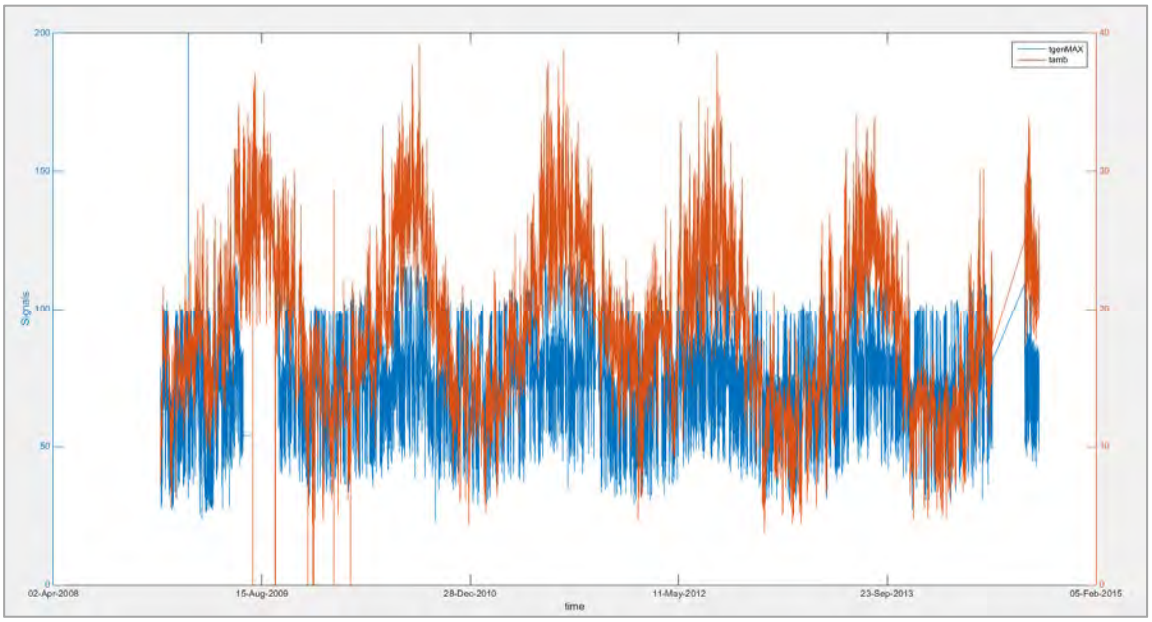


Ilustración 58.- Representación de la temperatura *tgenMAX* en azul (eje y izquierdo) y *tamb* en rojo (eje y derecho). Fuente: Elaboración propia.

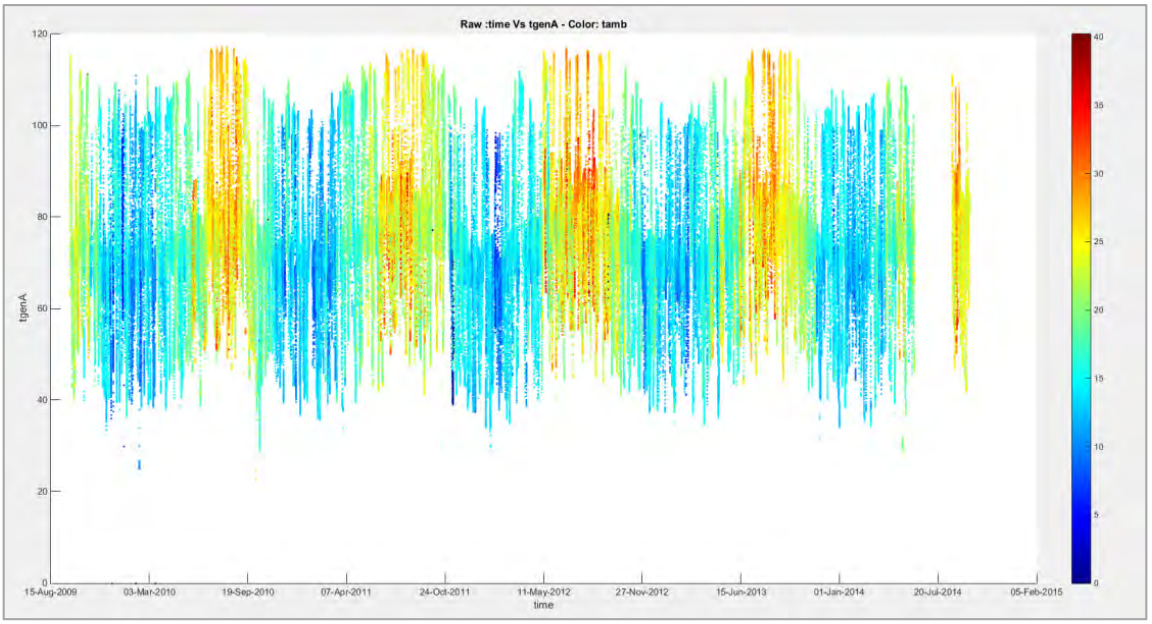


Ilustración 59.- Representación de la temperatura *tgenMAX* y *tamb* en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Esta dependencia térmica complica la modelización de la temperatura de los equipos, ya que como se observa en la Ilustración 59, una temperatura del devanado

de más de 110ºC en verano es una temperatura perfectamente normal, mientras que si se obtiene esta temperatura en invierno se trataría de un dato sospechoso de mal funcionamiento. Para evitar esta dependencia de la temperatura ambiente se utilizan como valores límites de operación saltos térmicos en lugar de temperaturas fijas, es decir y a modo de ejemplo, en lugar de fijar la temperatura máxima de operación del devanado en 110ºC se fijaría en 80ºC sobre la temperatura ambiente.

Otro aspecto a considerar, es que la temperatura dependerá de la carga de la máquina en cada momento, es decir cuanta más energía esté produciendo mayor será su temperatura, cosa que se cumple cuando el equipo lleva un tiempo a la misma carga de trabajo, ya que si el dato se mide en los instantes inmediatamente posteriores al paso de listo a marcha (si ha estado el tiempo suficiente en listo para alcanzar el régimen permanente), los valores no corresponderán a la temperatura máxima, ya que una máquina pasa de 0 a 100% de carga casi de forma inmediata, pero las temperaturas en algunos componentes no sufren dichos cambios bruscos por la propia inercia térmica.

Continuado con el resto de variables principales se detectó un cambio en la estrategia de control de los aerogeneradores entre septiembre y octubre de 2009, como se observa en la Ilustración 60, seguramente por cambio en la normativa de inyección de reactiva y huecos de tensión.

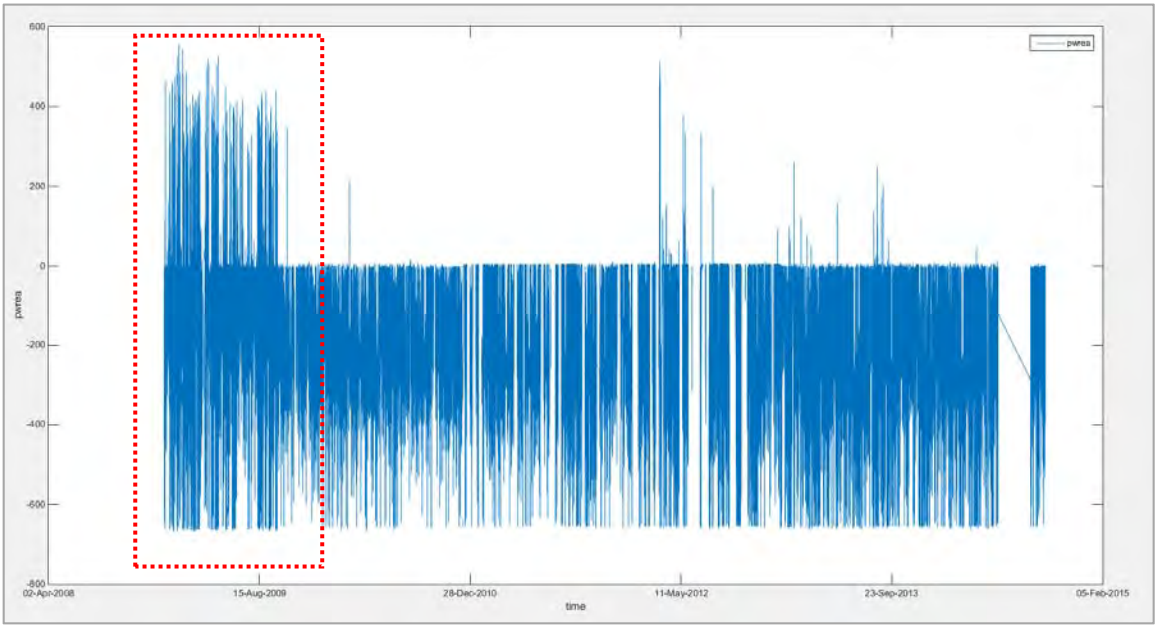


Ilustración 60.- Representación de la potencia reactiva del generador (*pwrea en kVA*).
Fuente: Elaboración propia.

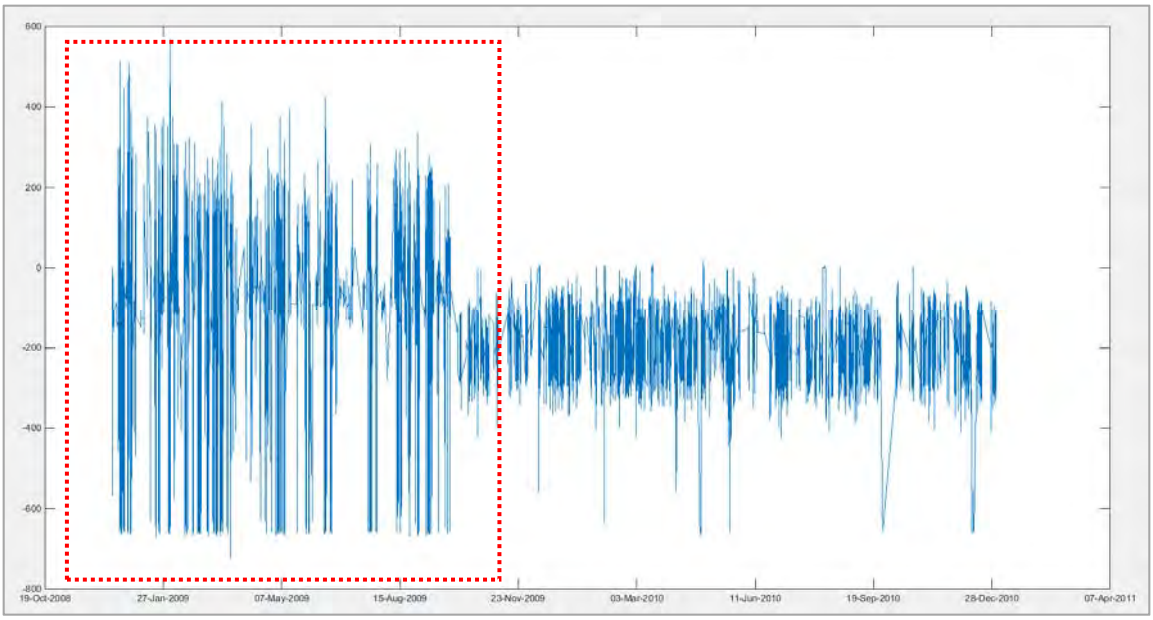


Ilustración 61.- Detalle del cambio de estrategia de control del aerogenerador visto en la representación de la potencia reactiva del generador (*pwrea en kVA*). Fuente: Elaboración propia.

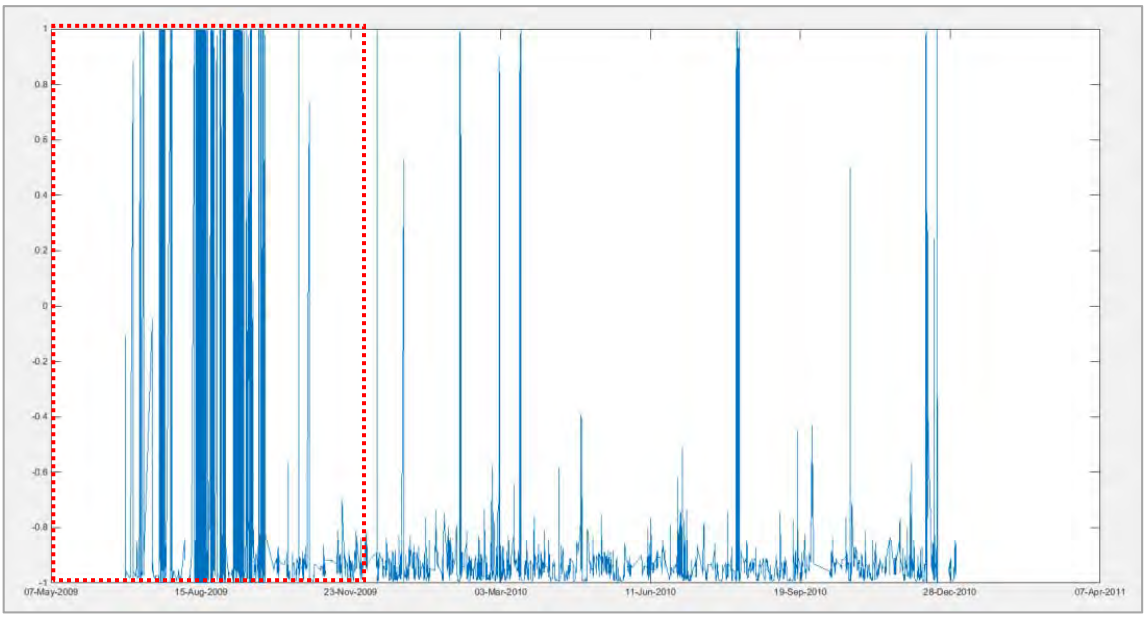


Ilustración 62.- Detalle del cambio de estrategia de control del aerogenerador visto en la representación del valor de consigna del coseno de Phi del generador (*pwfac*). Fuente: Elaboración propia.

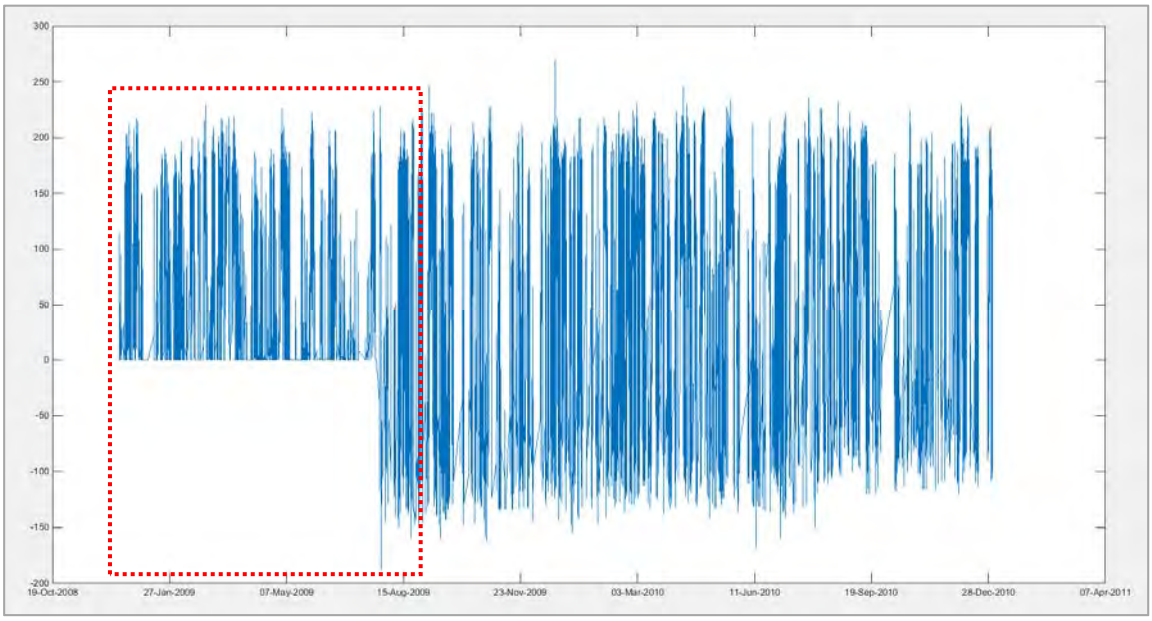


Ilustración 63.- Detalle del cambio de estrategia de control del aerogenerador visto en la representación de la potencia del rotor del generador (*pwrot en kW*). Fuente: Elaboración propia.

En las ilustraciones siguientes se observan cambios en junio de 2009 (representado en color verde) y en el periodo de diciembre de 2010 a diciembre de 2012 (datos en rojo en la parte baja de la curva de potencia). Este segundo cambio de comportamiento es posiblemente debido a que durante ese periodo se optó por utilizar el generador como motor (*pwfac* =1) para arrancar el equipo en los momentos de poco viento, por ese motivo se adelanta la curva de potencia del aerogenerador a regiones con viento más bajo. Seguramente después de un tiempo se decidió no continuar con dicha estrategia por consumir más energía de la que se generaba.

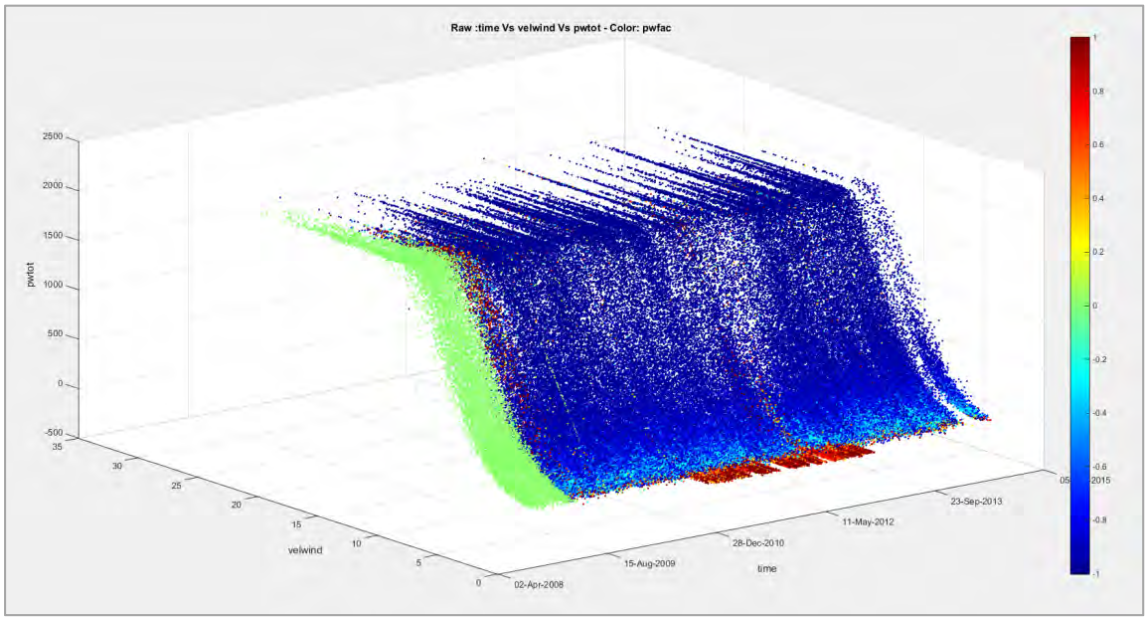


Ilustración 64.- Representación temporal de la curva de potencia del aerogenerador con *pwfac* en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

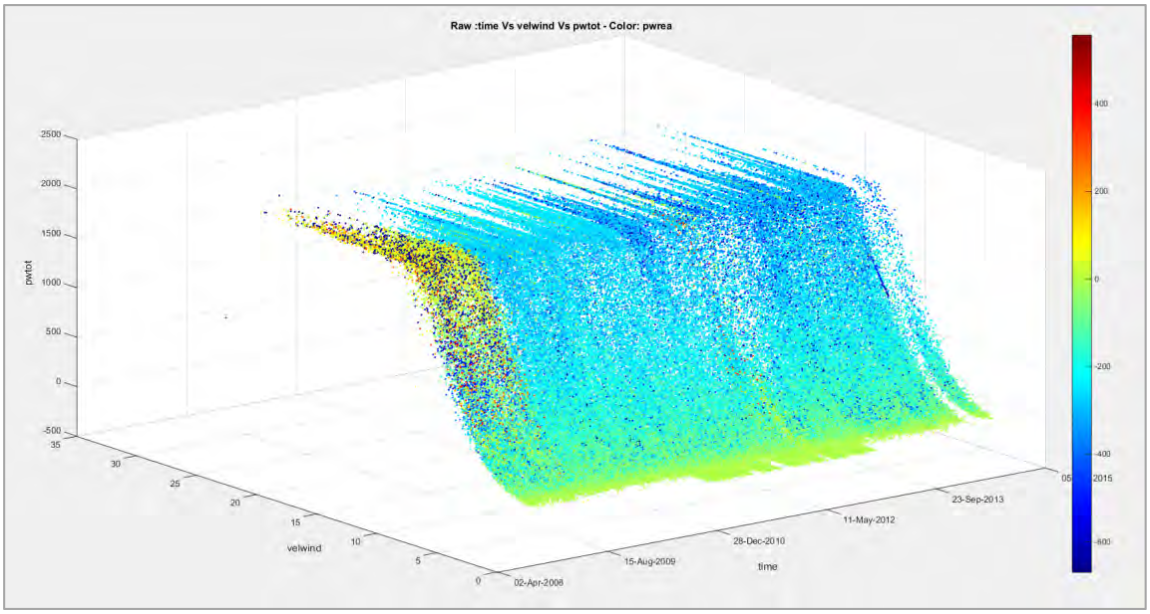


Ilustración 65.- Representación temporal de la curva de potencia del aerogenerador con *pwrot* en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Para el *Modelo Térmico II*, que se describe más adelante, se consideran temperaturas de la multiplicadora. En septiembre de 2009 se realizó un cambio en los parámetros de temperatura de operación de la multiplicadora, luego este modelo térmico se entrenó con datos posteriores a 01/10/2010. Este cambio de parámetros afectará principalmente a la temperatura interior de la nacelle, luego de forma indirecta afectará a todos los modelos que utilizan esta variable de entrada. Dado que se dispone de una base de datos considerable, y que finalmente se realizó un modelo genérico para todos los equipos, se utilizará esta fecha como fecha de inicio del histórico de datos de operación válidos para entrenamiento.

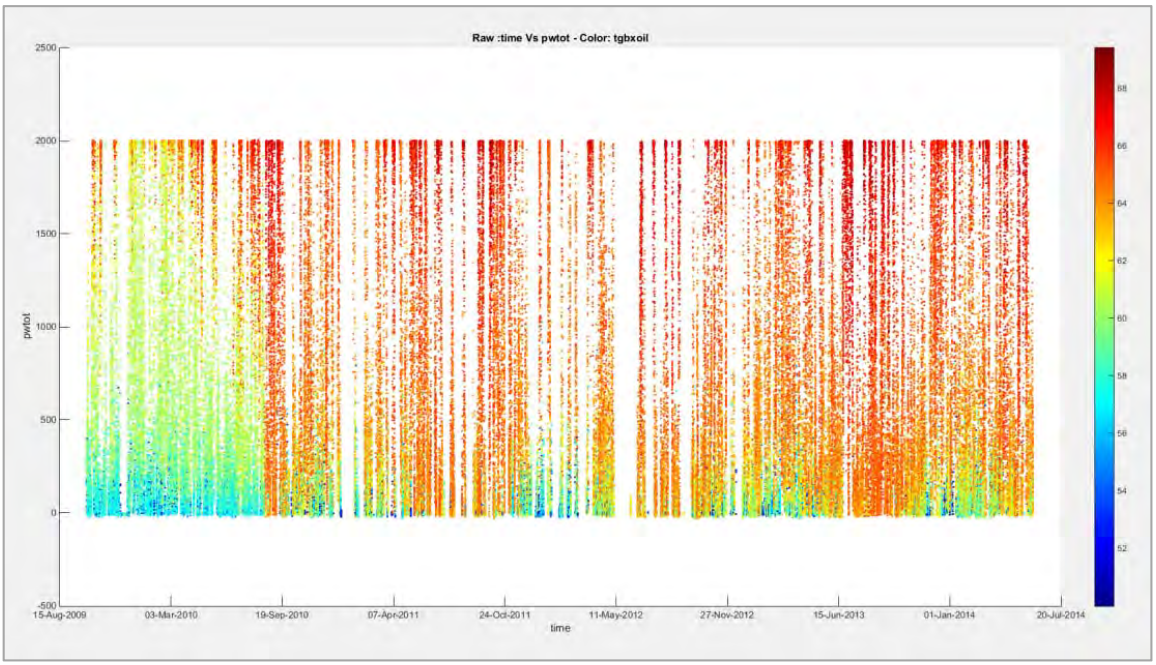


Ilustración 66.- Representación temporal de la potencia del aerogenerador (*pwtot*) y en la escala de color la temperatura del aceite de la multiplicadora (*tgbxoil*). Fuente: Elaboración propia.

Al comparar la temperatura ambiente (*tamb*) frente a la temperatura ambiente del sónico (*tambSON*), se observa que la distribución de temperaturas medidas en el emplazamiento es similar, pero si comparamos dato a dato las mediciones de ambos sensores, se observa que el sensor sónico presenta un elevado número de valores aberrantes que a simple vista se identifican como no válidos ya que indican 0ºC.

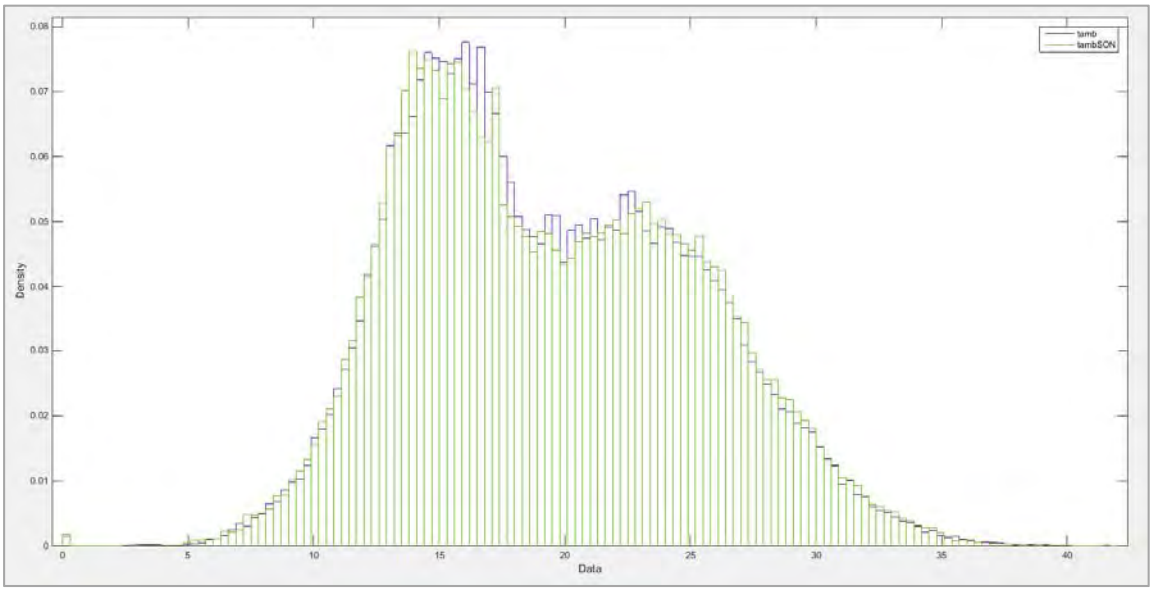


Ilustración 67.- Distribución de temperaturas en el emplazamiento del parque, en morado la temperatura correspondiente a *tamb* y en verde la temperatura registrada por el sónico *tambSON*. Fuente: Elaboración propia.

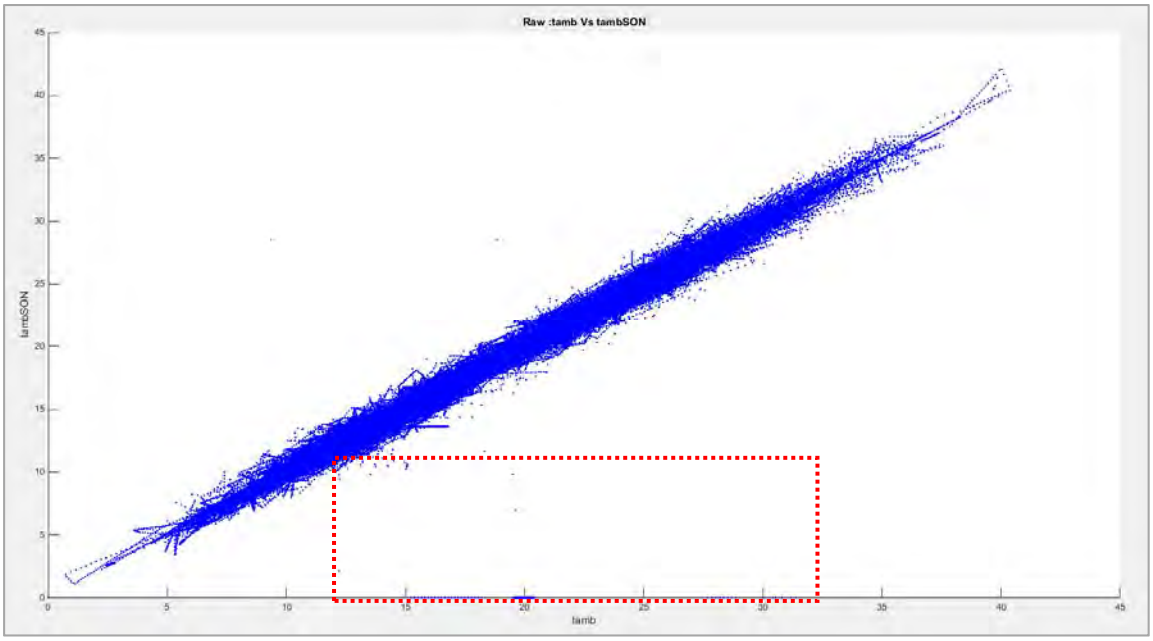


Ilustración 68.- Comparativa de las temperaturas en el emplazamiento del parque, en el eje x la temperatura correspondiente a *tamb* y en el eje y la temperatura registrada por el sónico *tambSON*. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados se desestimó utilizar la temperatura registrada por el sensor sónico (*tambSON*).

No se observaron más cambios representativos en el comportamiento operativo de los aerogeneradores, luego el periodo temporal utilizado para los estudios será entre 01/10/2010 y 31/05/2014.

Una vez determinadas las variables principales y los periodos válidos para el análisis se pasa a determinar los valores límites de operación de las mismas.

6.2.2.3. Determinación de límites de operación de las variables principales

En el presente apartado se han analizado las diferentes variables de operación utilizadas en los modelos con la finalidad de definir los límites de operación y establecer los filtros fijos que eliminarán los datos aberrantes de las muestras de entrenamiento de los modelos. Algunos límites se definen de forma general para cualquiera de las estaciones del año y para cualquier potencia generada en el aerogenerador, mientras que para otras variables se han definido límites de operación propios para cada región de las antes citadas.

A lo largo del apartado se mencionan diferentes regiones de operación, para definir dichas regiones se realizó una aproximación multivariante como se describe en el apartado 6.2.3.3. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA bajo ciertas condiciones de operación. de la presente tesis, posteriormente se realizó un nuevo estudio univariante, de tal forma que mediante un proceso recursivo se definieron las regiones de operación Z0, Z1, Z2, Z3 y Z4.

6.2.2.3.1. Temperatura del rodamiento LOA: *tgenNDE*

La temperatura de los rodamientos LOA tiene una clara dependencia con la temperatura ambiental y como se observa en la Ilustración 69, la temperatura oscila entre 29ºC y 81ºC, dependiendo de la estación del año y la potencia generada.

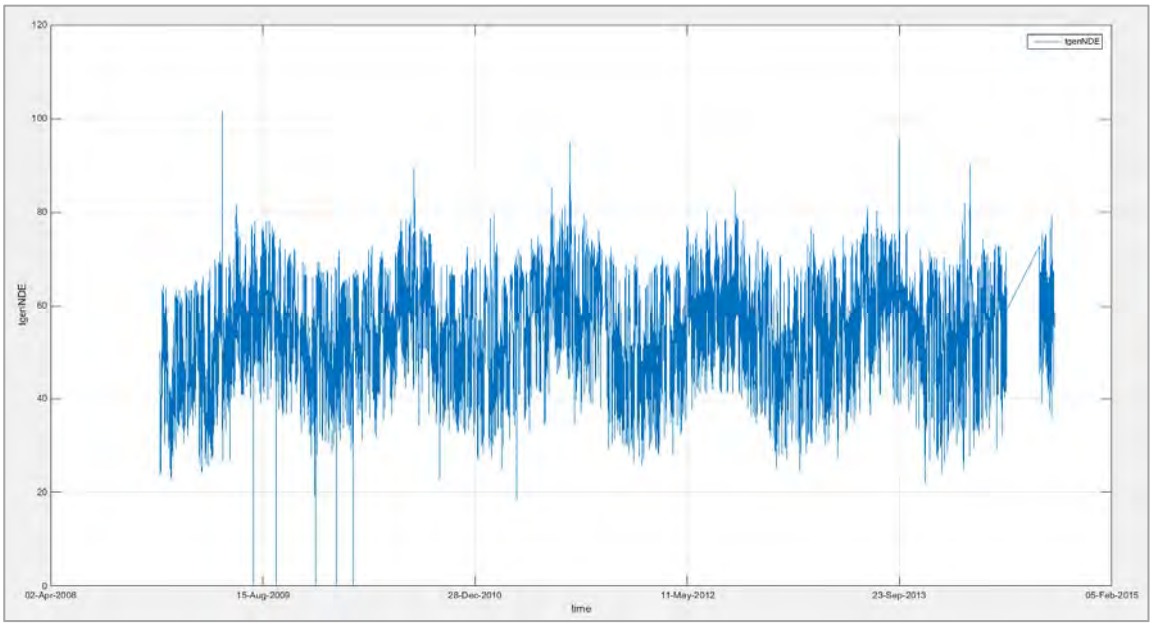


Ilustración 69.- Representación de la variable temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la Ilustración 69 la existencia de datos aberrantes de valor excesivamente bajo. Según los parámetros de operación del aerogenerador, el equipo no se pondría en marcha si antes no alcanza la temperatura mínima de operación, luego valores de temperatura próximos a cero no son válidos. El filtro manal inferior eliminará todos aquellos valores (todo el registro temporal, es decir, todas las variables en ese instante de tiempo) en los que la temperatura del rodamiento LOA sea inferior a 25ºC.

Además se observan valores elevados por encima de la media los valores máximos, de tal forma que se eliminarán de forma general todos los valores superiores a 85ºC (para el conjunto de datos de entrenamiento).

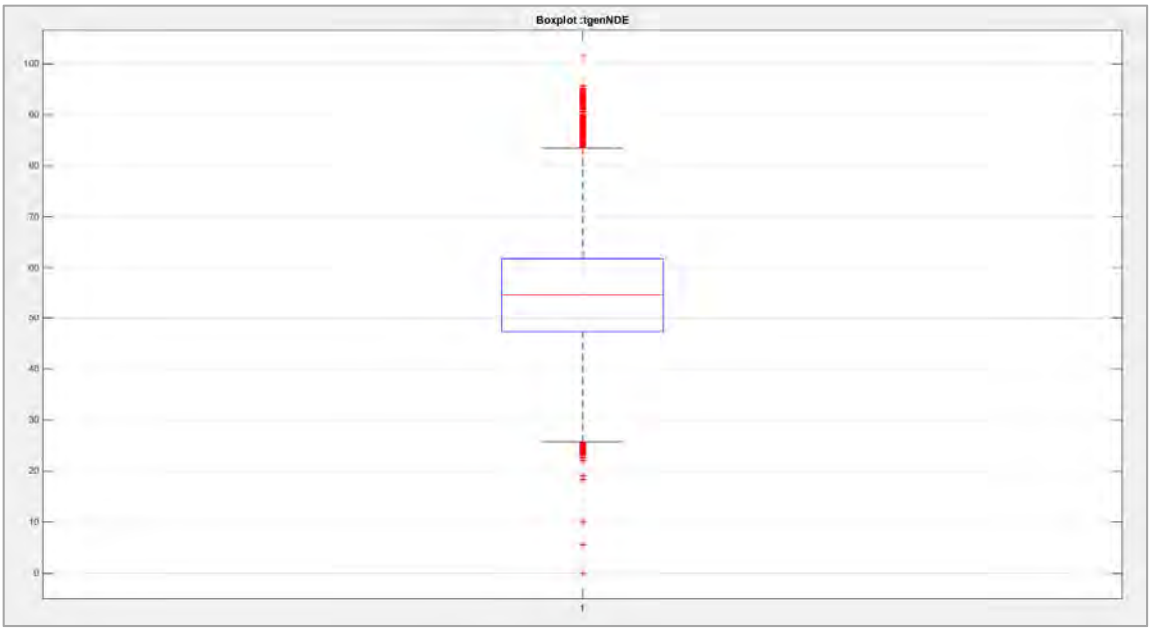


Ilustración 70.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Según los modelos expuestos en el apartado 6.3. Descripción de los modelos, se describen varias configuraciones específicas para ciertas estaciones del año y para ciertas regiones de operación. Para los modelos expertos de cada estación se realizó un filtrado específico conforme la Tabla 13. En todos los casos el filtro inferior ha sido de 25ºC y el superior de 85ºC para verano y 80ºC para el resto de estaciones.

Tabla 13.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

tgenNDE	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	29	25.5	30.2	37.94	31.7
Percentil 25	48.4	43.63	89.2	54.81	49.5
Mediana	54.9	49.4	54.5	60.3	55.5
Percentil 75	61.3	55.55	60.86	66	61.4
Máximo	80.76	73.7	70.1	83.5	79.1

En los modelos específicos de regiones de operación, se aplicó el filtrado general ya que en la operación normal del aerogenerador se salta continuamente de una zona a otra, pero las temperaturas tardan un tiempo en estabilizarse, de tal forma que en datos de una zona se estén midiendo temperaturas propias de la zona en la que se

encontraba anteriormente. Los modelos basados en series temporales presentaron muy buenos resultados para reproducir el comportamiento de la temperatura, incluso para "predecir" valores próximos, pero sin embargo estos modelos no resultaron ser apropiados para la detección de degradaciones.

Tabla 14.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*) para cada una de las zonas de operación[38]. Fuente: Elaboración propia.

tgenNDE	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	22.04	35.87	40.8	46.3	50.8
Percentil 25	39.64	48.82	52.94	59.3	64.5
Mediana	45.76	52.93	56.92	63.4	68.3
Percentil 75	51.47	57.45	61	68.4	73.9
Máximo	69.18	70.39	73.1	81.7	88

Se observa en la tabla anterior como las temperaturas sufren importantes oscilaciones dependiendo de la zona de operación del generador, quedando demostrado que a mayor potencia, mayor es la temperatura esperada en el modelo. Se da la disyuntiva de que es en invierno cuando se da con mayor frecuencia la región de operación Z4, que precisamente es la que presenta una temperatura media más baja, de ahí la dificultad para modelizar la región Z4 en invierno, como se describe con detalle en el apartado 6.3. Descripción de los modelos.

6.2.2.3.2. Temperatura del rodamiento LA: *tgenDE*.

Al igual que sucede con la temperatura del rodamiento del LOA, en el rodamiento LA se observan datos aberrantes con valores excesivamente bajos, para estos casos se puso un límite inferior de 20ºC, de tal forma que se descartaron los datos con temperaturas menores a dicho valor.

Dado que la relación térmica entre estos dos rodamientos (*tgenNDE-tgenDE*) es de aproximadamente ΔT^a=10ºC, se fijó el límite de la temperatura normal del rodamiento LA en 75ºC.

38 Las regiones de operación se describen en detalle en el apartado 6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada"

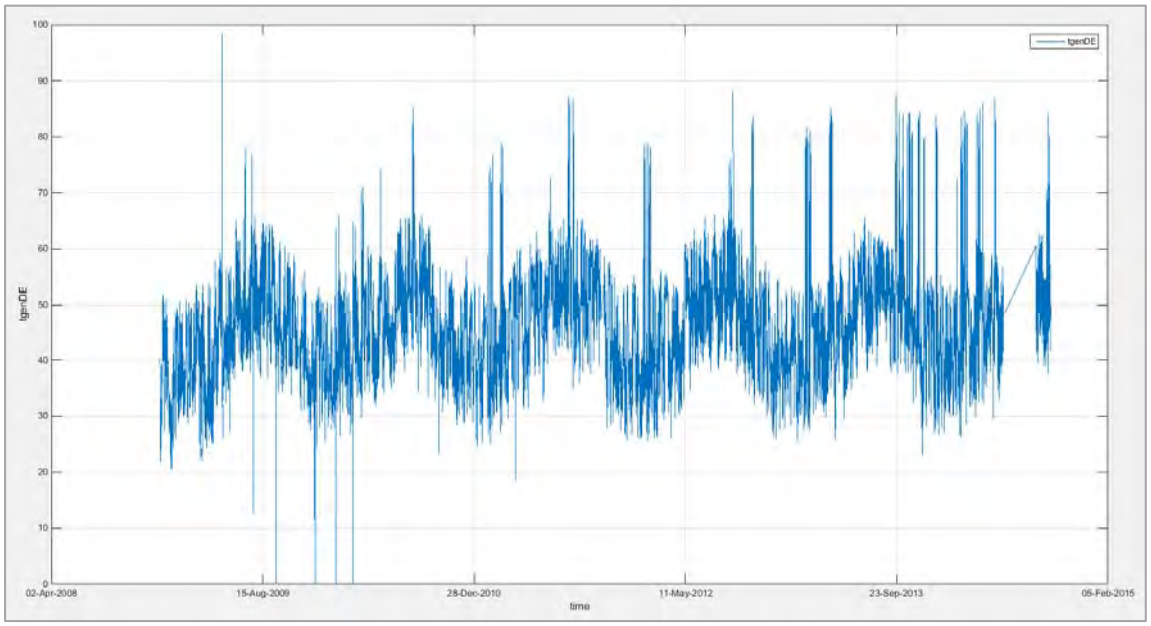


Ilustración 71.- Representación variable temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

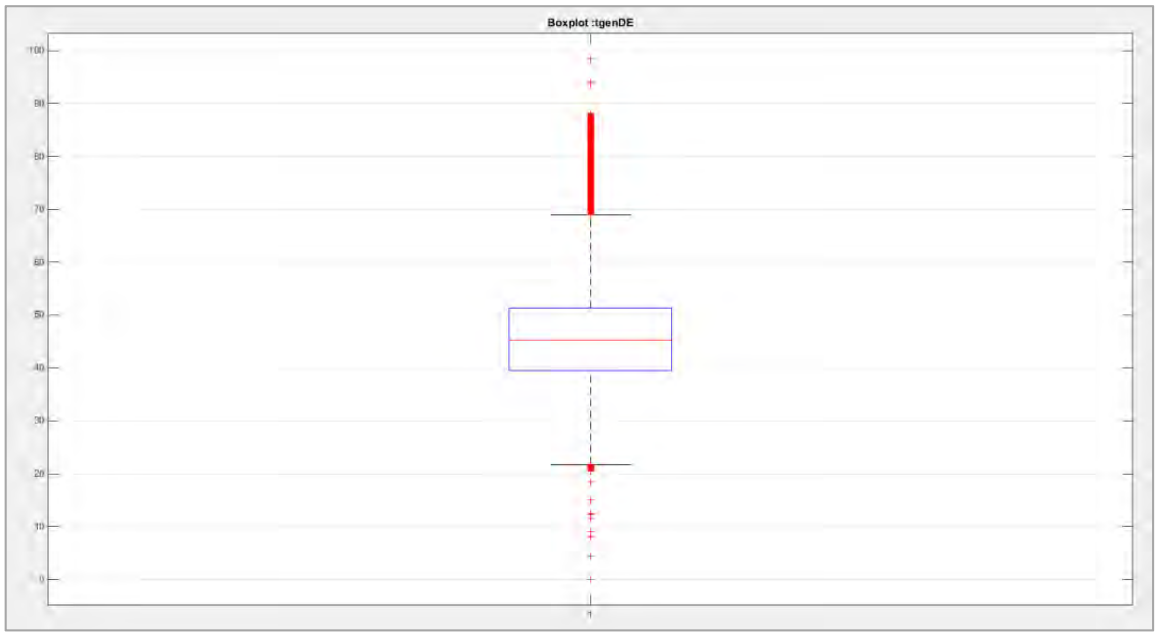


Ilustración 72.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en casos anteriores existe una importante dependencia con la temperatura ambiente, y se fijaron los límites para el filtro inferior en 20ºC y el superior de 71ºC para verano y 66ºC para el resto de estaciones.

Tabla 15.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	23.4	23	26.76	34.8	27.01
Percentil 25	39.8	35.7	40.25	47.13	41.3
Mediana	45.26	39.4	44.58	51.11	45.94
Percentil 75	54.64	44.2	49.21	55.33	50.87
Máximo	67.17	57.2	62.64	67.6	65.43

Tabla 16.- Valores estadísticos de la variable temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	20.5	25.75	28.6	32.7	36.4
Percentil 25	34.83	38.34	40.89	45.8	44.9
Mediana	39.68	42	44.69	49.4	52.5
Percentil 75	44.93	46.82	49.13	54.6	57.3
Máximo	72.93	59.53	61.6	67.7	70.07

6.2.2.3.3. Temperatura de los anillos rozantes*: tgenslr*

Como sucede en los casos anteriores, la temperatura de los anillos rozantes presenta una elevada dependencia con la temperatura ambiental, pero además se observa como en la temporada de verano tiende a sobrecalentarse, de ahí que se tenga una elevada concentración de temperaturas máximas en esta estación, como se verá al analizar la temperatura ambiente, hay una relación directa, esto es debido a que el aire de refrigeración de los anillos rozantes entra directamente de la nacelle, mientras que el aire de refrigeración de los rodamientos y devanados es parte de un circuito cerrado, luego la dependencia con la temperatura exterior es menor que en los anillos rozantes. La temperatura máxima se controla con una serie de ventiladores de refrigeración como se describió en el apartado 4.3. Descripción del generador objeto de estudio.

Conforme a los gráficos de cajas y bigotes, la temperatura mínima considerada como límite de dato aberrante será de 15ºC. De forma general el límite máximo se fijó en 65ºC.

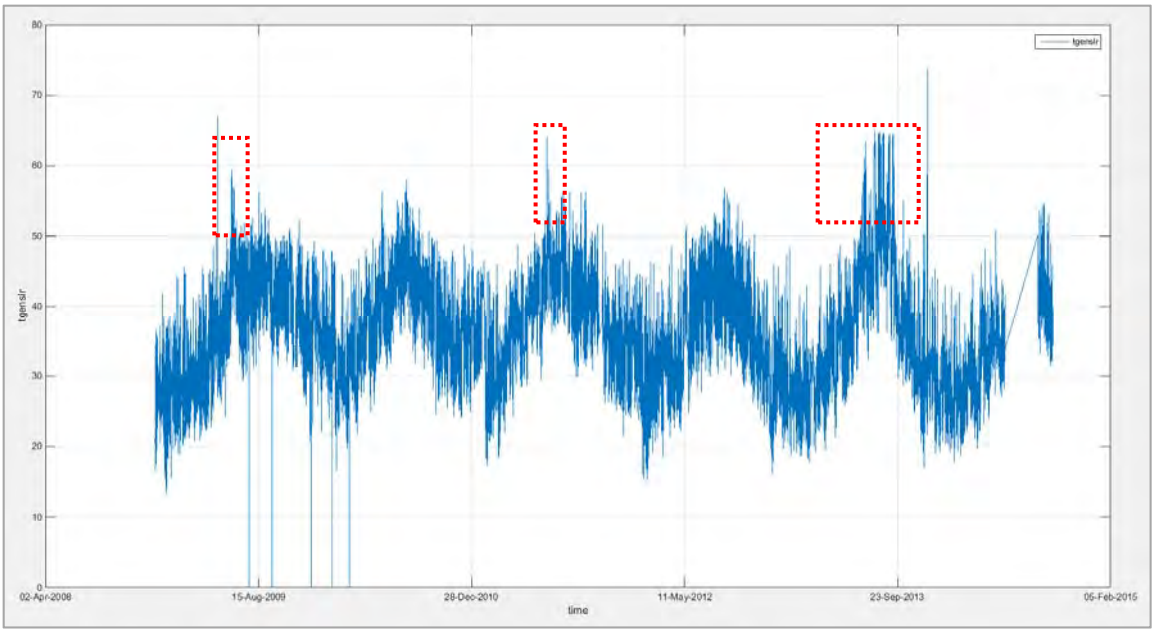


Ilustración 73.- Representación variable temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

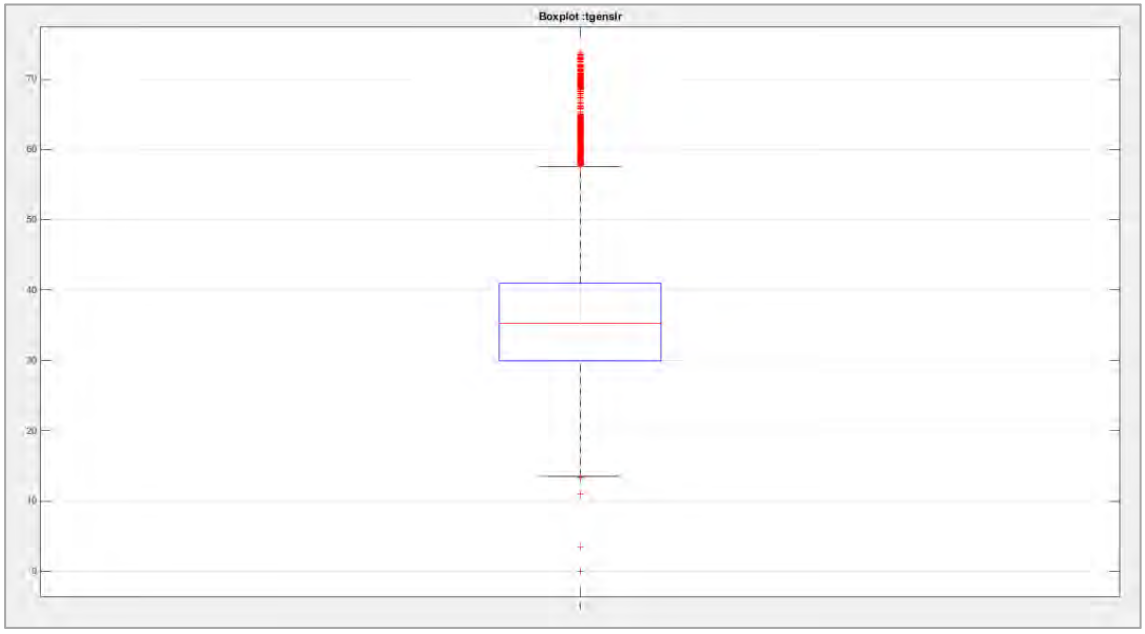


Ilustración 74.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Los límites específicos para cada estación del año son 15ºC como límite inferior y 60ºC para verano y 55ºC para el resto de estaciones.

Tabla 17.- Valores estadísticos de la variable temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

tgenslr	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	13.48	13.98	18.59	29	20.6
Percentil 25	29.96	25.83	29.58	39.73	32.74
Mediana	35.33	29.13	33.17	43.25	36.74
Percentil 75	41	33.76	37.22	46.85	40.86
Máximo	57.55	45.64	48.66	57.53	53.08

Tabla 18.- Valores estadísticos de la variable temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

tgenslr	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	16.3	13.23	14.6	17.76	20.28
Percentil 25	31.63	27.4	28.79	32.05	34.28
Mediana	36.74	32.55	33.8	38.59	40.2
Percentil 75	41.83	37.6	39.15	43.62	44.52
Máximo	56.89	53	55.17	60.97	59.9

6.2.2.3.4. Temperatura máxima de los devanados: *tgenMAX*

La temperatura máxima de los devanados del generador está limitada por el sistema de refrigeración. Según se observa en la siguiente imagen, los límites rondan los 100ºC en invierno y los 120ºC en verano. Se puede crear un sistema de indicadores de contero del número de veces que se alcanza el valor máximo de una variable, y si aumenta la frecuencia de veces con la que se alcanza el valor máximo, es posible que se esté dando la degradación de algún componente. Conforme a estas gráficas, fijar un único valor límite para realizar el conteo sería un criterio erróneo, ya que en dependencia de la época del año el límite es uno u otro.

De forma general, la temperatura mínima se ha fijado en 24 ºC y la temperatura máxima en 121 ºC.

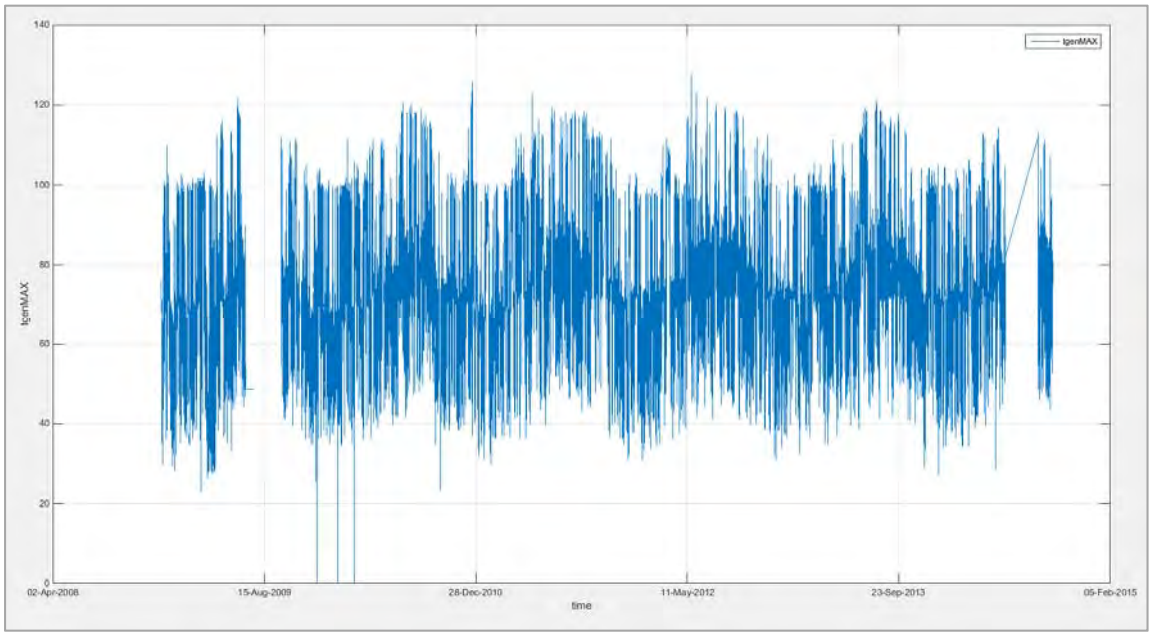


Ilustración 75.- Representación variable temperatura máxima de los devanados (*tgenMAX*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

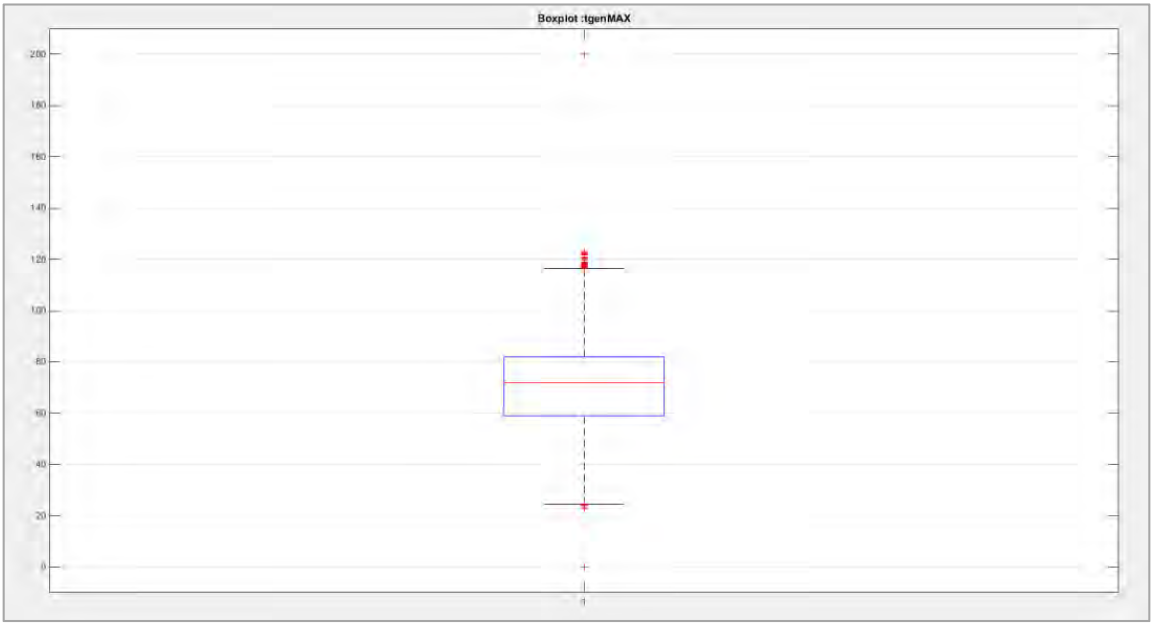


Ilustración 76.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura máxima de los devanados (*tgenMAX*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los límites estacionales se ha fijado como mínimo 24ºC para todas las estaciones y 121ºC para verano y 116ºC en el resto de estaciones.

Tabla 19.- Valores estadísticos de la variable temperatura máxima de los devanados (*tgenMAX*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

tgenMAX	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	24	25.54	24.98	34.93	28.96
Percentil 25	59	53.52	59.83	63.45	60.09
Mediana	71.75	67.87	72.62	72.27	72.5
Percentil 75	81.95	74.48	83.06	86.46	81.05
Máximo	116.72	105.77	116.24	120.95	112.95

Tabla 20.- Valores estadísticos de la variable temperatura máxima de los devanados (*tgenMAX*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

tgenMAX	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	22.97	39.77	56.3	59.16	84.78
Percentil 25	45.62	60.77	70.3	82.24	98.32
Mediana	53.57	69.11	74.17	60.89	102.28
Percentil 75	61.6	74.76	79.65	97.39	107.38
Máximo	85.58	95.46	93.66	117.75	120.95

Se observa que los devanados presentan mayor dependencia con región de operación que con la época del año, esto es debido a las pérdidas energéticas que se dan en los bobinados en forma de calor, las cuales son mucho más altas cuanto más energía se produce y cuando se frena eléctricamente el rotor.

6.2.2.3.5. Temperatura ambiente: *tamb*

En la Ilustración 77 se observan valores de temperatura ambiente de 0ºC, esto es posible en la época de invierno, pero muy poco probable en la época de verano. De forma general se eliminaron de la muestra los datos en los que la temperatura ambiente era inferior a 2,5ºC y superiores a 40ºC.

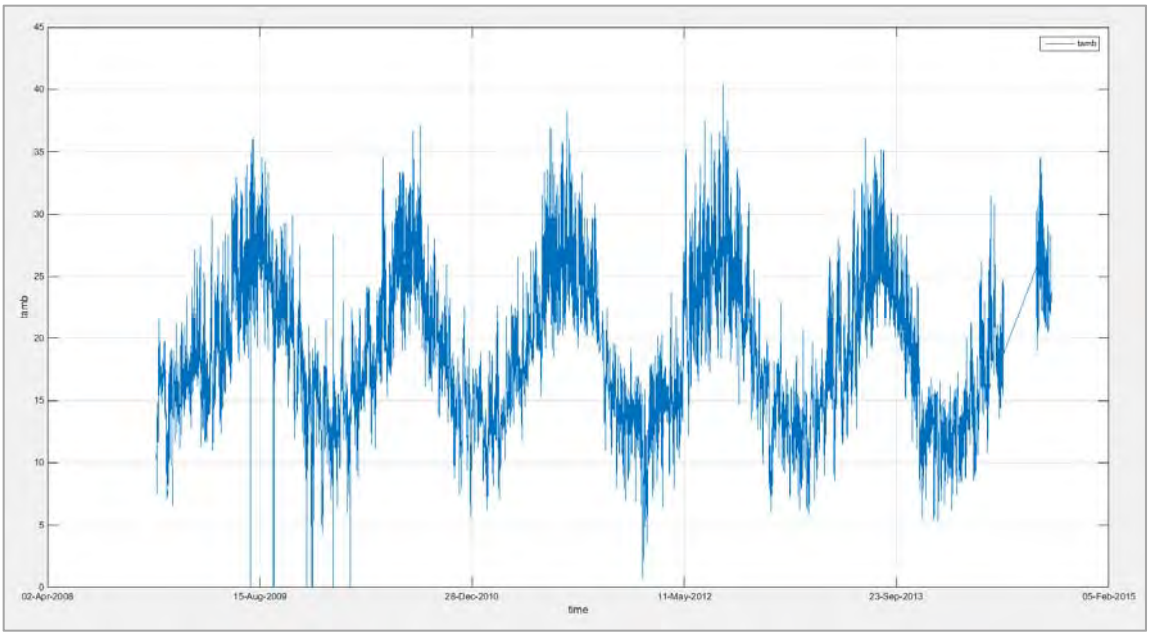


Ilustración 77.- Representación variable temperatura ambiente (*tamb*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

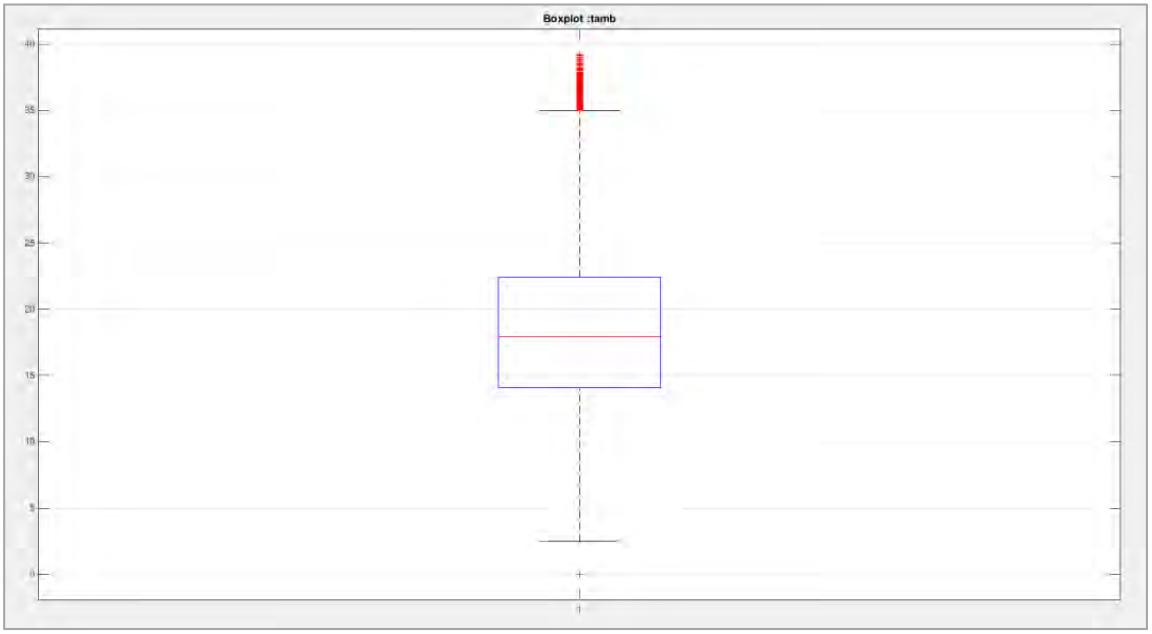


Ilustración 78.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura ambiente (*tamb*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21.- Valores estadísticos de la variable temperatura ambiente (*tamb*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

tamb	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	2.5	4.44	7.02	13.79	6.35
Percentil 25	14.08	11.3	14.39	22.04	16.15
Mediana	17.93	13.46	16.89	24.91	19.9
Percentil 75	22.44	15.87	19.31	27.55	22.67
Máximo	35.12	22.72	26.7	35.08	32.44

En cuanto al filtrado estacional se han eliminado los datos inferiores a 10ºC en verano y a 2,5ºC en el resto de estaciones. El límite superior se ha fijado en 40ºC en verano, 30ºC en invierno y 35ºC para el resto de estaciones.

6.2.2.3.6. Temperatura nacelle: *tnac*

En la Ilustración 79 se observan valores de temperatura de la nacelle de 0ºC, esto es posible en la época de invierno y si el aerogenerador está en parada completa, pero muy poco probable en la época de verano. De forma general se eliminaron de la muestra los datos en los que la temperatura de la nacelle era inferior a 9ºC y superiores a 45ºC.

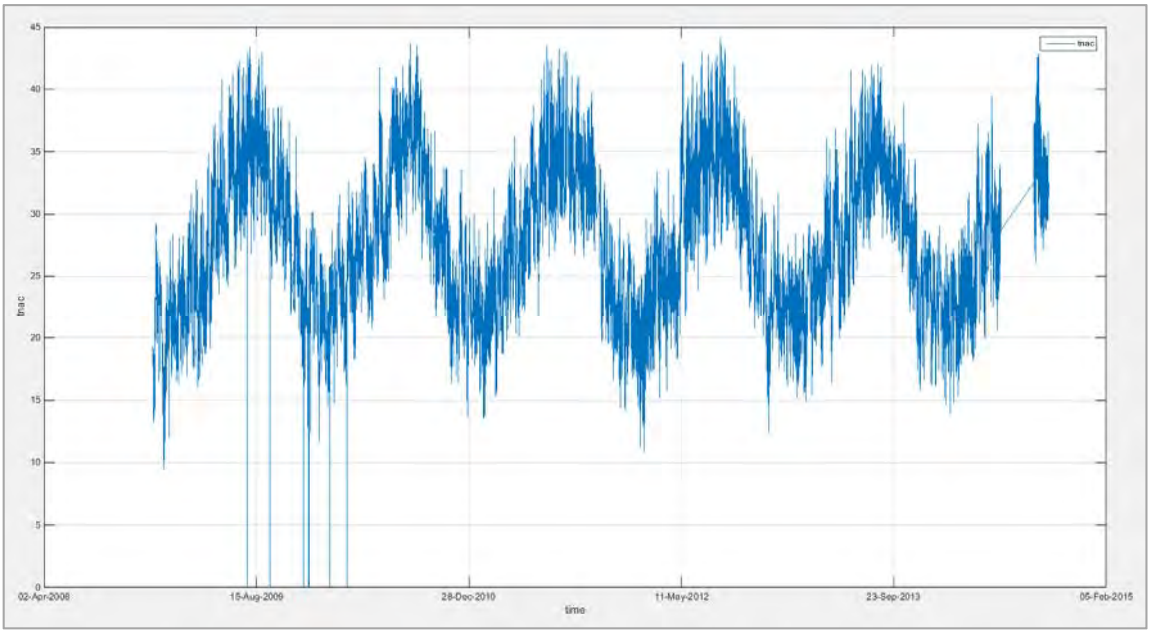


Ilustración 79.- Representación variable temperatura de al nacelle (*tnac*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

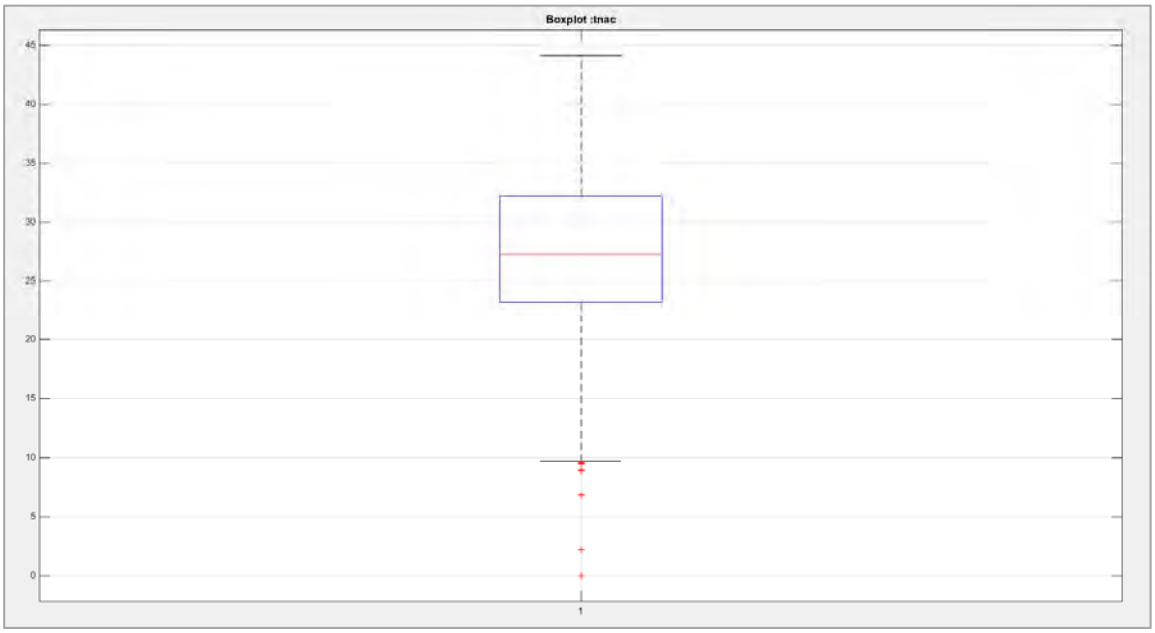


Ilustración 80.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable temperatura de la nacelle (*tnac*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22.- Valores estadísticos de la variable temperatura de la nacelle (*tnac*) el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

tnac	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	9.67	13.56	15.56	26.77	15.1
Percentil 25	23.17	20.08	23.89	31.47	25.44
Mediana	27.26	22.22	26.52	34.24	29.32
Percentil 75	32.19	24.43	29.47	36.62	32.34
Máximo	44.1	30.98	37.9	44.09	41.86

Tabla 23.- Valores estadísticos de la variable temperatura de la nacelle (*tnac*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

tnac	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	9.46	10.9	12.8	14.64	15.33
Percentil 25	21.37	21.98	24.19	26.1	24.92
Mediana	25.4	25.79	27.97	30.22	41.71
Percentil 75	30.6	31.27	33.25	34.65	32.21
Máximo	44.1	44.1	43.97	43.89	41.71

En el caso de la nacelle se observa que la estación tiene una influencia importante pero más relevancia tiene la región de operación del aerogenerador, ya que eleva la temperatura en el interior de la góndola considerablemente. Este hecho hace que la temperatura de un equipo influya de forma considerable en los otros, de ahí que en el modelo térmico II presentado en el apartado 6.3.4.2.3 Modelos Térmico y Térmico II se utilicen variables como la temperatura del aceite de la multiplicadora (*tgbxoil*) y otras.

6.2.2.3.7. Velocidad de giro del generador: *wgenENC*

La velocidad de giro del rotor medida por el encoder no presenta muchos datos aberrantes o fuera de límite, luego de forma general los límites se han situado en -200 r.p.m. por la parte inferior y 1.800 r.p.m. en el límite superior.

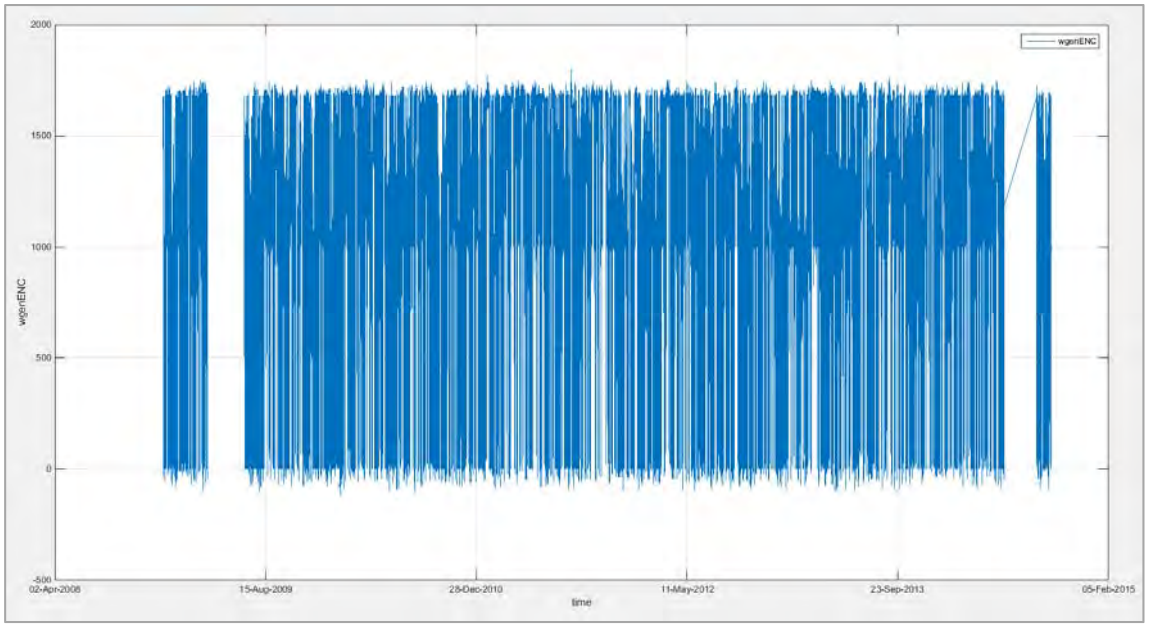


Ilustración 81.- Representación variable de las revoluciones del generador (*wgenENC*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 82 se muestra una ampliación de los cambios de velocidad de rotación, aquí se ve como el equipo salta principalmente entre tres zonas de operación diferentes, de una velocidad nula a una velocidad de generación mínima de 1.000 r.p.m. y a una velocidad de sincronismo de 1.680 r.p.m. con sus correspondientes fluctuaciones.

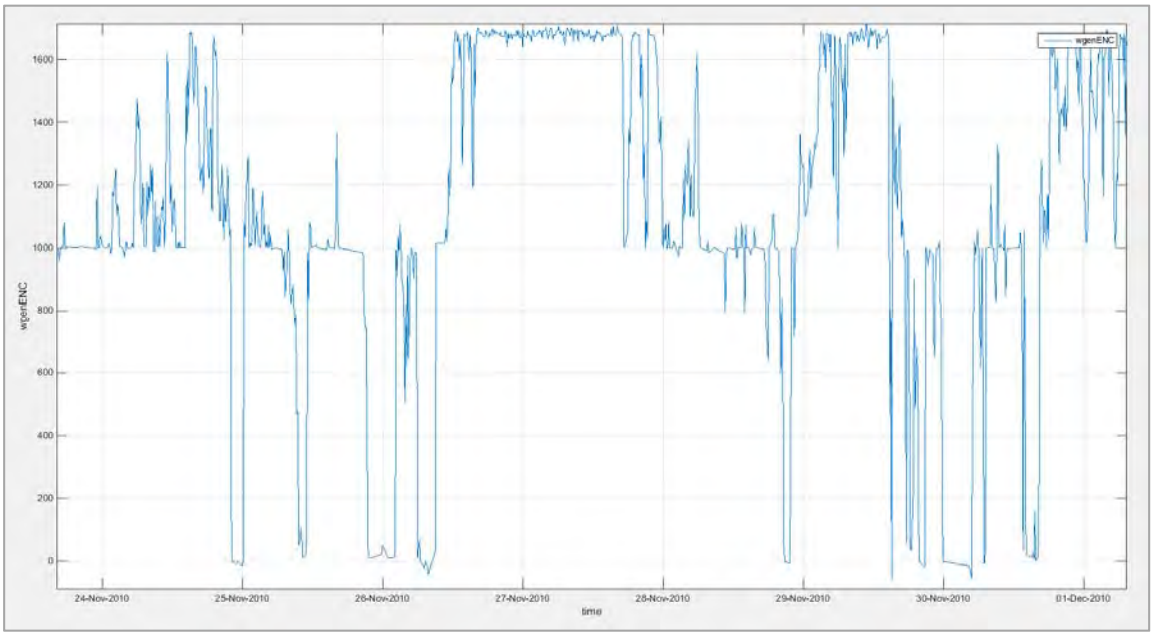


Ilustración 82.- Representación ampliación variable de las revoluciones del generador (*wgenENC*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

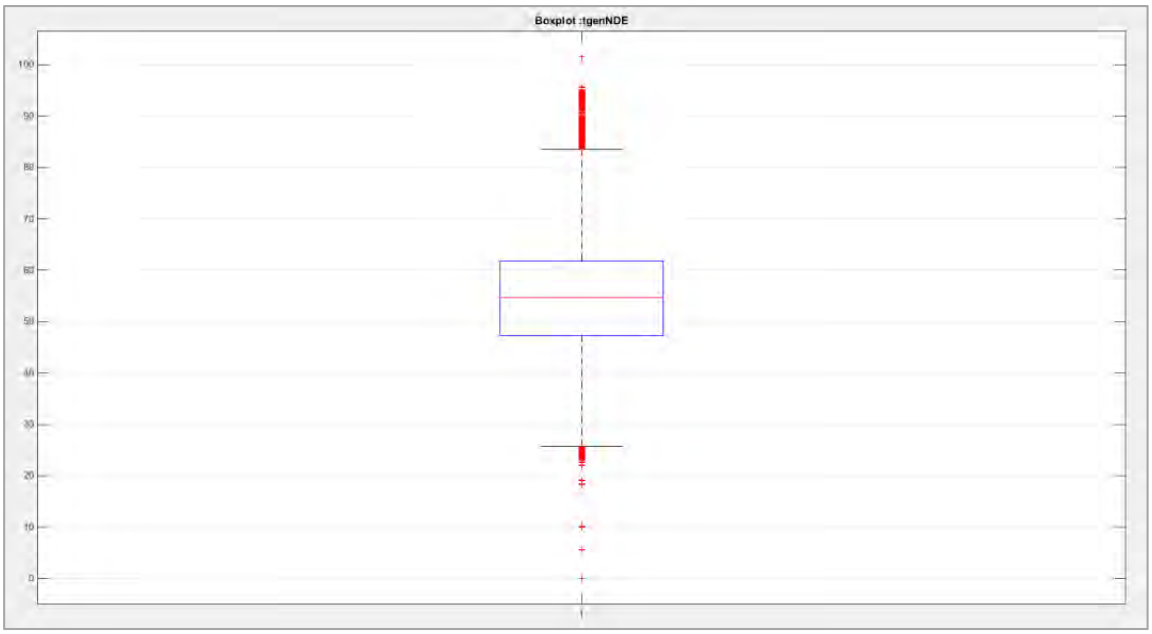


Ilustración 83.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable de las revoluciones del generador (*wgenENC*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24.- Valores estadísticos de la variable de las revoluciones del generador (*wgenENC*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

wgenENC	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-13	-52	-27	-40	-43
Percentil 25	950.26	892	988.6	914.97	895.61
Mediana	1012.98	1006	1074.99	1007.8	1007.83
Percentil 75	1592.7	1522.3	1666.2	1551.22	1518.52
Máximo	2004.44	1780.43	1772.6	1777.51	2004.44

No se realizará un filtrado específico para las diferentes estaciones del año, sin embargo, los límites por zonas de operación se utilizaron para definir el sistema Fuzzy clasificador de zona de operación. Este sistema identifica en que región de operación se encuentra el generador en función de varias variables principales. Las regiones de operación se describen en el apartado 6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada. de la presente tesis.

Tabla 25.- Valores estadísticos de la variable de las revoluciones del generador (*wgenENC*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

wgenENC	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	-185.8	984	1004	1660	1644
Percentil 25	2.9	996	1112	1675	1671
Mediana	41.26	1000	1281.36	1680	1680
Percentil 75	787.85	1004	1476.6	1984	1689
Máximo	1494	1016	1672	1697	1760

6.2.2.3.8. Ángulo de las palas: *angbl*

Como se verá más adelante, el ángulo de las palas se utiliza para la identificación de las diferentes regiones de operación del aerogenerador. Dado que no se tiene acceso a los parámetros de configuración del SCADA ni a la lógica de control, se realizó un estudio relacional de las variables y se definieron las variables principales que determinaban la región de operación. Todo ello se describe en detalle en el apartado 6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada. de la presente tesis.

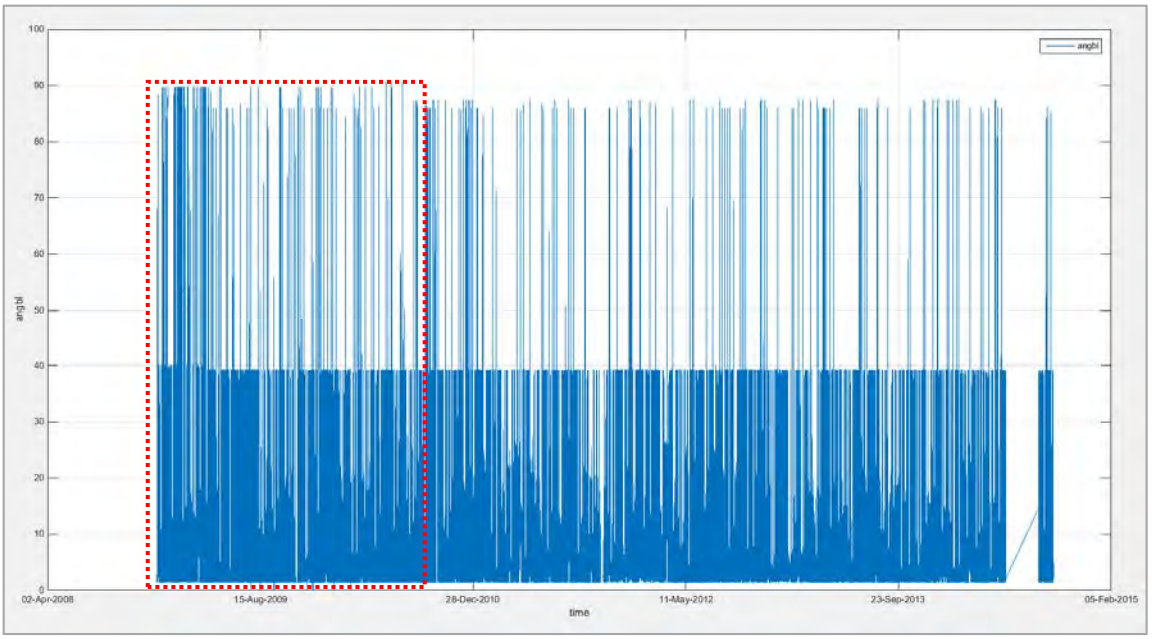


Ilustración 84.- Representación variable correspondiente al ángulo de las palas (*angbl*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

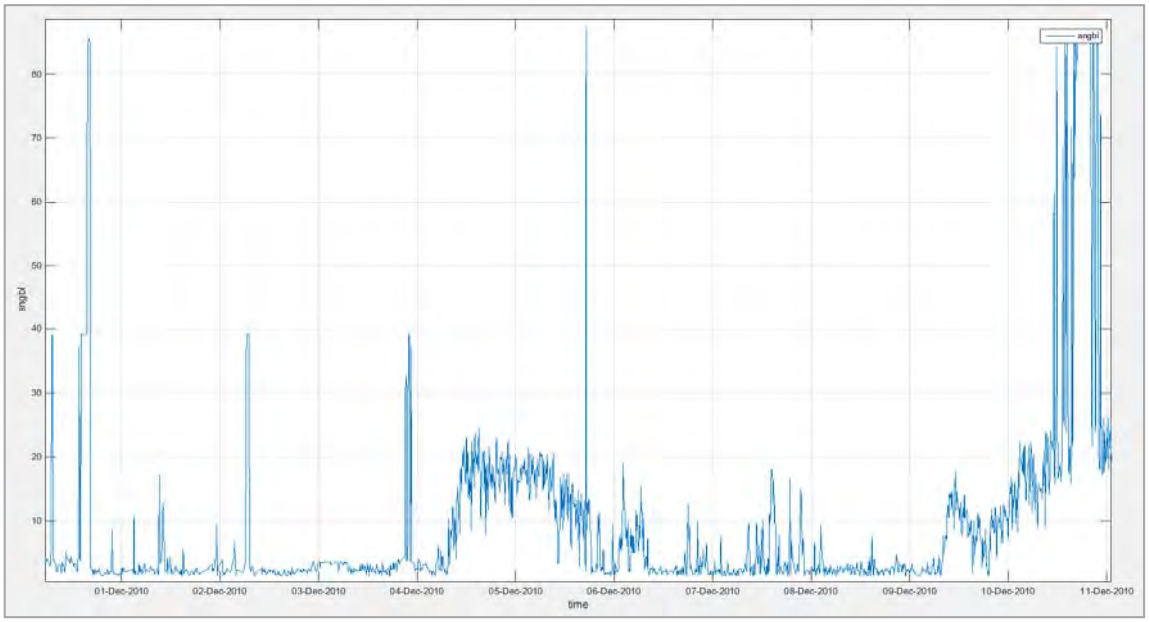


Ilustración 85.- Representación variable correspondiente al ángulo de las palas (*angbl*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

Se observa que los valores de las palas, se sitúan a 90º cuando el equipo está en situación de emergencia o con exceso de viento (las palas se colocan en posición de bandera[39]). Dado que no se da esta situación con mucha frecuencia en el gráfico de cajas y bigotes estos datos aparecen como aberrantes, son datos válidos aunque poco frecuentes. Cuando el aerogenerador está en "*listo*" esperando a tener suficiente viento para pasar a "*marcha*", se encuentra con valores próximos a los 40º grados y cuando hay viento muy próximo al mínimo de arranque cambia a valores comprendidos entre 2º y 8º aproximadamente para realizar un arranque suave del equipo.

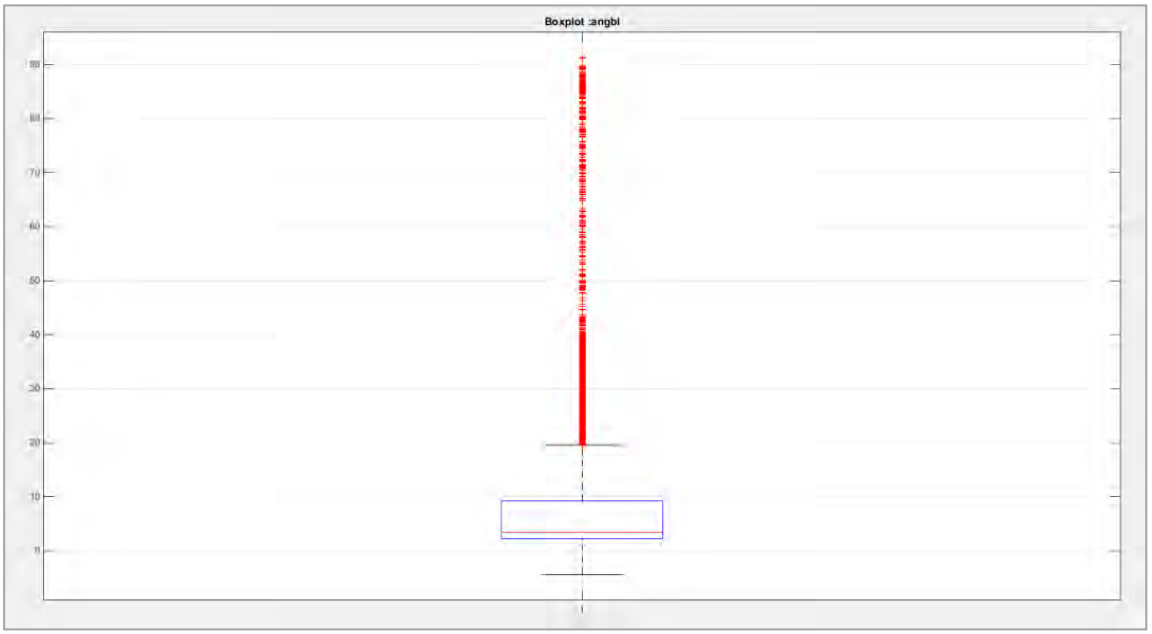


Ilustración 86.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente al ángulo de las palas (*angbl*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 26.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al ángulo de las palas (*angbl*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

angbl	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-4.4	0	-0.3	-4.4	0
Percentil 25	2.31	2.36	2.28	2.29	2.29
Mediana	3.42	3.36	3.4	3.49	3.38
Percentil 75	9.2	8.11	10.46	9.48	8.15
Máximo	19.66	16.74	22.74	20.25	16.8

39 La posición de bandera es aquella en la que las palas ofrecen la menor resistencia al paso del viento con el objeto de reducir las cargas en el aerogenerador. Se describe en detalle en el apartado 4. "Instalaciones de energía eólica".

No se realizará un filtrado específico para las diferentes estaciones del año, sin embargo, los límites por zonas de operación se utilizaron para definir el sistema Fuzzy clasificador de zona de operación.

Tabla 27.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al ángulo de las palas (angbl) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

angbl	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	0	1.4	1.3	1.3	5
Percentil 25	4.19	2.67	1.88	1.72	8.41
Mediana	38.32	3.15	2.16	2	11.66
Percentil 75	39.14	3.56	2.46	2.5	15.5
Máximo	87.6	5.3	3.34	3.65	28

Los ángulos próximos a 90º en la región Z0 corresponden al estado operativo correcto de la máquina pero con parada con exceso de viento, luego el equipo se encontrará probablemente en "*pausa*".

6.2.2.3.9. Velocidad de viento: *velwind*

En el caso de velocidad de viento no se realiza un filtrado estacional ni por regiones de operación. Con carácter general se eliminaron los datos de viento negativos y aquellos superiores a 40m/s.

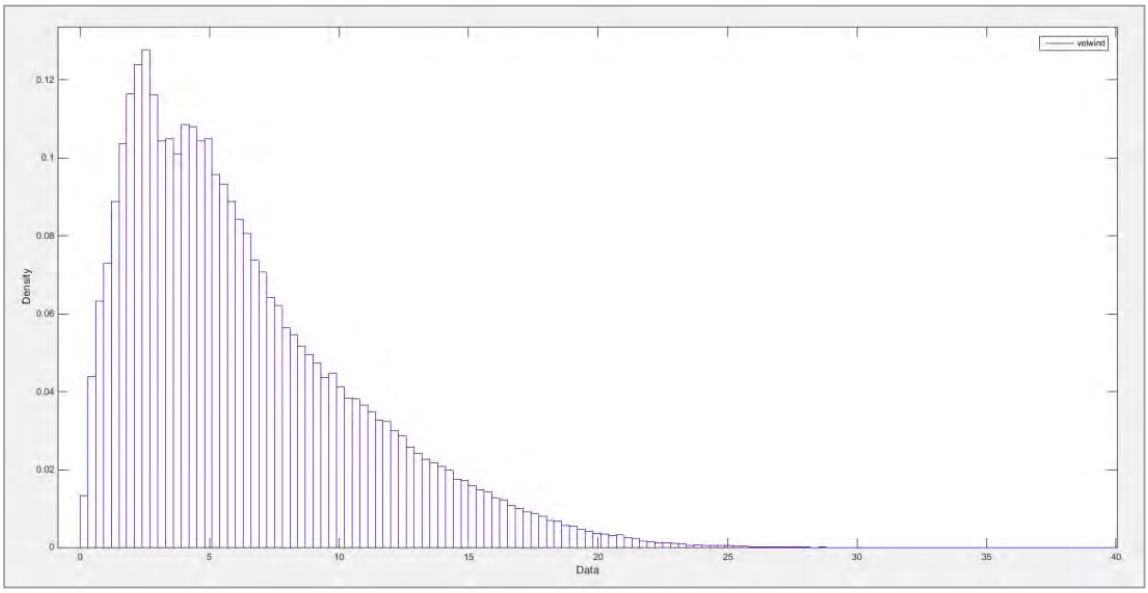


Ilustración 87.- Histograma de distribución de frecuencia del viento predominante en el emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.

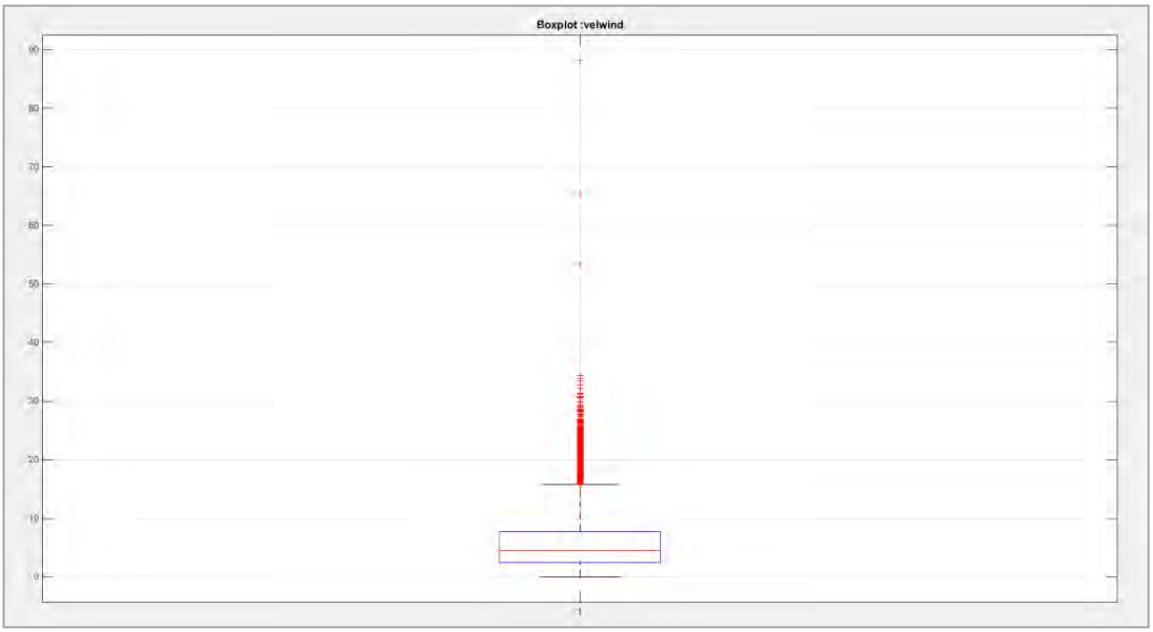


Ilustración 88.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la velocidad de viento en los aerogeneradores (*velwind*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 28.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la velocidad de viento en los aerogeneradores (*velwind*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

velwind	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	0	0	0	0	0
Percentil 25	2.43	2.31	2.73	2.39	2.3
Mediana	4.53	4.29	5.11	4.4	4.35
Percentil 75	7.76	7.29	8.79	7.66	7.33
Máximo	15.76	14.75	17.9	15.57	14.87

No se realizará un filtrado específico para las diferentes estaciones del año, sin embargo, los límites por zonas de operación se utilizaron para definir el sistema Fuzzy clasificador de zona de operación.

Tabla 29.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la velocidad de viento en los aerogeneradores (*velwind*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

velwind	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	0	1.6	2.78	6.4	8.5
Percentil 25	1.05	3.22	5.36	8.7	12.35
Mediana	1.66	3.81	6.18	9.4	13.7
Percentil 75	2.21	4.34	7.13	10.4	15.7
Máximo	3.95	6	9.77	12.8	25

6.2.2.3.10. Tensión de la red: *vgrid*

Esta variable presenta algunos datos aberrantes como se muestra en la Ilustración 89, pero más que a datos mal registrados, corresponde a datos en momentos de fallo del equipo debidos a caídas de tensión y en algún caso a alguna sobretensión. Igualmente estos datos se filtrarán de forma general y para cualquier estación del año y región de operación entre 680V como límite inferior y 720V como límite superior.

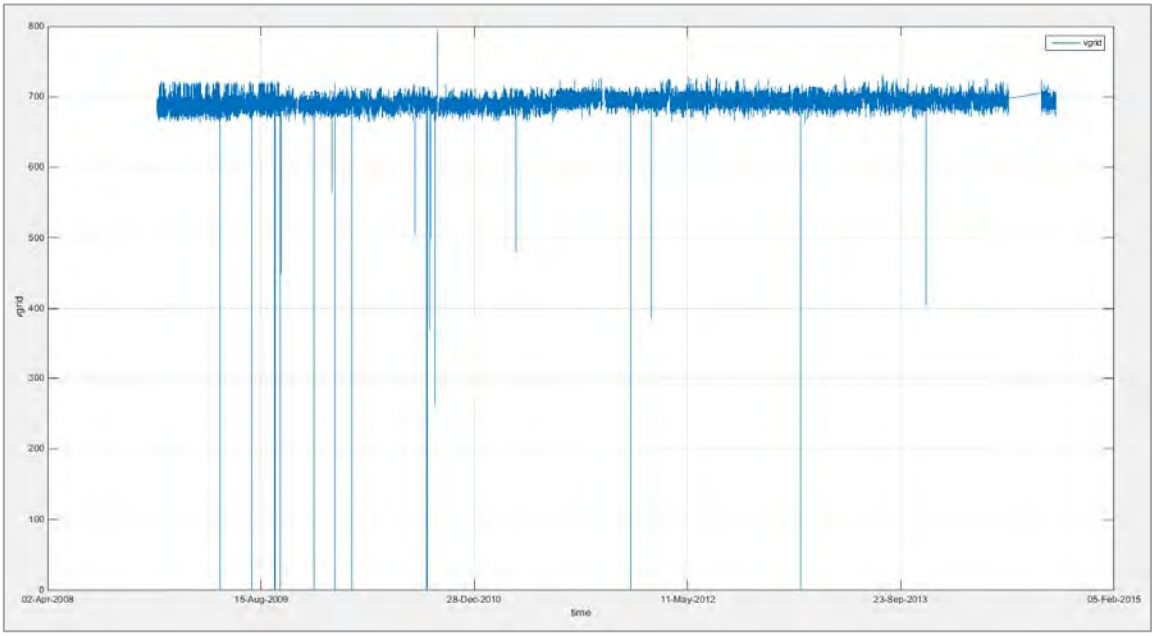


Ilustración 89.- Representación variable correspondiente a la tensión de la red (*vgrid*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 90 se muestra en detalle esta variable en la fecha de cambio de los parámetros de control, como se mencionó en el apartado anterior 6.2.2.2. Exploración general de las variables operativas principales y búsqueda de cambios de

comportamiento en equipos. Una vez que se implante en producción la metodología desarrollada en la presente tesis, el explotador deberá considerar los futuros cambios en los parámetros de operación ya que afectarán al comportamiento de los modelos.

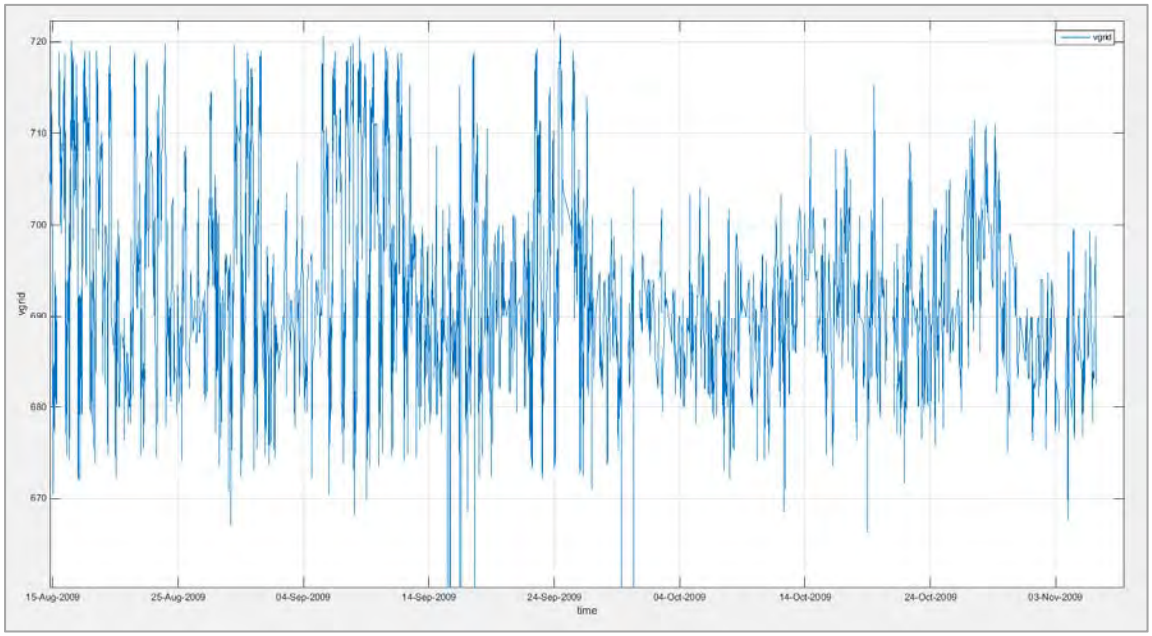


Ilustración 90.- Representación ampliada de la variable correspondiente a la tensión de la red (*vgrid*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

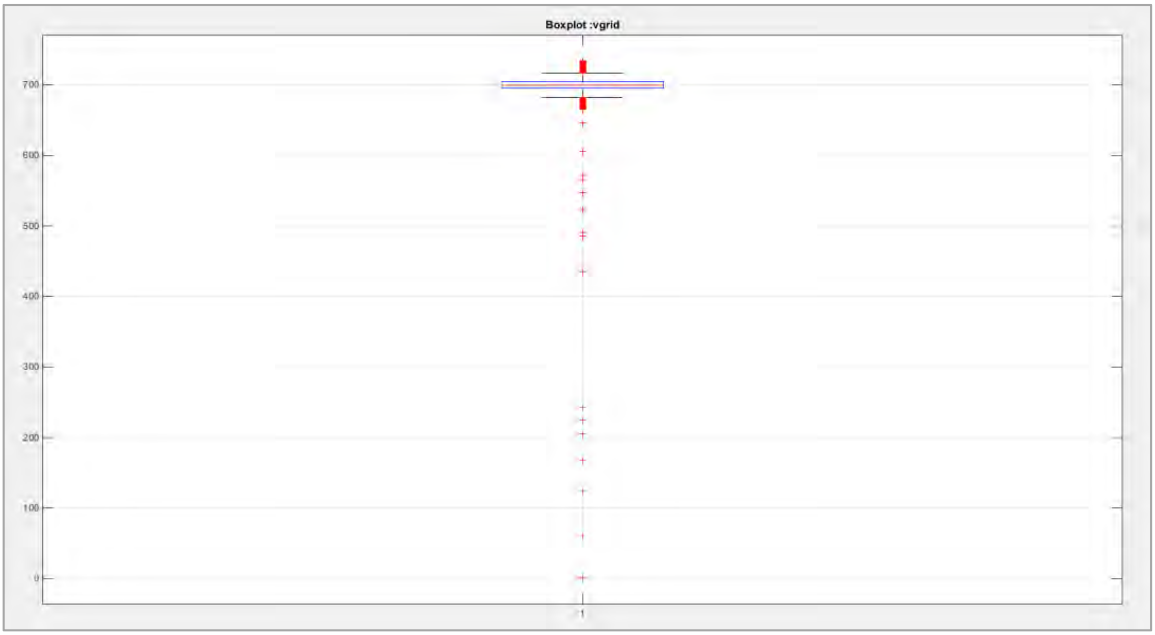


Ilustración 91.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la tensión de la red (*vgrid*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 30.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la tensión de la red (*vgrid*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

vgrid	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	682	680	681.3	682.97	683.13
Percentil 25	695.2	694	694.65	696.6	695.98
Mediana	699.6	698.55	699.03	700.8	700.16
Percentil 75	704.02	702.98	703.54	705.32	704.54
Máximo	717.6	716.28	716.86	718.38	717.39

Tabla 31.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la tensión de la red (*vgrid*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

vgrid	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	684.66	681.83	681.25	683.15	684.33
Percentil 25	695.52	694	694.39	698.29	700.35
Mediana	699.14	698.17	698.8	703.3	705.34
Percentil 75	702.756	702.13	703	708.38	711.035
Máximo	713.61	714.4	716.02	723.68	727.04

Se observa que los valores medios son generalmente más altos en las regiones de operación Z3 y Z4, es decir cuando se alcanza la velocidad de sincronismo en el generador.

6.2.2.3.11. Potencia reactiva: *pwrea*

Como se observa en la Ilustración 92, el cambio de la estrategia de control ha reducido la utilización de la potencia reactiva a valores negativos, siendo los valores positivos considerados como datos aberrantes, luego de forma general se filtrarán aquellos datos con potencia reactiva inferior a -640kVA y superiores a 0kVA.

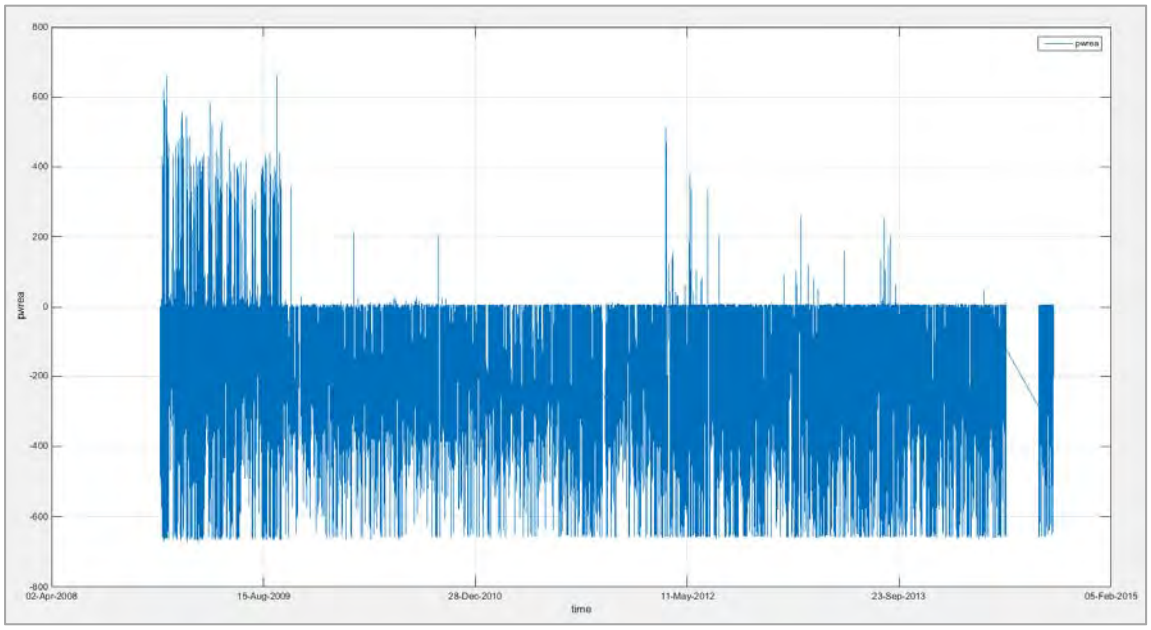


Ilustración 92.- Representación variable correspondiente a la potencia reactiva (*pwrea*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

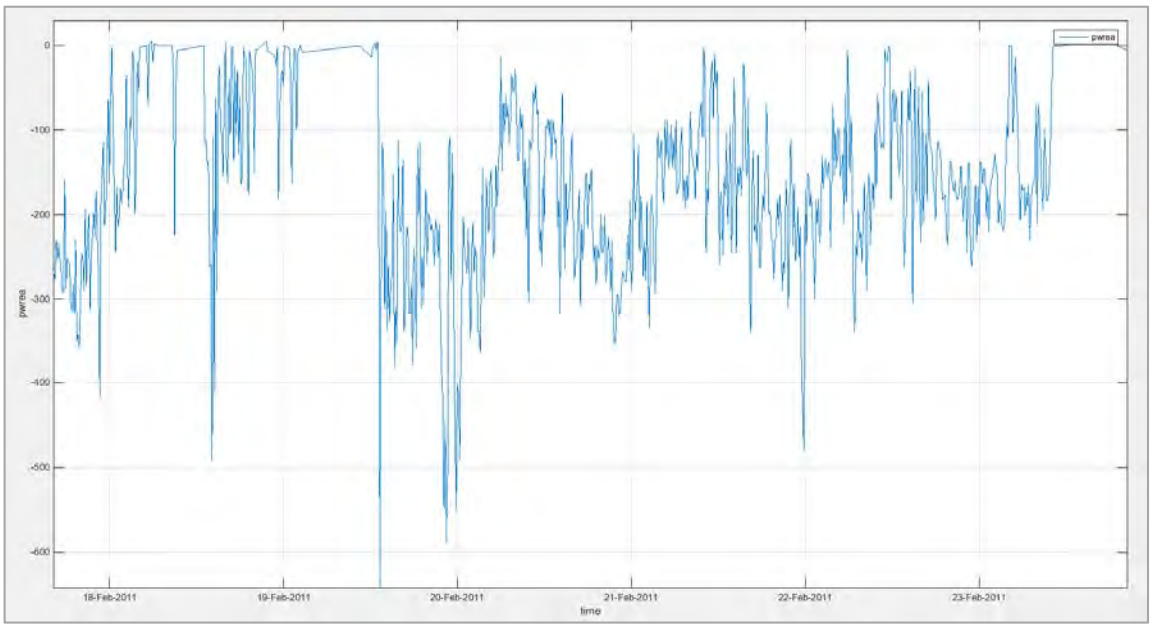


Ilustración 93.- Representación ampliación variable correspondiente a la potencia reactiva (*pwrea*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

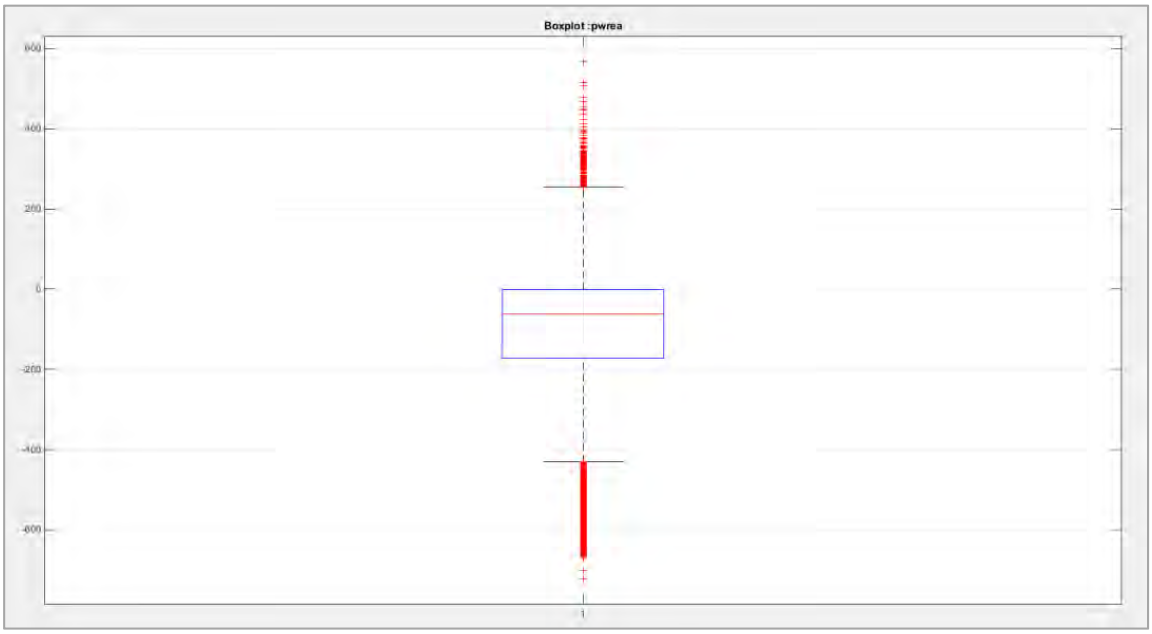


Ilustración 94.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia reactiva (*pwrea*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia reactiva (*pwrea*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

pwrea	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-413	-404.9	-485.13	-410.8	-422.66
Percentil 25	-173.32	-162.96	-195.22	-164.4	-170.3
Mediana	-63.22	59.6	-76.57	-49.3	-66
Percentil 75	-1.52	-1.57	-1.78	-0.99	-1.85
Máximo	255.8	239.49	289.83	243.53	247.2

Tabla 33.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia reactiva (*pwrea*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

pwrea	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	-10.83	-303.7	-351.64	-414.4	-350
Percentil 25	3.6	-142.3	-219.25	-292	-287
Mediana	-0.19	-86.5	-171.23	-249.3	-259
Percentil 75	0.66	-35.3	-130.95	-211	-246
Máximo	7.05	101.11	0	-95	-185

Los valores de reactiva positivos en la Z1 corresponden a los datos propios del periodo de datos que no se han utilizado para la modelización del sistema. Esta energía se utilizaba para acelerar o incluso arrancar el aerogenerador en condiciones de poco viento.

6.2.2.3.12. Factor de potencia: *pwfac*

El factor de potencia oscila entre -1 y 1 en cualquier caso, luego se eliminaron todos los datos fuera de dicho rango por tratarse de un dato aberrante.

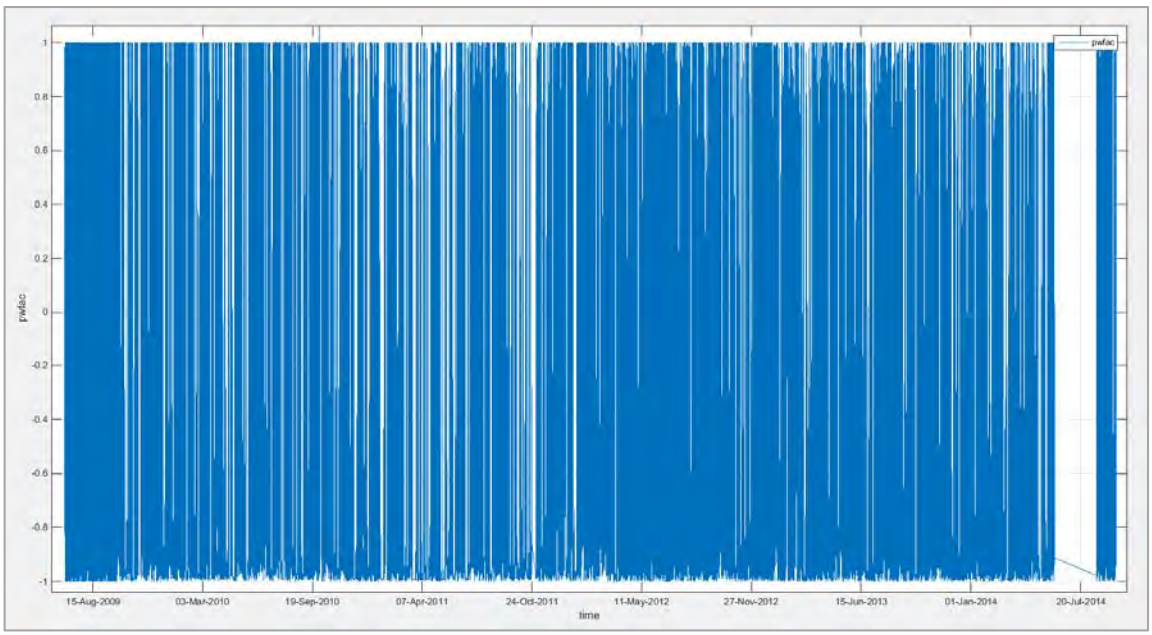


Ilustración 95.- Representación variable correspondiente al factor de potencia (*pwfac*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

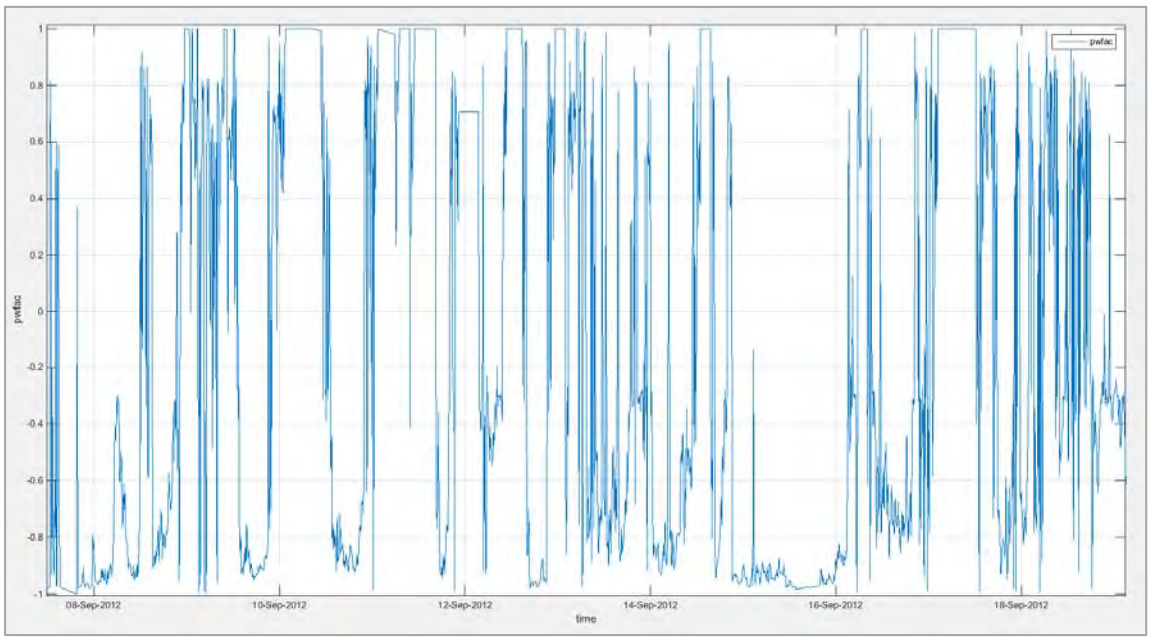


Ilustración 96.- Representación ampliación variable correspondiente al factor de potencia (*pwfac*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

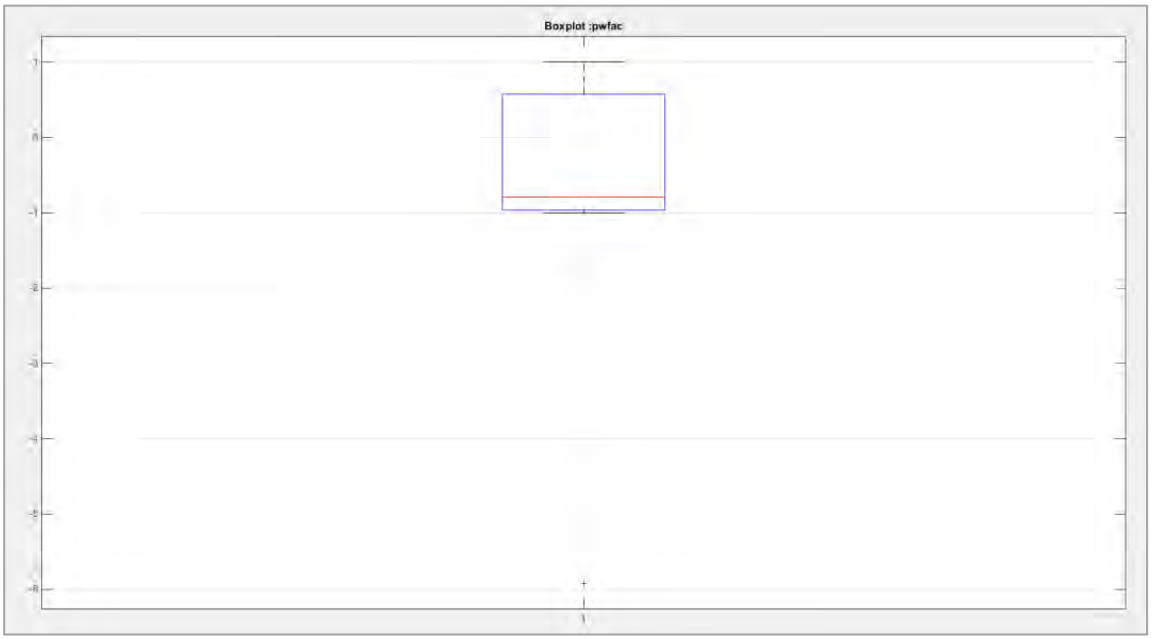


Ilustración 97.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente al factor de potencia (*pwfac*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 34.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al factor de potencia (*pwfac*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

pwfac	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-1	-1	-1	-1	-1
Percentil 25	-0.96	-0.96	-0.97	-0.95	-0.95
Mediana	-0.79	-0.8	-0.87	-0.69	-0.76
Percentil 75	0.57	0.58	0.34	0.68	0.62
Máximo	1	1	1	1	1

Tabla 35.- Valores estadísticos de la variable correspondiente al factor de potencia (*pwfac*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

pwfac	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	0.055	-1	-1	-1	-1
Percentil 25	0.62	-0.8	-0.96	-0.99	0.99
Mediana	0.7	-0.63	-0.93	-0.98	-0.99
Percentil 75	0.999	-0.27	-0.89	-0.97	-0.98
Máximo	1	0.53	-0.78	-0.94	-0.96

6.2.2.3.13. Potencia de estator: *pwest*

De forma general la potencia del estator se ha limitado a valores entre -250kW y 1.900kW.

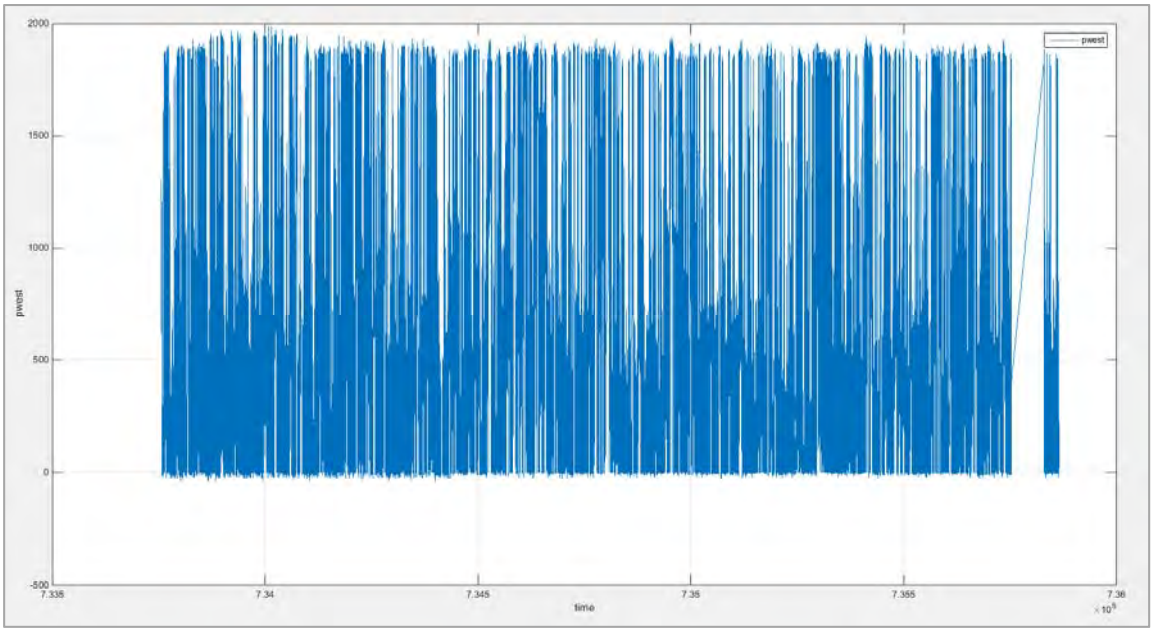


Ilustración 98.- Representación variable correspondiente a la potencia en el estator (*pwest*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

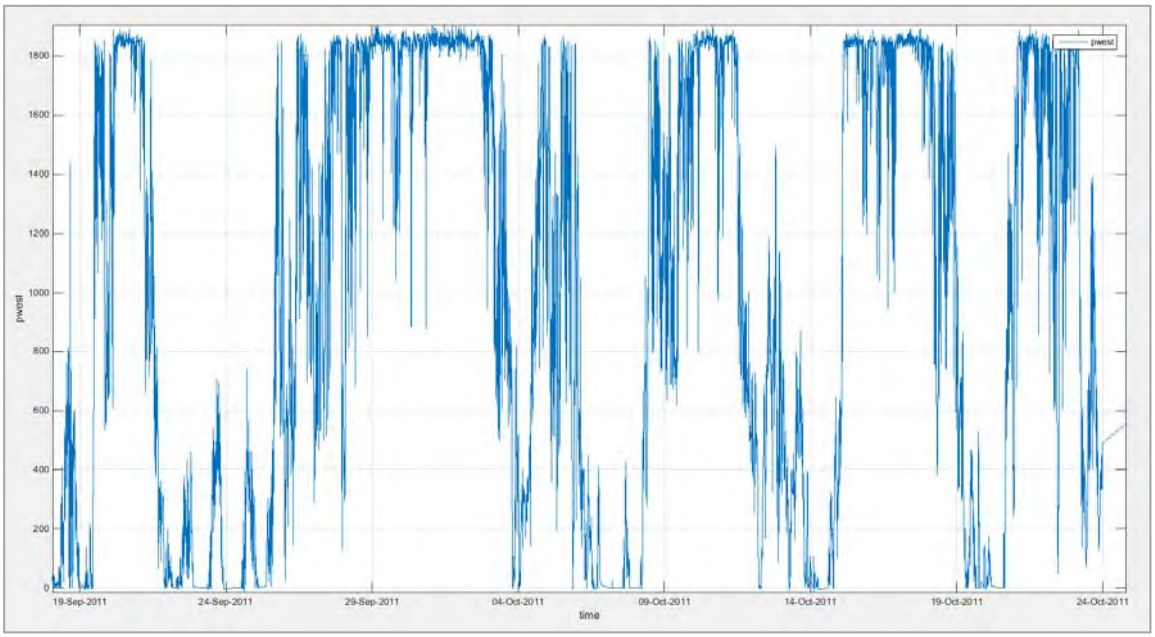


Ilustración 99.- Representación ampliación variable correspondiente a la potencia en el estator (*pwest*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

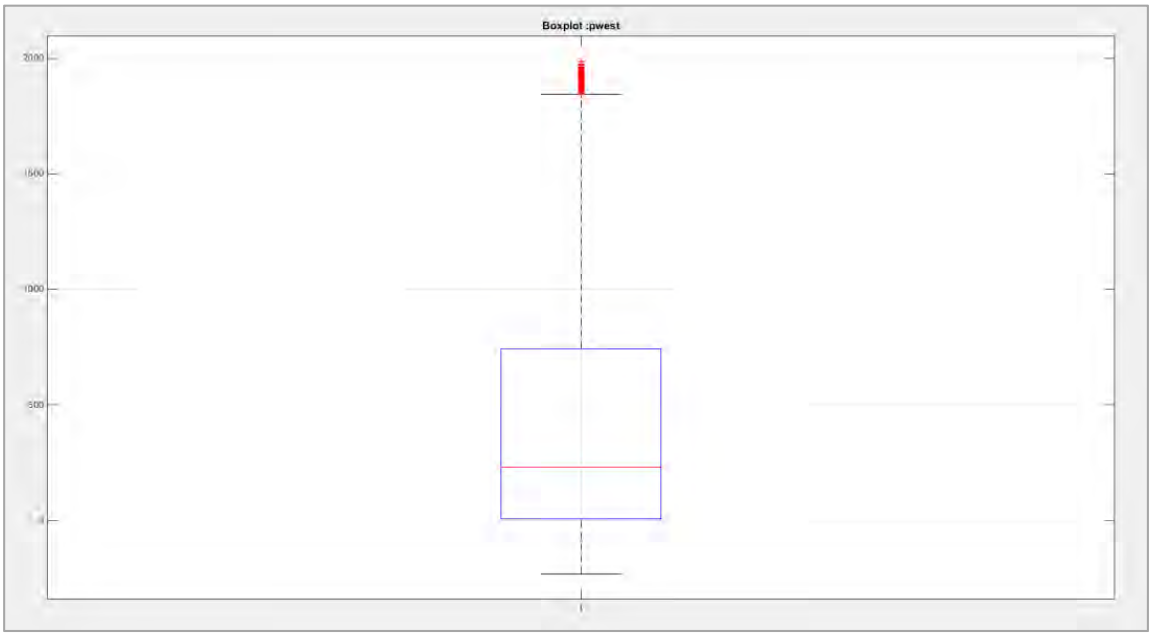


Ilustración 100.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia en el estator (*pwest*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 36.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el estator (*pwest*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

pwest	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-230.6	-40.87	-65.64	-230.56	-36.38
Percentil 25	8.94	7.03	13.43	8.9	8.34
Mediana	230.7	203	304.04	204.11	209.93
Percentil 75	743.29	676.3	975.14	714.86	675.58
Máximo	1844.82	1680	1971.46	1773.77	1676.28

Tabla 37.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el estator (*pwest*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

pwest	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	-9.73	-35.7	64.36	594.3	1787
Percentil 25	0	61.8	355.86	1043	1828
Mediana	0	123.8	473.26	1296	1843
Percentil 75	6.49	197.7	629.47	1619	1856
Máximo	16.42	381.9	1039.32	1886	1943

De forma específica se han eliminado aquellos datos con potencia de estator inferior a -10kW y superior a 20kW en Z0, potencia de estator inferior a -40kW y superior a 500kW en Z1, potencia de estator inferior a 60kW y superior a 1.300kW en Z2, potencia de estator inferior a 500kW y superior a 1.900kW en Z3 y potencia de estator inferior a 1.500kW y superior a 1.900kW en Z4.

6.2.2.3.14. Potencia del rotor: *pwrot*

De forma general la potencia del rotor se ha limitado a valores entre -150kW y 250kW.

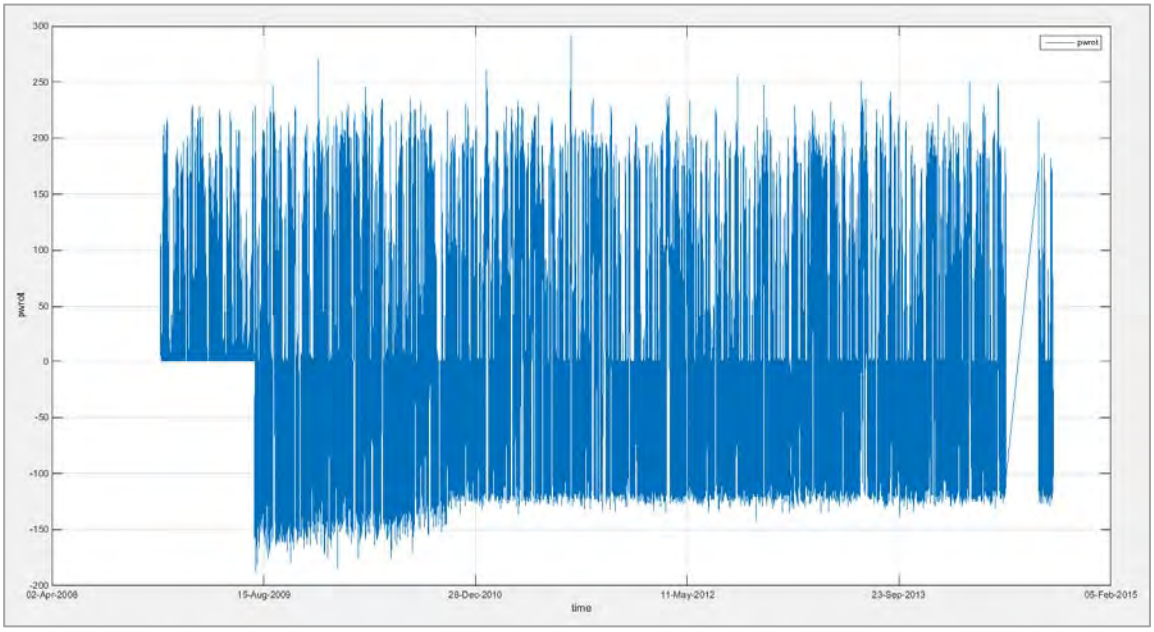


Ilustración 101.- Representación variable correspondiente a la potencia en el rotor (*pwrot*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

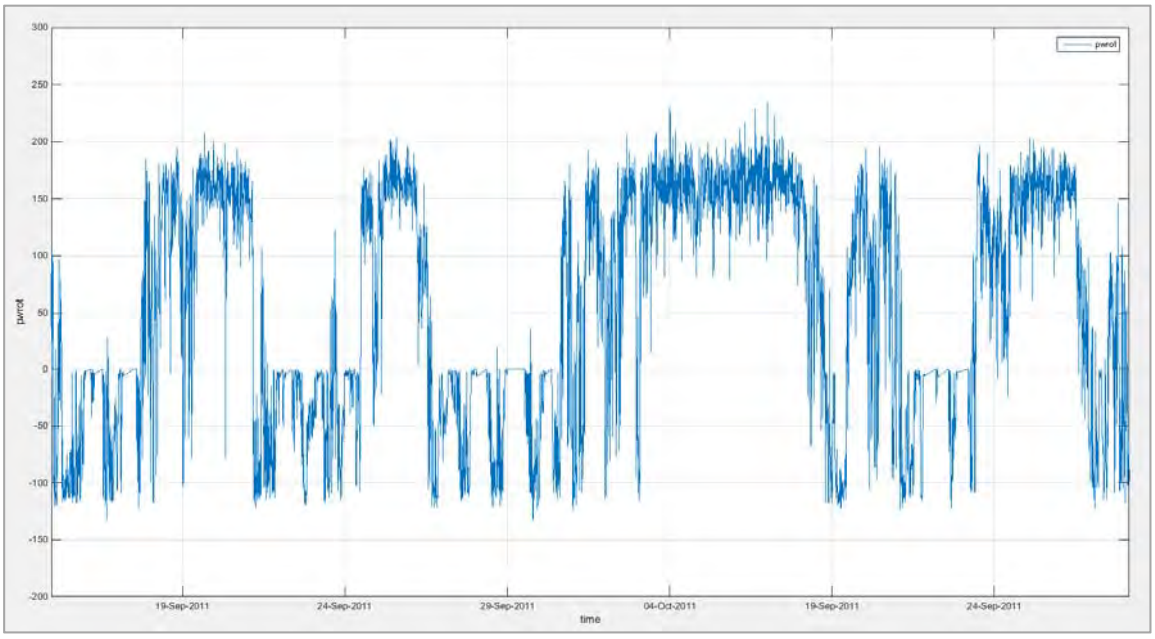


Ilustración 102.- Representación ampliación de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (*pwrot*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

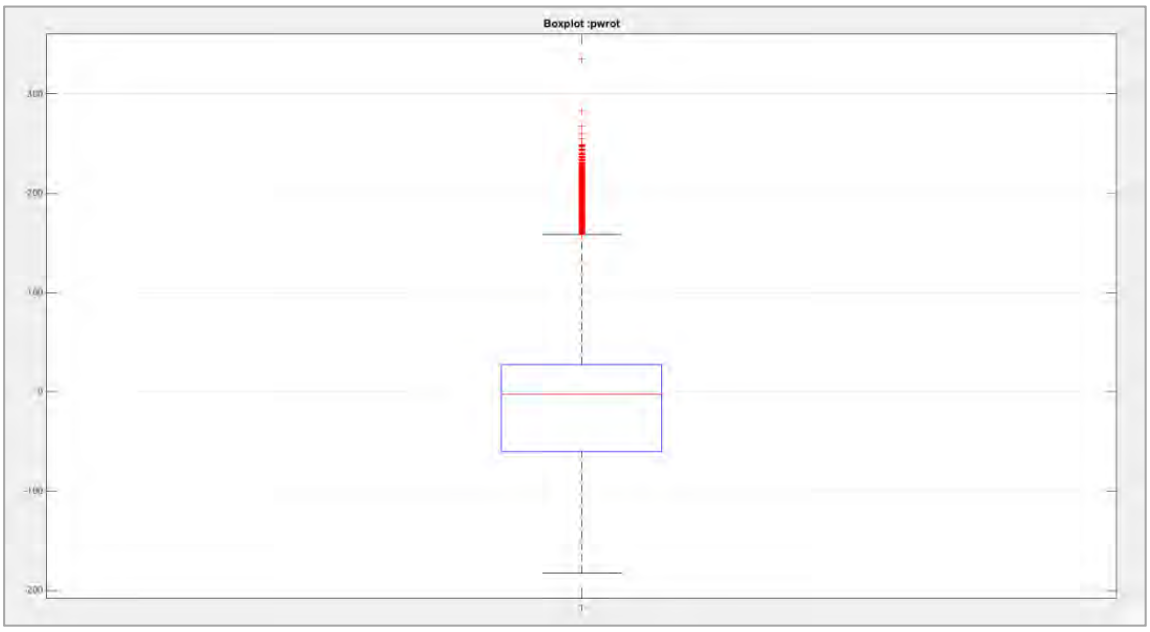


Ilustración 103.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (*pwrot*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 38.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (*pwrot*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

pwrot	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-182.53	-151.42	-173.51	-166.86	-172.94
Percentil 25	-60.1	-57.4	-53.78	-59	-69.62
Mediana	-2.05	-1.64	0	-2.29	-5.14
Percentil 75	27.33	5.4	81.85	12.34	1.11
Máximo	159.1	99.61	267.97	119.85	107.18

Tabla 39.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia en el rotor (*pwrot*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

pwrot	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	-8.9	-153.29	-172.7	20	115
Percentil 25	-3.56	-87	-105.31	91.6	150
Mediana	-0.54	-62.5	-83	115	161
Percentil 75	0	-42.83	-23.24	140	172
Máximo	5.3	22.74	90	210	207

De forma específica se han eliminado aquellos datos con potencia de rotor inferior a -10kW y superior a 10kW en Z0, potencia de rotor inferior a -200kW y superior a 100kW en Z1, potencia de rotor inferior a -200kW y superior a 150kW en Z2, potencia de rotor inferior a 0kW y superior a 250kW en Z3 y potencia de rotor inferior a 100kW y superior a 250kW en Z4.

6.2.2.3.15. Potencia total: *pwtot*

De forma general la potencia total se ha limitado a valores entre -100kW y 2.150kW.

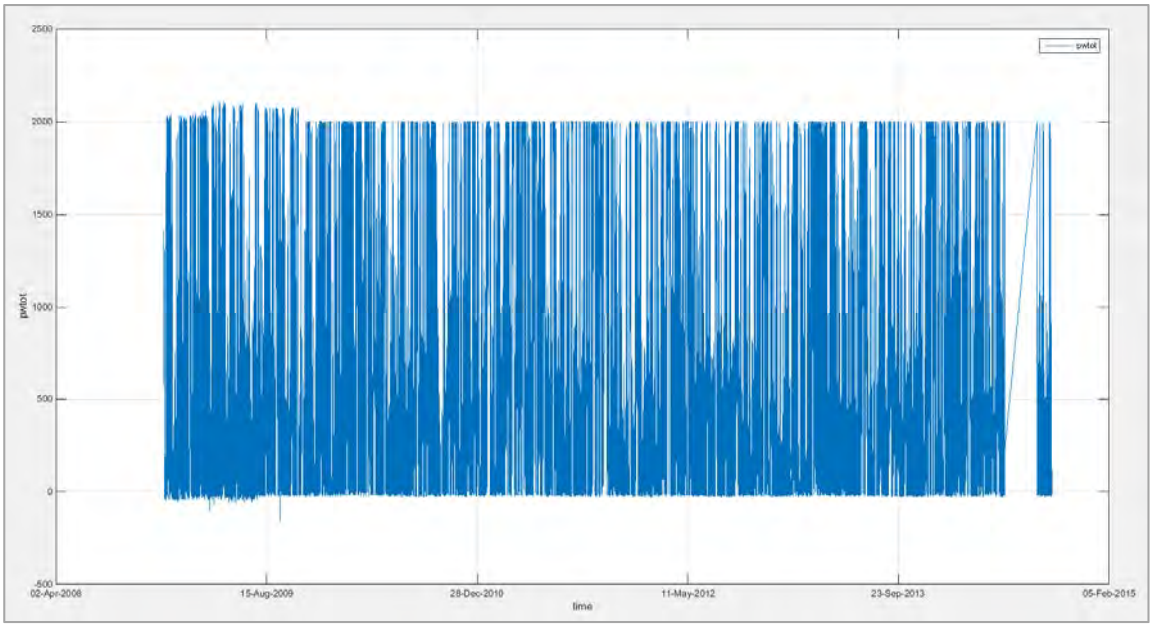


Ilustración 104.- Representación variable correspondiente a la potencia total (*pwtot*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

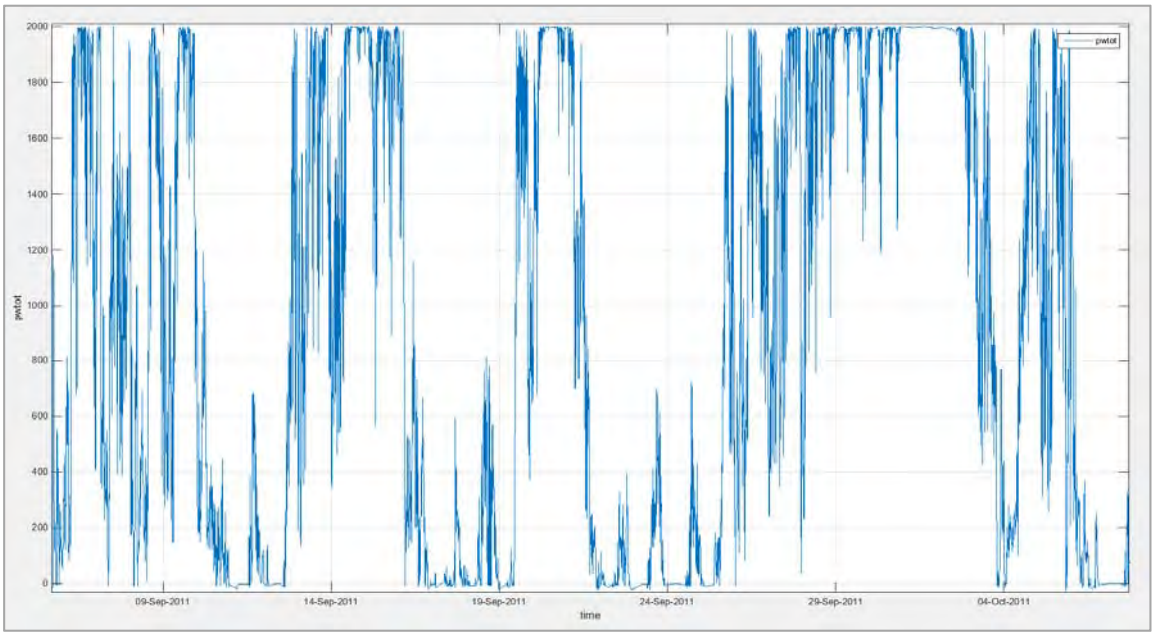


Ilustración 105.- Representación ampliación de la variable correspondiente a la potencia total (*pwtot*) a lo largo del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

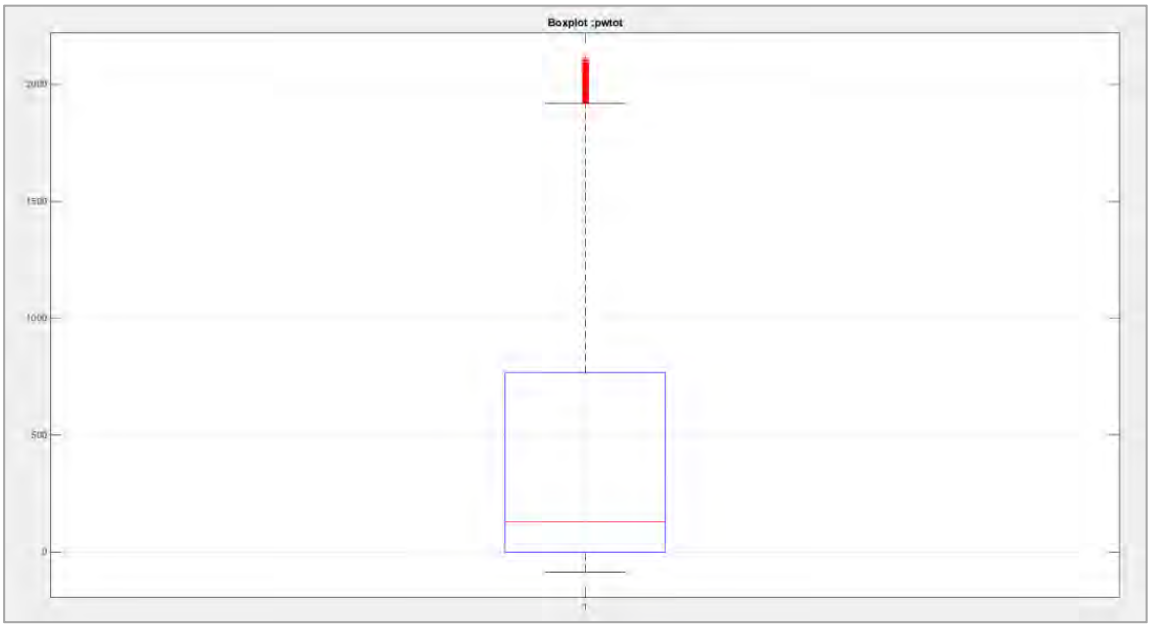


Ilustración 106.- Gráfico de cajas y bigotes de la variable correspondiente a la potencia total (*pwtot*) para el caso general. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 40.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia total (*pwtot*) para el caso general y en cada una de las estaciones del año. Fuente: Elaboración propia.

pwtot	General	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Mínimo	-86.9	-86.9	-63.31	-63.3	-39.77
Percentil 25	-1.21	-1.28	0	-2.13	-1.62
Mediana	127.69	109.698	183.72	108.93	114.47
Percentil 75	767.73	670.41	1053.46	718.87	666.66
Máximo	1926	1677.92	2106.6	1802.84	1669.01

No se realizará un filtrado específico para las diferentes estaciones del año, sin embargo, los límites por zonas de operación se utilizaron para definir el sistema Fuzzy clasificador de zona de operación.

Tabla 41.- Valores estadísticos de la variable correspondiente a la potencia total (*pwtot*) para cada una de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

pwtot	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4
Mínimo	-21.8	-30.9	110	526	1960
Percentil 25	-8.98	19.4	244.3	1132	1982
Mediana	-4.51	61.64	388.8	1408	1993
Percentil 75	-1.19	111.4	607.13	1702	1997
Máximo	10.48	250	1121.1	1980	2004

No se ha realizado un filtrado específico de los valores de potencia, ya que al utilizar dicha variable como clasificador Fuzzy, cuando el valor registrado de la variable no se encuentra dentro de los márgenes de pertenencia a una región, el valor de pertenencia es nulo, luego no se dará dicho dato en dicha región.

6.2.3. Estudio multivariante: correlación de las variables con la temperatura del rodamiento LOA

Conforme a resultados del apartado anterior se han podido fijar los límites lógicos de operación de cada una de las variables utilizadas en los modelos, sin embargo es necesario analizar la relación conjunta que hay entre varias variables.

En el presente apartado se ha realizado un estudio correlativo de las variables principales con la temperatura del rodamiento LOA. Adicionalmente se han clasificado los datos en función de dos criterios, la época del año y la hora día en que se dan, y la potencia generada en el equipo.

6.2.3.1. Correlación de las variables principales con la temperatura del rodamiento LOA.

Se calcularon los coeficientes de correlación, *p-valor* y covarianza de las diferentes variables utilizadas en los modelos con el objeto de ver si existen relaciones entre ellas.

Como primera aproximación se calculó la matriz de covarianza. En probabilidad y estadística, la covarianza es un valor que indica el grado de variación conjunta de dos variables aleatorias. Es el dato básico para determinar si existe una dependencia entre ambas variables y además es el dato necesario para estimar otros parámetros básicos, como el coeficiente de correlación lineal o la recta de regresión.

Cuando a grandes valores de una de las variables suelen mayoritariamente corresponderles los grandes de la otra y lo mismo se verifica para los pequeños valores de una y la otra, se corrobora que tienden a mostrar similar comportamiento lo que se refleja en un valor positivo de la covarianza

Por el contrario, cuando a los mayores valores de una variable suelen corresponder en general los menores de la otra, expresando un comportamiento opuesto, la covarianza es negativa.

Es de esperar que las temperaturas del aerogenerador tengan covarianza positiva ya que si una temperatura aumenta respecto a otra siempre se producirá un intercambio térmico de la más caliente a la más fría.

El signo de la covarianza, por lo tanto, expresa la tendencia en la relación lineal entre las variables.

- La magnitud requiere un esfuerzo adicional de interpretación:
- La versión normalizada de la covarianza, el coeficiente de correlación indica la magnitud de la especificidad de la relación lineal.

Se debe distinguir entre:

- la covarianza de dos variables aleatorias, parámetro estadístico de una población considerado una propiedad de la distribución conjunta y
- la covarianza muestral que se emplea como un valor estadísticamente estimado del parámetro.

$$C(i,j) = \frac{\sum_{v=1}^{n}(i_v - \bar{\imath})(j_v - \bar{\jmath})}{n}$$

Ecuación 7.1

Donde C(*i*,*i*) y C(*j*,*j*) coincide con la desviación típica de *i* y de *j*.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{v=1}^{n}(i_v - \bar{\imath})^2}{n}}$$

Ecuación 7.2

A partir de la covarianza se calculó la correlación. La expresión es:

$$R(i,j) = \frac{C(i,j)}{\sqrt{C(i,i)C(j,j)}}$$

Ecuación 7.3

Conjuntamente con la correlación se da el coeficiente de *p-valor*. En contrastes de hipótesis, en estadística, el *valor p* (*p-valor*) está definido como la probabilidad de obtener un resultado al menos tan extremo como el que realmente se ha obtenido (valor del estadístico calculado), suponiendo que la hipótesis nula es cierta. Es fundamental tener en cuenta que el *valor p* está basado en la asunción de la hipótesis de partida (o hipótesis nula).

Se rechaza la hipótesis nula si el *valor p* asociado al resultado observado es igual o menor que el nivel de significación establecido, convencionalmente 0,05 ó 0,01. Es decir, el *valor p* nos muestra la probabilidad de haber obtenido el resultado que hemos obtenido si suponemos que la hipótesis nula es cierta.

Si el *valor p* es inferior al nivel de significación (0,05 en nuestro caso) nos indica que lo más probable es que la hipótesis de partida sea falsa. Sin embargo, también es posible que estemos ante una observación atípica, por lo que estaríamos cometiendo el error estadístico de rechazar la hipótesis nula cuando ésta es cierta basándonos en que hemos tenido la mala suerte de encontrar una observación atípica. Este tipo de errores se pueden subsanar rebajando el *valor p*; un *valor p* de 0,05 es usado en investigaciones habituales sociológicas mientras que *valores p* de 0,01 se utilizan en investigaciones médicas, en las que cometer un error puede acarrear consecuencias más graves. También se puede tratar de subsanar dicho error aumentando el tamaño de la muestra obtenida, lo que reduce la posibilidad de que el dato obtenido sea casualmente raro.

El *valor p* es un valor de probabilidad, por lo que oscila entre 0 y 1. Así, se suele decir que valores altos de *p* no rechazan la hipótesis nula o, dicho de forma correcta, no permiten rechazar la hipótesis nula. De igual manera, valores bajos de *p* rechazan la hipótesis.

Es importante recalcar que un contraste de hipótesis nula no permite aceptar una hipótesis; simplemente la rechaza o no la rechaza, es decir que la tacha de verosímil (lo que no significa obligatoriamente que sea cierta, simplemente que es más probable de serlo) o inverosímil.

En el primer estudio de correlación se utilizaron las siguientes variables y se representa la recta de correlación entre ellas en la ilustración siguiente orden:

1. *tgenDE*
2. *tgenslr*
3. *tgenMAX*
4. *tnac*
5. *wgenENC*
6. *velwind*
7. *vgrid*
8. *pwrea*
9. *pwfac*
10. *pwest*
11. *pwrot*
12. *pwtot*
13. *tgenDE*
14. *tgenNDE*

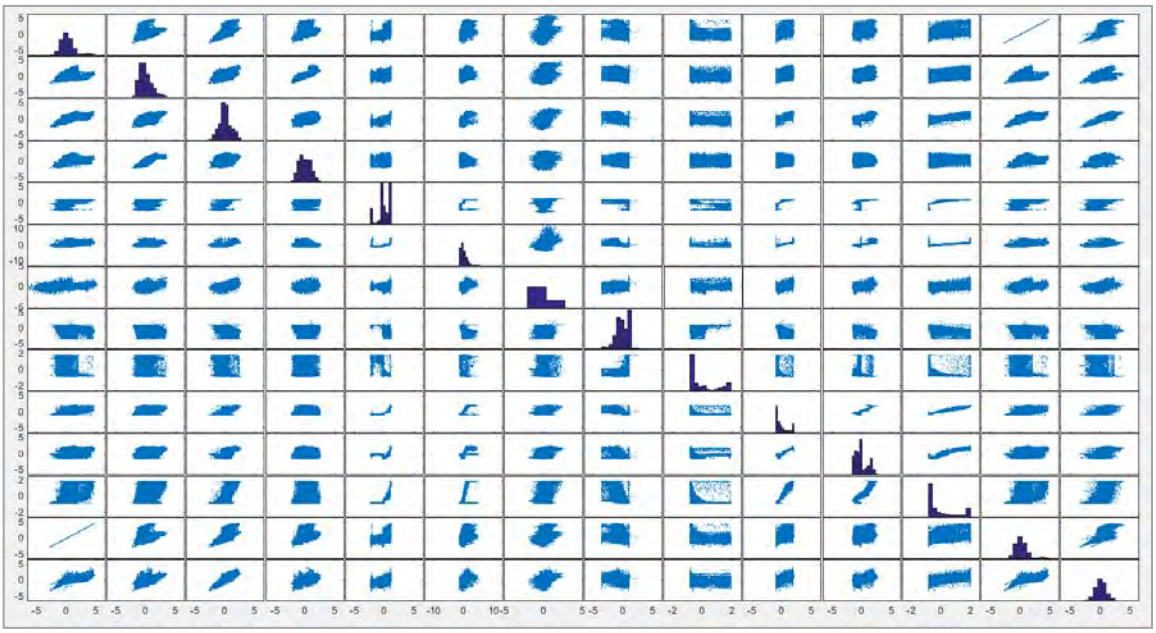


Ilustración 107.- Gráficas de correlación entre las variables principales en el siguiente orden de izquierda a derecha y de arriba abajo: *tgenDE*, *tgenslr*, *tgenMAX*, *tnac*, *wgenENC*, *velwind*, *vgrid*, *pwrea*, *pwfac*, *pwest*, *pwrot*, *pwtot*, *tgenDE*, *tgenNDE*. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 42.- Matriz de correlación de las variables principales. Fuente: Elaboración propia.

Correlación	tgenDE	tgenslr	tgenMAX	tnac	wgenENC	velwind	vgrid	pwrea	pwfac	pwest	pwrot	pwtot	tgenNDE
tgenDE	1.00	0.58	0.73	0.64	0.50	0.54	0.30	-0.42	-0.40	0.57	0.45	0.56	0.85
tgenslr	0.58	1.00	0.37	0.77	0.06	0.21	0.21	-0.08	0.03	0.26	0.32	0.27	0.58
tgenMAX	0.73	0.37	1.00	0.36	0.75	0.80	0.31	-0.60	-0.65	0.81	0.57	0.80	0.88
tnac	0.64	0.77	0.36	1.00	0.12	0.10	0.17	-0.10	-0.09	0.13	0.10	0.12	0.58
wgenENC	0.50	0.06	0.75	0.12	1.00	0.76	0.16	-0.71	-0.82	0.77	0.46	0.75	0.65
velwind	0.54	0.21	0.80	0.10	0.76	1.00	0.23	-0.68	-0.63	0.93	0.71	0.92	0.67
vgrid	0.30	0.21	0.31	0.17	0.16	0.23	1.00	-0.05	-0.06	0.25	0.25	0.25	0.33
pwrea	-0.42	-0.08	-0.60	-0.10	-0.71	-0.68	-0.05	1.00	0.67	-0.70	-0.41	-0.68	-0.51
pwfac	-0.40	0.03	-0.65	-0.09	-0.82	-0.63	-0.06	0.67	1.00	-0.59	-0.16	-0.55	-0.53
pwest	0.57	0.26	0.81	0.13	0.77	0.93	0.25	-0.70	-0.59	1.00	0.82	0.99	0.69
pwrot	0.45	0.32	0.57	0.10	0.46	0.71	0.25	-0.41	-0.16	0.82	1.00	0.86	0.50
pwtot	0.56	0.27	0.80	0.12	0.75	0.92	0.25	-0.68	-0.55	0.99	0.86	1.00	0.68
tgenNDE	0.85	0.58	0.88	0.58	0.65	0.67	0.33	-0.51	-0.53	0.69	0.50	0.68	1.00

Se observa que a excepción de la tensión de la red (*vgrid*), todas las variables presentan una correlación superior a 0,5 con la temperatura del rodamiento LOA.

Tabla 43.- Matriz de *p-valor* de las variables principales. Fuente: Elaboración propia.

p-valor	tgenDE	tgenslr	tgenMAX	tnac	wgenENC	velwind	vgrid	pwrea	pwfac	pwest	pwrot	pwtot	tgenNDE
tgenDE	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tgenslr	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tgenMAX	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tnac	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
wgenENC	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
velwind	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
vgrid	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
pwrea	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
pwfac	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
pwest	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
pwrot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
pwtot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
tgenNDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 44.- Matriz de covarianza de las variables principales. Fuente: Elaboración propia.

Covarianza	tgenDE	tgenslr	tgenMAX	tnac	wgenENC	velwind	vgrid	pwrea	pwfac	pwest	pwrot	pwtot	tgenNDE
tgenDE	0.99	0.55	0.72	0.62	0.50	0.53	0.27	-0.38	-0.39	0.56	0.45	0.56	0.82
tgenslr	0.55	0.93	0.35	0.72	0.05	0.20	0.18	-0.08	0.03	0.25	0.32	0.26	0.54
tgenMAX	0.72	0.35	0.97	0.34	0.73	0.77	0.28	-0.54	-0.63	0.79	0.57	0.78	0.84
tnac	0.62	0.72	0.34	0.95	0.12	0.09	0.15	-0.09	-0.08	0.12	0.10	0.12	0.55
wgenENC	0.50	0.05	0.73	0.12	1.00	0.75	0.15	-0.65	-0.81	0.76	0.47	0.74	0.63
velwind	0.53	0.20	0.77	0.09	0.75	0.97	0.20	-0.61	-0.61	0.91	0.71	0.90	0.64
vgrid	0.27	0.18	0.28	0.15	0.15	0.20	0.83	-0.05	-0.06	0.22	0.24	0.23	0.29
pwrea	-0.38	-0.08	-0.54	-0.09	-0.65	-0.61	-0.05	0.85	0.61	-0.64	-0.39	-0.62	-0.45
pwfac	-0.39	0.03	-0.63	-0.08	-0.81	-0.61	-0.06	0.61	0.98	-0.58	-0.16	-0.54	-0.51
pwest	0.56	0.25	0.79	0.12	0.76	0.91	0.22	-0.64	-0.58	0.99	0.84	0.98	0.67
pwrot	0.45	0.32	0.57	0.10	0.47	0.71	0.24	-0.39	-0.16	0.84	1.04	0.87	0.49
pwtot	0.56	0.26	0.78	0.12	0.74	0.90	0.23	-0.62	-0.54	0.98	0.87	0.99	0.66
tgenNDE	0.82	0.54	0.84	0.55	0.63	0.64	0.29	-0.45	-0.51	0.67	0.49	0.66	0.95

El *Modelo Térmico II* se fundamenta en variables de temperatura del aerogenerador, bajo la consideración de que independientemente del ritmo de trabajo del equipo, la temperatura del rodamiento está íntimamente relacionada con el resto de temperaturas. Las variables fueron:

1. *tgenDE*
2. *tgboil*
3. *tgbxhss*
4. *tgemMAX*
5. *thydr*
6. *tgenNDE*

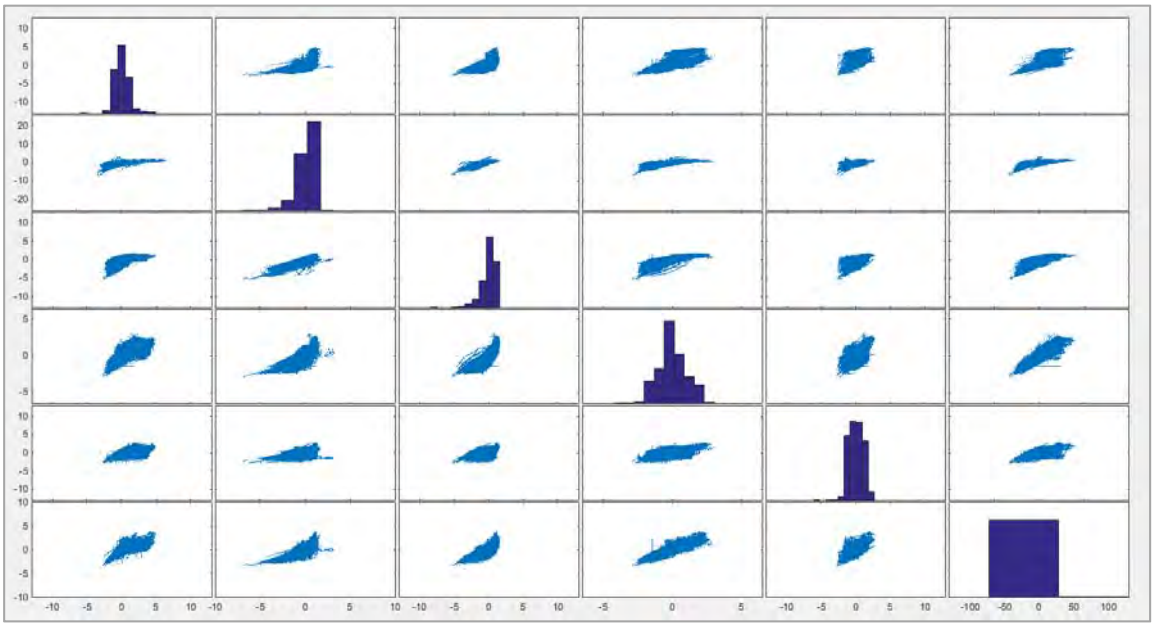


Ilustración 108.- Gráficas de correlación entre las variables del *Modelo Térmico II* en el siguiente orden de izquierda a derecha y de arriba abajo: *tgenDE*, *tgboil*, *tgbxhss*, *tgemMAX*, *thydr*, *tgenNDE*. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 45.- Matriz de correlación de las variables del *Modelo Térmico II*. Fuente: Elaboración propia.

Correlación	tgenDE	tgboil	tgbxhss	tgemMAX	thydr	tgenNDE
tgenDE	1.00	0.66	0.64	0.73	0.78	0.85
tgboil	0.66	1.00	0.90	0.78	0.59	0.79
tgbxhss	0.64	0.90	1.00	0.80	0.56	0.79
tgemMAX	0.73	0.78	0.80	1.00	0.67	0.88
thydr	0.78	0.59	0.56	0.67	1.00	0.79
tgenNDE	0.85	0.79	0.79	0.88	0.79	1.00

Como era de esperar la variable que presenta mayor correlación con la temperatura del rodamiento LOA es la temperatura del rodamiento del LA y la temperatura de los devanados del generador. El resto de variables presentan una correlación también muy elevada de 0,79.

También hay una elevada correlación entre la temperatura del aceite de la multiplicadora (*tgboil*) y los rodamientos del eje de alta (*tgbxhss*).

Tabla 46.- Matriz de *p-valor* de las variables del *Modelo Térmico II*. Fuente: Elaboración propia.

p-valor	tgenDE	tgboil	tgbxhss	tgemMAX	thydr	tgenNDE
tgenDE	1	0	0	0	0	0
tgboil	0	1	0	0	0	0
tgbxhss	0	0	1	0	0	0
tgemMAX	0	0	0	1	0	0
thydr	0	0	0	0	1	0
tgenNDE	0	0	0	0	0	1

Tabla 47.- Matriz de covarianza de las variables del *Modelo Térmico II*. Fuente: Elaboración propia.

Covarianza	tgenDE	tgboil	tgbxhss	tgemMAX	thydr	tgenNDE
tgenDE	0.99	0.62	0.62	0.72	0.75	0.82
tgboil	0.62	0.88	0.83	0.72	0.54	0.72
tgbxhss	0.62	0.83	0.95	0.77	0.53	0.75
tgemMAX	0.72	0.72	0.77	0.97	0.64	0.84
thydr	0.75	0.54	0.53	0.64	0.95	0.75
tgenNDE	0.82	0.72	0.75	0.84	0.75	0.95

Sin embargo en todos los casos el *p-valor* nos da un valor inferior a 0,05, lo cual confirma que la relación entre las variables es compleja ya que principalmente el comportamiento del equipo se ve condicionado por el sistema de control y no presenta un comportamiento normal.

6.2.3.2. Justificación del modelo térmico de la temperatura para la detección de anomalías en el funcionamiento del generador.

En el presente apartado presentamos una serie de ilustraciones en las que se representa la temperatura del rodamiento LOA a lo largo del tiempo y prestamos especial atención en aquellos casos en los que se produjo un fallo que motivó la sustitución del rodamiento. Así mismo, es posible que en las siguientes gráficas se presenten anomalías que no llevasen a ningún fallo del rodamiento, pero que evidentemente suponían un mal funcionamiento del equipo, que llegó a solucionarse sin realizar acciones mantenedoras directamente sobre el generador.

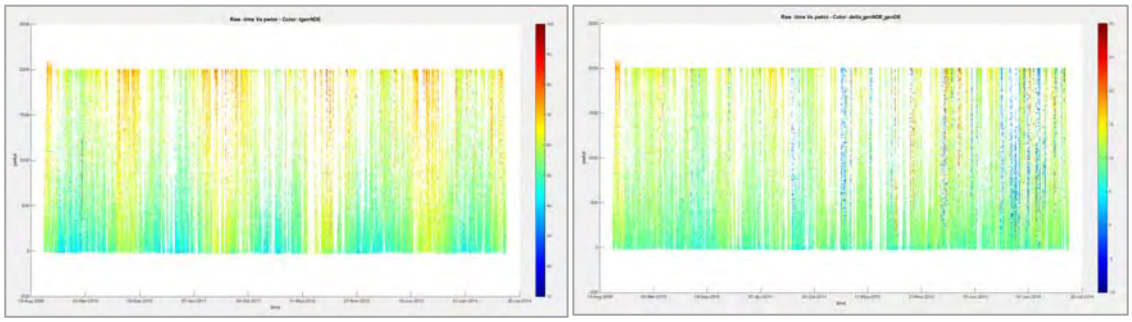


Ilustración 109.- Para el aerogenerador A02 (*wt001*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

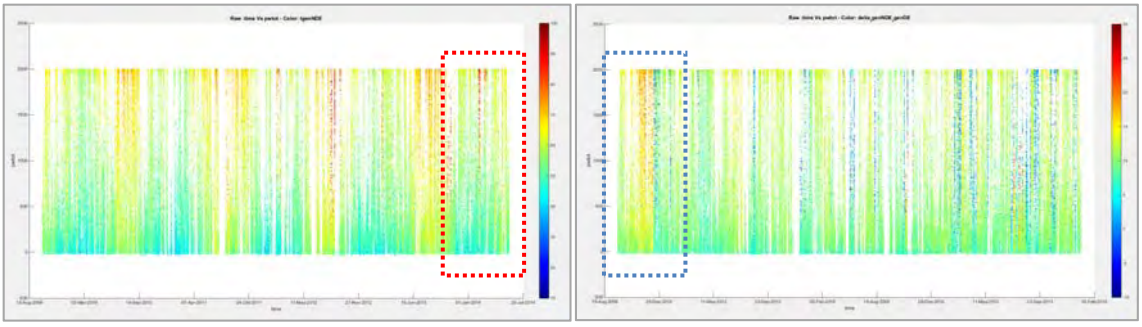


Ilustración 110.- Para el aerogenerador A03 (*wt002*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 110, en la gráfica derecha se observa (recuadro azul) como hubo un periodo de tiempo en el que el salto térmico entre rodamientos era superior, y posteriormente se corrigió este hecho. También se observan periodos en los que la temperatura del rodamiento LOA es especialmente alta, principalmente si se da en una temporada del año como es el invierno en la que se esperan temperaturas medias menores (recuadro rojo en la gráfica izquierda).

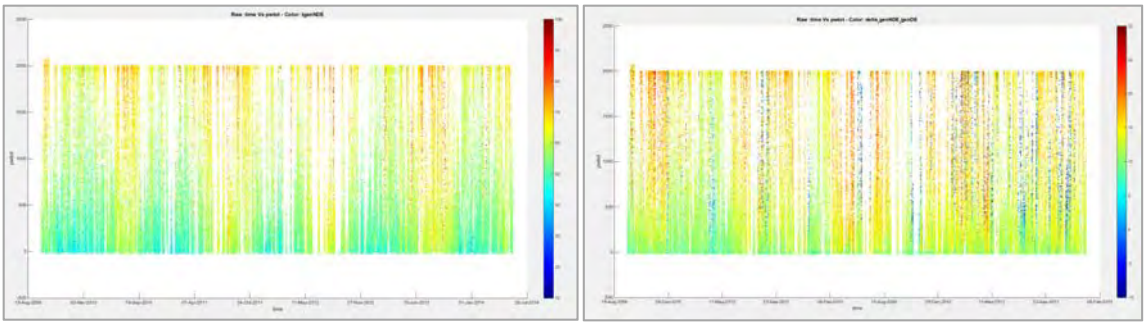


Ilustración 111.- Para el aerogenerador A04 (*wt003*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

Se observa en el caso del aerogenerador A04 (*wt003*) que el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y el rodamiento del LA es mayor que en otros aerogeneradores. Esto significa que generalmente la temperatura media del rodamiento LOA es mayor que en otros equipos, o bien que la temperatura media del rodamiento LA es menor que en el resto de equipos.

Analizando el aerogenerador A05 (*wt004*), en el que se realizó una sustitución del rodamiento el día 1/08/2011, se observa que se dieron algunos valores de temperatura especialmente altos en regiones de operación inferiores a la nominal, como se indica en la Ilustración 112 con un recuadro morado. Esto nos confirma la necesidad de identificar las regiones de operación del generador, ya que la temperatura esperada en el rodamiento en cada región de operación será diferente, lo cual nos llevó a la necesidad de caracterizar los datos de operación en función de la época del año en el que se registran y en función de la zona de operación en la que se encuentra el equipo. La definición de las diferentes regiones de operación se realiza en el siguiente apartado 6.2.3.3. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA bajo ciertas condiciones de operación..

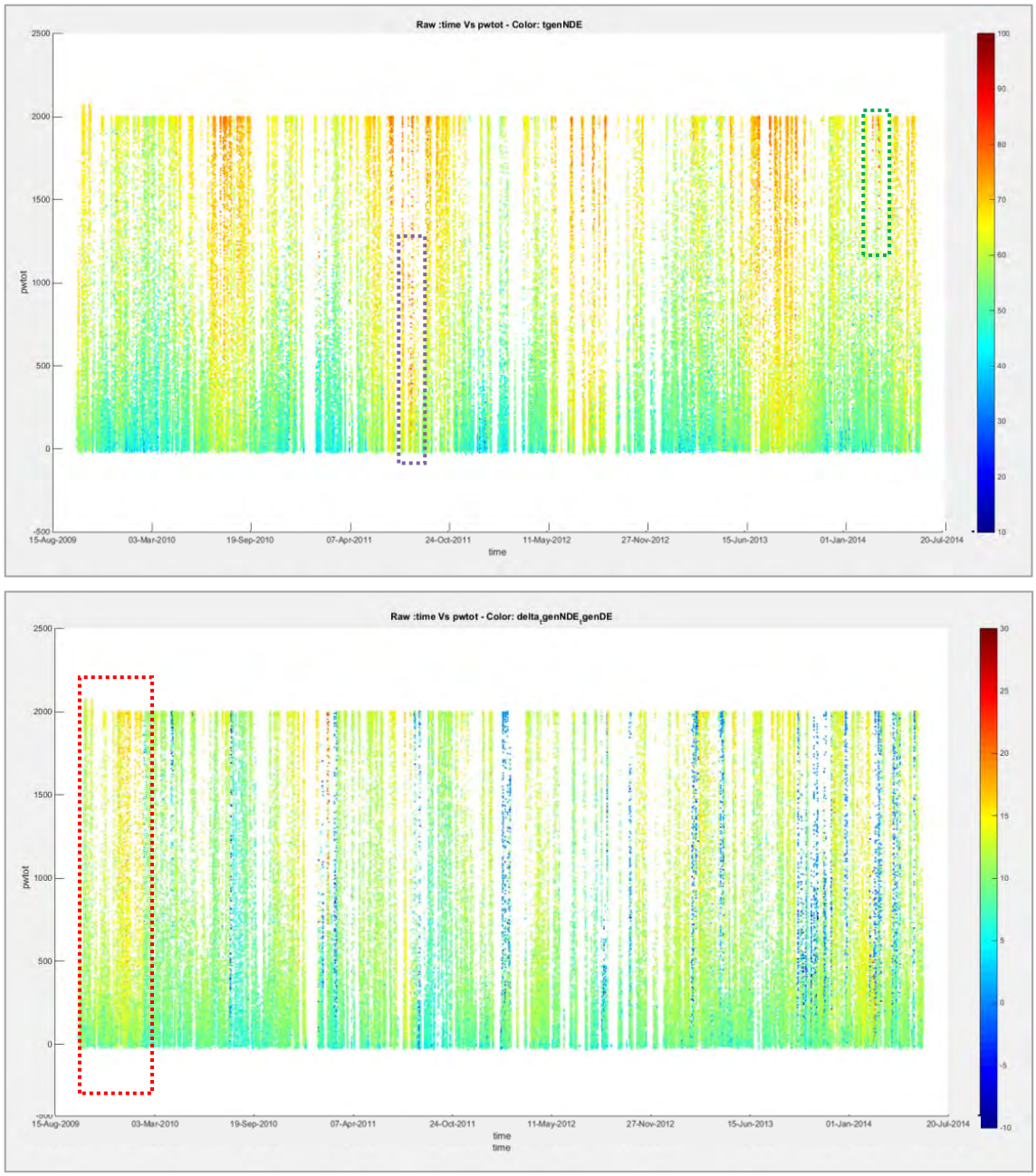


Ilustración 112.- Para el aerogenerador A05 (*wt004*), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

Conforme a la tabla siguiente en la que se resumen las tareas de mantenimiento realizadas al aerogenerador A05 (*wt004*), se observa que el 19/02/2009 se realizó un

cambio de la sonda PTC100 de uno de los devanados del estator, y a partir de ese momento la temperatura máxima del rodamiento disminuye, luego queda de manifiesto que mal funcionamientos en los componentes se pueden detectar en valores térmicos "inusuales" según la época del año y según la región de operación.

Tabla 48.-Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A05. Fuente: Elaboración propia.

03/11/2008 0:00	04/11/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
19/02/2009 14:24	19/02/2009 17:19	MKA	MKA(SUB)	SONDA PT100 2 FASE W DEVANADO ESTATOR	MCP
19/09/2010 13:12	19/09/2010 17:58	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
16/08/2011 7:40	18/08/2011 14:55	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
31/01/2012 0:00	01/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
23/06/2012 23:31	24/06/2012 10:46	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
25/09/2013 17:02	25/09/2013 18:02	MKA	MKA(SUB)	INTERCAMBIADOR DE CALOR AIRE-AIRE (G8X)	MCP

Adicionalmente en la Ilustración 112 se ha indicado con un recuadro verde una anomalía detectada, la cual no lleva asociada ninguna tarea de mantenimiento previa, pero éstos casos deberían considerarse para una posible inspección del equipo en el futuro, aprovechando otra tarea mantenedora en el equipo.

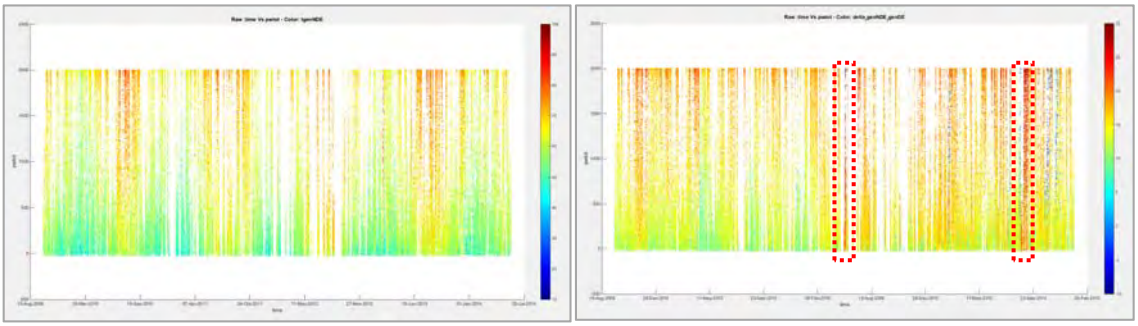


Ilustración 113.- Para el aerogenerador A06 (*wt005*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

En el caso del aerogenerador A06 (*wt005*) se observan valores atípicos en la gráfica del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y LA, mientras que la temperatura del rodamiento LOA parece mantenerse entre valores normales, lo cual lleva a interpretar que la utilización conjunta de la temperatura del rodamiento LOA y

el salto térmico entre los dos rodamientos ayuda a conseguir detecciones más fiables, de ahí que entre los posibles indicadores de estado del rodamiento se pudiese utilizar un indicador propio para el salto térmico y otro para la temperatura del rodamiento.

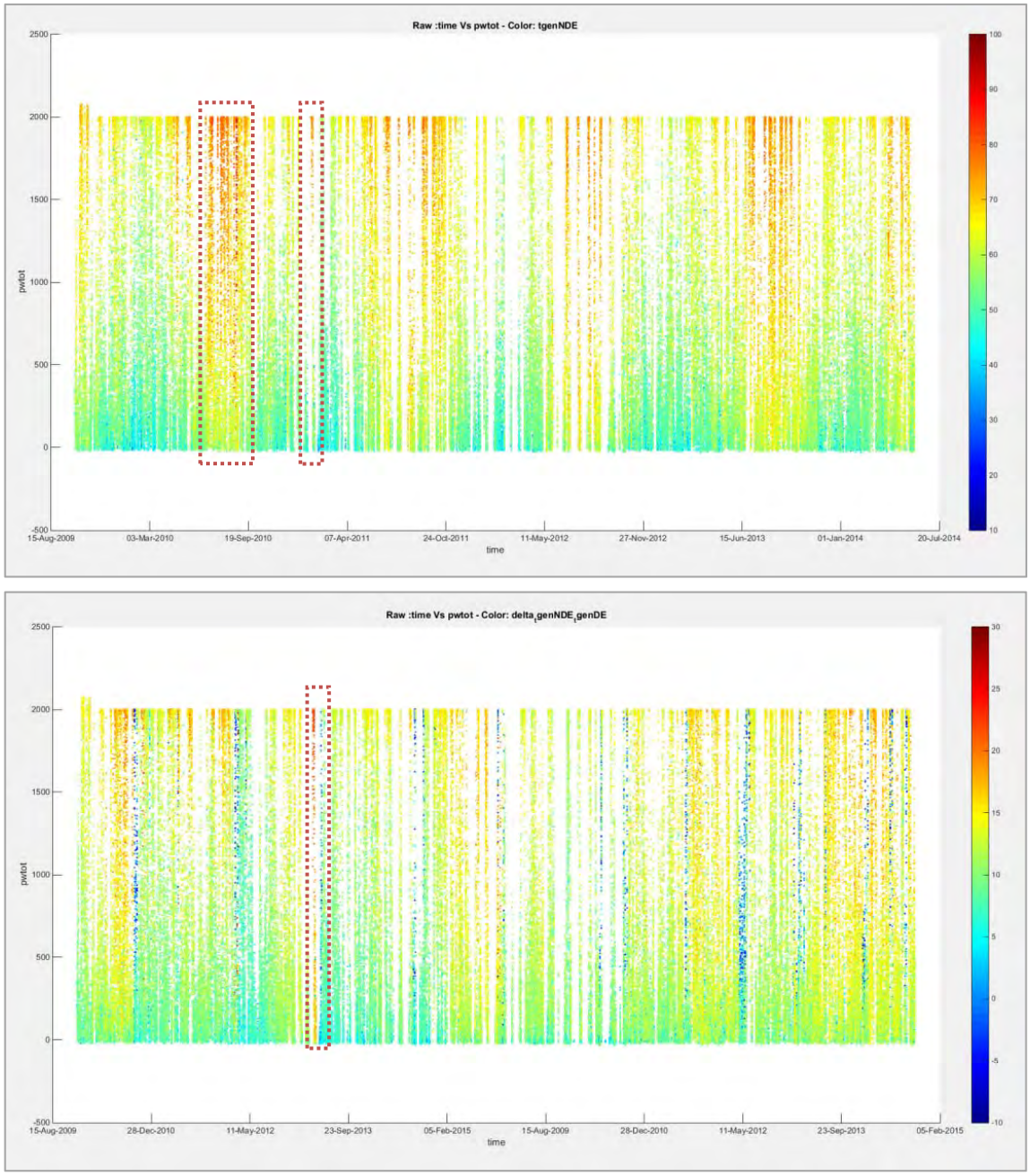


Ilustración 114.- Para el aerogenerador A07 (*wt006*), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

En el aerogenerador A07 (*wt006*) se realizó una sustitución del rodamiento LOA el 01/02/2011, y como se muestra en las Ilustraciones anteriores (recuadro azul) también se presentaron temperaturas anormalmente altas antes del fallo. Hay que tener en cuenta que los sistemas de control no interpretaron temperaturas sobre el límite de operación, ya que no se registraron alarmas asociadas con dicho evento.

Tabla 49.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A07. Fuente: Elaboración propia.

06/10/2008 0:00	07/10/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
12/02/2010 12:28	12/02/2010 18:19	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
11/04/2010 6:43	11/04/2010 11:30	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
22/04/2010 16:04	22/04/2010 20:37	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
23/06/2010 12:00	23/06/2010 17:04	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
01/02/2011 8:38	04/02/2011 17:34	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
03/02/2012 0:00	04/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
14/02/2012 8:24	14/02/2012 19:49	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
15/03/2012 0:00	16/03/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPI
12/06/2013 17:31	13/06/2013 16:43	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP

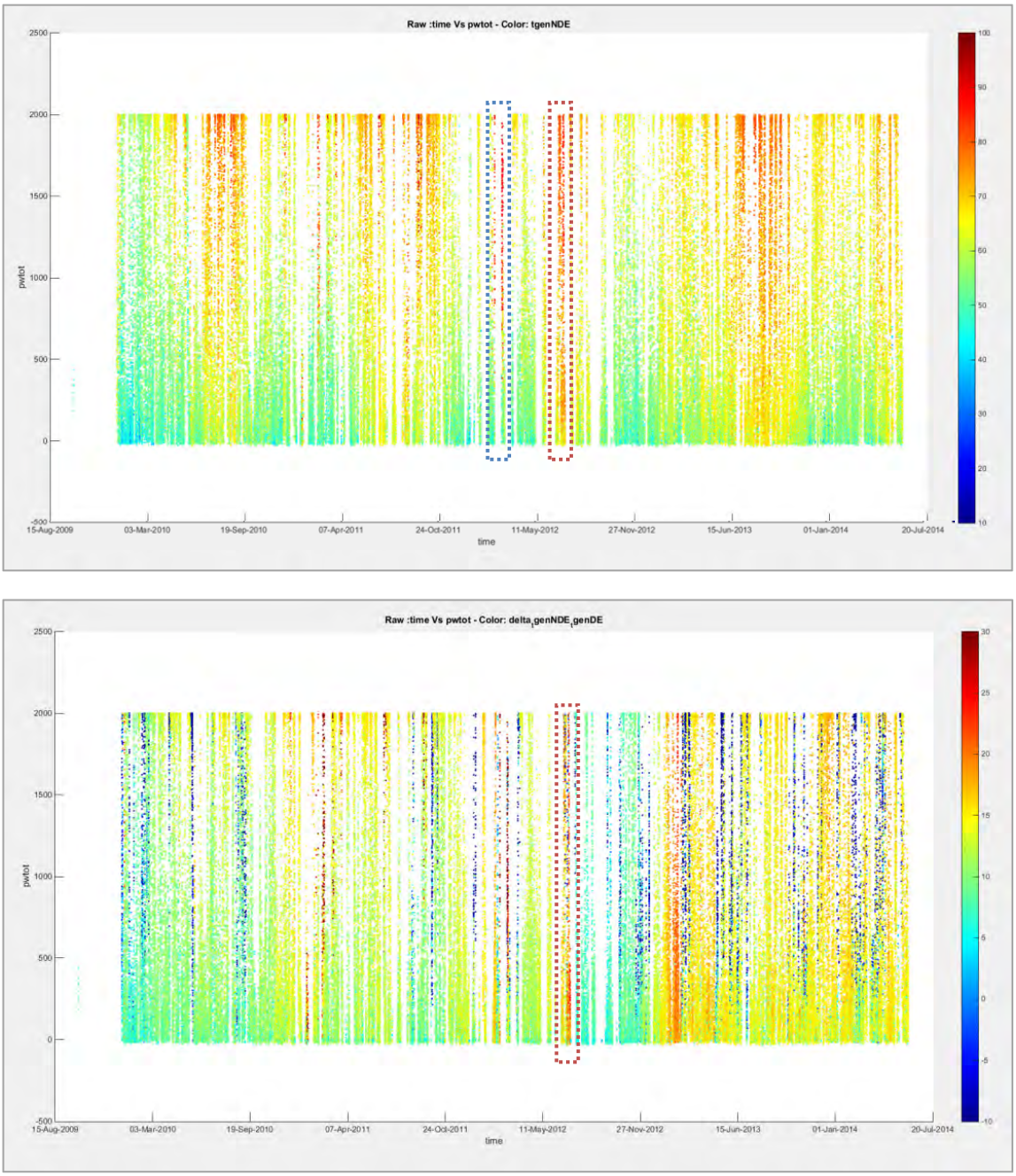


Ilustración 115.- Para el aerogenerador A08 (*wt007*), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamientos LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

En el aerogenerador A08 (*wt007*), el 19/03/2012 se realizó la sustitución del rodamiento LOA y se indicó su mal funcionamiento previo mediante el rectángulo azul.

En torno a julio del 2012 se detectó otra situación anómala (recuadro rojo), y consultando la lista de tareas de mantenimiento realizadas en fechas próximas, se observó que se realizó una modificación de diseño que afectaba directamente al comportamiento del rodamiento, además se cambió el encoder del generador, una mala lectura de la velocidad de giro podría hacer que el sistema de control esté frenando y acelerando el rotor para mantener una velocidad de sincronismo, esto haría que el rodamiento soportase mayores esfuerzos de frenado y aceleración, lo cual se transforma en incrementos térmicos. Para prevenir calentamientos del rodamiento, deberá controlarse el número de alarmas por error de lectura, de tal forma que si aumenta la frecuencia de aparición de las mismas, es posible que el encoder esté funcionando de forma errática y ello desencadene una degradación prematura del rodamiento.

Tabla 50.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A08. Fuente: Elaboración propia.

09/10/2008 10:04	09/10/2008 13:18	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LA	MCP
10/10/2008 0:00	15/10/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
13/05/2009 0:00	03/06/2009 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPI
01/10/2009 21:07	02/10/2009 11:04	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLAS FASE U DEVANADO ROTOR	MCP
20/05/2010 17:31	24/05/2010 3:58	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
14/04/2011 13:55	14/04/2011 19:46	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
08/07/2011 3:36	08/07/2011 13:07	MKA	MKA(SUB)	VENTILADOR DE ANILLOS ROZANTES (G5X/G8X)	MCP
18/07/2011 13:40	18/07/2011 17:21	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
19/07/2011 18:14	20/07/2011 12:48	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
06/02/2012 0:00	07/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
15/03/2012 0:00	16/03/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPI
19/03/2012 8:24	19/03/2012 18:43	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
23/03/2012 13:40	23/03/2012 17:18	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
12/07/2012 0:00	13/07/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
12/07/2012 13:40	12/07/2012 14:42	MKA	MKA(SUB)	ENCODER	MCP
26/11/2012 11:16	26/11/2012 18:33	MKA	MKA(SUB)	ENCODER	MCP
06/02/2013 4:33	06/02/2013 10:51	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
29/04/2013 9:21	29/04/2013 19:33	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
31/10/2013 13:40	31/10/2013 18:13	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP

En el siguiente ejemplo, en el aerogenerador A09 (*wt008*) se detecta una elevada temperatura en el rodamiento LOA (recuadros rojos en la Ilustración 116, en la gráfica superior), pero analizando la gráfica inferior se observa que la temperatura del rodamiento LA es muy elevada, incluso llegando a estar más caliente que el rodamiento LOA, esto hace que ceda calor al rodamiento LOA, y este se caliente, lo cual podría llevar a la errónea interpretación del mal funcionamiento del rodamiento LOA, mientras que el que falla es el rodamiento LA. Esta conclusión es clave a la hora de definir un sistema de indicadores de estado de los equipos, ya que cuando una variable es entrada de un modelo, es posible que lo que esté mal sea el valor de la variable de entrada y no la variable estimada por el modelo. Para poder determinar que componente es el que está fallando, hay que comprobar que no hay fallos en los otros componentes, luego habría que generar una serie de indicadores cruzados entre las diferentes variables y desarrollar una base de reglas de diagnóstico. No obstante el objetivo de la presente tesis es detectar un posible mal funcionamiento y será a partir de dicha detección cuando se aplique la lógica de diagnóstico.

En la presente tesis, para tener un modelo independiente de otras variables se generó un modelo adicional a los principales basado en la temperatura ambiente y la potencia generada. Este modelo es menos preciso y presenta un mayor error en la estimación del valor de la temperatura del rodamiento pero sin embargo es independiente de otras variables de operación y requiere tiempos de computación más reducidos e inferiores necesidades de almacenamiento de datos.

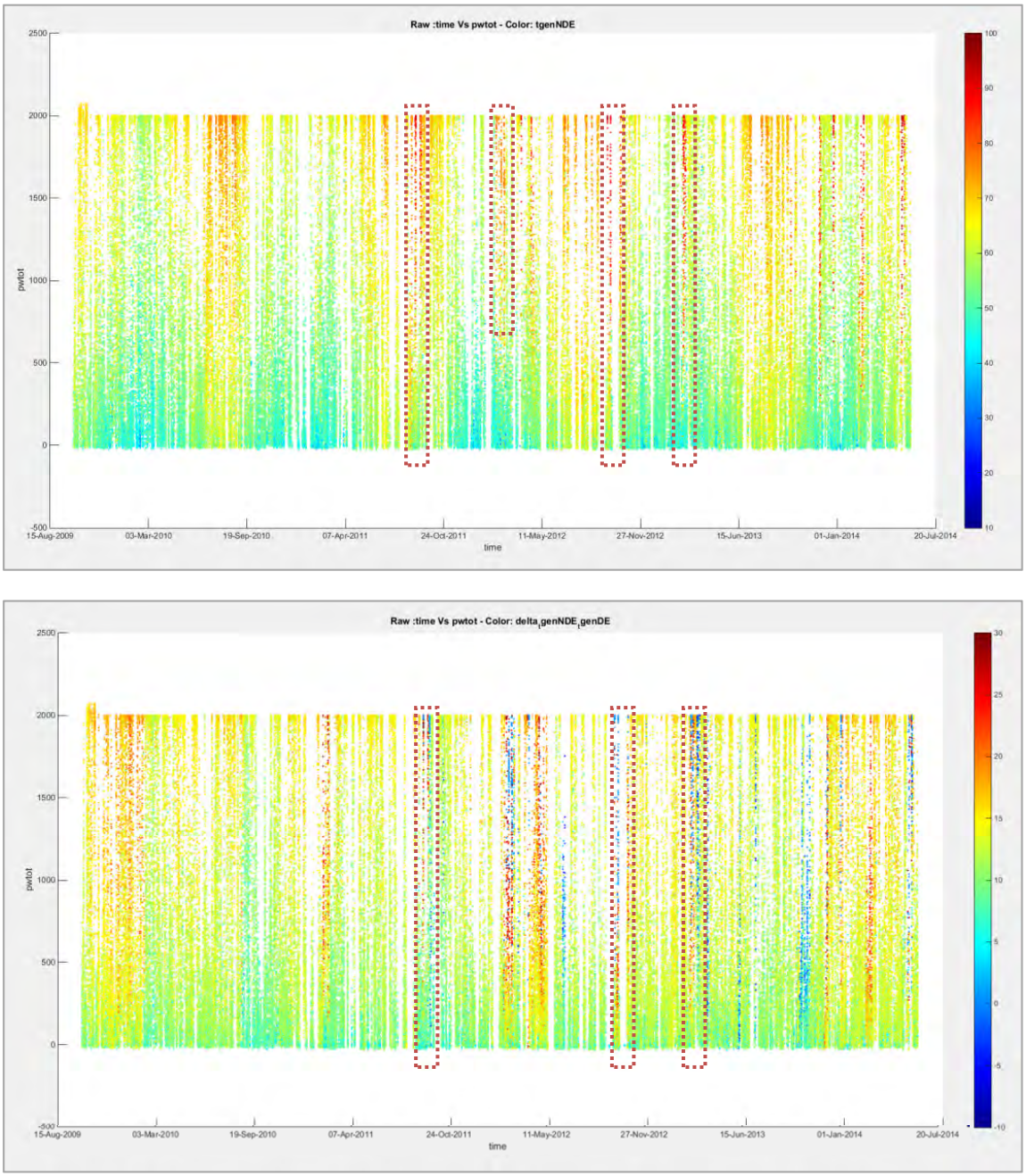


Ilustración 116.- Para el aerogenerador A9 (*wt008*), la representación en la gráfica superior de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica inferior la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

En las ilustraciones anteriores se indicaron las zonas en las que se ven valores fuera de lo normal, en los cuales coinciden las fechas en las que se registraron tareas de mantenimiento en el generador, como se muestra en la Tabla 51.

Tabla 51.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A09. Fuente: Elaboración propia.

15/10/2008 0:00	16/10/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
01/08/2011 16:33	01/08/2011 18:11	MKA	MKA(SUB)	FILTRO SALIDA AIRE ANILLOS ROZANTES	MCP
12/08/2011 6:57	12/08/2011 12:41	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
07/02/2012 0:00	08/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
21/02/2012 12:14	21/02/2012 14:04	MKA	MKA(SUB)	SONDA PT100 RODAMIENTO LOA	MCP

Los aerogeneradores A10 (*wt009*), A11 (*wt010*), A12 (*wt011*) y A13 (*wt012*) presentaron un comportamiento a priori normal. En el caso del aerogenerador A11 a partir de la sustitución del rodamiento LOA en octubre del 2009.

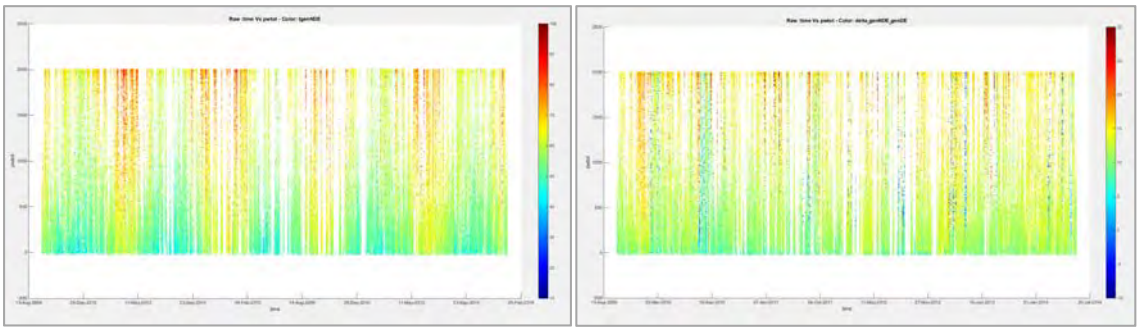


Ilustración 117.- Para el aerogenerador A11 (*wt010*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

Tabla 52.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A11. Fuente: Elaboración propia.

08/01/2009 0:00	09/01/2009 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
18/07/2009 10:33	18/07/2009 17:24	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
02/10/2009 16:19	05/10/2009 3:24	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
28/06/2011 15:21	28/06/2011 18:21	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.A.	MCP
27/01/2012 0:00	28/01/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF

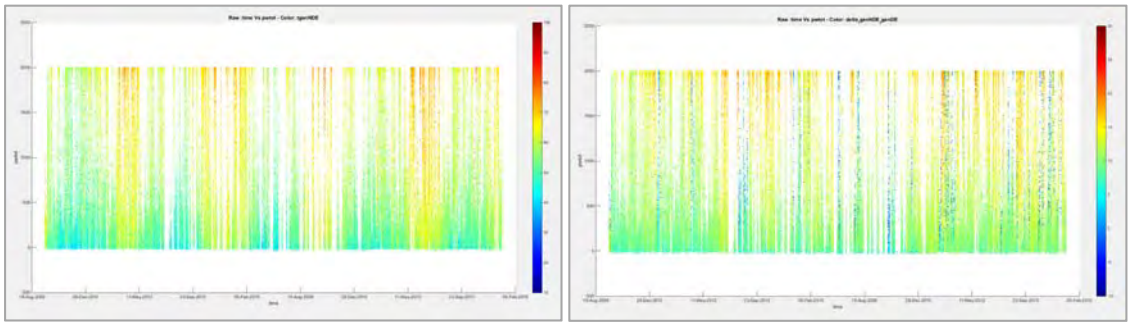


Ilustración 118.- Para el aerogenerador A12 (*wt011*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

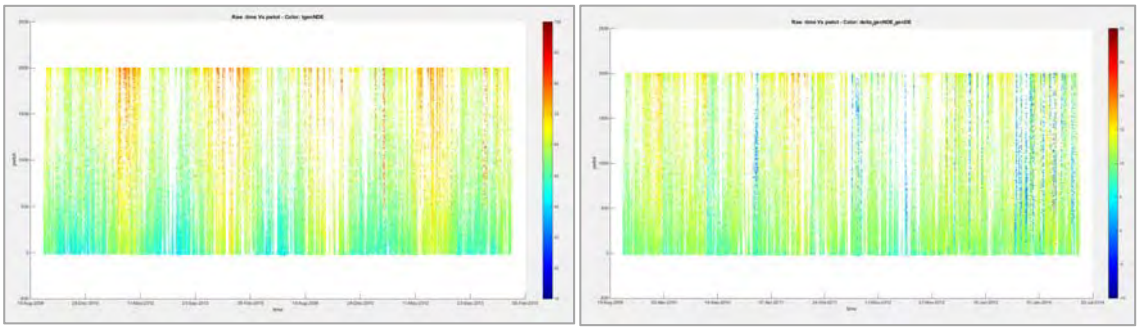


Ilustración 119.- Para el aerogenerador A13 (*wt012*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

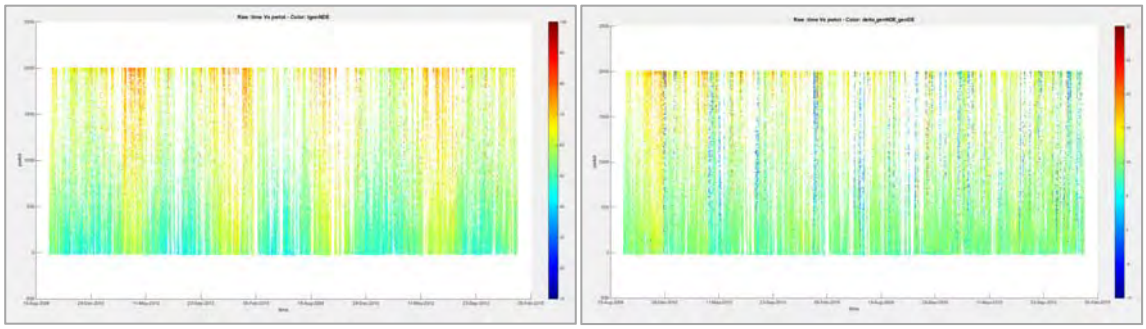


Ilustración 120.- Para el aerogenerador A14 (*wt013*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

Tabla 53.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A14. Fuente: Elaboración propia.

20/11/2008 0:00	21/11/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
29/11/2010 14:24	29/11/2010 16:24	MKA	MKA(SUB)	ENCODER	MCP
01/02/2012 0:00	02/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF

En el aerogenerador A15 (wt014) se produjo una acción mantenedora en los rodamientos, y se indica su comportamiento fuera de lo normal en la Ilustración 121.

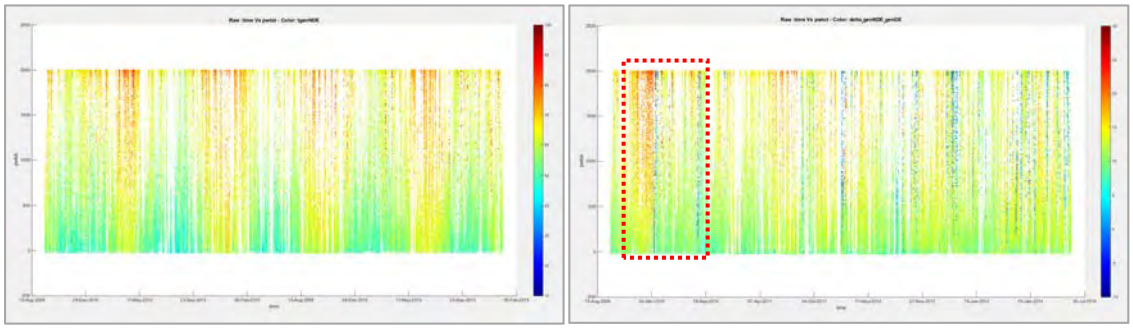


Ilustración 121.- Para el aerogenerador A15 (*wt014*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

Tabla 54.- Resumen de avisos asociados al generador (MKA) A15. Fuente: Elaboración propia.

17/11/2008 0:00	18/11/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
08/03/2009 15:50	08/03/2009 19:56	MKA	MKA(SUB)	CABLE ENCODER	MCP
22/10/2010 21:36	27/10/2010 21:07	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTOS	MCP
03/02/2012 0:00	04/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
25/06/2012 9:36	25/06/2012 15:22	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
17/09/2013 2:52	17/09/2013 12:27	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
07/10/2013 7:55	07/10/2013 14:11	MKA	MKA(SUB)	ACOPLAMIENTO ENCODER	MCP

El aerogenerador A17 (*wt0015*) no presentó un comportamiento anómalo de la temperatura del rodamiento LOA, sin embargo presento un periodo de tiempo con pérdida de rendimiento del equipo, ya que no se alcanzaba la potencia nominal, como se muestra en la Ilustración 123.

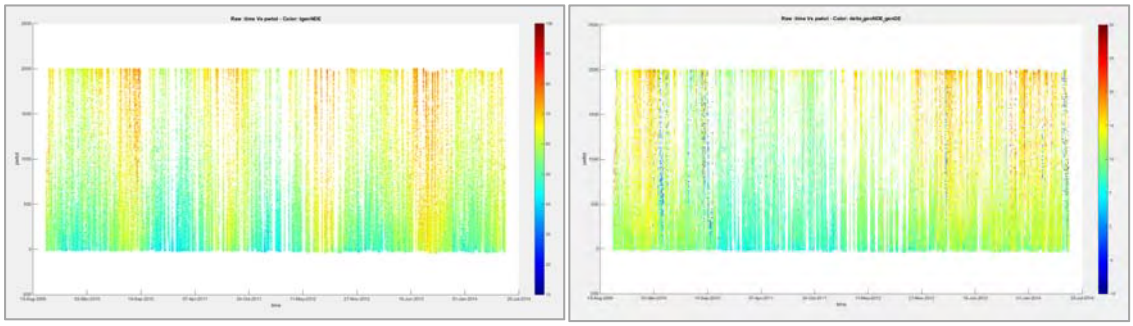


Ilustración 122.- Para el aerogenerador A17 (*wt015*), la representación en la gráfica de la izquierda de la evolución temporal (eje x) de la temperatura del rodamiento LOA (en la escala de color) y la potencia (eje y). En la gráfica derecha la representación de la evolución temporal (eje x) del salto térmico entre los rodamiento LOA y LA (en la escala de color) y la potencia (eje y). Fuente: Elaboración propia.

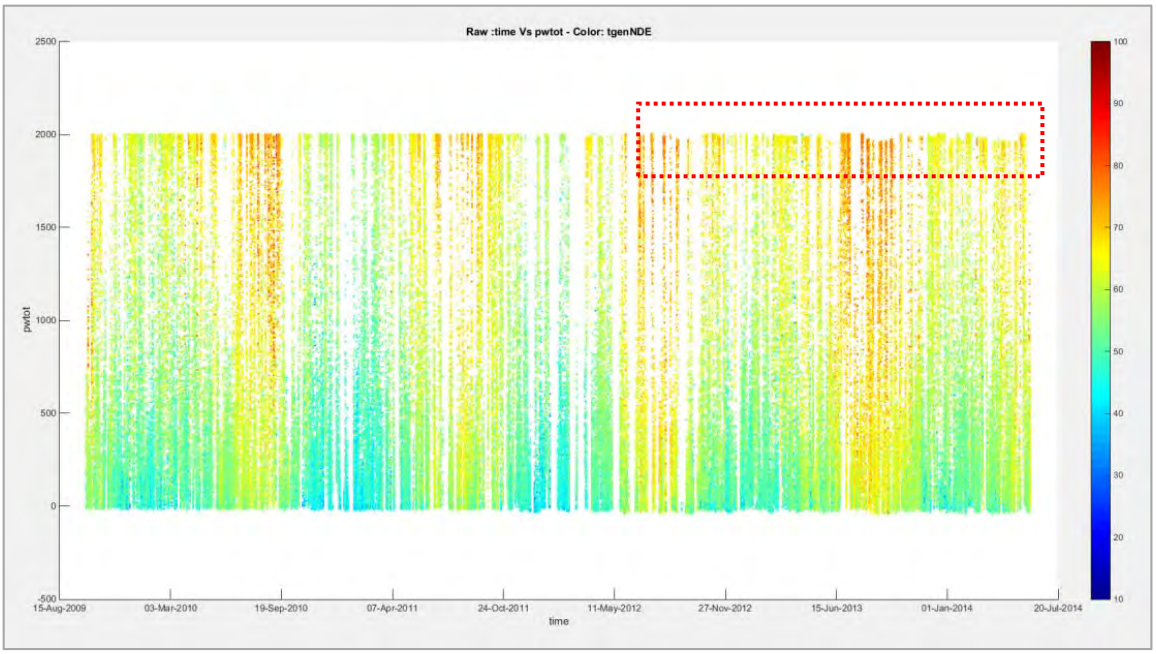


Ilustración 123.- Detalle de pérdida de rendimiento del aerogenerador A17 (*wt015*). Fuente: Elaboración propia.

Conforme a lo expuesto en el presente apartado, queda demostrado que la variable temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*), puede indicar mal funcionamiento en dicho rodamiento, por tanto si somos capaces de modelizar la temperatura esperada para dicho rodamiento en una estación del año determinada y para cada región de operación, y posteriormente lo comparamos con el valor de temperatura medido, seríamos capaces de determinar si el valor medido está fuera de los rangos de operación válidos.

Adicionalmente al análisis de la temperatura del rodamiento antes de las averías, se realizaron otros análisis térmicos como los que se resumen a continuación a modo de ejemplo, el aerogenerador A05 (*wt004*) con los datos previos a la sustitución del rodamiento LOA.

En la Ilustración 124 se ha representado el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del interior de la nacelle, el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y la temperatura de la nacelle y en el eje z la velocidad de rotación del rotor. Cuando el equipo llega a las revoluciones nominales es cuando se alcanzan las temperaturas más elevadas. Hasta ese momento los saltos térmicos

presentan un comportamiento prácticamente lineal en torno a 10ºC (salto térmico entre los rodamientos, como se explicó anteriormente) y cuando alguno de los rodamientos se calienta más de lo esperado se observan nubes de puntos dispersos (como se ha indicado en la Ilustración 124 e Ilustración 125) y además en dichos datos se dan las temperaturas más elevadas.

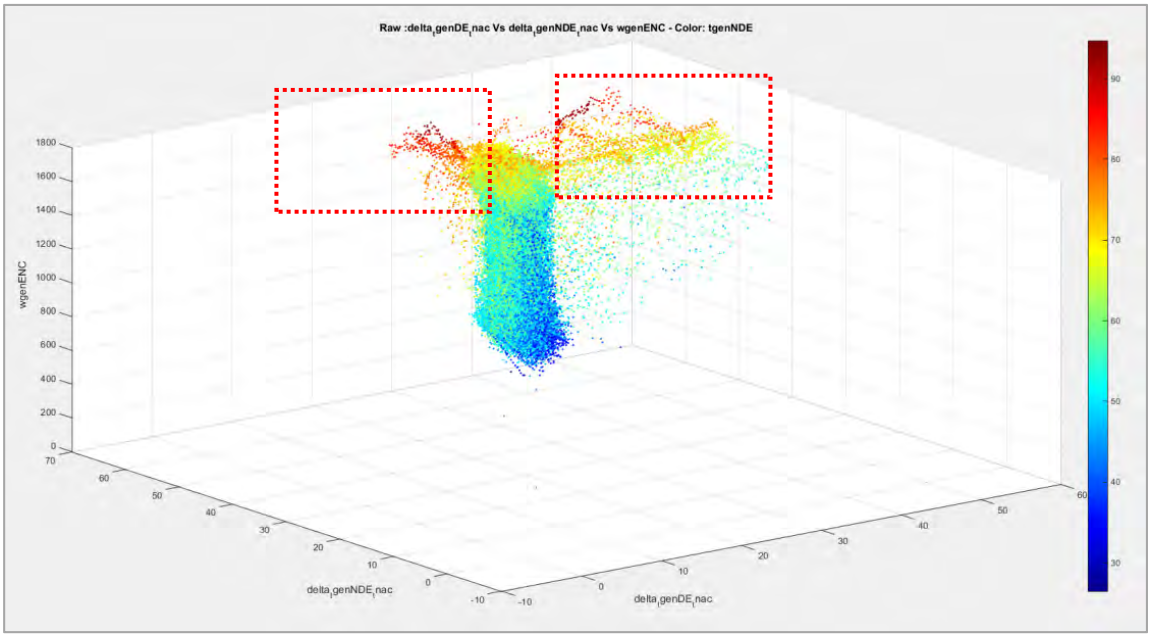


Ilustración 124.- Representación del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del interior de la nacelle (eje x), el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y la temperatura de la nacelle (eje y) y en el eje z la velocidad de rotación del rotor. En la escala de color la temperatura del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

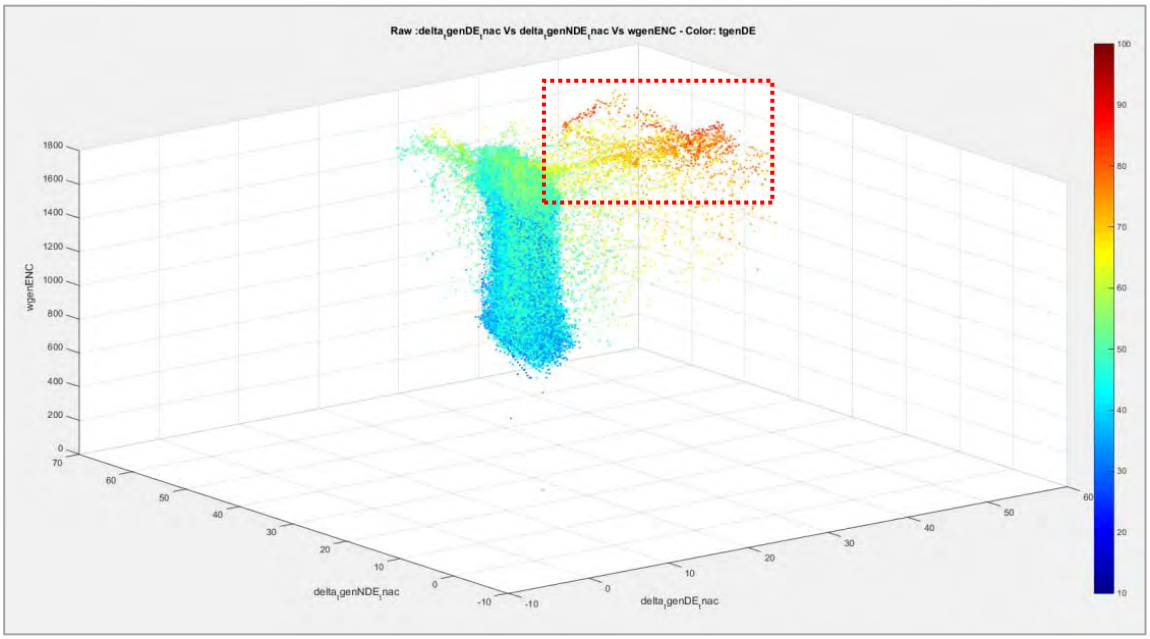


Ilustración 125.- Representación del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del interior de la nacelle (eje x), el salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y la temperatura de la nacelle (eje y) y en el eje z la velocidad de rotación del rotor. En la escala de color la temperatura del rodamiento LA. Fuente: Elaboración propia.

Una representación gráfica de este estilo ayudaría al explotador de la instalación en la identificación de datos atípicos. Para ello no ha sido necesaria la realización de un modelo de comportamiento, sino que simplemente se ha realizado un estudio visual de similaridad térmica entre puntos y regiones de operación. Podría proponerse un sistema completo de visualizaciones de los datos orientadas a la detección de mal funcionamientos pero no es objeto de la presente tesis.

Finalmente y a modo de ejemplo, existe una relación lineal entre la temperatura de los devanados (eje x) y el salto térmico entre los rodamientos LOA y LA, los valores alejados de esta recta de correlación podrían ser datos propios de un mal funcionamiento, y si además estos puntos corresponden con los valores más elevados del rodamiento se confirma que se trata de un dato atípico de la temperatura del rodamiento LA.

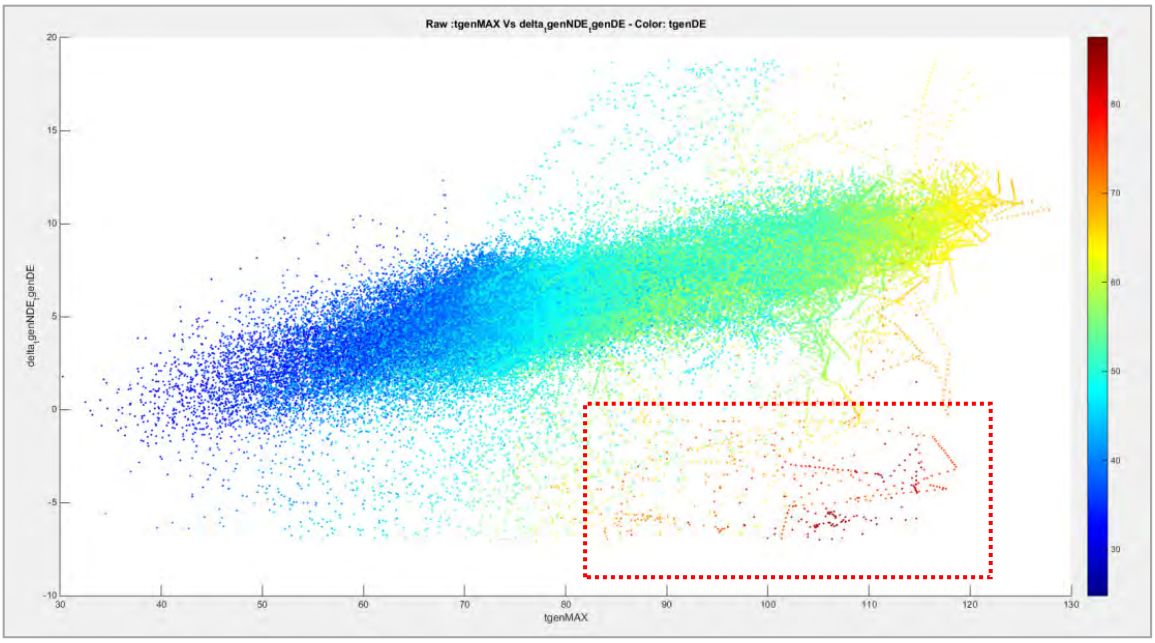


Ilustración 126.- Representación de la temperatura de los devanados del generador (eje x) y del salto térmico entre la temperatura del rodamiento LA y la temperatura del rodamiento LOA (eje y). En la escala de color la temperatura del rodamiento LA. Fuente: Elaboración propia.

6.2.3.3. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA bajo ciertas condiciones de operación.

En el presente apartado se analiza si la temperatura del rodamiento del LOA es dependiente de:

- las condiciones de operación propias del generador, como la potencia generada, las revoluciones por minuto del generador, etc.
- las condiciones ambientales, la temperatura ambiente principalmente.

Si el comportamiento es diferente en base a las condiciones antes citadas, deberá aplicarse un modelo de temperatura del rodamiento u otro.

6.2.3.3.1. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la temperatura ambiente

Como se mencionó anteriormente en el apartado 6.2.3. Estudio multivariante: correlación de las variables con la temperatura del rodamiento LOA, la temperatura en los rodamientos y en el resto de los equipos del aerogenerador, presentan una correlación directa con la temperatura ambiente.

Conforme a las siguientes imágenes, la temperatura del rodamiento LOA, trabajando el aerogenerador a régimen nominal (P≥1980 kW), presenta variación en función de la temperatura ambiente. A su vez la temperatura ambiente (temperatura media) depende de la hora del día (diferencia térmica entre el día y la noche) y de la época del año (diferencia térmica entre verano, invierno y las estaciones más templadas primavera y otoño).

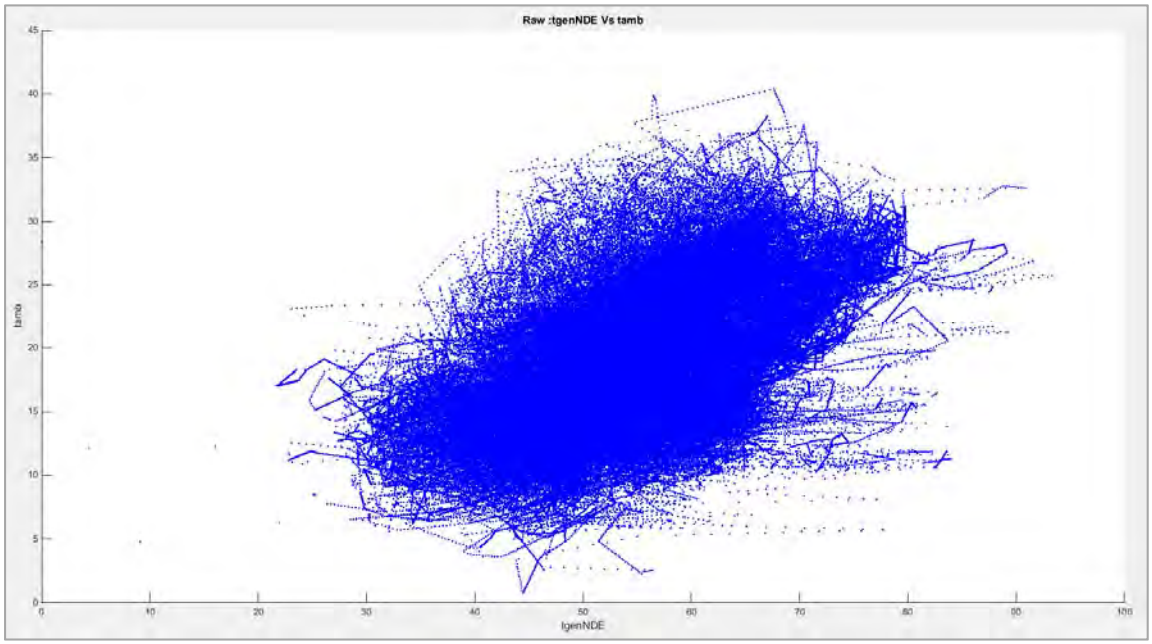


Ilustración 127.- Correlación entre la temperatura ambiental (*tamb* en el eje y) y la temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje x). Fuente: Elaboración propia.

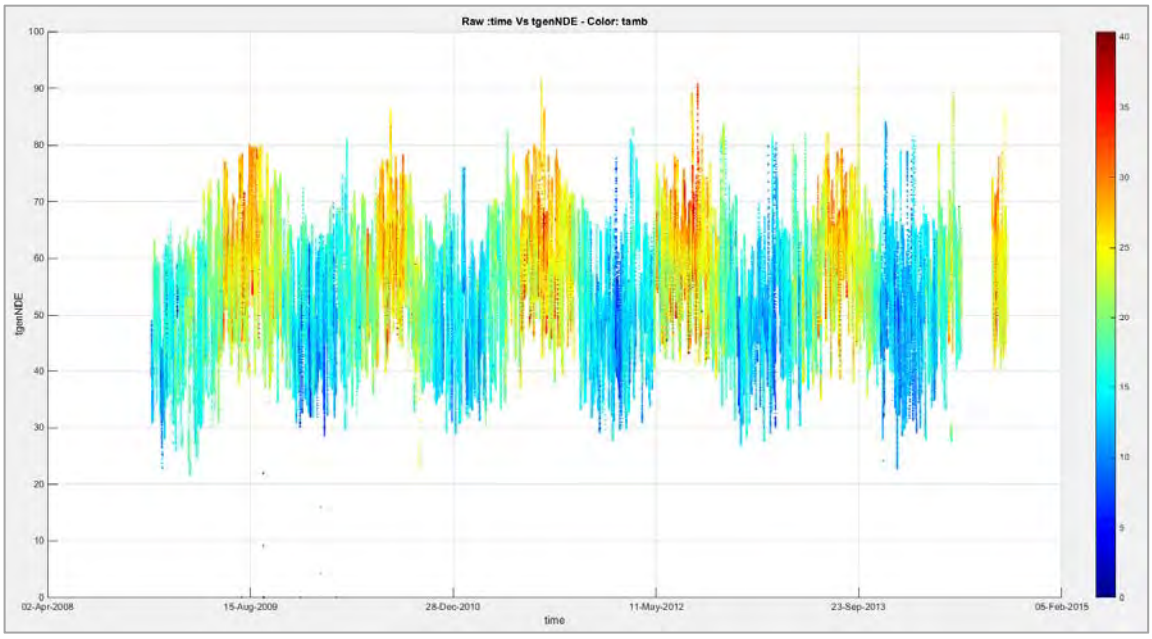


Ilustración 128.- Representación de la influencia de la temperatura ambiente (en la escala de color) en la temperatura del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

Dada la elevada dependencia térmica observada en las ilustraciones anteriores se decidió utilizar la temperatura ambiente en los modelos generados. Además se da una variación del comportamiento del viento en función del día y de la noche, el invierno o el verano. Esto se debe a que el viento depende de las condiciones térmicas terrestres, como se explicó en el apartado 4.1. Conceptos generales de la energía eólica, ya que los cambios térmicos de la corteza terrestre producen el movimiento de las masas de aire. Este cambio térmico, afecta directamente a la temperatura del rodamiento e indirectamente a las condiciones de licitación de la máquina, es decir, al cambiar las corrientes el aerogenerador producirá más o menos. En función de las características del viento estacional, el aerogenerador se encuentra más o menos tiempo en una región de operación de la curva de potencia, como se describe en el apartado siguiente.

Dadas estas peculiaridades se decidió catalogar cada dato en función de la época del año y la hora del día en que se registró, de tal forma que en el posterior entrenamiento la red interprete de alguna forma las condiciones ambientales a las que está sometido el equipo.

En el apartado 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral se describe en detalle el procedimiento seguido para la catalogación de los datos, cuya metodología se centra en lógica Fuzzy.

6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada.

En el presente apartado se presenta la dependencia de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia que genera el aerogenerador. La temperatura aumenta conforme aumenta el requerimiento al que es sometido el generador, ya que:

- Al aumentar las revoluciones del rotor aumenta la fricción en los rodamientos.
- Al aumentar la potencia generada se producen pérdidas eléctricas (en el rotor, estator y anillos rozantes) que se transforman en calor.

La primera curva a tener en cuenta a la hora de hablar de rendimiento en un aerogenerador es la curva P-V (potencia generada frente a velocidad de viento). En la Ilustración 129 se ha representado esta curva mostrando en la escala de color la temperatura del rodamiento LOA, de tal forma que se observa como aumenta su temperatura conforme aumenta la potencia generada. La curva se generó para datos en marcha filtrados a partir de la variable '*state*'.

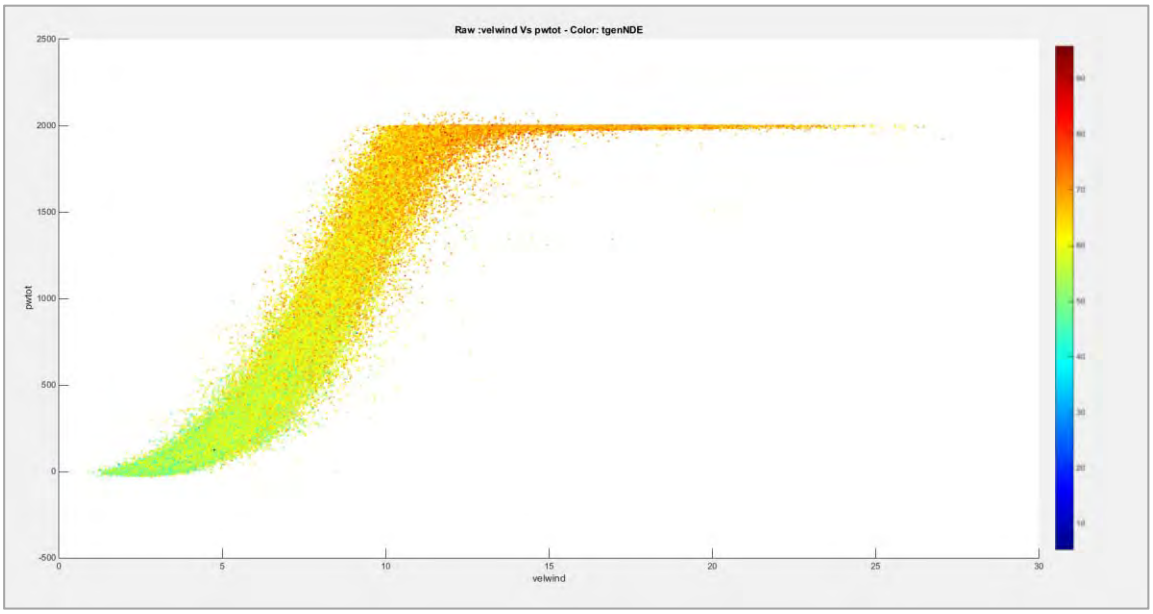


Ilustración 129.- Representación del la curva P-V del generador con la temperatura del rodamiento LOA en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Para entender como se realiza el control de la potencia del generador mediante la actuación de las palas y como varía la temperatura del rodamiento LOA, se relacionan estas variables con el ángulo de las palas, como se realizó en la siguiente representación:

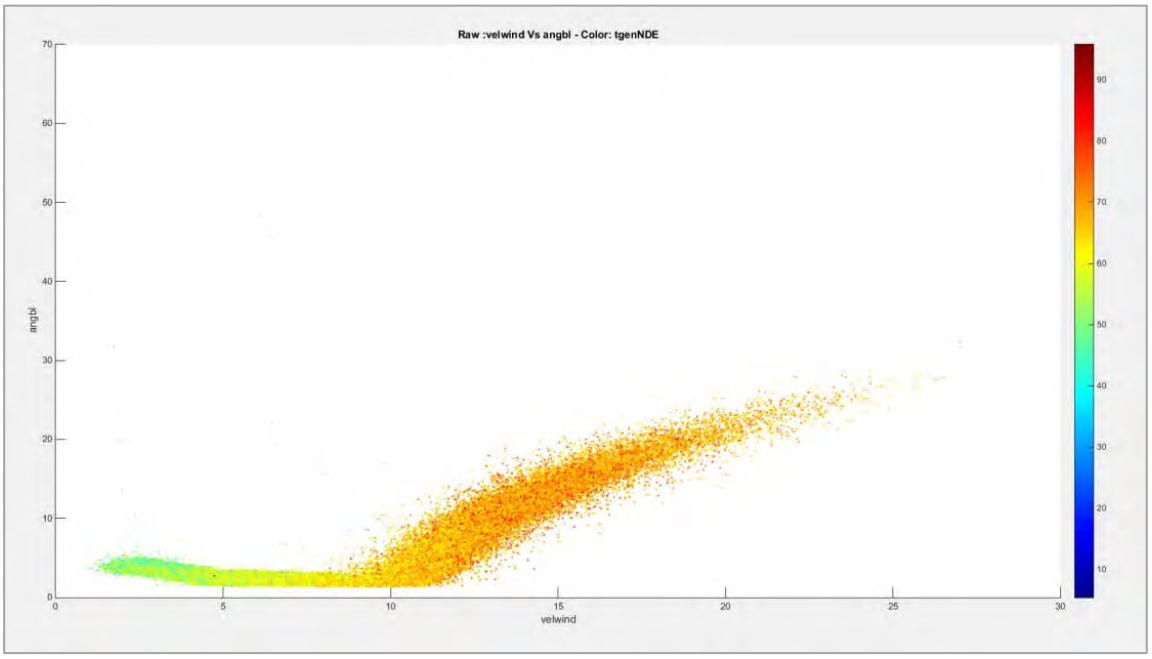


Ilustración 130.- Representación de la velocidad de viento (*velwind* en el eje x) y el ángulo de las palas (*angbl* en el eje y) con la temperatura del rodamiento LOA en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Para poder entender la relación que hay entre las variables implicadas en el control del giro del generador se elaboró la siguiente ilustración en la que se representa la curva velocidad de giro del generador (*wgenENC*) en el eje x y potencia total del equipo (*pwtot*) en el eje y, y además en el eje z el ángulo de las palas (*angbl*), manteniendo en la escala de color la temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*). De esta forma puede analizarse la zona de operación Z4 con mayor facilidad.

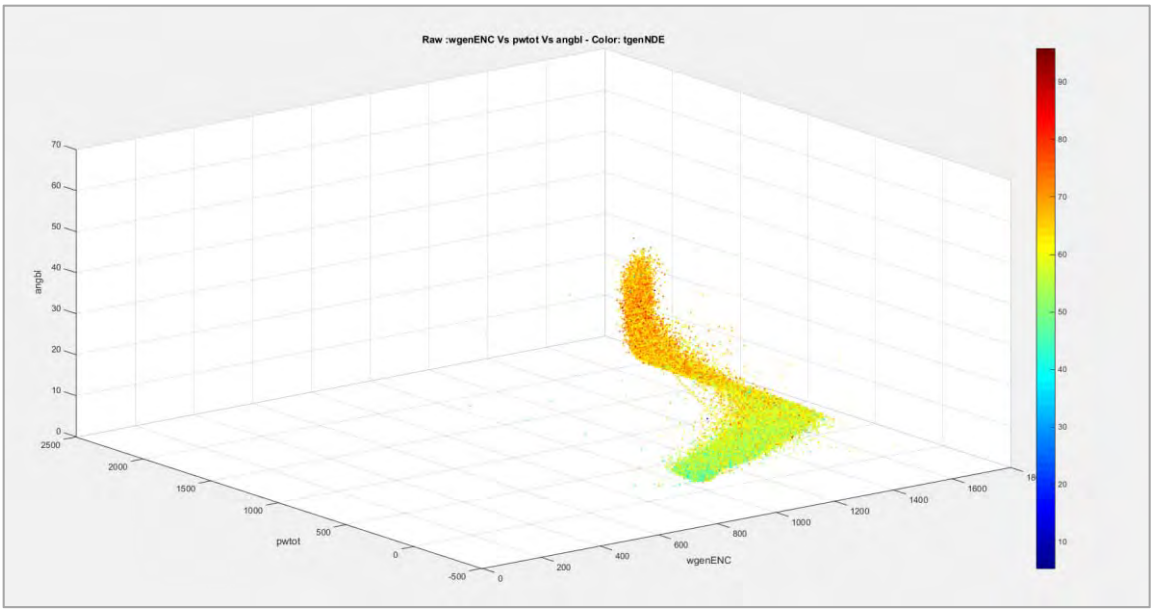


Ilustración 131.- Representación de la curva de potencia del generador con ángulo de pala. Velocidad de giro del generador (*wgenENC* en el eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y) y el ángulo de las palas (*angbl* en el eje z) con la temperatura del rodamiento LOA en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

La curva de funcionamiento del generador marca diferentes regiones de operación, como se indicó anteriormente en el apartado 4.3. Descripción del generador objeto de estudio.

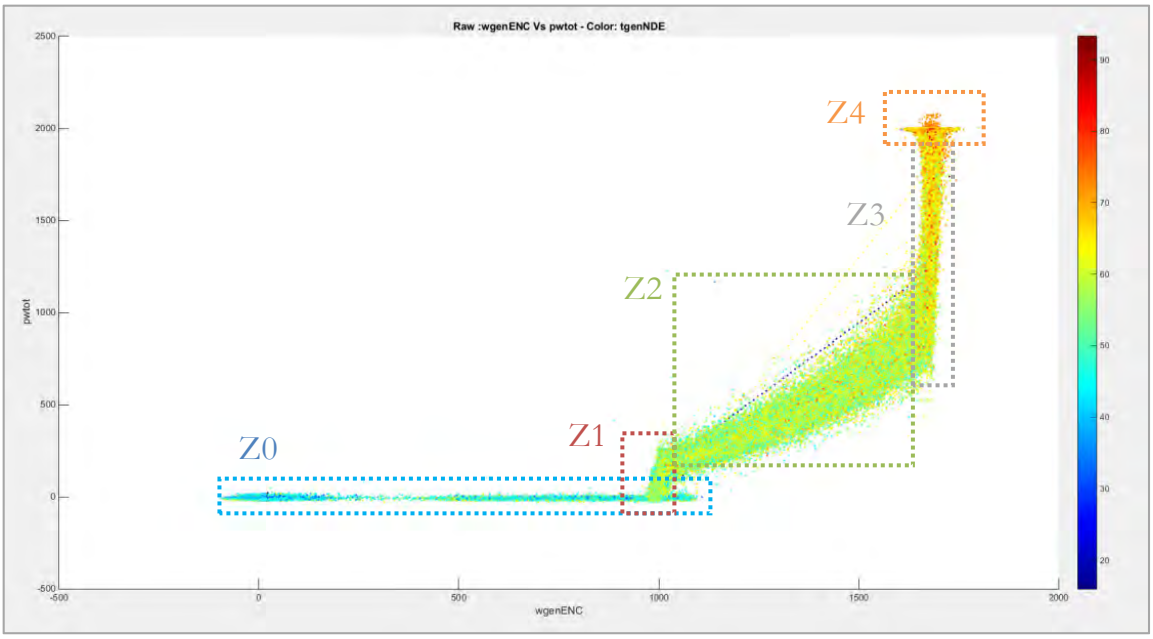


Ilustración 132.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del rotor (wgenENC) y con representación de la temperatura del rodamiento (en la escala de color). Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la Ilustración 131 (y en la Ilustración 132), como la temperatura del rodamiento aumenta conforme aumenta la potencia generada principalmente, pudiendo identificarse varias regiones de operación:

- Z0: El aerogenerador se encuentra en estado "listo" esperando a tener viento suficiente para llegar a las revoluciones mínimas (1.000 r.p.m.). En esta región los sistemas térmicos (calefactores, ventiladores, etc.) mantienen la temperatura de los dispositivos a la temperatura mínima de funcionamiento (45-50ºC).
- Z1: Corresponde con la zona de arranque del aerogenerador, cuando se producen velocidades de viento mínimas. Térmicamente esta región es similar a la Z2, como se observa en la ilustración anterior.
- Z2: Zona de aceleración sub-sincrónica, corresponde con la rampa de ascenso en la curva P-V.
- Z3: Cuando el generador alcanza la velocidad de sincronismo la potencia generada aumenta y con ello la temperatura del rodamiento.

- Z4: Es en dicha región en la que se consiguen las temperaturas más elevadas en el rodamiento, cuanto más tiempo permanece el equipo a potencia nominal más elevada es la temperatura, pero considerando que los dispositivos de control limitan la temperatura máxima en el equipo (mediante el sistema de refrigeración del generador), será de esperar que la temperatura a régimen nominal esté continuamente oscilando entre el valor máximo y el valor nominal de la temperatura a producción máxima, siendo todos estos valores de temperatura correctos.

La variable estado (*state*) anteriormente mencionada indica el estado en el que se encuentra el aerogenerador en cada momento, esto sirve para hacer una primera clasificación del dato como se muestra en la Ilustración 133. Los estados se describieron en el apartado 4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador de la presente tesis doctoral.

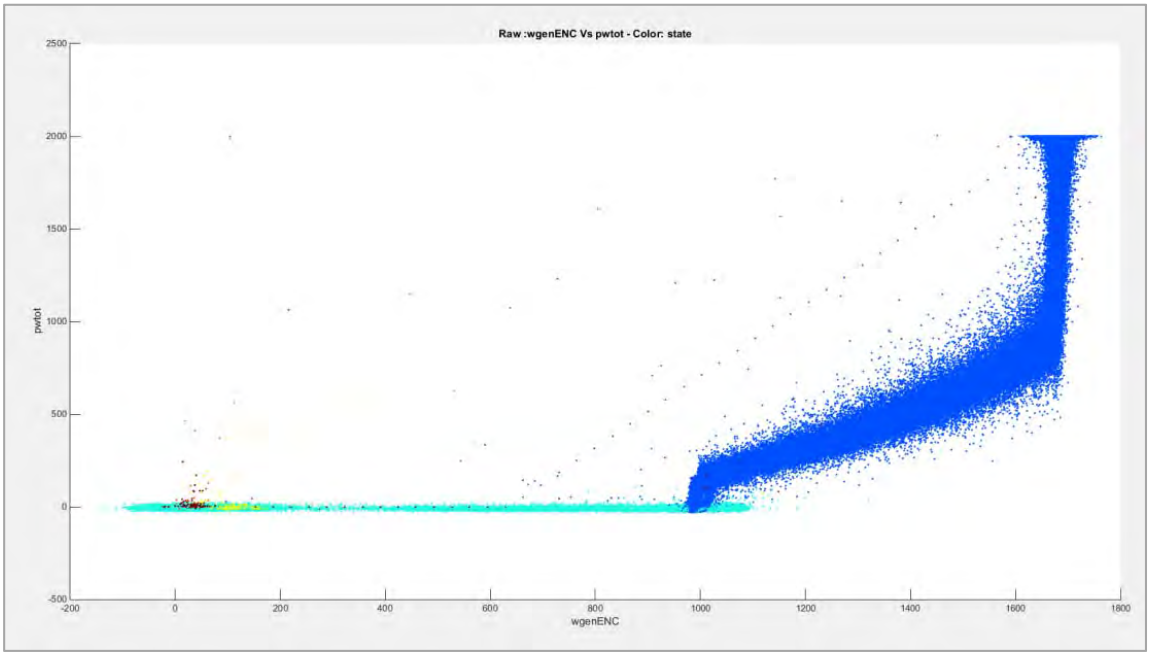


Ilustración 133.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del generador (*wgenENC*) y en color el estado del equipo (*state*). Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 133 se ha representado con color azul oscuro los datos correspondientes a la máquina en estado "*marcha*", en cian los datos correspondientes al estado de "*listo*", en amarillo el estado "*pausa*", en rojo "*parada*" y en granate "*emergencia*". Como se observa cuando la máquina pasa a "*parada*" o "*emergencia*" se detiene, de ahí que las r.p.m. del generador sean prácticamente cero, mientras que en estado pausa se mantienen a revoluciones mínimas. Para los estudios realizados en la presente tesis, principalmente para la modelización del comportamiento de los equipos, se utilizarán los datos de "*listo*" y "*marcha*" ya que son los que corresponden, a priori, al funcionamiento sin avería en la máquina. Los datos del estado "*listo*" coincidirán con la zona térmica del rodamiento Z0, y los equipos en marcha con las zonas Z1 a Z4.

La Ilustración 132 representa la potencia del generador en función de las revoluciones por minuto del rotor y en color la temperatura del rodamiento. La potencia total del generador se divide en potencia del estator y potencia del rotor, la transición entre los diferentes estados de operación se debería ver reflejada en dichas curvas, las cuales se representan a continuación.

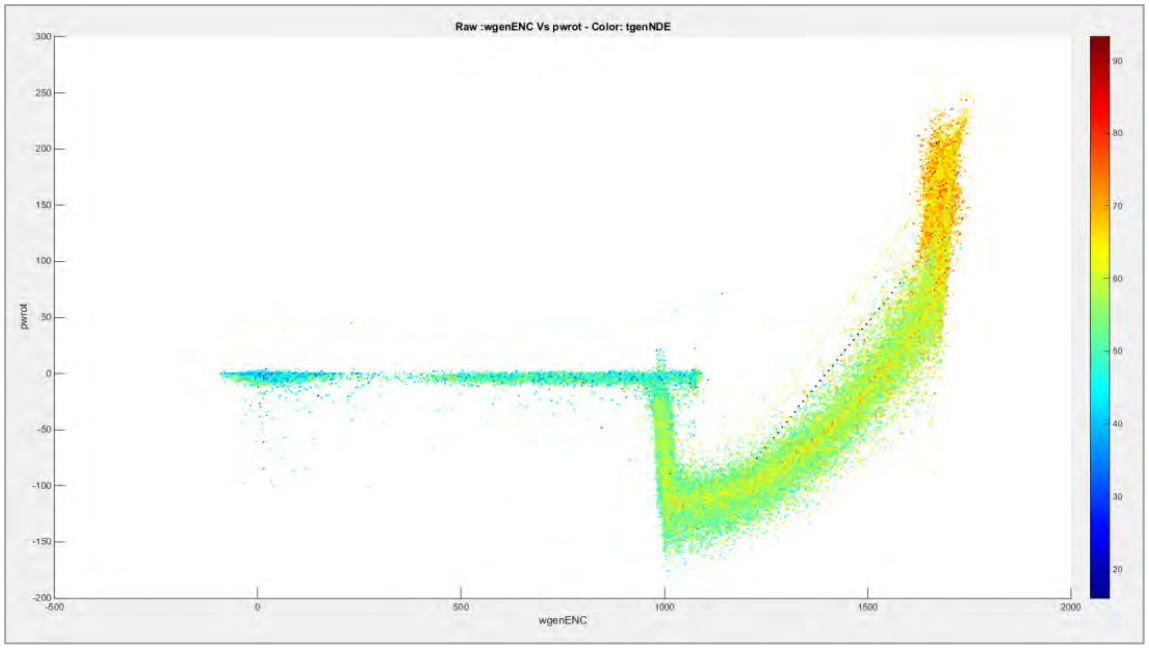


Ilustración 134.- Curva de potencia del rotor (*pwrot* en el eje y), y revoluciones del generador (*wgentENC* eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*). Fuente: Elaboración propia.

En la ilustración anterior se observa como al pasar de la Z0 a la Z1 la potencia del rotor se hace completamente negativa, es decir se inyecta corriente para acelerarlo y así mantener las revoluciones mínimas de funcionamiento. Conforme aumentan las revoluciones la energía inyectada disminuye, hasta que llega un momento que se extrae energía del generador por el rotor. Esta extracción de energía por el rotor produce un incremento de la temperatura, principalmente en los devanados y los anillos rozantes.

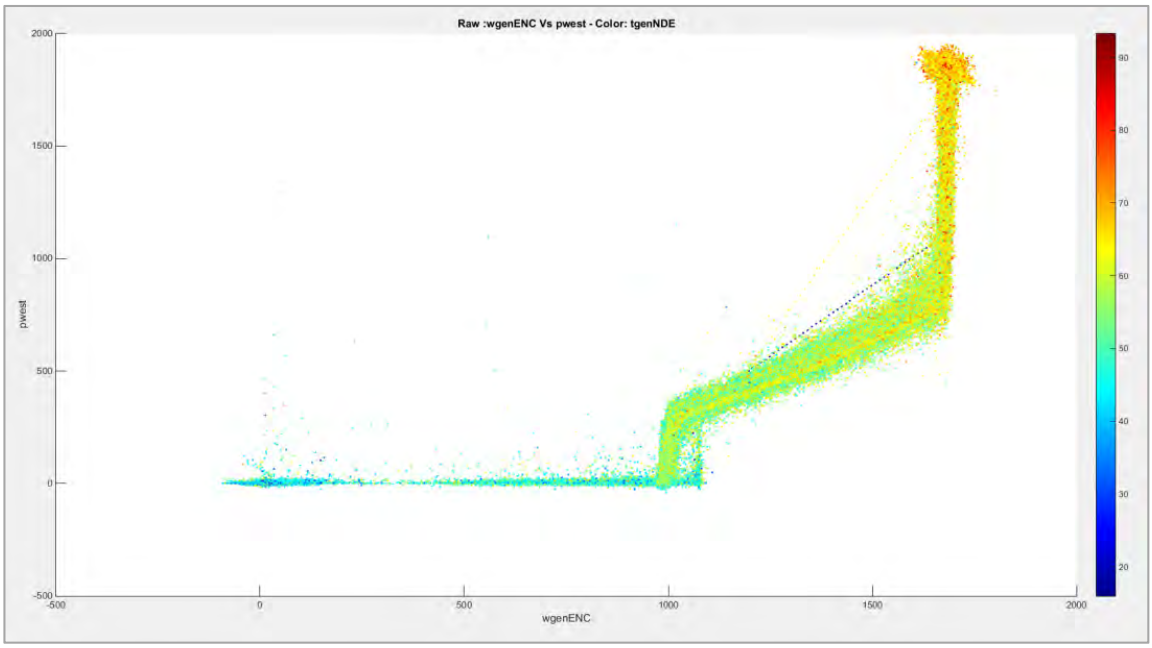


Ilustración 135.- Curva de potencia del estator (*pwest* en el eje y), y revoluciones del generador (*wgentENC* eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*). Fuente: Elaboración propia.

Unificando las dos curvas anteriores se obtuvo la siguiente representación en tres dimensiones, no obstante a partir de dichas imágenes solo se consiguió ratificar que la temperatura de los rodamientos depende de la región de operación en la que se encuentra el generador, pero no han sido de especial ayuda para realizar la clasificación de las regiones.

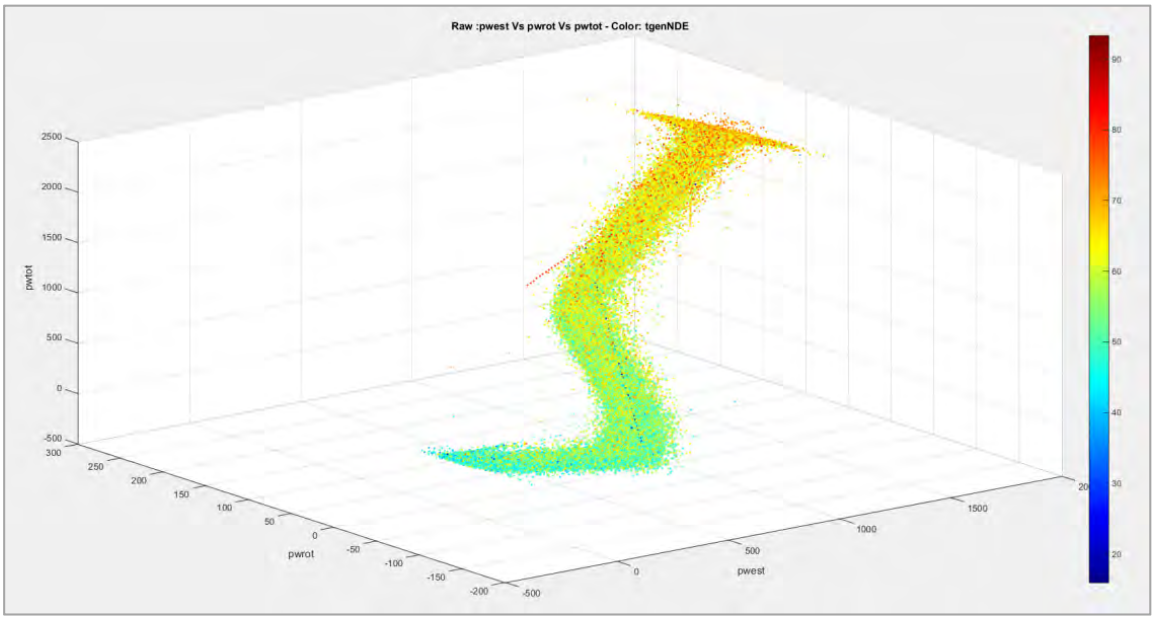


Ilustración 136.- Curva de potencia total del generador (eje z) en función de la potencia del rotor (*pwrot* en el eje y), y potencia del estator (*pwest* eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*). Fuente: Elaboración propia.

Tras analizar varias variables de operación, las variables que finalmente se utilizaron para realizar la clasificación de las regiones de operación en forma de reglas Fuzzy fueron:

- Velocidad de viento (*velwind*).
- Potencia total (*pwtot*).
- Ángulo de las palas (*anglbl*).
- Velocidad de rotación del generador (*wgenENC*).

Se analizaron dichas variables por ser las que utiliza el sistema de control como se mencionó en el apartado 4.3.2.1. Descripción general del funcionamiento, siendo una de ellas las de referencia y otras las de actuación. Adicionalmente, y con el fin de poder tener más claros los límites de operación de cada zona, se utilizaron a modo de apoyo las variables: potencia de estator (*pwest*), potencia de rotor (*pwrot*) y potencia reactiva (*pwrea*).

Como primera aproximación se analizaron las tres primeras en una representación tridimensional y se coloreó el estado del equipo. Se obtuvo la Ilustración 137, la cual

resulta de gran ayuda para entender la lógica de control del arranque, aceleración y regulación de velocidad a potencia nominal.

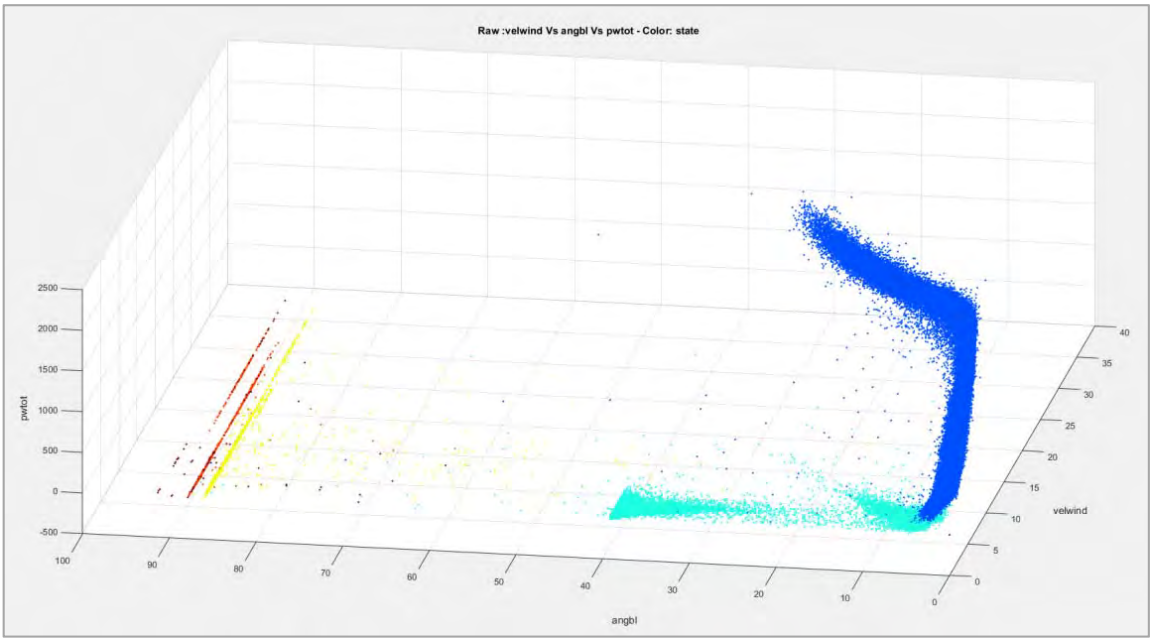


Ilustración 137.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la potencia total (pwtot en el eje z). En color el estado del equipo. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 137 se observa claramente como el ángulo de las palas en situaciones de "*emergencia*", "*parada*" y "*pausa*" próximo a 90º. También se observa como permanece a 40º en estado "*listo*" hasta que hay viento suficiente para arrancar y se posiciona en ángulo de pre-arranque próximo a 5,3º. Cuando el ángulo está próximo a la parte más baja (de aproximadamente 3º) el equipo pasa a "*marcha*" y comienza a producir.

Una vez que se identificaron las diferentes regiones de cada estado del equipo se cambió la variable potencia por la variable de velocidad de rotación del generador, como primera aproxiamción a la curva de potencia y velocidad de giro anteriormente descrita y en la que se indicaron las diferentes zonas de operación. Estas gráficas sirvieron de ayuda para realizar al clasificación semi manual de los datos para su posterior utilización en el sistema Fuzzy de clasificación y criterio experto.

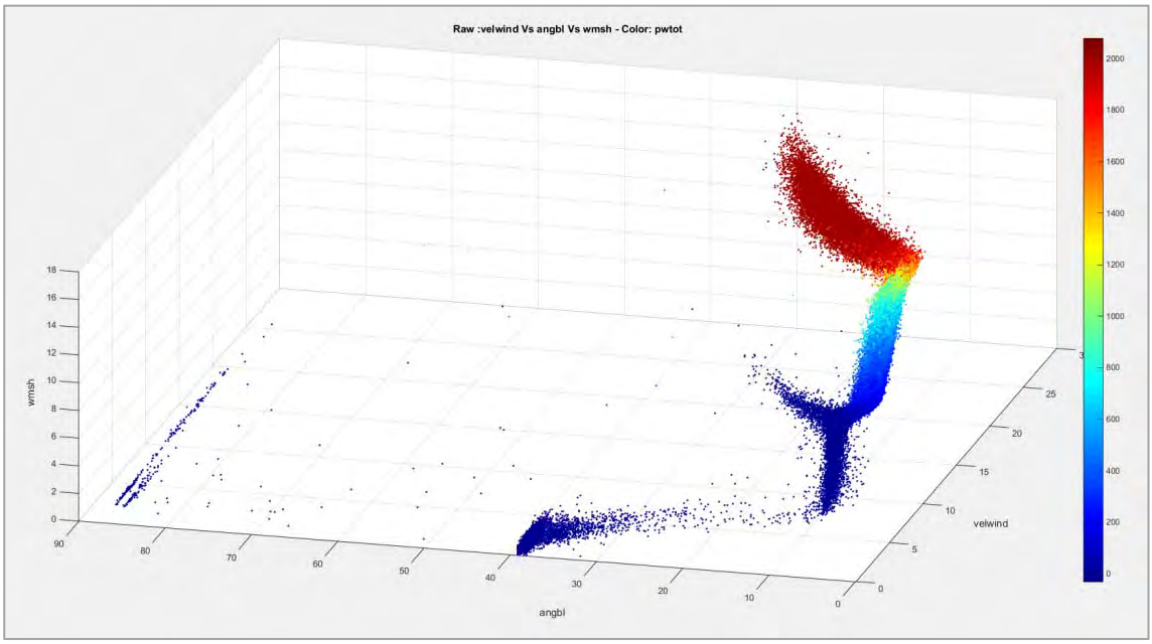


Ilustración 138.- Relación entre las revoluciones del eje principal (*wmsh* eje z), ángulo de las palas (*angbl* en el eje y), y velocidad de viento (eje x) y en color la potencia total del aerogenerador (*pwtot*). Fuente: Elaboración propia.

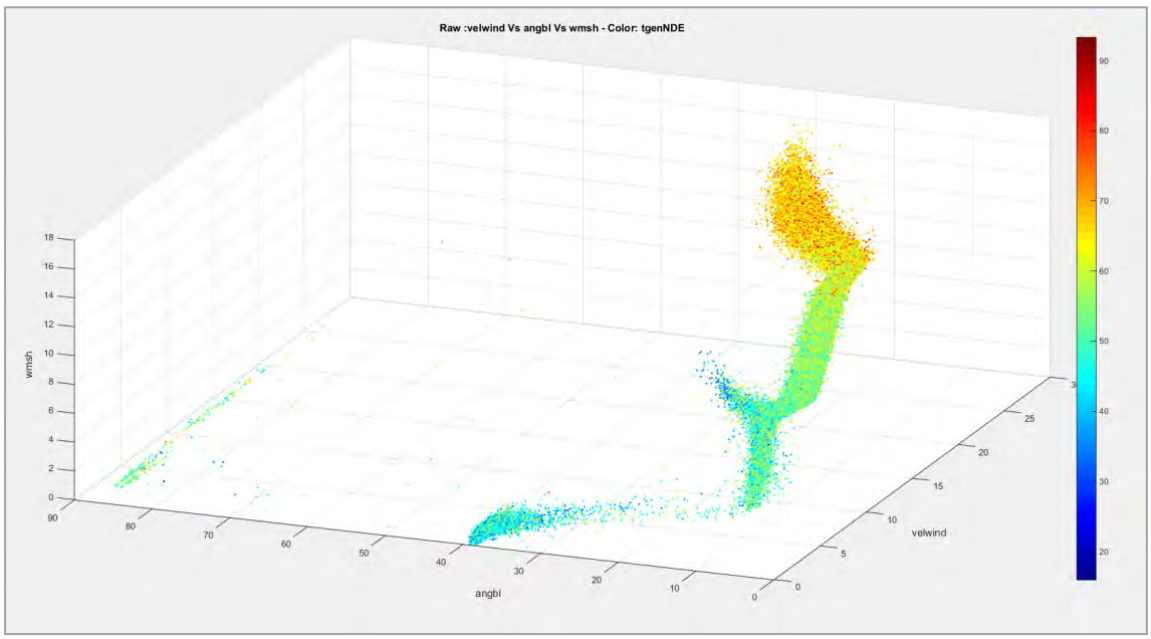


Ilustración 139.- Relación entre las revoluciones del eje principal (*wmsh* eje z), ángulo de las palas (*angbl* en el eje y), y velocidad de viento (eje x) y en color la temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*). Fuente: Elaboración propia.

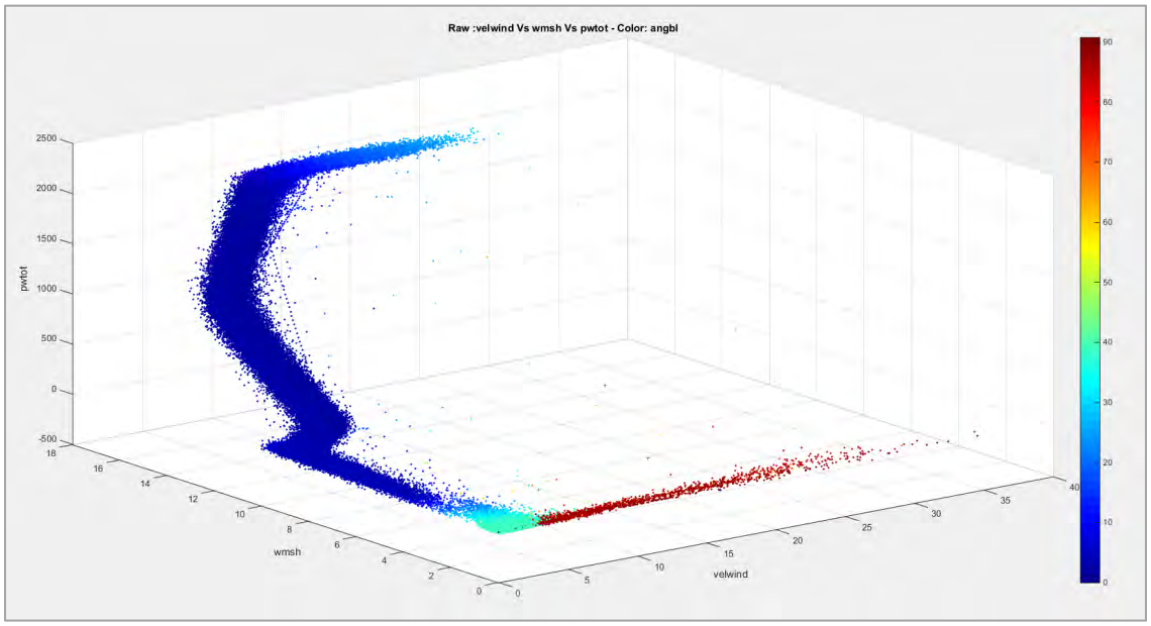


Ilustración 140.- Curva de potencia del generador (eje z) en función de las revoluciones del eje principal (*wmsh* en el eje y), y velocidad de viento (eje x) y en color el ángulo de las palas (*angbl*). Fuente: Elaboración propia.

La zona de operación Z0 corresponde con los datos de "*listo*" vistos en las ilustraciones anteriores, en adelante se analiza en detalle los datos correspondientes a "marcha" con la finalidad de definir los límites de transición entre cada zona descritos en el apartado 6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal.

Como norma general, en los casos de no se disponga dato de "*state*", se puede catalogar como Z0 aquellos casos en los que la potencia es ≤0, el ángulo de las palas es inferior 45º y las revoluciones del generador son inferiores a 1.000 r.p.m.

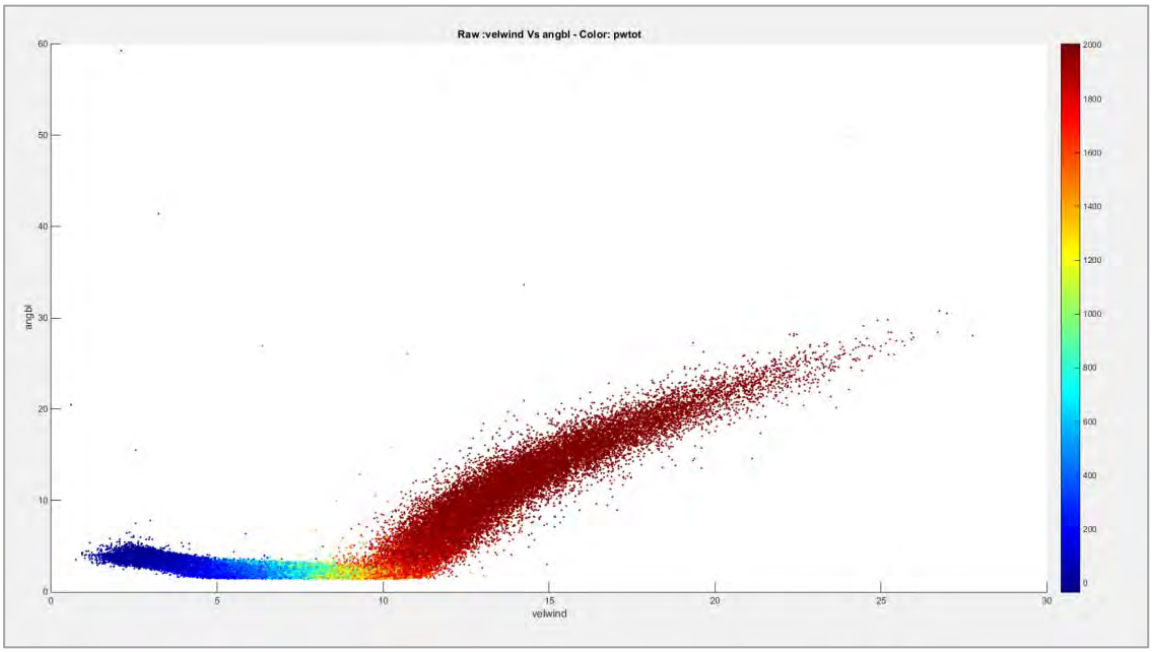


Ilustración 141.-Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x), y ángulo de las palas (angbl en el eje y) con la potencia generada (pwtot) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

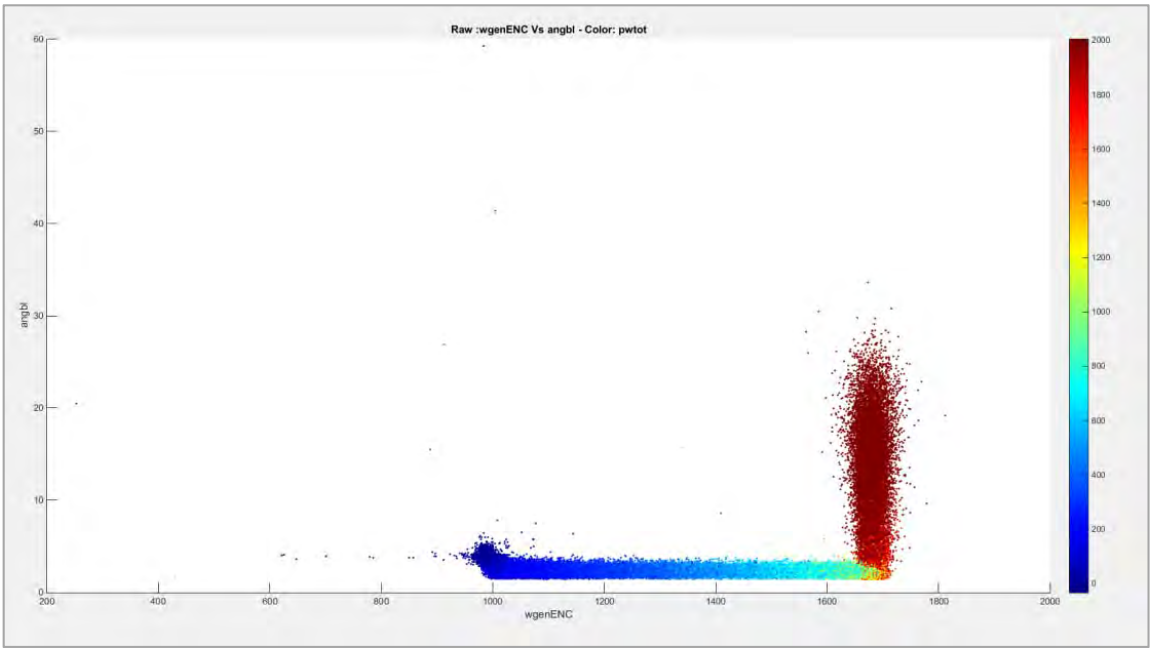


Ilustración 142.- Representación de la velocidad de giro del generador (*wgenENC* en el eje x), y ángulo de las palas (*angbl* en el eje y) con la potencia generada (*pwtot*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 142 se observa el ángulo de arranque lento del aerogenerador, decrementándose lentamente hasta alcanzar las 1000 r.p.m. del generador, y desde ese momento el ángulo permanece fijo hasta que se alcanza la velocidad de sincronismo del generador (en torno a 1.680 r.p.m.). En ese momento las palas regulan su ángulo para captar menos energía del viento conforme aumenta su velocidad. De esta forma se consigue mantener las revoluciones del generador dentro de los límites de sincronismo.

En la representación de la potencia reactiva frente al ángulo de pala se ve claramente como en la zona de arranque suave del equipo, cuando las palas descienden su ángulo de 5,3º a 2º, la potencia del rotor se hace negativa, es decir en paralelo a la acción de las palas se inyecta energía en el rotor. Cuando se consiguen las revoluciones mínimas el equipo se acopla y comienza a producir.

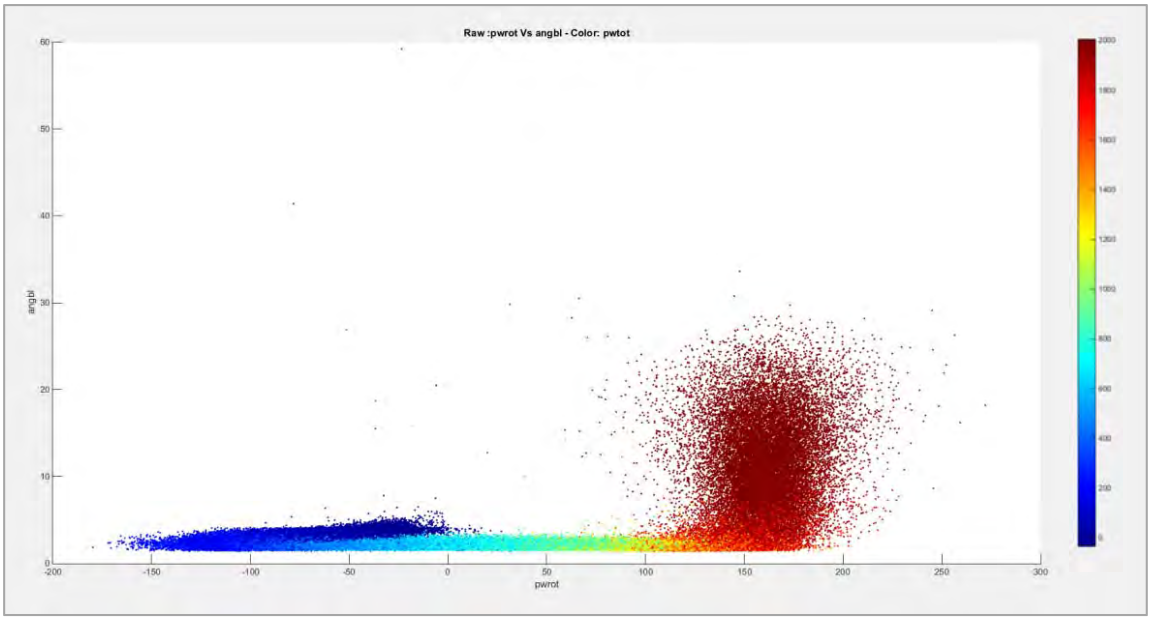


Ilustración 143.- Representación del juego potencia del rotor (*pwrot* en el eje x) y ángulo de pala (*angbl* en el eje y) desde el arranque a potencia nominal. Potencia total (*pwtot*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Con esta información podemos intuir que la zona Z1 se da cuándo la potencia del rotor es negativa y el ángulo de pala es inferior a 3º (aproximadamente según los límites

descritos anteriormente). Para confirmar la transición de la zona Z1 a la Z2 recurrimos a la representación del ángulo de pala con la velocidad de viento, ya que uno de los parámetros de entrada al sistema de control es la velocidad de viento. A modo de referencia como punto de partida, el fabricante menciona que se consigue la velocidad de sincronismo aproximadamente a 7 m/s, y según la curva del generador en la zona Z1 las revoluciones del rotor rondan las 1.000 r.p.m., véase en la Ilustración 144 la relación.

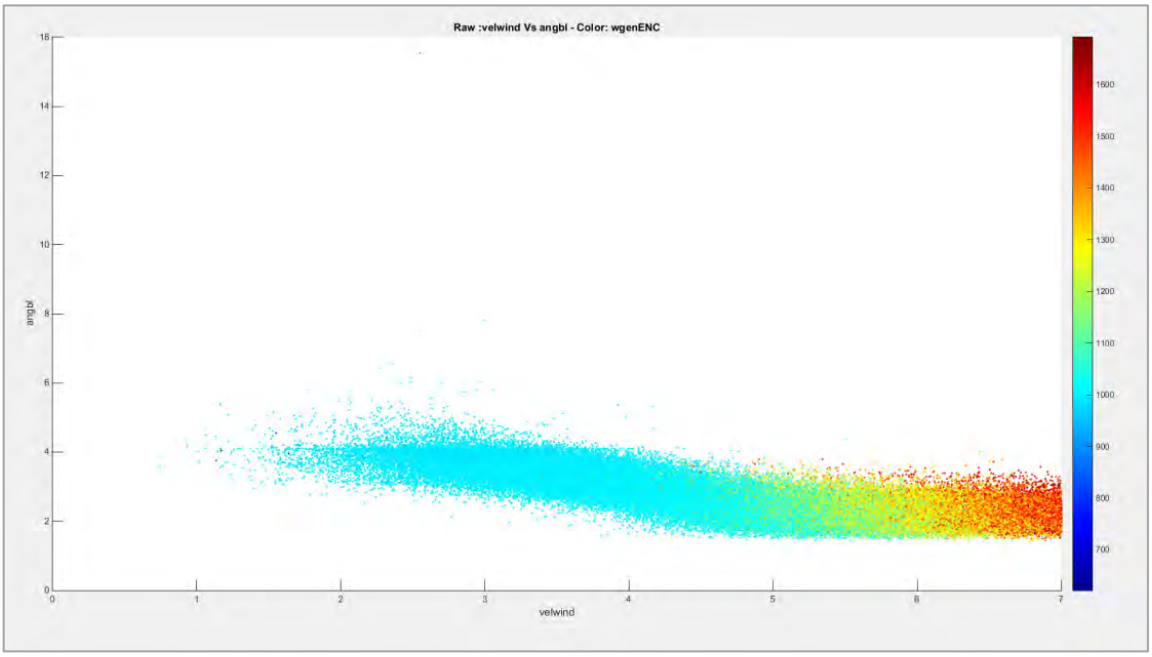


Ilustración 144.- Representación de la velocidad de viento (*velwind* en el eje x), ángulo de las palas (*angbl* en el eje y) y las revoluciones del rotor (*wgenENC*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Se observa cómo a velocidades de viento en torno a 4 m/s el generador tiene suficientes revoluciones para comenzar a producir (ayudado de la energía inyectada por el rotor). Ampliando la zona de revoluciones inferiores a 1.100 r.p.m. obtenemos la siguiente representación:

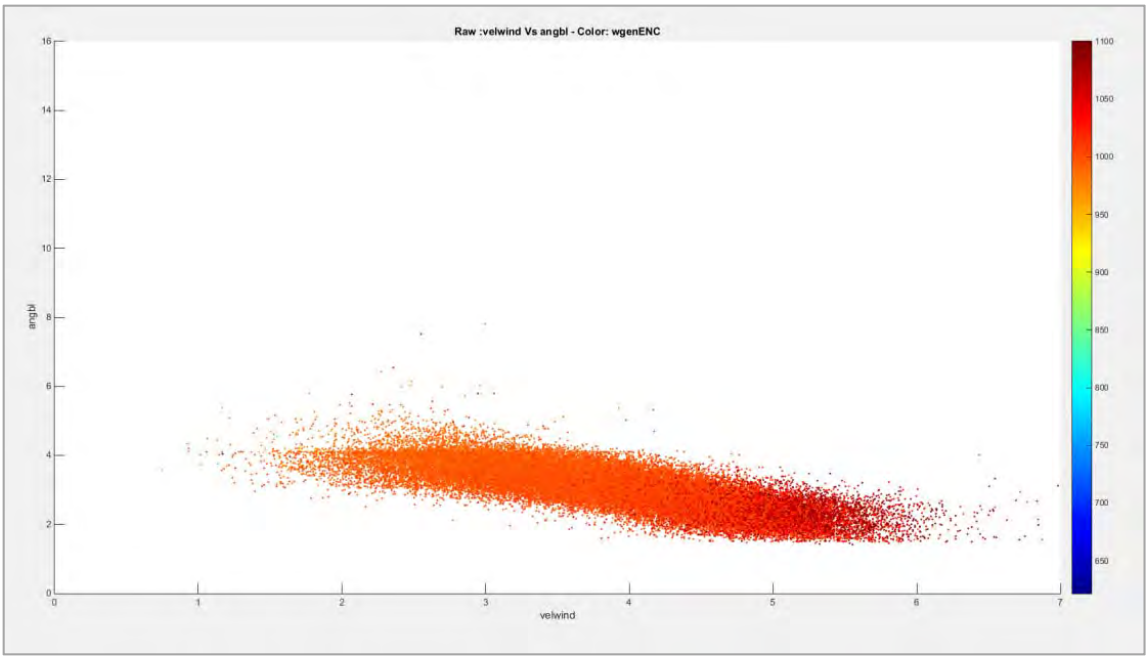


Ilustración 145.- Representación de la velocidad de viento (*velwind* en el eje x), el ángulo de las palas (*angbl* en el eje y) y revoluciones del rotor (*wgenENC* en la escala de color) con la limitación de revoluciones del rotor de 1.100 r.p.m. Fuente: Elaboración propia.

Realizando esta misma representación, pero limitando la velocidad de viento en lugar de las revoluciones del rotor, obtenemos que a velocidades de viento de 6 m/s se encuentran datos en los que las revoluciones del rotor eran 1.680 r.p.m., es decir está trabajando en zona sincrónica, que corresponde con las zonas de operación Z3 y Z4.

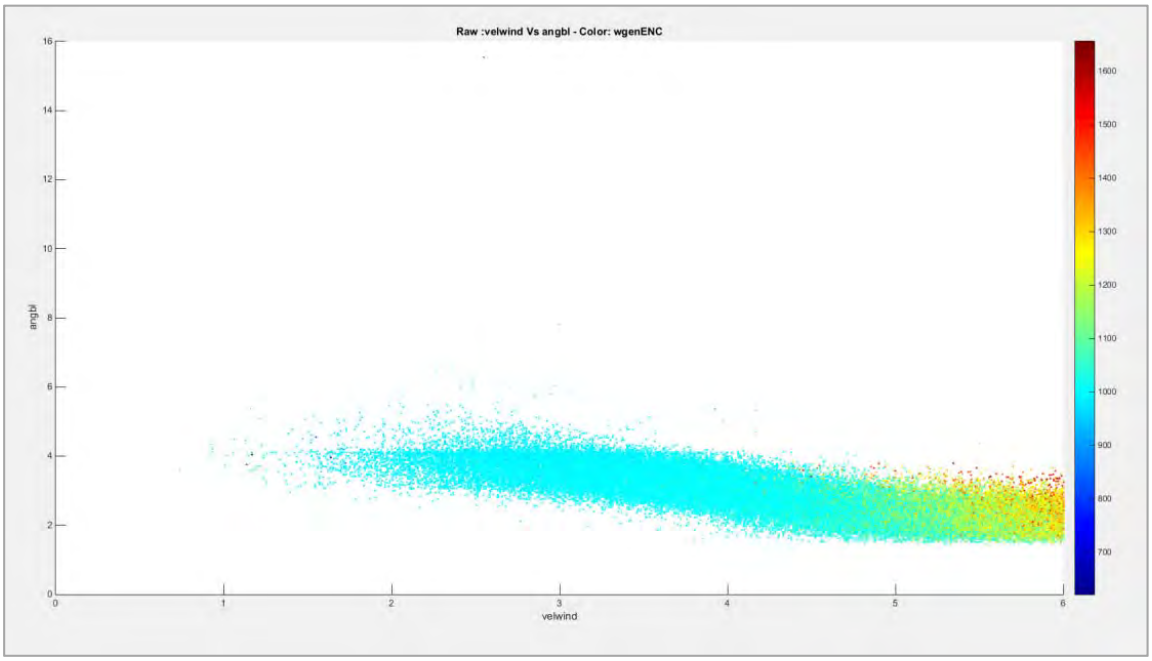


Ilustración 146.- Representación de la velocidad de viento (*velwind* en el eje x), el ángulo de las palas (*angbl* en el eje y) y revoluciones del rotor (*wgenENC* en la escala de color) con la limitación de velocidad de viento en 6 m/s. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados se realizó la representación de cajas y bigotes (con el filtro de velocidad máxima de rotación del generador de 1.100 r.p.m.) y se calcularon los parámetros limitantes de cada una de las variables. Los bigotes de un misma variable pueden solaparse en las áreas de transición entre zonas de operación, incluso es posible que valores dentro de los percentiles se solapen en dos regiones. Por ejemplo una velocidad de viento de 4m/s puede darse en la zona de operación Z1 y Z2, será el sistema Fuzzy desarrollado conforme en el apartado 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral de la presente tesis, el cual se encarga, en base a las cuatro reglas definidas, de asignar un nivel de pertenencia a cada zona. Además se determina en que zona es más probable que se encuentre el dato. Se observará que los límites establecidos en las reglas Fuzzy no coinciden exactamente con los límites estadísticos obtenidos en el presente apartado, sino que se fijaron mediante un proceso iterativo con valoración experta.

Tabla 55.- Resumen estadístico en la zona Z1 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia.

Z1								
Etadístico	wgenENC	angbl	velwind	pwtot	pwrot	pwest	pwrea	tgenNDE
Mínimo	984	1,4	1,6	-30,9	-153,29	-35,7	-303,7	35,87
Percentil 25	996	2,67	3,22	19,4	-87	61,8	-142,3	48,82
Mediana	1000	3,15	3,81	61,64	-62,5	123,8	-86,5	52,93
Percentil 75	1004	3,56	4,34	111,4	-42,83	197,7	-35,3	57,45
Máximo	1016	5,3	6	250	22,74	381,9	101,11	70,39

Continuando con el análisis se procedió a caracterizar la zona de operación Z2, la cual corresponde con la rampa entre 1.000 r.p.m. y 1.680 r.p.m. del generador. Se aplicó un filtrado de los datos en base al siguiente criterio:

- 110 kW ≤ Potencia total (*pwtot*) < 1.400kW.
- 1.004 r.p.m. < Velocidad de giro del rotor (*wgenENC*) < 1972 r.p.m.
- Potencia del rotor (*pwrot*) < 90 kW.
- Velocidad de viento (*velwind*) ≤ 10 m/s.

Los límites de filtrado se fijaron en base a la exploración manual de los datos, los resultados estadísticos calculados anteriormente, y un proceso iterativo de pruebas.

En un primer paso se limitaron las revoluciones por minuto del generador y se observó que la gran mayoría de los datos se dieron con velocidades de viento inferiores a 10 m/s.

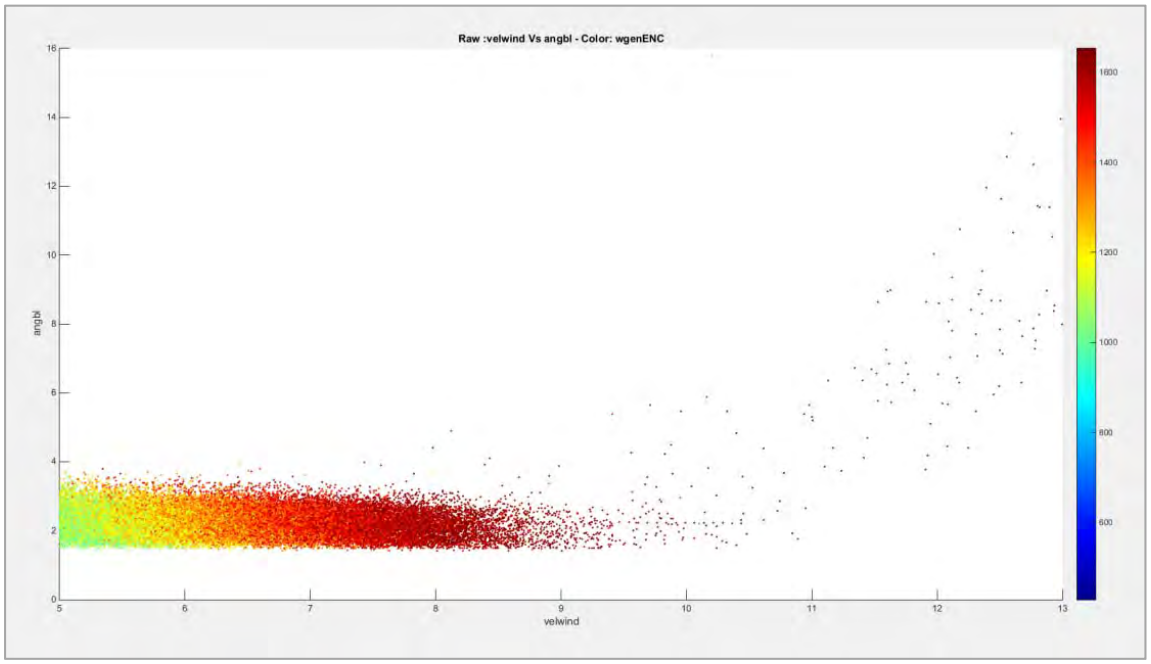


Ilustración 147.- Representación de la velocidad de viento (*velwind* en el eje x) frente al ángulo de pala (*angbl* en el eje y) y en la escala de color las revoluciones del rotor (*wgenENC*). Fuente: Elaboración propia.

Mediante esta ilustración anterior se determinó la velocidad máxima de viento aplicable a la zona Z1 y además se observa que el ángulo de pala es en todo momento inferior a 4º.

En base a estos resultados se realizó la representación de cajas y bigotes (con el filtro antes especificado) y se calcularon los parámetros limitantes de cada una de las variables.

Tabla 56.- Resumen estadístico en la zona Z2 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia.

Z2								
Etadístico	wgenENC	angbl	velwind	pwtot	pwrot	pwest	pwrea	tgenNDE
Percentil 25	1004	1,3	2,78	110	-172,7	64,36	-351,64	40,8
Mediana	1112	1,88	5,36	244,3	-105,31	355,86	-219,25	52,94
Percentil 75	1281,36	2,16	6,18	388,8	-83	473,26	-171,23	56,92
Máximo	1476,6	2,46	7,13	607,13	-23,24	629,47	-130,95	61
tgenslr	1672	3,34	9,77	1121,1	90	1039,32	0	73,1

Continuando con el análisis se procedió a caracterizar la zona de operación Z3, la cual corresponde con la elevación vertical de la potencia generada con una velocidad de rotación sincrónica del generador (aproximadamente 1.680 r.p.m.). Se aplicó un filtrado de los datos en base al siguiente criterio:

- 500 kW < Potencia total (pwtot) < 1.980kW.
- 1.660 r.p.m. ≤ Velocidad de giro del rotor (wgenENC)
- Ángulo de pala (angbl) < 5,3º

Al representar de nuevo la potencia total frente al ángulo de las palas, se observa como al aumentar la potencia generada y la velocidad de viento, el ángulo se incrementa hasta llegar al momento en que la potencia se mantiene y el ángulo sigue incrementándose, será ese momento en el que produce la transición a Z4, luego el juego de variables que definen la transición serán el ángulo de la pala y la velocidad de viento, que como se observa en la ilustración está en torno a 10m/s.

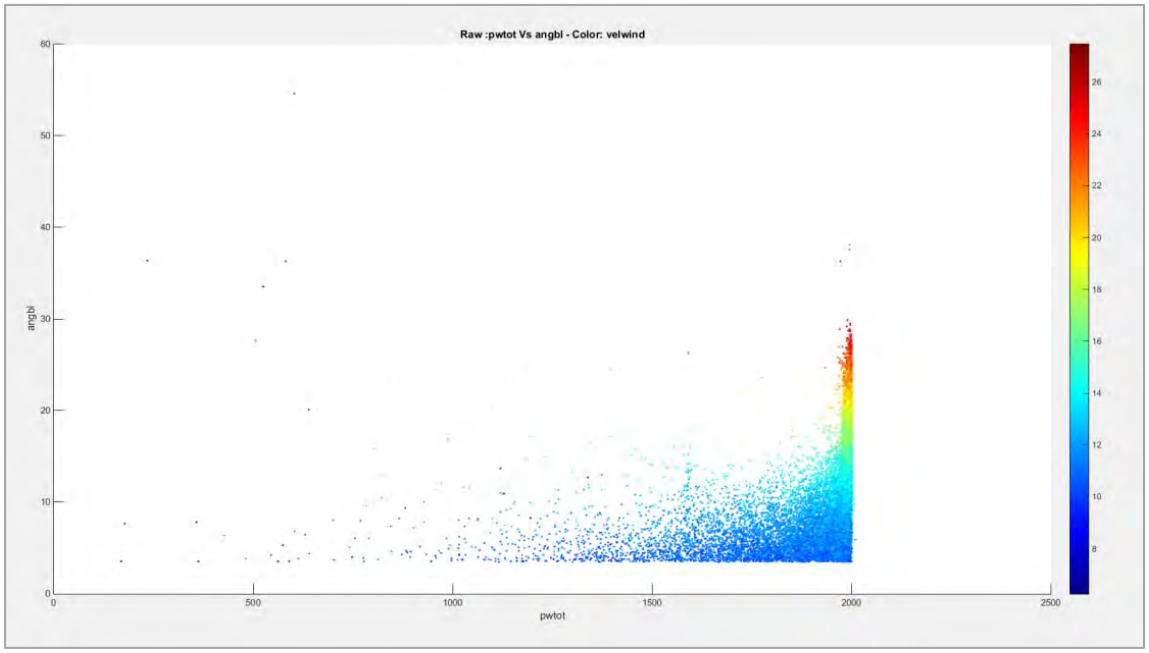


Ilustración 148.- Representación de la potencia total (pwtot en el eje x) frente al ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la velocidad de viento (*velwind*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados se realizó la representación de cajas y bigotes (con el filtro antes especificado) y se calcularon los parámetros limitantes de cada una de las variables.

Tabla 57.- Resumen estadístico en la zona Z3 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia.

Z3								
Etadístico	wgenENC	angbl	velwind	pwtot	pwrot	pwest	pwrea	tgenNDE
Mediana	1660	1,3	6,4	526	20	594,3	-414,4	46,3
Percentil 75	1675	1,72	8,7	1132	91,6	1043	-292	59,3
Máximo	1680	2	9,4	1408	115	1296	-249,3	63,4
tgenMAX	1984	2,5	10,4	1702	140	1619	-211	68,4
Mínimo	1697	3,65	12,8	1980	210	1886	-95	81,7

Finalmente la zona correspondiente a la potencia nominal, zona Z4, se analizó aplicando un filtrado de los datos en base al siguiente criterio:

- Potencia total (pwtot) > 1.700kW.
- Ángulo de pala (angbl) > 5º

Al representar los valores que cumplen estos requisitos se observa que la velocidad de viento a la que se aplica oscila entre 10 y 25 m/s.

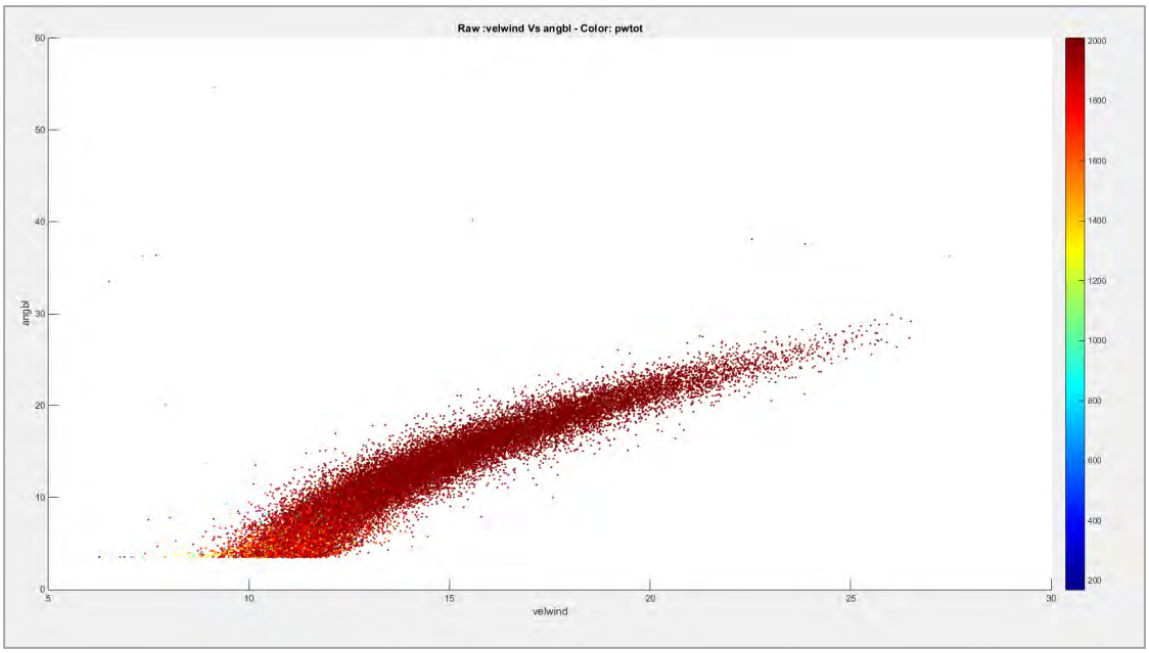


Ilustración 149.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x) frente al ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la potencia total (*pwtot*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Según Ilustración 149 para dicho intervalo la gran mayoría de los datos se encuentran por encima del valor de 1.980 kW, luego filtrando nuevamente dicho valor se obtiene la Ilustración 150.

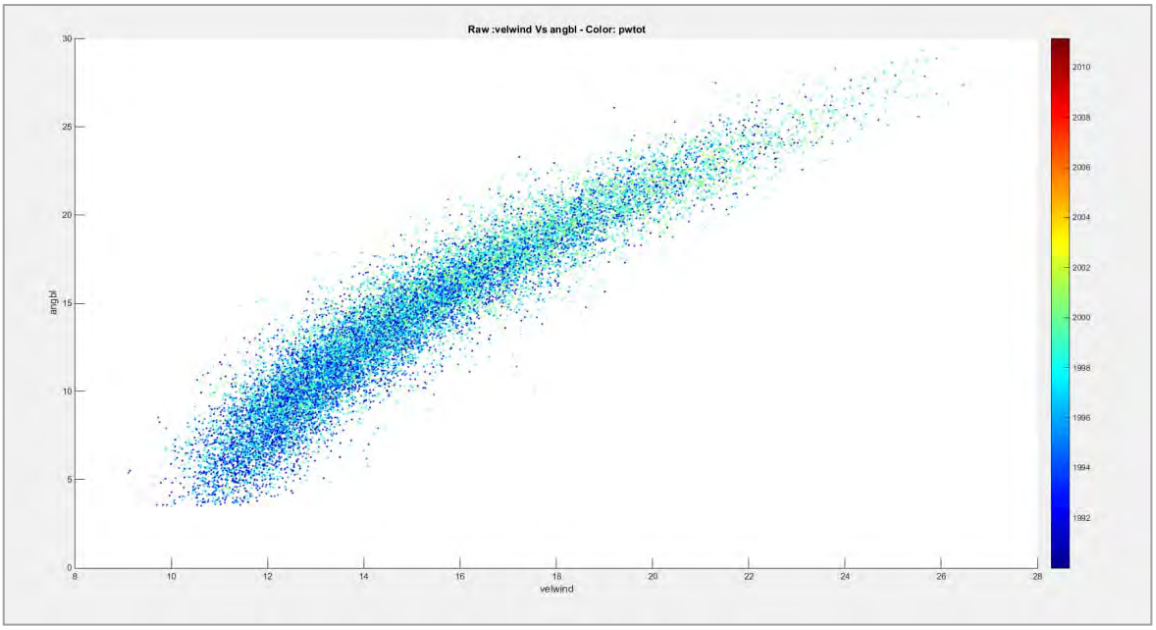


Ilustración 150.- Representación de la velocidad de viento (velwind en el eje x) frente al ángulo de las palas (angbl en el eje y) y la potencia total (*pwtot*) en la escala de color tras el filtrado de potencia total mínima de 1.980 kW. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados se realizó la representación de cajas y bigotes (con los filtros antes especificados) y se calcularon los parámetros limitantes de cada una de las variables.

Tabla 58.- Resumen estadístico en la zona Z4 de las principales variables utilizadas para la definición de las reglas de clasificación por regiones de operación. Fuente: Elaboración propia.

Z4								
Etadístico	wgenENC	angbl	velwind	pwtot	pwrot	pwest	pwrea	tgenNDE
Percentil 75	1644	5	8,5	1960	115	1787	-350	50,8
Máximo	1671	8,41	12,35	1982	150	1828	-287	64,5
tamb	1680	11,66	13,7	1993	161	1843	-259	68,3
Mínimo	1689	15,5	15,7	1997	172	1856	-246	73,9
Percentil 25	1760	28	25	2004	207	1943	-185	88

Durante el análisis se observó que el aerogenerador A17 (*wt015*) no presentaba un comportamiento normal, ya que se detectó un elevado número de datos aberrantes como se muestra en las siguientes ilustraciones.

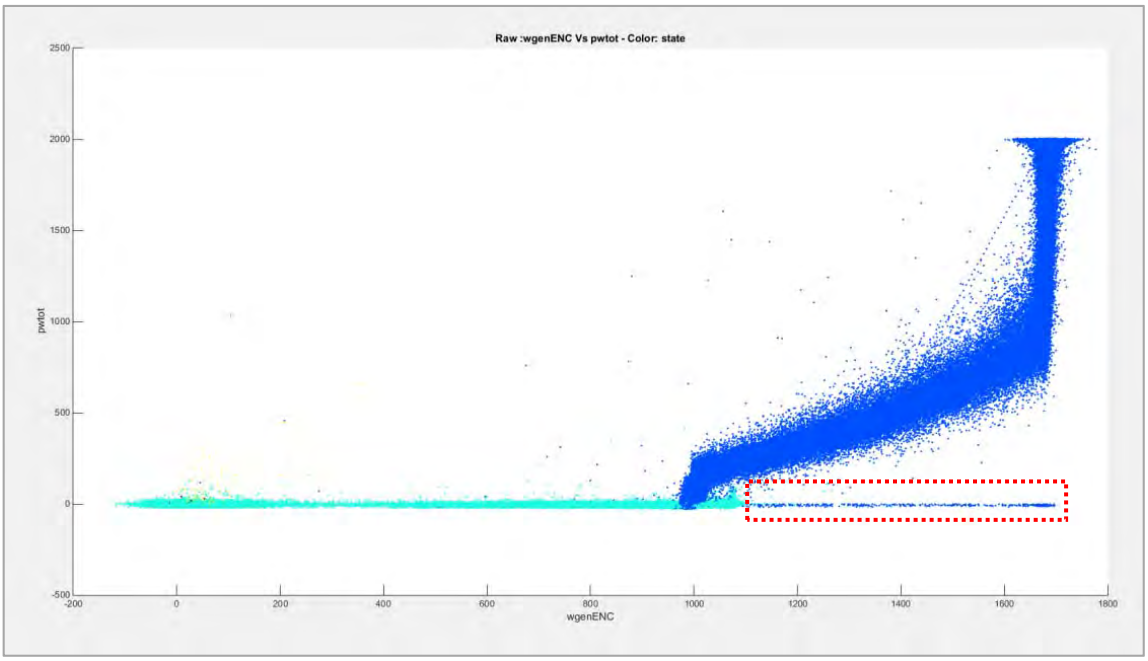


Ilustración 151.- Representación de la velocidad de giro del generador A17 (*wgenENC* en el eje x) frente a la potencia total generada (*pwtot* en el eje y) y el estado (*state*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Se comprobó si se trataba de un problema en la medición del encoder, pero el sensor de rotación del eje principal también indicaba que el aerogenerador estaba en marcha, es como si estuviese girando el generador, incluso llegan a alcanzarse las revoluciones de sincronismo y tienen que actuar las palas aumentando el ángulo de éstas, pero no estaba produciendo.

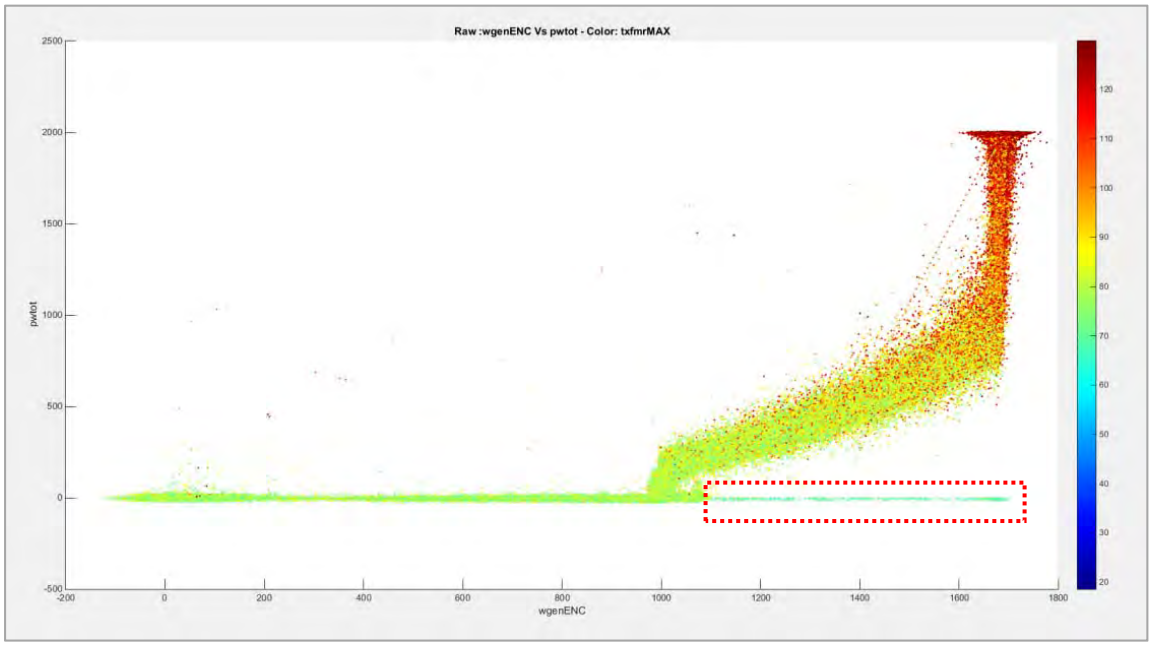


Ilustración 152.- Representación de la velocidad de giro del generador en A17 (*wgenENC* en el eje x) frente a la potencia total generada (*pwtot* en el eje y) y la temperatura máxima del transformador (*txfmrMAX*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Se representó la temperatura del transformador (Ilustración 152) y se observa que ésta no aumenta, luego el equipo no está acoplado a la red.

En la parte más alta de la Ilustración 153 se observa como la temperatura del aceite de la multiplicadora aumenta ligeramente su temperatura, pero de la misma forma que en funcionamiento normal, esto indica que la temperatura del aceite de la multiplicadora no depende únicamente de las revoluciones de la misma, sino de si el generador está acoplado o no, ya que si no lo está no hay resistencia en el rotor y éste gira libre, puede deberse a un problema eléctrico, pero no es objetivo de la presente tesis detectar dichos fallos.

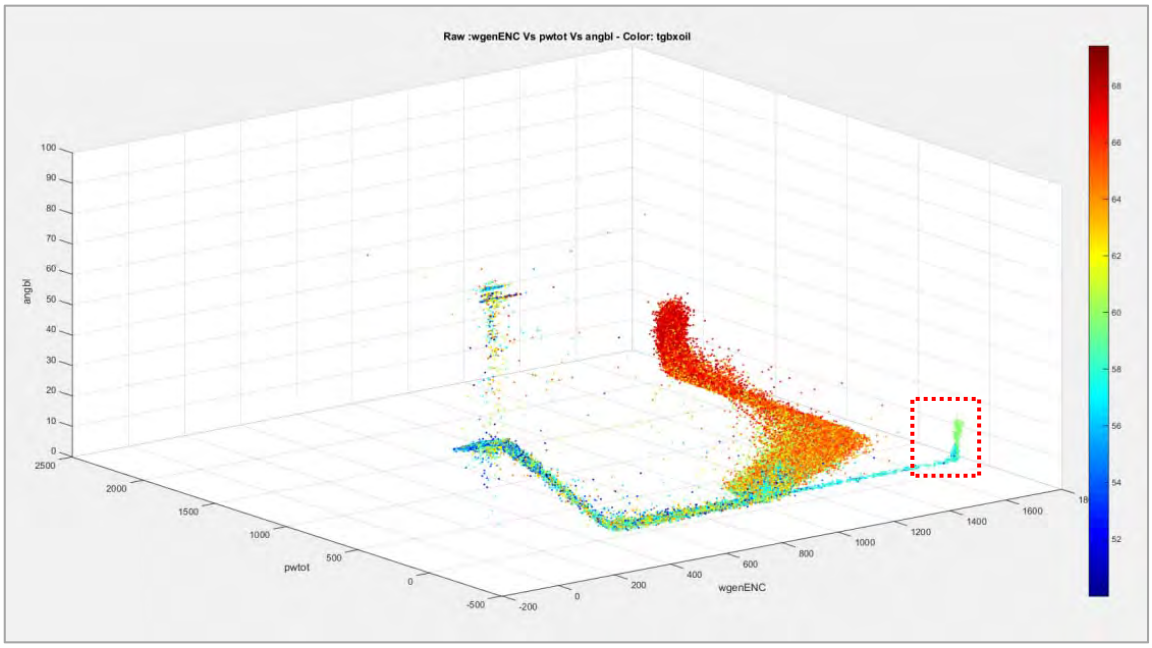


Ilustración 153.- Representación de la velocidad de giro del generador en A17 (*wgenENC* en el eje x) frente a la potencia total generada (*pwtot* en el eje y) y el ángulo de las palas (*angbl* en el eje z) y la temperatura del aceite de la multiplicadora (*tgbxoil*) en la escala de color. Fuente: Elaboración propia.

Dado este comportamiento anómalo del generador A17 (*wt015*) se decide no incluirlo en el conjunto de datos de modelización del comportamiento estándar del equipo.

6.2.4. Conclusión del análisis de variables

Conforme a los resultados presentados a lo largo del apartado 6.2. Descripción de los datos de operación de los aerogeneradores llegamos a las siguientes premisas en lo referente a los datos utilizados en la generación de los modelos e indicadores de estado:

1. Las variables que se utilizarán en la generación de los modelos:

Tabla 59.- Resumen de las variables seleccionadas para la realización de los modelos. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*wgenENC*	*pwrea*
tgenNDE	*anghl*	*pwfac*
tgenslr	*velwind*	*pwest*
tgenMAX	*vgrid*	*pwrot*
tnac	*state & tp1X*	*pwtot*

Tabla 60.- Resumen de variables seleccionadas para el *Modelo Térmico II*. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*thydr*	*tgbxoil*
tgenNDE	*tgenC*	*tgbxhss*

2. Se generaron variables y clasificadores adicionales, como variables de fecha y estación del año y clasificadores de zonas de operación (cuyo procedimiento de cálculo se describe en el apartado 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral).
3. Dado que a lo largo del histórico se producen cambios en las políticas de control de los equipos, cambios de parámetros etc., se utilizará para el modelado, el conjunto de datos correspondientes al periodo temporal entre 01/10/2010 y 31/05/2014.
4. Durante los experimentos de entrenamiento de redes neuronales que se describen más adelante, se realizaron modelos propios para cada aerogenerador entendiendo que cada equipo presenta un comportamiento único, pero adicionalmente se realizó un modelo genérico para el equipo objeto de estudio por las razones comentadas a lo largo del presente

apartado (mejor solución "*cost-effective*"[40]). Para este modelo general se desestimó la utilización de los datos del aerogenerador A16 (*wt015*) por presentar un comportamiento anómalo.

5. Para el entrenamiento de las redes se utilizó el 50% de los datos válidos del periodo seleccionado. El otro 50% de los datos se utilizó para la configuración de los indicadores de estado en periodos de no fallo, como se describió en el apartado 6.1. Descripción general del proceso de modelado y detección.
6. La determinación de la validez de dichos datos se realiza aplicando el filtrado de dato aberrante definido en el apartado 6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal, además se aplicarán otros criterios de eliminación de dato sospechoso como se describe más adelante en el apartado 6.3.3. Tratamiento y limpieza general de los datos de entrenamiento de los modelos.

40 Se entiende por solución "*cost-effective*" aquella que consigue unos resultados aceptables a un coste mínimo, entendiendo por coste la complejidad de puesta en marcha y mantenimiento de los modelos, y efectividad la capacidad de detección del modelo.

6.3. Descripción de los modelos

6.3.1. Modelo de temperatura del rodamiento LOA como referencia de detección de mal funcionamiento en el equipo

Los fallos seleccionados para ser objeto de estudio se determinaron en base al coste que dichos fallos repercuten al explotador, como se analizó en el apartado 5.2. Impacto Económico de la aplicación de los modelos. Por otro lado, se trata de fallos que por medio de la monitorización convencional no son detectables.

En un principio, se desconocía si dichos fallos serían detectables mediante la utilización de matemática compleja, pero éste es precisamente el objetivo del presente estudio.

Adicionalmente a los elementos y modos de fallo seleccionados, se tratará de identificar si el equipo está presentando un posible mal funcionamiento, aunque no se indique cual. Esto no debería suponer trabajo adicional, ya que antes de ser capaces de diagnosticar la "enfermedad", se debe diagnosticar el "mal estar". Por otro lado, es posible que los indicadores de estado presenten alteración transitoria y no se registre una tarea de mantenimiento, esto no significa que el indicador esté presentando fallos, sino que es posible que se haya dado una situación anómala transitoria que no ha requerido acción directa sobre el equipo. Si un indicador se mantiene estable en torno a un valor y cambia su tendencia es porque algo ha cambiado en el comportamiento del equipo.

El objetivo del presente apartado es el de definir el mejor modelo para estimar la temperatura del rodamiento LOA en función de las condiciones de trabajo. La respuesta de este modelo se utiliza para calcular el error entre el modelo y la realidad y a partir del error se procede al cálculo de los indicadores de estado descritos en el apartado 6.4. Descripción de los indicadores de estado.

6.3.2. Descripción de las premisas del modelo

Generalmente, en publicaciones científicas se buscan modelos con un elevado grado de acierto, principalmente en la caracterización de a variable física. Por el

contrario el objetivo de la presente tesis ha sido buscar la mejor solución "*cost-effective*" con el fin último de implantar la metodología desarrollada en entorno productivo y pueda utilizarse y mantenerse de forma sencilla y con costes reducidos.

Conforme a dichas premisas los criterios seguidos en los desarrollos presentados a continuación han sido:

1. Robustez del sistema: el sistema debía presentar siempre una respuesta del estado, con mayor o menor acierto, de tal forma que si un modelo falla por falta de alguna de las variables de entrada, o está presentando estimaciones del valor de la variable esperada con un elevado error, haya un segundo o tercer modelo que sea capaz de presentar una estimación alternativa. Se busca continuidad en la generación del indicador de estado. Evidentemente, si se produce un fallo de comunicaciones con el equipo y no se dispone de información alguna de las variables de operación, los modelos no pueden continuar estimando el estado del equipo, en éste caso habría que profundizar en modelos de prognosis o de simulación del comportamiento, pero no son objeto de la presente tesis.
2. Credibilidad de la estimación del valor de la variable temperatura del rodamiento LOA y del estado del equipo. Al igual que en la vida misma, todos nos equivocamos y los modelos de redes neuronales no son una excepción, por tanto si un modelo opina que el equipo está presentado un posible mal funcionamiento, pero otros tres modelos opinan lo contrario tal vez el primer modelo esté equivocado. Esto no siempre es así, imaginemos que el primer modelo es experto en una temática en concreto y los tres modelos no, en este caso deberíamos creernos la opinión del experto e ignorar la de los otros tres modelos. Esto se ha solucionado mediante la creación de sistemas de expertos que cooperan o compiten entre ellos para que se tenga en cuenta su opinión, como se describe en el apartado 6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA.
3. Sencillez y replicabilidad: Los modelos generados deberán ser lo más sencillos posibles, y a ser posible generalistas. Es decir, en el entorno de producción, un explotador con 18.000MW de energía eólica instalados podría tener 9.000 aerogeneradores, con 5 componentes principales por

equipo y digamos que 10 puntos críticos de monitorización de estado por equipo, esto haría necesaria la creación y mantenimiento de 450.000 modelos Neuro-Fuzzy de comportamiento. Esto es inviable, ya que el trabajo de análisis y limpieza de datos, entrenamiento de modelos propios y continua supervisión y re-entrenamiento (en el caso de modelos evolutivos) de los modelos requeriría un elevadísimo volumen de trabajadores expertos y centros de computación muy potentes, no solo para entrenar los modelos, sino para realizar la monitorización y continua estimación del estado operativo de los equipos. Esto nos llevó a simplificar los modelos, y considerar que modelos generalistas como se justifica en el apartado 6.3.4.2.2. Modelos únicos Vs Modelos generalistas.

6.3.3. Tratamiento y limpieza general de los datos de entrenamiento de los modelos

En el presente apartado describimos las técnicas aplicadas en la eliminación y detección de datos aberrantes del conjunto de datos seleccionados según se detalló en el apartado 6.2.4. Conclusión del análisis de variables.

De forma general el tratamiento de los datos de entrenamiento de los modelos de redes neuronales, definición de los modelos Fuzzy de clasificación y entrenamiento de los indicadores de estado en periodo de no fallo, ha seguido el siguiente esquema:

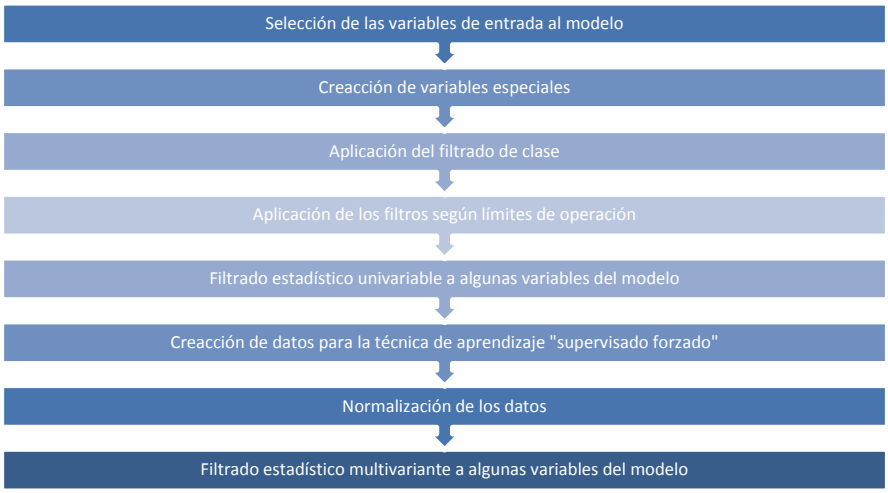


Ilustración 154.- Esquema resumido del procedimiento de tratamiento de datos de entrenamiento. Fuente: Elaboración propia.

Los datos utilizados en el proceso de detección tienen un tratamiento diferente ya que no interesa eliminar los valores fuera del comportamiento normal, por ser precisamente estos los que indican el mal funcionamiento. Para este conjunto de datos se sigue el siguiente esquema:

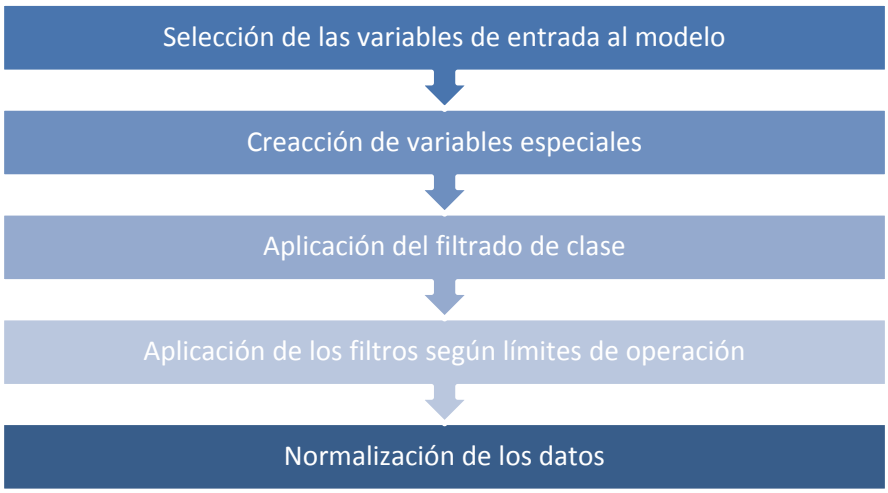


Ilustración 155.- Esquema resumido del procedimiento de tratamiento de datos de detección. Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.1. Selección de variables de entrada y creación de variables especiales.

Para cada modelo se seleccionaron las variables descritas en apartados anteriores, y como se verá en el apartado 6.3.4.2.1. Reducción de variables del *Modelo Mixto* se realizó un proceso iterativo de selección de variables de entrada a un modelo simple y con ellos se entrenó una red sencilla con la finalidad de ir descartando aquellas variables que no aportaban mejora al modelo y que sin embargo aumentan la complejidad del mismo y el tiempo de cálculo.

Así mismo, se crean unas variables adicionales que acompañan a los datos de las variables seleccionadas. Estas variables son:

1. Salto térmico entre la temperatura del rodamiento LOA y LA.
2. Variables especiales de fecha y hora, calculadas según el procedimiento del apartado 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral.
3. Variables de clasificación de región de operación calculadas según el antes citado apartado 6.3.4.1.3. Sistema Fuzzy Operación.

Estas variables se generan en este momento para ir haciendo un filtrado de las mismas según se van aplicando los filtros, descritos en los esquemas anteriores, a las variables de entrada. Además, alguna de estas variables son las que se utilizan como referencia para realizar el filtrado (filtrado por estaciones del año, potencia nominal, etc.).

6.3.3.2. Filtrado simple

Se ha denominado filtrado simple a todos aquellos filtros que aplican a cada variable independientemente del valor de las otras. A la hora de realizar el filtrado de una variable anómala, se ha eliminado todo el registro en ese intervalo de tiempo, es decir, si de las 13 variables de entrada de un modelo (por ejemplo), hay una que presenta un dato aberrante, se han eliminado los 13 datos correspondientes a ese registro diezminutal. Dado que se disponen de un elevado volumen de datos, se ha preferido eliminar el registro completo en lugar de estimar los datos faltantes.

En situaciones en las que no hay un gran histórico se recomendaría la estimación de los datos perdidos, mediante la utilización de:

1. Técnicas de interpolación entre dos registros, siempre y cuando se trate de una variable cuyo significado físico lo permita, es decir, no tendría mucho sentido aplicar este criterio a una variable que varíe mucho entre un registro y otro, como podría ser las revoluciones del generador. Sin embargo es de esperar que la temperatura del aceite de la multiplicadora no presente grandes oscilaciones entre registros consecutivos, luego en caso de evoluciones térmicas podrían utilizarse técnicas de interpolación.
2. Cuando el número de datos perdidos es mayor que un registro podrían utilizarse series temporales en los casos en los que la variable presenta periodicidad, como sería el caso de la temperatura ambiente o el viento. Para variables más complejas podría rellenarse el hueco mediante técnicas de similaridad, para ello podría calcularse un modelo de "relación" entre cada aerogenerador y el conjunto del parque, es decir, si generalmente la temperatura del rodamiento del aerogenerador A05 es 5% inferior a la temperatura media de los rodamientos del conjunto del parque, podría completarse el dato a partir de la media de las temperaturas disponibles en ese periodo (o un modelo de redes neuronales más complejo que relacione las temperaturas del resto de aerogeneradores con el aerogenerador en cuestión).

Generalmente es preferible eliminar los registros dudosos a estimar su valor, ya que el propio modelo de estimación lleva un error implícito que se traslada de alguna forma al modelo final. Además dentro de las premisas del modelo estaba la sencillez y reducción de la necesidad de tratamiento supervisado de datos, ya que incrementa enormemente los costes de utilización de un sistema inteligente de detección de mal funcionamiento.

6.3.3.2.1. Filtrado por límites operativos

Los límites operativos de cada variable se definieron en el apartado 6.2.2.3. Determinación de límites de operación de las variables principales. Es importante eliminar los datos claramente aberrantes. Imaginemos que dentro de la muestra de datos de entrenamiento tenemos un valor muy elevado de temperatura del rodamiento LOA, por ejemplo de 900ºC.

- En el proceso de entrenamiento de los modelos, probablemente este dato aberrante no tenga ninguna influencia, ya que se trata de un dato único, aunque sí afectará a los valores de normalización de la variable, principalmente cuando el volumen de datos es muy reducido, ya que para normalizar los datos se utiliza la media de la muestra y este dato aberrante la elevaría considerablemente. El proceso de normalización se describe más adelante.
- En el proceso de detección tendrá mayor relevancia, ya que algunos indicadores de estado creados se basan en medias móviles del error entre el modelo y la realidad, y en el caso de este dato estaríamos hablando de un error del 1.000%, lo cual afectará mucho al indicador si la ventana de cálculo de error medio móvil es reducida. En el apartado 6.4.2. Indicadores de Datos Analógicos se describen las peculiaridades de los indicadores de estado. Sin embargo para otros indicadores basados en la desviación estándar en una ventana de tiempo móvil ("*slide window*"), este dato aberrante no tendrá mucha influencia. Este tipo de indicadores es más sensible al número de veces que se supera un valor, en lugar a cuanto se supera un valor, de ahí que finalmente se utilizó una combinación de indicadores, como se describe en el citado apartado.

A continuación mostramos algunos ejemplos del resultado de la limpieza básica de los datos aberrantes aplicando el filtrado por límites de operación o físicamente lógicos.

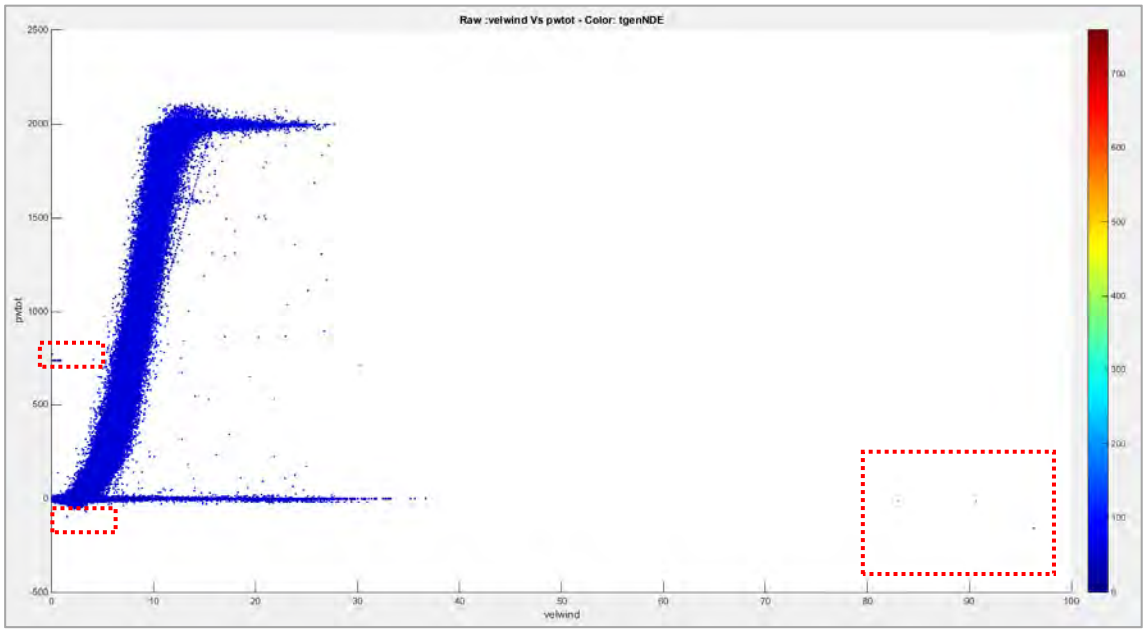


Ilustración 156.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de viento (*velwind* en el eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en la escala de color) antes de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

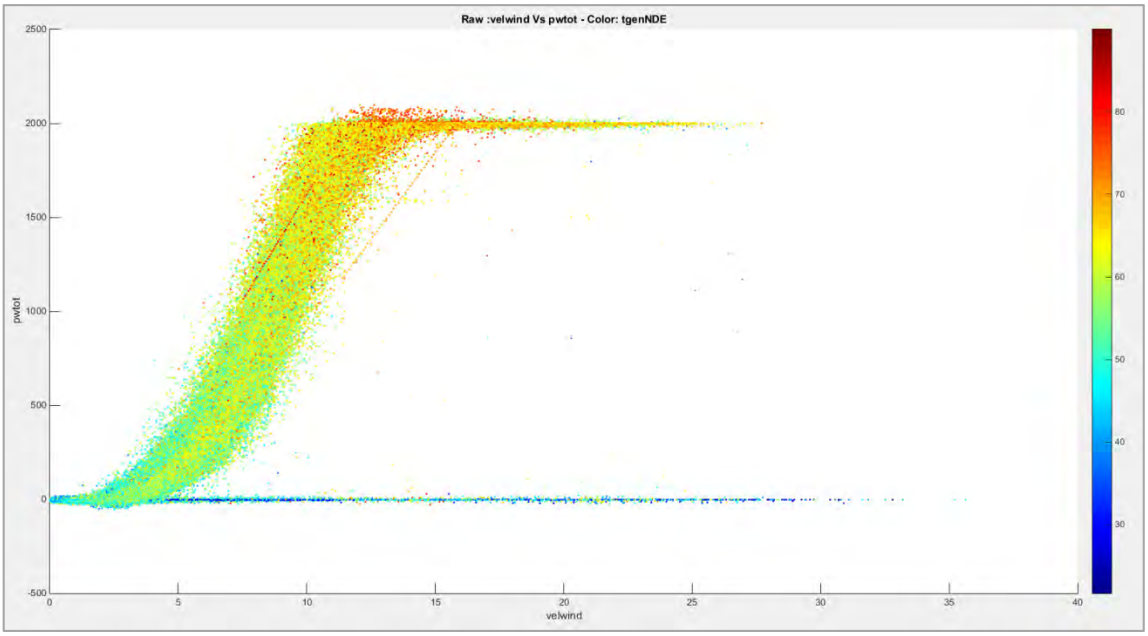


Ilustración 157.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de viento (*velwind* en el eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en la escala de color) después de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

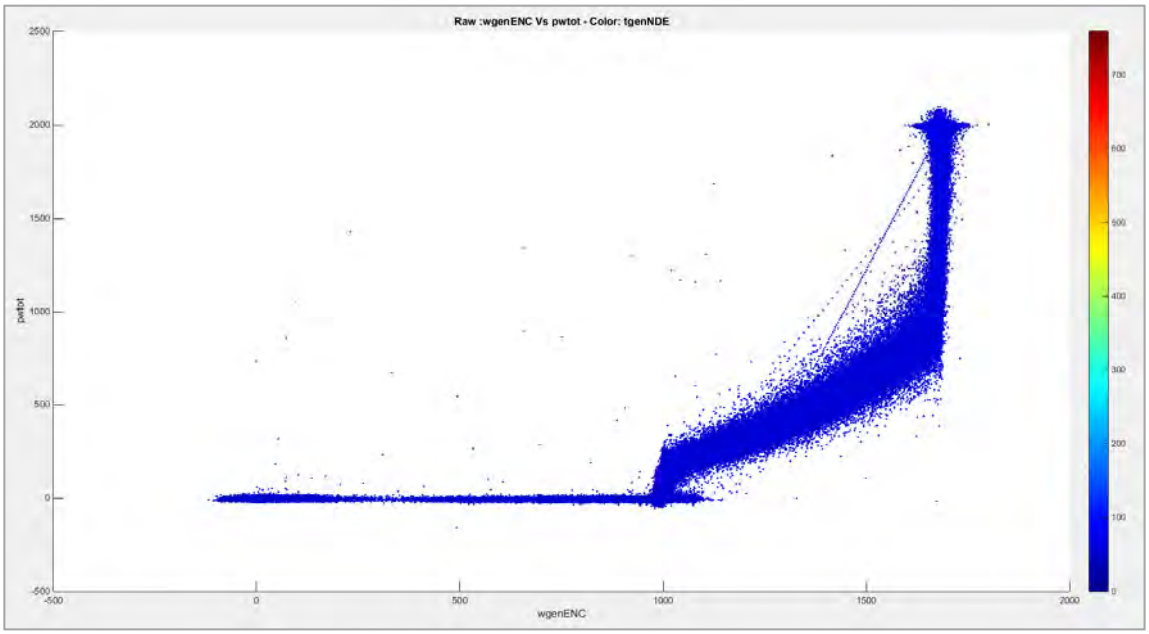


Ilustración 158.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de rotación del generador (*wgenENC* en el eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en la escala de color) antes de a aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

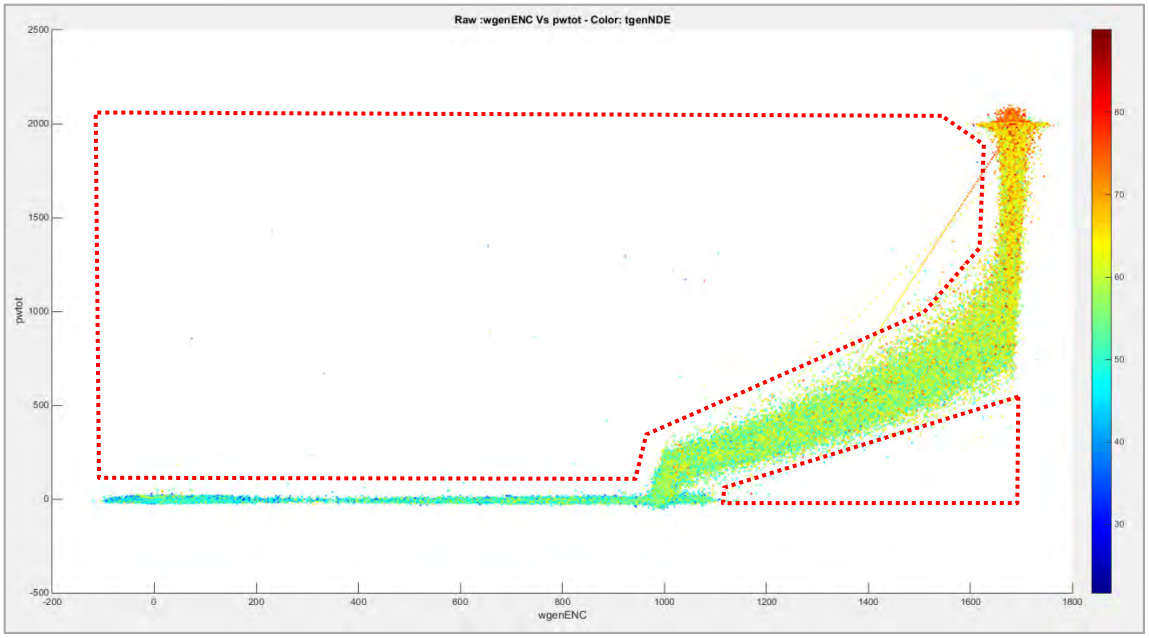


Ilustración 159.- Ejemplo del conjunto de datos velocidad de rotación del generador (*wgenENC* en el eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y) y temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en la escala de color) después de a aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

No obstante vemos que este filtrado no es suficiente para eliminar los datos no válidos para la modelización del comportamiento operativo normal, ya que los datos dentro del área indicada en rojo en la Ilustración 159 deberían eliminarse de la muestra de entrenamiento, pero no de la muestra de detección.

En el siguiente ejemplo se muestra como las variables aberrantes deforman la representación multivariante, luego en caso de no eliminarlas, se dificulta mucho la interpretación de la relación física entre las variables. En el primer ejemplo se representa esta "deformación" y en el segundo ejemplo se muestra la diferencia que se da entre dos escalas de color que dependen del valor máximo de la muestra para su representación. En este segundo caso, el dato aberrante podría afectar a la normalización de los datos como se ha comentado anteriormente.

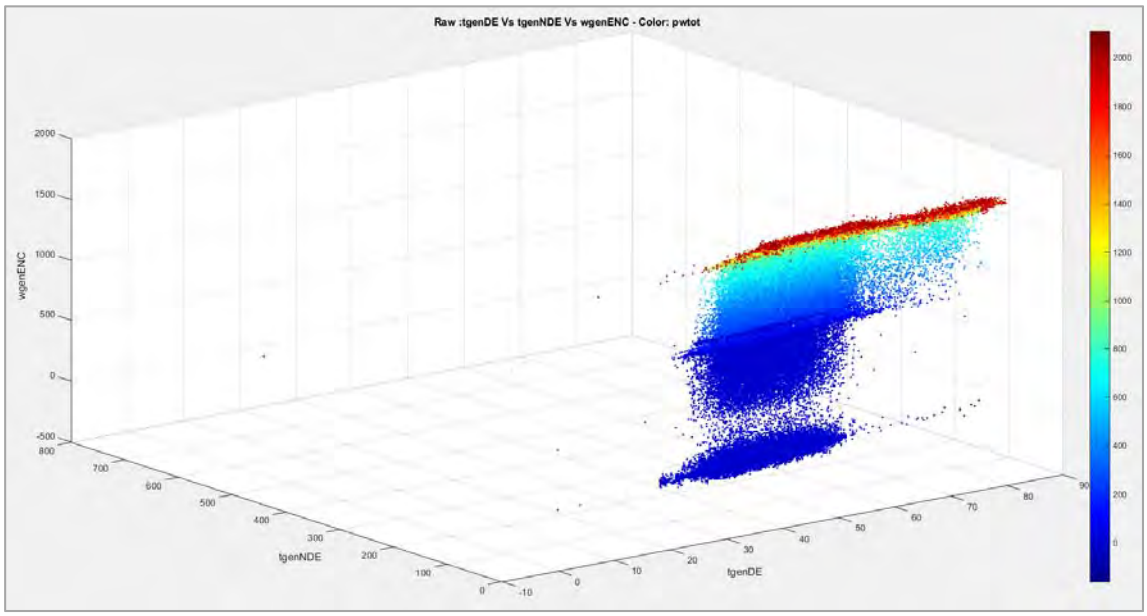


Ilustración 160.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura del rodamiento LA (*tgenDE* eje x), temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje y), velocidad de rotación del generador (*wgenNDE* en el eje z) y potencia total (*pwtot* en la escala de color) antes de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

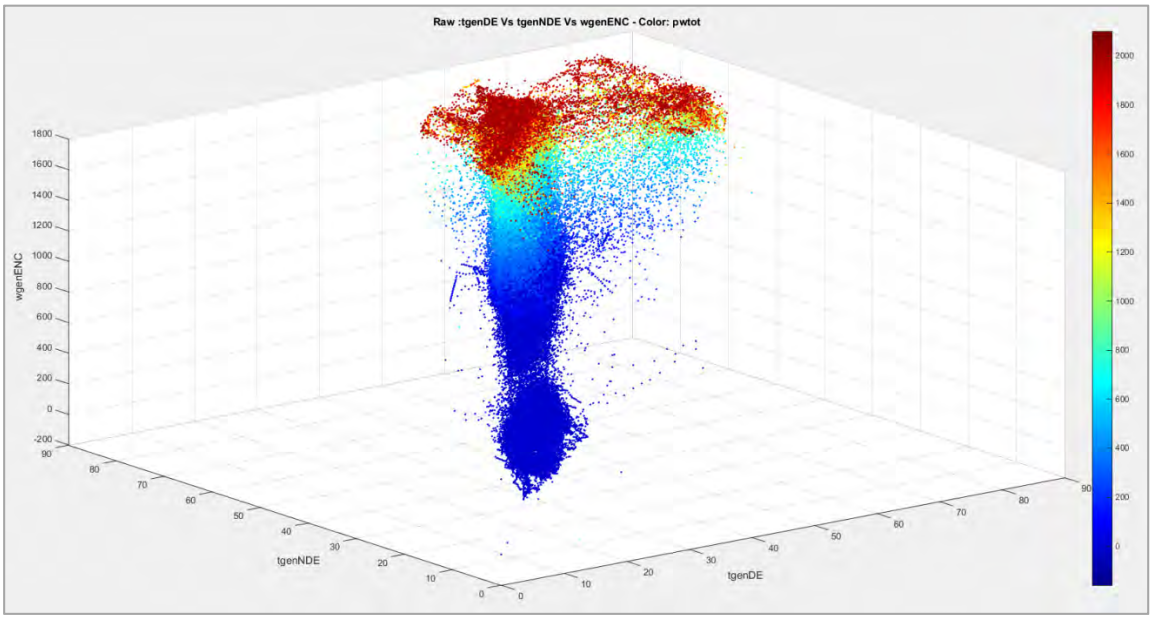


Ilustración 161.- Ilustración 162.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura del rodamiento LA (*tgenDE* eje x), temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje y), velocidad de rotación del generador (*wgenNDE* en el eje z) y potencia total (*pwtot* en la escala de color) después de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

Después de aplicar el filtrado se puede observar como la diferencia térmica media entre los rodamientos LOA y LA está en torno a los 10ºC, como se mencionó en apartados anteriores, sin embargo cuando las revoluciones del rotor son bajas, la temperatura se iguala, mientras que en potencias máximas hay ocasiones que esa relación desaparece.

El siguiente ejemplo de datos aberrantes afectaba a la escala de color:

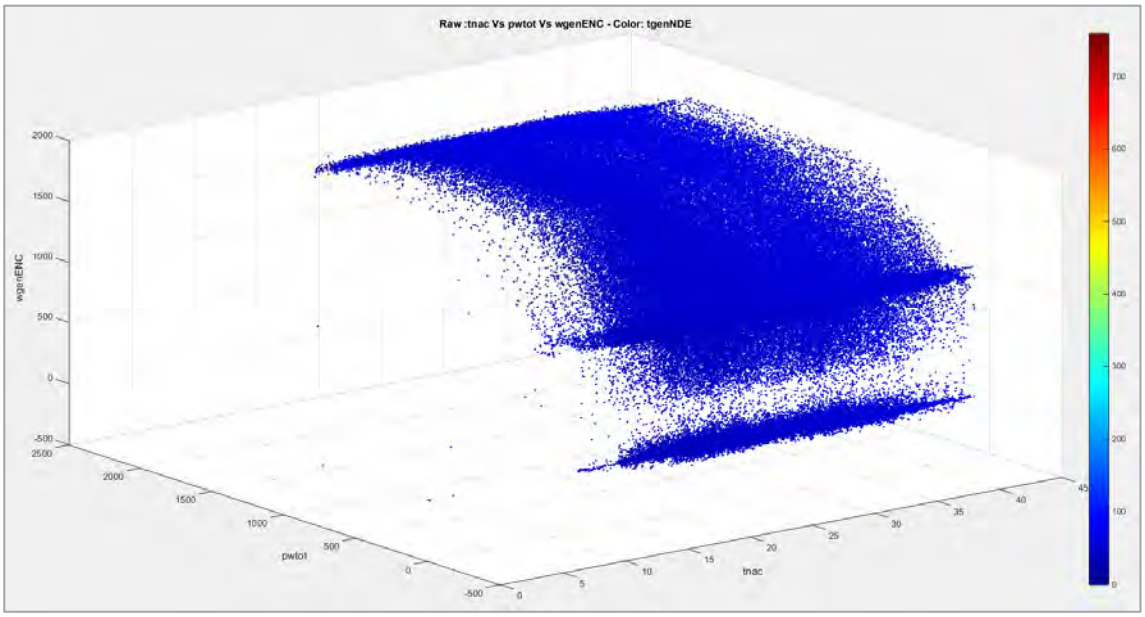


Ilustración 163.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura de la nacelle (*tnac* eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y), velocidad de rotación del generador (*wgenNDE* en el eje z) y temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en la escala de color) antes de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

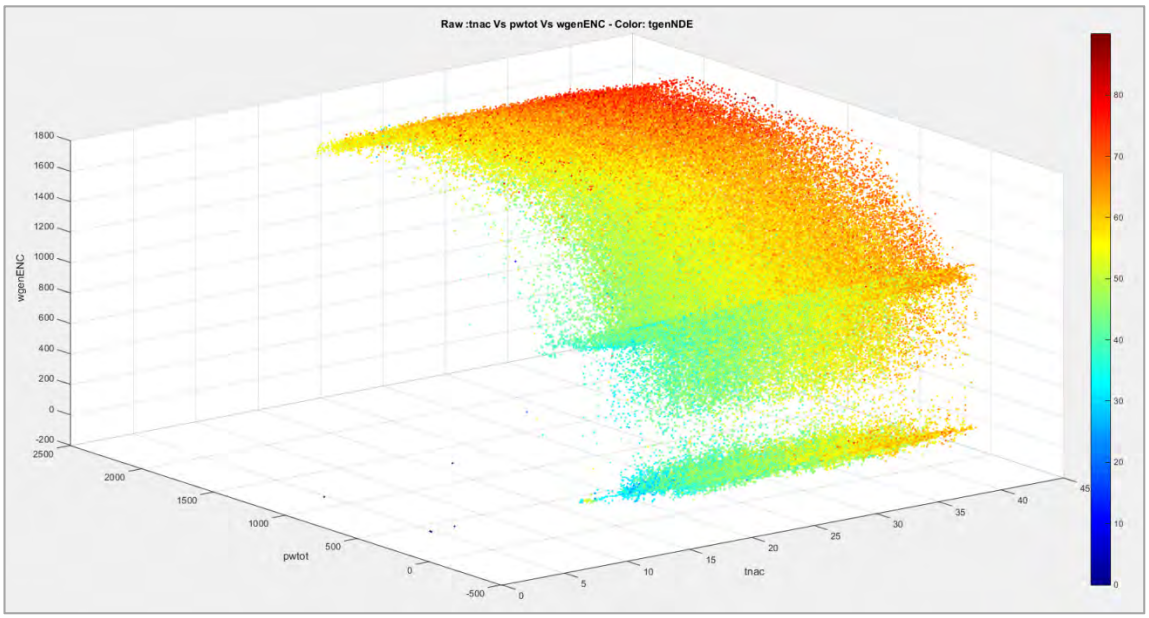


Ilustración 164.- Ejemplo del conjunto de datos de la temperatura de la nacelle (*tnac* eje x), potencia total (*pwtot* en el eje y), velocidad de rotación del generador (*wgenNDE* en el eje z) y temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en la escala de color) después de aplicar el conjunto de filtros básicos. Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.2.2. Filtros especificados por clase de dato

El siguiente filtro aplicado al conjunto de datos es más cualitativo que cuantitativo, estos filtros son:

- Filtrado por las variables *tp1X* y *state*: esta variable se utilizaba para indicar el porcentaje del tiempo que el aerogenerador ha estado en un estado dentro del periodo diezminutal. Para el conjunto de datos de entrenamiento de los modelos de temperatura del rodamiento LOA y de los indicadores se han filtrado todos aquellos datos que no hayan estado el 100% del tiempo en el periodo en estados de "*marcha*" o "*listo*". Para el conjunto de datos de detección no se ha aplicado dicho filtro. La variable *state* se utiliza como confirmación del estado del aerogenerador en el momento de captura del dato.
- Filtrado de datos previos a una avería: Conforme el histórico de averías del parque eólico, se ha eliminado en cada aerogenerador el periodo de datos de 1 mes previo a la fecha de una orden de trabajo realizada en su generador. Es posible que el mal funcionamiento se esté dando desde mucho tiempo antes, pero irónicamente esto no se podrá saber hasta que apliquemos el modelo de detección de mal funcionamiento desarrollado en la presente tesis. Este filtrado no se aplica a los datos de detección.
- Filtros específicos de cada modelo: como se describe más adelante en el apartado 6.3.4. Procedimiento de configuración de los modelos de comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA, cada modelo aplica a un conjunto específico de datos, en función de si corresponde a una estación del año determinada, o a una zona de operación específica. Para el entrenamiento de los modelos de verano se realizará un filtrado de los datos en los que la variable "*época*"[1] tenga el valor 3, y así sucesivamente con el resto de modelos. Este filtro no se aplica a las variables de detección, ya que todos los modelos calcularán el valor estimado de la variable temperatura del rodamiento LOA aunque no sea el modelo específico de aplicación, es decir, el modelo de invierno también calcula la temperatura

1 Determinada a partir del sistema Fuzzy desarrollado en la presente tesis y descrito en el apartado 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral.

del rodamiento para los datos de verano, pero el sistema experto creado se encarga de seleccionar la salida que corresponda, como se describe en el apartado 6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA.

- Filtrado por datos Digitales: En la presente base de datos se almacenaban las alarmas que se dan en el aerogenerador, como se describió en el apartado 4.3.4. Descripción de los estados del aerogenerador y las alarmas del generador. Para el conjunto de datos de entrenamiento de los modelos, se eliminaron todos aquellos datos de operación previos a 1 hora antes del registro de una alarma propia del generador, y 1 hora posterior al final de la alarma.

6.3.3.3. Inyección de datos ficticios de "forzado"

El comportamiento de los aerogeneradores cambia continuamente según la actuación del sistema del control, por tanto la distribución de los valores de las variables no responden a distribuciones normales, es decir tendremos una alta concentración de puntos en ciertas regiones de operación y poco en otras. Esto supone un problema, ya que las técnicas de clusterizado, como el KNN, *k-means*, etc., se fundamentan en la agrupación de datos próximos en el espacio de trabajo, pero si una región de operación es poco frecuente (pero válida) frente a otra que se da más a menudo, ésta tendrá muchos menos datos aportados a la muestra, por tanto se corre el riesgo de que los sistemas de filtrado y clasificación, determinen que estos puntos corresponden a una situación anormal y los elimine de la muestra.

Un ejemplo claro se encuentra en la curva de potencia del aerogenerador. Durante el periodo de verano se da con mucha menos frecuencia viento alto, lo cual hace que en la parte alta de la curva de potencia (Z4 de operación) haya muchos menos datos que en las zonas de arranque y subida (zonas Z1 a Z3).

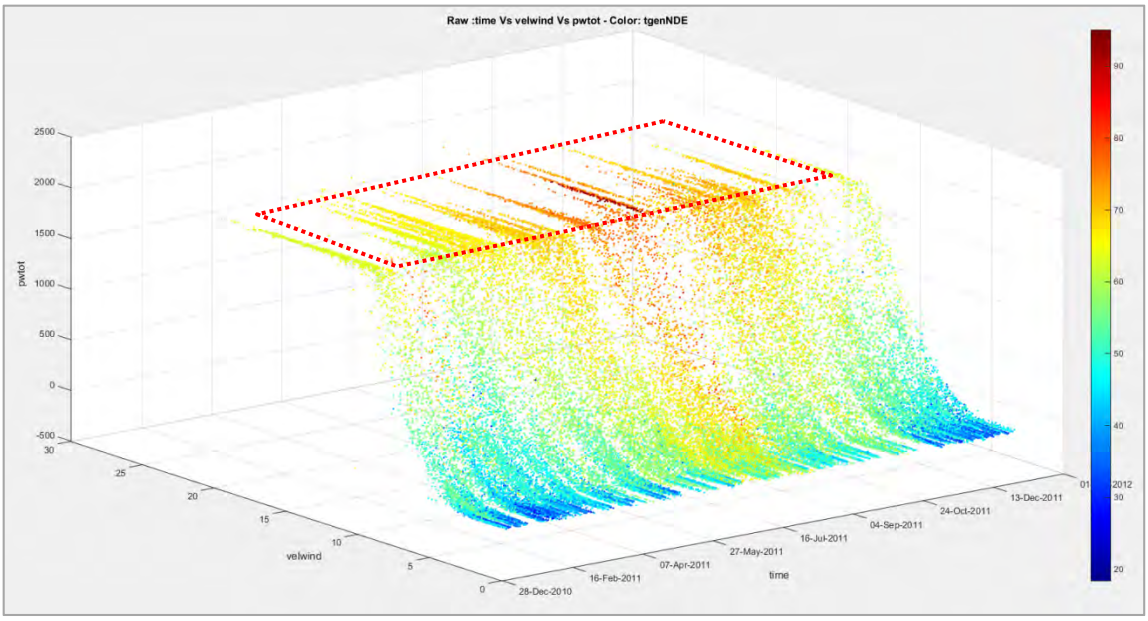


Ilustración 165.- Representación de la desigualdad de concentración de la muestra de datos en la región de potencia nominal en la estación de verano. Fuente: Elaboración propia.

Se puede caer en la tentación de aplicar de forma generalizada el filtrado estadístico de datos, descrito en el apartado 6.3.3.2. Filtrado estadístico de los datos, lo cual eliminaría datos correctos. Esto haría que el modelo no se entrenase correctamente para todas las regiones. La técnica aquí descrita se ha denominado "*aprendizaje supervisado forzado*" y tiene doble finalidad:

1. Ayuda a la clasificación y determinación de aberrantes: dar más peso estadístico a ciertas regiones de operación poco frecuentes. En el caso de la curva de potencia, se da con poca frecuencia la velocidad de viento de 25 m/s, pero es un dato válido. El sistema de filtrado estadístico eliminaría los puntos indicados en rojo en la siguiente imagen por encontrarse alejado más de 3 veces la desviación estándar del punto en que se encuentra el mayor volumen de datos, por tanto se estará realizando mal el filtrado. Este es un ejemplo claro, y nadie aplicaría el filtrado estadístico a dicha variable, pero se ha presentado a modo de ejemplo por resultar especialmente claro. Para solucionar este problema, puede incluirse en la muestra un conjunto de datos ficticios, con valores de velocidad de viento entre 20 y 25 m/s y valores de potencia próximos a la nominal, de tal forma que la

concentración de puntos en dicha zona sea similar a la concentración en zonas anteriores y así conseguir una distribución uniforme de datos a lo largo de todo el espectro de operación. Otra solución sería eliminar datos de la muestra de aquellas regiones con mayor concentración de tal forma que se iguale la concentración en todo el rango. Cada problema tendrá su solución recomendable.

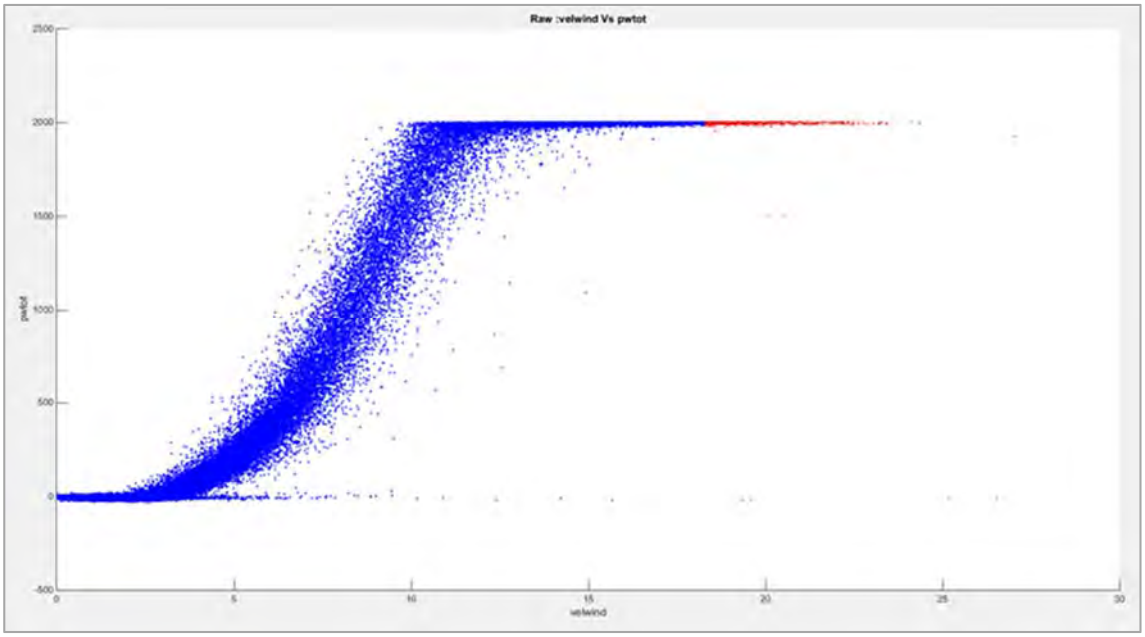


Ilustración 166.- Ejemplo de eliminación errónea de datos válidos para el modelo en la curva P-V. Fuente: Elaboración propia.

2. Forzar a los modelos a pasar por ciertos puntos: éste ha sido el caso en el que se ha utilizado esta técnica. En el caso del modelo de verano, puede darse que el espectro de viento no llegue ni a 20 m/s como se muestra en la siguiente ilustración (imagen de la izquierda). Además, se ha observado que en la generación del modelo de producible de los aerogeneradores (modelización de la curva de potencia real de cada aerogenerador) se producían ciertas inexactitudes, ya que las redes neuronales no modelizan correctamente los cambios de comportamiento forzados por el sistema de control, como sería el codo de la parte alta de la curva de potencia y en especial la línea recta que forma la potencia nominal del aerogenerador, de

tal forma que los modelos obtenidos respondían a la curva roja en la imagen de la derecha.

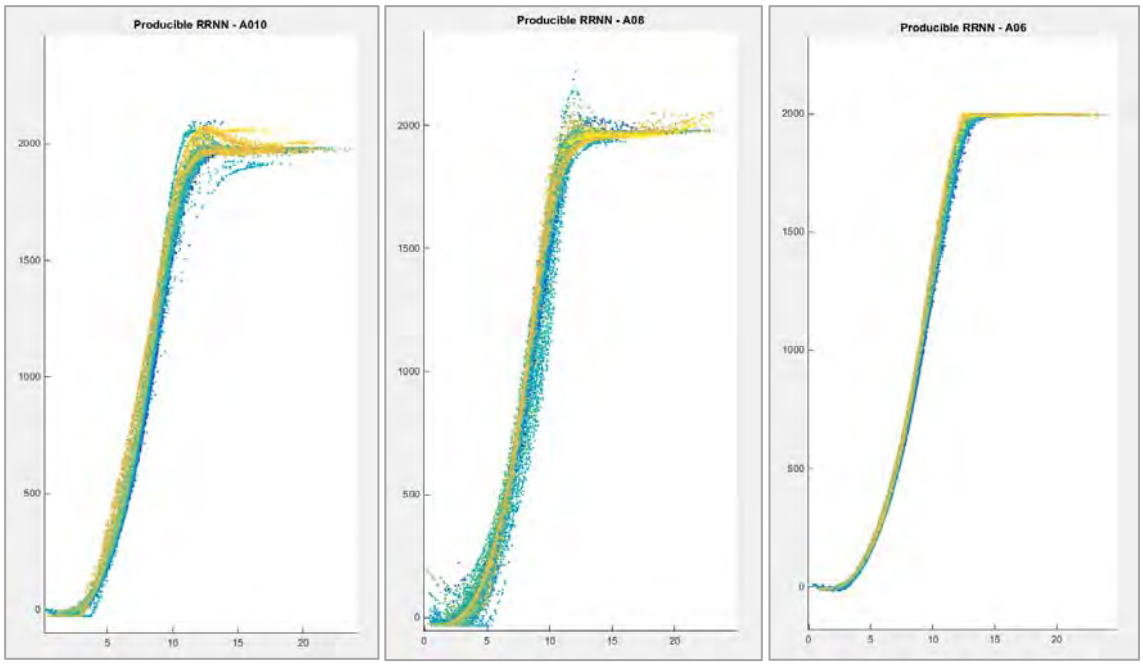


Ilustración 167.- Modelos de producible, sin forzado de los datos (a la izquierda y centro), con aprendizaje forzado (a la derecha). Fuente: Elaboración propia.

Para evitar que la curva de potencia sobrepase la potencia nominal en la zona del codo superior, se propone forzar al modelo a pasar por ciertos puntos propios de la zona de operación Z4, de tal forma que el modelo se suavice en la curva, y extienda el rango de operación sin datos desde los 20 m/s hasta los 25 m/s y además se evita el descenso de la curva de potencia en la parte más alta.

Esta metodología no ha sido aplicada en la generación de los modelos de comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA, ya que el filtrado se realizó de forma minuciosa variable por variable y en ocasiones por regiones de operación y estaciones del año. La metodología se utilizó en la generación de los modelos de producible utilizados en el cálculo de energía perdida por la instalación, descrito en el apartado 5.2.1. Cálculo de la Energía perdida.

6.3.3.1. Normalización de los datos

Al realizar modelos con variables de entrada de diferentes unidades, escalas, etc. se hace necesaria la normalización de los datos, de tal forma que la escala de fluctuación de unas variables frente a otras pueda relacionarse y no se de más peso a una variable que presente cifras más elevadas, como pueden ser las revoluciones por minuto del generador (que puede oscilar entre 0 y 1.700 r.p.m.), frente a otra variable como puede ser la temperatura ambiente (que puede oscilar entre 0 y 40ºC).

La normalización se realiza restando a cada valor, la media del conjunto poblacional y dividiéndolo entre la desviación estándar, según la siguiente expresión:

$$i_{v\ Normalizado} = \frac{i_v - \mu}{\sigma}$$

Ecuación 7.4

Donde μ es la media y σ la desviación estándar calculadas según las siguientes expresiones

$$\mu = \frac{\sum_{v=1}^{n} i_v}{n}$$

Ecuación 7.5

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{v=1}^{n} (i_v - \mu)^2}{n}}$$

Ecuación 7.6

Durante el proceso de normalizado puede aplicarse el filtrado estadístico que se describe en el siguiente apartado, el cual básicamente consiste en eliminar aquellos valores que superan tres veces la desviación estándar. Si en el proceso de eliminación de datos aberrantes se elimina algún registro, se deberá realizar de nuevo la normalización de los datos con la muestra restante. Este proceso podría repetirse de

forma iterativa hasta que no se localicen datos alejados más de tres veces la desviación estándar.

Al realizar la normalización de las variables se deberá guardar los parámetros de normalización de cada variable, ya que posteriormente se deberán normalizar los datos de entrada al modelo que corresponden con los datos de detección. Por tanto, el conjunto de datos de datos de detección deberá normalizarse con μ y σ del conjunto de datos de entrenamiento, para que el modelo sea aplicable.

6.3.3.2. Filtrado estadístico de los datos

Estadísticamente pueden considerarse como datos aberrantes aquellos cuyo valor es superior a tres veces la desviación estándar (σ). Este criterio se aplica cuando la distribución de los datos responde a una distribución Normal, como se indica en la Ilustración 168.

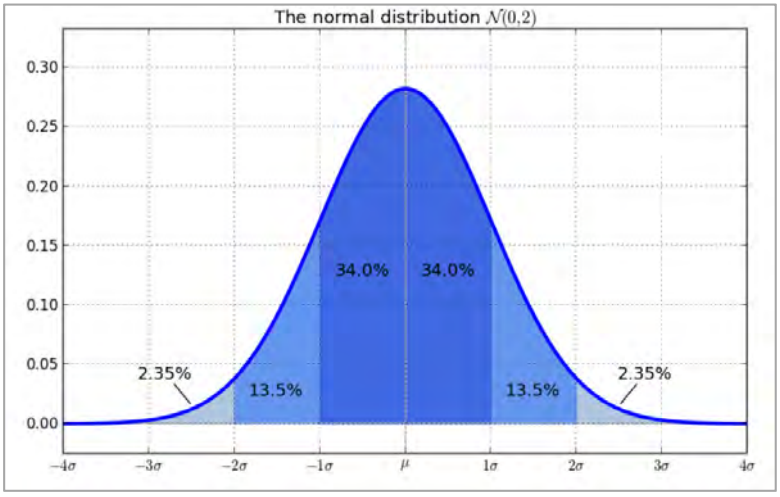


Ilustración 168.- Distribución Normal y representación de valores aberrantes. Fuente: http://renke.org/2013/02/23/python-plot-number-2/

Por desgracia, no todas las variables de operación responden a este criterio de normalidad, ya que los sistemas de control limitan valores de operación de la máquina y actúan sobre las variables, "forzándolas" a tomar valores "no normales".

Este filtrado estadístico se aplicó a aquellas variables que cumplían el criterio de normalidad y para ello pueden realizarse el test de *Shapiro–Wilk*, el cual se usa para

contrastar la normalidad de un conjunto de datos. Se plantea como hipótesis nula que una muestra i_1 ... i_n provenga de una población normalmente distribuida. Este estadístico se calcula mediante la siguiente expresión:

$$W = \frac{(\sum_{v=1}^{n} a_v \, i_{(v)})^2}{\sum_{v=1}^{n}(i_v - \mu)^2}$$

Ecuación 7.7

Donde $i_{(v)}$ es el número que ocupa la *v-ésima* posición de la muestra; μ es la media de la muestra y las variables a_n se calculan según la expresión:

$$(a_1, \ldots, a_n) = \frac{m^T \, V^{-1}}{\sqrt{(m^T V^{-1} m)}}$$

Ecuación 7.8

Donde $m = (m_1, \ldots, m_n)^T$, siento $m_1, \ldots, m_n$ los valores medios del estadístico ordenado, de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas, muestreadas de distribuciones normales. V es la matriz de covarianzas[2] de ese estadístico de orden.

La hipótesis nula se rechaza si W es demasiado pequeño. Siendo la hipótesis nula si p-valor es menor al nivel de confianza, en ese caso los datos no vienen de una distribución normal. Matlab dispone en la Toolbox estadística, herramientas para realizar dichos cálculos de forma sencilla y rápida, luego se generó una función que aplicaba el filtro estadístico a los datos únicamente cuando se cumple la hipótesis.

A modo de ejemplo mostramos algunas variables que presentan un comportamiento normal y otras que no lo hacen.

2 La expresión de la covarianza se incluye en el apartado 6.2.3.1."Correlación de las variables principales con la temperatura del rodamiento LOA."

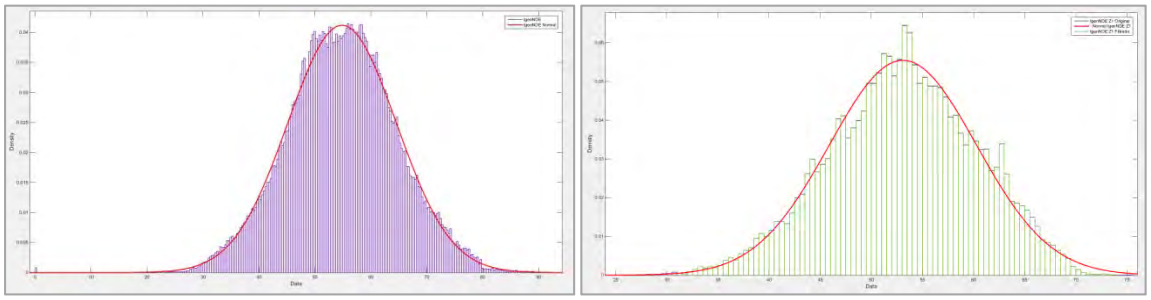


Ilustración 169.- Ejemplo de variable con distribución Normal. A la izquierda la variable de temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE*). A la derecha temperatura del rodamiento LOA para la región de operación Z1. Fuente: Elaboración propia.

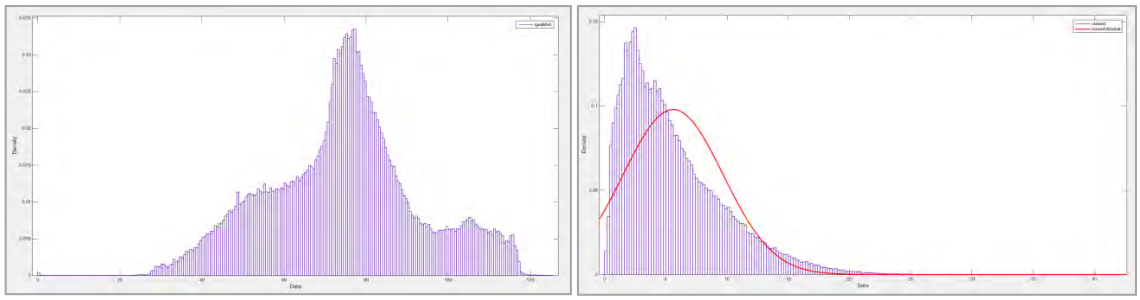


Ilustración 170.- Ejemplo de variable sin distribución Normal. A la izquierda la variable de temperatura máxima de los devanados del generador (*tgenMAX*), a la derecha la velocidad de viento (*velwind*). Fuente: Elaboración propia.

Al aplicar la limpieza estadística vemos que se eliminan los datos aberrantes poco frecuentes, como se muestra en las siguientes ilustraciones. Estos datos corresponden probablemente a mal funcionamientos, y por tanto no son datos deseables en el entrenamiento del modelo.

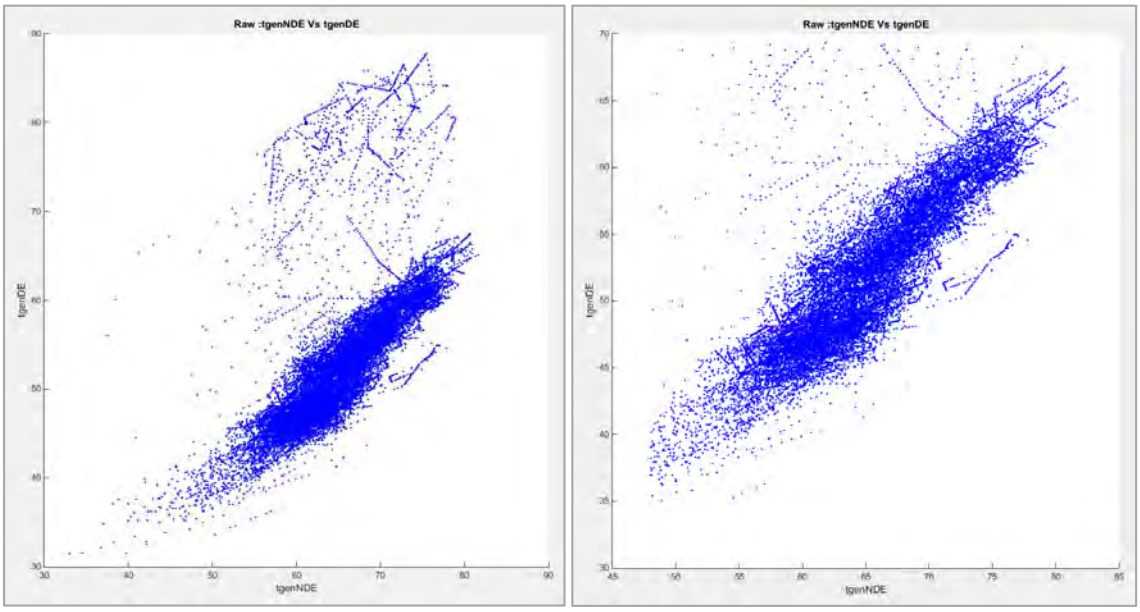


Ilustración 171.- Ejemplo de eliminación de datos aberrantes mediante la técnica de filtrado estadístico aplicada a las variables de temperatura del rodamiento LOA y LA (tgenNDE y tgenDE). Fuente: Elaboración propia.

No obstante se observa que aún se mantienen puntos anómalos, pero que no se han eliminado por están dentro del rango de operación propio de esa variable, el procedimiento para detectarlos y eliminarlos es mediante un filtrado estadístico multivariante, es decir comprobando si ese dato es correcto en función de otras variables, ya que no sería de esperar que la temperatura del rodamiento LA sea de 65ºC cuando la temperatura del rodamiento LOA es de 50ºC. Este filtrado multivariante se describe en el siguiente apartado.

6.3.3.3.Filtrado multivariante: técnicas de Clusterizado

Con la finalidad de identificar datos atípicos en relación con otras variables se realizó un filtrado multivariante aplicando técnicas de clusterizado. Mediante técnicas de clusterizado jerárquico se generó una función que identificaba el bloque principal y el resto de clusters adyacentes podían ser considerados como outliers o aberrantes. El método calcula la distancia euclidiana entre los diferentes puntos para cada una de sus variables y los agrupa en función de dichas distancias. La distancia euclidiana entre dos

puntos en el espacio n-dimensional ($P= (p_1, p_2,\ldots,p_n)$ y $Q= (q_1, q_2,\ldots,q_n)$) se calcula como:

$$d = \sqrt{(p_1 - q_1)^2 + (p_2 - q_2)^2 + \cdots + (p_n - q_n)^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (p_i - q_i)^2}$$

Ecuación 7.9

El parámetro de entrada que se fue variando en las pruebas fue el número de grupos que se deseaba realizar. Si el número de grupos es elevado se corre el riesgo de que el algoritmo divida el grupo principal en varios subgrupos que se corresponderían con las diferentes regiones de operación, es decir, en lugar de detectar datos aberrantes se estaría clasificando el dato dentro de diferentes regiones operativas. Si hay muchos datos dispersos, se formarán muchos grupos con un único dato y probablemente queden datos aberrantes sin eliminar. Se debe buscar una respuesta óptima y se trata de un proceso que no debe realizarse de forma automática.

Las técnicas de clusterizado se utilizaron en la identificación de regiones de operación como se describe en el apartado 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral, pero no se consiguieron buenos resultados por la complejidad de los datos, desigualdad en la concentración de datos en las diferentes regiones de operación, etc., como se ha mencionado en apartados anteriores.

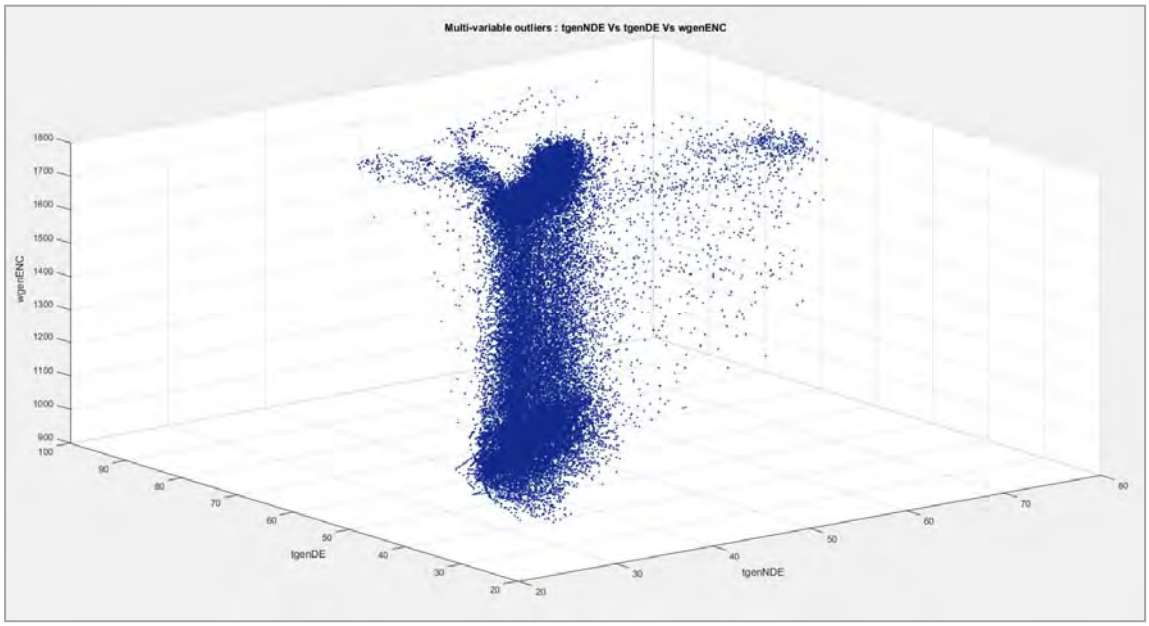


Ilustración 172.- Ejemplo del proceso de limpieza de datos aberrantes mediante método multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje x), temperatura del rodamiento LA (*tgenDE* en el eje y) y velocidad de giro del generador (*wgenENC* en el eje z) antes de aplicar el filtro multivariante. Fuente: Elaboración propia.

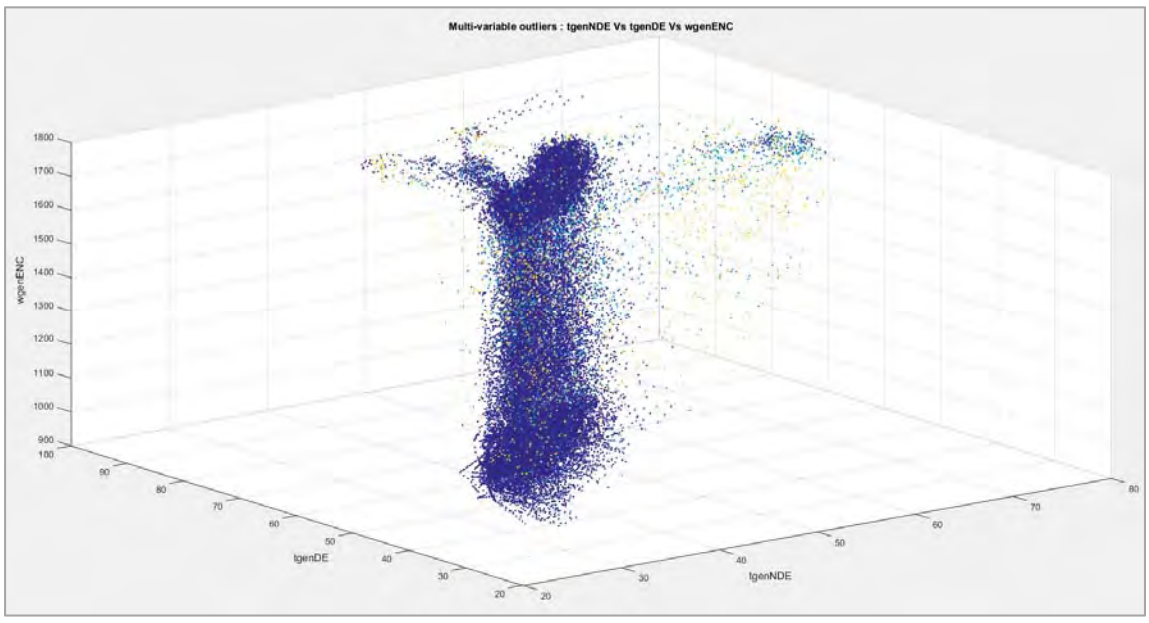


Ilustración 173.- Ejemplo del proceso de limpieza de datos aberrantes mediante método multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje x), temperatura del rodamiento LA (*tgenDE* en el eje y) y velocidad de giro del generador (*wgenENC* en el eje z) identificados por el filtro multivariante como aberrantes. Fuente: Elaboración propia.

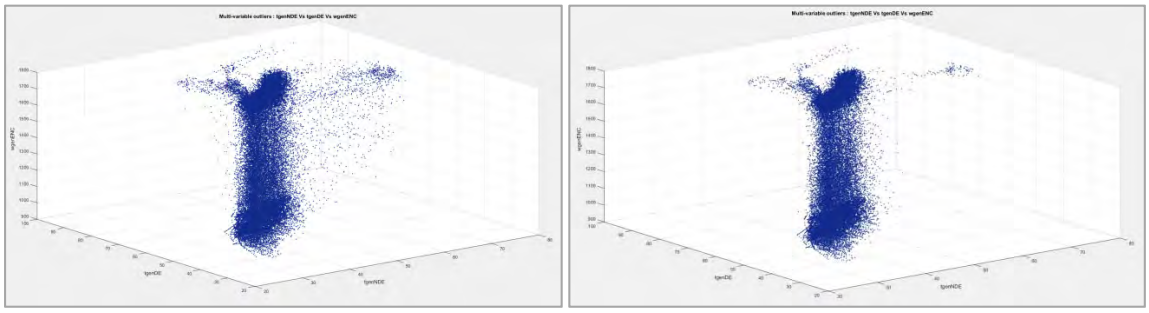


Ilustración 174.- Ejemplo del proceso de limpieza de datos aberrantes mediante método multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje x), temperatura del rodamiento LA (*tgenDE* en el eje y) y velocidad de giro del generador (*wgenENC* en el eje z) antes y después de aplicar el filtro multivariante. Fuente: Elaboración propia.

Como se ha comentado anteriormente se corre el riesgo de aplicar una división en clusters demasiado elevada, en tal caso la técnica de identificación de outliers no funciona correctamente. En el siguiente ejemplo, se generan tantos subgrupos que los puntos correspondientes a la zona de generación sincrónica del generador se han eliminado, ya que la mayor parte de los puntos se encuentran en régimen sub-sincrónico (recordar que por cuestiones operativas no se dispone de la misma concentración de puntos en las diferentes regiones, para solucionar este problema podría utilizarse la técnica de inyección de datos ficticios descrita en el apartado 6.3.3.3. Inyección de datos ficticios de "forzado".

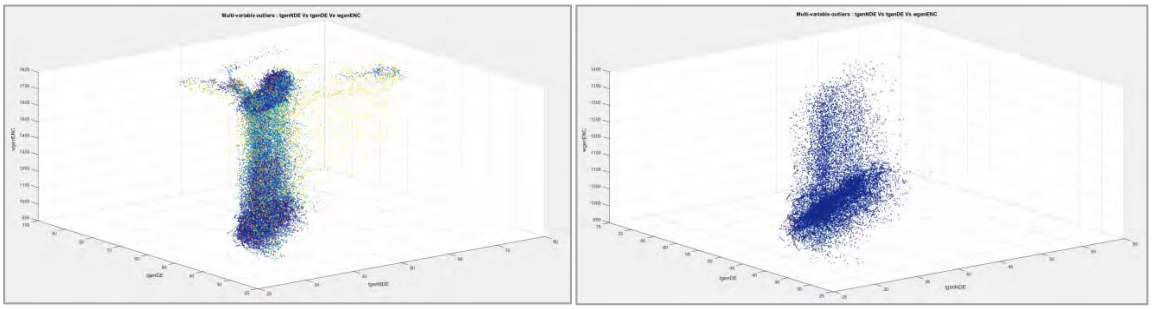


Ilustración 175.- Ejemplo de la incorrecta utilización del filtrado multivariante. Temperatura del rodamiento LOA (*tgenNDE* en el eje x), temperatura del rodamiento LA (*tgenDE* en el eje y) y velocidad de giro del generador (*wgenENC* en el eje z). Fuente: Elaboración propia.

La limpieza de los datos se realizó una única vez ya que el proceso de clusterizado requiere mucho tiempo de computación, tras varias pruebas preliminares se fijó la

eliminación de datos aberrantes a 3.758 clusters (que coincide con el 5% de un total de 2.172.688 registros temporales en el caso del modelo genérico). Las variables consideradas como entrada en filtrado multivariante fueron:

Tabla 61.- Relación de variables consideradas en la entrada del filtro multivariante. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*wgenENC*	*pwrea*
tgenNDE	*tnac*	*pwest*
tgenslr	*tgbxoil*	*pwrot*
tgenMAX	*tgbhss*	*pwtot*

El filtrado multivariante no se aplicará al conjunto de datos de detección. Las variables se normalizan con los datos que finalmente pasan al proceso de modelización.

6.3.4. Procedimiento de configuración de los modelos de comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA

En el presente apartado se describe el procedimiento seguido en la elaboración del modelo "*cost-effective*" del comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA a partir de las variables citadas en apartados anteriores, de las cuales ya se han filtrado los datos aberrantes y se encuentran normalizadas.

El proceso comenzó generando modelos simples con todas las variables de entrada y una configuración interna sencilla. Se hicieron varios experimentos cambiando:

- Variables de entrada.
- Configuración tipología y estructura de la red neuronal.
- Cabio de algoritmos de entrenamiento.
- Sistemas expertos formados por múltiples redes.

Para cada experimento se calcularon varios errores, como han sido:

- Error medio

$$ME = \frac{\sum_{i=1}^{n}(\mathrm{TReal}_i - \mathrm{TModelo}_i)}{n}$$

Ecuación 7.10

Donde $TReal_i$ es la temperatura real medida en el rodamiento LOA y la $TModelo_i$ es la temperatura estimada por el modelo de redes neuronales desarrollado. n es el tamaño total de la muestra.

- Error absoluto medio

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^{n}|\mathrm{TReal}_i - \mathrm{TModelo}_i|}{n}$$

Ecuación 7.11

- Error cuadrático medio

$$MCE = \frac{\sum_{i=1}^{n}(\mathrm{TReal}_i - \mathrm{TModelo}_i)^2}{n}$$

Ecuación 7.12

- Desviación media o raíz del error cuadrático medio

$$RMSE = \sqrt{MCE}$$

Ecuación 7.13

- Error positivo medio: es similar al error medio pero solo si tienen en cuenta aquellos errores positivos y se desestiman los negativos.
- Errores porcentuales: los errores porcentuales de calculan dividiendo cada error *n-ésimo* por el valor real de la temperatura.

$$MRE = \frac{\sum_{i=1}^{n}\frac{(\mathrm{TReal}_i - \mathrm{TModelo}_i)}{\mathrm{TReal}_i}}{n}$$

Ecuación 7.14

En base a los errores se descartaron aquellos modelos que peores resultados ofrecieron, prestando especial atención en el error absoluto medio y el error cuadrático medio, por entender que un error medio puede llevar a confusión al no considerar la dispersión del mismo (las medias generalmente resultan engañosas). Se calculó adicionalmente el error conjunto MAE + RMSE, del cual se buscó su minimización.

Conforme se avanzó en el desarrollo de las redes, se calcularon los errores cometidos en las distintas regiones de operación del generador y las distintas estaciones del año. Dado que algunos modelos se ajustan mejor a ciertas estaciones o a ciertas zonas de operación, en el apartado de modelos complejos se propone una combinación de varios en función de su error local.

6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral

Como se describió anteriormente en el apartado 3.2.4. Sistemas de inferencia difusa de la presente tesis, la realidad no es blanco o negro, un equipo no está caliente o frío, sino que hay diferentes escalas. Esto es precisamente lo que representa la lógica Fuzzy, es una metodología que nos permite, mediante el uso de reglas de pertenencia escaladas, determinar qué nivel de pertenencia tiene un determinado dato a una clase.

En la presente tesis hemos utilizado la lógica Fuzzy para clasificar y cuantificar el nivel de pertenencia de un dato a diferentes categorías dentro de tres variables adicionales creadas a partir de las existentes en el SCADA.

Los tres sistemas Fuzzy desarrollados son:

- Clasificador/Cuantificador de la estación del año: generalmente, cuando se trata de variables con distribución normal, podrían utilizarse técnicas de clusterizado para determinar la concentración de puntos de cada variable y establecer reglas de pertenencia a partir de ello. En el caso en que nos encontramos, se tuvo que realizar de forma manual, ya que las condiciones operativas de la máquina (en cuanto a estaciones del año) no depende exclusivamente de la temperatura exterior o el viento propio de una estación, sino que intervienen otros factores como el cambio de parámetros de operación de verano/invierno, etc., los cuales se realizan de forma

manual. Por dichos motivos fue necesario establecer criterios específicos de transición estacional, como se verá más adelante.

- Cuantificador horario: En este caso se ha generado una variable específica de la hora del día, ya que a lo largo de un día (transición día y noche), se produce un salto térmico importante, el cual puede afectar a las condiciones de operación del equipo.
- Clasificador de regiones de operación: Dado que las zonas de operación son gestionadas mediante un sistema de control complejo, no es posible desarrollar reglas de clasificación en base a los datos, ya que la concentración de puntos en las diferentes regiones de operación no es uniforme, y además dicha concentración también varía a lo largo del año. Por ejemplo, en verano la concentración de putos de operación en las zonas Z3 y Z4 es mucho menor que en invierno, y además las condiciones de temperatura y viento externas propias de cada estación son también diferentes.

6.3.4.1.1. Sistema Fuzzy Estacional

El sistema *Fuzzy Estacional* tiene dos funciones principales, la primera de ellas es generar la clasificación del dato dentro de las diferentes estaciones del año. Mediante una sencilla regla Fuzzy se determina el nivel de pertenencia del dato a una estación u otra. La variable de entrada es la fecha del dato y el dato podrá pertenecer a una o a dos estaciones de forma simultánea, con un nivel de pertenencia determinado.

El sistema da como salida una matriz con el nivel de pertenencia de cada variable a cada estación y un vector con la estación correspondiente a su mayor nivel de pertenencia.

Como se verá más adelante, los sistemas expertos seleccionarán que modelo de temperatura del rodamiento LOA aplica en cada caso en función de la estación, o incluso que modelos deben cooperar de forma conjunta en función del nivel de pertenencia reflejado en la matriz, es decir, si el dato en un instante *t*, tiene un nivel de pertenencia a primavera del 25% y a verano del 75%, en un sistema cooperador ponderado (descritos en el apartado 6.3.4.3. Definición de sistemas expertos o modelos de redes neuronales compuestos.), considerará la opinión del modelo de primavera en

un 25% y del modelo de verano en un 75%, obteniendo así una opinión conjunta de los dos expertos.

En la Ilustración 176, se ha representado en la parte superior los grados de pertenencia a cada una de las estaciones, siendo invierno la curva azul, primavera la curva naranja, verano la curva amarilla y finalmente otoño la curva morada. Con estas curvas se calcula la matriz de pertenencia. En la parte inferior se representa la estación que corresponde en cada caso.

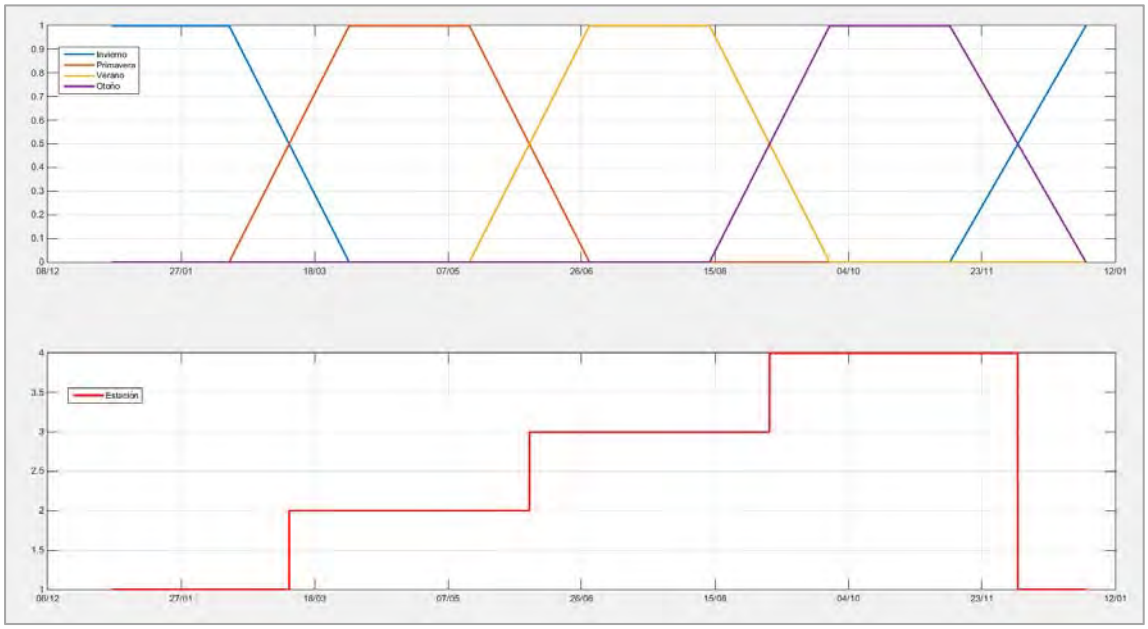


Ilustración 176.- Representación de la regla Fuzzy de estimación del nivel de pertenencia a cada estación y clasificación de estación principal. Fuente: Elaboración propia.

Además se generaron las variables especiales de tiempo, estación y hora. La variable estación representa con 1 (valores normalizados), el mes de mayor calor, disminuyendo hasta los meses más fríos (representado con un -1) y pasando por los meses templados. La variable se representa en la Ilustración 177 en la parte inferior.

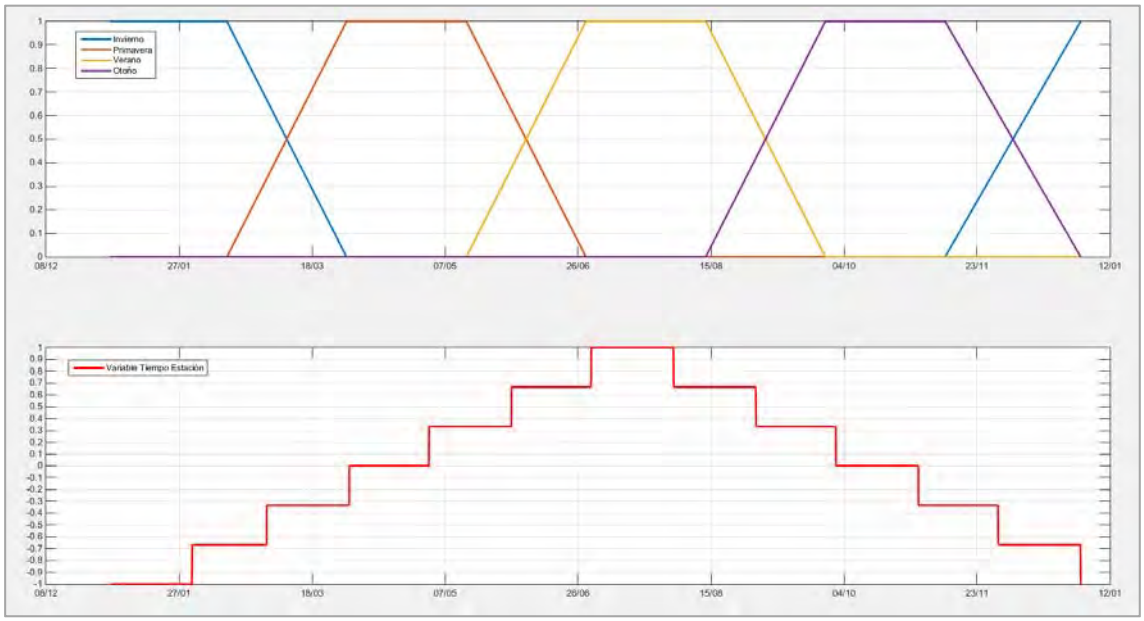


Ilustración 177.- Representación del cálculo de la variable especial tiempo mes en la parte inferior. Fuente: Elaboración propia.

6.3.4.1.2.Sistema Fuzzy Horario

De forma similar al caso de la clasificación estacional de lógica Fuzzy, se ha realizado la clasificación horaria dentro de un día. A diferencia del caso estacional, la duración de las diferentes zonas horarias definidas es diferente y se ha realizado en base a un criterio de la distribución térmica a lo largo de un día.

Las diferentes regiones horarias definidas han sido la "*noche*", en la que habrá temperaturas más bajas, "*amanecer*" y "*atardecer*", donde habrá temperaturas medias, y finalmente las horas de mayor calor denominadas como "*día*".

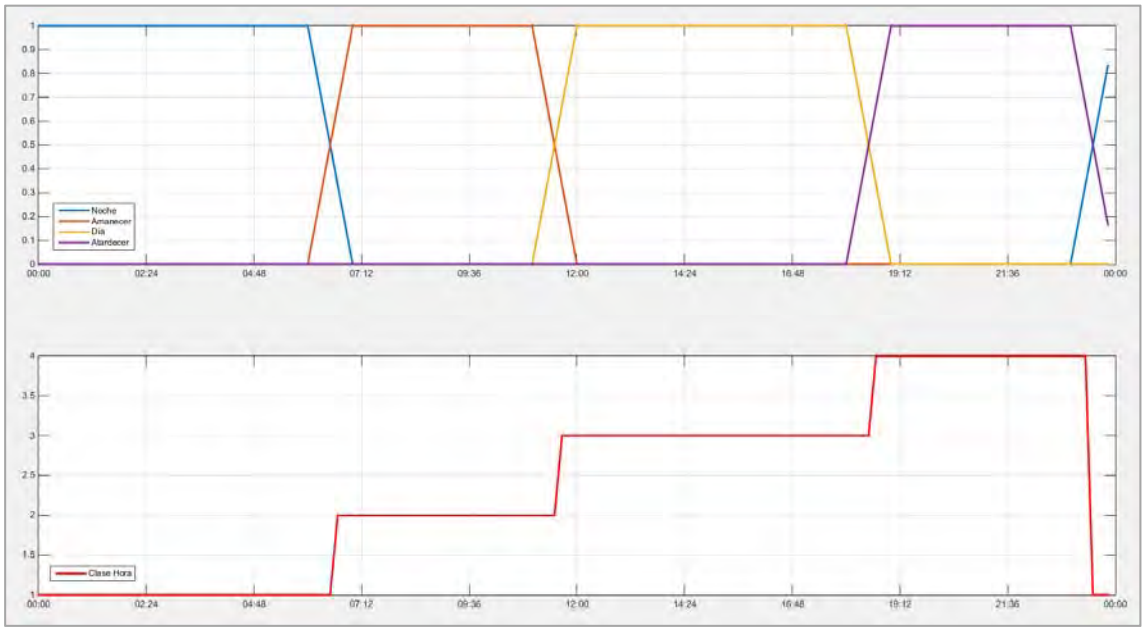


Ilustración 178.- Representación de la regla Fuzzy de estimación del nivel de pertenencia a cada zona horaria y clasificación de zona horaria principal. Fuente: Elaboración propia.

Esta clasificación se utilizó para definir la variable especial temporal "*hora*", en la que se observa que durante las horas del "*día*", la disminución térmica es menor que en las zonas de "*amanecer*" y "*atardecer*". Lo mismo sucede con las horas de "*noche*", durante las cuales el incremento térmico es menor, como se aprecia en los escalones de la curva de la gráfica inferior de la Ilustración 179.

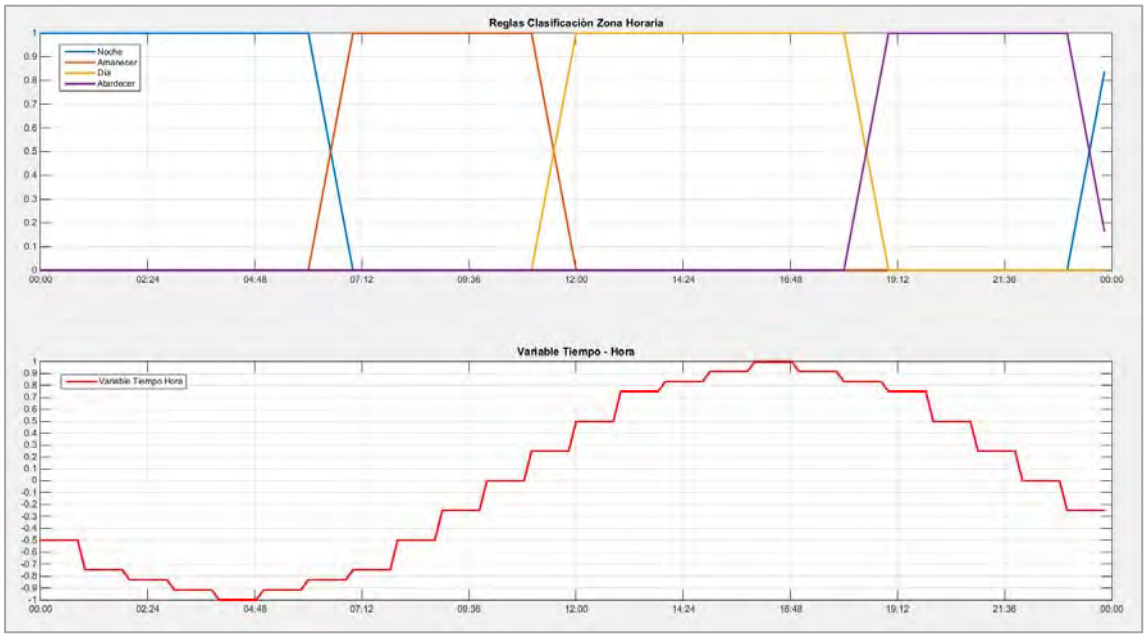


Ilustración 179.- Representación del cálculo de la variable especial tiempo hora en la parte inferior. Fuente: Elaboración propia.

Estas variables especiales de tiempo, "*mes*" y "*hora*" se utilizaron como entrada en la mayoría de los modelos generados.

6.3.4.1.3.Sistema Fuzzy Operación

Como se mostró en el apartado 6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada, el comportamiento del generador varía en función de las diferentes regiones de operación gobernadas por el sistema de control, el cual actúa de una forma u otra sobre los dispositivos en función de varias variables de entrada y salida.

Según los estudios descritos en dicho apartado, las variables que definen la región de operación son la velocidad del viento (*velwind*), la potencia total (*pwtot*), velocidad de giro del generador (*wgenENC*) y el ángulo de las palas (*angbl*). En el apartado 6.2.2. Estudio univariante: descripción específica de rangos de operación de las variables, definición de regiones de operación y su evolución temporal se definieron los límites de cada una de estas variables en base a un estudio realizado a modo de juicio de experto a las variables. Estos valores propios de cada una de las regiones de operación

sirvieron como punto de partida a la hora de definir las reglas Fuzzy de clasificación que de detallan más adelante.

En un primer momento se utilizaron técnicas de clusterizado para intentar definir dichas regiones de operación de forma matemática y automática, pero no se consiguieron resultados del todo satisfactorios. El método utilizado en el cluserizado fue el Método de *Ward*, en estadística, este método es un criterio aplicado al análisis de cluster jerárquico. El método de *Ward* de varianza mínima es un caso especial de la función objetivo de aproximación presentado originalmente por *Joe H. Ward*, *Jr. Ward* sugirió un procedimiento general de aglomeración de cluster jerárquico donde el criterio para la elección del par de cluster a mezclar en cada iteración está basado en el valor óptimo de una función objetivo. En nuestro caso se usó como función objetivo la minimización del error cuadrático (*Ward* de varianza mínima).

Cuando clusterizamos con este criterio de varianza mínima de *Ward,* se busca minimizar la varianza dentro del cluster. En cada iteración el par de clusters con distancia mínima entre ellos se mezclan. Para implementar este método, en cada iteración se debe encontrar el par de clusters que presentan el mínimo incremento de su varianza conjunta en el nuevo clúster después de mezclarlos. Este incremento es la distancia cuadrada con un peso asignado entre los centros de los cluster. En la primera iteración, todos los cluster contienen un punto único (solitario). Para aplicar algoritmo recursivo bajo esta función objetivo, la distancia inicial entre los objetos individuales debe ser proporcional al cuadrado de la distancia euclidiana (explicada anteriormente en el apartado 6.3.3.3. Filtrado multivariante: técnicas de Clusterizado). Matlab incorpora funciones como "*clusterdata*" que permiten aplicar estas técnicas de forma sencilla.

Recordamos las diferentes regiones de operación antes citadas:

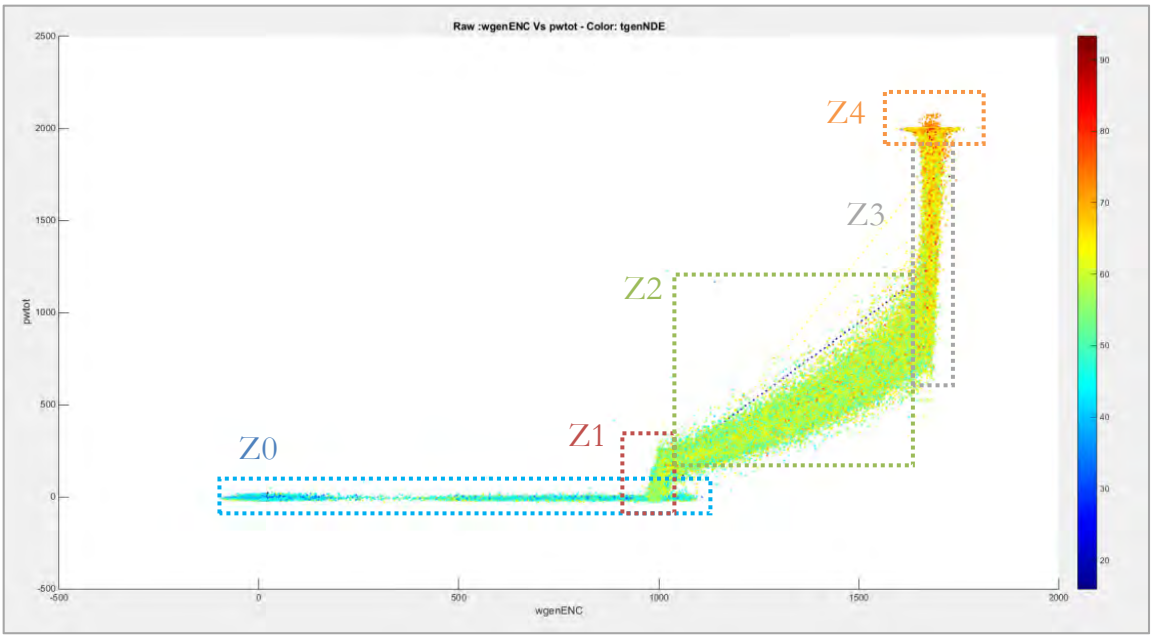


Ilustración 180.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del rotor (*wgenENC*) y con representación de la temperatura del rodamiento (en la escala de color). Fuente: Elaboración propia.

La primera clasificación, la correspondiente a la zona Z0, se hace de forma inmediata utilizando la variable estado "*state*", ya que corresponde con estado "*listo*" del aerogenerador.

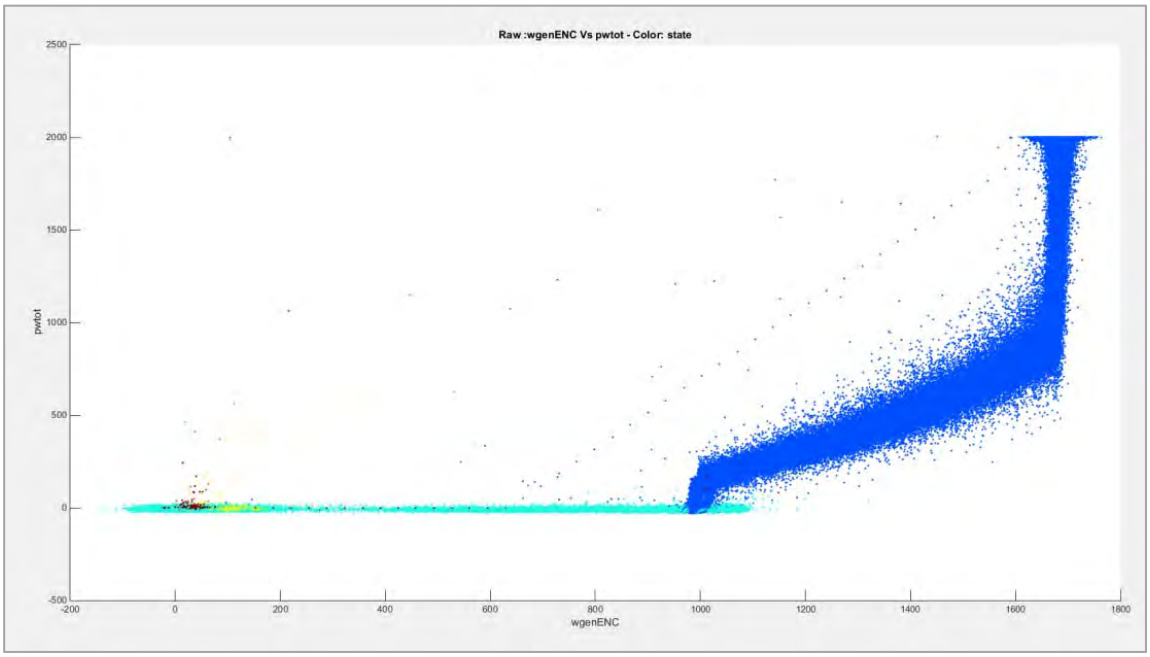


Ilustración 181.- Curva de potencia del generador en función de las revoluciones del rotor (wgenENC), identificación de la zona Z0. Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos en la clasificación de la región de operación en función de las citadas cuatro variables de control mediante técnicas de clusterizado se muestran en la Ilustración 182. Los resultados se han graficado con las variables normalizadas, ya que para poder realizar el clusterizado conjunto de varias variables de diferentes unidades es necesario normalizarlas. El criterio de normalización de variables se describió en el apartado 6.3.3.1. Normalización de los datos. Dada la elevada concentración de puntos que se dan en la zona 4 (Z4), la técnica ha considerado que hay dos grupos, el de color verde corresponde con la variación del ángulo de las palas.

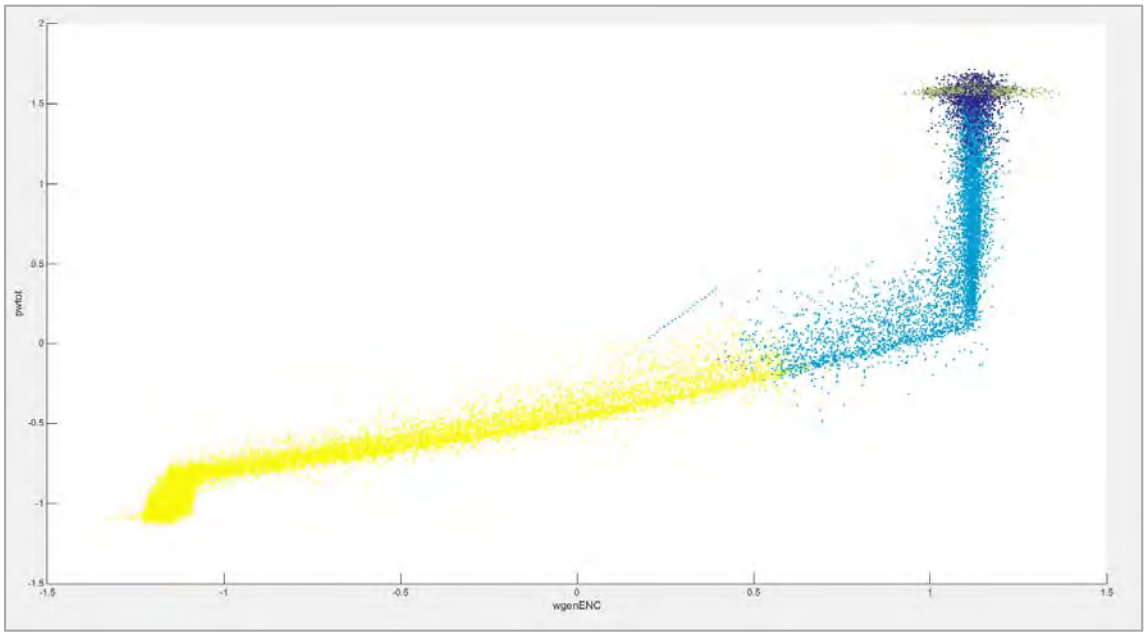


Ilustración 182.- Resultados de la clasificación de las regiones de operación mediante la utilización de técnicas de clusterizado. En amarillo la Z1, en azul claro la zona Z2, en azul oscuro la zona Z3 y en verde la zona Z4. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados se decidió desarrollar un clasificador Fuzzy en base a una serie de reglas establecidas por el criterio experto y en base a la lógica del sistema de control del aerogenerador. A partir de los límites estadísticos de cada una de las variables se realizó un proceso iterativo de ajuste de dichos límites hasta que se consiguió clasificar la mayor parte de los datos. El valor de algunas variables quedaban fuera de las reglas de clasificación, no pudiendo clasificarlos, dichos datos no se tuvieron en cuenta en el entrenamiento de los modelos específicos para ciertas regiones de operación.

Las siguientes reglas vienen definidas por un vector, en el que el primer número corresponde con el inicio de la rampa de subida, hasta el segundo número en el que se alcanza el valor 1 de pertenencia. Se mantiene a 1 entre el segundo y tercer número, continuando la rampa de bajada entre el tercer y cuarto número. Estos números se encuentran muy próximos a los obtenidos con el estudio estadístico (cajas y bigotes).

- Regla I: Velocidad de viento (*velwind*).

Z1 = [	1	3,22	4,34	6,5	]
Z2 = [	2,78	5,362	8	9,77	]
Z3 = [	6,4	8,7	10,4	15	]
Z4 = [	8,5	12,35	15,7	30	]

- Regla II: Potencia total (*pwtot*).

Z1 = [	-40	19	112	265	]
Z2 = [	110	244	900	1.200	]
Z3 = [	526	1.132	1.960	2.000	]
Z4 = [	1.960	1.982	2.004	2.100	]

- Regla III: Velocidad de giro del generador (*wgenENC*).

Z1 = [	900	996	1.004	1.020	]
Z2 = [	950	1.004	1.670	1.679	]
Z3 = [	1.640	1.675	1.684	1.760	]
Z4 = [	1.600	1.671	1.689	1.760	]

- Regla IV: Ángulo de las palas (*angbl*).

Z1 = [	1,4	2,67	3,56	5,3	]
Z2 = [	1,3	1,882	2,46	3,34	]
Z3 = [	1,3	1,72	2,5	12	]
Z4 = [	4	8,41	15,5	40	]

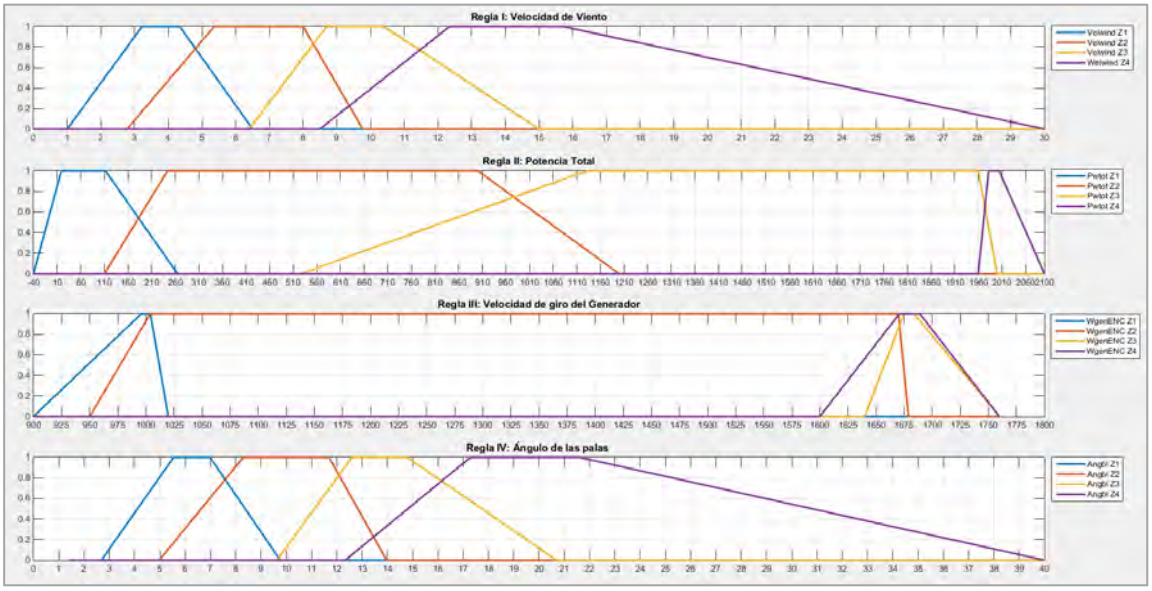


Ilustración 183.- Representación gráfica de las reglas Fuzzy de clasificación de las zonas de operación. Fuente: Elaboración propia.

Mediante el conjunto de reglas se define el nivel de pertenencia de un dato de operación a cada región de operación. Como se observa, es posible que un dato pueda pertenecer a varias regiones de operación al mismo tiempo, pero con un menor o mayor nivel de pertenencia a cada zona. El sistema clasificador da a su salida, tanto el nivel de pertenencia a cada grupo (matriz de pertenencia), como también determina el grupo al que mayor grado de pertenencia está presentado (vector de zona).

En los sistemas expertos de redes neuronales trabajando en modo cooperativo por turnos se utilizará el vector de zona, mientras que en los sistemas expertos en modo cooperativo ponderado, se utilizará la matriz de pertenencia, multiplicando la opinión de cada experto por el peso correspondiente de la matriz. Esta metodología se explica en detalle en el apartado 6.3.4.4.1. Sistema Experto de Regiones Mixtas.

Mediante el sistema Fuzzy clasificador se obtuvieron los siguientes resultados:

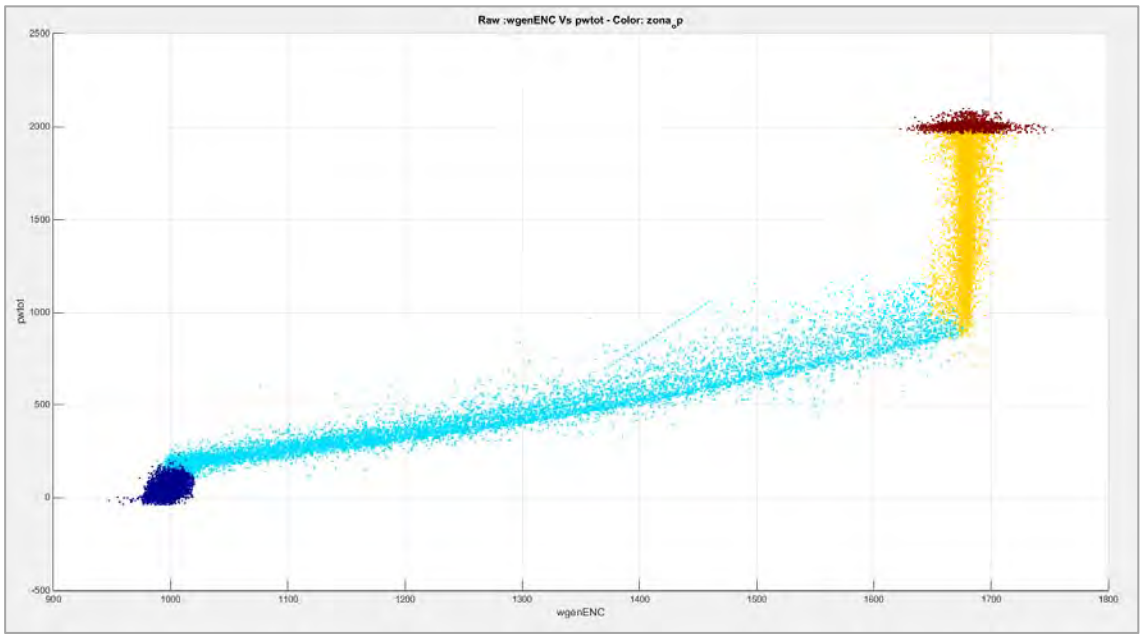


Ilustración 184.- Resultados de la clasificación de las regiones de operación mediante la utilización del sistema Fuzzy de clasificación. En el eje x la velocidad del generador (*wgenENC*) y en el eje y la potencia total (*pwtot*). En azul oscuro la Z1, en azul claro la zona Z2, en amarillo la Z3 y en granate la zona Z4. Fuente: Elaboración propia.

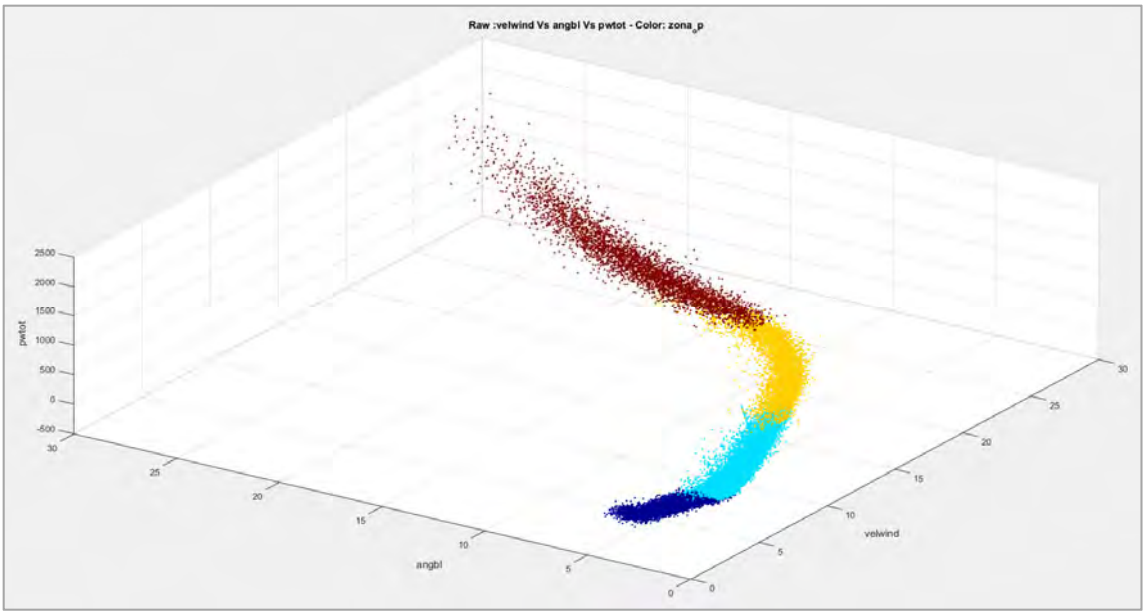


Ilustración 185.- Resultados de la clasificación de las regiones de operación mediante la utilización del sistema Fuzzy de clasificación. En el eje x la velocidad de viento (*velwind*), en el eje y el ángulo de las palas (*angbl*) y en el eje z la potencia total (*pwtot*). En azul oscuro la Z1, en azul claro la zona Z2, en amarillo la Z3 y en granate la zona Z4. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados se integró en el sistema Fuzzy la capacidad de clasificación del dato, conjuntamente con las funcionalidades antes descritas de clasificación de estación y generación de variables especiales de tiempo.

6.3.4.2. Definición de modelos simples.

Hemos considerado modelos simples aquellos formados por una única red neuronal. Las pruebas de los modelos se realizaron al conjunto de datos de un único aerogenerador, el A12 (*wt013*) para los modelos propios por aerogenerador y al conjunto de todos los aerogeneradores, excepto el A17 (*wt015*) por presentar un comportamiento anormal, para los modelos generales de equipo.

En todos los casos de entrenamiento se aplicaron los filtros descritos anteriormente y además se seleccionaron aquellos valores en los que el estado del equipo ha sido el mismo durante el periodo diezminutal, es decir, se han utilizado aquellos datos en los que el aerogenerador ha estado el 100% del periodo diezminutal

en "*listo*" (Zona Z0) o en "*marcha*" (Zonas Z1 a Z4). Todos los modelos de redes neuronales se realizaron con valores normalizados aunque la representación gráfica la hagamos en unidades desnormalizadas para tener una idea real de los valores físicos de la respuesta y evaluar su validez.

6.3.4.2.1.Reducción de variables del *Modelo Mixto*

La configuración de la red neuronal se fijó a 2 capas de 10 neuronas y algoritmo de entrenamiento *Levenberg-Marquardt*[3] para el ajuste de los pesos.

A pesar de las conclusiones presentadas en el apartado 6.2.4. Conclusión del análisis de variables, en el que se definen las variables principales, decidimos realizar el entrenamiento de modelos con todas las variables inicialmente consideradas, por si en el proceso de análisis previo se eliminó alguna variable clave por error.

Las variables de partida del *Modelo Mixto* son las que se enumeran en la siguiente tabla. Se denominó como *Modelo Mixto* por mezclar entre sus entradas variables del tipo temperatura y otras variables físicas como revoluciones del equipo etc.

Tabla 62.- Variables de partida en el proceso iterativo de selección de variables de entrada a la red del *Modelo Mixto*. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*tamb*	*pwrea*
tgenNDE	*tambSON*	*pwfac*
tgenslr	*wmsh*	*pwest*
tgenMAX	*wgenTAC*	*pwrot*
tgenA	*wgenENC*	*pwtot*
tgenB	*angbl*	*vgrid*
tgenC	*velwind*	*tnac*

A partir de ellas se realizaron múltiples experimentos probando combinaciones de variables de entrada y se eliminaron una a una para analizar si mejoraba el modelo, empeoraba o seguía presentando resultados similares.

Hay que tener en cuenta que cada vez que se realiza el entrenamiento de las redes neuronales, el algoritmo de entrenamiento converge a un mínimo, luego es posible que

3 Configuración de red y algoritmos descritos en el apartado 3.2.3.Redes neuronales artificiales de la presente tesis.

el mínimo sea local o no, pero lo que es seguro es que rara vez una misma red converge siempre al mismo valor, luego es de esperar que los resultados obtenidos entre un entrenamiento y otro sean similares pero no idénticos. Además, el error de ajuste en ambos casos es diferente, por tanto, en el proceso de eliminación de variables se eliminaron todas aquellas que empeoraban considerablemente los errores. Además las variables que no modificaban prácticamente el error se han eliminado para simplificar los modelos y por tanto reducir las necesidades de computación.

Los resultados del primer modelo generado con el conjunto de todas las variables (a excepción de las variables "*fecha*" y "*hora*", llamadas "*tiempo*") y al que se le aplicó el filtrado de los datos descrito en el apartado anterior fue el correspondiente al experimento 4:

Tabla 63.- Resultados experimento 4. *Modelo Mixto* sin reducción de variables de entrada y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 4	R=0,968	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,03	0,05	0,31	-0,10	-1,26	0,02
MAE	1,46	1,21	1,30	1,75	2,22	1,36
MSE	5,53	2,65	5,26	9,34	9,91	3,23
RMSE	2,35	1,63	2,29	3,06	3,15	1,80
PE	1,51	1,19	1,44	2,15	2,57	1,36
MRE	0%	0%	0%	0%	-2%	0%
MARE	3%	2%	2%	3%	3%	3%
MRPE	3%	2%	2%	3%	3%	3%

En las tablas de errores hemos representado el error general del modelo (segunda columna en las tablas) y además hemos calculado los errores de los datos en cada una de las regiones de operación del equipo. Se observa que los mayores errores se dan en la zona de operación Z4, ya que es la más compleja de modelizar térmicamente. Una de las causas puede ser que para una misma potencia generada, la temperatura del equipo varía en función de la temperatura de nacelle, utilizada en el frenado del equipo (para evitar sobre velocidad), etc. Más adelante la tabla de errores incluirá los errores que el modelo comete en las diferentes estaciones del año.

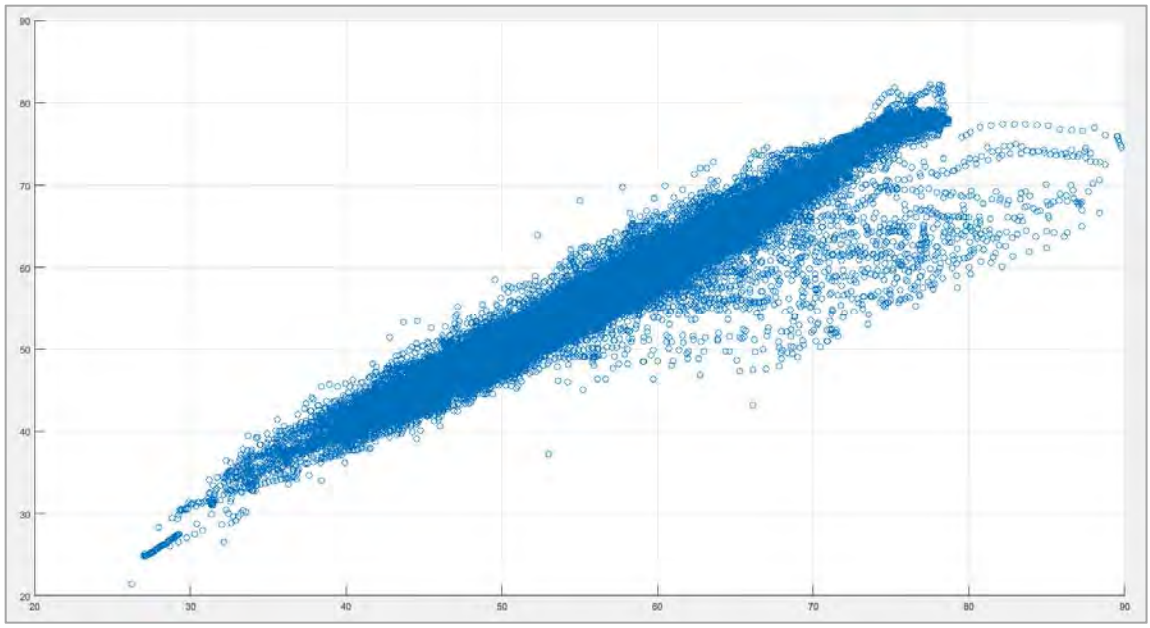


Ilustración 186.- Recta de regresión de la temperatura real de los rodamientos LOA en el eje x y temperatura de salida del modelo de los rodamientos LOA en el eje y para el conjunto de datos de validación. Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la ilustración anterior, como algunos datos reales son superiores al modelo, estos corresponden al sobre-calentamiento del rodamiento que llega al valor límite de operación y luego son refrigerados por el sistema de ventilación del generador. Son situaciones controladas de operación que el modelo no tiene en cuenta como "normales", por eso no se obtienen datos por encima de la recta de regresión. Esto indica que el modelo podría ser bueno para detectar mal funcionamientos, ya que no está dando como posible salida datos de temperatura más elevados que los medidos.

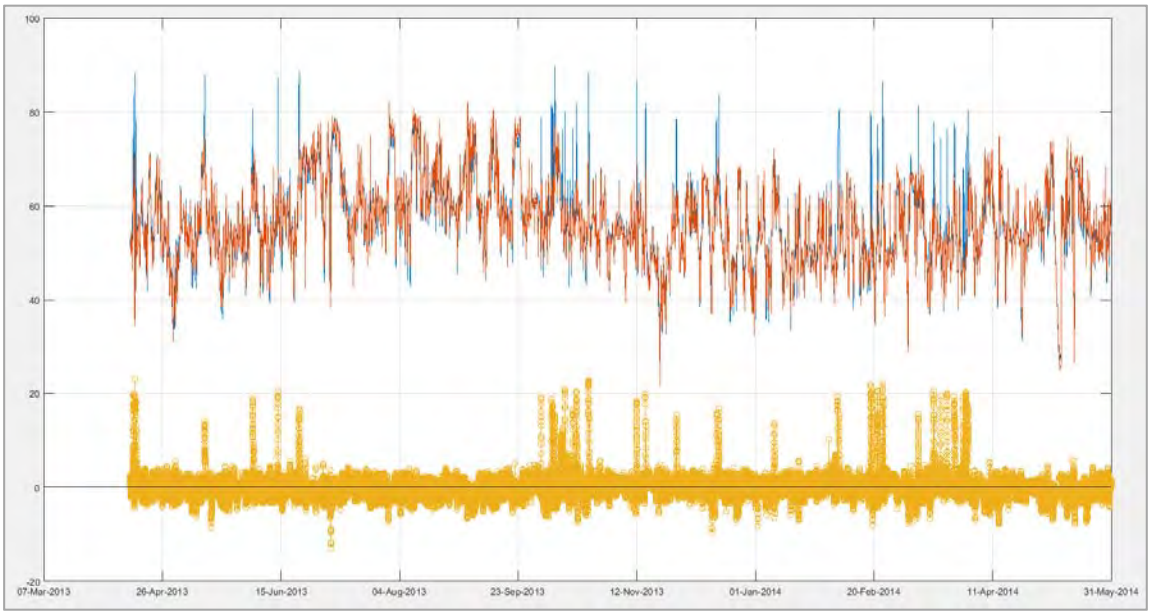


Ilustración 187.- Respuesta general del experimento 4, *Modelo Mixto* original sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

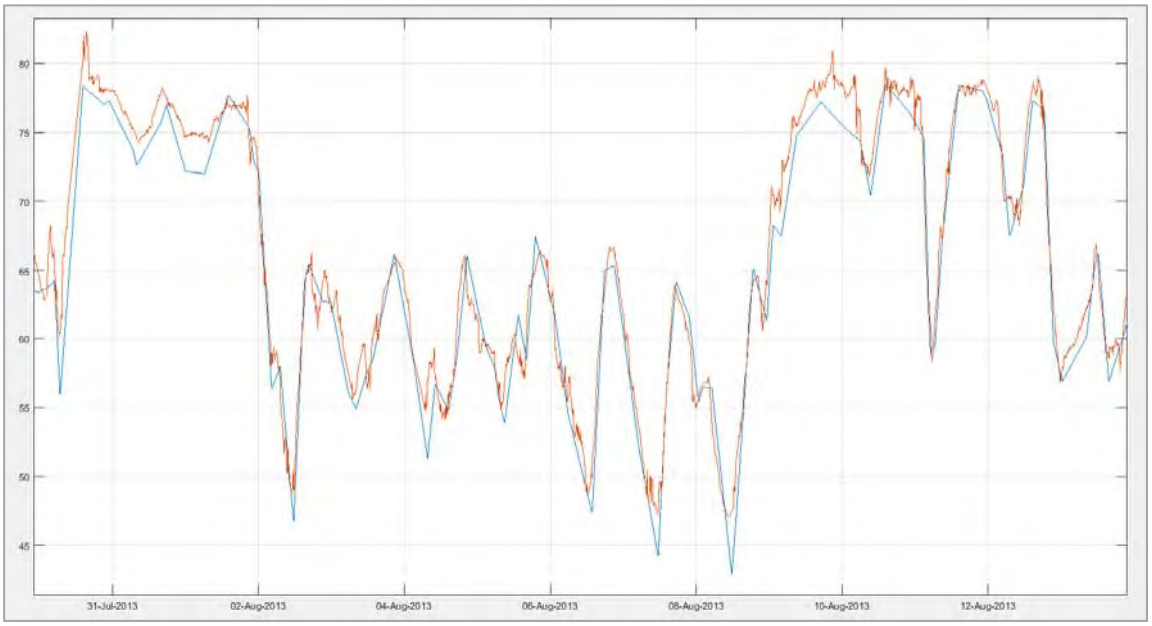


Ilustración 188.- Detalle de la respuesta general del experimento 4: *Modelo Mixto* original sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, se comenzó con el proceso de eliminación de variables pero no incluimos en la presente tesis todos los resultados de los más de 110 experimentos que se realizaron, sino que nos centramos en aquellos que han dado los mejores resultados. Una vez finalizados los experimentos, nos atrevemos a decir que el primer modelo obtenido presenta un ajuste más que aceptable para la realización de modelos de comportamiento, pero se ha buscado minimizar el error cometido en la zona *Z4* mediante la utilización de otros modelos especializados. Algunas de las observaciones relevantes durante los experimentos se describen a continuación.

La eliminación de las variables de temperatura de los devanados: El modelo presentaba mejores resultados cuando se mantenía alguna de las variables *tgenMAX*, *tgenA*, *tgenB* o *tgenC*, pero empeoraba cuando se eliminaban todas, luego se decidió mantener *tgenMAX*.

Tabla 64.- Resultados experimento 6. *Modelo Mixto* con reducción de las variables de entrada *tgenA*, *tgenB* y *tgenC* y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 6	R=0,969	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,03	0,00	0,37	0,03	-1,00	0,03
MAE	1,43	1,23	1,30	1,68	2,02	1,38
MSE	5,51	2,66	5,22	9,14	9,63	3,46
RMSE	2,35	1,63	2,29	3,02	3,10	1,86
PE	1,52	1,20	1,44	2,09	2,49	1,38
MRE	0%	0%	1%	0%	-2%	0%
MARE	3%	2%	2%	3%	3%	3%
MRPE	3%	2%	2%	3%	3%	3%

Los resultados obtenidos mejoraban el experimento 4, luego parece que la utilización de 4 variables con el mismo significado (correlación prácticamente 1) estaba aportando ruido al modelo.

Esta dependencia con otras variables térmicas sugirió la necesidad de un modelo puramente térmico, por ello se generaron los modelos *Térmico I* y *Térmico II*.

A partir del modelo anterior, al eliminar del conjunto de variables de entrada el ángulo de pala (*angbl*), se observa que el modelo empeora en algunas zonas de operación, esto es debido a que en las regiones de operación *Z1*, *Z2* y *Z3*, el ángulo se

mantiene prácticamente constante y cambia principalmente cuando entra en la *Z4*, por lo tanto aunque solo sea como dato clasificador, está aportando información a la red.

Tabla 65.- Resultados experimento 7. *Modelo Mixto* con reducción de las variables de entrada el ángulo de las palas (*angbl)* a partir del experimento 6 y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 7	R=0,973	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,69	-0,30	-0,33	-1,38	-1,89	-0,17
MAE	1,73	1,23	1,43	2,42	2,81	1,39
MSE	7,88	2,76	6,46	13,92	16,85	2,98
RMSE	2,81	1,66	2,54	3,73	4,10	1,73
PE	1,52	1,08	1,50	2,43	2,39	1,28
MRE	-1%	-1%	-1%	-2%	-3%	-1%
MARE	3%	3%	3%	4%	4%	3%
MRPE	3%	2%	3%	4%	3%	3%

El ángulo de pala aporta principalmente en la zona de operación Z4, ya que a mayor viento (ante una misma potencia nominal) mayor es el ángulo de pala. Una pequeña variación en el viento es absorbida por la pala, ya que esta no cambia su ángulo de forma constante e inmediata, por tanto ese incremento de par debe ser frenado eléctricamente en el rotor, lo cual se traduce en un calentamiento adicional del equipo.

La siguiente variable eliminada fue la temperatura ambiente (*tamb*), el resultado de la red neuronal no varió, luego se confirma que no es representativa por su correlación con la temperatura de la nacelle (*tnac*).

Tabla 66.- Resultados experimento 8. *Modelo Mixto* con reducción de la variable de entrada de temperatura ambiente (*tamb*) y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 8	R=0,968	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,08	-0,02	0,32	0,28	-0,92	0,16
MAE	1,47	1,25	1,34	1,77	1,93	1,46
MSE	5,67	2,80	5,61	9,72	8,24	3,89
RMSE	2,38	1,67	2,37	3,12	2,87	1,97
PE	1,59	1,22	1,50	2,20	2,48	1,50
MRE	0%	0%	0%	0%	-1%	0%
MARE	3%	2%	2%	3%	3%	3%
MRPE	3%	2%	3%	3%	3%	3%

Posteriormente se eliminaron una a una el resto de variables, y en aquellos casos en los que el modelo empeoraba significativamente se decidió mantener la variable, mientras que en los casos en los que el modelo empeoraba ligeramente se optó por eliminar la variable para ganar simplicidad del mismo. De tal forma que la red mixta definitiva se consiguió en el experimento 56 y quedó compuesta por las siguientes variables:

Tabla 67.- Variables finalmente seleccionadas para la realización del *Modelo Mixto*, siendo *tgenNDE* la variable de salida. Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*vgrid*	*pwrea*
tgenNDE	*wgenENC*	*pwfac*
tgenslr	*anglbl*	*pwest*
tgenMAX	*velwind*	*pwrot*
tnac		*pwtot*

Tabla 68.- Resultados experimento 56. *Modelo Mixto* sin reducción de variables de entrada y sin variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 56	R=0,9899	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,62	0,47	0,94	1,01	1,18	0,07
MAE	1,66	1,46	1,70	1,88	2,35	1,53
MSE	5,65	3,60	5,63	7,58	17,09	3,75
RMSE	2,38	1,90	2,37	2,75	4,13	1,94
PE	1,85	1,57	2,00	2,15	2,76	1,47
MRE	1%	1%	1%	1%	2%	0%
MARE	3%	3%	3%	3%	3%	3%
MRPE	3%	3%	3%	3%	4%	3%

Tras la eliminación de variables se incluyó la variable ficticia "tiempo", correspondiente a los datos temporales del sistema clasificador Fuzzy descrito en el apartado anterior 6.3.4.1. Modelos Fuzzy y Neuro-Fuzzy de clasificación de datos y criterio experto como apoyo al modelo Neuro-Fuzzy integral. El esquema en producción sería el siguiente:

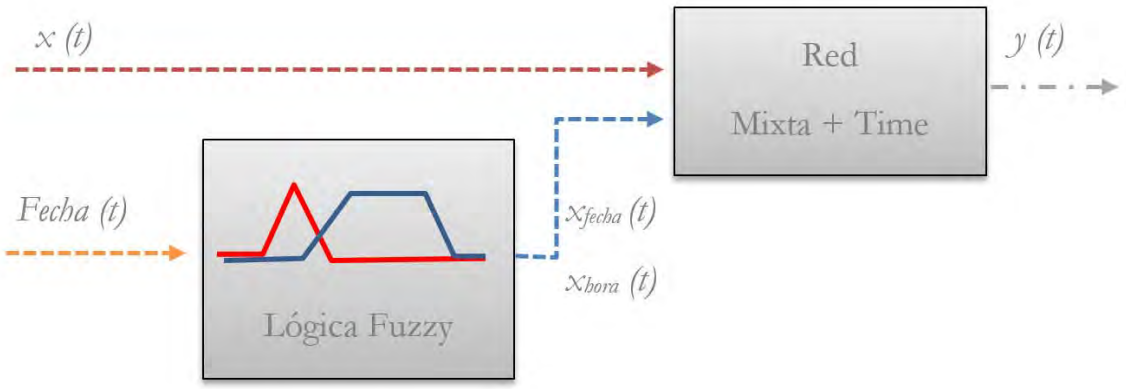


Ilustración 189.- Representación de la configuración del *Modelo Mixto* con variables ficticias de fecha. Fuente: Elaboración propia.

El conjunto de variables de entrada se ha representado con $x(t)$ y estas irán variándose en los siguientes experimentos, mientras que las variables $x_{fecha}(t)$ y $x_{hora}(t)$ se mantienen de entrada en todos los modelos.

Los resultados obtenidos con el conjunto de todas las variables de entrada y las variables temporales corresponden con los resultados del experimento 77:

Tabla 69.- Resultados experimento 77. *Modelo Mixto* con reducción de variables de entrada y con variables fecha y hora (*Modelo Mixto T*). Fuente: Elaboración propia.[4]

Experimento 77	R=0,9885	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,02	-0,03	0,06	0,04	0,02	0,04
MAE	1,02	1,05	0,85	1,25	1,13	1,05
MSE	2,12	1,81	1,41	4,16	3,96	1,77
RMSE	1,46	1,35	1,19	2,04	1,99	1,33
PE	1,06	1,02	0,88	1,43	1,34	1,07
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,02	0,02	0,07	-0,05	0,02	-
MAE	1,02	1,17	1,01	0,96	0,93	-
MSE	2,12	2,94	2,16	1,72	1,40	-
RMSE	1,46	1,71	1,47	1,31	1,18	-
PE	1,06	1,20	1,06	0,96	0,95	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

Los resultados correspondientes al experimento 77 son mejores que los obtenidos en el experimento 57, lo cual indica que las variables ficticias creadas están mejorando los modelos. Se realizó el mismo experimento con el conjunto de datos de cada aerogenerador y en todos los casos se mejoraba el modelo, luego en adelante todos los modelos mantendrán la variable "*tiempo*" en la entrada.

4 En las tablas z0 a z4 son cada una de las regiones de operación del generador y las estaciones se representan por e1 (invierno), e2 (primavera), e3 (verano) y e4 (otoño).

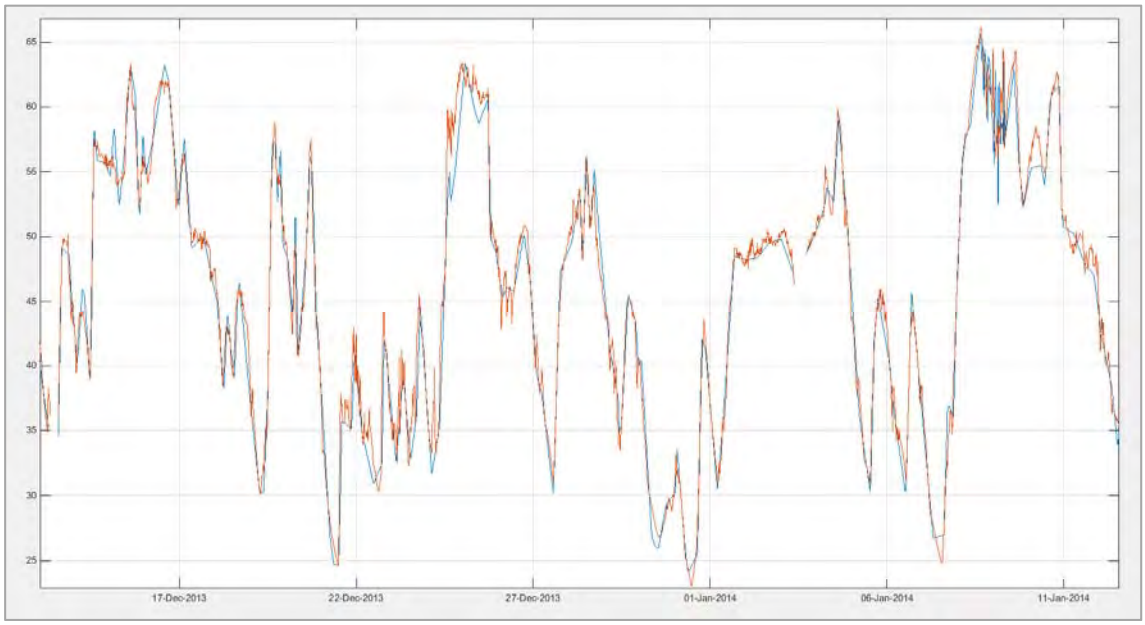


Ilustración 190.- Respuesta del *Modelo MixtoT* correspondiente al experimento 77. Fuente: Elaboración propia.

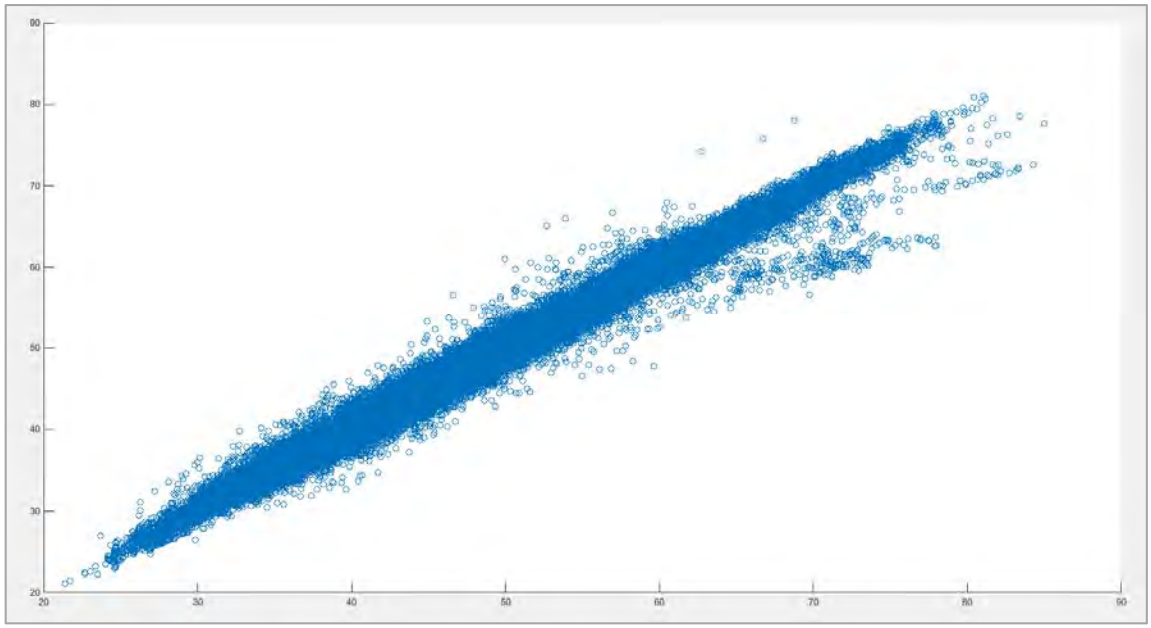


Ilustración 191.- Recta de regresión del *Modelo MixtoT* correspondiente al experimento 77. Temperatura real de los rodamientos LOA en el eje x y la salida del modelo en el eje y. Fuente: Elaboración propia.

6.3.4.2.1.Ajuste de la configuración de las redes

A partir del *Modelo MixtoT* definitivo obtenido en el experimento 77 compuesto por una red neuronal con 13+2 variables de entrada y 1 salida, con 2 capas internas de 10 neuronas cada una y algoritmo de entrenamiento *Levenberg-Marquardt*, se probaron otras configuraciones posibles de red, en esta ocasión con los datos del aerogenerador el A05 (*wt004*).

En el experimento 71 se configuró una única capa oculta de 10 entradas y en el experimento 72, dos capas ocultas de 10 neuronas cada una (2x10) y finalmente tres capas de 10 neuronas (3x10), los resultados fueron:

Tabla 70.- Resultados experimento 71. *Modelo MixtoT* en configuración de 1 capa oculta de 10 neuronas. Fuente: Elaboración propia.

Experimento71	R=0,986	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,01	-0,02	0,02	0,01	-0,02	0,03
MAE	1,23	1,20	1,14	1,25	1,41	1,29
MSE	2,78	2,48	2,39	3,11	5,30	2,67
RMSE	1,67	1,57	1,55	1,76	2,30	1,64
PE	1,23	1,17	1,16	1,26	1,48	1,28
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,01	0,14	-0,06	-0,10	0,01	-
MAE	1,23	1,39	1,24	1,09	1,13	-
MSE	2,78	4,07	2,59	1,97	2,10	-
RMSE	1,67	2,02	1,61	1,40	1,45	-
PE	1,23	1,49	1,19	1,02	1,10	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

Tabla 71.- Resultados experimento 72. *Modelo MixtoT* en configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas cada una. Fuente: Elaboración propia.

Experimento72	R=0,988	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,02	-0,03	0,07	-0,04	0,02	0,04
MAE	1,20	1,20	1,14	1,23	1,21	1,24
MSE	2,54	2,48	2,40	2,68	3,19	2,53
RMSE	1,59	1,58	1,55	1,64	1,79	1,59
PE	1,20	1,18	1,18	1,21	1,23	1,23
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,02	0,10	-0,02	-0,09	0,06	-
MAE	1,20	1,33	1,20	1,08	1,14	-
MSE	2,54	3,44	2,38	1,92	2,11	-
RMSE	1,59	1,85	1,54	1,39	1,45	-
PE	1,20	1,41	1,18	1,01	1,12	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

Se observa que los resultados obtenidos con este aerogenerador y configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas son similares a los del modelo 77.

Tabla 72.- Resultados experimento 73. *Modelo MixtoT* en configuración de 3 capas ocultas de 10 neuronas cada una (red profunda[5]). Fuente: Elaboración propia.

Experimento73	R=0,988	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,02	-0,03	0,02	0,07	-0,08	0,05
MAE	1,16	1,19	1,10	1,20	1,24	1,18
MSE	2,48	2,37	2,15	2,53	3,59	2,64
RMSE	1,58	1,54	1,47	1,59	1,89	1,63
PE	1,17	1,18	1,11	1,22	1,23	1,20
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,02	0,12	-0,06	-0,10	0,07	-
MAE	1,16	1,28	1,15	1,03	1,13	-
MSE	2,48	3,08	2,67	1,76	2,08	-
RMSE	1,58	1,76	1,63	1,33	1,44	-
PE	1,17	1,37	1,13	0,97	1,14	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

En el siguiente experimento se duplicó el número de neuronas, configurando una red de 2 capas ocultas y 20 neuronas por capa (2x20).

5 Se denominan redes profundas aquellas de 3 o más capas ocultas. Se utilizan en técnicas de reconocimiento de patrones complejas como reconocimiento facial, etc.

Tabla 73.- Resultados experimento 74. *Modelo MixtoT* en configuración de 2 capas ocultas de 20 neuronas cada una. Fuente: Elaboración propia.

Experimento74	R=0,98995	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	-0,03	0,00	0,00	0,01	-0,01
MAE	1,10	1,16	1,04	1,15	0,96	1,10
MSE	2,08	2,23	1,91	2,42	1,80	2,02
RMSE	1,44	1,49	1,38	1,55	1,34	1,42
PE	1,08	1,12	1,03	1,14	0,96	1,10
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	1%	2%
MRPE	2%	2%	2%	2%	1%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	0,00	-0,02	-0,04	0,04	-
MAE	1,10	1,19	1,10	1,01	1,04	-
MSE	2,08	2,61	2,00	1,69	1,82	-
RMSE	1,44	1,62	1,42	1,30	1,35	-
PE	1,08	1,22	1,05	0,97	1,04	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	-

Aunque los resultados obtenidos mejoran la configuración de dos capas y 10 neuronas por capa, el tiempo adicional necesario para entrenar el modelo no lo hace recomendable para un entorno productivo, ya que el tiempo que necesitó fue 4 veces superior al del experimento 72.

En el experimento 75 se configuró una red de 2 capas con 10 neuronas por capa pero se realizó la conexión en cascada y se utilizó el algoritmo de "*Bayesian*" [6], ambas metodologías expuestas en el apartado 3.2.3. Redes neuronales artificiales de la presente tesis. El entrenamiento de la red necesitó más de 12 horas de cálculo y los resultados no fueron mejores que en otros modelos, luego se desestimó la utilización de la configuración en cascada y el algoritmo "*Bayesian*". Se hicieron otras pruebas con la configuración en cascada pero con el algoritmo *Levenberg-Marquardt* y los resultados

6 Este algoritmo actualiza los pesos de la misma forma que el algoritmo Levenberg-Marquardt pero además considera errores cuadráticos en la optimización de los pesos.

fueron similares a la conexión *feedforward* estándar, con la única mejora de que se reducían ligeramente los tiempos de entrenamiento.

Tabla 74.- Resultados experimento 75. *Modelo MixtoT* en configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas cada una y conexión en cascada y algoritmo de entrenamiento *Bayesiano*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 75	R=0,9892	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	-0,01	-0,03	0,02	-0,05	0,00
MAE	1,13	1,17	1,07	1,16	1,06	1,15
MSE	2,23	2,34	2,07	2,46	2,39	2,18
RMSE	1,49	1,53	1,44	1,57	1,55	1,48
PE	1,12	1,15	1,05	1,18	1,06	1,15
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	0,04	-0,07	-0,09	0,07	-
MAE	1,13	1,23	1,12	1,04	1,06	-
MSE	2,23	2,96	2,09	1,76	1,87	-
RMSE	1,49	1,72	1,45	1,33	1,37	-
PE	1,12	1,28	1,08	0,98	1,08	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

Finalmente se probó realizar una configuración de la red con varios retrasos en las variables de entrada (*delay net*), configurando la red mixta con las variables temporales con 1 (experimento 95) y 3 retrasos (experimento 94), siendo este último el que presentó mejores resultados, convirtiéndose en una de las redes utilizadas en el sistema experto (para las estimaciones en la estación de verano e3) expuesto en el apartado 6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA. Un retardo implica que en la entrada se utilicen las variables del instante *t* y del instante *t-1*. La red con 3 retrasos utiliza los datos de *t*, *t-1*, *t-2* y *t-3*.

Tabla 75.- Resultados experimento 94. *Modelo MixtoT* en configuración de 2 capas ocultas de 10 neuronas cada una y *delay* de tres unidades en la entrada (*Modelo MixtoT 3d*). Fuente: Elaboración propia.

Experimento 94		z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,16	-0,14	-0,22	-0,04	0,03	-0,25
MAE	0,99	0,85	0,86	1,34	1,47	0,93
MSE	2,98	1,32	1,96	6,90	9,46	1,65
RMSE	1,73	1,15	1,40	2,63	3,08	1,29
PE	0,97	0,80	0,79	1,57	1,65	0,80
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-1%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
MRPE	2%	2%	1%	2%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,16	-0,08	-0,10	-0,10	-0,42	-
MAE	0,99	1,29	0,93	0,78	0,89	-
MSE	2,98	5,67	2,54	1,05	2,04	-
RMSE	1,73	2,38	1,59	1,02	1,43	-
PE	0,97	1,33	0,98	0,73	0,66	-
MRE	0%	0%	0%	0%	-1%	-
MARE	2%	3%	2%	1%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	1%	1%	-

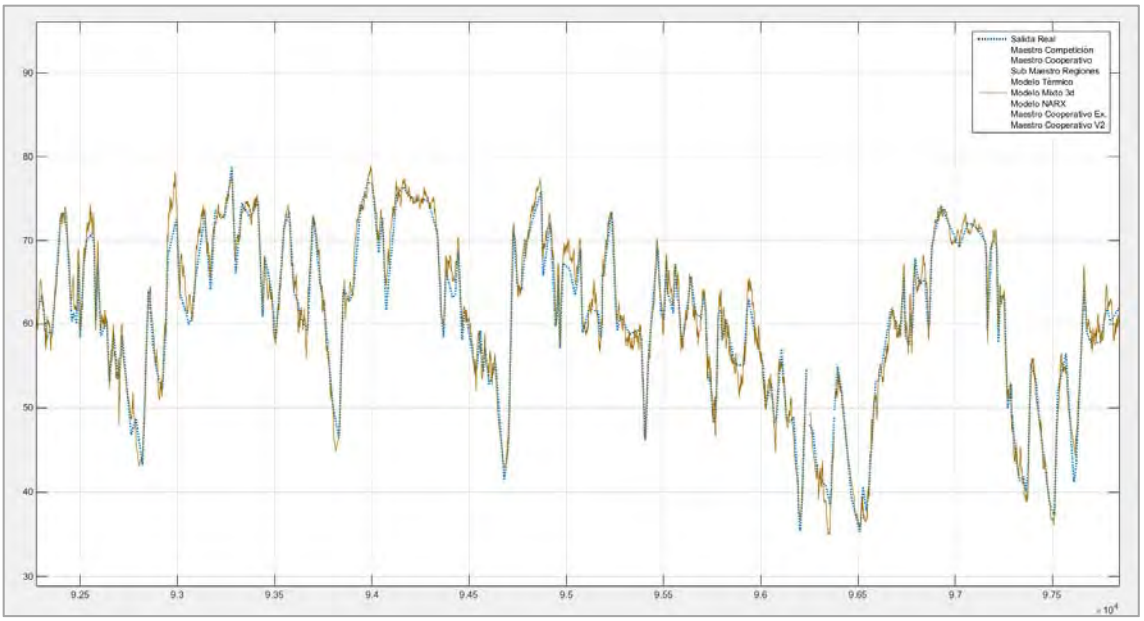


Ilustración 192.- Respuesta del *Modelo MixtoT 3d* (*delay*) en color marrón frente a la temperatura real en color azul. Fuente: Elaboración propia.

6.3.4.2.2. Modelos únicos Vs Modelos generalistas

Como se ha mencionado en apartados anteriores, cada equipo es único y debería generarse un modelo propio en base a sus propios datos, pero generalmente no se dispone de datos de todos los equipos. Cuando un equipo es nuevo, no dispondría de datos suficientes para su modelo hasta que haya pasado un año completo (para tener datos de todas las estaciones). Este modelo de comportamiento también varía y es necesario volver a calcularlo cuando se realiza una tarea de mantenimiento sobre el equipo.

Si por el contrario no se desea esperar a tener datos suficientes, se puede caer en la tentación de utilizar modelos realizados en base a un histórico reducido, por lo que el modelo será muy impreciso, y más susceptible a datos aberrantes en la muestra, por lo que además requiere un tratamiento más complejo de los datos.

Por otro lado, realizar un modelo a cada equipo tiene un coste computacional y de trabajadores expertos muy elevado.

Para solucionar este inconveniente se propone realizar un modelo propio para el modelo de equipo objeto de estudio, de tal forma que se cree un modelo genérico, el

cual pueda ser aplicado de forma indiscriminada a cada aerogenerador, siendo conscientes de que el error esperado será superior y diferente en cada equipo.

Este incremento de error no tiene por qué afectar al cálculo de los indicadores de estado de los equipos, ya que el concepto de estos indicadores se basa en la evolución a lo largo del tiempo del error medio entre el modelo y la realidad. Es decir, si el modelo en el aerogenerador A01 presenta un error medio en la estimación de la temperatura del 5%, es de esperar que este error se mantenga hasta que se produzca una degradación, mientras que si para otro aerogenerador este error era del 10%, el concepto de detección se aplica de igual forma, el equipo falla cuando el error entre el modelo y la realidad se incrementa, luego matemáticamente es equivalente a introducir un offset diferente para cada aerogenerador entre el modelo y el equipo. Este *offset* se calcula en el modelado de los indicadores de estado como se describe en el apartado 6.4. Descripción de los indicadores de estado.

Para comprobar que modelo presenta peor respuesta, si un modelo entrenado con pocos datos (2 meses de datos de un único aerogenerador), o un modelo generalista (con el 50% de la unión de los datos de los 14 aerogeneradores del parque, ya que A17 - *wt015* no se utiliza), se realizaron los experimentos 97 y 98, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 76.- Resultados experimento 97. *Modelo MixtoT* Generalista. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 97		z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,12	-0,02	0,00	-0,03	0,42	0,33
MAE	1,33	1,28	1,23	1,47	1,66	1,35
MSE	3,21	2,75	2,73	4,28	6,19	2,87
RMSE	1,79	1,66	1,65	2,07	2,49	1,69
PE	1,36	1,28	1,22	1,39	1,71	1,44
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	1%
MARE	3%	3%	2%	2%	2%	3%
MRPE	3%	2%	2%	2%	2%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,12	0,00	0,08	0,15	0,29	-
MAE	1,33	1,53	1,26	1,20	1,27	-
MSE	3,21	4,81	2,61	2,37	2,61	-
RMSE	1,79	2,19	1,62	1,54	1,62	-
PE	1,36	1,56	1,28	1,22	1,34	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	3%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	3%	3%	2%	2%	2%	-

Tabla 77.- Resultados experimento 98. *Modelo MixtoT* calculado en un equipo con 2 meses de datos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 98		z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,36	0,41	1,00	1,03	0,98	-0,79
MAE	2,27	2,04	2,18	2,48	3,58	2,13
MSE	10,21	7,03	9,10	13,59	30,71	7,37
RMSE	3,20	2,65	3,02	3,69	5,54	2,71
PE	2,44	2,16	2,39	2,89	4,96	1,78
MRE	0%	1%	2%	2%	1%	-2%
MARE	4%	4%	4%	4%	5%	5%
MRPE	4%	4%	4%	4%	7%	4%
ME	0,36	1,88	0,03	-0,87	0,10	-
MAE	2,27	2,72	2,02	2,21	2,14	-
MSE	10,21	15,73	7,90	8,40	8,46	-
RMSE	3,20	3,97	2,81	2,90	2,91	-
PE	2,44	3,07	2,01	2,06	2,17	-
MRE	0%	3%	0%	-2%	0%	-
MARE	4%	5%	4%	4%	4%	-
MRPE	4%	6%	4%	3%	4%	-

En base a estos resultados se concluye que es preferible el modelo generalista a un modelo propio por equipo calculado con un histórico no muy extenso. Si se compara el modelo generalista realizado con gran cantidad de datos, y el *Modelo MixtoT* del experimento 77, se observa que aunque los resultados del modelo generalista son ligeramente peores, la diferencia no justifica la utilización de modelos propios que son tan costosos de mantener.

En base a esto, todos los modelos finalmente utilizados en el sistema maestros serán generalistas.

Dentro de este mismo apartado podemos considerar las redes evolutivas, ya que estas se van adaptando a los últimos datos medidos en el aerogenerador. Hemos considerado dos tipos diferentes de redes evolutivas:

- Las que añaden los nuevos datos al conjunto de datos de entrenamiento previo, por lo que el conjunto de datos de entrenamiento iría creciendo

continuamente y se entrenaría la red con datos que van desde el inicio del funcionamiento del equipo, hasta un periodo de tiempo relativamente reciente. Tal vez esta solución no sea la más adecuada para realizar modelos de detección de mal comportamiento, ya que la red, ha aprendido de los datos de degradación normal del equipo, y por tanto ha perdido la referencia original del funcionamiento del equipo tiempo atrás. Por tanto las degradaciones lentas del equipo no podrían detectarse y la prognosis queda prácticamente descartada.

- Se re-entrena un modelo con los datos correspondientes a una ventana temporal móvil, de tal forma que el modelo siempre es entrenado con el mismo número de muestras. El modelo podría entrenarse con las muestras recogidas durante el último año, y actualizarse con regularidad, bien mes a mes, cada seis meses o una vez al año, dependiendo con qué frecuencia se validen los nuevos datos de entrenamiento. La validación de estos datos se realiza certificando manualmente que el equipo no estaba sufriendo ninguna avería oculta durante ese periodo, sin embargo, si durante el periodo el equipo ha sufrido una avería y se ha reparado, los datos de ese periodo no sirven para el entrenamiento. Además, dependiendo de la severidad de la avería y la reparación, es posible que el comportamiento del equipo cambie a partir de ese momento, luego sería necesario volver a hacer el modelo con datos a partir del momento de la avería, y puede pasar un tiempo hasta que se disponga de un modelo válido.

Una versión alternativa a estos modelos evolutivos, es la utilización de una red correctora evolutiva, es decir, el modelo de comportamiento se entrena con datos en origen, y se utiliza una red correctora como las descritas en el apartado 6.3.4.3.1. Modelos con red de corrección. La red de comportamiento permanece fija a lo largo del tiempo, y la que se re-entrena es la red correctora, la cual adaptaría la respuesta de la primera red en función de la evolución del error del modelo en un periodo determinado. De alguna forma, esta red correctora es una red de cálculo de la "degradación" del componente.

6.3.4.2.1.Modelo Mixto NARX

Como su propio nombre indica, este modelo está basado en series temporales autroregresivas no lineales exógenas. Se tomó como partida el *Modelo MixtoT* con las 13+2 variables de entrada y con un desfase de dos unidades de tiempo, es decir , este modelo considera a su entrada x(*t*, *t-1*, *t-2*) y las salidas previas y(*t-1*,*t-2*), dando la estimación de *y(t)* es decir la temperatura del rodamiento LOA.

Al realizar el modelo comprobamos que las series temporales son modelos excelentes para predecir valores de una variable en función de sus valores propios pasados, y como en este caso, también de los valores actuales y previos de otras variables explicativas (en este caso las del modelo mixto con variable adicional de tiempo).

En un principio se introdujo este modelo dentro del sistema maestro, y esta red competía con el resto de redes expertas en la aportación de una salida. En este sistema experto, como se verá más adelante en el apartado 6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA, selecciona para el instante *t*, la salida del modelo que menor error medio estaba presentando en el conjunto de predicciones de las 24 horas previas (*t-1* a *t-T*, siento *T* un intervalo de 24 horas, es decir en las 144 estimaciones previas). Como el *Modelo Mixto NARX* era el que en la mayoría de las veces presentaba el menor error, era el seleccionado generalmente. Por dicho motivo se decidió no incluirlo en el modelo competitivo y considerar su opinión de forma aislada con sus propios indicadores de estado de equipo, de tal forma que se tendrán varias estimaciones de la temperatura de los rodamientos LOA, la del sistema experto y la del *Modelo Mixto NARX*, y utilizar su estimación en aquellos casos en los que otros modelos no sean capaces de aportar un valor.

Además existía el riesgo de que el modelo, siguiendo la tendencia ascendente de la temperatura en un mal funcionamiento, estimase que la temperatura actual es correcta, en base a la tendencia de los datos anteriores, pero no fuese capaz de estimar cual debería ser la temperatura realmente correcta si el equipo no estuviese funcionando sin fallo, por tanto se sospechaba que este modelo era muy buen predictor y un modelo excelente para realizar estudios de prognosis, pero no sería un buen modelo de detección. En el apartado correspondiente a los resultados de indicadores de estado se muestran las conclusiones.

La respuesta del *Modelo Mixto NARX* se muestra en la siguiente ilustración, en la que se observa que a excepción de los puntos de transición rápida, la respuesta es excelente.

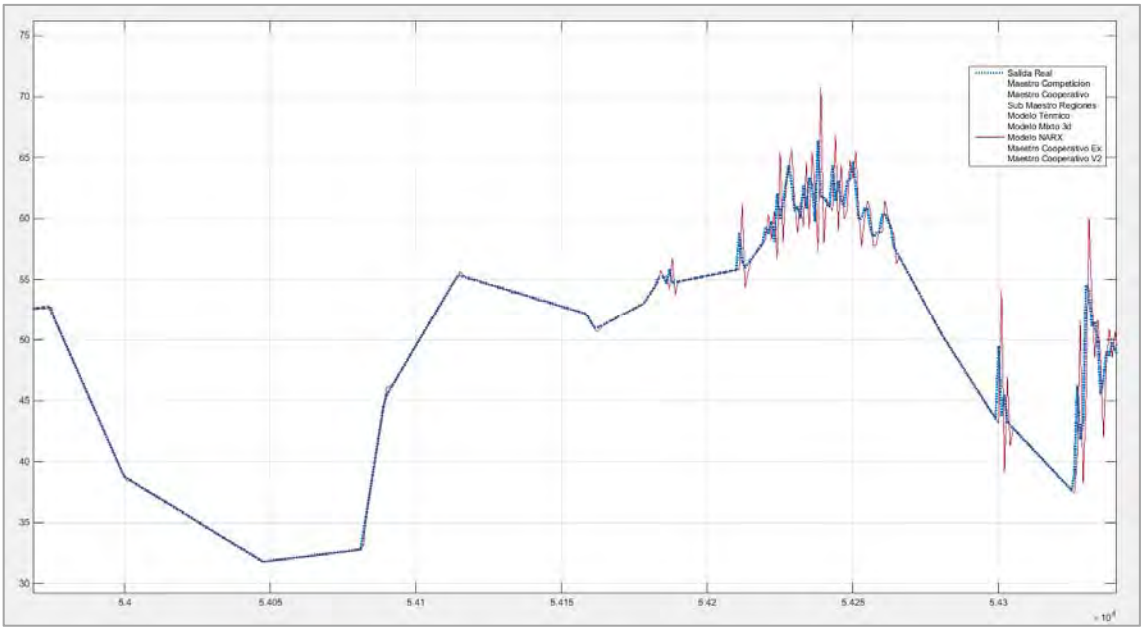


Ilustración 193.- Respuesta del *Modelo Mixto NARX* en zonas de cambio operativo moderado y funcionamiento normal. En color azul la salida real y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

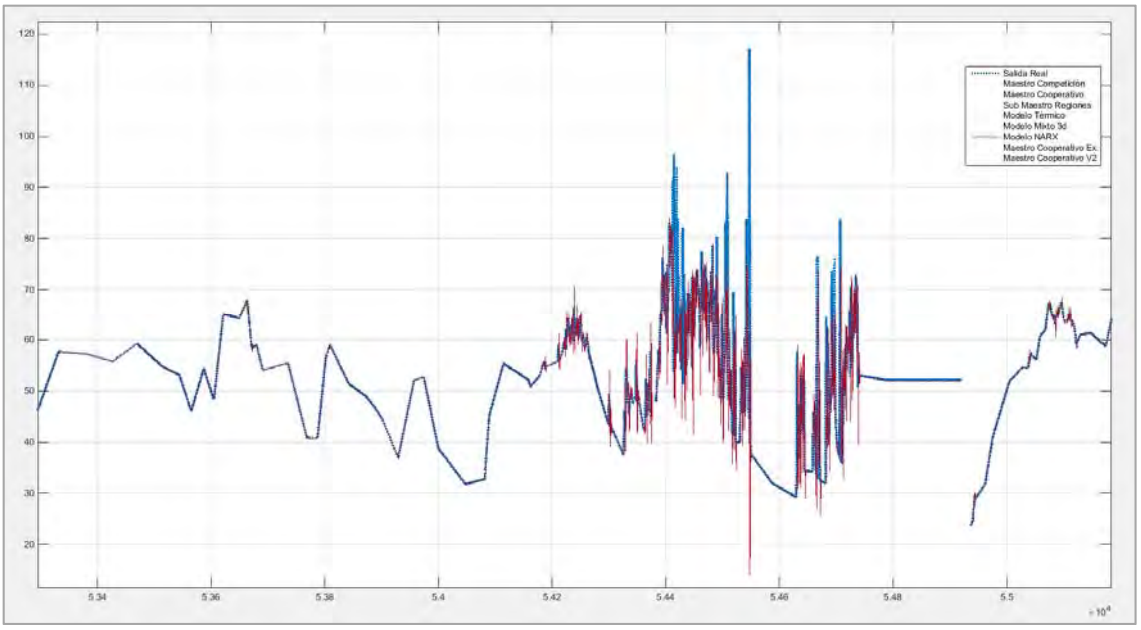


Ilustración 194.- Respuesta del Modelo Mixto NARX en zonas de cambio operativo severo previo a un fallo. En color azul la salida real y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la imagen anterior que el modelo no es capaz de seguir los cambios bruscos de la temperatura en situación de mal funcionamiento, lo cual nos indica que puede ser un buen modelo para detectar mal funcionamientos repentinos, pero no degradatorios, ya que como se observa, el periodo anterior al fallo, el modelo va prácticamente solapado con la temperatura real.

Haciendo una mayor ampliación de la zona previa a la avería, se observa que gracias a las variables exógenas del modelo, no responde como una serie temporal propiamente dicha (NAR), y este hecho da lugar a la posibilidad de detección del mal funcionamiento. Conforme la Ilustración 195, se propone calcular un indicador especial basado únicamente en el error positivo que comete el modelo (es decir, considerar solo aquellas muestras en las que la temperatura real es superior a la esperada por el modelo), y además se propone introducir un desfase en el cálculo del error, un desfase que corrija el desfase de respuesta observado en la Ilustración 195. Este desfase no es válido a la hora de estimar el próximo valor de la serie, pero para el cálculo de los errores pasados puede servir como "*trampa*" para el cálculo de indicadores, minimizando el error medio cometido por el modelo.

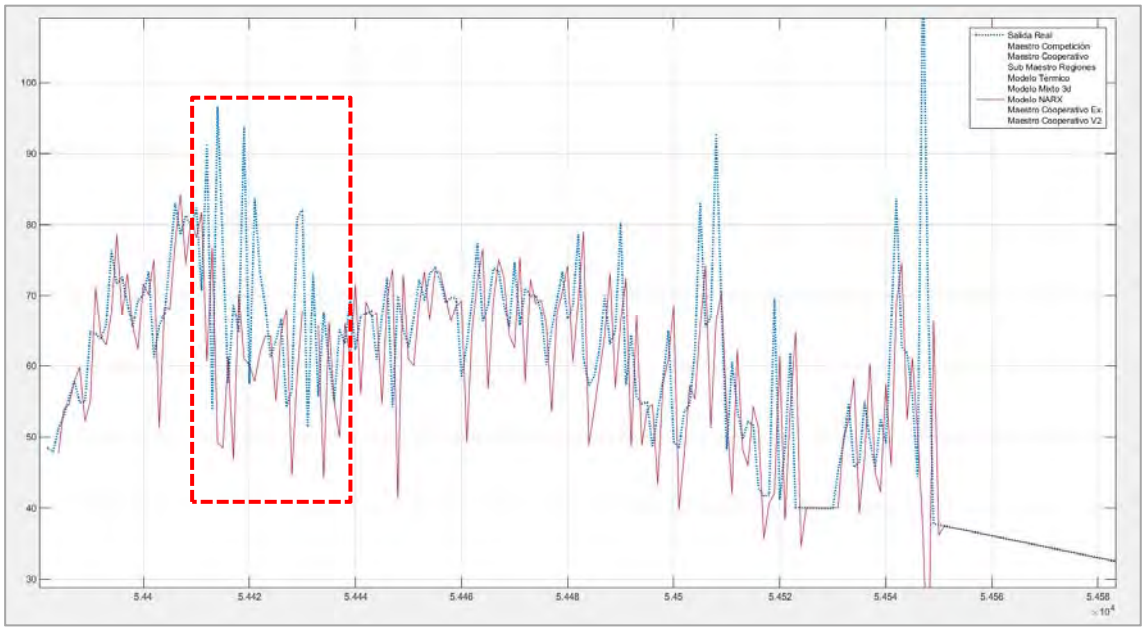


Ilustración 195.- Detalle de la respuesta del *Modelo Mixto NARX* en un conjunto de datos previos a un fallo. En color azul la salida real y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, este modelo no es válido para detectar otro tipo de fallo como el que se muestra en el siguiente ejemplo, en el que se compara la respuesta del *Modelo MixtoT 3d* con el del modelo *NARX*, y se observa como el modelo *NARX* estima valores muy próximos a los reales incluso a temperaturas mayores de 90ºC, luego en este caso, como se verá en el apartado de indicadores, el modelo no detectaría el mal funcionamiento.

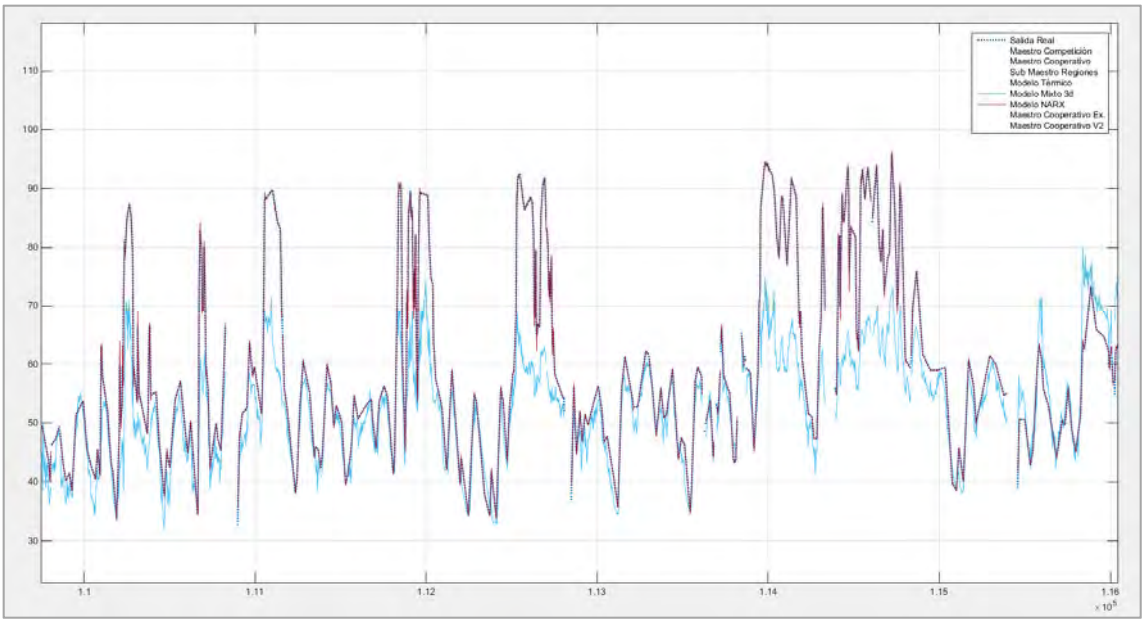


Ilustración 196.- Respuesta del *Modelo MixtoT 3d* (azul claro) Vs *NARX* (morado) y la temperatura real (azul oscuro con trazo discontinuo). Fuente: Elaboración propia.

6.3.4.2.2. Modelo independiente

Una de las premisas fundamentales de los modelos era que el sistema experto creado fuese robusto y siempre diera un valor, más o menos acertado, de la temperatura esperada para el rodamiento LOA.

Cuando se crean modelos con muchas variables de entrada es posible que ante la falta de alguna de ellas el sistema falle o no sea capaz de dar un valor. Por dicho motivo se creó un modelo adicional con el mínimo número posible de variables y estas fueron la potencia total (*pwtot*) y la temperatura ambiente (*tamb*). Dado que la variable fecha y hora ficticias creadas se conocerán siempre por conocer la marca de tiempo, se han incluido en el modelo. Los resultados obtenidos del experimento 88 fueron:

Tabla 78.- Resultados experimento 88. Modelo Independiente formado por las variables potencia total (*pwtot*), temperatura ambiente (*tamb*) y con variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 88	0,90955	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,01	0,73	-0,07	-0,15	0,26	-0,46
MAE	3,21	3,34	2,82	3,25	2,24	3,60
MSE	17,66	18,09	14,30	18,92	10,16	21,16
RMSE	4,20	4,25	3,78	4,35	3,19	4,60
PE	3,11	3,41	2,66	3,17	2,13	3,47
MRE	-1%	1%	-1%	-1%	0%	-2%
MARE	7%	7%	6%	6%	3%	9%
MRPE	6%	7%	5%	5%	3%	7%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,01	-0,01	0,01	0,17	-0,06	-
MAE	3,21	3,47	3,18	2,87	3,17	-
MSE	17,66	20,57	17,64	13,68	17,21	-
RMSE	4,20	4,54	4,20	3,70	4,15	-
PE	3,11	3,40	3,10	2,85	2,97	-
MRE	-1%	-1%	-1%	0%	-1%	-
MARE	7%	8%	7%	5%	7%	-
MRPE	6%	7%	6%	5%	6%	-

El bajísimo error medio puede llevar a confusión y hacernos pensar que es un modelo muy bueno, pero sin embargo el error absoluto y el RMSE son claros, el modelo tiene mucha oscilación

Además como se ve en la Ilustración 197, no modeliza bien la zona de temperaturas más bajas y en rara ocasión llega a alcanzar los picos de temperatura en periodos de funcionamiento normal. En la parte inferior de la ilustración se han representado en color ámbar el error cometido en cada predicción en ºC.

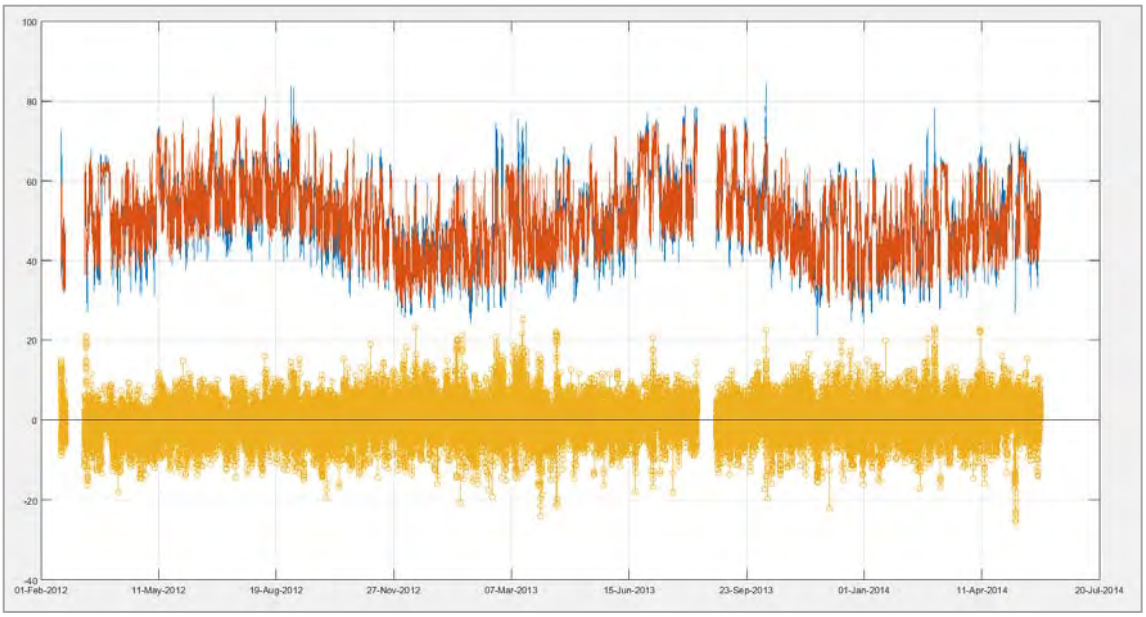


Ilustración 197.- Respuesta general del experimento 88: *Modelo Independiente* formado por las variables potencia total (*pwtot*), temperatura ambiente (*tamb*) y con variables fecha y hora. En color azul la temperatura real y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

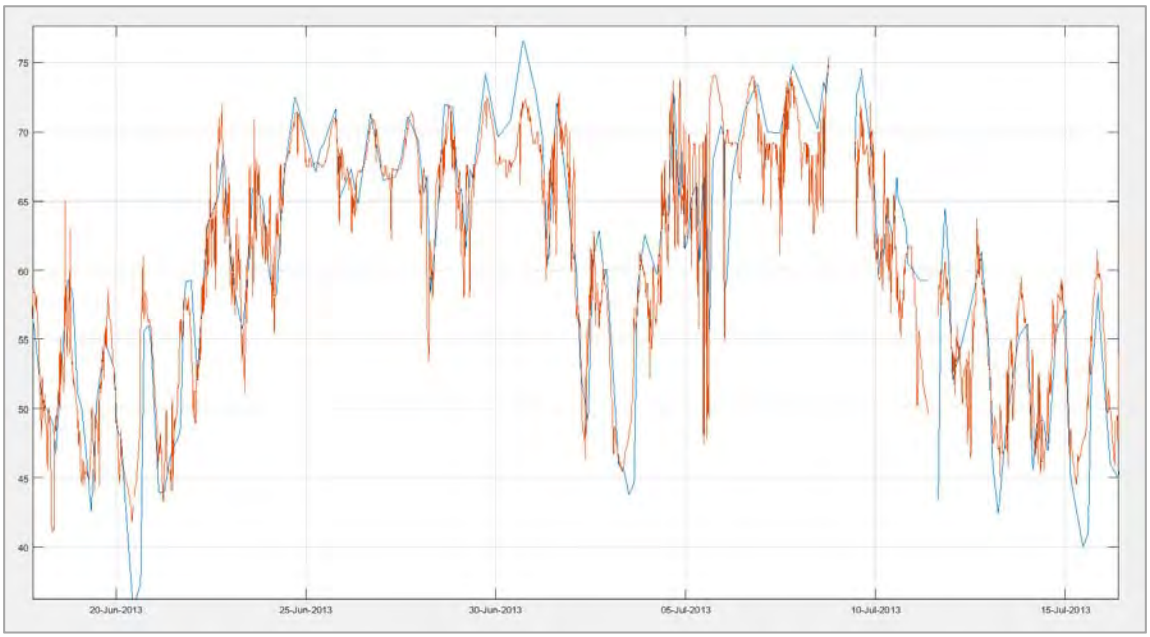


Ilustración 198.- Respuesta del experimento 88, ampliación 1: *Modelo Independiente* formado por las variables potencia total (*pwtot*), temperatura ambiente (*tamb*) y con variables fecha y hora. En color azul la temperatura real y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

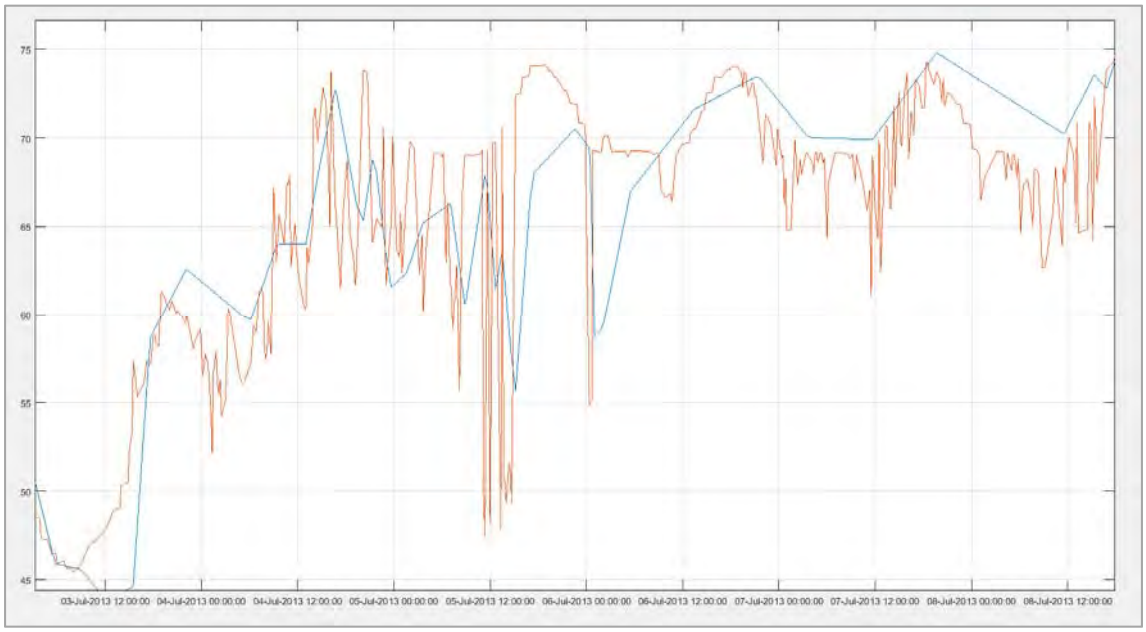


Ilustración 199.- Respuesta del experimento 88, ampliación 2: *Modelo Independiente* formado por las variables potencia total (*pwtot*), temperatura ambiente (*tamb*) y con variables fecha y hora. En color azul la temperatura real y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

El modelo interpreta que la temperatura puede variar tan rápido como la potencia, y no tiene en cuenta la inercia térmica de ésta, por ese motivo la temperatura del modelo oscila tanto, mientras que la temperatura real tarda más en subir y también en bajar.

Una recomendación sería no elegir un modelo teniendo en cuenta únicamente los errores calculados en una tabla, ya que se debe explorar el ajuste conseguido entre los datos reales y el del modelo y observar como el modelo sigue a la temperatura real a lo largo del tiempo, como reaccionan ante cambios bruscos, ante ausencia de datos, etc., los números son solo números y sirven como referencia, pero hace falta la opinión, muchas veces subjetiva pero intuitiva[7], del experto del equipo.

7 Podría decirse que la intuición es el resultado de una red neuronal humana extremadamente profunda y compleja pero con un alto grado de acierto si está "bien entrenada".

6.3.4.2.3. Modelos Térmico y Térmico II

El modelo térmico se fundamenta en la utilización de variables térmicas propias del generador y entorno, mientras que el *Modelo Térmico II* utiliza otras fuentes de calor del aerogenerador.

Las variables de entrada consideradas en el *Modelo Térmico* fueron la temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*), temperatura de la nacelle (*tnac*), temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) y la temperatura máxima de los devanados (*tgenMAX*).

Tabla 79.- Resumen de las variables de partida seleccionadas para la realización del Modelo Térmico. (Salida: tgenNDE). Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*tnac*	*tgenslr*
tgenNDE		*tgenMAX*

Al igual que con el *Modelo MixtoT*, se realizó un proceso iterativo de eliminación de variables para descartar aquellas variables que perjudicaban al modelo. La única variable que se eliminó del modelo fue la temperatura de los anillos rozantes ya que ésta empeoraba la respuesta el modelo, posiblemente debido a que esta temperatura puede variar más rápidamente que la de los rodamientos. Este sobre calentamiento de los anillos, hacía que el modelo considerase generalmente más temperatura de la que realmente se tenía, de ahí que el error medio fuese de signo negativo.

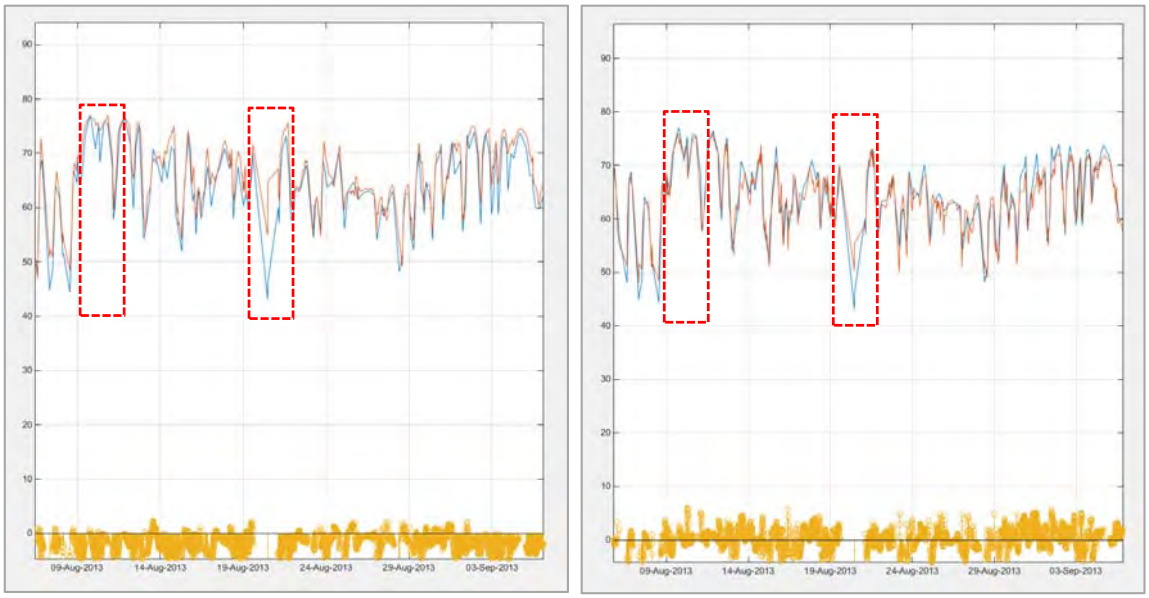


Ilustración 200.- Respuesta del *Modelo Térmico* con la variable de temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) del experimento 28 y sin la variable de temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*) del experimento 30. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 80.- Resultados experimento 28. *Modelo Térmico* sin variables fecha y hora para el estado "*marcha*". Fuente: Elaboración propia.

Experimento 28	R=0,9693	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,43	-1,32	0,17	-0,27	-1,11	-
MAE	1,80	1,82	1,62	2,05	2,27	-
MSE	7,90	5,52	6,29	13,39	12,28	-
RMSE	2,81	2,35	2,51	3,66	3,50	-
PE	1,73	1,06	1,69	2,30	2,30	-
MRE	-1%	-3%	0%	-1%	-2%	-
MARE	3%	4%	3%	3%	3%	-
MRPE	3%	2%	3%	3%	3%	-

A partir del experimento 30 se utilizaron adicionalmente las variables ficticias de fecha y hora y los resultados obtenidos mejoraron la respuesta como se muestra en el experimento 65.

Tabla 81.- Resultados experimento 65. Modelo Térmico con variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 65	R=0,98967	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,23	-0,07	0,77	0,70	1,15	-0,45
MAE	1,66	1,40	1,61	1,78	2,14	1,78
MSE	5,21	3,34	4,66	5,81	13,39	5,23
RMSE	2,28	1,83	2,16	2,41	3,66	2,29
PE	1,69	1,36	1,76	1,90	2,52	1,48
MRE	0%	0%	1%	1%	1%	-1%
MARE	3%	3%	3%	3%	3%	4%
MRPE	3%	3%	3%	3%	3%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,23	0,84	-0,39	0,66	0,22	-
MAE	1,66	2,03	1,58	1,42	1,58	-
MSE	5,21	8,78	4,43	3,24	4,04	-
RMSE	2,28	2,96	2,10	1,80	2,01	-
PE	1,69	2,25	1,38	1,51	1,57	-
MRE	0%	1%	-1%	1%	0%	-
MARE	3%	4%	3%	2%	3%	-
MRPE	3%	4%	2%	2%	3%	-

Al igual que con el *Modelo MixtoT*, se comprobó si una red con 3 *delay* presentaba mejores resultados y se comprobó que efectivamente se mejoraba ligeramente, pero la respuesta en ciertas regiones de operación seguía siendo poco satisfactoria.

Tabla 82.- Resultados experimento 93. Modelo Térmico con variables fecha y hora y desfase de 3 unidades de tiempo en la entrada. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 93		z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,11	-0,12	-0,21	0,42	0,33	-0,39
MAE	1,18	1,00	0,97	1,52	1,58	1,25
MSE	3,95	2,47	2,25	8,42	10,78	2,94
RMSE	1,99	1,57	1,50	2,90	3,28	1,72
PE	1,21	0,99	0,97	1,89	1,56	1,08
MRE	0%	0%	0%	1%	0%	-1%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	3%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,11	0,08	-0,10	0,04	-0,50	-
MAE	1,18	1,51	1,16	0,90	1,02	-
MSE	3,95	6,88	3,44	1,31	3,38	-
RMSE	1,99	2,62	1,86	1,14	1,84	-
PE	1,21	1,69	1,22	0,89	0,76	-
MRE	0%	0%	0%	0%	-1%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

En el apartado 6.3.4.3.2. Redes simples especializadas se detallan los resultados de otros experimentos adicionales realizados en base al *Modelo Térmico*, en los que se entrenaron varios modelos térmicos especializados para cada estación del año o para cada región de operación.

En el *Modelo Térmico II* se utilizaron otras variables térmicas del aerogenerador, no centrándose exclusivamente en el generador. Debería indicarse que, cuantas más variables cruzadas se utilicen entre equipos, más se dificulta el proceso de detección, ya que si un equipo que está fallando aporta al modelo una variable de entrada, como podría la ser la temperatura del aceite de la multiplicadora, el indicador del generador podría señalar que lo que está fallando es el generador y sin embargo lo que está mal es una de las variables de entrada debido al fallo de la multiplicadora.

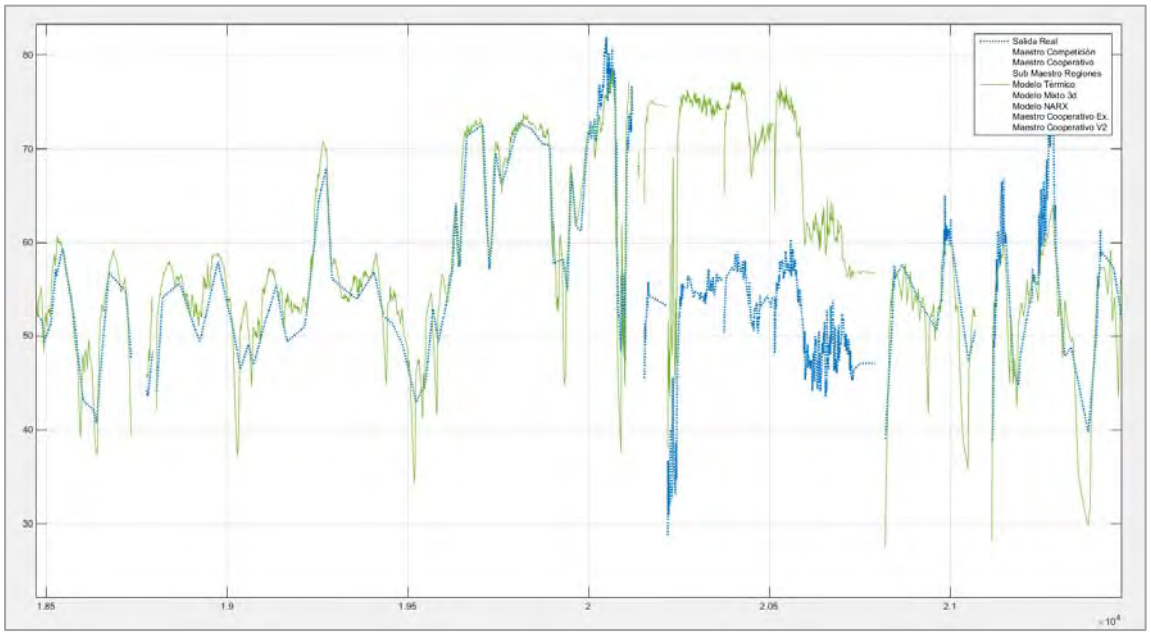


Ilustración 201.- Respuesta errática del *Modelo Térmico II* (en color verde), frente a la temperatura real del rodamiento LOA (en color azul) por la influencia de una variable de entrada defectuosa, previo a la parada del aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

Para evitar esto, hace falta crear un complejo sistema de diagnóstico en el que se analicen de forma conjunta los indicadores de estado de todos los equipos del aerogenerador y se determine que componente es el que realmente está fallando. Este no es el objetivo de la presente tesis, sino que nos centramos en detectar un fallo específico del generador, y el *Modelo Térmico II* lo consideramos como una de las variables competitivas del sistema maestro (como se describe en el apartado 6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA), de tal forma que si lo que está fallando es un equipo ajeno al generador, es de esperar que este modelo esté presentando un elevado índice de error, frente a otros modelos con variables propias del generador, y por tanto este *Modelo Térmico II* sea desestimado como salida única válida.

Las variables de *Modelo Térmico II* fueron la temperatura del rodamiento LA (*tgenDE*), temperatura del grupo hidráulico (*thydr*), temperatura de los anillos rozantes (*tgenslr*), temperatura del aceite de la multiplicadora (*tgboil*), temperatura del rodamiento del lado de alta de la multiplicadora (*tgbhss*) y la temperatura máxima del devanado C (*tgenC*)

Tabla 83.- Resumen de variables seleccionadas para el Modelo Térmico II. (Salida: tgenNDE) Fuente: Elaboración propia.

tgenDE	*thydr*	*tgbxoil*
tgenNDE	*tgenC*	*tgbxhss*

Para el *Modelo Térmico II* no se realizó un estudio de eliminación de variables, ya que las variables inicialmente consideradas fueron las que dieron mayor correlación con la variable de salida como se describió en el apartado 6.2.3. Estudio multivariante: correlación de las variables con la temperatura del rodamiento LOA. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 84.

Tabla 84.- Resultados experimento 65. Modelo Térmico II con variables fecha y hora. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 65	R=0,98967	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,23	-0,07	0,77	0,70	1,15	-0,45
MAE	1,66	1,40	1,61	1,78	2,14	1,78
MSE	5,21	3,34	4,66	5,81	13,39	5,23
RMSE	2,28	1,83	2,16	2,41	3,66	2,29
PE	1,69	1,36	1,76	1,90	2,52	1,48
MRE	0%	0%	1%	1%	1%	-1%
MARE	3%	3%	3%	3%	3%	4%
MRPE	3%	3%	3%	3%	3%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,23	0,84	-0,39	0,66	0,22	-
MAE	1,66	2,03	1,58	1,42	1,58	-
MSE	5,21	8,78	4,43	3,24	4,04	-
RMSE	2,28	2,96	2,10	1,80	2,01	-
PE	1,69	2,25	1,38	1,51	1,57	-
MRE	0%	1%	-1%	1%	0%	-
MARE	3%	4%	3%	2%	3%	-
MRPE	3%	4%	2%	2%	3%	-

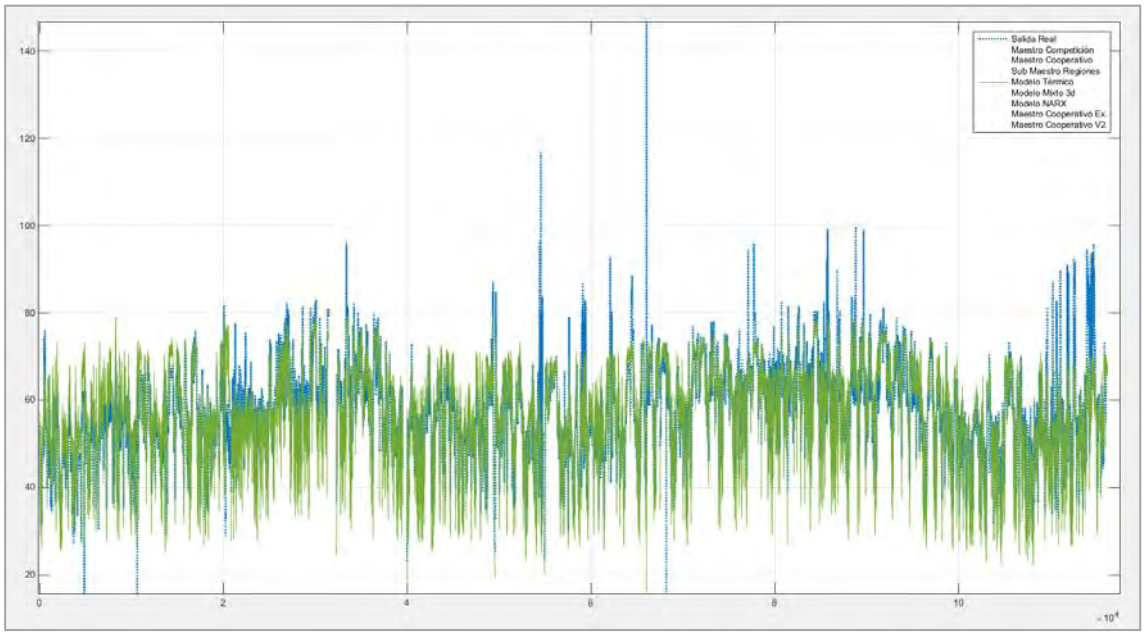


Ilustración 202.- Respuesta del *Modelo Térmico II* (en color verde), frente a la temperatura real del rodamiento LOA (en color azul). Fuente: Elaboración propia.

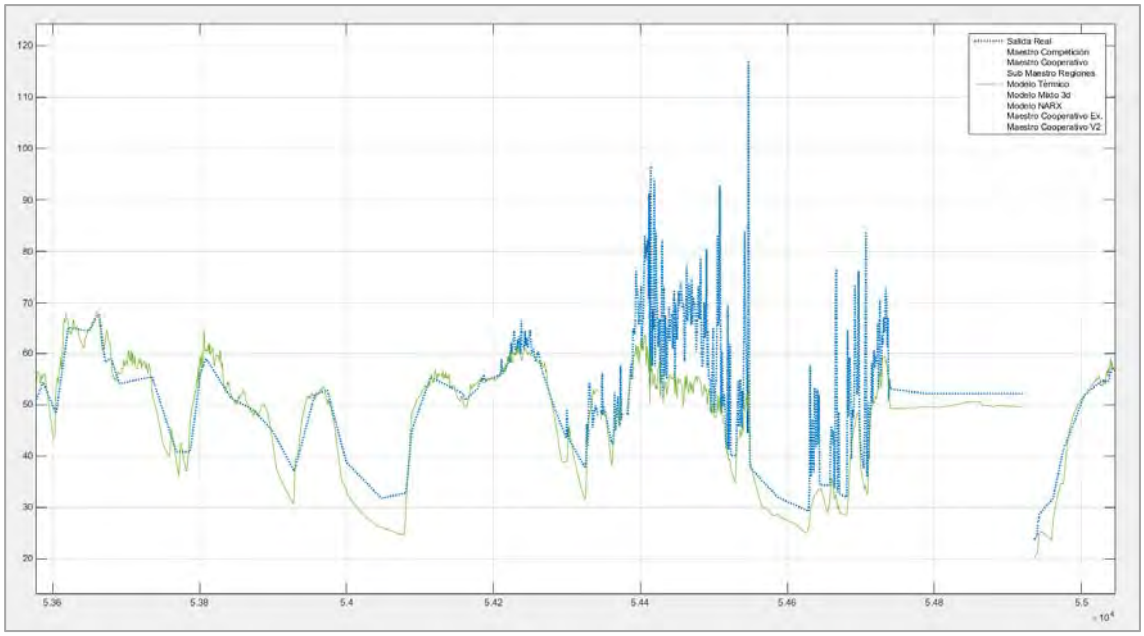


Ilustración 203.- Detalle respuesta del *Modelo Térmico II* (en color verde), frente a la temperatura real del rodamiento LOA (en color azul) antes de un fallo en el generador. Fuente: Elaboración propia.

Se ha observado que la respuesta del *Modelo Térmico II* presenta malos resultados en la época de verano, no obstante, como sucede con el *Modelo NARX*, puede indicar mal funcionamiento del equipo si consideramos los errores positivos (PE), como se describe en el apartado 6.4.2. Indicadores de Datos Analógicos.

6.3.4.3. Definición de sistemas expertos o modelos de redes neuronales compuestos.

Una vez finalizada la primera aproximación a los modelos simples, puede afirmarse que se consiguen buenos ajustes globales, pero se dan algunas regiones en las que el error aumenta considerablemente, por ello, hemos pasado a crear conjuntos de redes expertas con la intención de minimizar esos errores locales.

Analizando las debilidades y fortalezas de cada modelo en cada estación del año y en cada región de operación, se han creado conjuntos de redes que van desde dos redes neuronales hasta el sistema experto final compuesto por más de diez redes neuronales, un sistema de reglas Fuzzy y varios sistemas de reglas.

En los sistemas compuestos creados en los siguientes apartados, las redes colaboran de diferentes formas entre ellos:

- Redes correctoras: estas redes auxiliares corrigen la respuesta de una red principal.
- Redes Expertas: Las redes expertas se especializan en un conjunto de datos determinado, con la intención de que aprendan del comportamiento específico en una región determinada que presenta un comportamiento diferente al de otras y sin que los datos de otras regiones introduzcan excesivo ruido en la muestra. La interacción entre las redes expertas puede ser:
  - En modo cooperativo: de esta forma varias redes aportan su opinión en la estimación de la temperatura.
    - Cooperativo por turnos: En esta configuración solo un experto aporta su opinión en cada momento, siendo un sistema experto de reglas el que seleccione el experto válido para las condiciones de operación dadas. A modo de ejemplo, si actualmente es invierno, la opinión que se tendrá

en cuenta es la de la red experta de invierno, y se ignora la respuesta del resto de redes.

- Cooperativo equitativo: Bajo esta configuración, todos los expertos aportan su opinión y a todas ellas se les da el mismo peso. Matemáticamente se calcula como la media de las temperaturas estimadas por cada modelo.
- Cooperativo ponderado: Esta configuración funciona de forma similar al cooperativo equitativo, pero cada opinión tendrá más o menos credibilidad en función de los pesos que los sistemas de inferencia borrosa estiman en cada momento y en función de las condiciones de operación. Por tanto, matemáticamente es una suma ponderada de las opiniones expertas.

- En modo competitivo: En esta configuración es únicamente un experto el que aporta la opinión en cada momento, pero a diferencia de la configuración cooperativa por turnos, no es un sistema de reglas quien selecciona que red es la válida en ese momento, sino que automáticamente se considera la opinión del experto que este presentando el menor error medio en las predicciones de temperatura.

6.3.4.3.1.Modelos con red de corrección

El concepto de este conjunto de redes consiste en introducir un término de corrección del error que comete la primera red, con la diferencia de que en lugar de ser un error fijo, se introduce un término corrector dinámico que corresponde con la segunda red, la cual tiene como entrada, además de las mimas variables de entrada de la primera red, la salida de ésta.

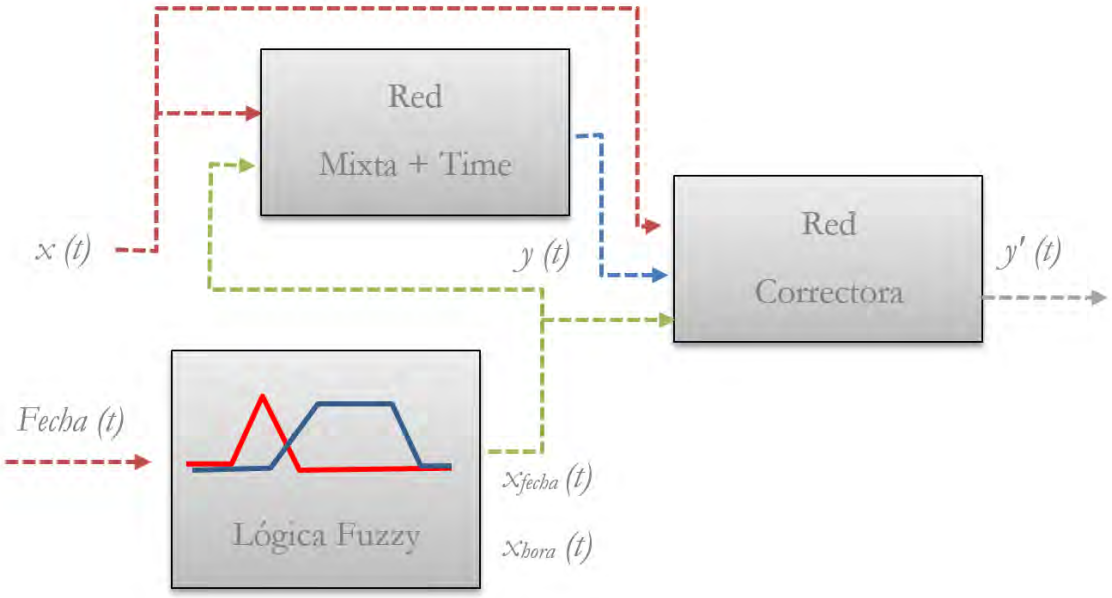


Ilustración 204.- Sistema de *Modelo MixtoT* con red correctora. Fuente: Elaboración propia.

Para realizar el entrenamiento de este conjunto de redes debe tenerse la precaución de reservar un conjunto de datos propios para el entrenamiento de cada red, es decir, el conjunto de datos utilizados para entrenar la red *MixtaT* no se utilizará para entrenar la red correctora, de tal forma que la división de los datos de entrenamiento ha sido la siguiente:

- Del 100% de datos válidos para entrenamiento separamos el 80% para el entrenamiento de las redes (*NT*) y el 20% para el entrenamiento de los indicadores (*IT*).
- Del 80% de los datos destinados al entrenamiento de las redes (*NT*), hemos seleccionado un 70% para el entrenamiento de la red *MixtaT* (*NT1*), un 15% para el entrenamiento de la red correctora (*NT2*) y un 15% para calcular el error del conjunto (*NT3*).

Conforme a la división de datos mencionada, el primer paso es entrenar la red *MixtaT* de forma independiente con el conjunto de datos *NT1*. Luego se utiliza el conjunto de datos *NT2* como entrada a esta red entrenada y se calcula $f_{NT2}(t)$, este conjunto de datos *NT2*+ $f_{NT2}(t)$ se utilizan para entrenar la red correctora.

Finalmente con el conjunto de datos *NT3* se calcula el error del modelo cuyos resultados corresponden con el experimento 103 para el *Modelo MixtaT* (*f(t)*)y el experimento 102 para el conjunto (*f'(t)*).

Tabla 85.- Resultados experimento 103. *Modelo Mixto* con variables ficticias de fecha y hora y sin red de corrección. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 103	R=0,989	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,34	-0,50	-0,47	0,04	-0,61	-0,21
MAE	1,26	1,10	1,13	1,80	2,00	1,05
MSE	4,48	2,18	2,79	9,99	16,57	2,08
RMSE	2,12	1,48	1,67	3,16	4,07	1,44
PE	1,20	0,82	0,99	2,11	1,87	0,99
MRE	-1%	-1%	-1%	0%	-1%	-1%
MARE	2%	2%	2%	3%	3%	3%
MRPE	2%	2%	2%	3%	3%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,34	-0,42	-0,17	-0,36	-0,54	-0,21
MAE	1,26	1,69	1,14	1,03	1,13	1,05
MSE	4,48	9,47	3,37	1,80	2,55	2,08
RMSE	2,12	3,08	1,84	1,34	1,60	1,44
PE	1,20	1,59	1,22	0,85	0,88	0,99
MRE	-1%	-1%	0%	-1%	-1%	-1%
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	3%	2%	1%	2%	2%

Tabla 86.- Resultados experimento 102. *Modelo Mixto* con variables ficticias de fecha y hora y con red de corrección. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 102	R=0,989	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,27	-0,46	-0,48	0,16	-0,01	-0,18
MAE	1,24	1,12	1,16	1,75	1,69	1,07
MSE	3,83	2,20	2,99	8,72	9,35	2,11
RMSE	1,96	1,48	1,73	2,95	3,06	1,45
PE	1,24	0,90	0,99	2,02	1,94	1,06
MRE	-1%	-1%	-1%	0%	0%	-1%
MARE	2%	2%	2%	3%	3%	3%
MRPE	2%	2%	2%	3%	3%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,27	-0,20	-0,19	-0,17	-0,55	-0,18
MAE	1,24	1,57	1,18	0,99	1,15	1,07
MSE	3,83	6,88	3,49	1,55	2,53	2,11
RMSE	1,96	2,62	1,87	1,25	1,59	1,45
PE	1,24	1,64	1,26	0,93	0,91	1,06
MRE	-1%	-1%	-1%	0%	-1%	-1%
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	2%

Tras realizar la corrección de 15 de las 16 redes mixtas, el error medio mejoraba respecto a sí mismo en torno al 1% y la desviación del error se reducía en torno al 15%.

Como se mencionó anteriormente en el apartado 6.3.4.2.2. Modelos únicos Vs Modelos generalistas, podría utilizarse una red correctora para la creación de redes evolutivas. En este caso, la configuración recomendable de la red correctora sería una red tipo NARX que modelice la evolución del error en una ventana de tiempo determinado, o incluso con los datos acumulados desde el inicio de funcionamiento del equipo. La frecuencia de actualización de los modelos dependerá de la capacidad de cálculo de los equipos disponibles y la precisión deseada en las previsiones. La configuración sería como se muestra a continuación.

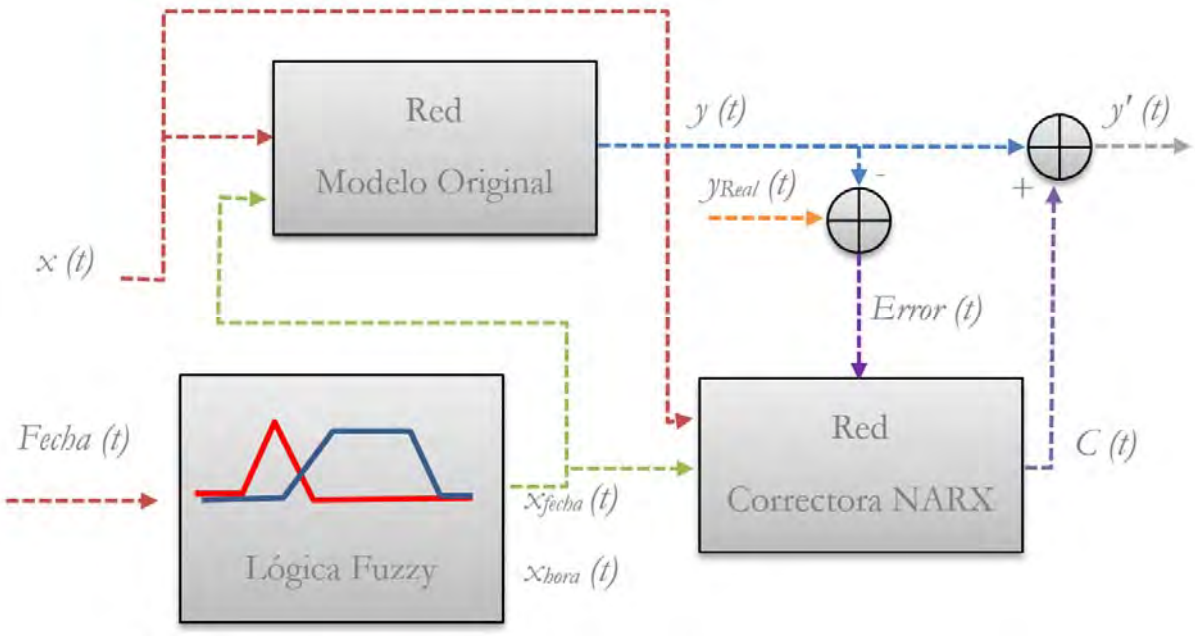


Ilustración 205.- Sistema de Modelo Original del equipo y variables tiempo y red correctora NARX. Fuente: Elaboración propia.

La red correctora *NARX* se re-entrena con valores pasados de *x(t-T,…,t-1)* y el *Error(t-T,…,t-1)*, siendo el error de la primera iteración 0. Y la red correctora estimará para cada instante t, el error esperado en base a la evolución de los errores previos *C(t)*, las variables de entrada para la red correctora en t son *x(t-T+1,…,t)* y *Error(t-T+1,…,t-1)*.

En la presente tesis no se ha utilizado dicha configuración, proponiéndose para futuras investigaciones.

6.3.4.3.2. Redes simples especializadas

Como se ha comentado a lo largo de la presente tesis, la temperatura del rodamiento LOA presenta un comportamiento diferente en función de la estación del año o la región de operación en la que se registra el dato. Por este motivo se realizó el entrenamiento de varias redes simples filtrando los datos de entrenamiento de cada una de ellas en función de la estación o la zona de operación.

Uno de los sistemas expertos desarrollados está compuesto por cuatro modelos simples especializados por estación:

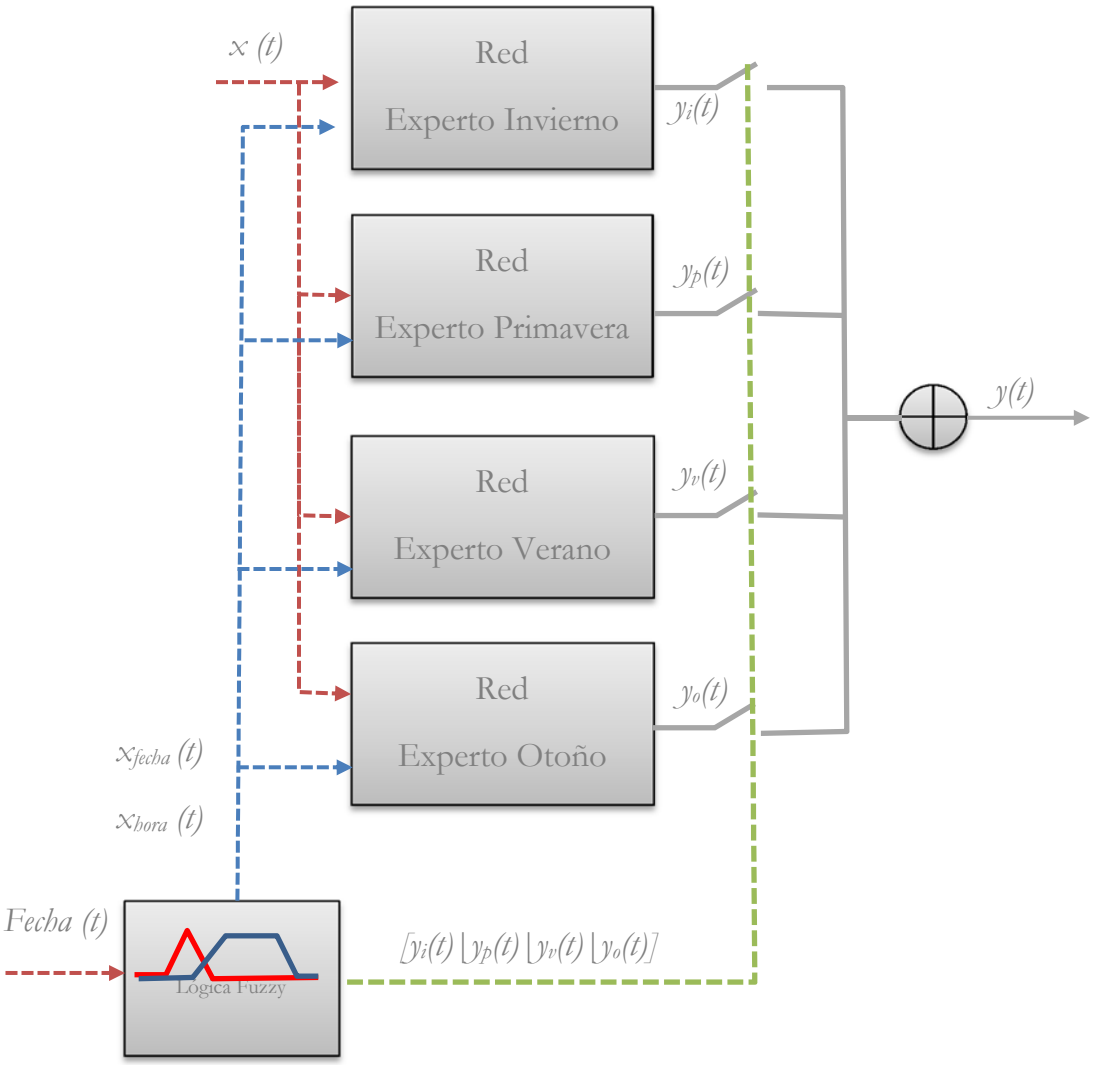


Ilustración 206.- Modelo de Expertos estacionales en configuración cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

En la configuración mostrada en la Ilustración 206, el sistema conmuta entre las salidas de las cuatro redes, en función de la estación del año en que se da el dato según el sistema Fuzzy desarrollado. Sin embargo, en la configuración mostrada en la Ilustración 207, se ponderan las salidas de cada una de las cuatro redes expertas según los pesos calculados por el sistema Fuzzy. En periodos de transición entre estaciones, como podría ser Mayo, las redes expertas de primavera y verano aportarán a la salida

con diferente peso, mientras que el peso de las estaciones de otoño e invierno será cero. Los pesos se han indicado con [p_i, p_p, p_v, p_o].

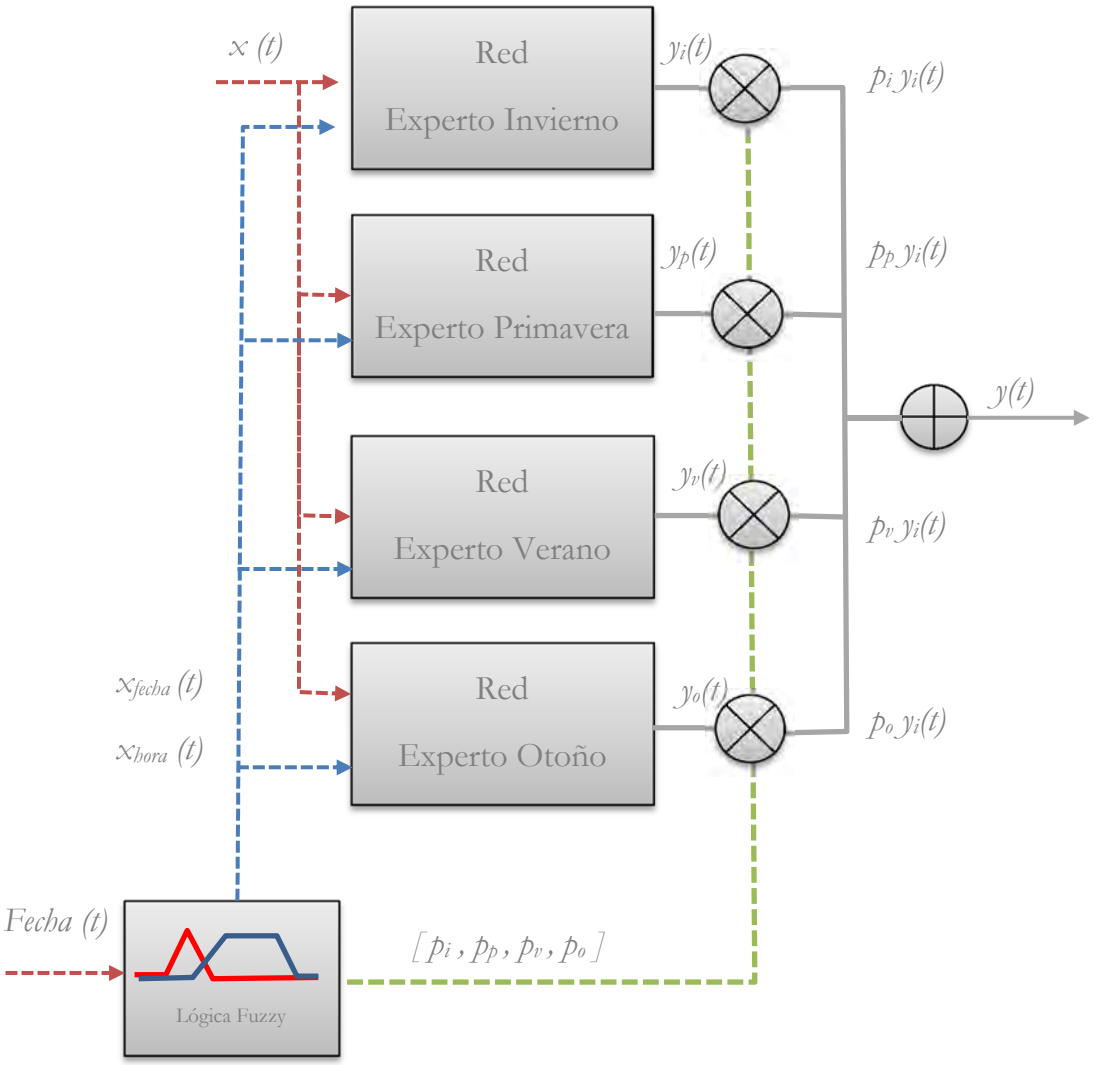


Ilustración 207.- Modelo de Expertos estacionales en configuración cooperativa ponderada. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 87.- Resultados experimento 86. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 86	R=0,99308	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	-0,02	0,01	-0,03	-0,03	0,00
MAE	0,93	0,99	0,81	1,02	0,84	0,98
MSE	1,59	1,60	1,23	2,33	1,83	1,57
RMSE	1,26	1,26	1,11	1,53	1,35	1,25
PE	0,93	0,96	0,81	1,03	0,82	0,99
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	1%	2%
MRPE	2%	2%	2%	2%	1%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	0,01	-0,02	-0,05	0,01	-
MAE	0,93	1,05	0,92	0,87	0,84	-
MSE	1,59	2,07	1,62	1,32	1,17	-
RMSE	1,26	1,44	1,27	1,15	1,08	-
PE	0,93	1,05	0,92	0,85	0,84	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	1%	2%	-

Tabla 88.- Resultados experimento 87. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa proporcional. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 87	R=0,99289	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,22	-0,17	-0,17	-0,13	-0,14	-0,36
MAE	1,13	1,09	0,95	1,35	1,07	1,26
MSE	3,05	2,10	2,02	4,78	3,12	4,01
RMSE	1,75	1,45	1,42	2,19	1,77	2,00
PE	0,98	0,98	0,84	1,28	0,97	0,98
MRE	-1%	0%	0%	0%	0%	-1%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	1%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,22	-0,08	0,03	0,02	-0,86	-
MAE	1,13	1,09	0,98	0,91	1,52	-
MSE	3,05	2,38	2,08	1,71	5,97	-
RMSE	1,75	1,54	1,44	1,31	2,44	-
PE	0,98	1,03	1,00	0,96	0,87	-
MRE	-1%	0%	0%	0%	-2%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	3%	-
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	-

Como se observa en los resultados, el *Modelo Mixto Experto Estacional* configurado en modo cooperativo por turnos está presentando mejores resultados que el cooperativo ponderado.

A continuación se realizó la misma configuración de expertos estacionales para el *Modelo Térmico*, con la finalidad de comprobar si este modelo mejora la respuesta en alguna región o estación determinada. El modelo mejora respecto del *Modelo Térmico* del experimento 65.

Tabla 89.- Resultados experimento 82. *Modelo Térmico* con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 82	R=0,9908	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,01	0,05	-0,08	0,05	-0,06	0,10
MAE	1,10	1,08	0,93	1,22	0,98	1,24
MSE	2,22	1,97	1,68	3,38	2,23	2,46
RMSE	1,49	1,40	1,30	1,84	1,49	1,57
PE	1,10	1,06	0,91	1,26	0,96	1,27
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	1%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,01	0,02	0,02	-0,02	0,02	-
MAE	1,10	1,29	1,07	0,97	1,00	-
MSE	2,22	3,24	2,12	1,59	1,62	-
RMSE	1,49	1,80	1,46	1,26	1,27	-
PE	1,10	1,29	1,06	0,97	1,02	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	2%	-

Tabla 90.- Resultados experimento 83. Modelo Térmico con variables fecha y hora especializadas por estación trabajando de forma cooperativa proporcional. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 83	R=0,99086	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,01	0,02	0,02	0,21	-0,05	-0,01
MAE	1,19	1,13	1,02	1,42	1,19	1,32
MSE	2,77	2,23	2,10	4,71	3,55	2,85
RMSE	1,66	1,49	1,45	2,17	1,88	1,69
PE	1,21	1,10	1,06	1,60	1,24	1,30
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	3%	3%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	3%	2%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,01	-0,06	0,02	-0,06	0,15	-
MAE	1,19	1,32	1,13	1,00	1,26	-
MSE	2,77	3,49	2,53	1,78	2,95	-
RMSE	1,66	1,87	1,59	1,33	1,72	-
PE	1,21	1,30	1,15	0,97	1,35	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	3%	3%	2%	2%	3%	-
MRPE	2%	3%	2%	2%	3%	-

Al igual que sucedía con el *Modelo Mixto de Expertos Estacionales*, se consiguen mejores resultados con la configuración cooperativa por turnos.

Al igual que con estaciones, se realizaron varios modelos compuestos por expertos para cada una (o para combinaciones de ellas) de las zonas de operación, las cuales se describieron en el apartado 6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada. Los resultados del sistema experto generado a partir de cinco *Modelos Mixtos Expertos por Zona*, tanto en configuración cooperativa por turnos como proporcional, se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 91.- Resultados experimento 91. *Redes Mixtas* con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 91	R=0,95892	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,00	0,03	-0,02	0,01	-0,08	0,01
MAE	0,98	0,99	0,84	1,22	1,07	0,97
MSE	1,93	1,63	1,44	3,71	3,30	1,58
RMSE	1,39	1,28	1,20	1,93	1,82	1,26
PE	0,99	1,00	0,85	1,25	1,10	0,98
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,00	-0,03	0,04	-0,03	-0,01	-
MAE	0,98	1,11	0,95	0,91	0,91	-
MSE	1,93	2,71	1,79	1,59	1,43	-
RMSE	1,39	1,65	1,34	1,26	1,20	-
PE	0,99	1,10	0,99	0,91	0,91	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	-

Tabla 92.- Resultados experimento 92. *Redes Mixtas* con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación trabajando de forma cooperativa proporcional. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 92	R=0,95892	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-2,92	-0,33	-2,89	-8,23	-12,25	-0,93
MAE	6,24	4,26	4,79	9,06	12,50	6,62
MSE	116,12	56,89	68,97	160,38	290,63	148,89
RMSE	10,78	7,54	8,31	12,66	17,05	12,20
PE	3,69	3,41	2,45	2,28	1,55	4,85
MRE	-5%	0%	-5%	-13%	-18%	-2%
MARE	13%	10%	9%	15%	19%	17%
MRPE	9%	8%	5%	4%	2%	12%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-2,92	-2,87	-2,31	-5,55	-1,72	-
MAE	6,24	7,06	4,83	7,64	5,89	-
MSE	116,12	150,30	77,75	146,44	98,51	-
RMSE	10,78	12,26	8,82	12,10	9,93	-
PE	3,69	4,06	2,83	3,37	4,34	-
MRE	-5%	-6%	-4%	-9%	-2%	-
MARE	13%	17%	9%	13%	12%	-
MRPE	9%	11%	6%	7%	10%	-

Los resultados obtenidos con los expertos por zonas en configuración cooperativa proporcional son especialmente malos.

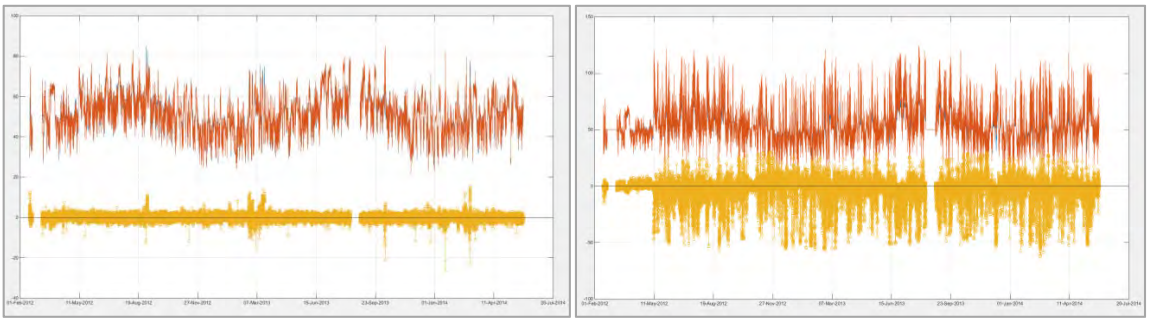


Ilustración 208.- Respuesta del Modelo Experto por zonas de operación en modo cooperativo por turnos a la izquierda y en modo cooperativo proporcional a la derecha. En azul la temperatura real del rodamiento LOA y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

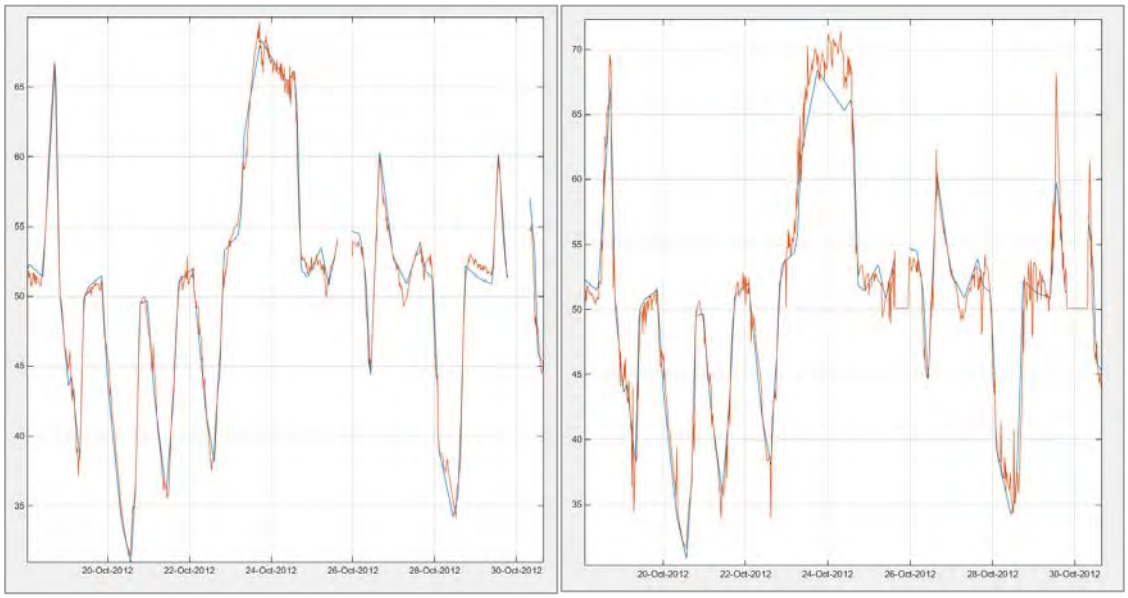


Ilustración 209.- Detalle de la respuesta del Modelo Experto por zonas de operación en modo cooperativo por turnos a la izquierda y en modo cooperativo proporcional a la derecha. En azul la temperatura real del rodamiento LOA y en rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

El experimento mixto zonas z0 z1 z2 z3 z4 Competitivo no tiene sentido, ya que en régimen normal de operación se está continuamente cambiando de zona y cada modelo es bueno en su zona, por tanto el error de cada modelo será elevado, a excepción del modelo correspondiente con el estado de operación actual (será menor cuanto más tiempo esté en esa zona de operación), además en caso de cambiar de zona de operación, el menor error seguirá siendo el de la región de operación anterior, con lo que se estaría seleccionando la salida de un modelo que no corresponde actualmente. En conjuntos de redes expertas no tiene sentido tomar la configuración por competición.

Como se vio en el apartado 6.2.3.3.2. Dependencia térmica de la temperatura del rodamiento LOA con la potencia generada, la temperatura del rodamiento en las regiones de operación z1y z2 es similar, como sucede en z3 y z4, luego se realizaron tres modelos expertos para z0, z1z2 y z3z4.

Tabla 93.- Resultados experimento 78. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z1-z2 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 78	R=0,9864	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,01	0,01	0,00	-	-	0,08
MAE	0,91	0,99	0,82	-	-	1,15
MSE	1,51	1,63	1,38	-	-	2,09
RMSE	1,23	1,28	1,17	-	-	1,44
PE	0,92	1,00	0,83	-	-	1,16
MRE	0%	0%	0%	-	-	0%
MARE	2%	2%	2%	-	-	3%
MRPE	2%	2%	2%	-	-	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,01	-0,01	0,05	-0,04	0,01	-
MAE	0,91	1,05	0,85	0,88	0,86	-
MSE	1,51	2,22	1,26	1,29	1,18	-
RMSE	1,23	1,49	1,12	1,14	1,09	-
PE	0,92	1,07	0,86	0,86	0,87	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	1%	2%	-

Tabla 94.- Resultados experimento 79. Redes Mixtas con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z3-z4 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 79	R=0,97285	z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,00	-	-	0,02	-0,02	-0,01
MAE	1,10	-	-	1,18	0,95	1,32
MSE	3,03	-	-	3,34	2,43	1,95
RMSE	1,74	-	-	1,83	1,56	1,40
PE	1,12	-	-	1,21	0,95	1,96
MRE	0%	-	-	0%	0%	0%
MARE	2%	-	-	2%	1%	2%
MRPE	2%	-	-	2%	1%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,00	-0,03	0,07	0,03	-0,10	-
MAE	1,10	1,52	1,06	0,91	0,89	-
MSE	3,03	5,85	2,75	1,81	1,47	-
RMSE	1,74	2,42	1,66	1,35	1,21	-
PE	1,12	1,51	1,12	0,96	0,83	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	1%	1%	-
MRPE	2%	3%	2%	1%	1%	-

El *Modelo MixtoT* especializado en las regiones z1-z2 presenta muy buenos resultados en dichas regiones de operación, por dicho motivo fue uno de los modelos seleccionados para formar parte del sistema experto definitivo descrito en el apartado 6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA.

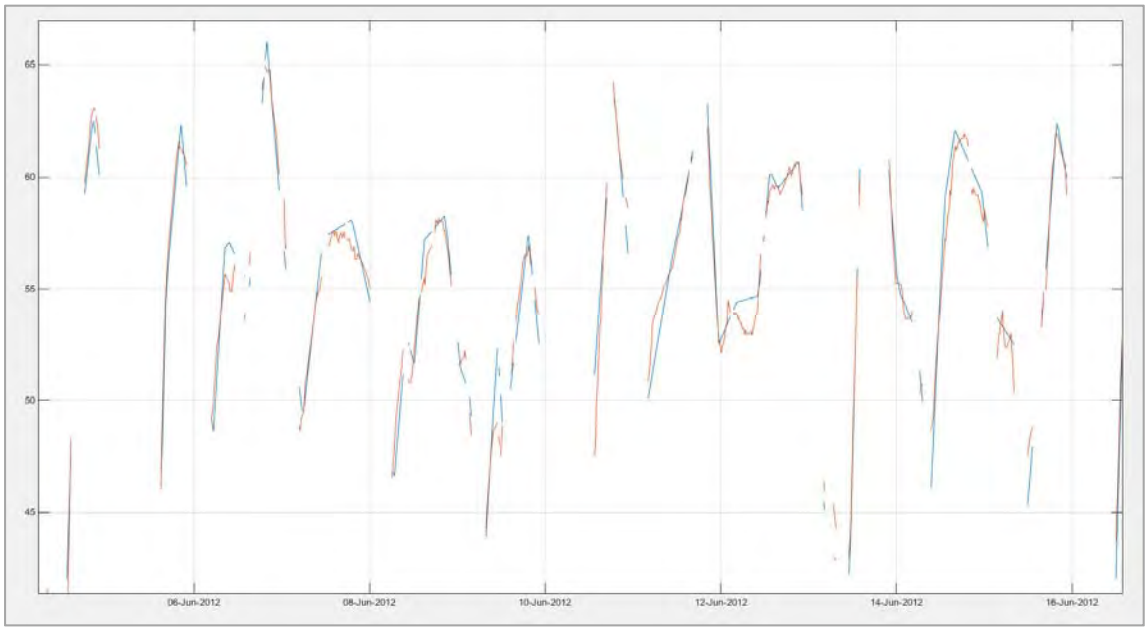


Ilustración 210.- Representación del *Modelo MixtoT* experto para las regiones de operación z1 y z2. En color azul la temperatura real del rodamiento LOA en las zonas de operación z1 o z2 y en color rojo la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestran los resultados de las redes expertas por zonas de operación en configuración cooperativa realizadas a partir del *Modelo Térmico.*

Tabla 95.- Resultados experimento 80. *Redes Térmicas* con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z1-z2 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 80	R=0983	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	0,01	-0,04	-	-	0,38
MAE	1,00	1,07	0,93	-	-	1,28
MSE	1,88	1,96	1,78	-	-	2,60
RMSE	1,37	1,40	1,34	-	-	1,61
PE	0,98	1,04	0,92	-	-	1,37
MRE	0%	0%	0%	-	-	1%
MARE	2%	2%	2%	-	-	3%
MRPE	2%	2%	2%	-	-	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	-0,10	0,06	-0,03	0,02	-
MAE	1,00	1,20	0,93	0,94	0,91	-
MSE	1,88	2,90	1,57	1,49	1,36	-
RMSE	1,37	1,70	1,25	1,22	1,17	-
PE	0,98	1,13	0,94	0,92	0,92	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	-

Tabla 96.- Resultados experimento 81. *Redes Térmicas* con variables fecha y hora especializadas por zonas de operación z3-z4 trabajando de forma cooperativa por turnos. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 81	R=09674	z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	-	-	0,02	-0,08	0,69
MAE	1,17	-	-	1,24	1,04	1,87
MSE	3,40	-	-	3,69	2,84	3,97
RMSE	1,84	-	-	1,92	1,68	1,99
PE	1,19	-	-	1,27	1,01	2,56
MRE	0%	-	-	0%	0%	1%
MARE	2%	-	-	2%	2%	2%
MRPE	2%	-	-	2%	1%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	-0,11	0,05	0,09	-0,10	-
MAE	1,17	1,58	1,20	0,94	0,88	-
MSE	3,40	6,12	3,34	2,29	1,38	-
RMSE	1,84	2,47	1,83	1,51	1,17	-
PE	1,19	1,52	1,23	1,08	0,82	-
MRE	0%	0%	0%	0%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	1%	1%	-
MRPE	2%	2%	2%	2%	1%	-

6.3.4.3.3. Modelos evolutivos

A lo largo de la vida útil de un componente, es de esperar que su comportamiento varíe, según se degrada es de esperar que el rodamiento vibre y se caliente más, etc. Los modelos evolutivos tratan de ir adaptándose al comportamiento más reciente del equipo, de tal forma que se re-entrena con datos relativamente recientes.

Al utilizar un modelo entrenado con datos de dos años atrás en el tiempo es de esperar que obtengamos más error que si lo hacemos con datos más recientes (si ha habido degradación en el equipo). Sin embargo, un modelo entrenado con datos recientes se adapta mejor al comportamiento actual, pero pierde de vista el comportamiento original del equipo, como se introdujo en el apartado 6.3.4.2.2. Modelos únicos Vs Modelos generalistas, por tanto, podemos afirmar que:

- Un modelo entrenado con datos de hace tiempo, sirve para conocer la degradación sufrida por el equipo a lo largo de todo el periodo hasta la fecha actual, y además es capaz de detectar un mal funcionamiento repentino, aunque posiblemente con peor precisión que el modelo evolutivo.
- El modelo evolutivo, o también llamado a corto plazo en la presente tesis, es más preciso a la hora de estimar el valor esperado de una variable en el instante actual, pero ha perdido en cierta forma la referencia inicial de equipo en estado correcto que tiene un modelo hecho en origen. Dentro de los modelos evolutivos hemos diferenciado en dos tipos:
    - Evolutivo puro: la red neuronal la vamos re-entrenado con los datos de origen más los nuevos datos que se han ido recopilando hasta el día de hoy (sin incluir datos propios de mal funcionamientos que hayan podido suceder).
    - Modelo a corto plazo: para este modelo se utilizan datos de un periodo previo al día de hoy para hacer el entrenamiento. Este es el modelo considerado en el presente apartado, para el cual se entrenó la red con los datos de un año completo, previos a un mes del primer dato a estimar. Es decir, si el modelo cortoplacista se ha entrenado con datos de 1 de enero de 2013 a 31 de diciembre de 2013, será de aplicación a partir del 1 de febrero de 2014. No incluimos los datos previos al primer instante al cual estimar su valor, para evitar meter datos propios de un posible mal funcionamiento. Dado que el objetivo de los modelos es estimar si el valor que presenta el equipo corresponde a un posible fallo, hay que evitar entrenar las redes con datos en fallo, y como a día de hoy no sabemos si el equipo está fallando o no, entonces no podemos considerar esos datos para el modelo. Es como dejar los datos en "cuarentena" hasta estar seguros de que el equipo no está fallado.

La configuración realizada ha sido la siguiente:

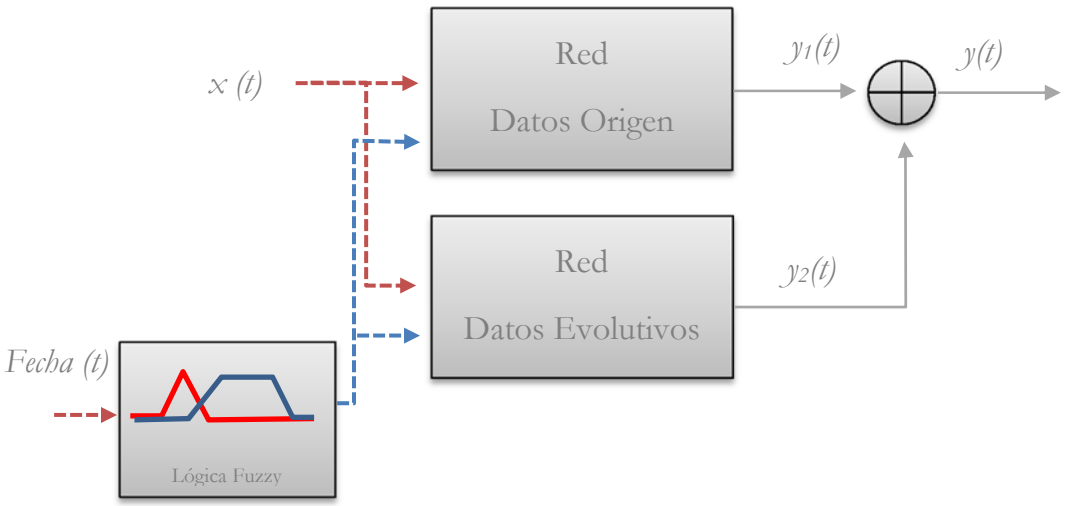


Ilustración 211.- Esquema de configuración conjunto de redes con un modelo de "*origen*" y un modelo "*evolutivo*" trabajando en modo cooperativo equitativo. Fuente: Elaboración propia.

En el modelo "cooperativo equitativo"[8] desarrollado, la salida *y(t)* será la media de las salidas de las redes individuales, de tal forma que los dos modelos tienen el mismo peso, y *x(t)* será el conjunto de variables de entrada.

En las siguientes tablas se muestran los errores del sistema conjunto, red de origen y red evolutiva, frente a los errores del modelo compuesto únicamente por la red de origen.

8 Se denomina cooperativo equitativo cuando todos los expertos aportan su opinión y todas se consideran por igual.

Tabla 97.- Resultados experimento 105 M. *Sistema conjunto red de Origen y red Evolutiva*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 105 M		z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,27	-0,24	-0,33	-0,41	0,15	-0,05
MAE	1,09	1,02	0,94	1,29	1,45	0,99
MSE	2,61	1,81	1,87	3,99	4,59	2,12
RMSE	1,61	1,35	1,37	2,00	2,14	1,45
PE	0,99	0,88	0,78	1,22	1,46	1,01
MRE	-1%	-1%	-1%	-1%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
MRPE	2%	2%	1%	2%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,27	-0,31	-0,19	-0,15	-0,48	-
MAE	1,09	1,53	0,93	0,99	0,99	-
MSE	2,61	6,28	1,43	1,52	1,70	-
RMSE	1,61	2,51	1,20	1,23	1,31	-
PE	0,99	1,43	0,84	0,91	0,81	-
MRE	-1%	-1%	0%	0%	-1%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	3%	2%	1%	1%	-

Tabla 98.- Resultados experimento 105 O. *Sistema conjunto de red de Origen y red Evolutiva*. Errores de la red Origen. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 105 O		z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,20	-0,12	-0,32	-0,32	0,31	0,13
MAE	1,09	1,13	1,02	1,16	1,07	0,96
MSE	2,89	2,50	2,65	3,52	3,50	1,91
RMSE	1,70	1,58	1,63	1,88	1,87	1,38
PE	0,97	1,00	0,83	1,10	1,10	0,99
MRE	0%	0%	-1%	-1%	0%	0%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	2%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,20	-0,40	0,03	-0,15	-0,38	-
MAE	1,09	1,42	0,91	1,07	1,03	-
MSE	2,89	6,95	1,30	1,87	2,12	-
RMSE	1,70	2,64	1,14	1,37	1,46	-
PE	0,97	1,17	0,90	0,96	0,91	-
MRE	0%	-1%	0%	0%	-1%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	1%	2%	-

Comparando los resultados, vemos que de forma general el modelo evolutivo se ajusta mejor a la realidad, pero presenta fallos frente a determinadas circunstancias no entrenadas.

En las siguientes ilustraciones se compara las respuestas de las redes entrenadas con los datos de origen (*sal$_o$ri* en amarillo), la red evolutiva (*sal$_e$vo* en morado), y la salida conjunta (*vomodel$_r$eal* en rojo). Se observa como generalmente los diferentes modelos presentan respuestas similares, pero en ciertas situaciones, la red general se adapta mejor a la temperatura real del rodamiento LOA (*vomat$_r$eal* en azul), lo cual nos confirma nuevamente que los modelos entrenados con un mayor número de datos, aunque sea con datos alejados en el tiempo, o generalistas, se adaptan mejor a todas las situaciones de operación del equipo.

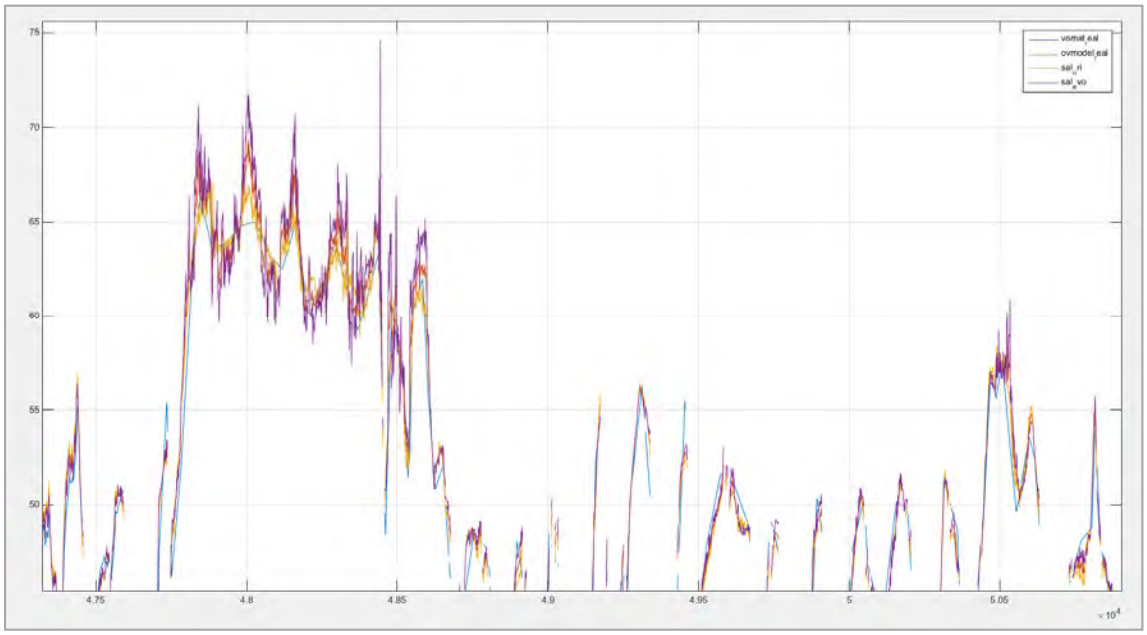


Ilustración 212.- Comparativa respuestas del *Sistema conjunto de red de Origen y red Evolutiva. Fuente: Elaboración propia.*

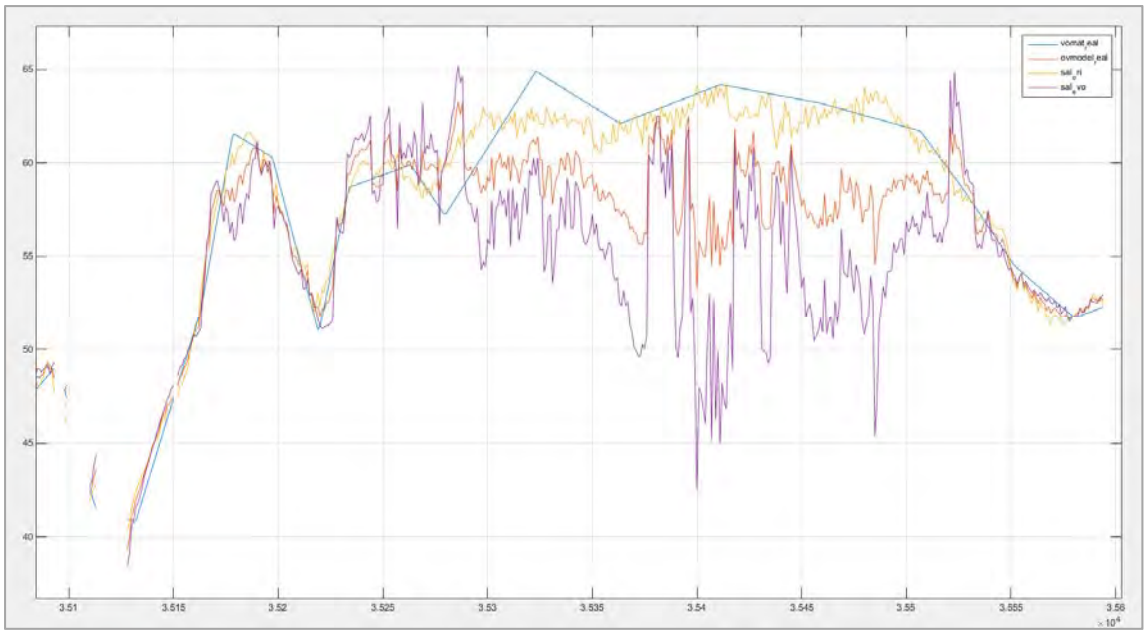


Ilustración 213.- Comparativa respuestas del *Sistema conjunto de red de Origen y red Evolutiva en región de mal ajuste. Fuente: Elaboración propia.*

En vista a los resultados es preferible un modelo más simple y con un ligero error medio superior, pero que se ajuste lo mejor posible a cualquier situación, que un

modelo con un mejor ajuste general pero con incapacidad de adaptarse a cualquier situación.

6.3.4.4. Modelos Neuro-Fuzzy integrales para la temperatura del rodamiento LOA

En base a los modelos desarrollados a lo largo de la presente tesis en apartados anteriores, se ha definido un sistema maestro integrador, el cual pretende utilizar las fortalezas de cada modelo.

Para ello, el primer paso fue generar un sistema "*Experto*" por regiones "*Mixtas*", es decir, analizando los errores MAE y RMSE de cada uno de los modelos individuales y expertos anteriores, y a partir de ese error conjunto de los modelos en cada una de las regiones de operación y en cada estación del año (de forma combinada)[9], se ha determinado que modelo se aplica en cada región de operación dentro de cada estación del año.

Tabla 99.- Resumen del error conjunto MAE+RMSE de los principales experimentos. Fuente: Elaboración propia.

	General	Z1	Z2	Z3	Z4	Z0	E1	E2	E3	E4	Z1E1	Z1E2	Z1E3	Z1E4	Z2E1	Z2E2	Z2E3	Z2E4	Z3E1	Z3E2	Z3E3	Z3E4	Z4E1	Z4E2	Z4E3	Z4E4	Z0E1	Z0E2	Z0E3	Z0E4
Exp. 77	2,48	2,40	2,04	3,29	3,12	2,38	2,89	2,47	2,27	2,11	2,64	2,44	2,13	2,05	2,57	2,37	2,26	2,19	3,43	3,22	3,12	3,04	3,71	3,51	3,40	3,33	2,55	2,35	2,24	2,17
Exp. 78	2,14	2,27	1,99			2,59	2,54	1,97	2,01	1,94	2,40	2,12	2,01	1,97	2,40	2,12	2,14	2,10	3,25	2,97	2,99	2,95	3,54	3,26	3,28	3,24	2,38	2,09	2,12	2,08
Exp. 79	2,84			3,01	2,51	2,72	3,94	2,72	2,25	2,10			2,13	2,05	3,10	2,49	2,26	2,18	3,95	3,34	3,11	3,03	4,24	3,63	3,40	3,32	3,08	2,47	2,24	2,16
Exp. 80	2,37	2,47	2,27			2,90	2,91	2,18	2,16	2,07	2,69	2,33	2,08	2,04	2,58	2,22	2,21	2,17	3,44	3,07	3,06	3,02	3,72	3,36	3,35	3,31	2,56	2,20	2,19	2,15
Exp. 81	3,02			3,16	2,73	3,86	4,06	3,03	2,45	2,06			2,22	2,03	3,16	2,64	2,36	2,16	4,01	3,50	3,21	3,01	4,30	3,78	3,50	3,30	3,14	2,62	2,34	2,14
Exp. 82	2,59	2,48	2,23	3,06	2,47	2,81	3,10	2,53	2,23	2,27	2,79	2,50	2,11	2,13	2,68	2,39	2,25	2,27	3,53	3,25	3,10	3,12	3,82	3,53	3,39	3,41	2,66	2,37	2,23	2,25
Exp. 83	2,86	2,62	2,47	3,59	3,07	3,01	3,19	2,72	2,34	2,98	2,90	2,67	2,17	2,49	2,72	2,49	2,30	2,62	3,58	3,34	3,15	3,47	3,86	3,63	3,44	3,76	2,70	2,47	2,28	2,60
Exp. 84	2,58	2,47	2,18	3,12	2,62	2,75	3,03	2,65	2,21	2,17	2,75	2,56	2,10	2,08	2,65	2,46	2,24	2,22	3,50	3,31	3,09	3,07	3,79	3,60	3,38	3,36	2,63	2,44	2,22	2,19
Exp. 85	3,05	2,79	2,98	3,66	2,51	3,28	3,48	2,86	2,79	2,93	3,13	2,82	2,40	2,46	2,87	2,56	2,53	2,59	3,72	3,41	3,38	3,45	4,01	3,70	3,67	3,73	2,85	2,54	2,51	2,57
Exp. 86	2,19	2,25	1,92	2,55	2,20	2,23	2,49	2,20	2,02	1,92	2,37	2,23	2,01	1,96	2,38	2,23	2,14	2,09	3,23	3,08	2,99	2,94	3,52	3,37	3,28	3,23	2,35	2,21	2,12	2,07
Exp. 87	2,88	2,53	2,37	3,54	2,83	3,26	2,63	2,42	2,21	3,96	2,58	2,48	2,10	2,98	2,44	2,34	2,24	3,11	3,30	3,19	3,09	3,96	3,58	3,48	3,38	4,25	2,42	2,32	2,22	3,09
Exp. 88	7,41	7,60	6,60	7,60	5,42	8,20	8,01	7,38	6,57	7,32	7,80	7,49	4,28	4,66	5,13	4,82	4,41	4,79	5,99	5,67	5,27	5,64	6,27	5,96	5,55	5,93	5,11	4,80	4,39	4,77
Exp. 89	7,34	7,50	6,41	7,30	4,85	8,35	8,14	7,29	6,20	7,23	7,82	7,40	4,10	4,61	5,20	4,78	4,23	4,74	6,05	5,63	5,08	5,60	6,34	5,92	5,37	5,88	5,18	4,76	4,21	4,72
Exp. 90	7,40	7,57	6,58	7,46	5,15	8,29	7,90	7,27	6,39	7,68	7,73	7,42	4,19	4,84	5,08	4,77	4,32	4,97	5,93	5,62	5,18	5,82	6,22	5,91	5,46	6,11	5,06	4,74	4,30	4,95
Exp. 91	2,37	2,27	2,04	3,14	2,89	2,22	2,75	2,29	2,17	2,10	2,51	2,28	2,08	2,05	2,51	2,28	2,22	2,18	3,36	3,13	3,07	3,03	3,65	3,42	3,36	3,32	2,49	2,25	2,19	2,16
Exp. 92	17,02	11,80	13,10	21,72	29,55	18,82	19,32	13,65	19,74	15,81	15,56	12,73	10,87	8,90	10,79	7,96	11,00	9,04	11,64	8,81	11,85	9,89	11,93	9,10	12,14	10,18	10,77	7,93	10,98	9,02
Exp. 93	3,16	2,57	2,47	4,42	4,86	2,97	4,13	3,02	2,04	2,86	3,35	2,79	2,02	2,43	3,20	2,64	2,15	2,56	4,05	3,49	3,00	3,41	4,34	3,78	3,29	3,70	3,17	2,62	2,13	2,54
Exp. 94	2,72	2,00	2,26	3,97	4,54	2,22	3,68	2,53	1,80	2,32	2,84	2,26	1,90	2,16	2,97	2,39	2,03	2,29	3,82	3,25	2,88	3,14	4,11	3,53	3,17	3,43	2,95	2,37	2,01	2,27
Exp. 95	2,92	2,35	2,49	4,17	4,53	2,44	4,00	2,70	1,99	2,36	3,18	2,52	2,00	2,18	3,13	2,48	2,13	2,31	3,98	3,33	2,98	3,16	4,27	3,62	3,27	3,45	3,11	2,46	2,11	2,29
Exp. 65	3,94	3,23	3,77	4,19	5,80	4,07	5,00	3,69	3,22	3,59	4,11	3,46	2,61	2,79	3,63	2,97	2,74	2,92	4,48	3,83	3,59	3,78	4,77	4,11	3,88	4,06	3,61	2,95	2,72	2,90
Exp. 99	2,46	2,26	2,20	3,36	3,23	2,24	2,93	2,43	2,19	2,09	2,60	2,35	2,10	2,04	2,60	2,35	2,23	2,18	3,45	3,20	3,08	3,03	3,74	3,49	3,37	3,32	2,57	2,33	2,21	2,15
Exp. 100	3,24	2,15	2,81	4,73	6,50	2,18	4,98	2,63	2,05	2,33	3,56	2,39	2,02	2,16	3,62	2,45	2,16	2,30	4,47	3,30	3,01	3,15	4,76	3,59	3,30	3,44	3,60	2,42	2,13	2,28
Exp. 101	3,64	2,56	2,94	5,37	7,78	2,26	6,08	2,66	2,04	1,99	4,32	2,61	2,02	1,99	4,17	2,46	2,15	2,12	5,02	3,31	3,00	2,98	5,31	3,60	3,29	3,26	4,15	2,44	2,13	2,10

Como paso final, se ha generado un sistema experto que garantice la mejor estimación de la temperatura del rodamiento LOA en cada caso, en función de error cometido por cada modelo en estimaciones previas y en función de existencia de respuesta o no del modelo.

9 Se ha analizado el error cojunto que presenta cada modelo en cada zona de operación dentro de cada estación del año.

6.3.4.4.1.Sistema Experto de Regiones Mixtas

Como se mencionó en la introducción previa, este *Sistema Experto Mixto* se trata de un conjunto de modelos expertos en diferentes regiones de operación que se han configurado en modo cooperativo por turnos, de tal forma que el sistema *Fuzzy* determina en cada momento que red es la que debe ser considerada, obteniendo a la salida el valor de uno de los tres modelos que forma parte de este sistema.

La distribución de regiones de aplicación de cada modelo se define en la Tabla 100:

Tabla 100.- Distribución de las áreas de aplicación de cada modelo del *Sistema Experto de Regiones Mixtas*. Fuente: Elaboración propia.

	E1	E2	E3	E4
Z0	78	78	94	78
Z1 & Z2	78	78	94	78
Z3 & Z4	86	86	94	94

En la tabla, los números hacen referencia a la numeración del experimento:

- Experimento 78: *Modelo MixtoT* especializado en las regiones z1-z2.
- Experimento 86: *Modelo MixtoT* especializado por estación en modo cooperativo.
- Experimento 94: *Modelo MixtoT 3d* (Mixto con tres desfases temporales)

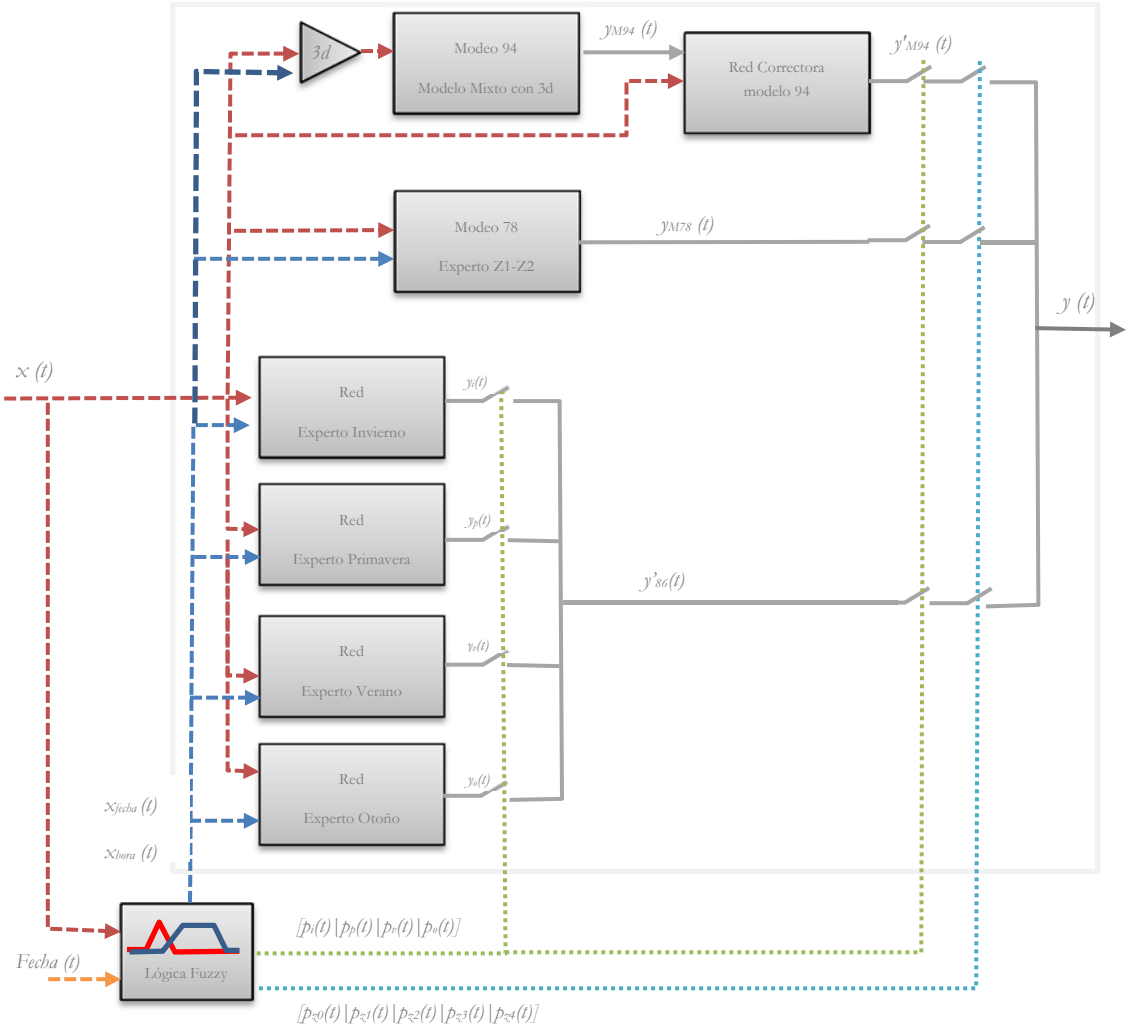


Ilustración 214.- Esquema del *Sistema Experto de Regiones Mixtas*. Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Ilustración 214, el *Modelo MixtoT 3d* se ha implementado con red correctora. Los parámetros $[p_i(t) | p_p(t) | p_v(t) | p_o(t)]$ son los que conmutan en función de las estaciones del año, y los parámetros $[p_{z0}(t) | p_{z1}(t) | p_{z2}(t) | p_{z3}(t) | p_{z4}(t)]$ son los que conmutan en función de la región de operación del dato. El símbolo denominado con '*3d*' representa el modulo generador de tres desfases en las variables.

Los errores que se obtienen con este *Sistema Experto* se resumen en la Tabla 101:

Tabla 101.- Resultados experimento 112. *Sistema Experto de Regiones Mixtas*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 112		z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	0,31	-0,83	-1,38	-1,62	1,67
MAE	1,94	1,54	1,54	2,42	2,78	2,21
MSE	7,17	4,18	4,17	11,35	18,95	7,26
RMSE	2,68	2,04	2,04	3,37	4,35	2,69
PE	1,93	1,58	1,12	2,17	2,15	2,43
MRE	0%	1%	-2%	-3%	-3%	4%
MARE	4%	3%	3%	4%	4%	6%
MRPE	4%	3%	2%	3%	3%	6%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	-0,60	-0,28	0,77	0,26	-
MAE	1,94	2,49	1,86	1,65	1,67	-
MSE	7,17	11,44	7,42	4,33	4,57	-
RMSE	2,68	3,38	2,72	2,08	2,14	-
PE	1,93	2,25	1,78	1,84	1,86	-
MRE	0%	-1%	0%	1%	1%	-
MARE	4%	6%	4%	3%	4%	-
MRPE	4%	6%	4%	3%	4%	-

Los resultados obtenidos de esta configuración no son del todo satisfactorios, ya que no se consigue reducir el error local de las diferentes regiones de operación.

Se observa que es precisamente en la estación *e3* en la que se consigue el menor error, y ésta es en la única en que se utiliza un único modelo de forma continuada durante toda la estación.

Este hecho pudiera deberse a la rápida transición entre estados, y probablemente no merece la pena aplicar un modelo especifico de una determinada región de operación hasta que el equipo no lleva cierto tiempo en dicho estado, e incluso es posible que ni con dicha condición, el modelo mejore a uno generalista en cuanto a regiones de operación.

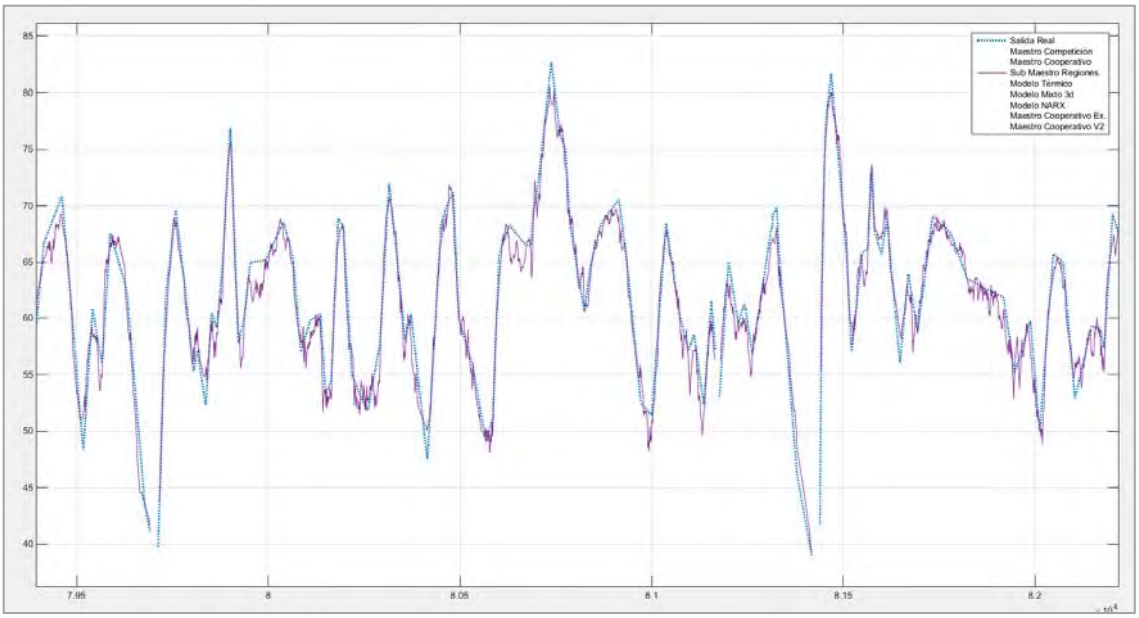


Ilustración 215.- Respuesta del *Sistema Experto de Regiones Mixtas*. En color azul la temperatura real del rodamiento LOA y en color morado la salida del modelo. Fuente: Elaboración propia.

6.3.4.4.1.Sistema Experto Integral

Se ha creado un sistema integrador y selector de la mejor estimación de la temperatura del rodamiento LOA con el fin último de cumplir las premisas expuestas anteriormente:

1. Robustez del sistema
2. Credibilidad
3. Sencillez y replicabilidad.

Con este sistema experto se sacrifica sencillez y replicabilidad en pro de favorecer la robustez y la credibilidad de la estimación.

El sistema esta compuesto básicamente por:

- *Sistema Experto de Regiones Mixtas* (Exp. 112).
- *Modelo NARX* (Exp. 102).
- *Modelo Térmico II* (Exp.99).
- *Modelo MixtoT* (Exp. 77).
- *Modelo Independiente* (Exp.88).

El sistema de control maestro realiza las siguientes acciones:

- Calcula el error medio del *Sistema Experto de Regiones Mixtas*, *Modelo Térmico II*, *Modelo MixtoT y Modelo Independiente*, en último periodo *T* de estimación de valores.
- Determina la salida en configuración competitiva, $y_{MCom}(t)$, en base al error de cada modelo. La salida en t será la salida de aquel modelo que esté dando un valor y cuyo error medio (MAE+RMSE) del último periodo *T* sea inferior.
- Determina la salida en configuración cooperativa equitativa, $y_{MCoo}(t)$, calculada como la media de las salidas aportadas por cada Modelo a excepción del *Modelo Térmico II* que no estaba dando tan buenos resultados como el resto de las redes. Dado que la configuración competitiva aporta cuando el resto de modelos fallan, no se ha considerado eliminarlo del sistema integral y conservarlo como modelo redundante.

Para estimar el periodo *T* que mejores resultados ofrecía, se realizó un estudio iterativo modificando *T* desde 1/6 de hora (10 minutos) hasta una ventana de 24 horas. Los mejores resultados se obtenían seleccionando la salida del modelo con menor error en la iteración anterior (en los 10 minutos previos). Se consiguieron resultados similares considerando los periodos de 20 y 30 minutos, empeorando para ventanas temporales mayores. En base a estos resultados, el sistema maestro selecciona como salida competitiva ($y_{MCom}(t)$), la salida del modelo que en la iteración anterior estaba más próximo a la temperatura real del rodamiento.

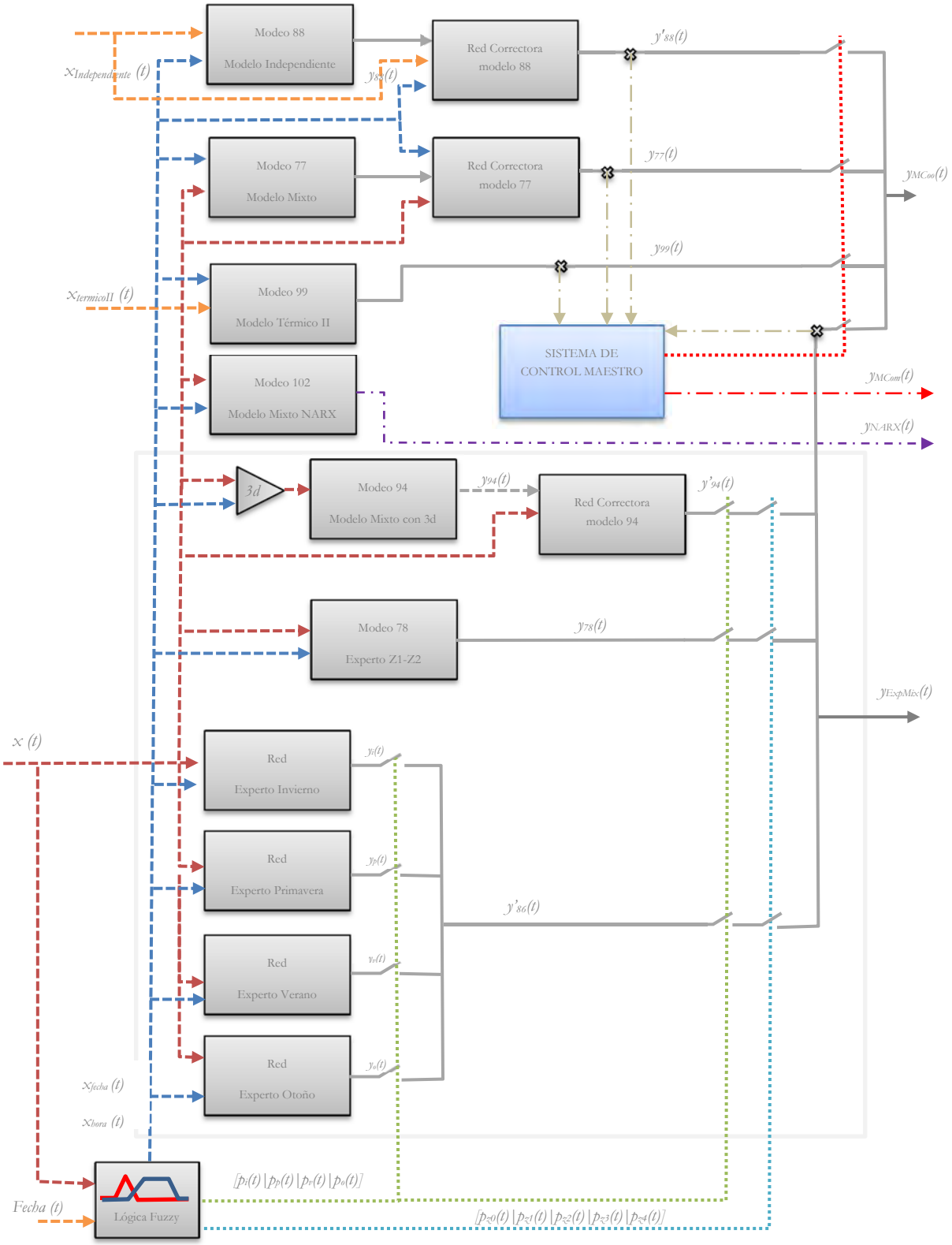


Ilustración 216.- Esquema del *Sistema Experto Integral*. Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos con las diferentes configuraciones se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 102.- Resultados experimento 110. *Sistema Experto Integral: Salida en Configuración Competitiva*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 110		z1	z2	z3	z4	z0
ME	-0,01	0,01	-0,71	-0,67	-0,54	1,17
MAE	1,34	0,99	1,24	1,73	1,48	1,54
MSE	3,47	1,78	2,80	5,90	5,19	4,02
RMSE	1,86	1,33	1,67	2,43	2,28	2,01
PE	1,36	0,98	0,88	1,62	1,21	1,77
MRE	0%	0%	-2%	-1%	-1%	3%
MARE	3%	2%	2%	3%	2%	4%
MRPE	3%	2%	2%	2%	2%	4%
		e1	e2	e3	e4	
ME	-0,01	-0,53	-0,20	0,84	0,03	-
MAE	1,34	1,68	1,13	1,40	1,12	-
MSE	3,47	5,19	2,54	3,60	2,39	-
RMSE	1,86	2,28	1,59	1,90	1,55	-
PE	1,36	1,48	1,08	1,64	1,17	-
MRE	0%	-1%	0%	1%	0%	-
MARE	3%	4%	2%	3%	2%	-
MRPE	3%	4%	2%	3%	3%	-

Los resultados son buenos pero similares a los obtenidos en el experimento 97 (*Modelo MixtoT Generalista*), luego parece que la complejidad del sistema no mejora el grado de ajuste, pero si proporciona mayor robustez dando mayor continuidad en las predicciones. Se observa en las siguientes ilustraciones de ejemplo, como el sistema va seleccionando entre las salidas estimadas por los diferentes modelos en función del error cometido en la iteración anterior.

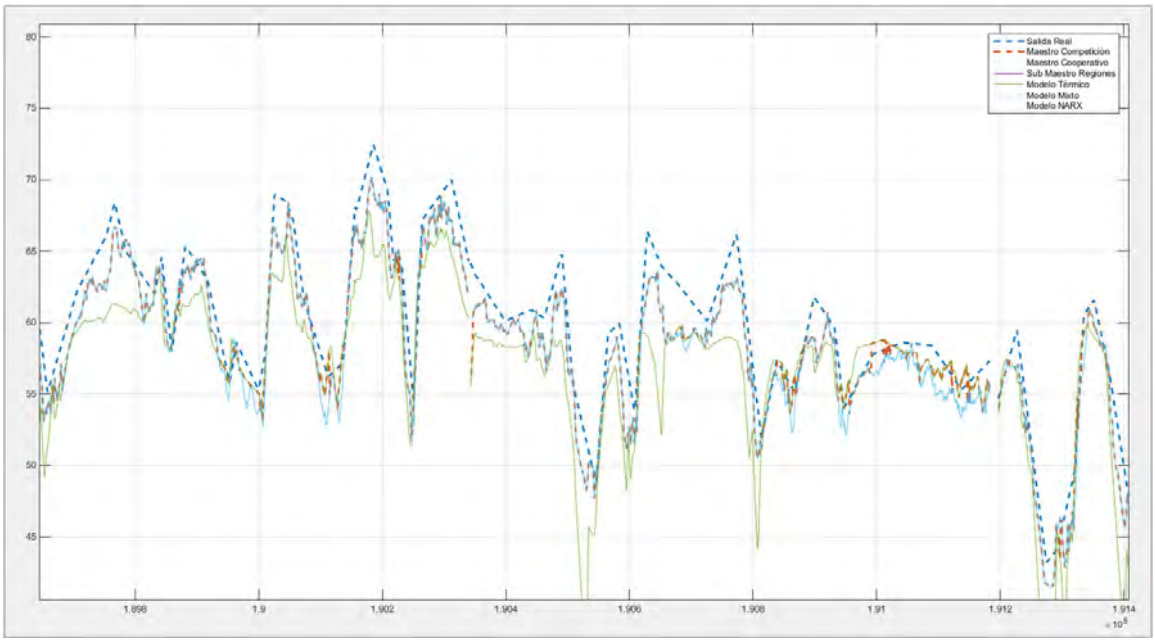


Ilustración 217.- Ejemplo I de la respuesta del *Sistema Experto* en su salida Competitiva (línea roja discontinua) frente a otros modelos de apoyo y temperatura real del rodamiento LOA (línea azul discontinua). Fuente: Elaboración propia.

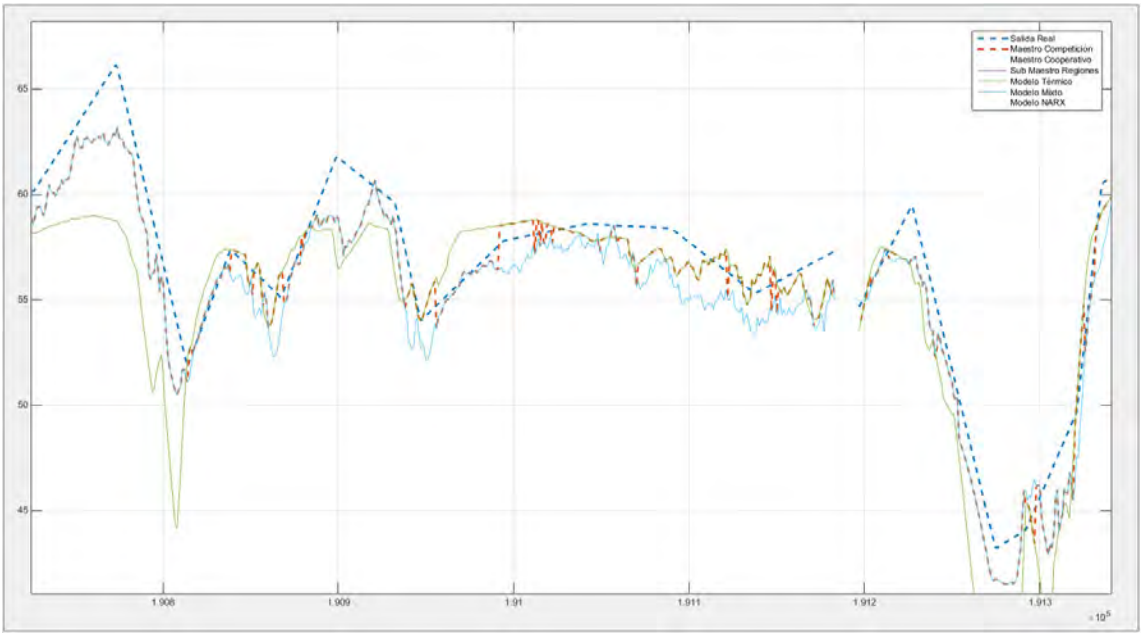


Ilustración 218.- Ejemplo II de la respuesta del *Sistema Experto* en su salida Competitiva (línea roja discontinua) frente a otros modelos de apoyo y temperatura real del rodamiento LOA (línea azul discontinua). Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 103 se muestra la salida del *Sistema Experto* en su salida cooperativa. Como era de esperar los resultados resultan peores que en la salida competitiva, pero sin embargo el error máximo (pico) cometido por dicho modelo es inferior, ya que no se considera una única estimación, sino la media de varias, luego un modelo puede estar dando una respuesta errática, pero no todos.

Tabla 103.- Resultados experimento 117. *Sistema Experto Integral: Salida en Configuración Cooperativa*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 117		z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,17	0,07	-0,83	-0,84	-0,87	2,08
MAE	1,79	1,27	1,50	2,09	1,90	2,41
MSE	5,73	2,83	3,85	8,02	7,81	8,65
RMSE	2,39	1,68	1,96	2,83	2,79	2,94
PE	1,92	1,26	1,12	1,95	1,59	2,66
MRE	0%	0%	-2%	-2%	-2%	5%
MARE	4%	3%	3%	4%	3%	6%
MRPE	4%	3%	2%	3%	2%	6%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,17	-0,76	-0,08	1,49	0,28	-
MAE	1,79	2,17	1,52	1,87	1,59	-
MSE	5,73	7,72	4,15	6,38	4,61	-
RMSE	2,39	2,78	2,04	2,53	2,15	-
PE	1,92	2,04	1,61	2,18	1,78	-
MRE	0%	-1%	0%	3%	1%	-
MARE	4%	5%	3%	3%	3%	-
MRPE	4%	6%	4%	4%	4%	-

En apartados anteriores ya se mostró la respuesta del *Sistema Experto de Regiones Mixtas* (Exp. 112) y del *Modelo NARX* (Exp. 102), luego no se muestra nuevamente de forma individualizada.

Sin embargo, pensamos que estos resultados podían mejorarse, luego decidimos implementar una red correctora y un último módulo experto.

A partir del esquema anterior se desarrolló un bloque que actúa como Experto Corrector/Cooperador proporcional (*Maestro Cooperativo Experto*), el cual estima una

salida corregida en función de los errores previos cometidos en las salidas del *Modelo MixtoT 3d* y el *Modelo Maestro Competitivo*.

Ilustración 219.- Esquema Corrector/Cooperativo Proporcional del *Maestro Cooperativo Experto*. Fuente: Elaboración propia.

Con dicha configuración se consigue mejorar la respuesta competitiva previa, principalmente en las zonas más preocupantes que eran Z3 y Z4. Aunque empeora ligeramente el error medio disminuye el MAE y el RMSE.

Tabla 104.- Resultados experimento 119. *Sistema Experto Integral: Salida en Configuración Competitiva con Red Correctora (Maestro Cooperativo Experto)*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 119		z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,60	0,48	0,63	0,59	0,78	0,66
MAE	1,13	1,04	1,09	1,31	1,26	1,16
MSE	2,44	1,72	1,87	3,90	5,23	2,30
RMSE	1,56	1,31	1,37	1,98	2,29	1,52
PE	1,27	1,17	1,18	1,45	1,42	1,35
MRE	1%	1%	1%	1%	1%	1%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,60	0,22	0,73	0,89	0,72	-
MAE	1,13	1,08	1,12	1,30	1,16	-
MSE	2,44	2,64	2,25	3,10	2,29	-
RMSE	1,56	1,62	1,50	1,76	1,51	-
PE	1,27	1,13	1,26	1,51	1,32	-
MRE	1%	0%	1%	1%	1%	-
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	3%	3%	-

La respuesta de los diferentes sistemas, y en especial la del *Maestro Cooperativo Experto* se muestran en las siguientes ilustraciones:

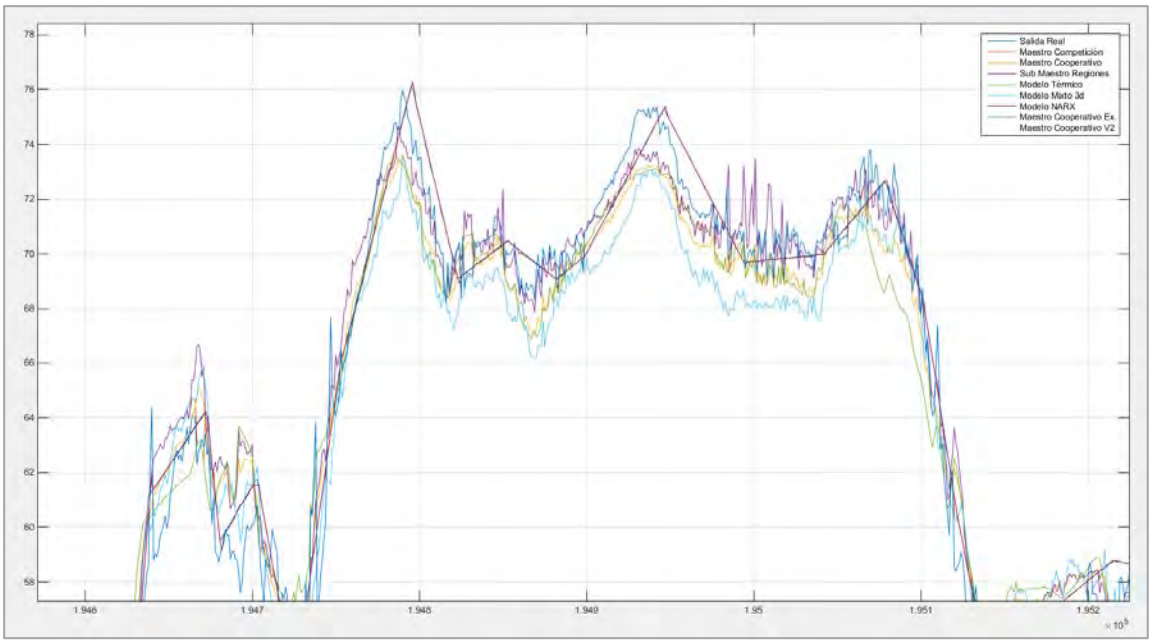


Ilustración 220.- Ejemplo I de representación de varios modelos del Sistema Experto. Fuente: Elaboración propia.

Se observa como el *Sistema Experto de Regiones Mixtas* oscila en ciertas regiones. En la zona indicada es devido al decremento de la producción, ya que el equipo se encuentra oscilando entre las regiones Z3-Z4 y Z1-Z2, luego se confirma la necesidad de establecer reglas que no permitan cambiar de modelo de zona hasta que no permanezca un tiempo determinado en la nueva zona.

El *Modelo MixtoT 3d* aporta un buen ajuste aunque queda ligeramente desfasado, sin embargo, al combinarse con el *Sistema Experto* en su salida Competitiva se consigue una buena respuesta como se puede ver en el *Modelo Cooperativo Experto*.

En la siguiente ilustración se han eliminado los modelos auxiliares y se representan los principales, a partir de los cuales se ha generado el último módulo experto, el cual consiste nuevamente en un sistema experto competitivo, denominado *Modelo Maestro*.

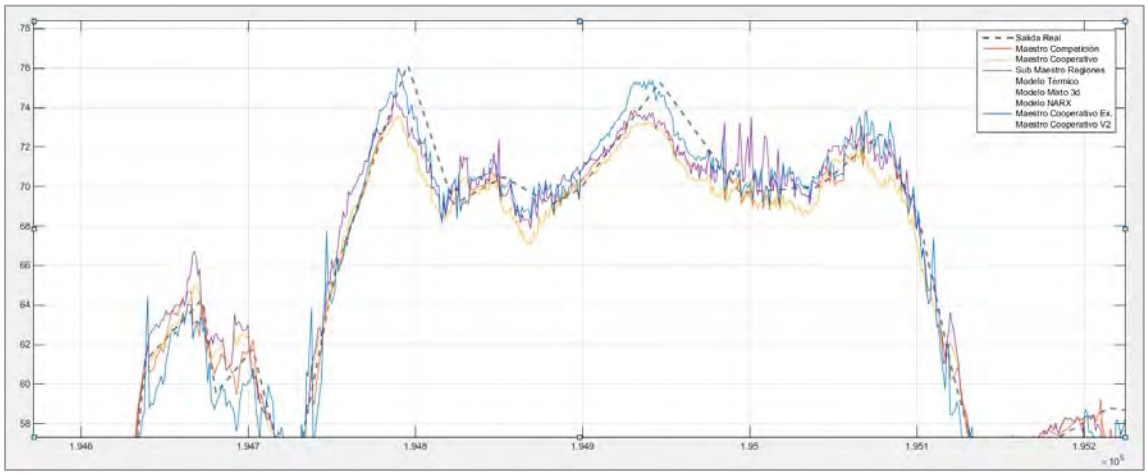


Ilustración 221.- Ejemplo II de representación de los principales modelos del Sistema Experto. Fuente: Elaboración propia.

Como se ha mencionado, las salidas del *Sistema Experto de Regiones Mixtas*, del *Sistema Experto en modo Competitivo*, el *Sistema Experto en modo Cooperativo* y el *Sistema Cooperativo Experto* se han combinado en un nuevo sistema de selección en formato competitivo. Al igual que sucedía con el anterior módulo en formato competición, el criterio de selección del modelo que aporta su valor en cada iteración fue mediante el cálculo del error en un periodo *T* previo a la iteración correspondiente. Tras realizar varias pruebas con una ventana temporal comprendida entre los 10 minutos previos y las 24 horas, se seleccionó el modelo que únicamente consideraba el error en la última iteración (en los diez minutos previos).

En base a este criterio, el resultado del *Modelo Maestro* se resume en la siguiente tabla:

Tabla 105.- Resultados experimento 120. *Modelo Maestro*. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 120		z1	z2	z3	z4	z0
ME	0,13	0,08	-0,25	-0,24	-0,21	0,84
MAE	0,98	0,79	0,83	1,24	0,99	1,17
MSE	2,27	1,33	1,60	4,02	3,41	2,62
RMSE	1,51	1,15	1,26	2,00	1,85	1,62
PE	1,04	0,82	0,71	1,23	0,89	1,36
MRE	0%	0%	-1%	-1%	-1%	2%
MARE	2%	2%	2%	2%	2%	3%
MRPE	2%	2%	1%	2%	1%	3%
		e1	e2	e3	e4	
ME	0,13	-0,46	0,03	0,94	0,15	-
MAE	0,98	1,13	0,79	1,19	0,81	-
MSE	2,27	3,05	1,49	3,08	1,47	-
RMSE	1,51	1,75	1,22	1,76	1,21	-
PE	1,04	0,86	0,82	1,45	0,89	-
MRE	0%	-1%	0%	2%	0%	-
MARE	2%	3%	2%	2%	2%	-
MRPE	2%	2%	2%	3%	2%	-

El sistema maestro además selecciona la salida del modelo *NARX* cuando el resto de modelos no ofrecen una estimación de la temperatura del rodamiento LOA. En las siguientes ilustraciones se muestran algunos ejemplos de la respuesta de los modelos.

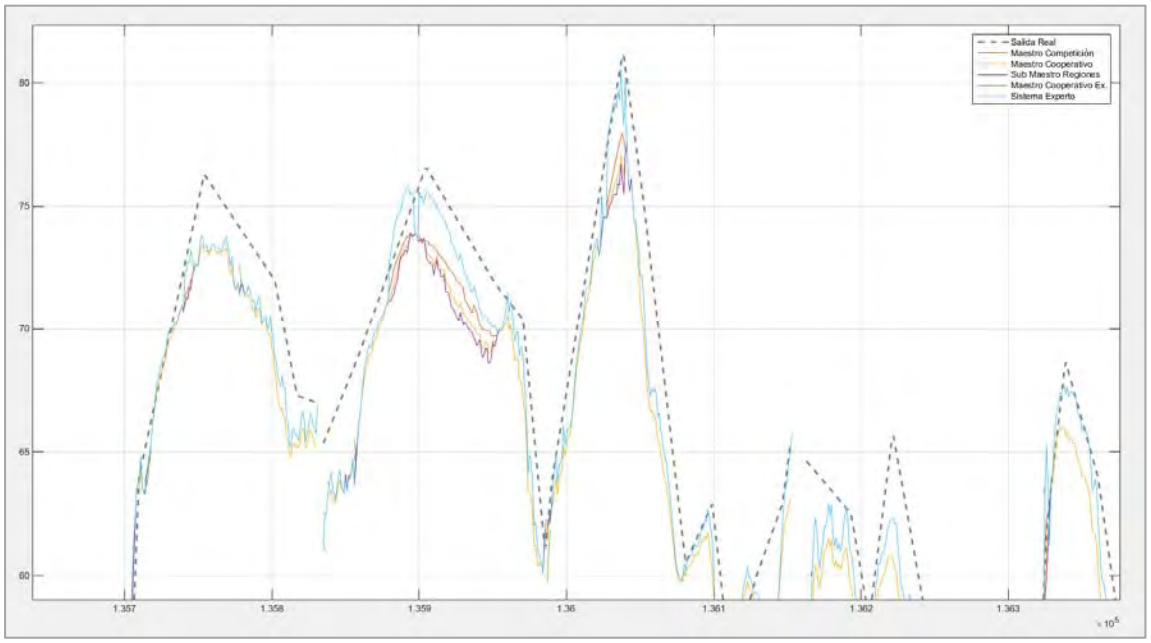


Ilustración 222.- Ejemplo I respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul claro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

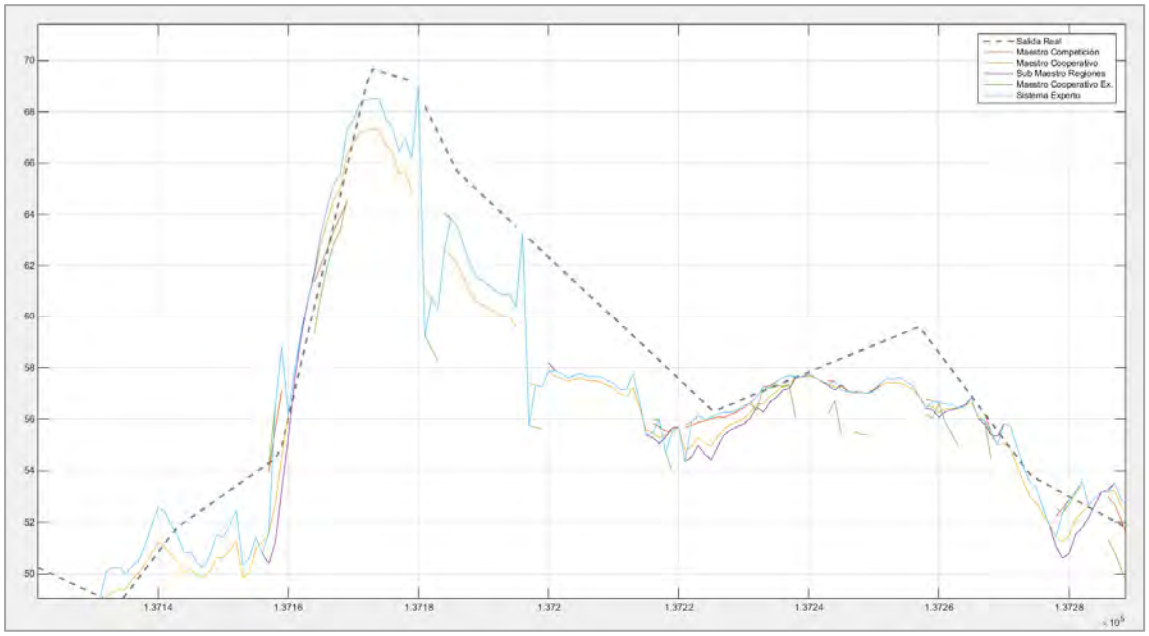


Ilustración 223.- Ejemplo II respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul claro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

Se ve en la ilustración anterior varios picos en el *Modelo Maestro* que llegan hasta la temperatura real del rodamiento, éstos corresponden con iteraciones en las que sólo se tiene respuesta del sistema *NARX*.

En los siguientes ejemplos se ha resaltado la respuesta del *Modelo Maestro* en color azul oscuro para compararla claramente con la temperatura real.

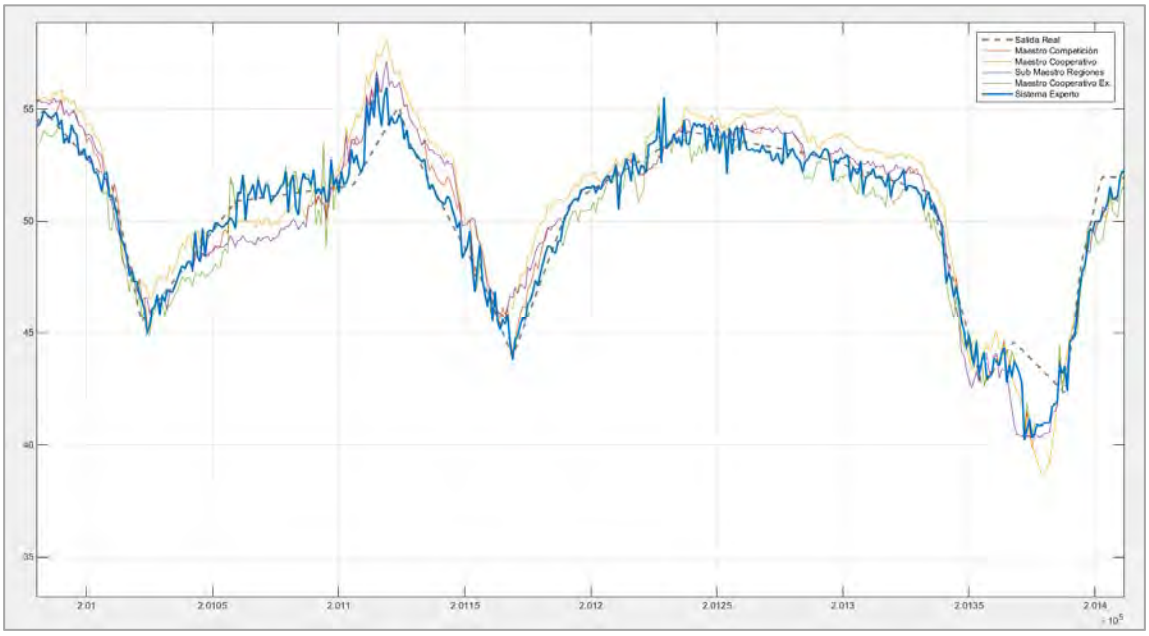


Ilustración 224.- Ejemplo III respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

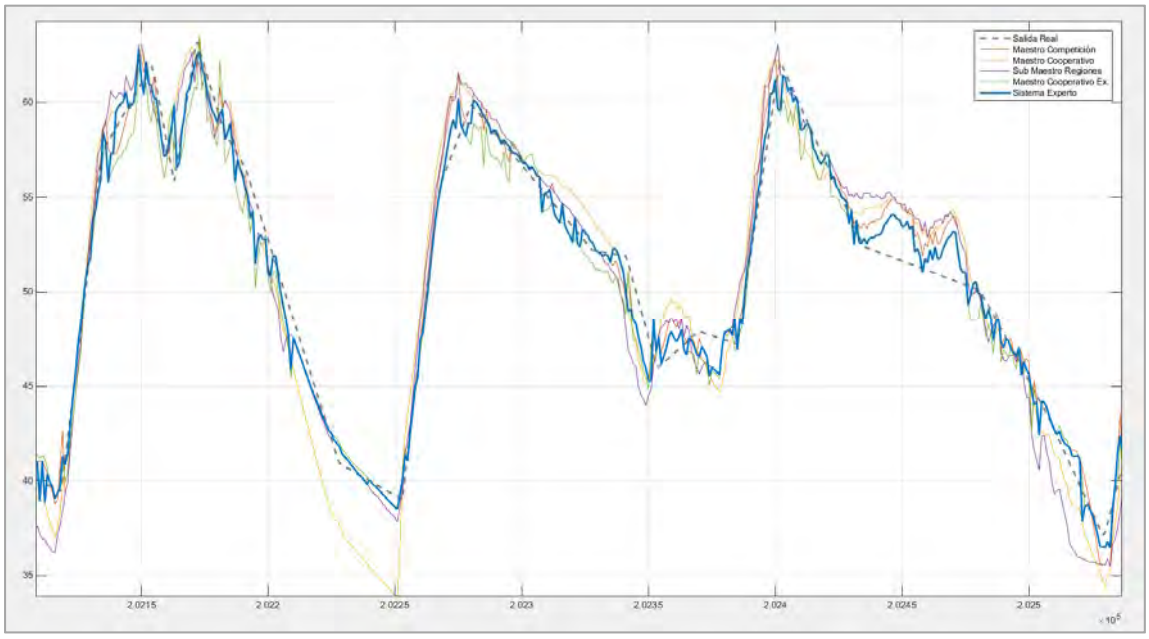


Ilustración 225.- Ejemplo IV respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

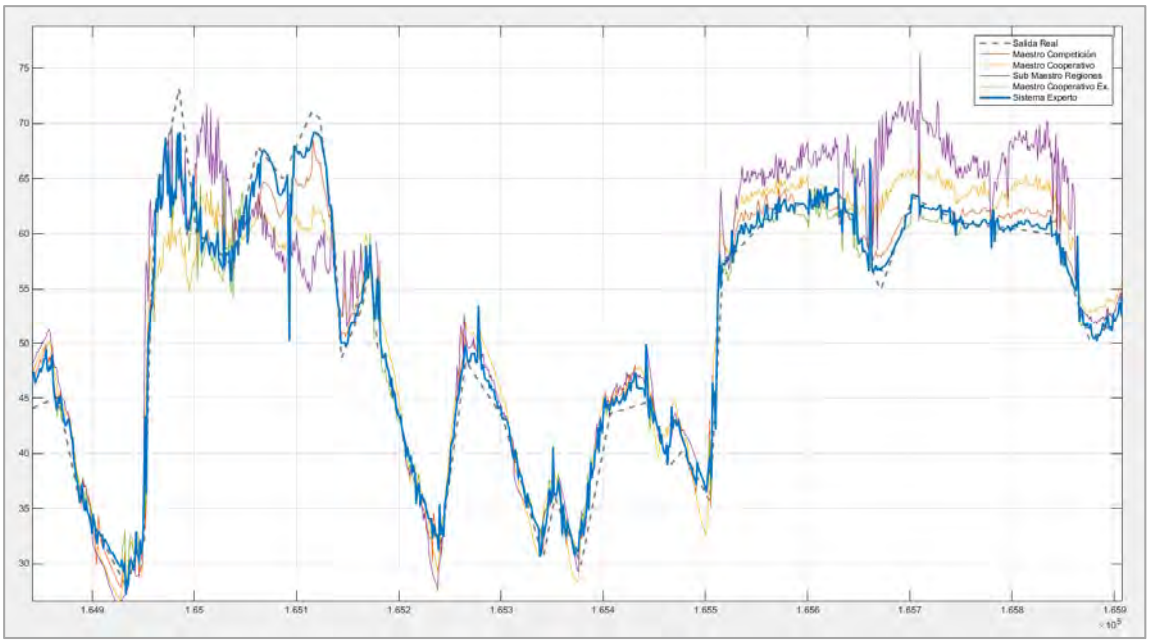


Ilustración 226.- Ejemplo V respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

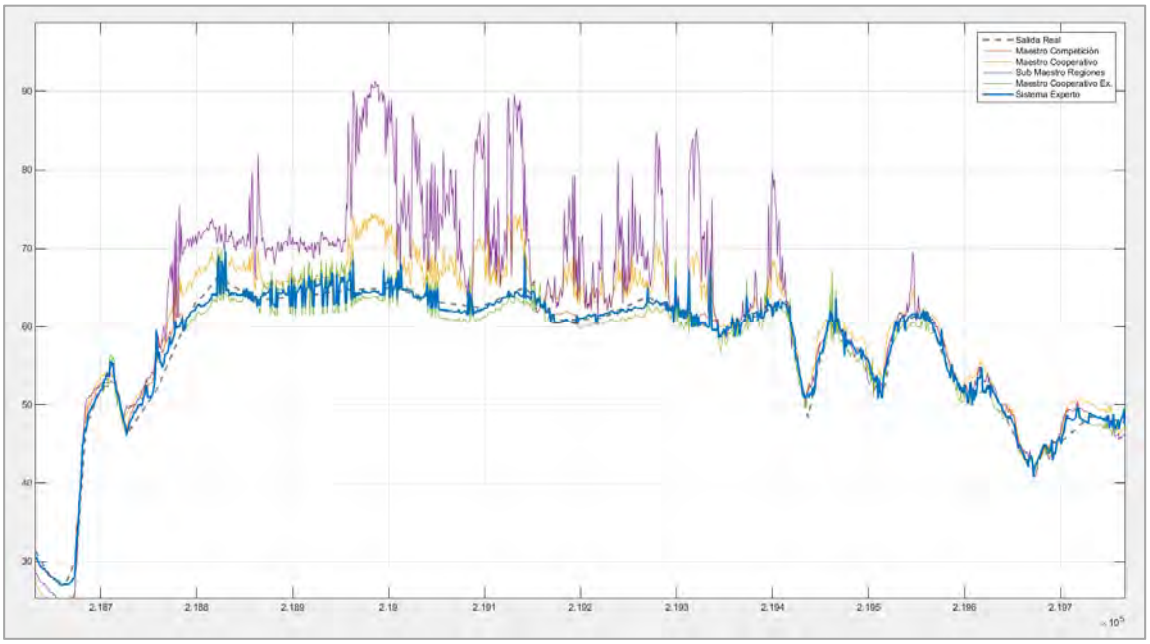


Ilustración 227.- Ejemplo VI respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

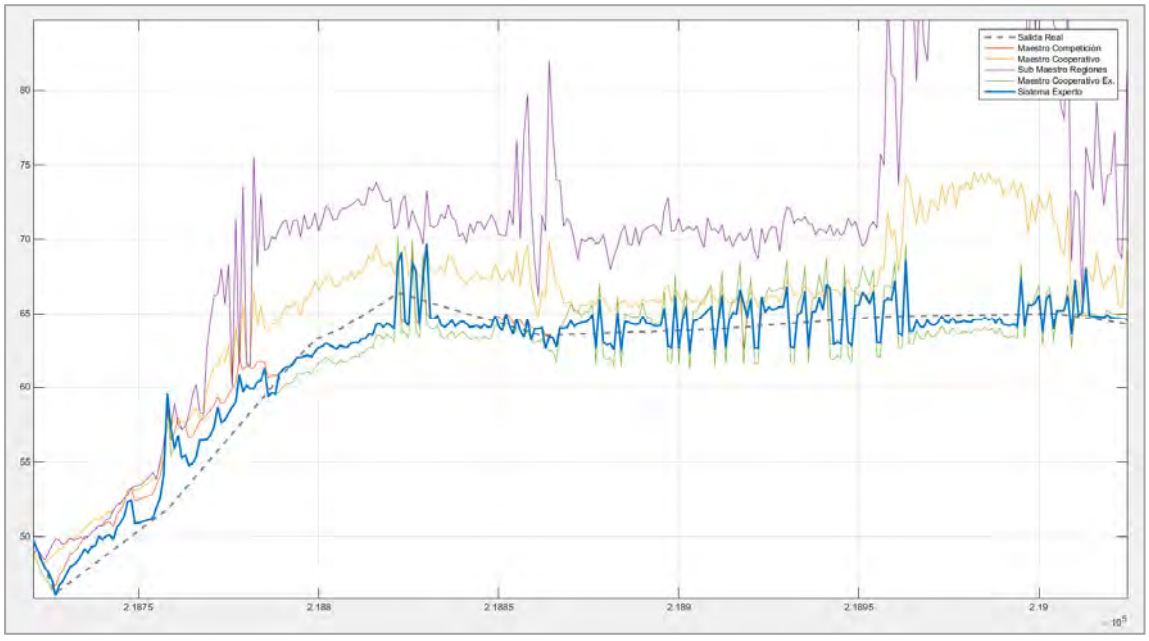


Ilustración 228.- Ejemplo VII respuesta *del Modelo Maestro* (en color azul oscuro) a partir de los modelos auxiliares frente a la temperatura real (línea discontinua gris). Fuente: Elaboración propia.

El modelo presenta una excelente respuesta, pero se deberá comprobar en la elaboración de los indicadores que el *Modelo Maestro*, al igual que sucedía con el modelo NARX, no sea sensible a los mal funcionamientos del equipo, estimando valores de temperatura tan elevados como los propios del fallo, en cuyo caso los indicadores serían incapaces de detectar el fallo y sería necesario recurrir a modelos más simples con mayor error.

6.3.5. Conclusiones de los modelos

A lo largo del apartado 6.3. Descripción de los modelos, se ha dado una descripción en detalle de la mayor parte de los modelos generados para estimar la temperatura del rodamiento LOA.

Se han generado modelos sencillos compuestos por una única red, modelos compuestos por varias redes y finalmente sistemas expertos complejos. Tras analizar los resultados obtenidos y visualizar la bondad de ajuste de los modelos podemos decir que consiguen muy buenos resultados con modelos simples, y para la realización de modelos de estado de equipo, los cuales analizan la degradación de los equipos a lo largo del tiempo, será suficiente la utilización de un modelo simple.

La mejora conseguida con los modelos más complejos no justifica en un entorno productivo el esfuerzo adicional necesario para elaborarlos y mantenerlos posteriormente, en tales casos, lo recomendable sería elaborar múltiples modelos simples (n) y mediante un *Sistema Experto* seleccionar la respuesta cooperativa equitativa de aquellos modelos ($m<n$) con menor error medio en un periodo determinado T.

Recomendamos los modelos más complejos, cuando el fin último del modelo sea la estimación de la temperatura del rodamiento LOA y no la generación de indicadores de estado como es el caso de la presente tesis. Además se recomienda en aquellos casos en los que sea necesario generar un modelo con las premisas expuestas en la presente tesis, robustez y credibilidad, sacrificando la simplicidad del modelo.

No obstante, en la generación de los indicadores de estado expuestos en el apartado 6.4. Descripción de los indicadores de estado, se han realizado pruebas con modelos simples y con el *Modelo Maestro* desarrollado y se probó la capacidad de detección de mal funcionamiento de todos ellos.

6.4. Descripción de los indicadores de estado

Los indicadores de estado son una representación de la degradación de un equipo. La capacidad de detección de un mal funcionamiento se basa en, que si soy capaz de modelizar o caracterizar el comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA con datos que corresponden a épocas en las que no presenta fallo, es decir, hacer un modelo de la temperatura correcta (o esperada) en unas condiciones de operación determinadas, seré capaz de utilizar ese modelo para obtener un valor esperado de la temperatura ante unas condiciones de operación similares, y por tanto compararlo con el valor real de temperatura que estoy midiendo en ese instante de tiempo.

Esta premisa ya la hemos solventado con éxito a lo largo del apartado 6.3. Descripción de los modelos, en el presente apartado se describe como generar un indicador del estado del equipo a partir de ese modelo de temperatura esperada para el rodamiento. Además, a modo de información complementaria, se generaron indicadores "*digitales*"[10].

La diferencia entre el valor esperado por el modelo y la realidad será la desviación. Cuanto mayor sea esta desviación, más alejado será el comportamiento real del equipo frente al esperado (en origen, de ahí que pongamos en duda la utilización de modelos evolutivos).

Hay que tener en cuenta que el modelo realizado no es perfecto, es decir, en esta desviación se incluye el error intrínseco del modelo, pero es de esperar que a lo largo del tiempo, si no se produce degradación en el equipo, el error medio (*ME*, *MAE*, *RMSE*, *PE*), entre la temperatura real y su estimación a través el modelo, se mantenga constante.

Los indicadores de detección de mal funcionamiento se fundamentan en esta premisa, es decir, si durante un periodo de tiempo (de *t-2T* a *t-T*), la desviación entre el modelo y la realidad es del 5%, es de esperar que en el siguiente periodo (de *t-T* a *t)* la desviación media siga siendo del 5% (por el propio intervalo de confianza del modelo creado). Pero si a lo largo del tiempo esa desviación se incrementa, será debido a un

10 Hemos definido como indicadores digitales, aquellos que se calculan a partir de las bases de datos de alarmas y eventos.

cambio de comportamiento del equipo[11], y la experiencia nos dice, que a no ser que se haya realizado una intervención de mantenimiento, la cual haya cambiado su comportamiento, este cambio de comportamiento será por una degradación o mal comportamiento repentino.

Una vez que se crearon los indicadores de estado se calculó la probabilidad de ocurrencia de un nuevo fallo, en base al estudio estadístico del valor de los indicadores en el momento de averías anteriores. En el cálculo de la probabilidad asociada al indicador se utilizaron datos completos y datos censurados (por la derecha), ya que es posible alcanzar valores elevados de degradación (valor del indicador analógico) sin que llegue a fallar el equipo. Este método se describe en detalle en el apartado

Los indicadores digitales de apoyo básicamente son un "conteo" ponderado de sucesos, de tal forma que cuando ocurre un evento determinado existe cierta probabilidad de ocurrencia de una avería, de tal forma que una acumulación de sucesos puede indicar la proximidad a un futuro fallo. Al igual que con los indicadores analógicos se calculó la probabilidad asociada de ocurrencia de un nuevo fallo en función del valor de los indicadores digitales en casos de fallo anteriores (y valores máximos sin fallo a modo de dato censurado por la derecha).

6.4.1. Indicadores de Datos Digitales (Alarmas y Estados)

Para la elaboración de los indicadores digitales se ha utilizado la información almacenada en las bases de datos de alarmas y estados, así como la base de datos de avisos (averías). A partir de esta información se desarrollaron dos indicadores, uno a partir de las alarmas y otro a partir de los estados.

6.4.1.1. Indicador digital de estados no deseados

Para la realización de este indicador se utilizó la base de datos de transición de estados generada conforme a la descripción del apartado 6.1.2.2. Base de datos de

11 Como hemos visto en la generación de los modelos, es posible que un modelo presente más error en una determinada época del año, por lo que es posible que el error varie a lo largo del año sin tener que tratarse de una degradación del equipo.

señales digitales: alarmas y estados. Se han considerado como estados no deseados: "*emergencia*", "*parada*" y "*pausa*".

El *Indicador Digital 1* es la contabilización del número de veces que aparece alguno de estos estados en un periodo de tiempo determinado. A cada estado se le ha dado un nivel de significancia diferente, siendo el más crítico "*emergencia*" y el más laxo "*pausa*". Para ello se ha realizado el cálculo en dos pasos.

1. Se ha generado un indicador auxiliar que acumula el número de veces que se da un estado determinado ponderándolo por su significancia. Se trata por tanto de un indicador acumulativo.

$$Si\ "Emergencia",\ entonces\ Ind\ Dig.\ Aux = Ind\ Dig.\ Aux + 3$$

$$Si\ "Parada",\ entonces\ Ind\ Dig.\ Aux = Ind\ Dig.\ Aux + 2$$

$$Si\ "Pausa",\ entonces\ Ind\ Dig.\ Aux = Ind\ Dig.\ Aux + 1$$

Ecuación 7.15

2. El Indicador Digital 1 será el incremento que sufre el *Ind. Dig. Aux* en un periodo T_{dig} previo al instante *t*.

$$Ind\ Dig\ 1 = Ind\ Dig.\ Aux\ (t) - Ind\ Dig.\ Aux\ (t - T_{dig})$$

Ecuación 7.16

Para analizar la capacidad de detección de dicho indicador se ha probado en el aerogenerador A05 (*wt004*). Los resultados obtenidos con este indicador se muestran a continuación.

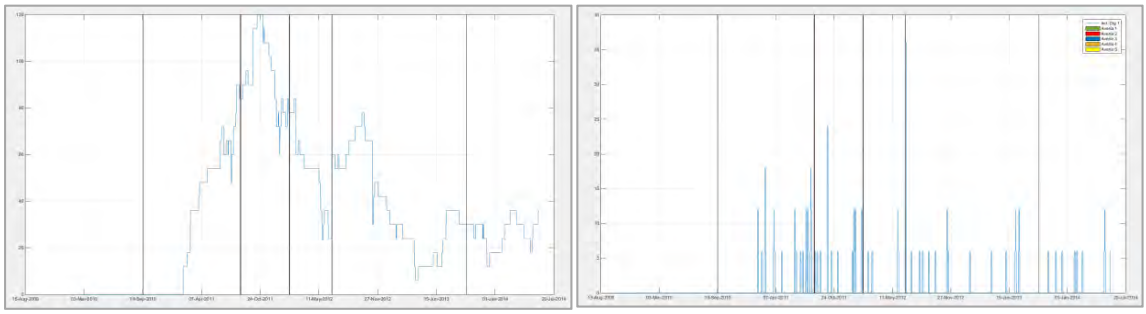


Ilustración 229.- Respuesta del *Indicador Digital 1* con periodos de muestro T_{dig} de 20000 a la izquierda y 500 a la derecha. Fuente: Elaboración propia.

En una primera aproximación se ajustó el periodo de muestreo en T_{dig}= 20.000 y T_{dig} = 500, y se observó que en el primer caso el indicador tardaba mucho en recuperar una situación de normalidad (escenario permanente en el tiempo sin excesivas oscilaciones). En el segundo caso se disgregaban demasiado los casos de aparición y era complicado medir la tendencia, aunque visualmente se observa una mayor concentración de estados anómalos antes de las averías, era necesario ajustar el periodo de muestreo[12].

En el siguiente experimento se ajustaron los periodos de muestreo a T_{dig} = 5.000 (curva azul), T_{dig} = 10.000 (curva roja) y T_{dig} = 15.000 (curva amarilla). Los resultados se muestran en la Ilustración 230 e Ilustración 231. En base a los resultados obtenidos se decide fijar el periodo de muestreo Digital T_{dig} = 5.000.

12 No se dispone histórico de alarmas ni estados antes del año 2010, por dicho motivo no hay valores de indicador antes de esta fecha.

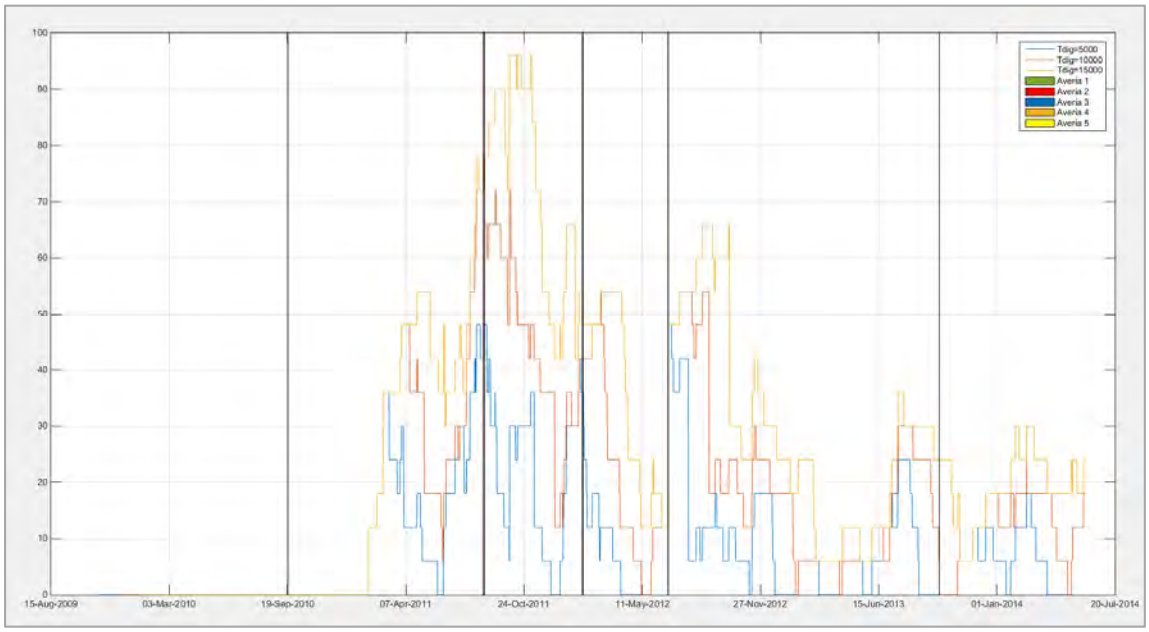


Ilustración 230.- Respuesta del *Indicador Digital 1* con periodos de muestro T_{dig} de 5000 (en azul), T_{dig} de 10000 (en rojo) y T_{dig} de 15000 (en amarillo). Fuente: Elaboración propia.

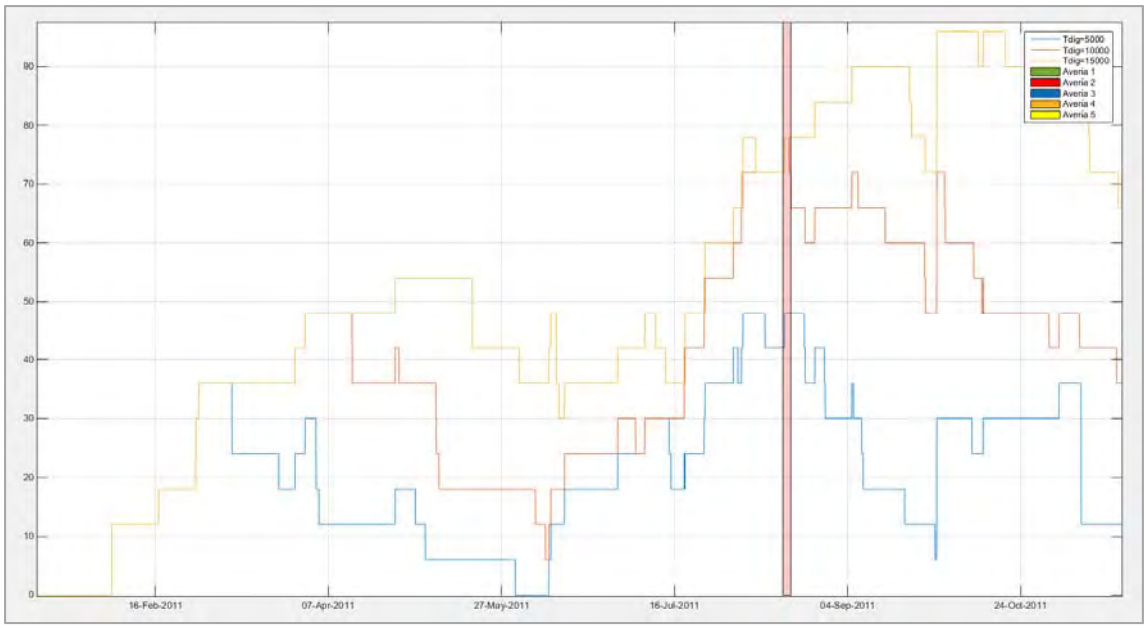


Ilustración 231.- Detalle de la respuesta del *Indicador Digital 1* con periodos de muestro T_{dig} de 5000 (en azul), T_{dig} de 10000 (en rojo) y T_{dig} de 15000 (en amarillo). Fuente: Elaboración propia.

6.4.1.2. Indicador digital de alarmas relevantes

Para elaborar este indicador se realizo un estudio de la base de datos de órdenes de trabajo con la finalidad de obtener cuales son las alarmas principales asignadas por el operador a los avisos (averías). Estas alarmas, según la experiencia del operador, son las que sirven para identificar un fallo determinado, por tanto es de esperar que si se repiten en la operación del día a día, existirá cierta probabilidad de que la avería con la que se asocian pueda volver a darse.

A partir de la base de datos de averías se generó una tabla con los porcentajes de asignación de cada alarma a cada tipo de avería del generador. El concepto del indicador es similar al del *Indicador Digital 1*, se trata de ponderar de alguna forma cada alarma del generador en función de la importancia asignada a las mismas por el operador.

Hay que citar que se encontró gran disparidad en el criterio de asignación de las alarmas principales a un determinado tipo de fallo entre los diferentes operadores. El estudio se realizó a nivel nacional, de tal forma que se analizaron todas las averías del generador a nivel de España y el resultado del estudio corresponde a la opinión conjunta de todos los operadores, de tal forma que entre todos hagan la función de juicio de experto, como sucedía en el *Modelo Maestro* de redes neuronales desarrollado. Uno puede estar equivocado, pero la opinión del grupo seguramente esté menos errada.

También se observó que un elevado porcentaje de averías del generador no tenía una alarma asociada, por tanto, de cara al futuro sería necesario establecer un criterio uniforme a nivel corporativo para la asignación de alarmas a cada avería y deberá completarse el campo de alarma. En ocasiones este campo será completado a posteriori tras un análisis de la causa de la avería. El principal problema reside, en que la tendencia actual en el mundo del mantenimiento es la de sustituir componentes y no repararlos y mucho menos averiguar la causa por la que realmente ha fallado.

En la siguiente tabla se muestran las alarmas con mayor porcentaje de asignación a las averías del generador. En la columna de la derecha se muestra el porcentaje de veces que cada alarma ha sido identificada como la principal para una avería del generador específica. El porcentaje que se muestra en la tabla está en tanto por uno,

sobre el 100% de averías del generador. Por ejemplo, si el valor que aparece en la tabla es de 0,01 significará que de 100 averías, esa alarma ha sido la principal en 1 avería.

Tabla 106.- Fragmento de Tabla de porcentajes de asignación de alarmas principales a averías de generadores. De izquierda a derecha: la alarma asociada a la avería, el modo de fallo, el elemento causante, la descripción de la avería y el tanto por 1 de asignación a una avería. Fuente: Elaboración propia.

4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL NULA	ENCODER	FALLO DE SUBCOMPONENTE ELECTRONICO	0,009932044
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL NULA	ENCODER	MECANISMO DAÑADO	0,0060115
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL NULA	ENCODER	(en blanco)	0,001306848
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL NULA	ENCODER	CONEXIONES FLOJAS	0,001306848
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL NULA	ENCODER	CONEXIONES SUELTAS	0,000784109
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL NULA	ENCODER	DESACOPLADO	0,000522739
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA BAJA	ENCODER	CONEXIONES FLOJAS	0,002613696
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA BAJA	ENCODER	MECANISMO DAÑADO	0,002613696
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA BAJA	ENCODER	FALLO DE SUBCOMPONENTE ELECTRONICO	0,002613696
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA BAJA	ENCODER	(en blanco)	0,000784109
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CIRCUITO ABIERTO	CABLE ENCODER	CONEXIONES SUELTAS	0,004704652
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CIRCUITO ABIERTO	CABLE ENCODER	ROTURA	0,001306848
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CIRCUITO ABIERTO	CABLE ENCODER	(en blanco)	0,001045478
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	ROTURA	ACOPLAMIENTO ENCODER	VIBRACIONES	0,001829587
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	ROTURA	ACOPLAMIENTO ENCODER	FATIGA	0,001306848
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	ROTURA	ACOPLAMIENTO ENCODER	(en blanco)	0,001045478
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	ROTURA	ACOPLAMIENTO ENCODER	MATERIAL DEFECTUOSO	0,000522739
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	ROTURA	RODAMIENTO LOA	FATIGA	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE	ACOPLAMIENTO ENCODER	ENVEJECIMIENTO	0,001568217
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE	ACOPLAMIENTO ENCODER	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE	ACOPLAMIENTO ENCODER	MONTAJE DEFECTUOSO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE	ESCOBILLA DE ANILLO DE TIERRA	ENVEJECIMIENTO	0,001306848
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE	ESCOBILLA DE ANILLO DE TIERRA	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE	RODAMIENTO LOA	ENVEJECIMIENTO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	(en blanco)	ENCODER	(en blanco)	0,001045478
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	(en blanco)	(en blanco)	(en blanco)	0,001045478
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	(en blanco)	CABLE ENCODER	(en blanco)	0,000522739
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	(en blanco)	ACOPLAMIENTO ENCODER	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CORTOCIRCUITO	CABLE ENCODER	PERDIDA DE AISLAMIENTO	0,002613696
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CORTOCIRCUITO	CABLE ENCODER	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA ALTA	ENCODER	FALLO DE SUBCOMPONENTE ELECTRONICO	0,001306848
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA ALTA	ENCODER	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	HOLGURA	ACOPLAMIENTO ENCODER	VIBRACIONES	0,000522739
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	HOLGURA	ACOPLAMIENTO ENCODER	MONTAJE DEFECTUOSO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	HOLGURA	RODAMIENTO LOA	DESGASTE	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	OTROS	ENCODER	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	OTROS	ENCODER	FALLO DE SUBCOMPONENTE	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	OTROS	CABLE ENCODER	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE EXCESIVO	ESCOBILLAS DEVANADO ROTOR	ENVEJECIMIENTO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE EXCESIVO	ESCOBILLAS DEVANADO ROTOR	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	DESGASTE EXCESIVO	ESCOBILLAS DEVANADO ROTOR	MATERIAL DEFECTUOSO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CONTACTO DEFECTUOSO	MONTAJE ESCOBILLA TIERRA EJE	MATERIAL DEFECTUOSO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	CONTACTO DEFECTUOSO	ESCOBILLA TIERRA EJE	VIBRACIONES	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	AGARROTAMIENTO	RODAMIENTO LOA	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	AGARROTAMIENTO	RODAMIENTO LOA	DEFECTO DE LUBRICACION	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	PAR INCORRECTO	TORNILLERIA UNION GENERADOR BASTIDOR	PAR DE APRIETE INADECUADO	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	SEÑAL DE SALIDA ERRONEA	SENSOR INDUCTIVO	(en blanco)	0,00026137
4019-ERROR CONV. LECT. ENCODER	MICROCRATERES	RODAMIENTO LOA	PASO DE CORRIENTE ELECTRICA	0,00026137

En base a dicho criterio, se ha considerado que cada vez que una alarma aparece, existe cierta probabilidad de avería. Tomando el porcentaje de asignación de la avería en la columna derecha de la tabla, como si de una probabilidad se tratase, se ha creado un indicador que representa la vida del generador, restando desde el valor 1 la "probabilidad" de fallo acumulada en función de las alarmas que han ido apareciendo. Evidentemente dicho indicador debería reiniciarse cuando se remplaza un componente

del generador, y siendo estrictos debería ir asociado a cada componente, ya que no se puede reiniciar el indicador para los diferentes componentes de un generador tras cada reparación. Para simplificar la gestión del indicador se ha calculado otro indicador de la misma forma que el *Indicador Digital 1*, es decir, se calcula la degradación en un periodo de tiempo determinado utilizando un periodo de muestreo T_{dig2}.

En el siguiente ejemplo hemos representado la vida remanente del generador. Durante el primer periodo el indicador permanece a 1 por no disponer de registros de alarmas hasta enero del año 2011. El *Indicador Digital 2* se calcula a partir de este indicador, que por sí mismo es tremendamente valioso. Las líneas verticales representan las averías del generador.

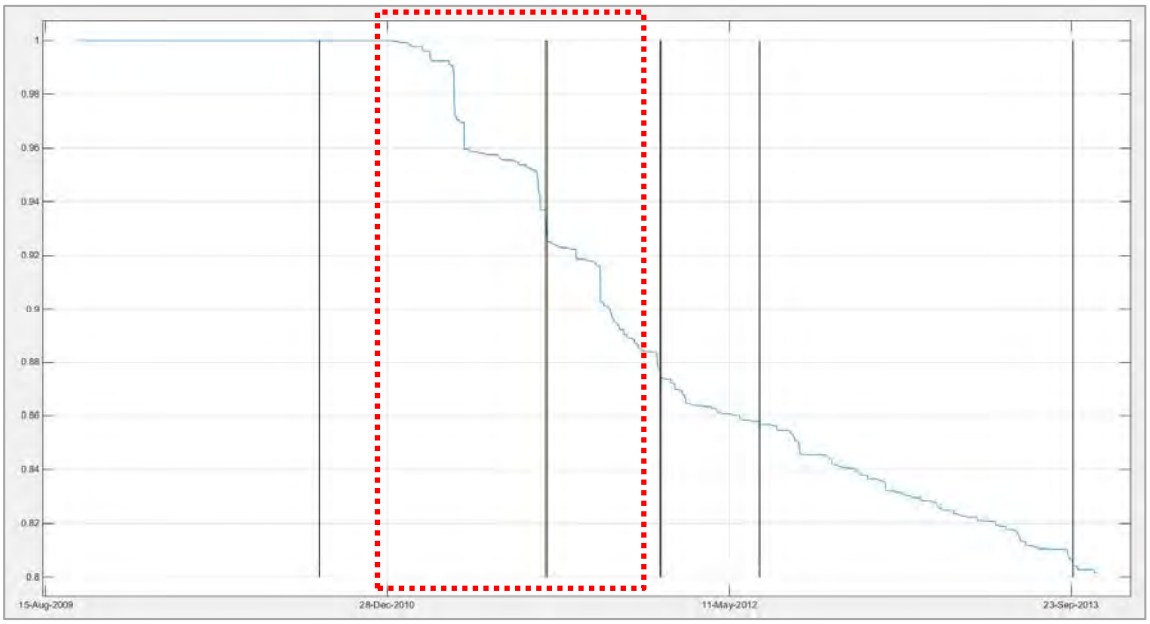


Ilustración 232.- Indicador Digital de *Vida Remanente* del generador. Fuente: Elaboración propia.

Se observa como en los momentos previos a la rotura (segunda línea vertical) se produce un importante número de las alarmas relacionadas con los fallos del generador. En el cálculo del indicador se han considerado todas las alarmas del aerogenerador que los operadores asociaban como las principales propias de cada avería, independientemente de si estas corresponden o no al grupo de alarmas que el tecnólogo asocia con el generador. Se observa que a pesar de la disparidad de criterios de los operadores a la hora de asignar alarmas principales a un tipo de avería, el criterio

conjunto de todos ellos está dando buenos resultados. Ampliando la zona próxima a la avería se aprecia mejor la disminución de la vida remanente del equipo.

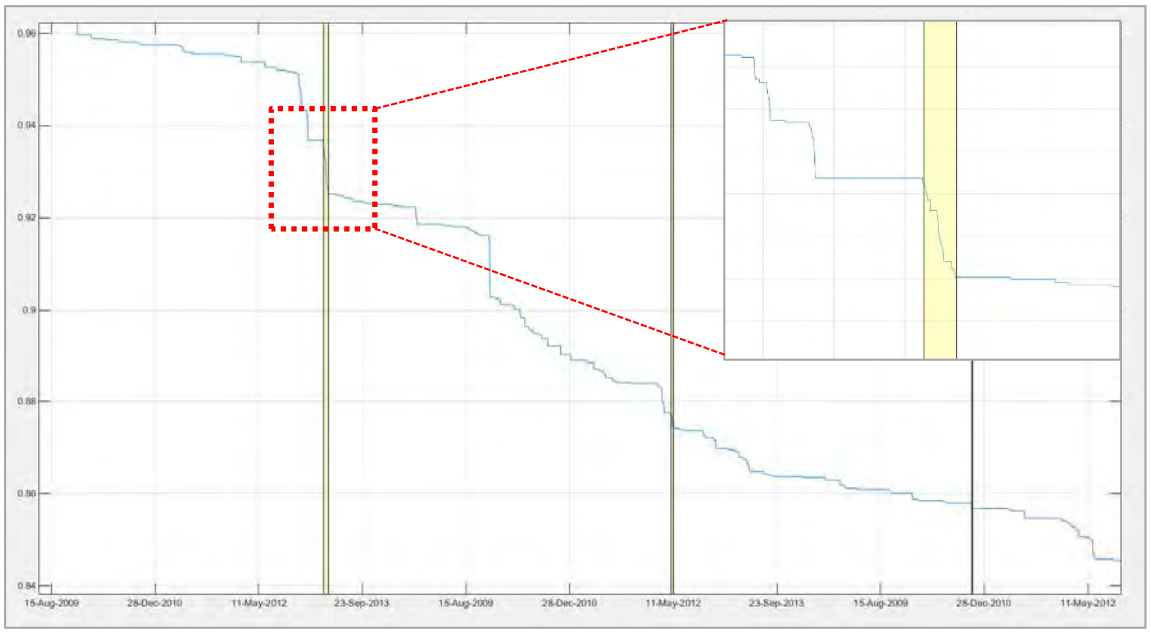


Ilustración 233.- Detalle del Indicador Digital de vida remanente del generador. Fuente: Elaboración propia.

El *Indicador Digital 2* calculado a partir del gráfico de vida remanente anterior se realizó con el parámetro T_{dig2}= 5.000 y el resultado se muestra en la Ilustración 234. Los resultados son muy satisfactorios ya que se aprecia la elevada concentración de alarmas, con procesos degradatorios asociados a averías, durante el periodo de tiempo en el que se dieron varias averías. Finalmente se decidió ajustar el periodo de muestreo a T_{dig2}= 1.000 para el evitar el desfase que se da en la recuperación del indicador.

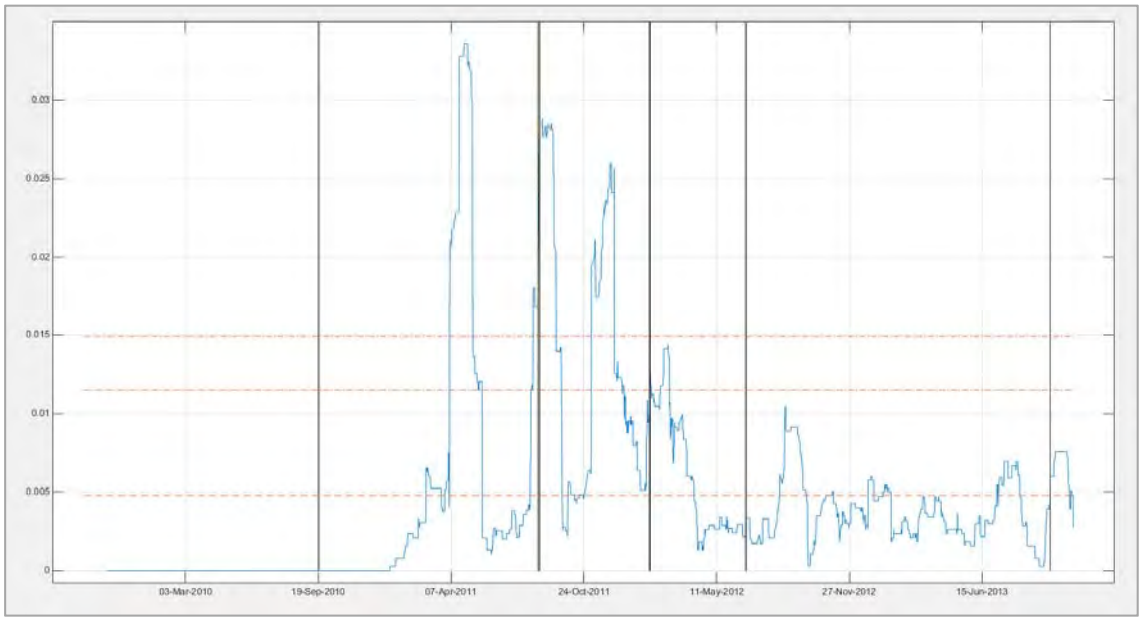


Ilustración 234.- Ejemplo del *Indicador Digital 2* con T_{dig2}.= 5.000 para el aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

6.4.2. Indicadores de Datos Analógicos

Se han generado un total de 12 (11+1) indicadores, pero en la mayoría de los ejemplos nos hemos centrado en los indicadores 1, 3 y 10 por ser los que se mostraron más sensibles a variaciones del comportamiento del equipo.

Los indicadores se basan en el error obtenido al restar el valor real de la variable modelada y la salida de los modelos. Para este estudio se han calculado 4 errores diferentes, con el valor de las unidades de la variable y en su versión porcentual.

- Error

$$E = \mathrm{TReal}_i - \mathrm{TModelo}_i$$

Ecuación 7.17

Donde $TReal_i$ es la temperatura real medida en el rodamiento LOA y la $TModelo_i$ es la temperatura estimada por el modelo de redes neuronales desarrollado.

- Error absoluto

$$AE = |\text{TReal}_i - \text{TModelo}_i|$$

Ecuación 7.18

- Error cuadrático[13]

$$SE = (\text{TReal}_i - \text{TModelo}_i)^2$$

Ecuación 7.19

- Error positivo: es similar al error absoluto pero solo se tienen en cuenta aquellos errores positivos y los negativos se desestiman en lugar de tener en cuenta su valor absoluto.

$$PE = \begin{matrix} \text{Real} - \text{Modelo} > 0 \\ - \\ NaN < 0 \end{matrix}$$

Ecuación 7.20

Para el cálculo de su error medio, *n* es el número de elementos diferentes de *NaN*[14].

- Errores porcentuales: los errores porcentuales, de cada uno de los descritos antes, se calculan dividiendo cada error *n-ésimo* por el valor real de la temperatura.

$$RE = \frac{(\text{TReal}_i - \text{TModelo}_i)}{\text{TReal}_i}$$

Ecuación 7.21

13 Al error cuadrático lo hemos denominado SE o CE indistintamente.
14 NaN corresponde con un '*Not a Number*" en Matlab, es decir una ausencia de dato.

Los indicadores creados son básicamente medias móviles de los errores antes mencionados, y en algunos casos la desviación estándar del error en dicho periodo. *T* es el tamaño de la ventana temporal de cálculo. Para el instante actual *t*, el valor de indicador será la media de los errores en la ventana temporal (*t-T,…,t*). En el siguiente listado de indicadores *E* representa el *Error* elegido para el cálculo de indicador, el cual será cualquiera de los 4 errores antes citados.

1. La media del *E* en un periodo *T* previo al instante *t*.

$$Ind\ 1 = \frac{\sum_{n=t-T}^{t} Error(n)}{\mathrm{T}}$$

Ecuación 7.22

2. Número de veces que el Error supera un límite[15] determinado. Es un indicador acumulativo.

$$Si\ Error > Límite\ I,\ entonces\ Ind\ 2 = Ind\ 2 + 1$$

$$Si\ Error > Límite\ II,\ entonces\ Ind\ 2 = Ind\ 2 + 2$$

Ecuación 7.23

3. Número de veces que se supera un valor límite en un periodo T_2 previo al instante *t*.

$$Ind\ 3 = Ind\ 2\ (t) - Ind\ 2\ (t - T_2)$$

Ecuación 7.24

15 Se han probado varios criterios de límite, situando el límite de funcionamiento correcto por encima de *3σ* o los percentiles 70-90 del *Indicador 1*. En ambos casos, se utilizó el valor del indicador con el conjunto de datos de "*good*". Es decir, cuando el equipo estaba en estado correcto, se calculó cual era la media y la desviación del indicador, así como sus percentiles más representativos. Éstos se han utilizado como bandas de buen funcionamiento del equipo en el conjunto de datos de detección.

4. Media del indicador *Ind 1* en un periodo de tiempo T_4 previo a *t*. En este caso $T_4 >> T$, lo cual hace que dicho indicador represente una tendencia.

$$Ind\ 4 = \frac{\sum_{n=t-T_4}^{t} Ind\ 1(n)}{T_4}$$

Ecuación 7.25

5. Desviación estándar del Error en un periodo T_5 previo a *t*.
6. Media del *Ind 5* en un periodo de tiempo T_6 previo a *t* ($T_6 << T$).

$$Ind\ 6 = \frac{\sum_{n=t-T_6}^{t} Ind\ 5(n)}{T_6}$$

Ecuación 7.26

7. Número de veces que el Ind 3 supera el *Límite I*$_3$ ($\mu_{Ind3}+2\sigma_{Ind3}$) y *Limite II*$_3$ ($\mu_{Ind3}+3\sigma_{Ind3}$) en un periodo T_7 previo al instante *t*.

$$Ind\ 7 = Ind\ 7_{Aux}\ (t) - Ind\ 7_{Aux}\ (t - T_7)$$

Ecuación 7.27

$$Si\ Ind\ 3 > Límite\ I_3,\ entonces\ Ind\ 2 = Ind\ 7_{Aux} + 1$$
$$Si\ Ind\ 3 > Límite\ II_3,\ entonces\ Ind\ 2 = Ind\ 7_{Aux} + 2$$

Ecuación 7.28

8. Media del indicador *Ind 7* en un periodo de tiempo T_8 previo a *t*. En este caso $T_8 \approx T$.

$$Ind\ 8 = \frac{\sum_{n=t-T_8}^{t} Ind\ 7(n)}{T_8}$$

Ecuación 7.29

9. Suma ponderada de los indicadores *Ind 1* e *Ind 3* normalizados[16].

$$Ind\ 7 = (\tau)\ x\ \frac{Ind\ 1 - \mu_{ind1}}{\sigma_{ind1}} + (1 - \tau)\ x\ \frac{Ind\ 3 - \mu_{ind3}}{\sigma_{ind3}}$$

Ecuación 7.30

10. Ponderación normalizada directa de los indicadores *Ind 1* e *Ind 3* normalizados.

$$Ind\ 8 = \frac{Ind\ 1 - \mu_{ind1}}{\sigma_{ind1}}\ x\ \frac{Ind\ 3 - \mu_{ind3}}{\sigma_{ind3}}$$

Ecuación 7.31

11. Suma ponderada de los indicadores *Ind 1* e *Ind 5*.

$$Ind\ 11 = Ind\ 1 + 3x\ Ind5$$

Ecuación 7.32

La normalización de los indicadores ha de hacerse siempre con los parámetros de normalización del conjunto de datos sin fallo, luego una vez calculada la respuesta de los indicadores con dicho conjunto de datos, han de guardarse los parámetros de normalización para aplicarlos al conjunto de datos en detección. La metodología seguida se explica en detalle en el siguiente apartado.

Como se puede deducir de los indicadores anteriores, fue necesario establecer:

- Cuál es el *T* adecuado para cada indicador, variable y tipo de fallo a detectar. Para definir indicadores de degradación, *T* tiende a aumentar mucho, mientras que para detectar problemas de corta duración el

16 Con τ = 0,6 se le da mayor peso a cuánto se está desviando el valor real respecto del modelo, más que al número de veces que se está desviando, ya que es posible que en un periodo determinado se esté trabajando en una región de operación donde el modelo presente mayores errores, lo cual haría que el número de malas predicciones aumente, siendo la desviación poco relevante. μ y σ se han calculado a partir de los valores del indicador en periodo de datos de "*good*".

periodo de muestreo *T* tiende a ser menor. Para el caso aquí presentado se ha probado con varios tamaños de *T*, pero sin ninguna base estadística que defina el *T* recomendado[17].

- Cuál es el límite de "conteo" óptimo para los indicadores (2, 3 y 7), es decir, a partir de qué valor contar como dato fuera de rango[18]. Se describe el proceso en el apartado 6.4.2.2. Metodología de ajuste de los límites de conteo de los Indicadores 2 y 3.
- Establecer la ponderación de los valores del indicador en el periodo *T*. En los casos aquí presentados, el valor del indicador en *t* - *T* tiene el mismo peso que en el instante *t*, se ha seguido este criterio, porque una degradación en el equipo no deja de ser importante por mucho tiempo que pase, sino que el equipo tiene "memoria". Pero en ocasiones resulta interesante ponderar de forma lineal o exponencial dichos valores, de tal forma que los valores más próximos a *t* aporten más significancia que los valores más alejados, por este motivo hemos incluido un apartado específico para analizar su efectividad o no.
- Determinar qué configuración de dato es la adecuada, es decir, datos diezminutales, medias horarias, o incluso medias diarias o semanales. Según estudios previos, los indicadores aplicados a datos de temperatura media horaria, han dado resultados muy satisfactorios, posiblemente debido a que cuanto más pequeño es el intervalo de tiempo más es la fluctuación entre las variables, pudiendo causar mucho ruido en la muestra. En ocasiones es más fácil ver si hay un incendio en el bosque observándolo desde la distancia, que desde dentro, ya que la espesura no

17 Es necesario conocer el tiempo medio de detección de un mal funcionaiento específico, para ello, de la misma forma que se calcula en tiempo medio entre fallos, debería calcularse el tiempo medio de detección del fallo, pero eso es un análisis posterior al desarrollo del presente proyecto de investigación, es decir, una vez que se dispone de los indicadores de estado podrá realizarse un estudio estadístico y re-definir la configuración de los indicadores. Se trata de un proceso iterativo como se describe en detalle en el apartado 6.4.2.2.2. Técnica "*Change point*" para la detección del cambio de tendencia y estimación de prognosis. Otros ejemplos de aplicación de la técnica "*Change point*": configuración avanzada de parámetros..

18 Adicionalmente pueden fijarse varios rangos, de tal forma que se incremente el indicador 1 o más unidades en función del rango superado.

te permite tener una visión global. En la realización de la presente tesis, decidimos probar la viabilidad de la utilización de modelos realizados en base a datos diezminutales.

- Umbral de funcionamiento hasta el fallo. Una vez definidos los indicadores, ¿Cómo se definen los umbrales de aviso y alarma? ¿Cómo de alto es mi indicador? ¿Existe probabilidad de fallo o puedo continuar operando sin miedo? Para responder a estas preguntas se ha realizado un estudio de probabilidad de ocurrencia del fallo en base al nivel de los indicadores, como se describe en detalle en el apartado 6.4.2.1. Probabilidad asociada a la ocurrencia de un nuevo fallo..

6.4.2.1. Procedimiento de cálculo y aplicación de Indicadores Analógicos

La metodología de utilización de indicadores para la detección de mal funcionamientos se realiza en dos fases. La primera fase sirve para conocer el comportamiento de los indicadores cuando el equipo se encuentra en estado operativo correcto. La segunda fase es la fase de aplicación de los indicadores al paquete de datos en los que se desea detectar el mal funcionamiento, o en el caso de utilizar la metodología en producción, al conjunto de nuevos datos que presenta el aerogenerador.

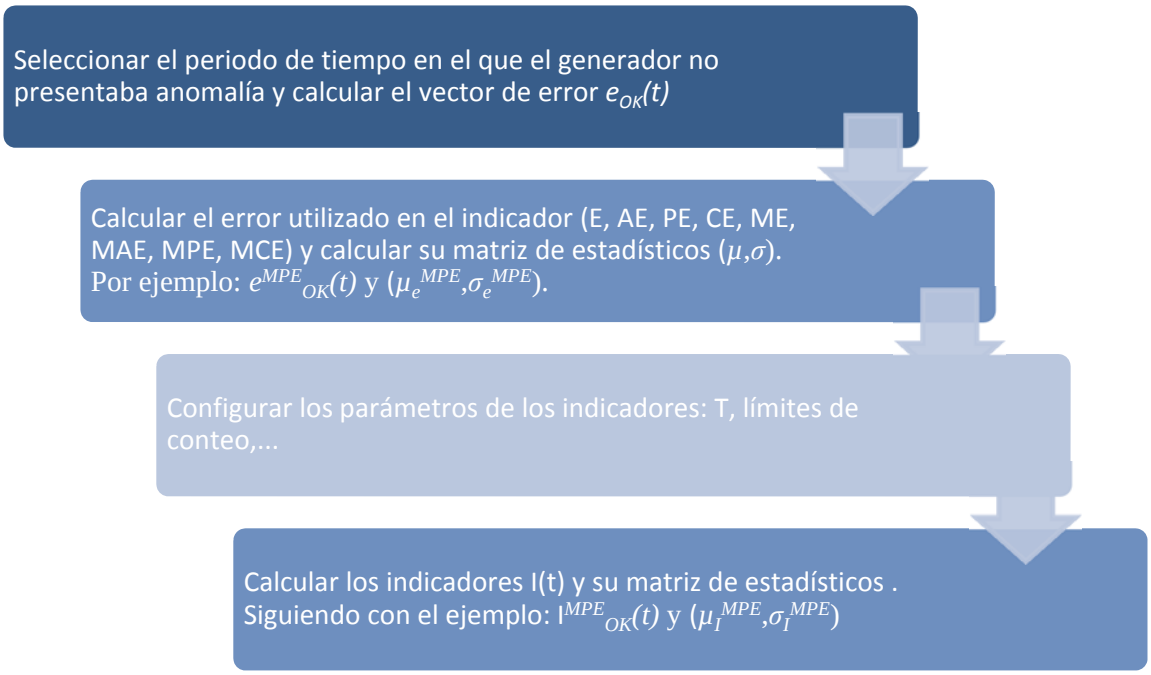


Ilustración 235.- Procedimiento de cálculo de los límites de "normalidad operacional" de los indicadores de estado. Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de este proceso de configuración de indicadores, se almacenan los estadísticos del error ($\mu_e{}^{MPE}$, $\sigma_e{}^{MPE}$) y del indicador ($\mu_I{}^{MPE}$, $\sigma_I{}^{MPE}$). Los primeros se utilizarán en la normalización de los valores de error en el conjunto de datos de detección. Dado que algunos indicadores se basan en el conteo de un valor límite de operación normal y otros son combinación de varios indicadores, para que las diferentes escalas de los mismos, no den más peso a uno que a otro, éstos se normalizan. Por tanto, para poder seguir el mismo criterio de conteo y de normalización en la fase de detección se guardan los parámetros de normalización. Hay que tener en cuenta que, si el equipo se ha degradado, los parámetros medios del error y su desviación habrán variado, por tanto si se normaliza en base a estos nuevos parámetros, los límites de operación del indicador no serán validos. Por otro lado si el conteo que realiza el *Indicador 2*, se efectúa en base a que el error supere el umbral $\mu_{edet}{}^{MPE} + 3\sigma_{edet}{}^{MPE}$ (datos de detección) en lugar de $\mu_e{}^{MPE} + 3\sigma_e{}^{MPE}$, se estarán contabilizando un menor número de datos fuera de rango, ya que con toda seguridad los límites de conteo calculados con los errores en periodo correcto de la máquina serán más estrictos.

Estos parámetros de operación normal del indicador se calculan a partir de los estadísticos del indicador (μ_I^{MPE}, σ_I^{MPE}), los cuales se han fijado en $\mu_I^{MPE} \pm 2\sigma_I^{MPE}$ para el nivel de aviso y $\mu_I^{MPE} \pm 3\sigma_I^{MPE}$ para el nivel de alarma. Cuando un indicador supere alguno de estos límites es posible que se esté dando una situación anómala en el equipo. El periodo mínimo recomendado para calcular los estadísticos del indicador será de 1 año, ya que de esta forma se tiene en cuenta la diferencia del error entre el modelo de temperatura del rodamiento y la realidad en las cuatro estaciones, que como vimos en el apartado 6.3. Descripción de los modelos podría aumentar hasta 0,9ºC en el error medio (ME) y 0,6ºC en el error positivo medio (MPE) para la estación e3 (verano). En la presente tesis se ha considerado un mismo límite operacional para cualquier estación, quedando como punto de mejora de la presente tesis, la utilización de límites operacionales propios para cada estación del año, o en base a los errores del modelo. No obstante, consideramos que dado que cada estación corresponde con un 25% del conjunto de datos del periodo anual, la oscilación del indicador en la temporada estival quedará comprendida dentro del límite $\mu_I^{MPE} \pm 3\sigma_I^{MPE}$.

En la Ilustración 236 se ha representado un fragmento del conjunto de datos de cálculo de los límites operacionales del *Indicador 10* y además se ha incluido el valor medio del indicador en situación operativa sin fallos (línea discontinua azul), los límites de aviso (línea discontinua naranja) y límites de alarma (línea roja).

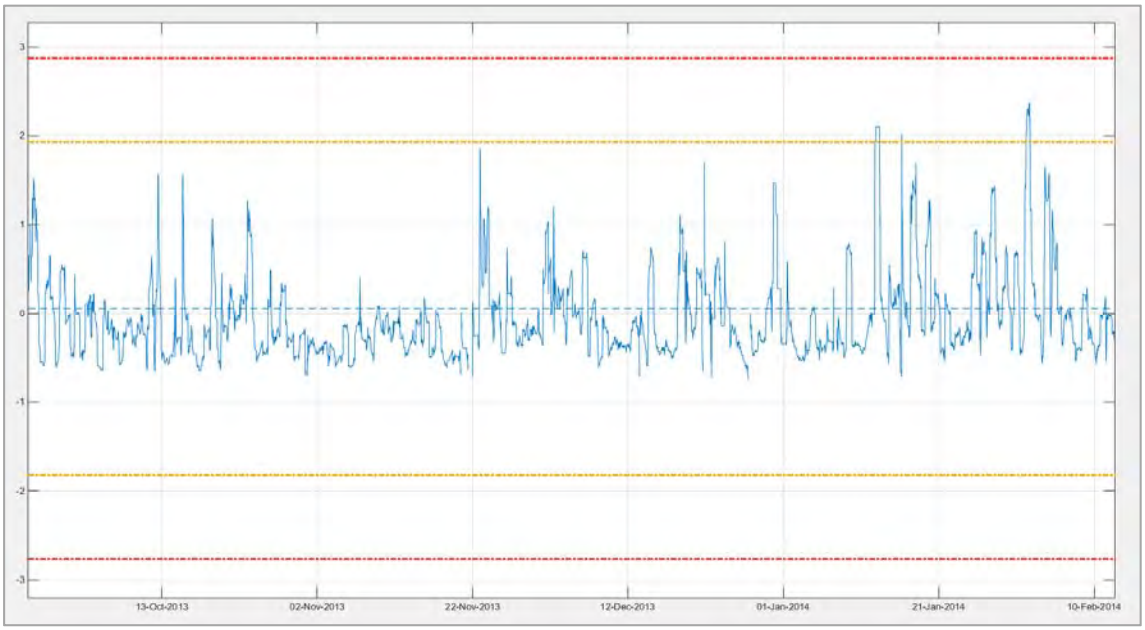


Ilustración 236.- Ejemplo de cálculo de los límites operacionales de correcto funcionamiento del rodamiento en el Indicador 10 para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Como generalmente el mal funcionamiento del rodamiento se verá reflejado en temperaturas más elevadas de lo normal, será de esperar que los límites que se sobrepasen sean los superiores.

El procedimiento de cálculo de los indicadores en la fase de detección será similar al de la fase de configuración pero utilizando como límites de conteo y en la normalización de los datos los estadísticos antes calculados en el entrenamiento de los indicadores y sin la necesidad de calcular los estadísticos del indicador nuevamente. La evolución de los estadísticos sería un propio indicador en sí mismo, podría asemejarse al *Indicador 1* y *5* pero con *T* variable, es decir para cada iteración de *t*, el periodo de cálculo del indicador (*T*) correspondería con el periodo t_0-*t*, siendo t_0 el primer registro histórico que se tiene en la base de datos.

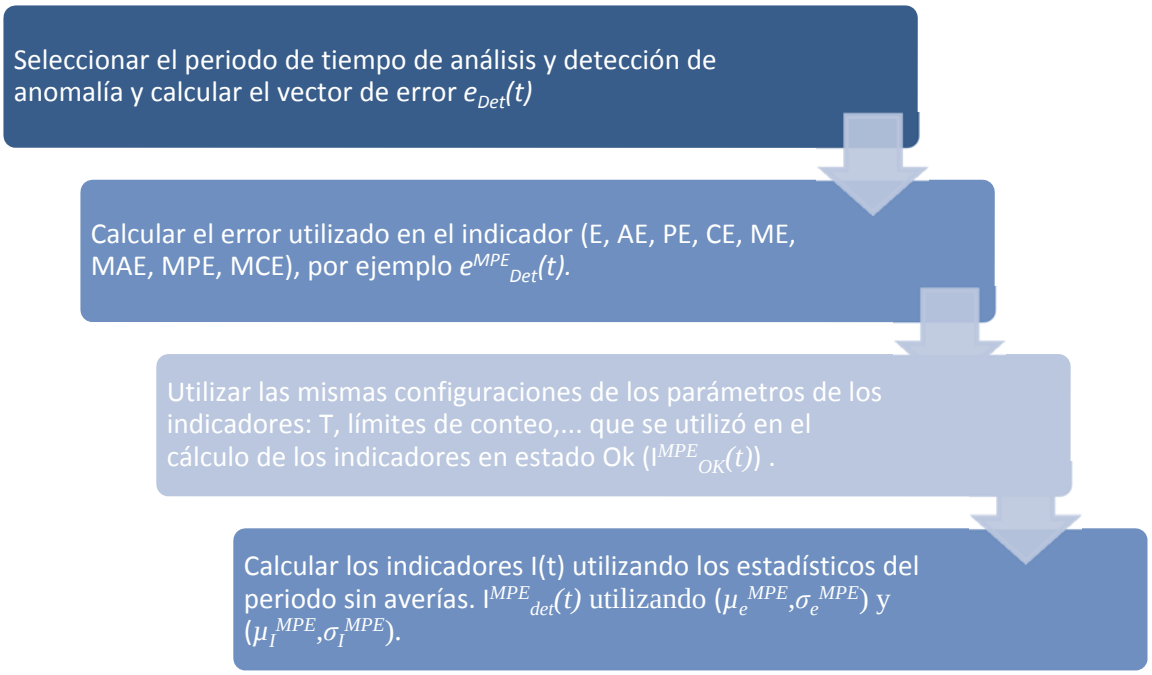


Ilustración 237.- Procedimiento de cálculo de los indicadores de estado en fase de detección. Fuente: Elaboración propia.

6.4.2.2.Metodología de re-ajuste de T (periodo de cálculo) de los Indicadores.

6.4.2.2.1.Procedimiento iterativo básico

En el presente apartado mostramos como varía el comportamiento de los indicadores en función del valor de los diferentes periodos de la ventana móvil de cálculo del valor medio o "*slide window*".

Consideramos que no hay un *T* "*tipo*" que sirva para detectar un fallo específico, ya que ni todos los equipos son iguales, ni la degradación sufrida es la misma, luego cada caso individual de detección debería tener su propio *T*.

La estadística puede ayudarnos a establecer al menos un valor de *T* de partida a partir del cual realizar las pruebas de optimización de *T*. Al igual que estadísticamente podemos calcular la tasa de fallo de un equipo, el MTBF (tiempo medio entre fallos) etc., podríamos calcular el tiempo medio de detección. Esta técnica se desarrolla en el siguiente apartado, ya que previamente es necesario hacer una primera aproximación al comportamiento de los indicadores ante variaciones bruscas de *T* para acotar el dominio de ajuste posterior.

Se han establecido varios *T* en función de la finalidad última del indicador en cada caso. Se ha denominado T_{min} como el periodo mínimo de reacción por parte del operador para poder estar preparado ante el fallo, T_{med} aquel que en la mayoría de los casos históricos ha presentado una elevada capacidad de detección, y T_{max} aquel que vaya marcando la tendencia de degradación del equipo.

En el ejemplo realizado se han utilizado los indicadores *Ind-1*, *Ind-3* e *Ind 5*, y se han calculado para el error absoluto (AE). Se realizaron iteraciones entre 100 y 25.000 datos variando de esta forma el periodo de cálculo de la media móvil (T, T_2 y T_5), para que el lector se haga una idea, valores de $T = 1.000$ datos equivale a 1 semana de datos diezminutales, por tanto se analizaron ventanas de tiempo entre 1 y 170 días aproximadamente. El modelo de temperatura del rodamiento LOA utilizado fue el correspondiente al *Modelo Maestro*.

Como puede observarse en las ilustraciones siguientes, con ventanas de tiempo muy cortas (T=100), se generan indicadores con mucho ruido. En estos casos, el valor del indicador oscila mucho y es complicado extraer de ellos una tendencia clara. Utilizando indicadores de este tipo se corre el riesgo de generar muchos falsos positivos en la detección de un falso mal funcionamiento, como se muestra en la Ilustración 238.

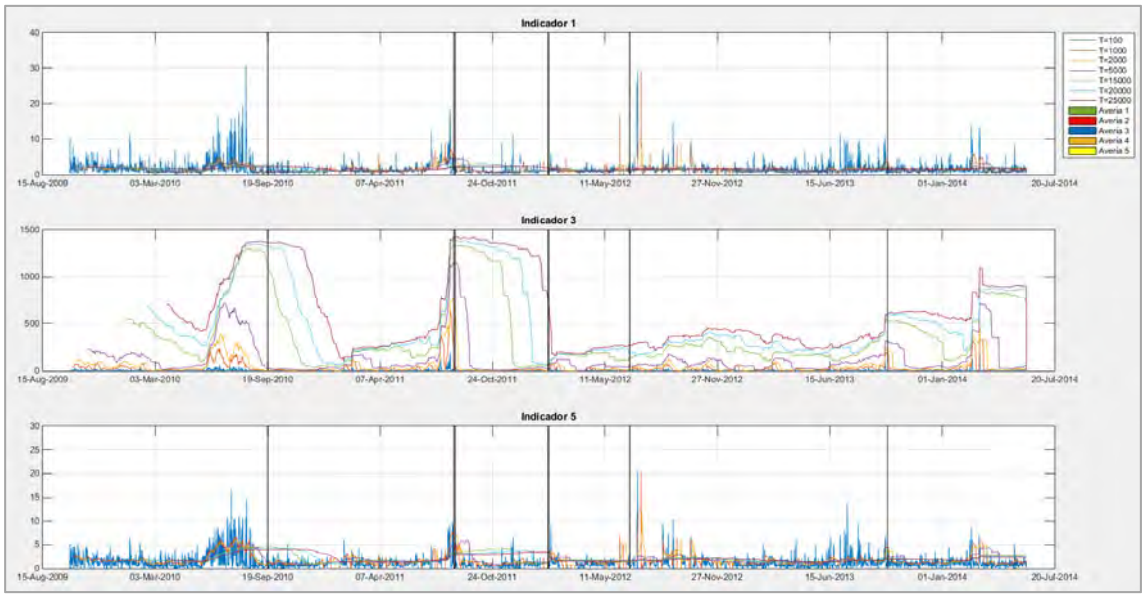


Ilustración 238.- Respuesta de los indicadores 1, 3 y 5 en función de cambios en el parámetro *T*. De arriba abajo: Indi1, Ind 3 e Ind 5 para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En el ejemplo de la ilustración anterior se aplicaron los tres indicadores al aerogenerador A05 (*wt004*). Las líneas verticales representan las órdenes de trabajo realizadas al generador de dicho aerogenerador, y vemos que en este caso se han realizado cinco tareas de mantenimiento directamente sobre el equipo (dentro del periodo de análisis).

Tabla 107.-Resumen Avisos asociados al Generador (MKA) A05. Fuente: Elaboración propia.

03/11/2008 0:00	04/11/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
19/02/2009 14:24	19/02/2009 17:19	MKA	MKA(SUB)	SONDA PT100 2 FASE W DEVANADO ESTATOR	MCP
19/09/2010 13:12	19/09/2010 17:58	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
16/08/2011 7:40	18/08/2011 14:55	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
31/01/2012 0:00	01/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
23/06/2012 23:31	24/06/2012 10:46	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
25/09/2013 17:02	25/09/2013 18:02	MKA	MKA(SUB)	INTERCAMBIADOR DE CALOR AIRE-AIRE (G8X)	MCP

Se observa que algunos indicadores son más sensibles al cambio del periodo T, pero en cualquier caso, se producen dos fenómenos importantes en el comportamiento de estos indicadores, los cuales son clave a la hora de implantar el sistema de detección en un proceso productivo continuo.

- Capacidad de detección: Es la velocidad con la que el indicador reacciona ante cambios de comportamiento. Como se ha mencionado antes, valores muy pequeños de *T* hacen que el indicador reaccione muy rápidamente, tanto en la subida como en la bajada. En lo referente a la detección, nos interesa que el indicador suba, pero sí y solo sí, hay un cambio de tendencia, es decir, no reaccione ante situaciones anómalas puntuales, como podría ser un dato aberrante, o una situación transitoria esporádica. Para ello se debe configurar un *T* de tal forma que la media móvil represente a un volumen de datos representativo. Un *T* de valor 100, representa un periodo inferior a 1 día (0,6 días), luego es muy probable que el valor de indicador varíe mucho entre horas consecutivas, por la propia diferencia de error que el modelo de temperatura del rodamiento presenta entre estimaciones durante horas de más calor del día y la noche, o entre las diferentes zonas de operación. Para evitar esta diferencia de errores transitoria entre el modelo y al realidad, se recomienda utilizar un periodo de cálculo para la

media móvil de al menos 1 semana (T = 1.000) y máximo de 1 mes (T = 4.000). Evidentemente, estos valores dependen del tipo de indicador generado y de los diferentes modos de fallo a detectar.

- Capacidad de recuperación: Una vez que se produce la reparación de una avería el indicador debe volver a valores fuera de los niveles de alerta, esto puede hacerse de dos formas diferentes, la primera es reiniciar el indicador, y la segunda es dejar que el propio indicador recupere su estabilidad de forma automática. En nuestro caso hemos decidido utilizar esta segunda técnica, para poder valorar la efectividad de las tareas de mantenimiento. Los indicadores con T elevado no recuperan completamente, luego se convierten en indicadores de degradación permanente y se pierde la referencia de los límites de aviso y alarma establecidos en la fase de configuración de indicadores. Para añadir en nuestro sistema esta representación de la degradación permanente se creó el *Indicador 4*.

En las siguientes ilustraciones se muestran ejemplos de estos fenómenos, comenzando por la capacidad de detección.

Ilustración 239.- Diferentes respuestas del indicador 3 en función del valor de *T* para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 239 se observa como los indicadores con $T \leq 5.000$ (línea morada) tienen capacidad de recuperación, mientras que los indicadores con $T > 10.000$ no llegan a recuperar completamente. Aunque todos reaccionan antes del fallo acaecido el 23 de septiembre del 2013, algunos presentan un incremento porcentual superior al de otros indicadores con T mayor.

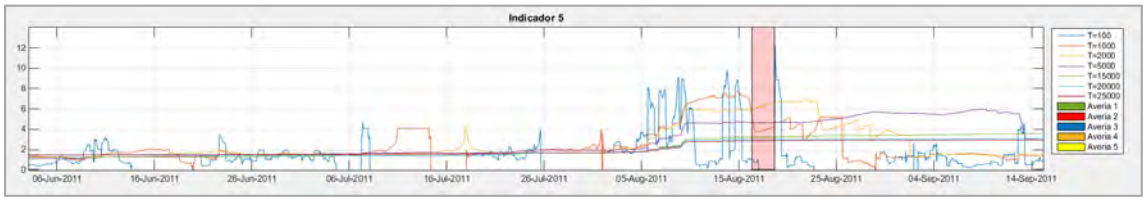


Ilustración 240.- Capacidad de detección del indicador 5 en función del valor de T para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

La Ilustración 240, representa el *Indicador 5*, el cual es la desviación estándar del error en un periodo *T* determinado. Podemos concluir que, para T>10.000 el indicador no recupera, como sucedía con el ejemplo anterior, además el indicador con T=100 (color azul) se muestra sensible a variaciones puntuales del error. Es posible que durante ese periodo se estén dando condiciones específicas de operación (como potencia nominal) y por ese motivo el error aumenta, pero inmediatamente el indicador disminuye, incluso antes de la reparación, por lo que es como si al indicador le faltase "*memoria*" y rápidamente se olvida de que algo estaba funcionando de forma incorrecta, por lo que no se recomienda este tipo de indicadores. Por el contrario, el indicador con *T*=1.000 (en color rojo) reacciona prácticamente al mismo tiempo que el indicador con *T*=100, pero mantiene su nivel de alerta o alarma, y vemos que este nivel se mantiene hasta el inicio de la reparación de la avería, y hasta llegar a reiniciarse completamente en torno al 25 de agosto del 2011.

Sin embargo, para el *Indicador 3* se recomienda un *T*=2.000, ya que como se muestra en la Ilustración 241, reacciona de forma similar al indicador con *T*=1.000, pero mantiene el nivel de alerta hasta después de la avería. Con esta configuración se tarda ligeramente más tiempo en alcanzar el valor nulo del indicador después de la reparación, pero esto no es prioritario, sino que la prioridad es la detección, por lo que nos interesa mantener el nivel de alerta del indicador los instantes previos a avería para poder combinarlo con otros indicadores y formar los indicadores compuestos (*Indicador 9, 10* y *11*). Si el indicador se reinicia antes de tiempo, la multiplicación con otro indicador será nula.

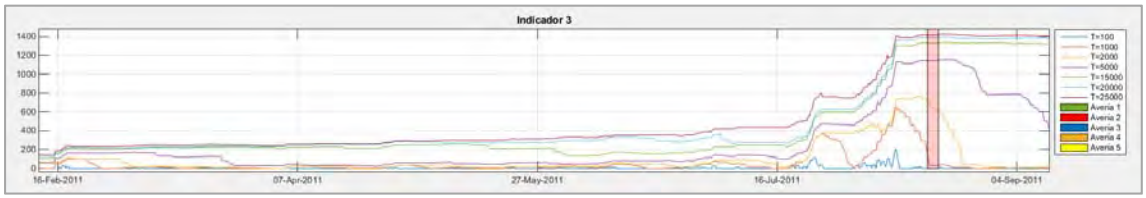


Ilustración 241.- Capacidad de detección del *Indicador 3* en función del valor de T para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Por el contrario, no todos los modos de fallo se detectan con el mismo indicador, ni con la misma configuración de indicador. En el siguiente ejemplo, el *Indicador 1* solo reacciona con la configuración *T*=100 (en color azul), por lo tanto queda manifiesto que es necesario un análisis específico de elementos causantes y modos de fallo para cada tipo de avería que se pretenda detectar con el "*Sistema inteligente de detección de mal funcionamientos en aerogeneradores*". Por el contrario, el objetivo principal de la presente tesis se centra en la detección del mal funcionamiento del rodamiento LOA, luego la configuración de los indicadores se ha realizado con dicho fin.

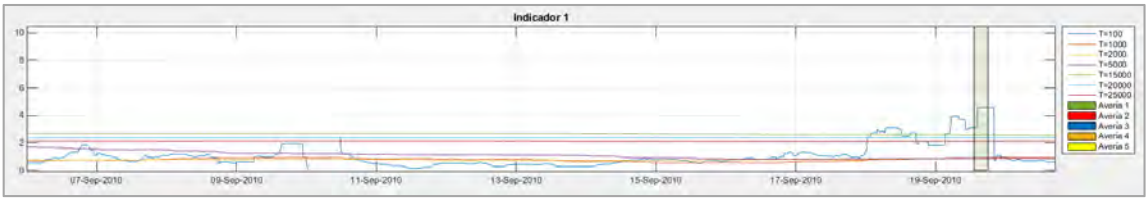


Ilustración 242.- Capacidad de detección del *Indicador 1* en función del valor de T para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Ventanas de tiempo muy elevadas, retrasan mucho la detección de un mal funcionamiento más o menos "repentino", ya que el indicador tiene mucha inercia de valores del error muy alejados en el tiempo, dichas ventanas temporales se reservan para cálculo de degradaciones a lo largo del tiempo. Si se desea utilizar grandes periodos de tiempo para calcular la media móvil en la detección de mal funcionamientos tempranos, se recomienda la utilización de técnicas de ponderación de los indicadores como se verá más adelante.

En el extremo opuesto se encuentra la excesiva sensibilidad de los indicadores, lo cual da lugar a falsos positivos. Como se mencionó en las premisas del modelo, para evitar la pérdida de credibilidad del sistema, se debe evitar dar falsos avisos de fallo, ya que si esto sucede, se habrá desarrollado una herramienta que finalmente no se utilizará. Además, si se toma en serio cada posible avería, y se realiza una inspección del equipo, esto supondrá unos sobre costes excesivos. En el siguiente ejemplo se ha representado el indicador 10 y para el Error MAE con T=100 y T=1.000. Con la primera configuración se dan más de 18 avisos y 15 alarmas, frente a los 2 avisos y la alarma final previa a la avería. Además en la primera configuración se recupera el valor de indicador nulo, lo cual puede llevar a confusión ya que puede considerase que no hay fallo. En el segundo caso se observa una tendencia creciente (línea discontinua verde).

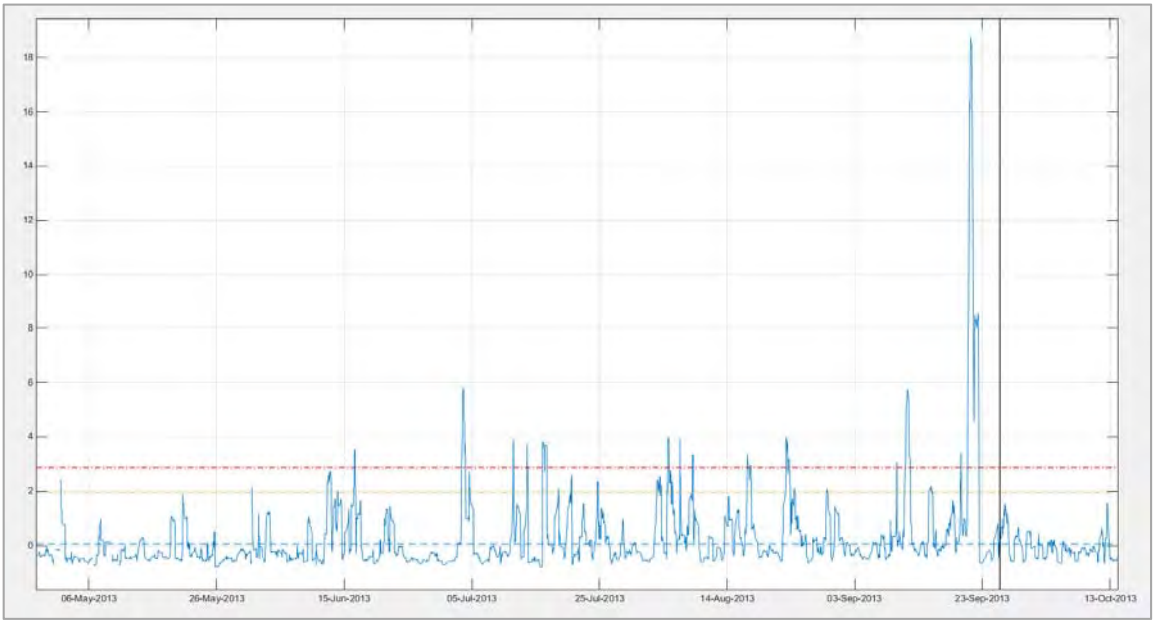


Ilustración 243.- Excesiva sensibilidad del *Indicador 10* calculado en base al error MAE y valor de T=100 para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

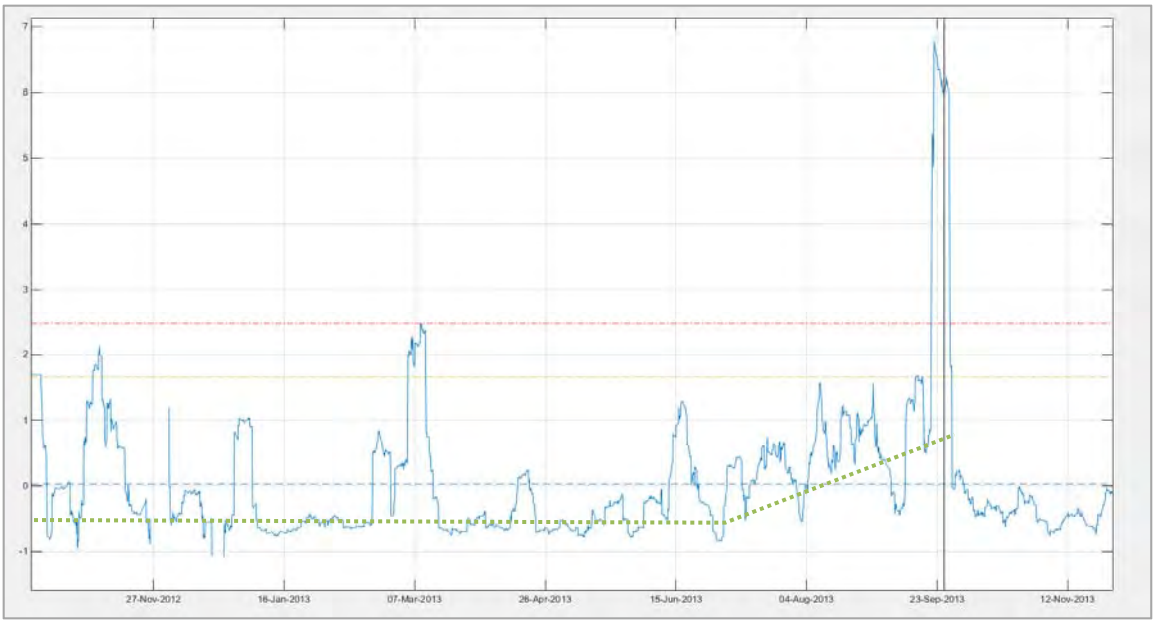


Ilustración 244.- Respuesta del *Indicador 10* calculado en base al error MAE y valor de T=1.000 para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Se realizaron pruebas para analizar la respuesta de los indicadores que utilizan un doble periodo de cálculo, ya que son indicadores que se calculan realizando la media de otros indicadores (como son los *Indicadores 6* y *8*). El periodo de cálculo de la segunda media se realiza con T_{short}, es decir con una ventana deslizante de menor tamaño recorriendo el primer indicador. Para el siguiente experimento se ha diseñado un tamaño de ventana de T_{short}=100, 500 y 1.000 y T=2.000 para todos los casos. El *Indicador 8* mostrado en el ejemplo, se calculó como la media móvil del *Indicador 1* (error PRE medio en el periodo T_{med}) en un periodo T_{short}, el *Indicador 6* es la media móvil del *Indicador 5* (desviación estándar en un periodo T_{med}) en un periodo T_{short}. Se incluye en la representación una variación del *Indicador 11*, construida combinando los *Indicadores 6* y *8*.

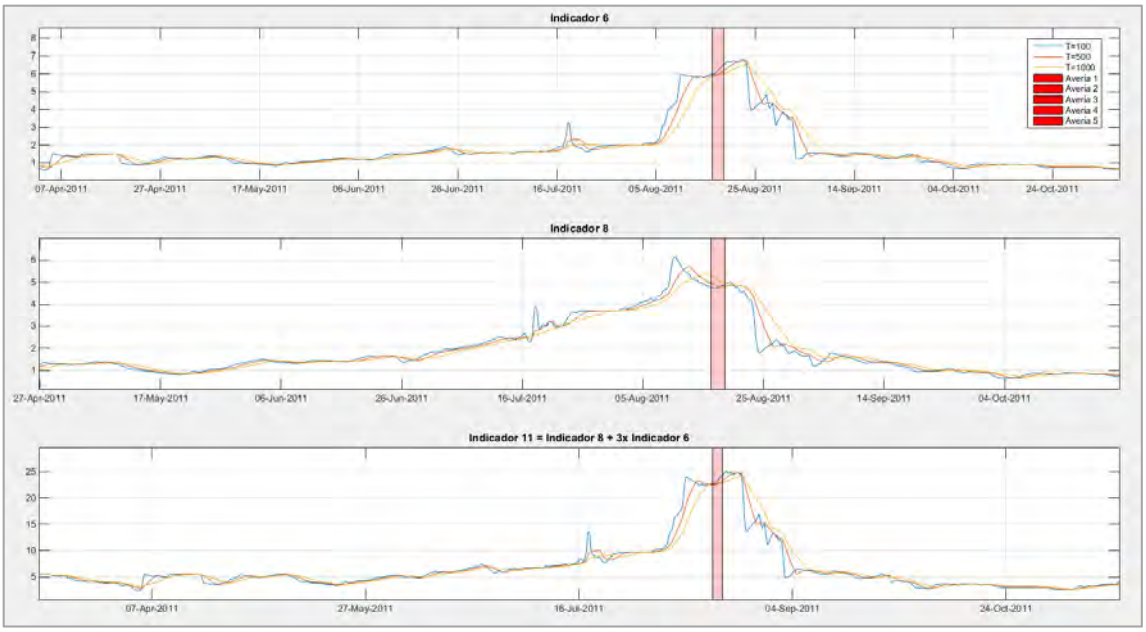


Ilustración 245.- Respuesta de varios indicadores calculados en base al error PRE y valor de T_{med}=2.000, variando T_{short} entre 100 (color azul), 500 (color rojo) y 1.000 (color amarillo) para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Se observa que la repuesta en los tres casos es positiva, pero la configuración con T_{short}=100 presenta bruscas oscilaciones en ciertos momentos. La mejor respuesta se obtiene con T_{short} =500, sin embargo, indicadores con T_{short} =100 pueden ser utilizados para identificar perturbaciones en el equipo, es decir, como indicador de detección de estado no es válida esta configuración, pero pueden utilizarse para señalar en el tiempo situaciones que "*perturbaron*" el funcionamiento normal de la máquina, luego puede utilizarse esta información para analizar qué es lo que sucedió en ese momento y ayudar en la determinación de las posibles causas del fallo, en definitiva, serviría para conocer el comportamiento de la máquina y los modos de fallo, ya que señala los instantes temporales que hay que analizar de entre un interminable histórico de registros.

En base a los resultados obtenidos, se decidió tomar como primera aproximación de configuración de los parámetros T para los indicadores de $1.000 \leq T_{med} \leq 2.000$ para los *Indicadores 1*, *3*, *5*, *7*, *9*, *10* y *11*, para los *Indicadores 6* y *8* además de tener en cuenta T_{med}, hay que tener en cuenta T_{short} = 500 y finalmente para el indicador de tendencia 4, se ha considerado un T_{long} = 20.000.

Con esta configuración de indicadores se consigue una buena respuesta en la detección y en la recuperación, como puede verse en la siguiente ilustración, en la que se detecta el mal funcionamiento del rodamiento LOA en el aerogenerador A05.

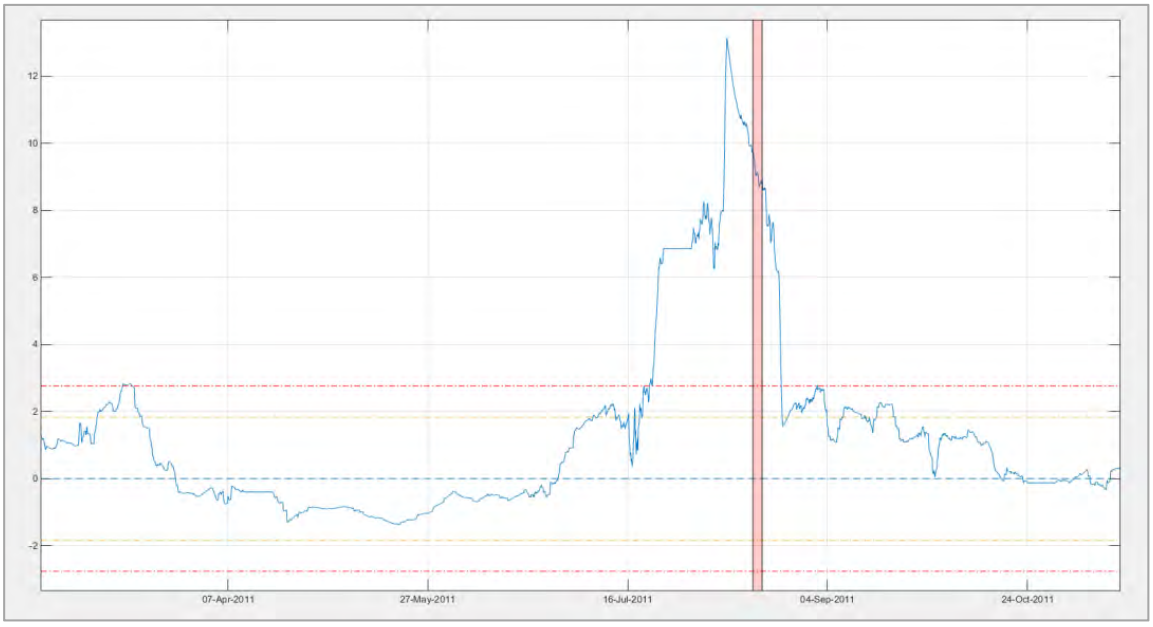


Ilustración 246.- Ejemplo de la excelente respuesta de detección y recuperación del *Indicador 10* antes de un fallo en el rodamiento LOA del aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Según la respuesta del indicador, se superó el nivel de alarma durante el mes de enero aunque luego el indicador se recuperó. Posteriormente el nivel de advertencia se superó a finales de junio y el de alerta a finales de julio, y la avería terminó dándose dos semanas después el 16 de agosto.

Se observa como el indicador recupera sus valores normales de operación, lo cual indica que la reparación se ha realizado correctamente y el equipo recupera la normalidad. En ocasiones se ha observado que una acción de mantenimiento, en lugar de ayudar a la recuperación de los valores de operación normal, disparan los indicadores hasta que finalmente se termina averiando el componente (mortalidad infantil después de la reparación) o hasta que se estabiliza en un nuevo valor de normalidad, en cuyo caso será necesario volver a entrenar los límites de normalidad del indicador para ese nuevo comportamiento normal.

6.4.2.2.2. Técnica "*Change point*" para la detección del cambio de tendencia y estimación de prognosis. Otros ejemplos de aplicación de la técnica "*Change point*": configuración avanzada de parámetros.

En el apartado anterior se ha realizado un procedimiento manual de configuración de indicadores, pero en ocasiones puede ser necesario realizar una optimización de la configuración del indicador. En este apartado presentamos una metodología que se fundamente en la técnica "*Change point*" utilizada para la determinación de puntos críticos por cambio de tendencia. La finalidad de esta técnica es la detección del inicio de un posible mal funcionamiento más que para la configuración de parámetros en sí, pero puede tener esta doble utilización.

Como se vio en apartados anteriores, los indicadores analógicos reaccionan ante los cambios de comportamiento del equipo, pero no dan la señal de aviso o alarma hasta que se superan ciertos umbrales. Es posible que una vez que se da la señal de aviso sea demasiado tarde para actuar. Para solucionar este problema se propone un análisis de cambio de tendencia y proyección de la misma.

En la siguiente ilustración utilizamos un ejemplo claro en el que la técnica de "*Change point*" hubiese dado una señal de aviso mucho tiempo antes que el indicador analógico. En este ejemplo, la técnica "*Change Point*" hubiese identificado el punto indicado (línea vertical roja) como punto de cambio de tendencia, y a partir de ese punto proyectar la tendencia hasta la fecha en que se supera el nivel de aviso.

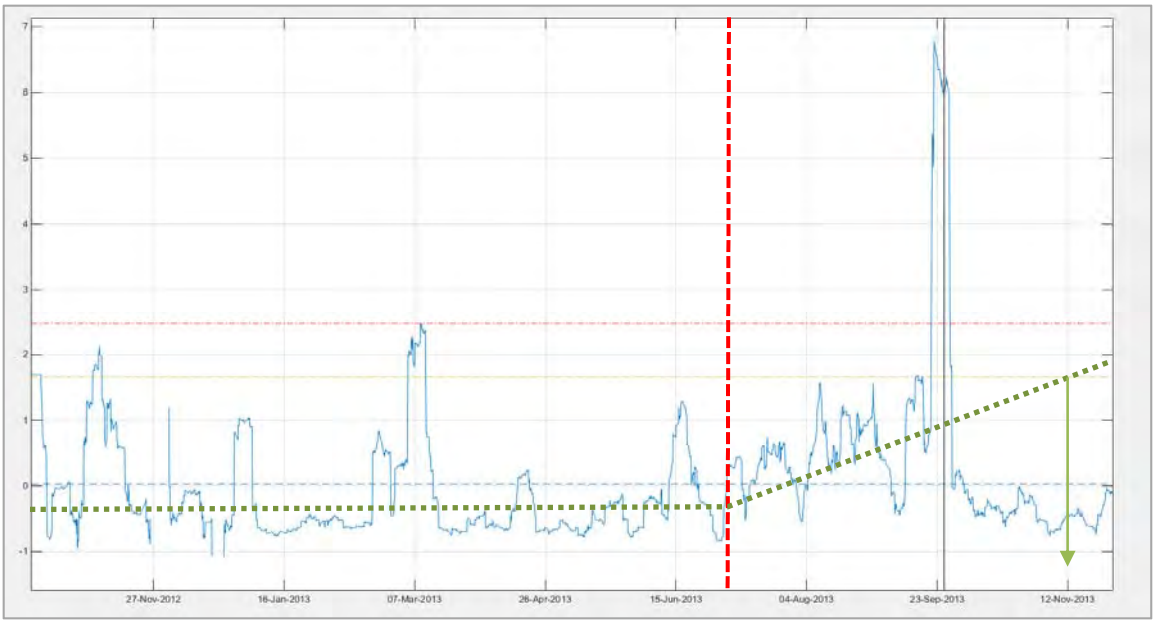


Ilustración 247.- Ejemplo en el que la utilización de la técnica "*Change point*" hubiese avisado con antelación de un posible mal funcionamiento ante un respuesta lenta del *Indicador 1* calculado en base al error MAE y valor de T=1.000 para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Conforme el ejemplo anterior, el cambio de tendencia se indicaría a partir de finales de junio de 2013, y la proyección de la tendencia estimaría que, en caso de seguir con esa evolución, el 12 de noviembre se sobrepasaría el nivel de aviso. En este caso vemos que el equipo no resistió hasta aquella fecha pero al menos el operador estaría informado de la situación del equipo.

Otro hecho importante a tener en cuenta, es que la metodología aquí desarrollada tiene la finalidad última de implantarse en un entorno productivo, en dicho entorno, la flota de equipos a monitorizar hace inviable que un operador esté buscando de forma visual los cambios de tendencia o alteraciones puntuales que se producen en un indicador. Para solucionar esta problemática es necesario que el sistema indique al operador donde mirar, como sería en el caso del ejemplo anterior o en el caso de la ilustración siguiente en el que la técnica de "*Change point*" (con una configuración diferente a la del caso anterior) detectaría una anormalidad.

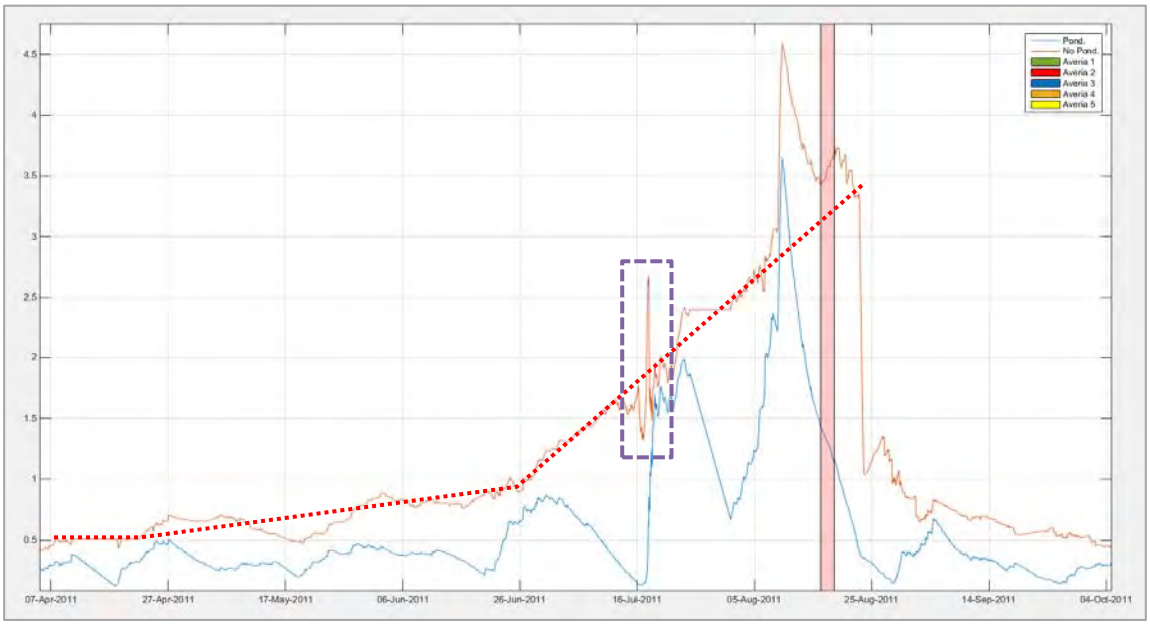


Ilustración 248.- Ejemplo en el que la utilización de la técnica "*Change point*" detecta dos cambios de tendencia en base a dos configuración diferentes de la técnica para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

El concepto de la técnica del "Change point" es muy sencillo, consiste en una doble media móvil entorno a un punto en el instante de tiempo $t\text{-}T_{Ch}$. Volviendo al ejemplo anterior, imaginemos que hoy t es 26 de Junio del año 2011, la última actualización del análisis "*Change point*" se realizaría hasta la fecha $t\text{-}T_{Ch}$, es decir el sistema no habría detectado el cambio de tendencia hasta aproximadamente ese día. El método calcula el valor medio (μ_1) del indicador en el periodo ($t\text{-}2T_{Ch}$ … $t\text{-}T_{Ch}$) y el valor medio (μ_2) del indicador en el periodo ($t\text{-}T_{Ch}$ … t). Si la $\Delta_\mu=\mu_2\text{-}\mu_1 > \Omega$ entonces se identifica como punto de cambio de tendencia o "*Change point*". Ω es el parámetro sensibilidad y es un vector con las tres condiciones que el incremento Δ_μ debe cumplir para identificar ese punto como cambio de tendencia.

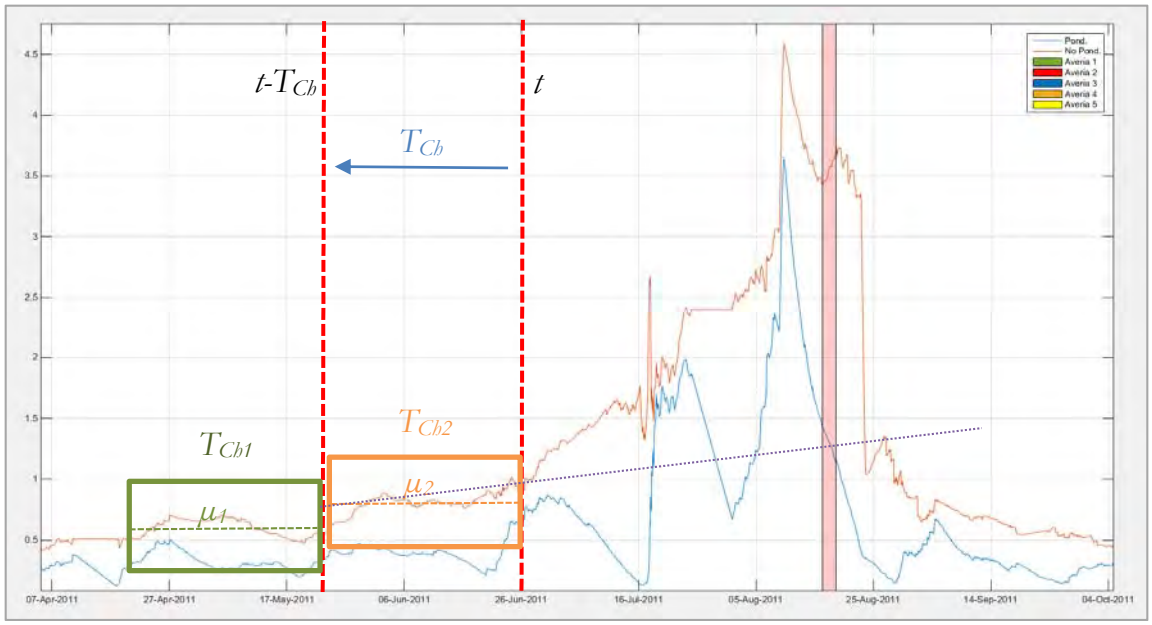


Ilustración 249 .- Principales parámetros de la técnica "*Change point*" aplicado en el *Indicador 1* de A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia

Una vez identificado el punto como "*Change point*" se realiza la proyección de la tendencia. Si en un periodo T_{Ch} el incremento ha sido $\Delta\mu$, la pendiente se mantiene de forma lineal (línea morada en la Ilustración 249) desde el valor del indicador en *t*. A cada incremento de *t*, se recalcula la pendiente, de tal forma que según avanza el tiempo la proyección va siendo tangencial a la curva del indicador.

La técnica "*Change point*" viene definida por dos parámetros, T_{Ch} y Ω. El parámetro sensibilidad lo hemos definido con valores dinámicos que varían en cada iteración. Para que un punto sea identificado como "*Change point*" deberá cumplir:

1. $\Delta\mu=\mu_2-\mu_1 > 3\sigma_{\mu 1}$. Siendo $\sigma_{\mu 1}$ la desviación estándar del indicador en el intervalo (t-$2T_{Ch}$ … t-T_{Ch}).
2. $\Delta\mu=\mu_2-\mu_1 > 0.2\,\mu_1$ Es decir, el incremento deberá ser superior al 20% de la media del indicador en el intervalo (t-$2T_{Ch}$ … t-T_{Ch}).
3. $\Delta\mu=\mu_2-\mu_1 > 0$ El incremento será positivo.

En la representación de las gráficas, el operador puede configurar el tiempo de pre-aviso, es decir, solo visualizará los "*Change point*" cuya línea de tendencia supere el límite de alarma antes de un periodo T_{view}. En las ilustraciones siguientes se mostraron

todos aquellos "*Change point*" cuya línea de tendencia indicaba que se superaría el límite de alarma antes de un mes.

En la Ilustración 250 se ha aplicado la técnica de "*Change point*" al *Indicador 10* calculado en base al error PE con T_{med}=2.000 y T_{Ch}=500. Los recuadros rojos indican la ventana de detección y las rectas de raya y punto son las rectas de tendencia. La línea vertical situada en el centro de cada ventana es el "*Change point*", es decir la fecha exacta en la que se comienza a producir el cambio de tendencia.

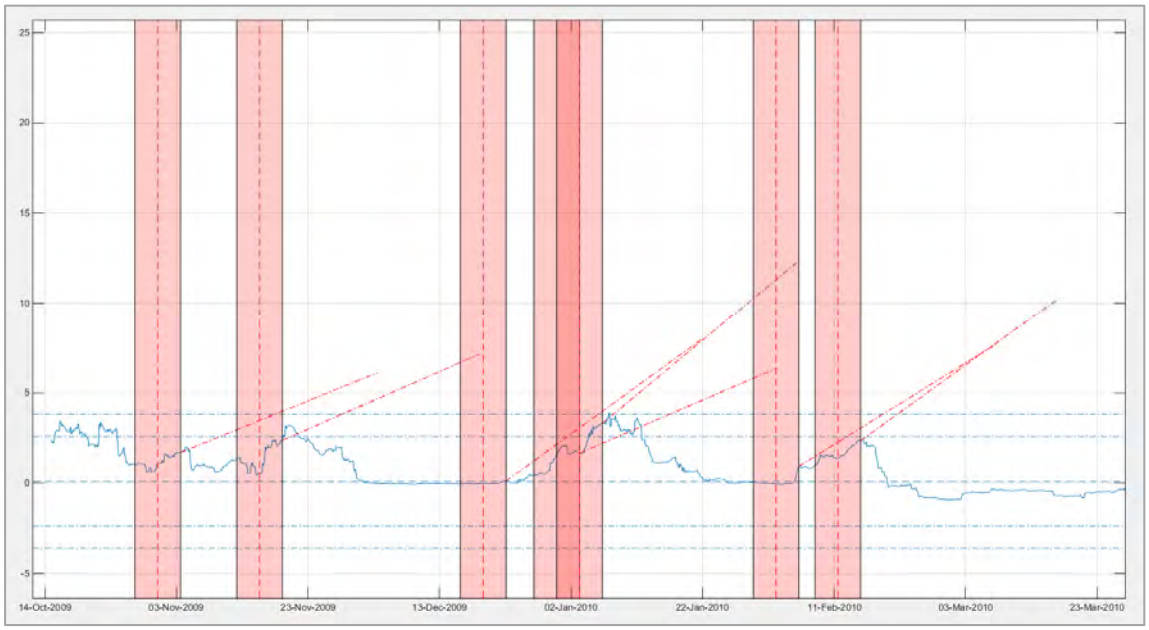


Ilustración 250.- Ejemplo de aplicación de la técnica "*Change point*" con T_{Ch} = 500 sobre el Indicador 1 en el aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Ilustración 250, esta técnica ha presentado muy buenos resultados, siendo de gran ayuda a la hora de pronosticar la posible rotura en caso de que el indicador siga dicha tendencia. Para el *Indicador 1* calculado en base a PE, T_{med}=2.000 y T_{Ch}=500 se calcularon los TTD (*Time to Detect*) y con ellos el MTTD (*Mean Time to Detect*)[19], el resultado fue de 14,38 días. Evidentemente se trata simplemente de un tiempo medio, calculando desde la detección del "*Change point*" hasta el día que se supera el límite de alarma. Para el ajuste automático de los parámetros *T* (metodología

19 MTTD es el tiempo medio de detección de un fallo, este término se explica en detalle más adelante en el presente apartado.

explicada más adelante) deberá medirse el tiempo hasta la detección en los casos de éxito, considerando dichos datos como completos, además de los datos de tiempo estimado hasta sobrepasar el nivel de alarma considerados en este apartado, tomando dichos datos como censurados ya que no se sabe con certeza cuándo hubiese ocurrido el fallo.

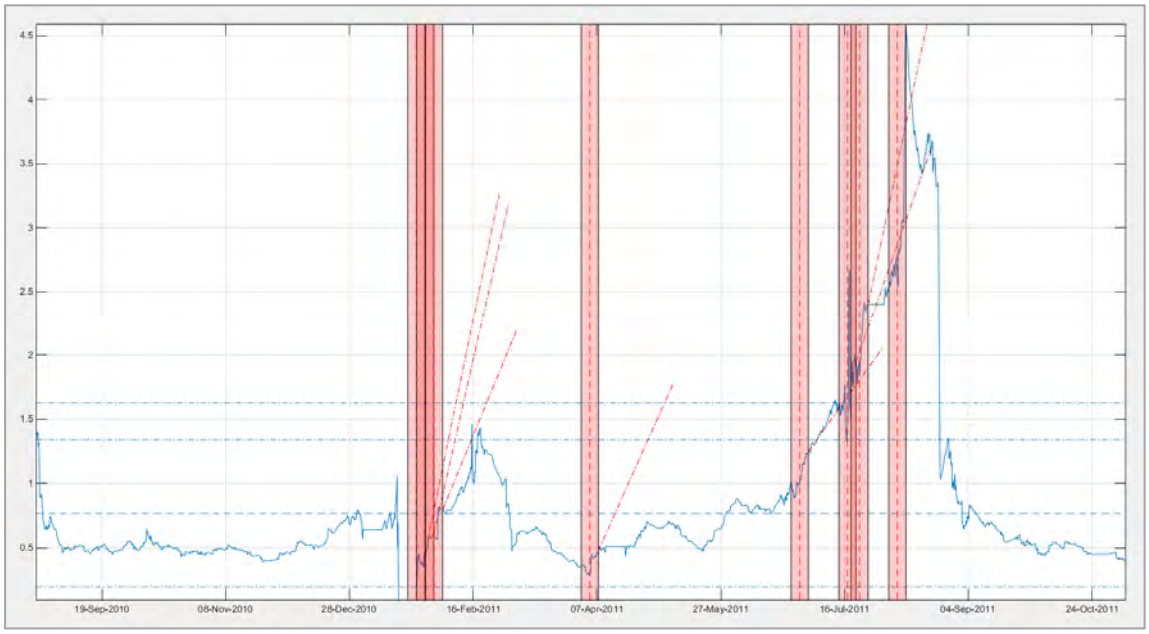


Ilustración 251.- Ejemplo de aplicación de la técnica "*Change point*" con T_{Ch} = 500 sobre el *Indicador 1* en el periodo previo a la rotura del rodamiento LOA del aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 252 se muestra con más detalle la zona previa a la avería (indicada en color amarillo). Se observa una mayor concentración de "*Change points*" en la zona próxima al 20 de julio del 2011.

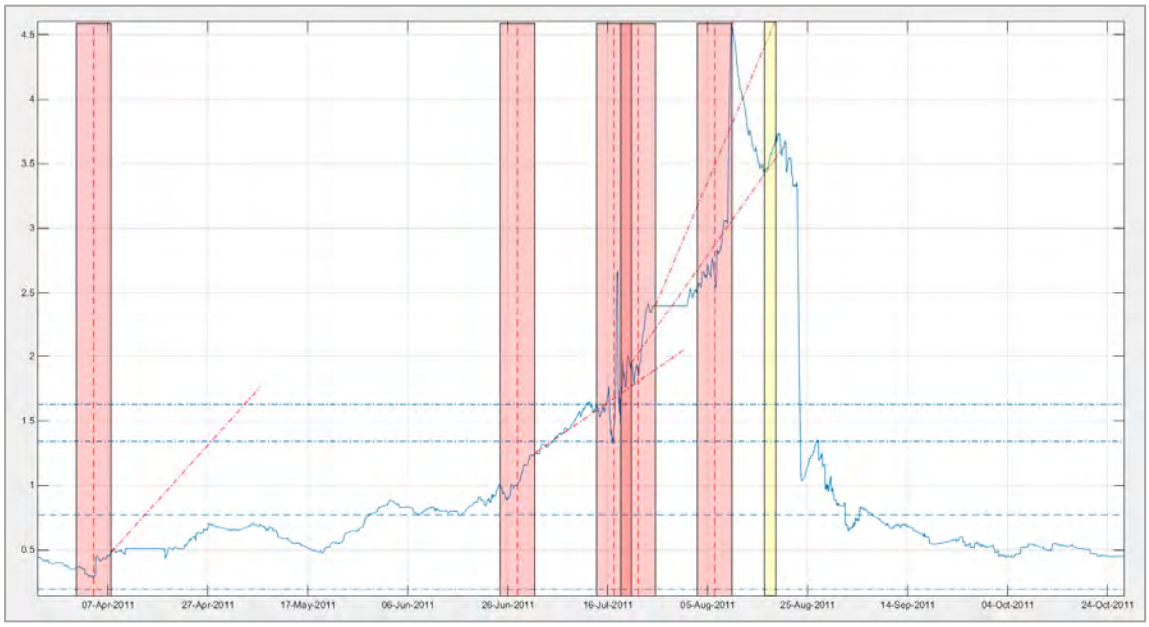


Ilustración 252.- Detalle del ejemplo anterior de aplicación de la técnica "*Change point*" con T_{Ch} = 500 sobre el *Indicador 1* en el periodo previo a la rotura del rodamiento LOA del aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Se realizaron múltiples pruebas de configuración de indicadores, y al igual que en experimentos anteriores, podría desarrollarse una metodología de optimización de los parámetros, pero sería objetivo de otra tesis. En la Ilustración 253 hemos calculado para el mismo ejemplo del *Indicador 10* anterior, la metodología de "*Change point*" con T_{Ch}=1.000, los resultados varían ya que ahora se analizan cambios de tendencia a más largo plazo, pero los resultados son igualmente satisfactorios. En base a estos resultados, en entorno productivo se realizarán estudios de "*Change point*" con varias ventanas T_{Ch}. En el siguiente ejemplo sin la utilización del "*Change point*" la alarma se hubiese dado el 11 de junio del 2011, y con la técnica de "*Change point*" se pronosticó el 2 de junio, que en torno al 14 de Junio se sobrepasaría el nivel de alarma, es decir se ha adelantado la detección 9 días.

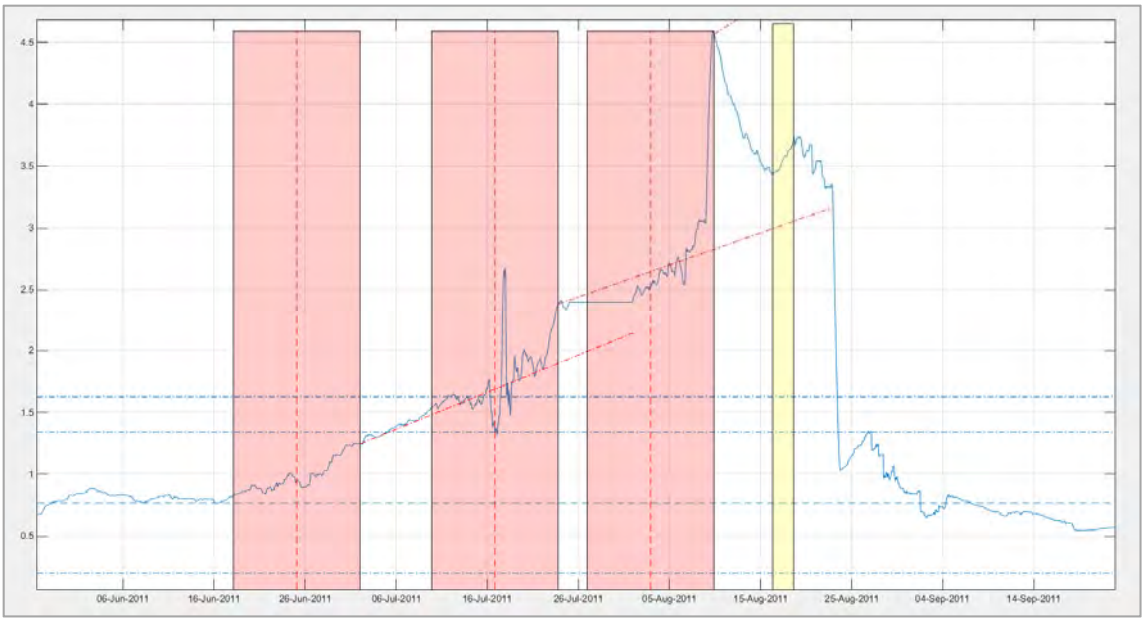


Ilustración 253.- Detalle del ejemplo anterior de aplicación de la técnica "*Change point*" con T_{Ch} = 1.000 sobre el *Indicador 1* en el periodo previo a la rotura del rodamiento LOA del aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Hay que indicar que la técnica "*Change point*" funciona mejor sobre indicadores simples no combinados, como son por ejemplo los *Indicadores 1*,*3* y *5*.

En los ejemplos anteriores se ha representado el primer punto de cambio de tendencia, pero internamente el sistema continúa analizando la evolución de la tendencia a cada iteración y va ajustando la proyección de esta a cada iteración. En la siguiente ilustración se muestra como la línea de proyección de la tendencia va incrementando su pendiente según se realiza el cálculo a cada iteración.

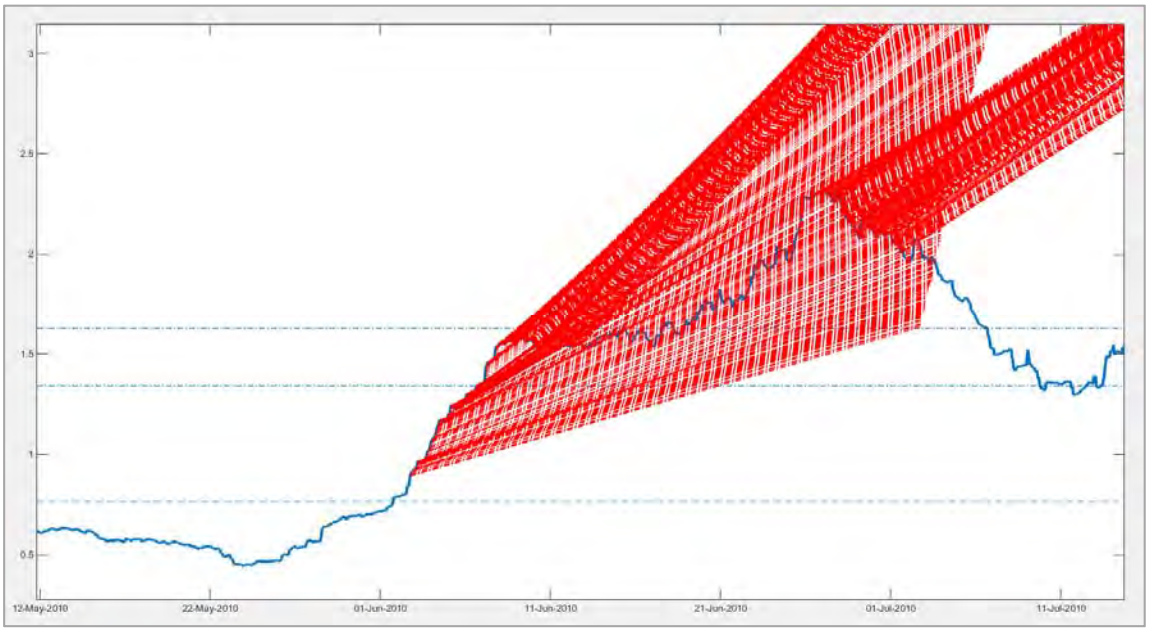


Ilustración 254.- Representación de cada una de las líneas de tendencia calculadas para cada punto identificado como "*Change point*". Fuente: Elaboración propia.

Estos cálculos internos se almacenan en la matriz de indicadores y se generan los indicadores de Concentración de "*Change point*" (CCP). Estos indicadores se calculan a partir de los indicadores analógicos aplicando sobre ellos la técnica de "*Change point*" aquí descrita y posteriormente aplicando la técnica de ventana deslizante ("*Slide window*") sobre ellos con un periodo T_{CCh} configurado con el mismo valor que T_{med}.

En la Ilustración 255 se muestra el resultado del cálculo de "*Change point*" de forma acumulada. Este vector acumulado es el que se utiliza para generar los indicadores de CCP. En la parte inferior de la ilustración, las líneas horizontales representan periodos de tiempo en los que no se ha producido ningún cambio de tendencia, esta información es muy importante, ya que indica que el equipo está en estado correcto, o al menos su estado no ha empeorado gravemente respecto a la situación anterior. Por otro lado, estos intervalos de horizontalidad se pueden utilizar para identificar el periodo de tiempo en los que no ha habido averías y por tanto volver a re-entrenar los indicadores con datos de esos periodos de tiempo.

Las líneas verticales de la gráfica inferior en la Ilustración 255, representan las averías del generador en el aerogenerador A05 (*wt004*).

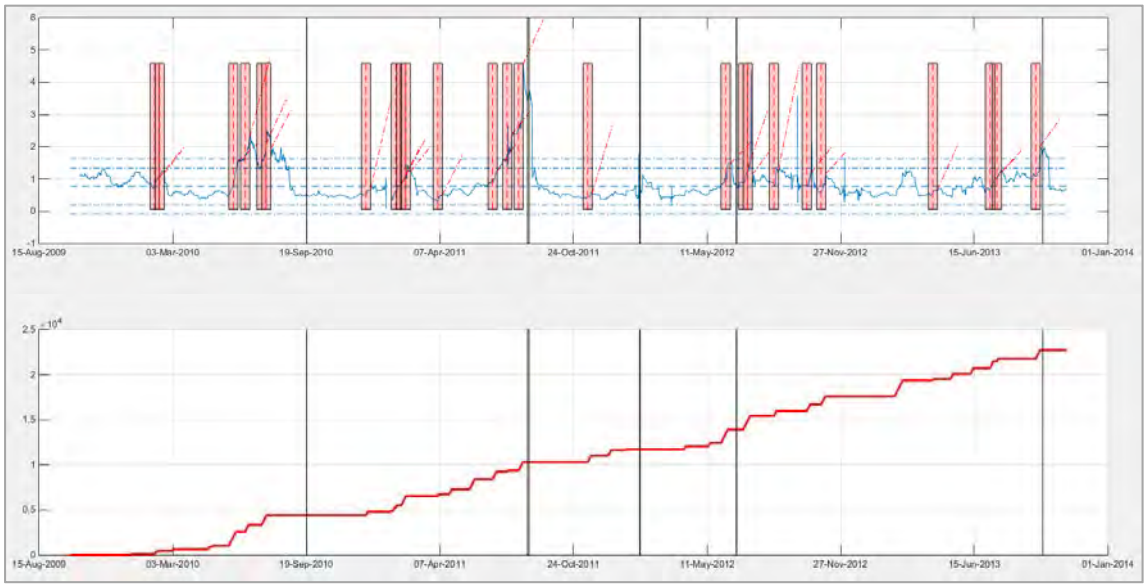


Ilustración 255.- Resultado del cálculo acumulado de puntos "*Change point*" a lo largo del histórico del aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Utilización de la técnica "Change point" en la estimación de MTTD (Mean Time to Detect)

Al igual que en fiabilidad clásica se utilizan los tiempos entre fallos para calcular el MTTF (*Mean Time to Failure*), o tiempo medio entre fallos de un equipo, la técnica de "Change point" se puede utilizar para calcular el "*Tiempo Medio de Detección*" (MTTD).

Como se trata de un cálculo estadístico, será necesario contar con una muestra representativa de casos para que el indicador tenga cierta credibilidad. La bibliografía recomienda un mínimo de entre 10 – 30 casos (*t-student*). Dado que en la población objeto de análisis de la presente tesis, no tenemos 30 casos de rotura del rodamiento LOA no se ha llegado a aplicar dicha técnica, pero se reserva para su validación de aplicación en fase de implantación en producción de la presente metodología.

Por otro lado, hay que decir que consideramos que no existe un valor de T medio óptimo o un Tiempo de Detección estándar. Esto es debido a que desde que se detecta un "*Change point*" hasta que el equipo llegue a fallar, las condiciones operacionales de los aerogeneradores son diferentes entre ellos, no es lo mismo si ocurre en invierno o verano, etc. Siguiendo con las sensaciones adquiridas en otros puntos de la presente tesis, en la sencillez reside la virtud, y muchas veces buscamos las soluciones más

complejas pensando que serán mejores y finalmente son "los números gordos" los que presentan la mejor solución "cost-efective".

En base a este razonamiento decidimos exponer la técnica por si al lector le fuese de aplicación en algún caso. Siguiendo con el ejemplo anterior, bien manualmente o bien utilizando la técnica de "*Change point*" (recomendable cuando se tiene gran cantidad de casos, como es el proceso de optimización de *T*), se puede obtener el TTD (tiempo de detección).

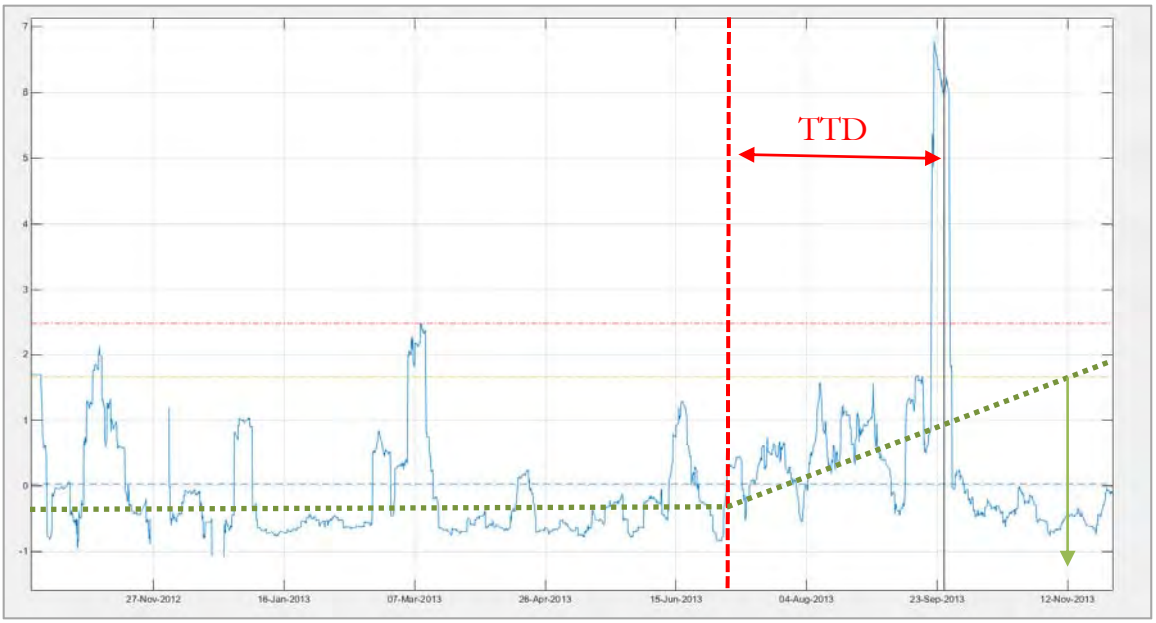


Ilustración 256.- Ejemplo de la utilización de la técnica "*Change point*" para el cálculo automático del TTD (Time to Detect). Fuente: Elaboración propia.

Matemáticamente el cálculo del MTTD es muy sencillo ya que la técnica de "*Change point*" da como resultado una fecha, y del histórico de averías se obtiene la fecha del fallo. Matemáticamente ambas fechas son números que se restan y de esta forma se obtiene el número de días del TTD. El MTTD será directamente la media de los *n* TTD elementos. El proceso de optimización *T* (periodo de cálculo de la media móvil de los indicadores) es un proceso iterativo, el cual busca maximizar el MTTD. En cada iteración se cambia el valor de *T* y se calculan los indicadores analógicos. Al resultado se aplica la técnica "*Change point*" y se calcula el MTTD. Este proceso se repite hasta que se consigue maximizar el MTTD o hasta que se llega a un número máximo de

iteraciones. Hay multitud de técnicas específicas de búsqueda de máximos y mínimos absolutos como máquinas vector soporte, etc. pero no vamos a profundizar en ellas.

6.4.2.3. Indicadores sin ponderación vs ponderados

Como ya se adelantó en la introducción del apartado 6.4.2. Indicadores de Datos Analógicos, no somos partidarios de utilizar la técnica de ponderación que presentamos en este subapartado.

Además de considerar que un equipo tiene "*memoria*" de mal funcionamientos previos[20], existe otro factor importante y es el comportamiento matemático del indicador ante valores *NaN*[21]. Cuando no hay datos, el indicador debe mantenerse estable en el último valor calculado, sin embargo, al pasar el tiempo la ventana deslizante que calcula la media móvil, pondera con mayor peso los primeros valores, que fueron los últimos antes de la pérdida de comunicaciones, por tanto el indicador se reduce y da la sensación de que se está recuperando la condición normal de operación, pero no es así. En el siguiente ejemplo, previo a la rotura del rodamiento LOA, se observa como durante un periodo de falta de datos o de errores negativos el indicador parece recuperarse, pero sin embargo el equipo sigue en fallo. Este hecho puede hacer que los indicadores pierdan capacidad de detección.

20 Cuando un equipo ha estado expuesto a una elevada temperatura ha podido quedar dañado (materiales plásticos, aislantes, etc…), independientemente del tiempo que pase, el equipo ha quedado dañado, y a día de hoy los componentes no tiene capacidad de autoregeneración, luego no debería considerase que dicho mal funcionamiento pierda relevancia conforme pasa el tiempo.
21 Recordar que en algunos casos, como es el error positivo (PE), se tienen errores con valor *NaN* (falta de dato) cuando el error era negativo o cuando hay falta de señal y por tanto no tenemos estimación de la temperatura del rodamiento por parte del modelo.

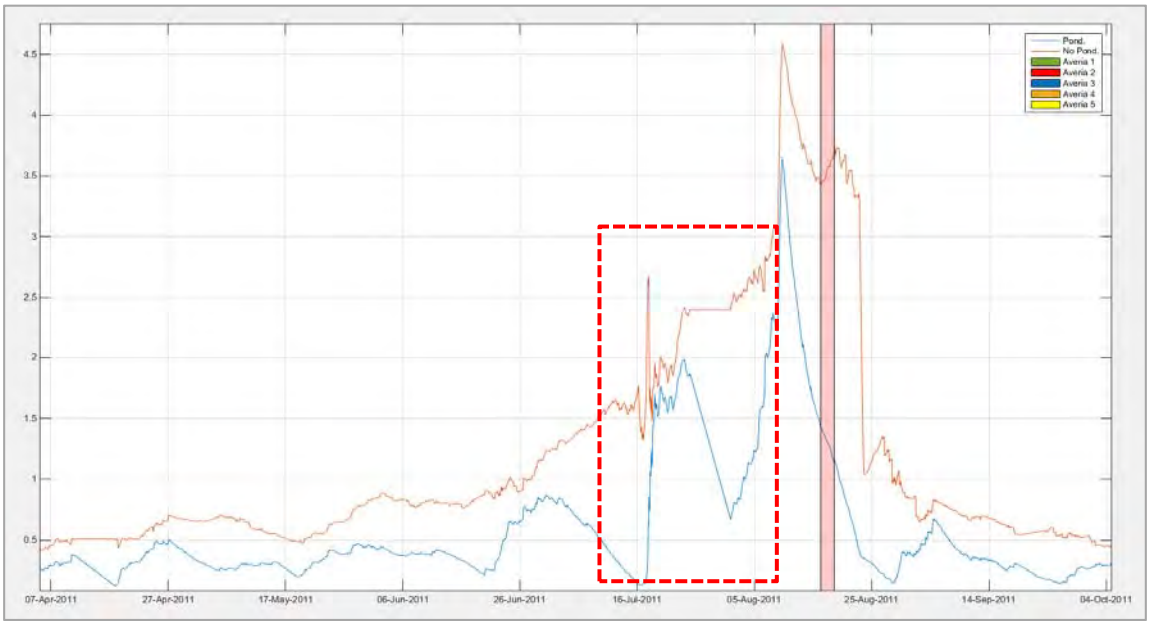


Ilustración 257.- Comparativa de la respuesta del *Indicador 1* para el error positivo (PE) y configurado con T_{short}=500 y T_{med} =2.000. En color azul con ponderación lineal y en color rojo sin ponderación. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados optamos por no utilizar la ponderación de los valores.

6.4.2.1. Indicadores compuestos y ajuste del parámetro τ.

El parámetro τ pondera los *Indicadores 1* y *3* para confeccionar el *Indicador 9*. El *Indicador 1* representa la desviación media de la temperatura real del rodamiento LOA respecto al modelo utilizado, es por tanto un indicador de amplitud (suma de media de amplitudes de errores), es decir, representa cuanto se aleja la realidad del modelo.

El *Indicador 3* es un indicador de frecuencia, ya que mide cuantas veces se supera un valor límite en un periodo de tiempo determinado (frecuencia de sobrepasamiento).

Los dos indicadores por si mismos aportan información, pero si los combinamos conseguimos eliminar "los contras" de cada uno de ellos. Imaginemos que se produce un error puntual muy elevado debido un dato aberrante o una circunstancia puntual, el valor de *Indicador 1* puede verse incrementado sustancialmente (sobre todo cuanto más pequeño sea el periodo T_{med}), y puede que dicho incremento active el nivel de aviso o alarma. Un fallo puntual por sí mismo no debería penalizar de esta forma al indicador.

Este elevado error puntual no afectaría al *Indicador 3* ya que solo cuenta un sobrepasamiento del valor límite, sin importarle si es por mucho o poco.

El indicador de frecuencia 3 está pensado para que, errores de menor amplitud pero muy repetitivos, no pasen desapercibidos. Tan grave es tener pocos errores muy elevados, como muchos errores de pequeña amplitud.

Combinando ambos indicadores (1 y 3) se crean los *Indicadores 9* y *10*. *El Indicador 9* es la suma ponderada de ambos indicadores normalizados, mientras que el *Indicador 10* los combina directamente mediante su producto. Una variación de estos indicadors costituye el *Indicador 11*.

La ponderación de los indicadores se realiza con los parámetros de normalización calculados con el conjunto de datos de entrenamiento de los indicadores, es decir, con datos del equipo sin avería (μ_I^{MPE}, σ_I^{MPE}).

Al normalizar los indicadores se deberá tener en cuenta el signo de cada uno de los indicadores, principalmente para el *Indicador 10*, ya que los valores normalizados tendrán signo positivo o negativo, incluso en algún caso, cuando la temperatura del rodamiento sea más alta que en el modelo es posible que el error normalizado sea negativo. El signo negativo del indicador normalizado significa que se encuentra por debajo de la media, por tanto simboliza que el equipo está en estado operativo correcto. Sin embargo, cuando multiplicamos los dos indicadores, si los dos tienen signo negativo, el resultado da positivo, por lo que se pasara de estar en un estado operativo correcto en los dos indicadores a un estado operativo de fallo. A esta peculiaridad del indicador la hemos denominado efecto "*signo*".

Como se muestra en la Ilustración 258, generalmente cuando se aproxima un mal funcionamiento del equipo, tanto la amplitud de los errores como la frecuencia de aparición de estos errores crece, luego ambos indicadores tendrán un valor normalizado positivo.

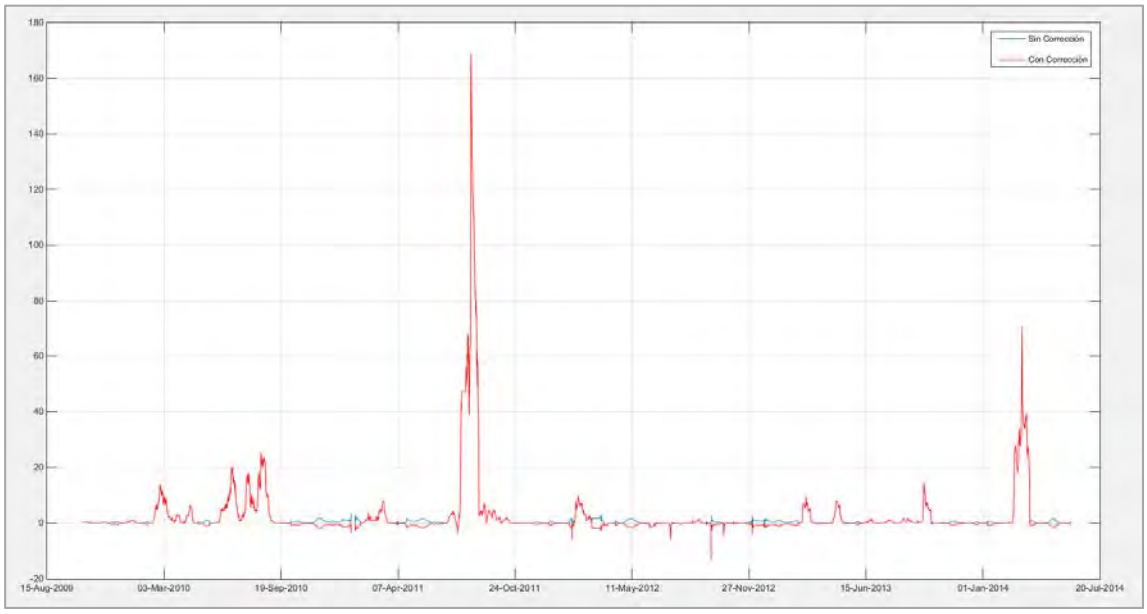


Ilustración 258.- Corrección del efecto "*signo*" del *Indicador 10*. En azul el indicador 10 calculado en base al error positivo (PE) para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

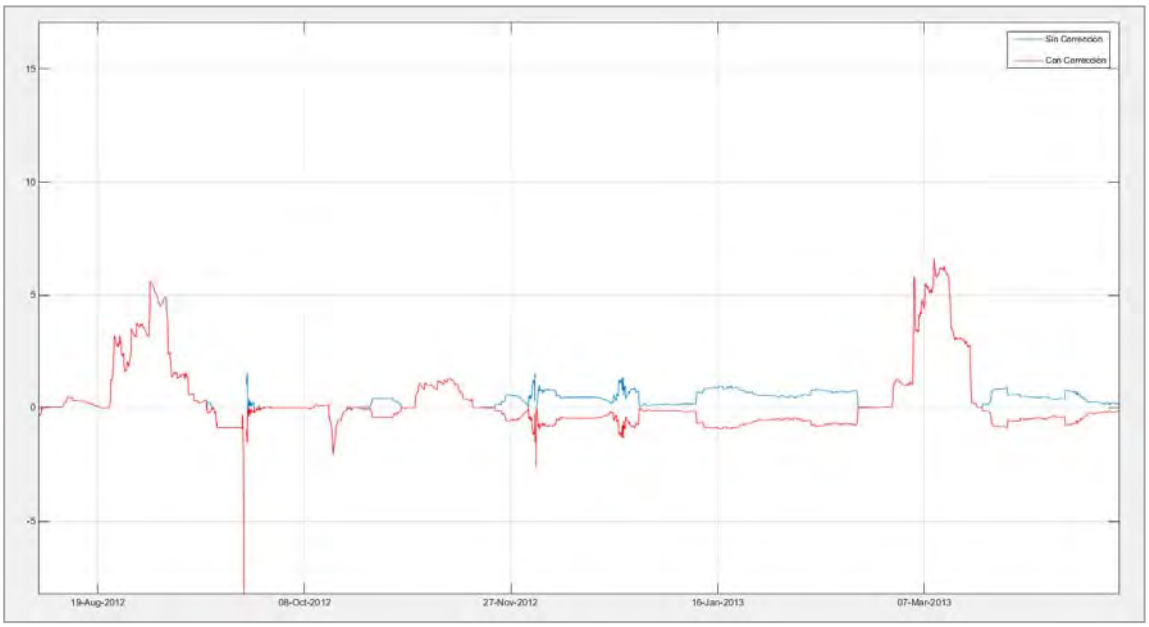


Ilustración 259.- Detalle de la corrección del efecto "*signo*" del *Indicador 10*. En azul el *Indicador 10* calculado en base al error positivo (PE) para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Con esta corrección del indicador conseguimos que los valores de indicador sean inferiores a 0 siempre que haya un signo negativo en alguno de los dos indicadores

normalizados. Sólo cuando, los dos indicadores presentan valores por encima de la media será cuando el indicador se vuelva positivo, gracias a esta peculiaridad de los signos en los valores normalizados obtenemos una rápida reacción del indicador y evitamos falsos positivos.

Para algunos tipos de fallo específicos, será recomendable cambiar la configuración del indicador y cambiar el signo a positivo para aquellos casos en los que uno de los dos indicadores normalizados tenga signo positivo, es decir, si los dos tienen signo negativo el resultado será negativo, en cualquier otro caso el signo resultante será positivo.

El *Indicador 9* no precisa corrección del efecto "*signo*", sin embargo precisa el ajuste del nivel de ponderación que se le asigna a cada indicador, dando más relevancia a uno u a otro. En el ejemplo aquí mostrado se ha probado balancear el peso en ambos sentidos y finalmente un peso equitativo.

4. $\tau = 0.8$, dando más peso al *Indicador 1*.
5. $\tau = 0.2$, dando más peso al *Indicador 3*.
6. $\tau = 0.5$, dando un peso equitativo a ambos indicadores.

Hay que tener en cuenta que cuanto más se pondere el *Indicador 3*, más se estará teniendo en cuenta los errores más pequeños, lo cual puede estar incluyendo los propios errores de ajuste del modelo de estimación de temperatura del rodamiento LOA.

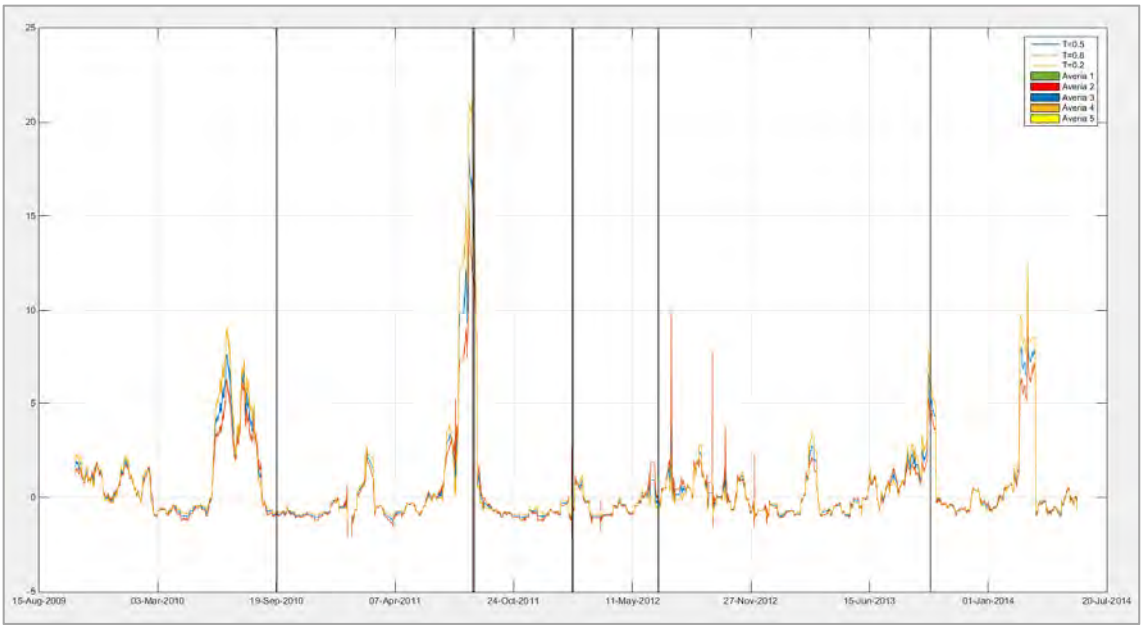


Ilustración 260.- Respuesta general del *Indicador 9* para diferentes valores de τ para A05 (*wt004*). En color azul τ=0.5, en color rojo τ=0.8 y en color amarillo τ=0.2. Fuente: Elaboración propia.

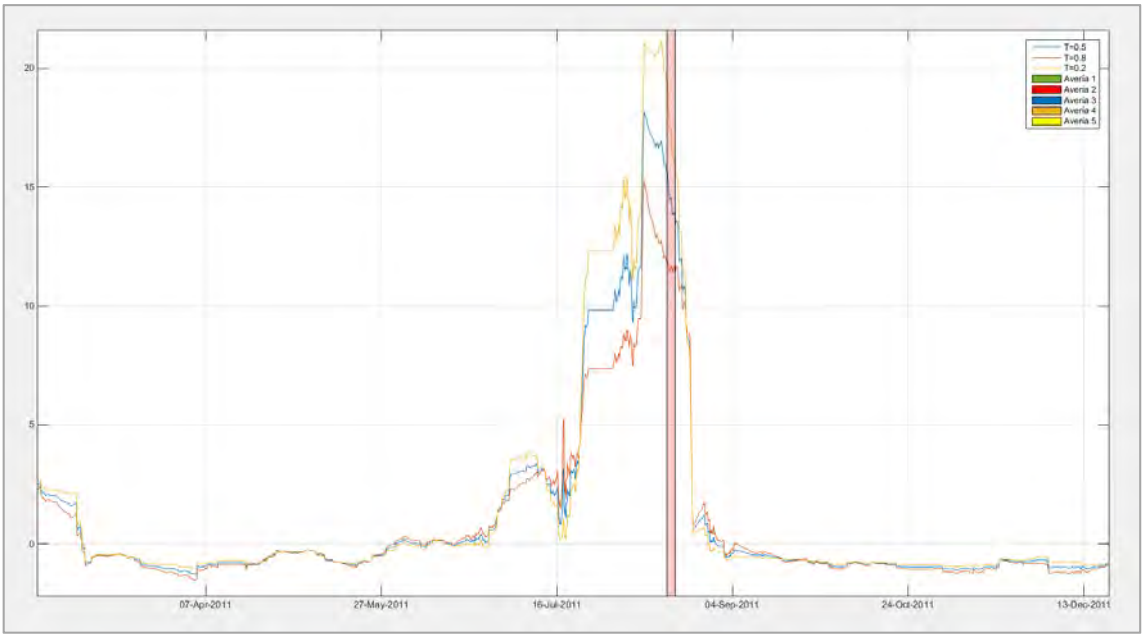


Ilustración 261.- Detalle de la respuesta general del *Indicador 9* para diferentes valores de τ antes de una avería del rodamiento LOA para A05 (*wt004*). En color azul τ=0.5 y en color rojo τ=0.8 y en color amarillo τ=0.2. Fuente: Elaboración propia.

En situación operativa sin fallo la respuesta de los indicadores es similar, sin embargo, instantes previos al mal funcionamiento el factor de ponderación acentúa más o menos la respuesta. En base a estos resultados, optamos por un τ de 0.5, ya que se desconoce la sintomatología que presenta el rodamiento LOA antes del fallo, de esta forma evitamos penalizar un indicador frente a otro.

6.4.2.2. Metodología de ajuste de los límites de conteo de los Indicadores 2 y 3

Como se expuso en el apartado anterior, el *Indicador 3* es un indicador de frecuencia, es decir, cuenta el número de veces que se supera un límite. La dificultad reside en establecer cuál debe ser ese límite, ya que si el límite es muy exigente, el indicador presentará valores elevados y por el contrario, límites muy laxos mantendrán un indicador "ciego" frente a la aparición del mal funcionamiento.

Se definieron varios límites con base estadística para realizar el conteo, estos límites se calcularon en función de la desviación estándar del error y en base a los percentiles de la distribución del error. En la siguiente ilustración se muestra cómo afecta el cambio de los límites de conteo al comportamiento del *Indicador 10*. El efecto del cambio de límites de conteo es similar al que ocasionaba el coeficiente τ sobre el *Indicador 9*.

El conteo se realiza por escalones, es decir, se han establecido dos límites de conteo, de tal forma que si se supera el primer límite, pero no se supera el segundo, el *Indicador* se incrementa en 1 unidad, pero si se supera el segundo límite el indicador se incrementa en dos unidades.

En el ejemplo de la ilustración se realizaron las siguientes configuraciones:

- En color azul: *Limite I*= $\mu_e^{MPE} \pm 2\sigma_e^{MPE}$ y *Límite II*= $\mu_e^{MPE} \pm 3\sigma_e^{MPE}$
- En color rojo: *Limite I*= $\mu_e^{MPE} \pm \sigma_e^{MPE}$ y *Límite II*= $\mu_e^{MPE} \pm 3\sigma_e^{MPE}$
- En color amarillo: *Limite I*= percentil 75 y *Límite II*= percentil 90

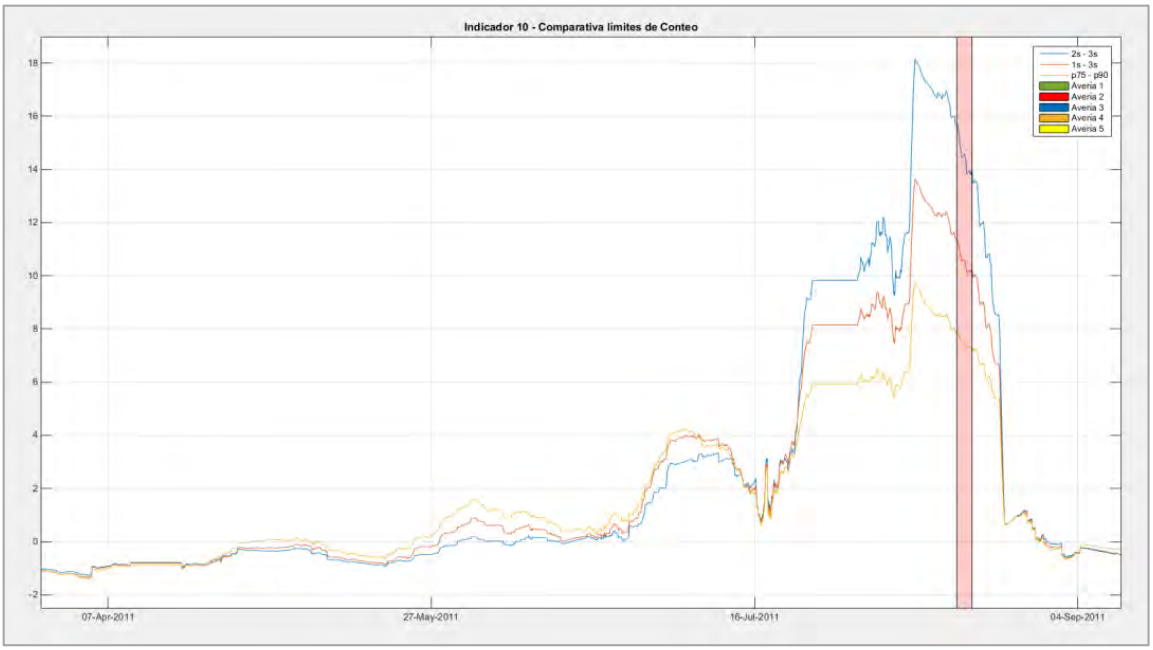


Ilustración 262.- Respuesta del *Indicador 10* para diferentes valores límites de conteo para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En vista a estos resultados, en el caso de estudio se han fijado en 2σ y 3σ por tratarse de un valor estadísticamente representativo como se describió en el apartado 6.3.3.2. Filtrado estadístico de los datos. Cuando el *Indicador 1* supere el valor de $\mu \pm 2\sigma$ se incrementará en 1 unidad el Indicador 2, y cuando supere $\mu \pm 3\sigma$ se incrementará en 2 unidades.

6.4.2.3. Comparativa de respuesta de los indicadores en función del tipo de error.

En un principio se consideró utilizar todas las variantes posibles del cálculo del error entre la medición real de la temperatura del rodamiento LOA y la salida del modelo, pero pronto vimos que la casuística de combinaciones de configuración de los indicadores crecía de forma incontrolada. Para que el lector se haga una idea, si consideramos los 8 tipos de error y los 10/11 posibles indicadores con los que se han realizado experimentos y unos 9 modelos de estimación de la temperatura del rodamiento LOA, se obtenían cerca de 890 indicadores de estado que luego hay que configurar de forma específica (T_{short}, T_{med},…).

Dada esta situación decidimos hacer un análisis preliminar de la respuesta de los indicadores calculados en base a cada uno de los diferentes tipos de error. Este mismo análisis se realizó con los diferentes modelos de temperatura del rodamiento desarrollados (*Modelo Maestro*, *Modelo NARX*,…), como se detalla en el apartado 6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamiento del rodamiento LOA en el generador.

Para la comparativa de errores, se generó el conjunto de indicadores utilizando el *Modelo Maestro* de estimación de la temperatura del rodamiento LOA y una T_{med}=2.000 y T_{short}=100. No obstante en las siguientes ilustraciones no se muestran todos los indicadores, sino únicamente aquellos ejemplos más relevantes.

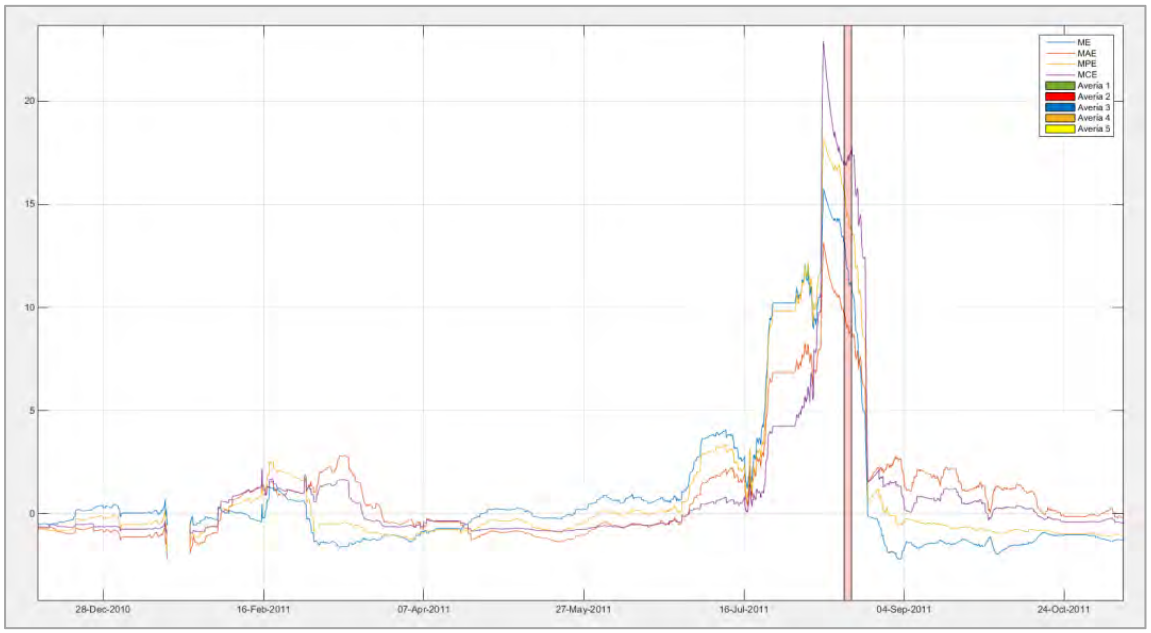


Ilustración 263.- Respuesta del *Indicador 10* calculado en base a los diferentes errores medios E, AE, PE y CE para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Según la Ilustración 263, los cuatro indicadores reaccionan pero el indicador basado en el error cuadrático muestra una reacción más tardía, y posteriormente una elevación más abrupta. Para intentar obtener información de apoyo calculamos los indicadores ante esta misma situación en valor porcentual, como puede observarse en al Ilustración 264. Se observa que porcentualmente hablando son los indicadores basados en el error y en el error positivo los que muestran una mayor reacción. Por

otro lado se observa como los indicadores calculados con los errores RE y PRE recuperan antes en situaciones en las que no hay fallo, esto es debido a los errores negativos, es decir, aquellas situaciones en las que el rodamiento está más frío de lo esperado, lo cual se debe a transitorios (el generador ha estado parado y arranca sin tener tiempo de alcanzar la temperatura normal de operación, etc.).

Los errores absoluto y cuadrático transforman estas mediciones en positivas, lo cual puede confundir al sistema, considerando que tiene temperaturas más altas de las esperadas. Debemos recordar que los mal funcionamientos suelen implicar sobre calentamientos.

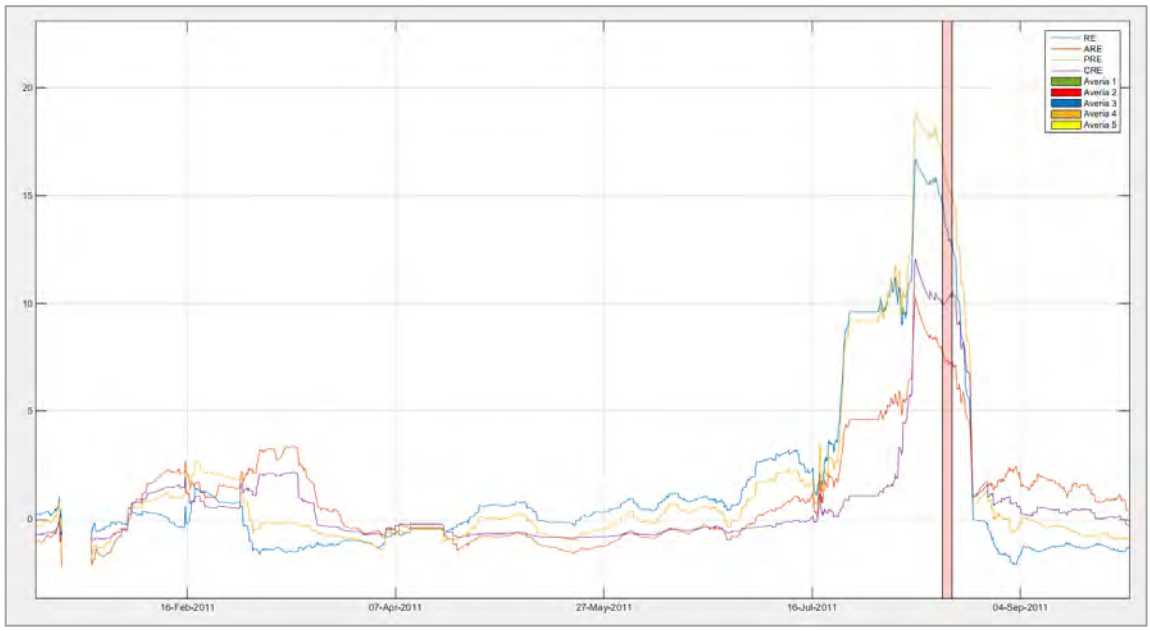


Ilustración 264.- Respuesta del *Indicador 10* calculado en base a los diferentes errores porcentuales RE, ARE, PRE y CRE para A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

El hecho de no utilizar el valor absoluto[22] del error en el caso de fallos en el rodamiento LOA facilitará la interpretación de los indicadores y la detección del mal funcionamiento, luego podemos descartar los errores AE y CE.

No obstante, la utilización de los valores negativos puede ser un arma de doble filo, ya que si el modelo de estimación de temperatura del rodamiento LOA, tiene

22 Se entiende que tampoco el error cuadrático, ya que todo número elevado al cuadrado da como resultado un valor positivo.

tendencia a dar temperaturas más bajas de las reales, como es el caso de nuestro *Modelo Maestro* en las zonas z1, z2 y z3 con un error medio de -0,25ºC y en la estación e1 (invierno) con un error medio de -0,46ºC, puede hacer que el indicador se recupere más rápido de lo debido y que además baje tanto que "*acumule*" errores negativos, lo cual haría que posteriormente se tengan que dar más errores positivos para anular dicha acumulación de negativos. Veamos un ejemplo en la Ilustración 265.

Ilustración 265.- Comparativa de la acumulación de errores negativos en la respuesta del *Indicador 10* en A05 (*wt004*) para a los diferentes errores porcentuales RE, ARE, PRE y CRE. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 265, se observa como ante una sucesión de errores negativos, los indicadores calculados en base al error absoluto y cuadrático reaccionan indicando un posible mal funcionamiento, lo cual no es cierto (falso positivo). Por otro lado, se observa como el indicador calculado en base al error "acumula negativos", lo cual hace que luego tengan que darse más valores positivos hasta alcanzar el límite de operación superior del indicador. Hay que tener en cuenta, que si el indicador oscila más entre valores positivos y negativos, la desviación estándar del indicador será mayor, y por tanto sus límites inferiores y superiores, establecidos en $\mu \pm 3\sigma$, estén más alejados, lo cual permite al indicador oscilar mucho entre esos límites sin que se de ningún aviso, por tanto la detección puede llegar tarde.

El indicador calculado en base al error positivo (PE) salva esta problemática, ya que los errores negativos, ni suman ni restan. En las siguientes imágenes se muestra otra característica interesante del indicador calculado a partir del error positivo, este indicador representa mejor la tendencia, la cual ayuda a la hora de hacer prognosis o proyección a futuro de un indicador.

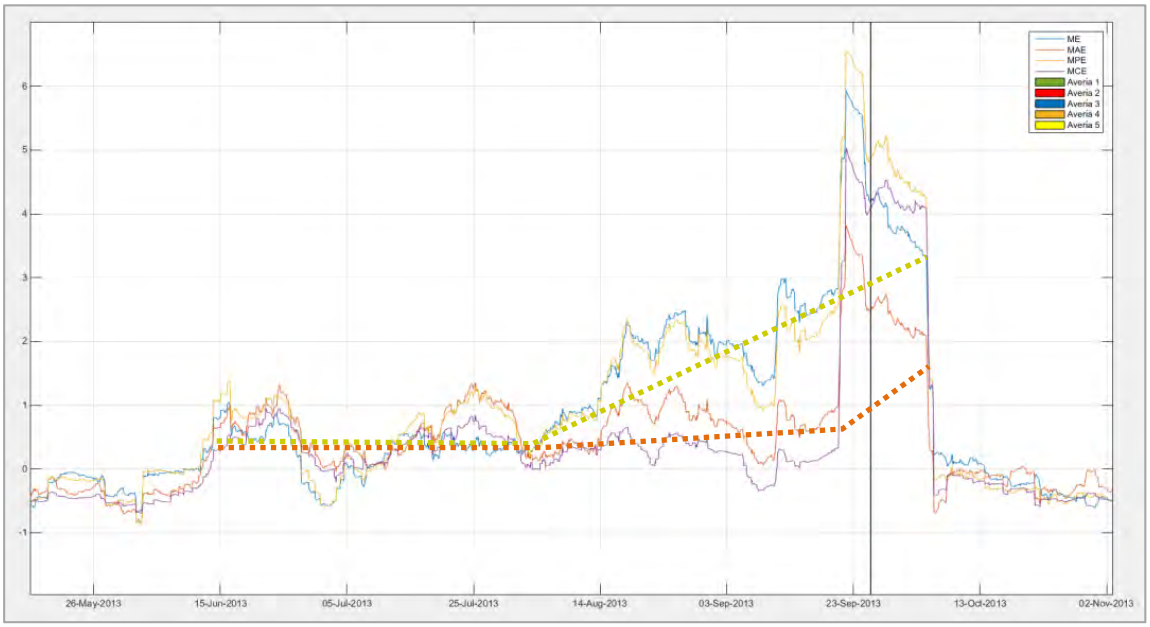


Ilustración 266.- Capacidad de representación de tendencia del Indicador 10 calculado en base al error PE frente a la falta de tendencia de los indicadores calculados a partir de AE y CE en A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

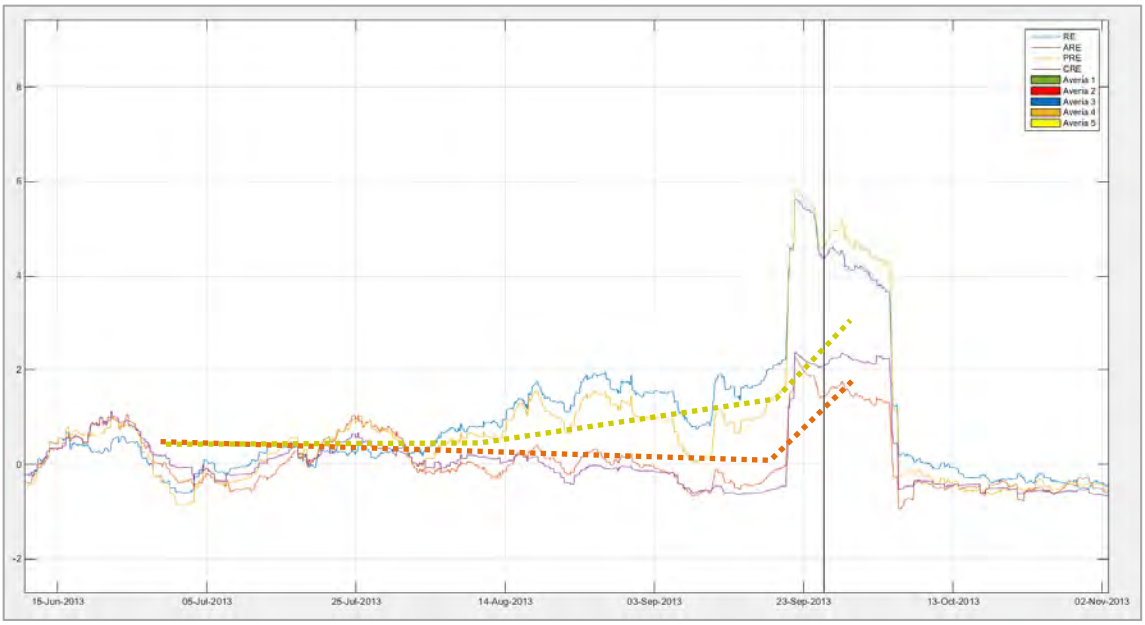


Ilustración 267.- Capacidad de representación de tendencia del Indicador 10 calculado en base al error PRE frente a la falta de tendencia de los indicadores calculados a partir de ARE y CRE en A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En las ilustraciones anteriores se observa como los indicadores calculados en base a los errores absolutos o cuadráticos pueden llegar a confundir al sistema de detección presentando tendencias nulas o incluso negativas como sucede en el caso de los errores relativos.

En base a estos resultados hemos descartado la utilización de los errores E, AE, CE, RE, ARE y CRE, luego en adelante los indicadores se calcularán en base a los errores positivos (PE o PRE), y entre éstos se opta por usar preferiblemente el error PE, ya que cuando el equipo se encuentra trabajando a potencia nominal, las temperaturas son más elevadas, y por tanto un error de 5ºC sobre 85ºC es porcentualmente similar a un error de 3,5ºC sobre 60ºC, este hecho puede hacer que el indicador se mantenga, mientras que la temperatura real respecto al modelo ha aumentado. Por otro lado, un operador de parque prefiere tener información sobre la

variable física (ºC por encima de la temperatura esperada) y no porcentajes de desviación[23].

6.4.2.4. Comparativa de respuesta de los indicadores en función del modelo de ajuste de la temperatura de rodamiento LOA seleccionado.

Como se mencionó en el apartado anterior, la casuística de posibles combinaciones entre los modelos de temperatura, indicadores y errores hacía inviable la experimentación de todos los casos sin un procedimiento automatizado.

Siguiendo con el descarte de alternativas, se comparó el comportamiento de los indicadores utilizando los distintos modelos de estimación de la temperatura del rodamiento LOA.

Los resultados que se muestran corresponden al cálculo del *Indicador 10*, en base al error positivo (PE) y valores de T_{med}=2.000.

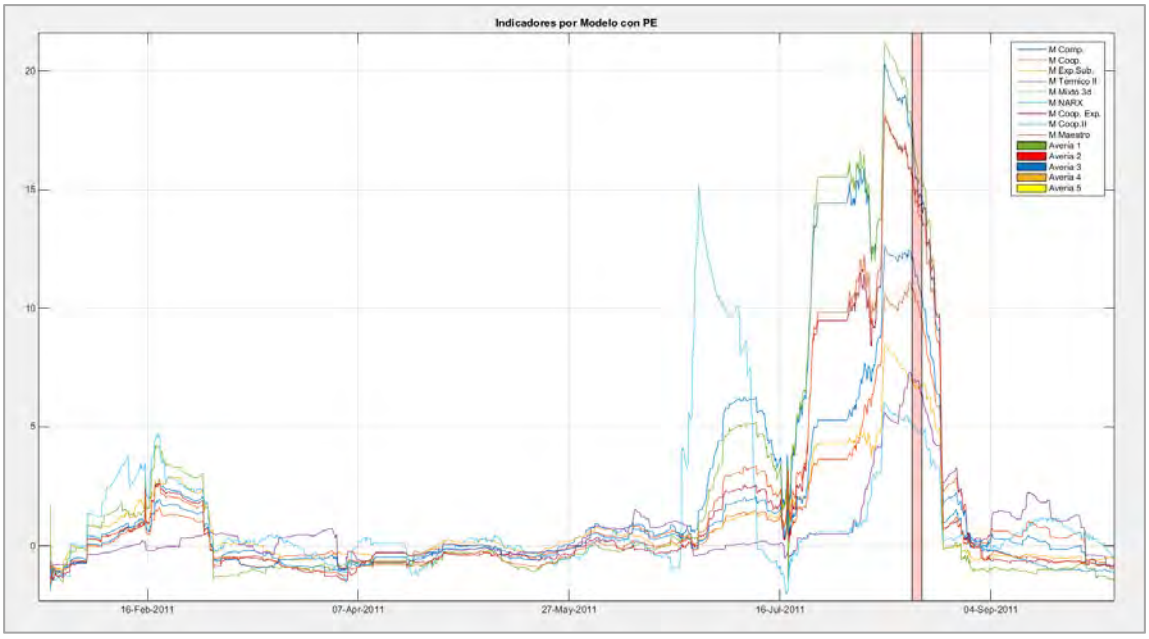


Ilustración 268.-*Indicador 10* en base al error PE para los diferentes modelos de temperatura del rodamiento LOA en A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

23 Como puede verse en la representación del *Indicador 10*, éste toma valores positivos y negativos, incluso para el cálculo realizado a partir del error positivo (PE), esto es debido a que el Indicador 10 está normalizado, es decir, en situación de funcionamiento sin fallo, el indicador podrá oscilar entre ±3σ.

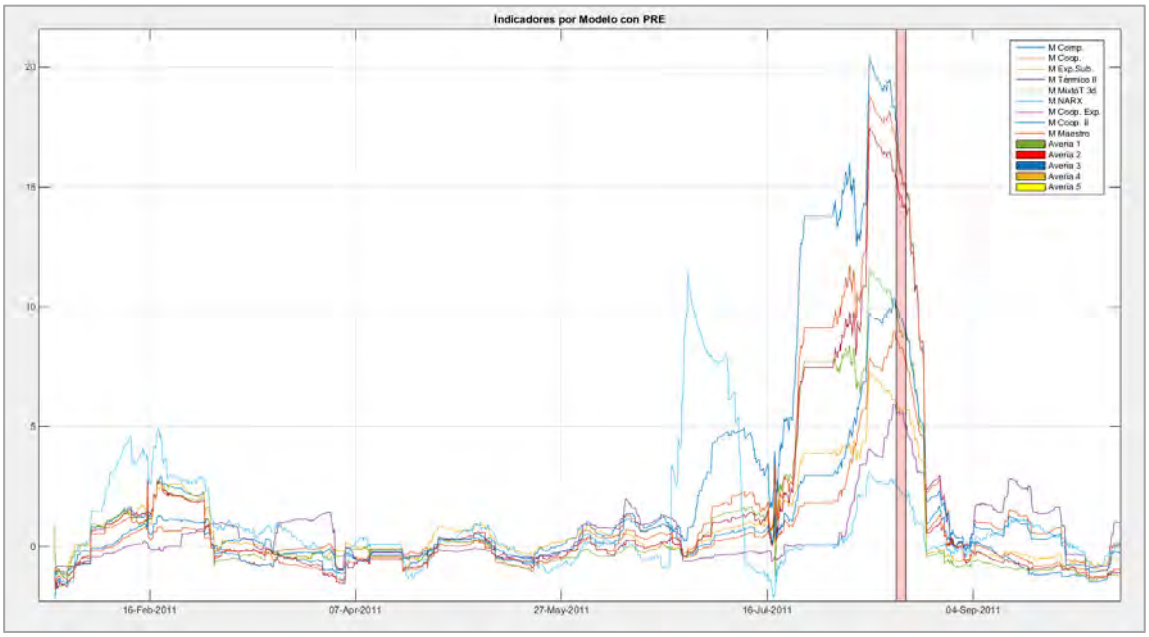


Ilustración 269.- *Indicador 10* en base al error PRE para los diferentes modelos de temperatura del rodamiento LOA en A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

La respuesta de los indicadores calculado con el PE y PRE es similar, lo cual confirma la decisión de utilizar el error positivo. Se observa que todos los indicadores reaccionan antes del fallo, luego se confirma que modelos más simples que el *Modelo Maestro*, pueden utilizarse para la detección del mal funcionamiento, al menos para fallos del rodamiento LOA.

Hay tres modelos que nos han llamado especialmente la atención a parte del *Modelo Maestro*, son el *Modelo NARX* y el *Modelo MixtoT 3d*. Estos modelos reaccionan de forma ligeramente diferente al del resto de modelos en ciertas circunstancias. El *Modelo NARX* fue el primero en reaccionar antes del fallo del rodamiento. El modelo *MixtoT 3d* reaccionó considerablemente antes que otros modelos en otros casos de detección, como se muestra en la siguiente ilustración.

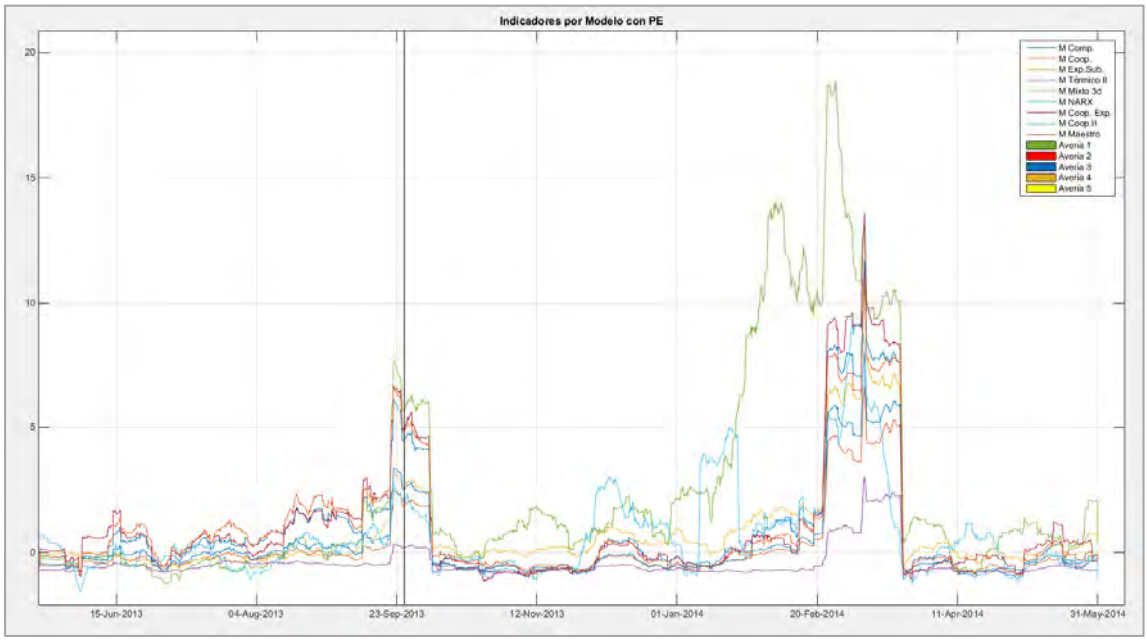


Ilustración 270.- ***Indicador 10*** **en base al error PE para los diferentes modelos de temperatura del rodamiento LOA ante un mal funcionamiento no registrado en la base de datos en A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.**

Para el ejemplo anterior no se disponía del registro histórico de las averías y por eso no se representaron para el año 2014. No obstante, parece evidente que sucedió algún evento relacionado con el generador en marzo del 2014, ya que todos los indicadores reaccionaron y repentinamente todos los indicadores recuperaron valores normales de operación.

Se consultó manualmente la base de datos de acciones de mantenimiento, y se verificó que el 22 de abril de 2014 se realizó el cambio de las escobillas de tierra en el generador y además se estaba produciendo un cortocircuito entre los inductivos y el encoder. Por tanto se confirma nuevamente la capacidad de detección de los indicadores. En el caso del *Modelo MixtoT 3d*, se detectó desde enero del 2014.

En las siguientes ilustraciones se representan estos tres modelos, en color rojo el *Modelo Maestro*, en color azul el *Modelo NARX* y en color verde el *Modelo MistoT 3d*.

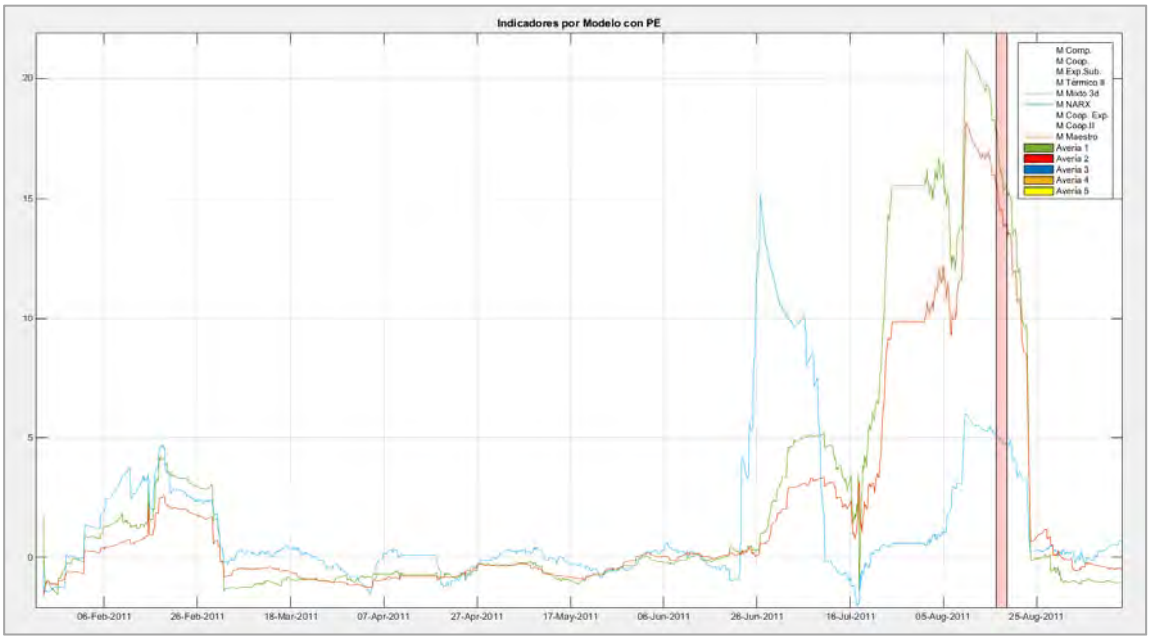


Ilustración 271.- Detalle I del *Indicador 10* en base al error PE para los tres modelos de temperatura del rodamiento LOA más significativos en A05 (*wt004*), en color rojo el *Modelo Maestro*, en color azul el *Modelo NARX* y en color verde el *Modelo Misto T 3d*. Fuente: Elaboración propia.

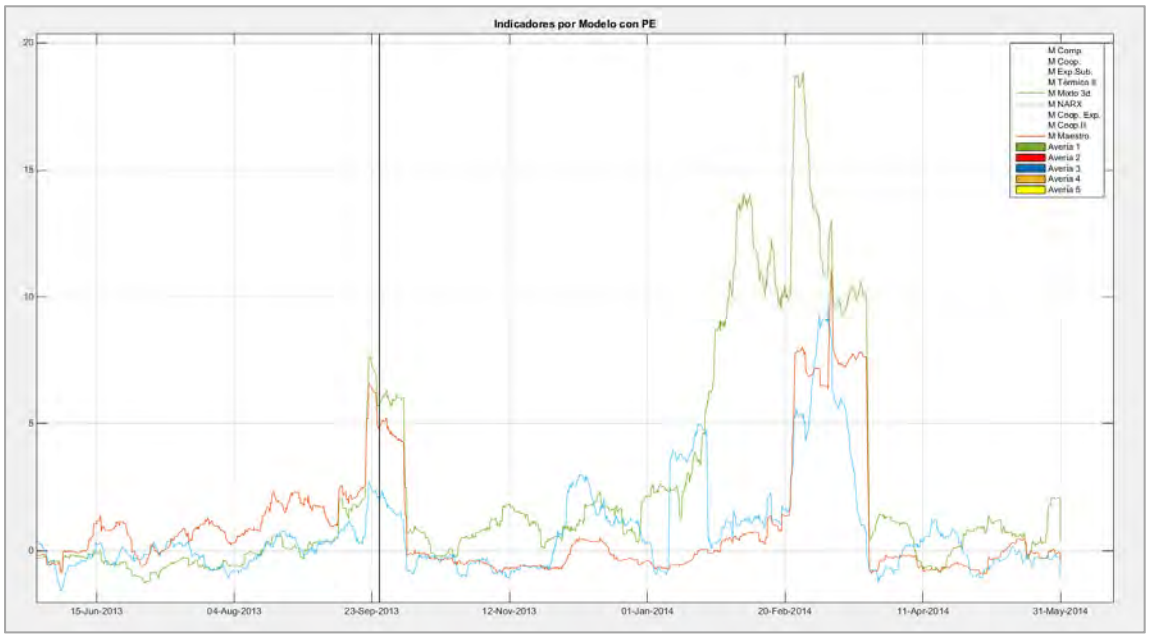


Ilustración 272.- Detalle II del *Indicador 10* en base al error PE para los tres modelos de temperatura del rodamiento LOA más significativos en A05 (*wt004*), en color rojo el *Modelo Maestro*, en color azul el *Modelo NARX* y en color verde el *Modelo Misto T 3d*. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados, en la generación de los indicadores de detección para el conjunto de aerogeneradores, se utilizarán el *Modelo Maestro*, y en algún caso el *Modelo NARX* o el *Modelo MistoT 3d.*

6.4.2.5. Comparativa de la respuesta conjunta de los Indicadores Analógicos.

En este apartado comparamos la respuesta de cada uno de los indicadores analógicos generados, incluyendo los CCP (Concentración de "*Change Points*") descritos en el apartado 6.4.2.2.2. Técnica "*Change point*" para la detección del cambio de tendencia y estimación de prognosis. Otros ejemplos de aplicación de la técnica "*Change point*": configuración avanzada de parámetros..

El objetivo es descartar aquellos indicadores que sean redundantes y por tanto resulten innecesarios. Recordemos que el fin es implementar en producción una batería de indicadores que se muestren sensibles a la aparición de síntomas de mal funcionamiento, para una extensa flota de aerogeneradores, luego estos modelos redundantes requerirán un aumento injustificado de las necesidades de cálculo, lo cual se traduce en sobre costes innecesarios.

En el presente apartado comparamos la respuesta de los indicadores calculados para el aerogenerador A05 (*wt004*) utilizando el *Modelo Maestro* de estimación de la temperatura del rodamiento LOA en base al error positivo PE. A lo largo de los capítulos anteriores ya hemos mostrando la respuesta de algunos de los indicadores que se muestran a continuación, pero aquí hemos querido ver la respuesta de todos ellos de forma conjunta.

En las siguientes ilustraciones, se muestra en color azul el indicador seleccionado, las ventanas verticales son las averías del generador y las líneas horizontales representan los límites normales de operación (verde), niveles de aviso superior (naranja) e inferior (azul claro) y niveles de alarma superior (rojo) e inferior (azul oscuro).

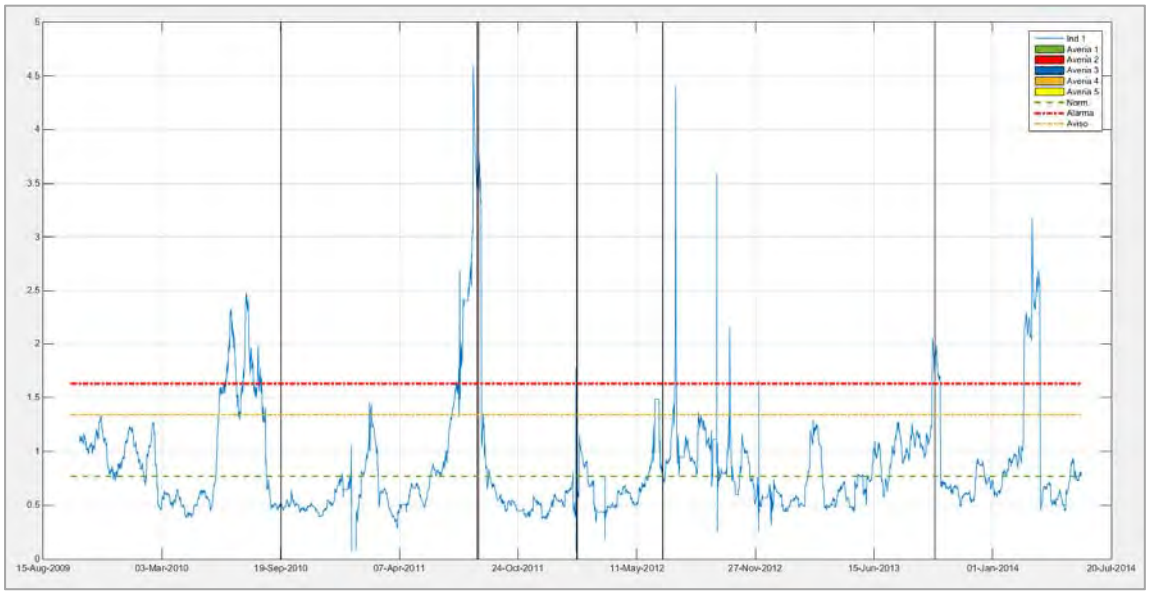


Ilustración 273.- Respuesta del *Indicador 1* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 274, se observa como el *Indicador 2* presenta un importante ascenso antes de algunas de las averías del generador. Hay que indicar que la tercera avería indicada fue una modificación de diseño, es decir, el equipo no falló, sino que se realizó una intervención de mantenimiento "preventivo". Por dicho motivo el indicador reaccionó después del mantenimiento y no antes. Después de la operación ha de pasar un tiempo hasta que el equipo alcance el régimen estacionario (se asientan los nuevos componentes, se reparte uniformemente la lubricación, etc.).

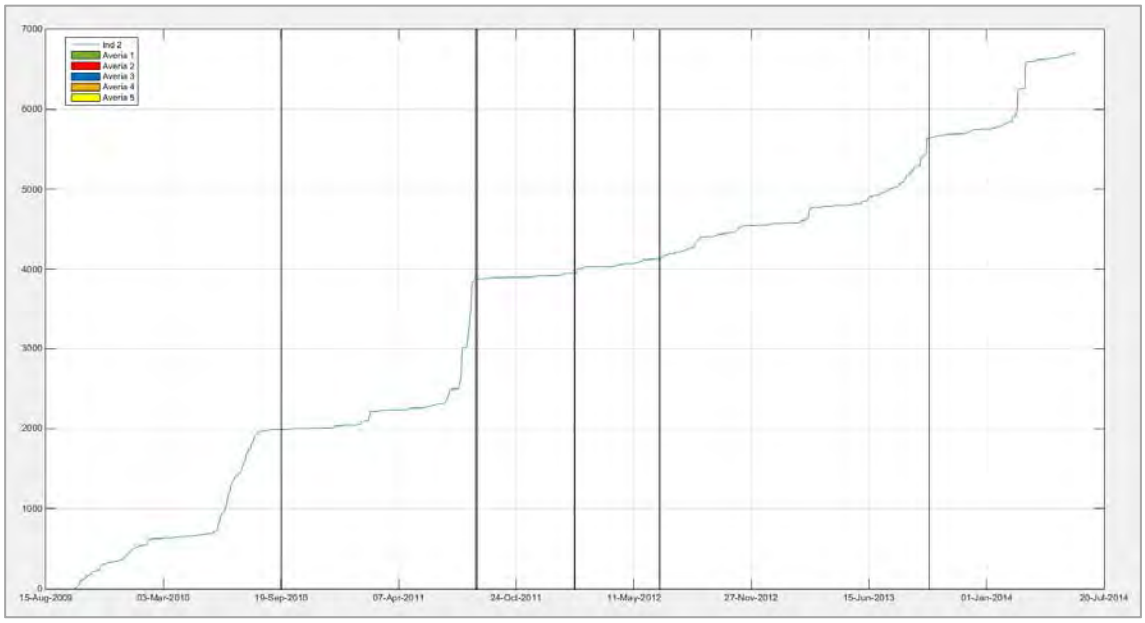


Ilustración 274.- Respuesta del *Indicador 2* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

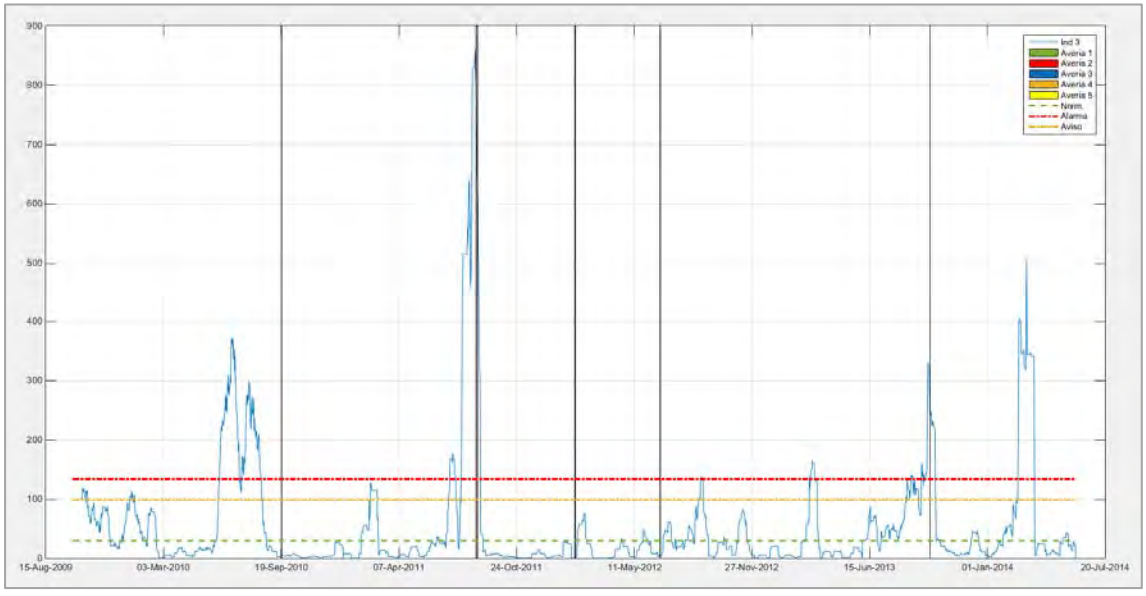


Ilustración 275.- Respuesta del *Indicador 3* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

El *Indicador 4* representa la tendencia degradatoria del equipo durante un periodo de tiempo elevado, si se encuentra fuera de los límites el equipo habrá sufrido una degradación importante en el periodo previo al indicado, y podemos decir que indica el nivel de degradación que ha supuesto cada avería pasada.

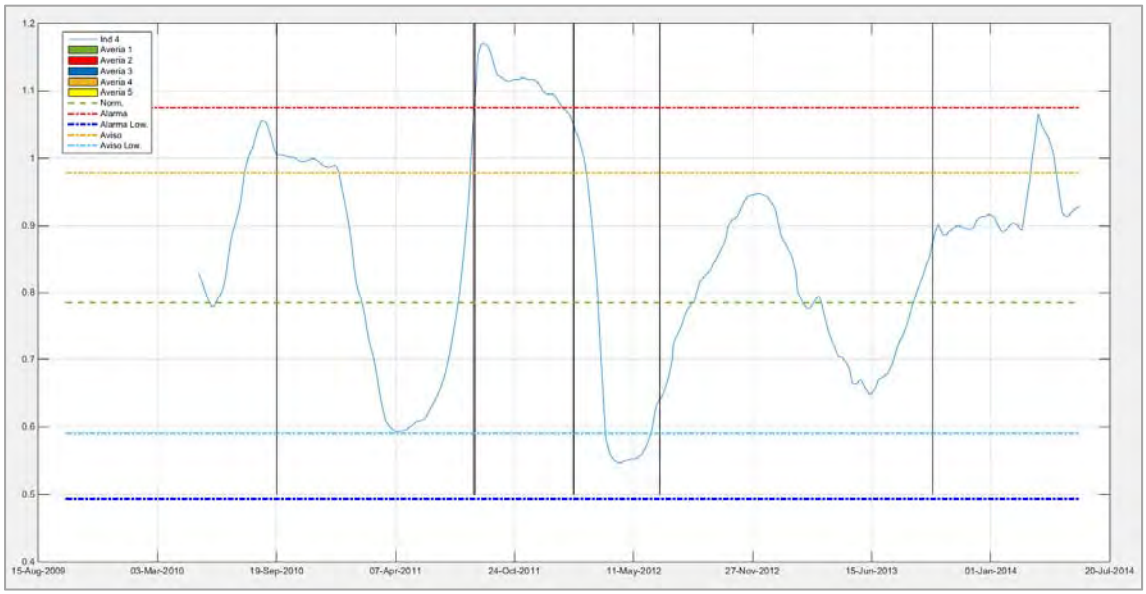


Ilustración 276.- Respuesta del *Indicador 4* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

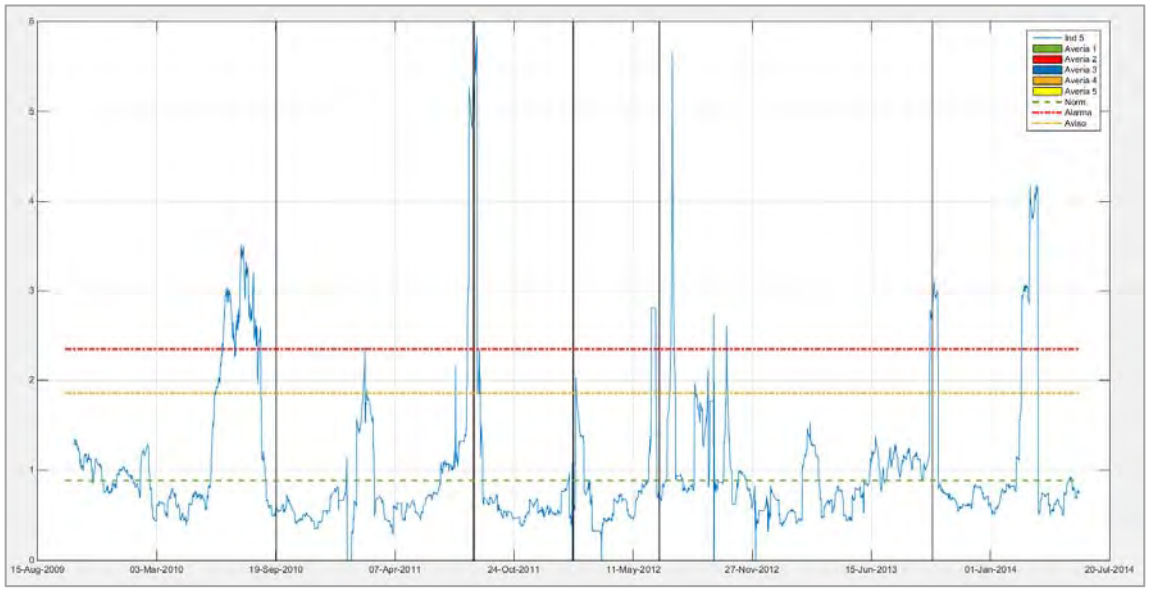


Ilustración 277.- Respuesta del *Indicador 5* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Vemos que la respuesta del *Indicador 5* es similar a la del *Indicador 1* pero en este último se ven más "*picos*", lo cual pueden ser las primeras señales del proceso degradatorio previo al fallo, por dicho motivo decidimos conservar este indicador para el análisis generalizado del resto de la flota.

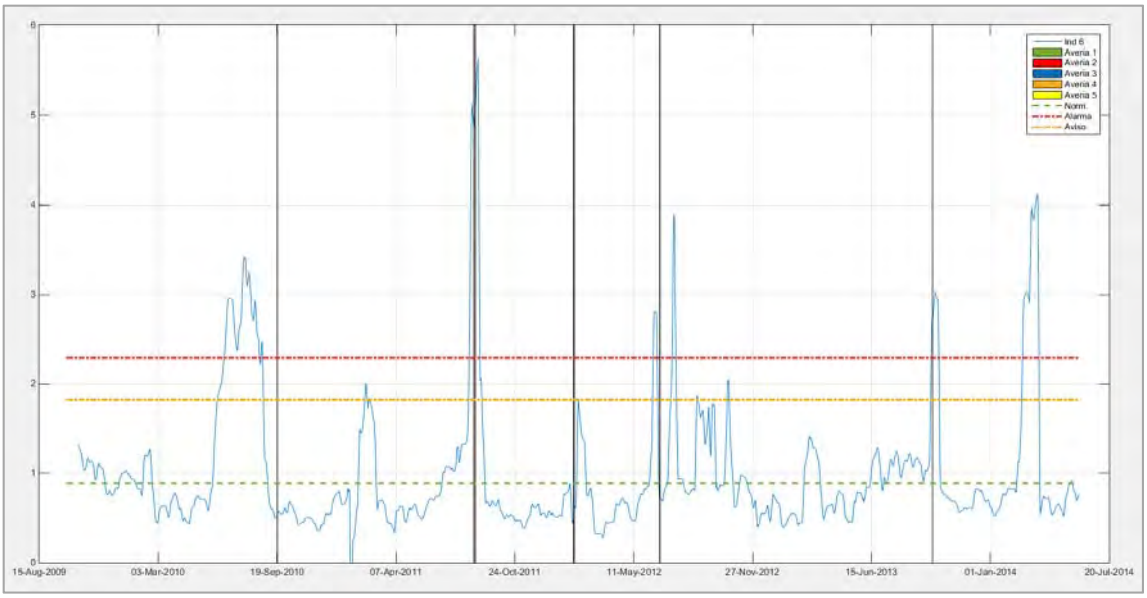


Ilustración 278.- Respuesta del *Indicador 6* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

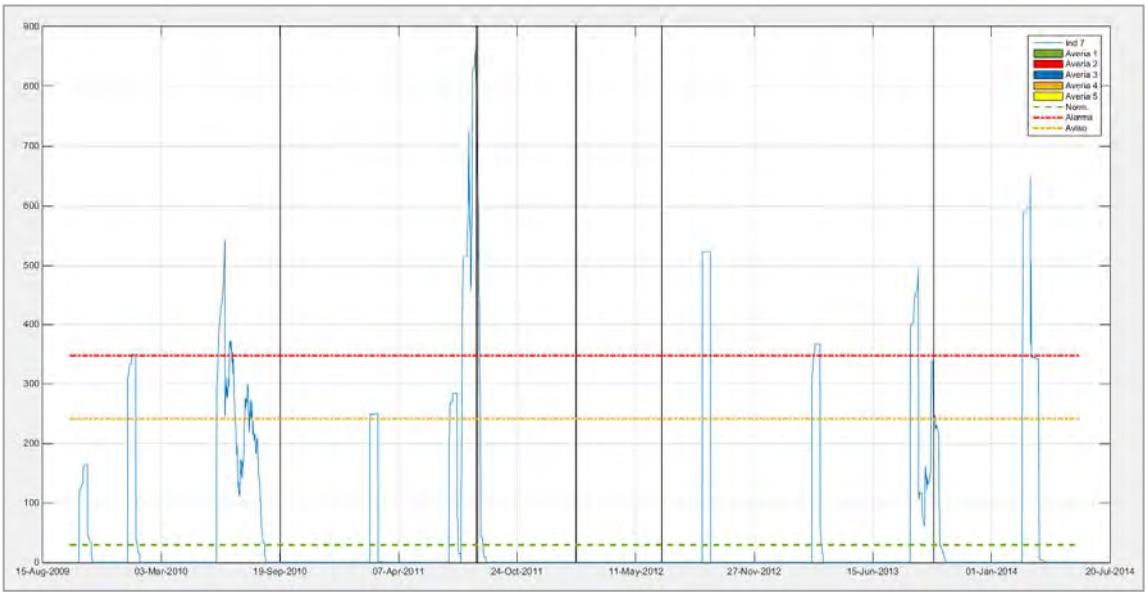


Ilustración 279.- Respuesta del *Indicador 7* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Como se explicó en apartados anteriores el *Indicador 7* se calcula a partir del *Indicador 7 auxiliar*, el cual mostramos en la siguiente ilustración.

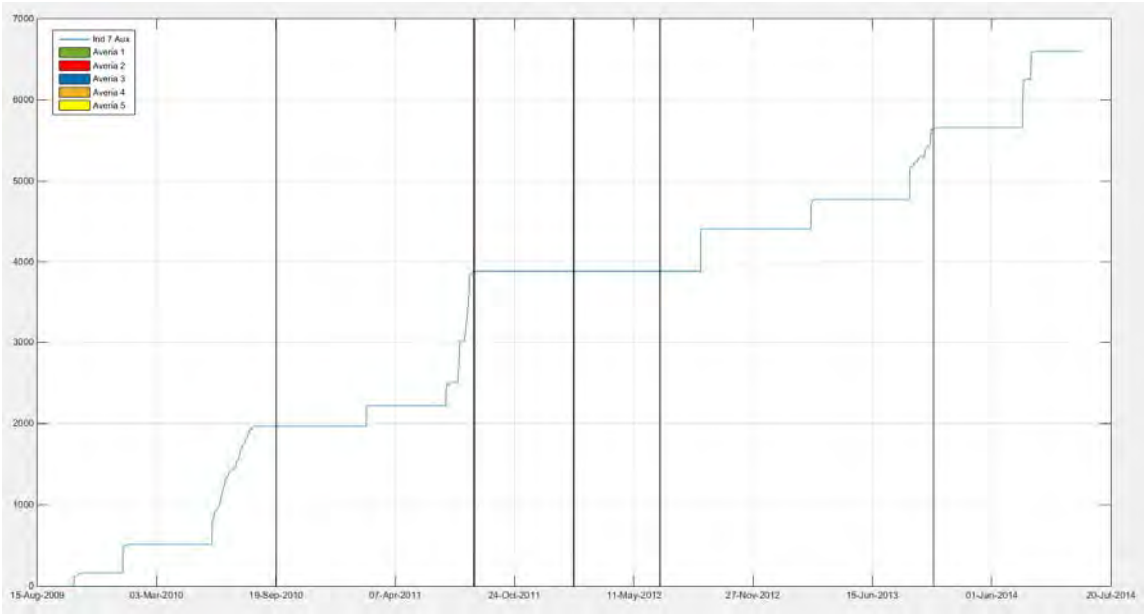


Ilustración 280.- Respuesta del *Indicador 7 Auxiliar* para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia.

A pesar de que el *Indicador 7* ha presentado expresividad antes de los fallos principales, decidimos no considerarlo por presentar un comportamiento similar al de otros indicadores que se incluyen en el conjunto final.

Sucede algo similar con el *Indicador 8* que se muestra en la Ilustración 281, luego decidimos desecharlo.

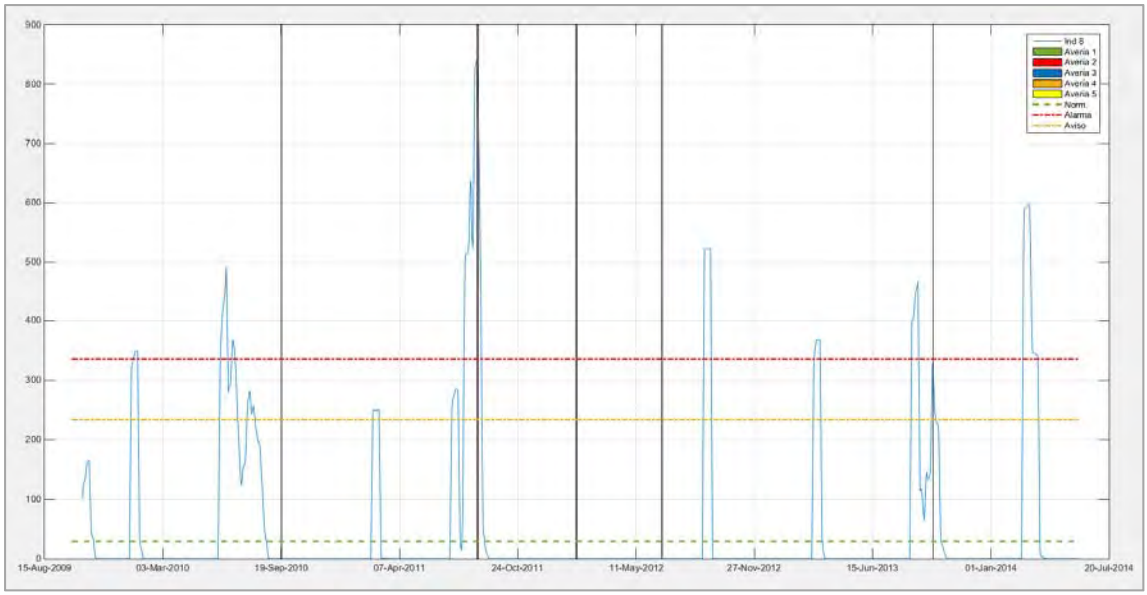


Ilustración 281.- Respuesta del *Indicador 8* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

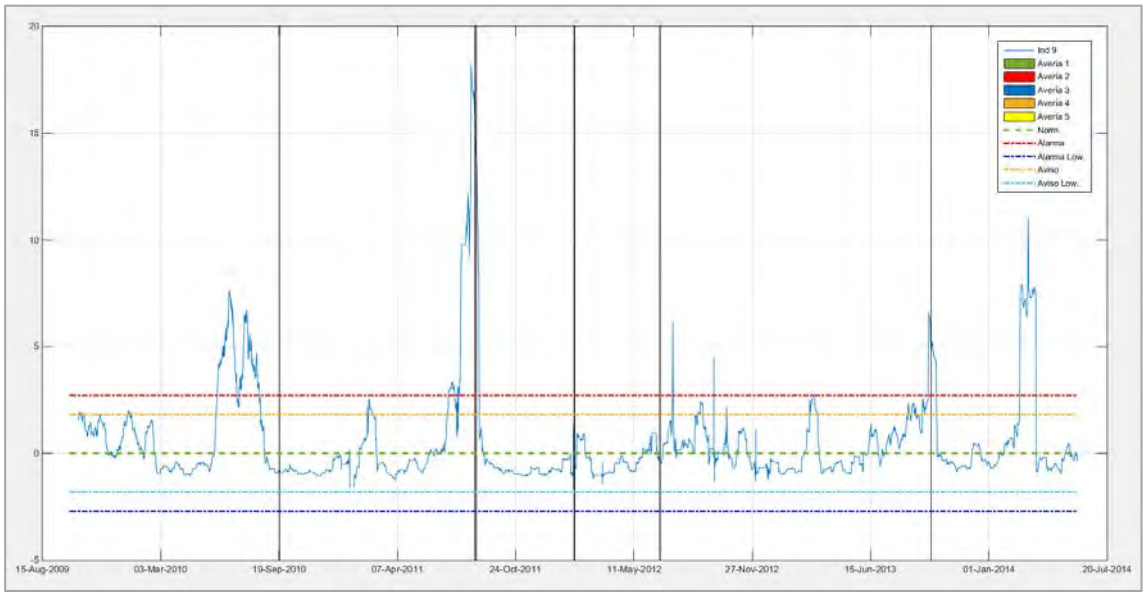


Ilustración 282.- Respuesta del *Indicador 9* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

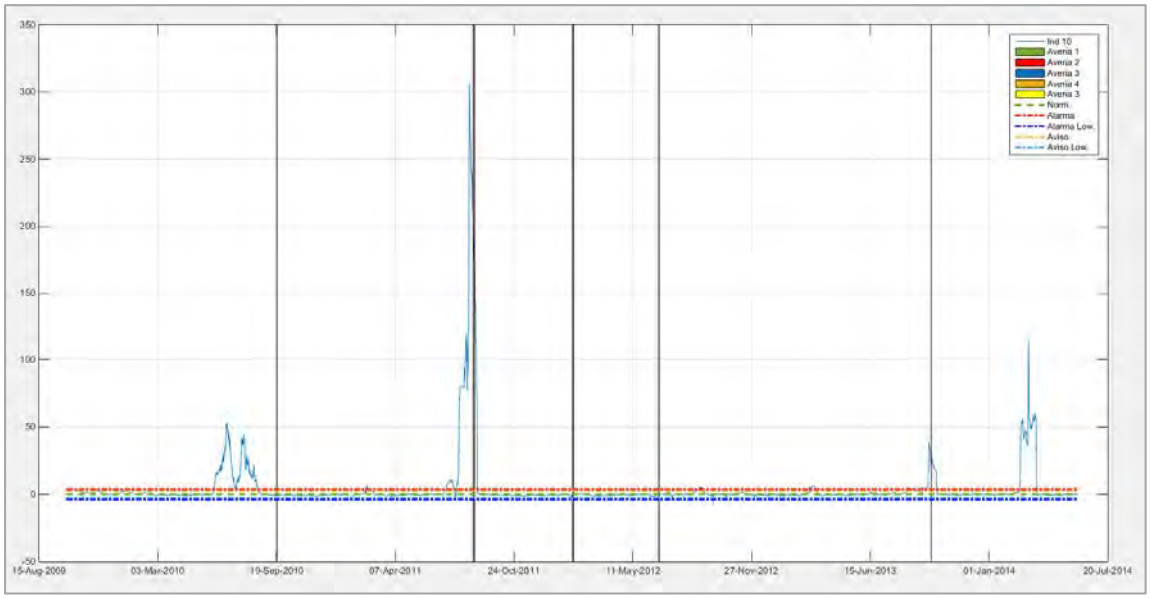


Ilustración 283.- Respuesta del *Indicador 10* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

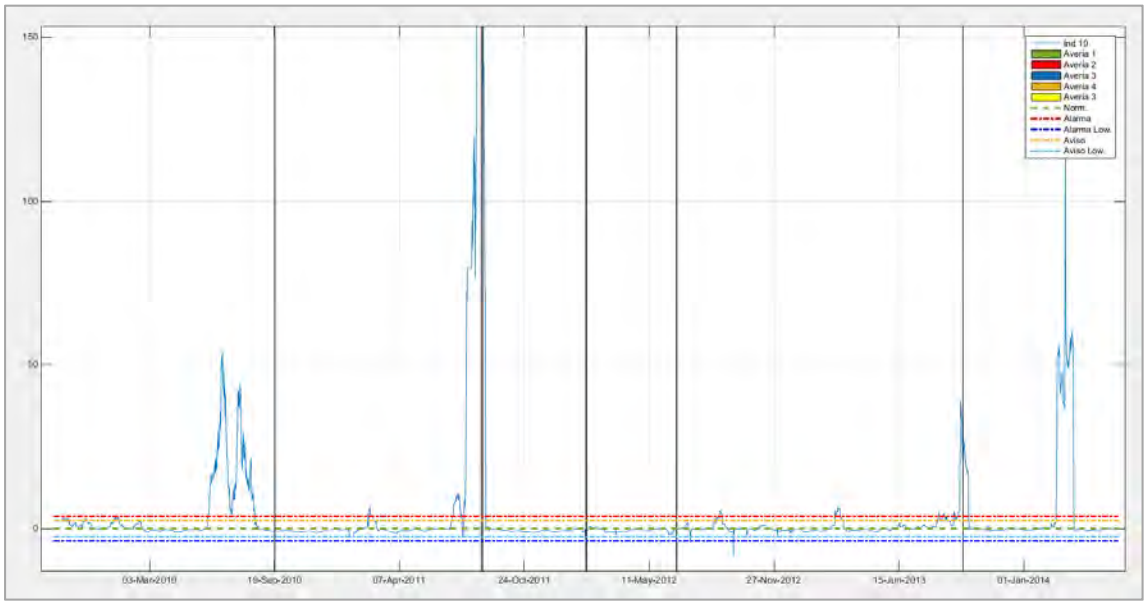


Ilustración 284.- Detalle de la respuesta del *Indicador 10* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Los *Indicadores 9* y *10* son muy expresivos y presentan muy buena respuesta ante el fallo, principalmente el *Indicador 10*, que además, no presenta reacción cuando el equipo está en buen estado, es decir es altamente fiable por su estabilidad.

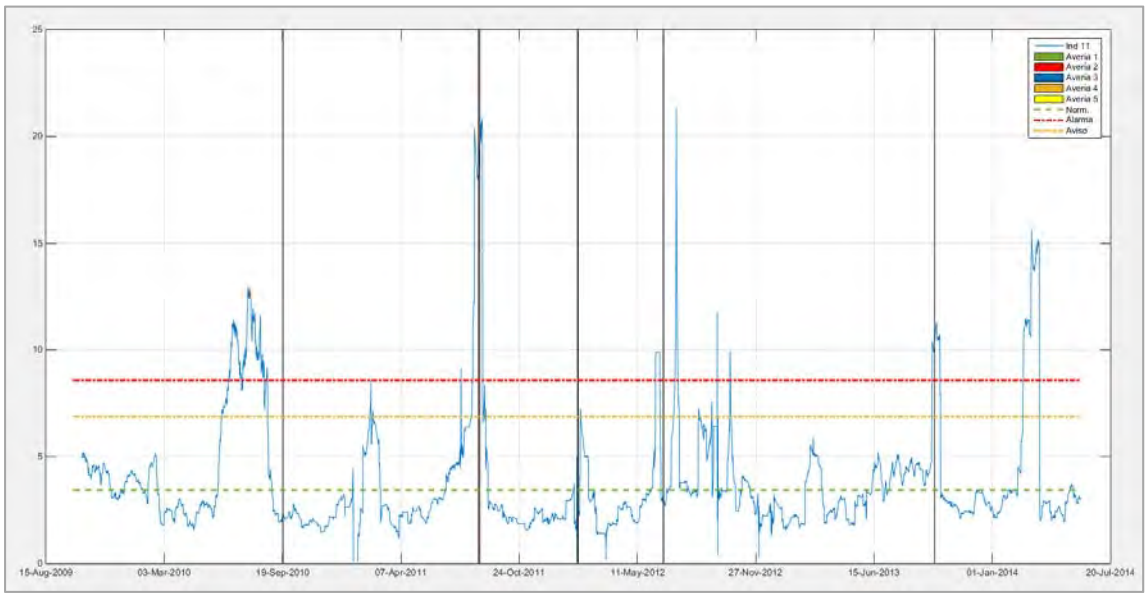


Ilustración 285.- Respuesta del *Indicador 11* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

La respuesta del *Indicador 11* es similar al *Indicador 9*, pero al igual que sucedía con los *Indicadores 1* y *5*, el *Indicador 11* incluye "picos" puntuales que reaccionan en instantes previos al fallo, lo cual puede ayudar a identificar el instante exacto del evento que provocó la avería, lo cual puede no ser muy importante a la hora de detectar el fallo, pero si a la hora de analizar que sucedió y qué desencadenó el fallo.

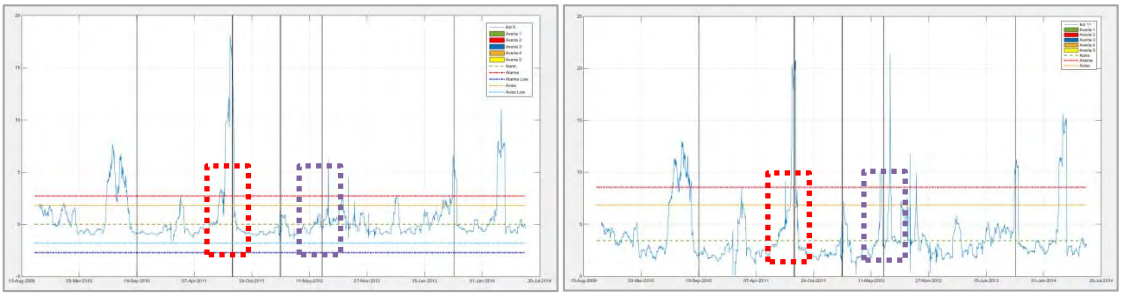


Ilustración 286.- Comparativa respuesta de los *Indicadores 9* y *11* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Según el estudio comparativo presentado, decidimos utilizar los *Indicadores* analógicos: *1*, *2*, *3*, *4*, *5*, *9*, *10* y *11*.

Además como información adicional se incluyen los *Indicadores Digitales* (*1* y *2*) y el Indicador CCS, cuya respuesta se muestra a continuación.

Hay que decir que el siguiente indicador, el *Indicador Digital 1* considera la aparición de estados "*emergencia*", "*parada*" y "*pausa*", pero no se ha hecho discriminación en la causa de activación de dichos estados, para ello sería necesario cruzar la base de datos de alarmas y determinar la causa exacta de cada transición. Dicho esto, incluiremos este indicador en el conjunto final como información general del estado del aerogenerador, más que como un indicador específico del generador.

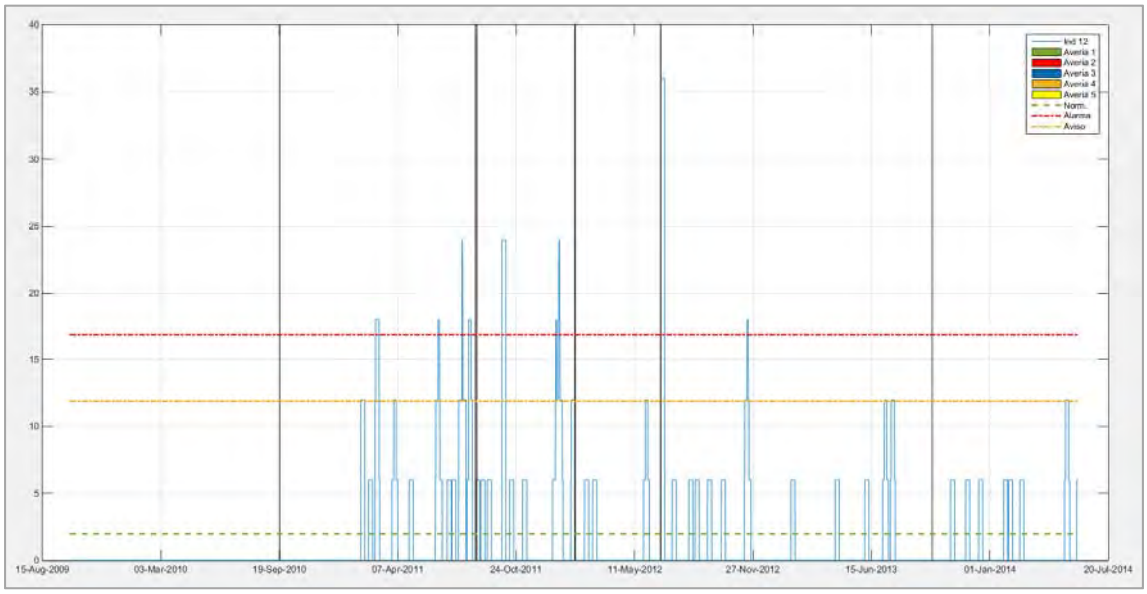


Ilustración 287.- Respuesta del *Indicador Digital 1* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

El siguiente indicador corresponde con el *Indicador de Vida Remanente* del equipo, el cual se calculó conforme a lo descrito en el apartado 6.4.1.2. Indicador digital de alarmas relevantes. Se utilizará por los buenos resultados obtenidos, ya que como se observa el indicador decrece tiempo antes de la avería del rodamiento LOA.

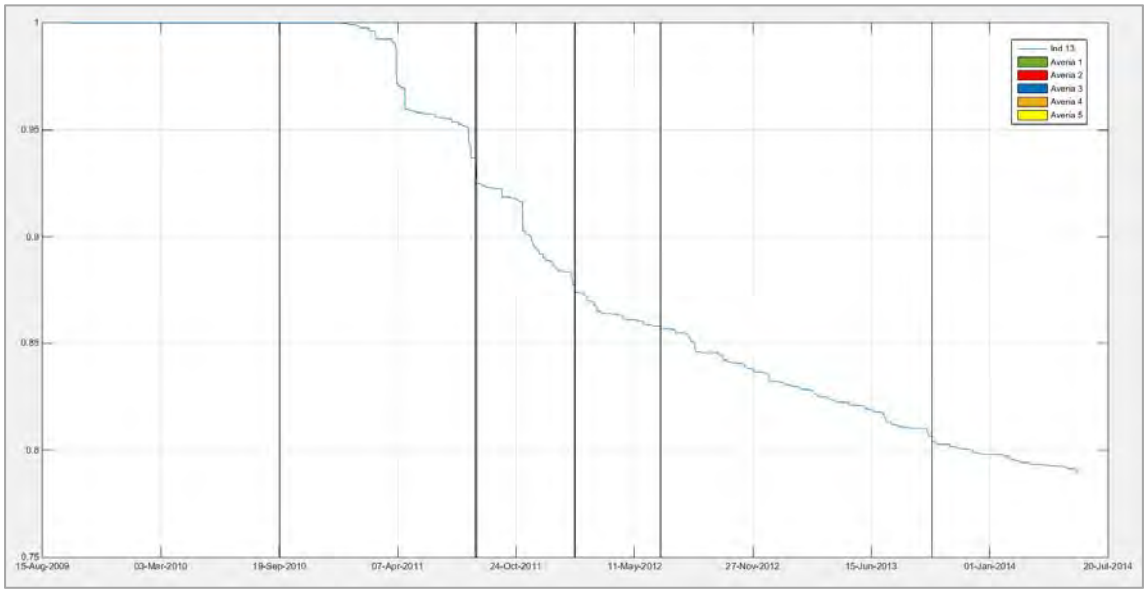


Ilustración 288.- Respuesta del Indicador de Vida Remanente para el A05 (wt004). Fuente: Elaboración propia.

A partir del Indicador de *Vida Remanente* calculamos el *Indicador Digital 2*, el cual representa la degradación del generador en un periodo de tiempo determinado. Este indicador se ha mostrado expresivo y decidimos incluirlo.

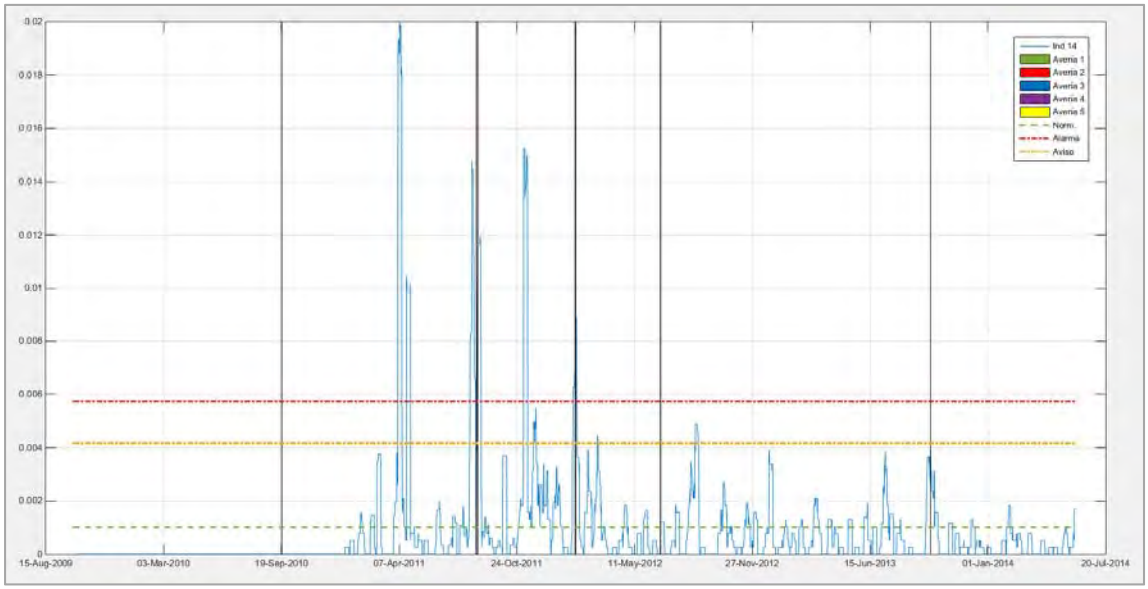


Ilustración 289.- Respuesta del *Indicador Digital 2* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Finalmente se creó un indicador que analiza la evolución de puntos de cambio de tendencia CCP que se calcula a partir de la técnica "*Change point*" descrita en el apartado 6.4.2.2.2. Técnica "*Change point*" para la detección del cambio de tendencia y estimación de prognosis. Otros ejemplos de aplicación de la técnica "*Change point*": configuración avanzada de parámetros..

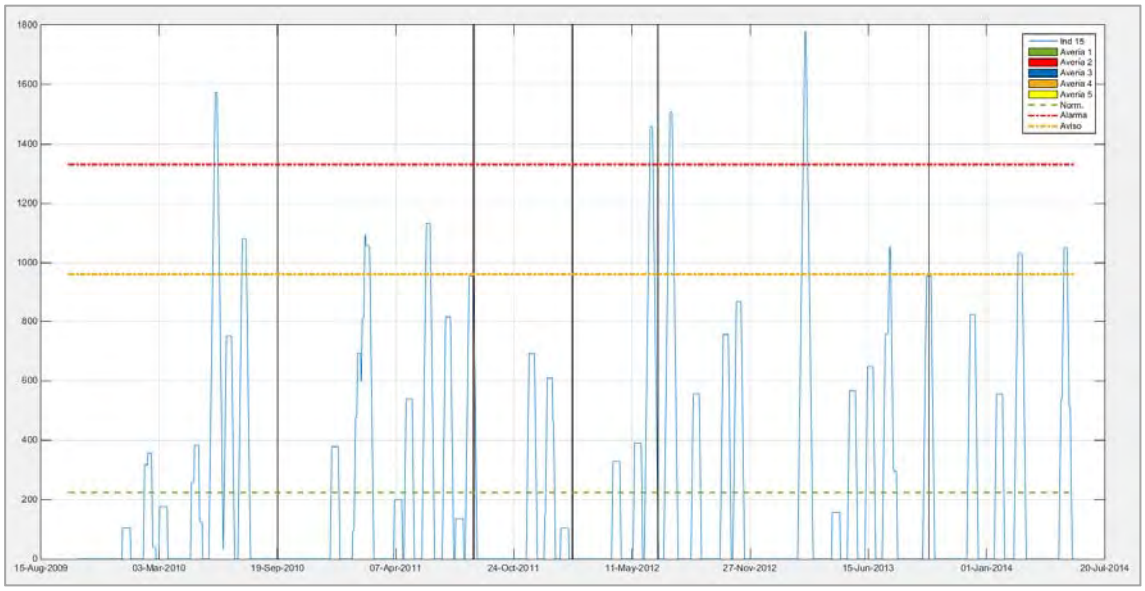


Ilustración 290.- Respuesta del *Indicador CCP* para el A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Para la monitorización conjunta de los indicadores seleccionados se desarrolló un sistema gráfico de representación de la criticidad del estado del sistema en función de una escala de colores, de tal forma que el operador pueda identificar inmediatamente si dispone de equipos en estado crítico en su flota. A este sistema gráfico le hemos denominado SSC ("*Status Score Card*"), y se presenta en el apartado 6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamiento del rodamiento LOA en el generador.

6.4.2.1. Probabilidad asociada a la ocurrencia de un nuevo fallo.

Para los indicadores presentados, se ha calculado el nivel máximo (nivel de alarma) considerando los valores de normalidad, es decir, cuando el equipo no falla es de esperar que se encuentre dentro de esos límites, pero, ¿Cuál es el "punto de rotura"? ¿Dónde está el límite de aguante de mi equipo?.

Todavía no se ha definido cuál es el valor hasta el que puede llegar el indicador antes de poder considerarse como fallo, o incluso el tiempo que debe mantenerse el indicador por encima de dicho umbral para que no estemos considerando un simple

fallo del modelo o dato aberrante como falso positivo[24]. A este respecto se está trabajando para determinar la probabilidad de fallo *f(t)*, anotando el valor de los indicadores en el momento en que se produjo la avería, y el valor máximo de dichos indicadores en los otros aerogeneradores en los que no ha habido avería, para intentar considerar dichos datos como datos censurados de no ocurrencia de avería. Una vez que tengamos 30[25] (o al menos 10) valores del indicador en casos de avería, podremos obtener su *f(t)*[26], *F(t)* y, por tanto, *h(t)*, aportando al indicador una probabilidad de ocurrencia de avería calculando directamente la probabilidad de fallo condicional (función riesgo):

$$h(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$$

Ecuación 7.33

En el estudio presentado se ha calculado la función de distribución Weibull de la probabilidad de avería a partir del valor del *Indicado 10* utilizando 13 datos completos y 12 datos censurados. Los datos completos se tomaron a partir de la aplicación de los indicadores a los aerogeneradores, midiendo el valor del indicador en el instante previo a la alarma que desencadenó la posterior reparación. Los datos censurados se tomaron en el resto de aerogeneradores que no presentaron averías significativas del generador.

La función de distribución que obtuvimos fue la siguiente:

24 Está pendiente probar una iteración de valores de *T* e ir calculando el número de falsos positivos, de tal forma que el cálculo converja hasta un mínimo. Finalmente se ha seleccionado la *T* de dicho mínimo, utilizándose técnicas de MVS, como Kernel.
25 Número de muestras representativas según *t student*.
26 Ajustando a una función Weibull (generalmente).

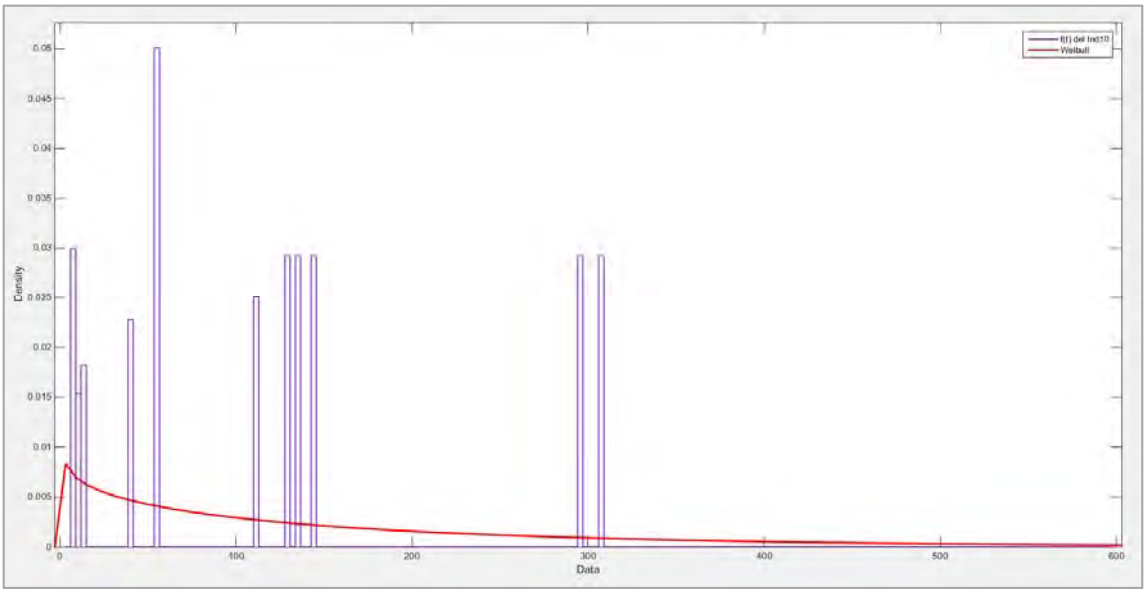


Ilustración 291.- Ajuste Weibull a los valores del *Indicado 10* antes de un fallo del generador. Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros de la distribución obtenida fueron: α=168,3, β=0,873 con una μ de 0,17 y σ de 53,5.

En base a esta distribución se calculó la probabilidad de fallo (función riesgo *h(t)*) asociada al *Indicador 10* y se incluyó como un indicador adicional. Los resultados pueden verse en el apartado 6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamiento del rodamiento LOA en el generador.

En la siguiente ilustración mostramos la respuesta del *Indicador Riesgo* (*Ind R*) asociado al *Indicador 10* en el aerogenerador A05 (*wt004*).

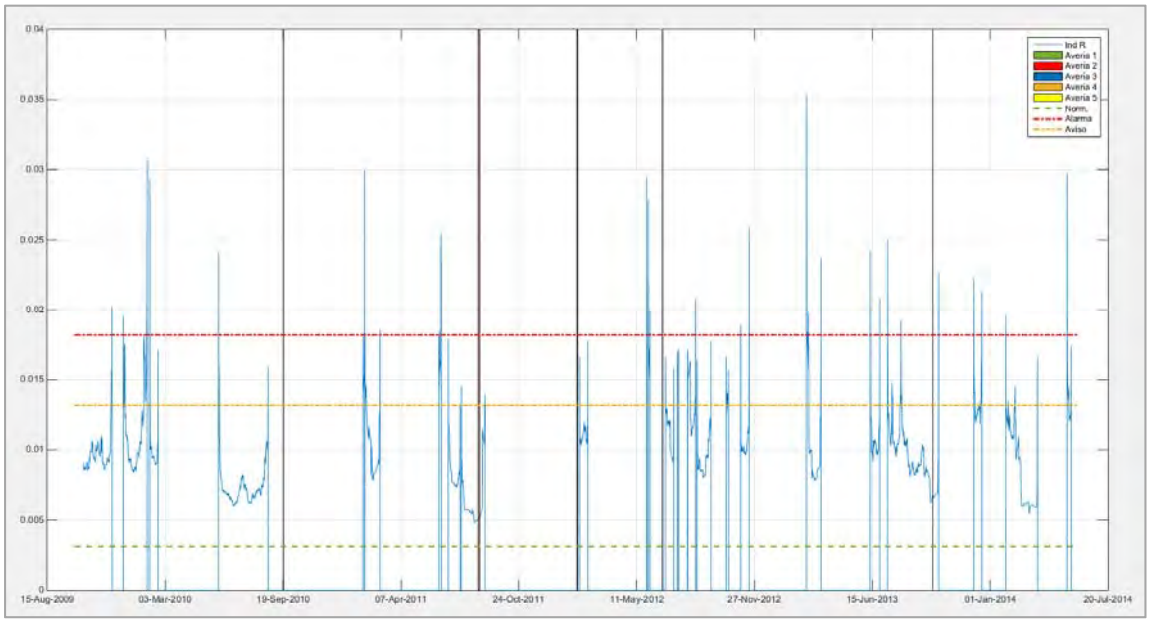


Ilustración 292.- Respuesta del *Indicador Riesgo* (*Ind R*) asociado al *Indicador 10* para el aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

Consideramos que es necesario contar con más datos (completos) de averías para realizar un ajuste Weibull más preciso.

6.5. Capacidad de detección de cambios de comportamiento y mal funcionamiento del rodamiento LOA en el generador

Una vez diseñados, configurados y seleccionados los indicadores más expresivos, procedimos a comprobar la capacidad de detección de los mal funcionamientos en el resto de equipos, principalmente en aquellos que presentaron una avería en rodamiento LOA por ser la avería objeto de estudio.

Los criterios de configuración seguidos han sido:

1. Modelos de temperatura del rodamiento LOA:
   - *Modelo Maestro*
   - *Modelo NARX*
   - *Modelo MixtoT 3d*
2. Error base de los indicadores: Error positivo (PE).

3. Configuración de parámetros de los indicadores:
   - T_{short}: 500.
   - T_{med}: 2.000.
   - T_{long}: 20.000.
   - T_{Dig}: 1.000.
   - T_{Ch}: 1.000.
   - T_{CCP}: 2.000.
   - Límites de conteo:
     - +1 cuando $e^{PE}(t) > \mu_e^{PE} \pm 2\sigma_e^{PE}$.
     - +2 cuando $e^{PE}(t) > \mu_e^{PE} \pm 3\sigma_e^{PE}$.
   - $\tau = 0.5$

En los siguientes apartados hemos dividido los resultados en dos partes. La primera parte corresponde a la detección de los fallos del rodamiento LOA en los equipos que presentaron esa avería, por otro lado, en la segunda parte hemos presentado otros resultados que nos parecieron especialmente interesantes tras aplicar la metodología aquí desarrollada. En esos ejemplos, se muestra como pueden utilizarse los modelos desarrollados para evaluar la efectividad de las acciones de mantenimiento.

6.5.1. Detección de mal funcionamientos en el rodamiento LOA

Como se expuso en el apartado 6.1. Descripción general del proceso de modelado y detección, en el parque eólico objeto de estudio se realizaron 5 sustituciones de rodamientos[27]:

1. A05 (wt004): 18 de agosto del 2011.
2. A07 (wt006): 01 de febrero del 2011.
3. A07 (wt006): 14 de febrero del 2012.
4. A08 (wt007): 13 de marzo del 2012.
5. A11 (wt010): 07 de octubre del 2009.

27 Posteriormete se descubrió una sustitución adicional de los rodamientos en el aerogenerador A15 (*wt014*)

El fallo del aerogenerador A11 se dio en el periodo previo al cambio de estrategia de control de los equipos, por tanto en principio era de esperar que el comportamiento del modelo fuese más errático. Pasamos a ver los resultados para cada caso en los siguientes apartados.

6.5.1.1. A05 (wt004)

Este aerogenerador A05 (*wt004*) sufrió la sustitución del rodamiento LOA el 16 de agosto de 2011. En la siguiente tabla resumimos de nuevo las averías y alarmas registradas relativas al generador. Es posible que otras reparaciones realizadas en el aerogenerador, como podría ser el armario de control o sistemas de refrigeración de la nacelle, expliquen el comportamiento de los indicadores en algunos casos (en aquellos que vemos reacción pero no una orden de trabajo directamente asociada al generador). Sin embargo, no hemos entrado a realizar un estudio de causas raíz de los posibles fallos en el generador, ya que no es el objetivo de la presente tesis. La utilización de estos indicadores puede ayudar en la determinación de las causas que afectan al comportamiento de los equipos.

Tabla 108.-Resumen avisos asociados al generador (denominado MKA) A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

03/11/2008 0:00	04/11/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
19/02/2009 14:24	19/02/2009 17:19	MKA	MKA(SUB)	SONDA PT100 2 FASE W DEVANADO ESTATOR	MCP
19/09/2010 13:12	19/09/2010 17:58	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
16/08/2011 7:40	18/08/2011 14:55	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
31/01/2012 0:00	01/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
23/06/2012 23:31	24/06/2012 10:46	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
25/09/2013 17:02	25/09/2013 18:02	MKA	MKA(SUB)	INTERCAMBIADOR DE CALOR AIRE-AIRE (G8X)	MCP

Tabla 109.-Resumen de alarmas asociadas al generador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

A05	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	28/03/2011 9:26	28/03/2011 9:31
A05	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	07/07/2011 9:58	07/07/2011 10:03
A05	Gen.SobVelGen	Gen	SobVelGen	Sobrevelocidad generador	29/09/2011 18:06	29/09/2011 18:11
A05	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	29/09/2011 18:06	29/09/2011 18:08
A05	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	24/12/2011 12:26	24/12/2011 12:31
A05	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	21/08/2012 6:12	21/08/2012 6:14
A05	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	26/10/2013 15:54	26/10/2013 15:59
A05	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	27/05/2014 20:31	27/05/2014 20:41

Como puede observarse, en la operación del equipo no se registró ninguna alarma asociada al sobrecalentamiento del rodamiento o del generador.

Utilizando los indicadores de estado desarrollados a lo largo de la presente tesis, el operador dispondría de un cuadro resumen de estado y en función del color de los mismos (el color rojo indica riesgo), podrá analizar más en detalle el estado y evolución de cada componente visualizando cada una de las gráficas propias de cada indicador, o incluso analizar la recta de tendencia que calcula la técnica de "*Change point*".

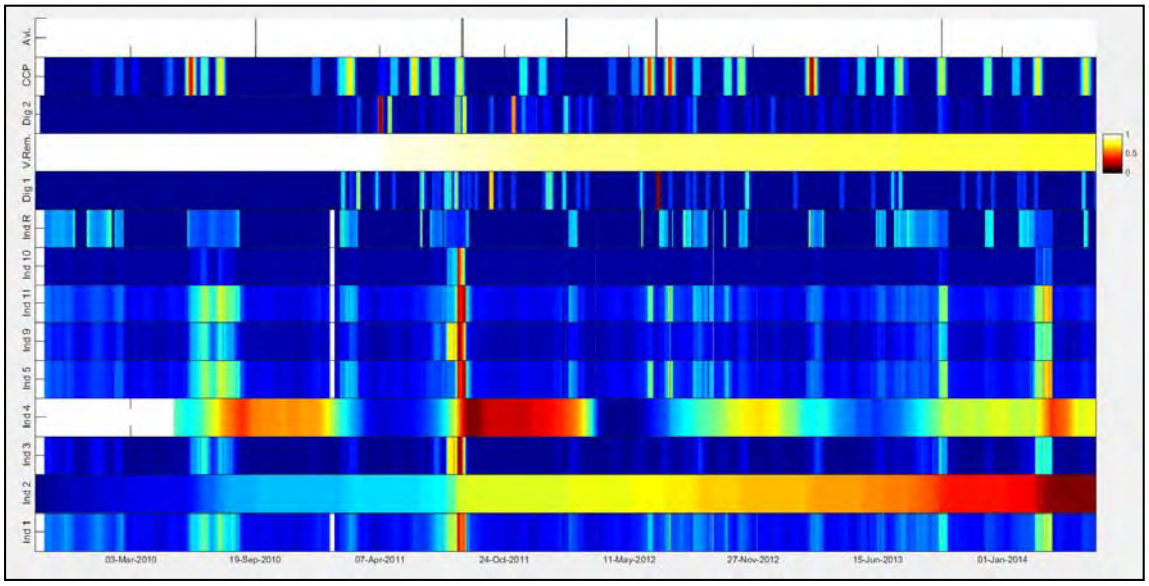


Ilustración 293.- Representación del SSC ("*Status Score Card*") del aerogenerador A05 (*wt004*). Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro SSC se resumen los indicadores seleccionados en apartados anteriores. El indicador de *Vida Remanente* (*V.Rem.*), el color blanco indica que el equipo se encuentra al 100%, según se torne rojo y finalmente negro significará que la probabilidad de fallo del generador es del 100%.

En la parte superior se indican mediante líneas verticales las averías registradas en el generador.

Se puede ver en el *Indicador 4* qué averías o durante qué periodos de tiempo se produce una mayor degradación en el equipo. Se observa un claro componente estacional, esto puede indicar que, o bien que durante la temporada de invierno se produce una mayor degradación, (coincidente con la época en la que se produce una

mayor producción y por tanto hay una mayor carga de trabajo), o bien que el modelo de comportamiento de la temperatura presenta mayor error de ajuste frente a la realidad para esa estación y precisa mejorarse.

Comparemos los resultados obtenidos del *Modelo Maestro* para la estimación de la temperatura del rodamiento con los modelos: *Modelo NARX* y *Modelo MixtoT 3d*.

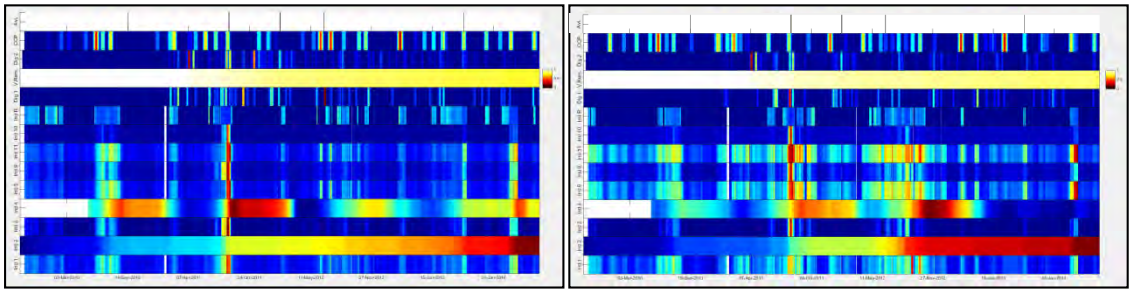


Ilustración 294.- Comparativa del cuadro SSC para el *Modelo Maestro* (izquierda) vs *Modelo MixtoT 3d* (derecha). Fuente: Elaboración propia.

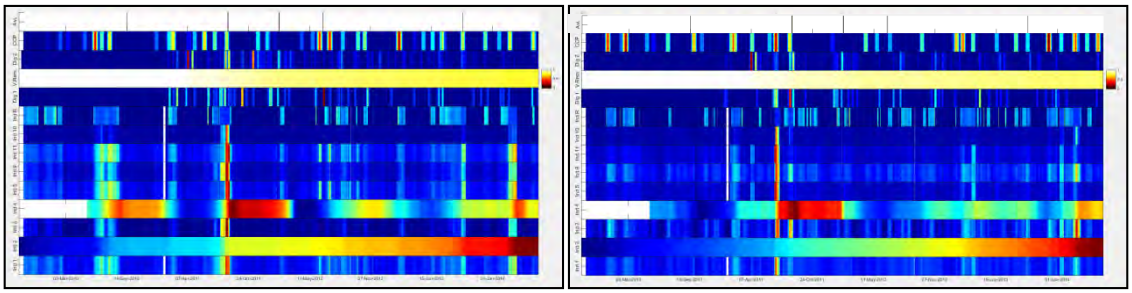


Ilustración 295.- Comparativa del cuadro SSC para el *Modelo Maestro* (izquierda) vs *Modelo NARX* (derecha). Fuente: Elaboración propia.

Se observa claramente en el cuadro SSC que la mayoría de los indicadores reaccionaron antes del fallo del rodamiento, como se ha ido demostrando en los apartados anteriores. Según el SSC son los *Indicadores 1*, *3* y *9* los que anuncian con mayor antelación la posible rotura del equipo.

También nos gustaría mencionar que como se analizó en el apartado 6.3.4.2.2. Modelos únicos Vs Modelos generalistas, existe la creencia de que cada equipo debe utilizar un modelo de comportamiento propio, esto es cierto hasta un punto, ya que dicho modelo necesita un mantenimiento continuado como se comentó anteriormente. Durante las pruebas de desarrollo de los indicadores se probó el

comportamiento de los modelos propios de cada equipo. Se observa en la Ilustración 296, que el comportamiento hasta la sustitución del rodamiento es correcto, es decir el indicador se encuentra dentro de las bandas de operación normal calculadas en base al modelo de ese generador. Sin embargo, cuando falla ese rodamiento (recuadro rojo) y es sustituido el comportamiento del modelo se vuelve errático, y presenta un error medio acumulado creciente (línea roja en la primera gráfica de la siguiente ilustración), además del hecho de que el indicador no recupera su normalidad. A partir de ese momento sería necesario volver a entrenar el modelo con datos posteriores a la reparación.

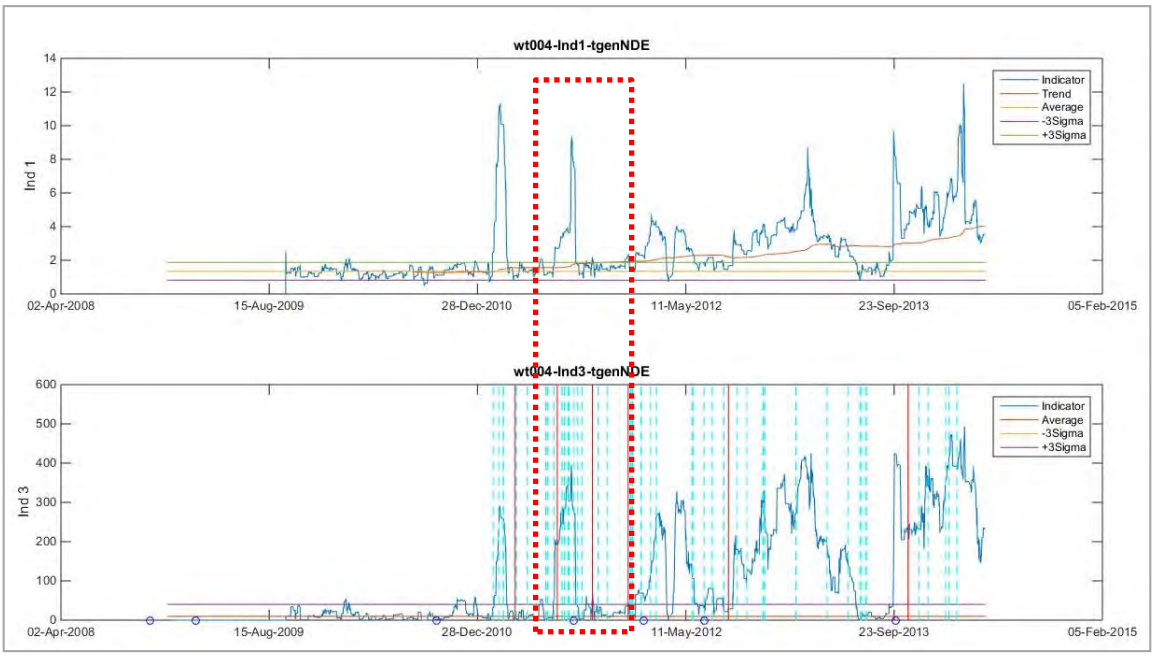


Ilustración 296.- Versión preliminar de los *Indicadores 1*, *3* y *4* para el rodamiento LOA del aerogenerador A05 (*wt004*), en base a un *Modelo Mixto* único. Fuente: Elaboración propia.

6.5.1.2. A07 (wt006)

El aerogenerador A07 (*wt006*) sufrió 2 sustituciones del rodamiento LOA, el 01 de febrero del 2011 y el 14 de febrero del 2012.

Tabla 110.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A07 (*wt006*). Fuente: Elaboración propia.

06/10/2008 0:00	07/10/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
12/02/2010 12:28	12/02/2010 18:19	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
11/04/2010 6:43	11/04/2010 11:30	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
22/04/2010 16:04	22/04/2010 20:37	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
23/06/2010 12:00	23/06/2010 17:04	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
01/02/2011 8:38	04/02/2011 17:34	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
03/02/2012 0:00	04/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
14/02/2012 8:24	14/02/2012 19:49	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
15/03/2012 0:00	16/03/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPI
12/06/2013 17:31	13/06/2013 16:43	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP

Tabla 111.- Resumen de alarmas asociadas al generador A07 (*wt006*). Fuente: Elaboración propia.

A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 19:50	01/02/2011 19:56
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 19:56	01/02/2011 20:01
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 20:01	01/02/2011 20:56
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 20:56	01/02/2011 21:52
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 21:52	01/02/2011 21:57
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 21:57	01/02/2011 22:02
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 22:02	01/02/2011 23:08
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 23:08	01/02/2011 23:13
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 23:13	01/02/2011 23:23
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	01/02/2011 23:23	02/02/2011 0:38
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 0:39	02/02/2011 0:44
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 0:44	02/02/2011 0:49
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 0:49	02/02/2011 0:54
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 0:54	02/02/2011 0:59
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 0:59	02/02/2011 2:04
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 2:05	02/02/2011 2:09
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 2:10	02/02/2011 2:14
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 2:15	02/02/2011 2:20
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 2:20	02/02/2011 3:40
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 3:41	02/02/2011 4:41
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 4:41	02/02/2011 4:46
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 4:46	02/02/2011 4:51
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 4:52	02/02/2011 6:02
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 6:02	02/02/2011 6:07
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 6:07	02/02/2011 6:12
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 6:12	02/02/2011 6:17
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 6:17	02/02/2011 7:43
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 7:43	02/02/2011 7:48
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 7:48	02/02/2011 7:53
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	02/02/2011 7:53	03/02/2011 12:54
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	23/10/2011 18:30	23/10/2011 18:36
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	09/02/2012 15:29	09/02/2012 15:34
A07	Gen.AltTempDev	Gen	AltTempDev	Temperatura devanados Generador Alta	06/04/2013 13:51	06/04/2013 20:00
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	16/06/2013 4:59	16/06/2013 5:15
A07	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	29/06/2013 12:33	29/06/2013 12:34
A07	Gen.SobVelGen	Gen	SobVelGen	Sobrevelocidad generador	29/06/2013 12:33	29/06/2013 12:38
A07	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	30/06/2013 8:13	30/06/2013 9:10
A07	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	05/07/2013 19:38	05/07/2013 20:30
A07	Gen.SobVelGen	Gen	SobVelGen	Sobrevelocidad generador	05/07/2013 19:38	05/07/2013 20:30
A07	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	30/10/2013 7:40	30/10/2013 7:45
A07	Gen.DispTermicosVent	Gen	DispTermicosVent	Termicos ventiladores generador	08/02/2014 9:46	08/02/2014 10:52
A07	Gen.DispTermicosVent	Gen	DispTermicosVent	Termicos ventiladores generador	08/02/2014 10:52	08/02/2014 13:32

No se dieron alarmas de exceso de temperatura en el equipo en ninguno de los días previos al fallo del rodamiento LOA. Por otro lado, se observa en la lista de alarmas como el encoder empieza a presentar fallo de lectura el día siguiente de la realización del cambio de rodamientos LOA (febrero 2011), pudiendo deberse a que se pudo montar defectuosamente después de cambiar el rodamiento. Esto deja de manifiesto que es preciso una monitorización especial después de cada intervención.

En la Ilustración 297 mostramos el SSC del equipo.

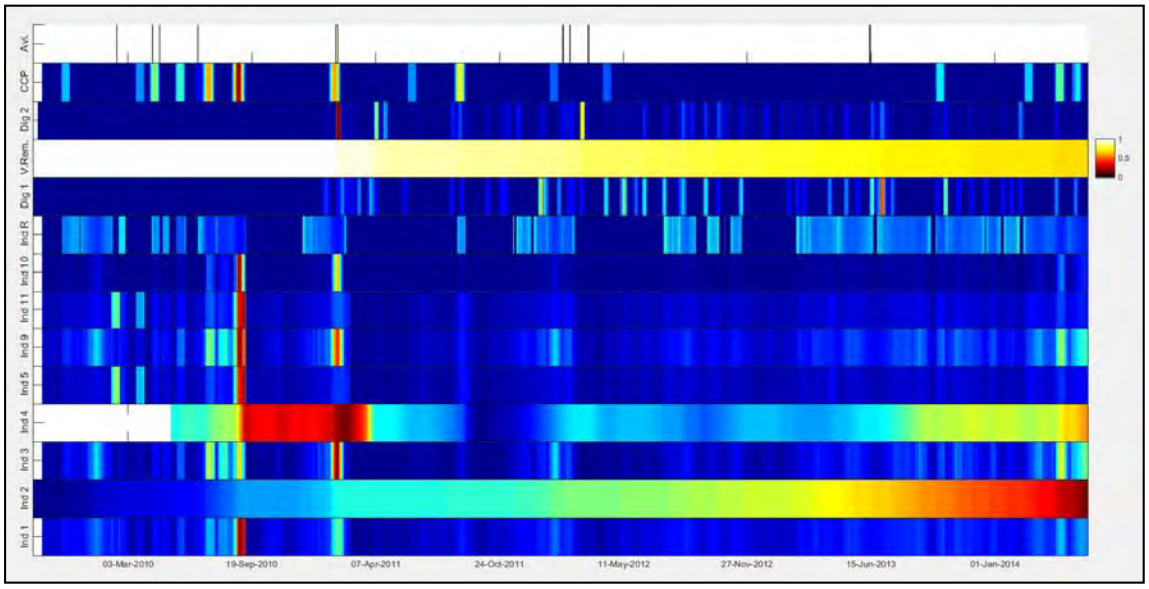


Ilustración 297.- Representación del SSC ("*Status Score Card*") del aerogenerador A07 (wt006). Fuente: Elaboración propia.

En las ilustraciones mostradas a continuación se observa como el indicador se dispara antes de los dos fallos de rodamiento. Incluso en el segundo caso, en el que se realiza una modificación de diseño del equipo unos días antes, el indicador marcaba elevados valores. El recuadro rojo enmarca el periodo del primer fallo del rodamiento y el recuadro verde el segundo.

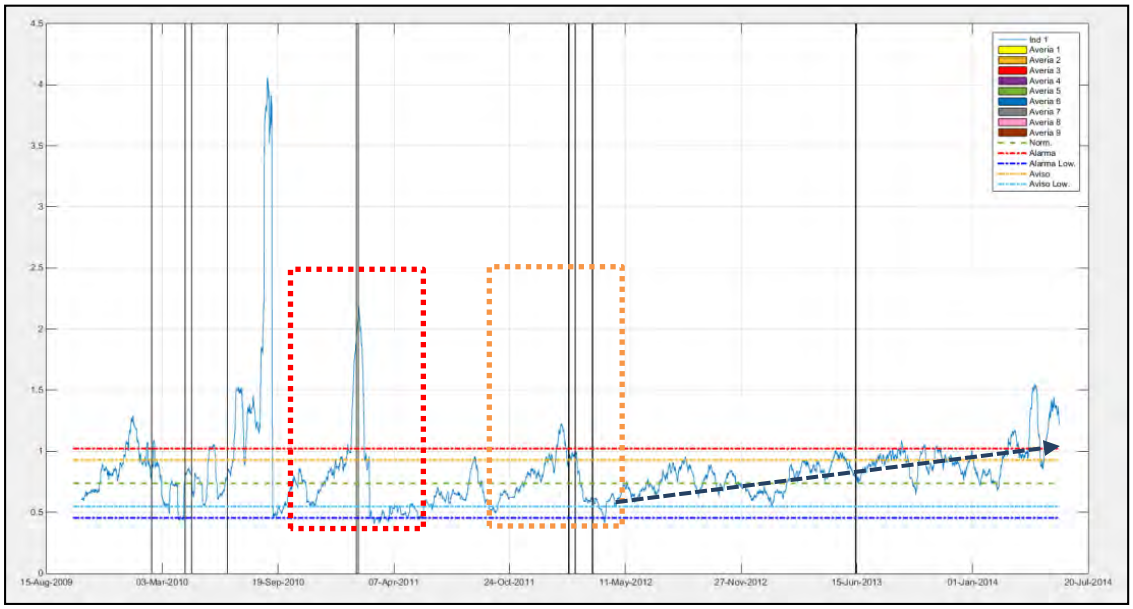


Ilustración 298.- *Indicador 1* para el rodamiento LOA del aerogenerador A07 (*wt006*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Se observa al final del periodo, una clara tendencia ascendente de la temperatura del rodamiento (flecha azul). Es posible que el equipo este degradado y sufra un fallo, o que el comportamiento del rodamiento después de la modificación de diseño que se realizó en el generador haya cambiado. La modificación de diseño consistió en tapar una tronera de salida del aire de ventilación del espacio de los anillos rozantes, por tanto es posible que se esté concentrando más calor en el interior de este espacio y eso afecte al rodamiento. En tal caso, debería modificarse el modelo de comportamiento del equipo re-entrenando las redes.

Veamos el *Indicador 10* en el que se estudiaba de forma conjunta la respuesta de amplitud y frecuencia de los *Indicadores 1* y *3*.

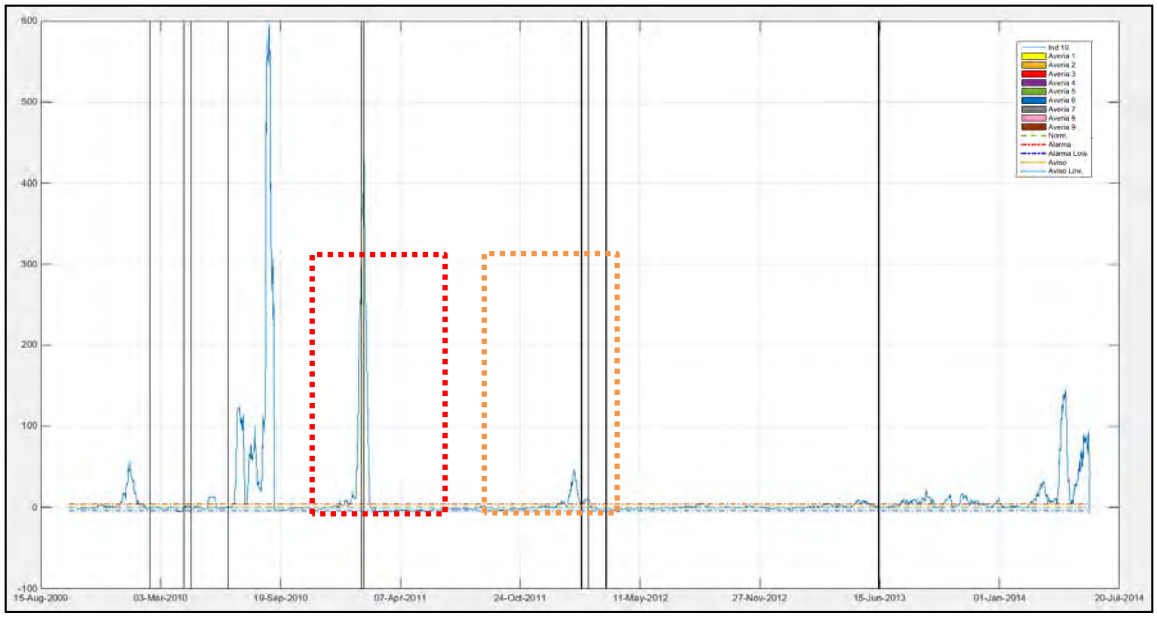


Ilustración 299.- Respuesta general del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A07 (*wt006*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

El indicador se muestra dentro de sus bandas de operación normal y se dispara en determinadas circunstancias de una forma muy clara, no se trata por un error generalizado del modelo, sino que se debe al fallo del equipo, esto se sabe por como los indicadores pasan casi instantáneamente de tener un valor elevado a prácticamente tener valor nulo, eso es debido a que ha cambiado el comportamiento del equipo. Tal vez esté fallando el ventilador de la nacelle, o cualquier otro componente ajeno al generador[28] y en las gráficas no estamos viendo las órdenes de trabajo imputadas a esos otros equipos.

28 Las órdenes de trabajos se imputan a equipos conforme a la configuración física creada por el explotador. La configuración física del aerogenerador divide los diferentes componentes en partes funcionales, pero no guardan una relación de afección en caso de avería, es decir, puede estar fallando el convertidor que se encuentra en el armario de control "TOP" y esto puede hacer que el fallo se vea reflejado en el generador, pero la orden de trabajo irá imputada al armario de control, por lo que no se ha representado en la gráfica. Sin embargo, el *Indicador Digital 2* sí tiene en cuenta esta peculiaridad.

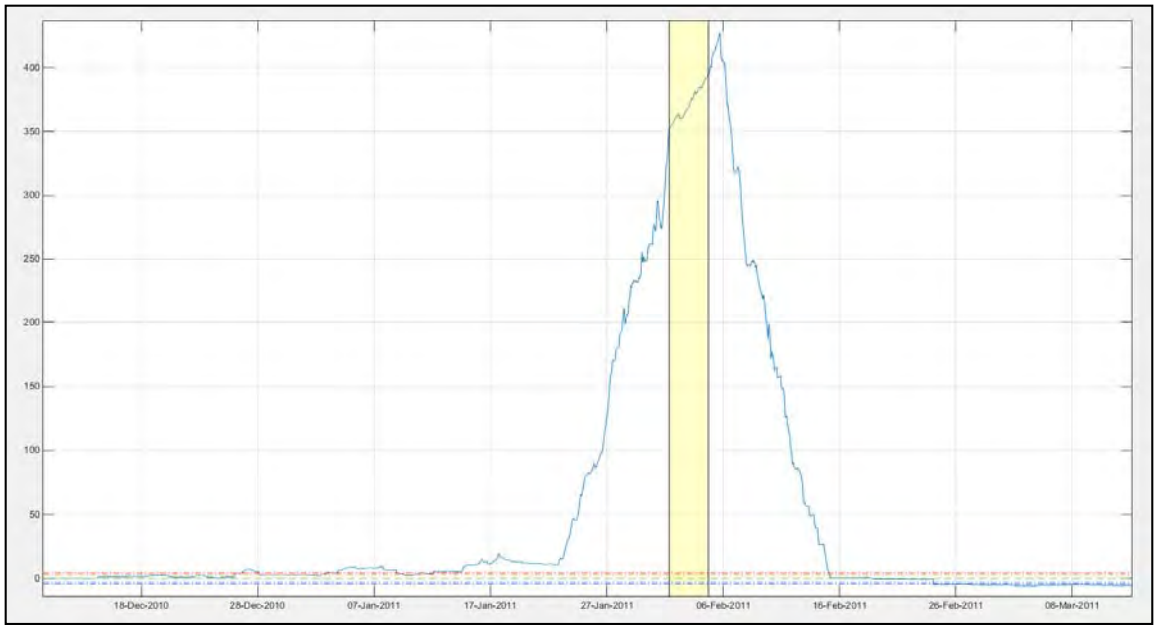


Ilustración 300.- Detalle de la respuesta del *Indicador 10* para el aerogenerador A07 (*wt006*) en el periodo previo a la primera sustitución del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 300 se observa como la primera avería se comenzó a detectar con dos meses de antelación. Por otro lado, se observa como el indicador recupera sus valores normales de operación después de la reparación. Este hecho confirma que el indicador se muestra efectivo en la detección del fallo. Adicionalmente será útil para evaluar las tareas de mantenimiento, ya que si la reparación no hubiera sido ejecutada correctamente, o habiéndolo sido, el comportamiento del generador hubiese cambiado de alguna forma, el indicador no volvería a valores nulos.

En la Ilustración 301 vemos el momento previo a la sustitución del segundo rodamiento en febrero de 2012. La primera avería que se muestra en la ilustración representa la modificación de diseño que se realizó en el equipo. Seguramente nadie se percató del mal estado del rodamiento hasta que se realizó la modificación de diseño del equipo[29] y en ese momento se dieron cuenta de que el rodamiento estaba defectuoso, bien por ruido o vibraciones. Sin embargo, el indicador ya revelaba un

29 Señalar que la modificación de diseño se aplicó de forma indiscriminada a todos los equipos, luego las fechas de realización de la reparación no tienen por qué indicar que se detectó un mal funcionamiento del equipo, sino que era una tarea programada.

comportamiento anómalo desde el 23 de diciembre del 2011, es decir, casi dos meses antes de la reparación. Al igual que sucedía en el caso de la primera reparación, el indicador vuelve a recuperar sus límites de operación normal.

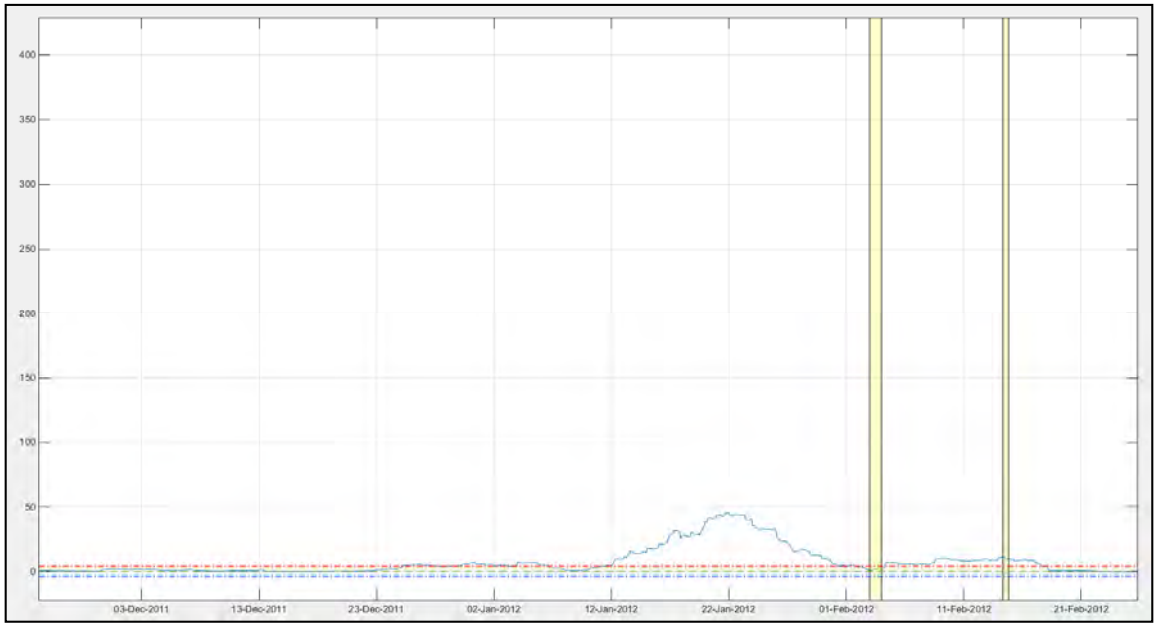


Ilustración 301.- Detalle de la respuesta del *Indicador 10* para el aerogenerador A07 (*wt006*) en el periodo previo a la segunda sustitución del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

Para contrastar estos resultados con la información registrada en la base de datos de alarmas, incluimos a continuación el *Indicador 2* conjuntamente con el *Indicador Digital* de *Vida Remanente* del equipo.

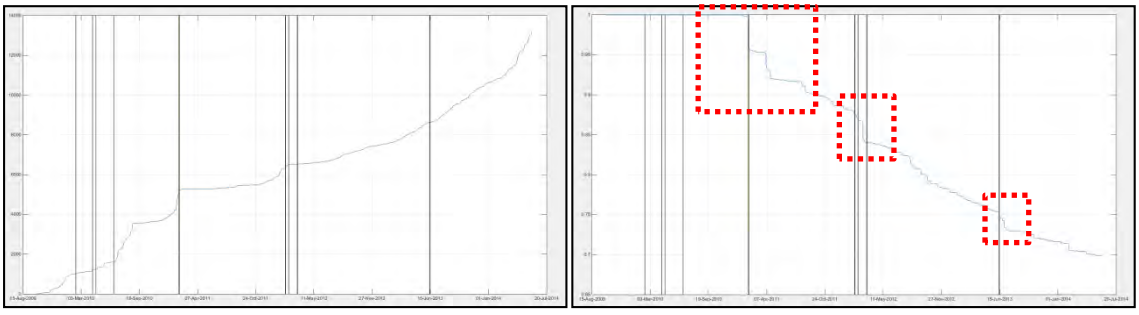


Ilustración 302.- Detalle de la respuesta de los *Indicadores 2* (izquierda) y *Vida Remanente* (derecha) para el aerogenerador A07 (*wt006*). Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la Ilustración 302 un importante detalle, se trata de la elevada concentración de alarmas que afectan a la rotura de componentes en el generador (Indicador de *Vida Remanente*). Esto sucede desde la rotura del primer rodamiento y la rotura del segundo rodamiento, por el contrario, posteriormente a la modificación de diseño del equipo y la sustitución del rodamiento, la pendiente decreciente del Indicador de *Vida Remanente* es constante (decreciente), pero no se producen los escalones bruscos que representan la degradación repentina del equipo. Vemos que posteriormente a la última reparación del equipo (sustitución de las escobillas), el indicador de *Vida Remanente* sufre otra caída. Esto ratifica que los indicadores basados en las alarmas ponderadas en base al criterio experto de los explotadores están presentado buenos resultados.

En el *Indicador 2* se observa la tendencia creciente de la degradación al final de la curva, ya que para un degradación normal a lo largo del tiempo es de esperar que este indicador sea lo más próximo posible a una recta con pendiente constante (lo más horizontal posible)[30], sin embargo en la parte final de la curva se puede observar una tendiente exponencial creciente.

30 Se muestra un caso del Indicador 2 ante un equipo en buen estado en el apartado 6.5.2. Cambios del comportamiento del equipo y otros ejemplos de fallos detectados.

6.5.1.3. A08 (wt007)

El aerogenerador A08 (*wt007*) sufrió una sustitución del rodamiento LOA en 13 de marzo del 2012.

Tabla 112.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A08 (*wt007*). Fuente: Elaboración propia.

09/10/2008 10:04	09/10/2008 13:18	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LA	MCP
10/10/2008 0:00	15/10/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
13/05/2009 0:00	03/06/2009 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPI
01/10/2009 21:07	02/10/2009 11:04	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLAS FASE U DEVANADO ROTOR	MCP
20/05/2010 17:31	24/05/2010 3:58	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
14/04/2011 13:55	14/04/2011 19:46	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
08/07/2011 3:36	08/07/2011 13:07	MKA	MKA(SUB)	VENTILADOR DE ANILLOS ROZANTES (G5X/G8X)	MCP
18/07/2011 13:40	18/07/2011 17:21	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
19/07/2011 18:14	20/07/2011 12:48	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
06/02/2012 0:00	07/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
15/03/2012 0:00	16/03/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPI
19/03/2012 8:24	19/03/2012 18:43	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
23/03/2012 13:40	23/03/2012 17:18	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
12/07/2012 0:00	13/07/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
12/07/2012 13:40	12/07/2012 14:42	MKA	MKA(SUB)	ENCODER	MCP
26/11/2012 11:16	26/11/2012 18:33	MKA	MKA(SUB)	ENCODER	MCP
06/02/2013 4:33	06/02/2013 10:51	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
29/04/2013 9:21	29/04/2013 19:33	MKA	MKA(SUB)	PORTA-ESCOBILLAS DESCARGA L.O.A.	MCP
31/10/2013 13:40	31/10/2013 18:13	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP

Tabla 113.- Resumen de alarmas asociadas al generador A08 (*wt007*). Fuente: Elaboración propia.

A08	Gen.AnillosAltTemp	Gen	AnillosAltTemp	Alta temperatura Anillos Generador	13/01/2011 19:34	13/01/2011 19:39
A08	Gen.AnillosAltTemp	Gen	AnillosAltTemp	Alta temperatura Anillos Generador	14/01/2011 17:46	14/01/2011 17:50
A08	Gen.AnillosAltTemp	Gen	AnillosAltTemp	Alta temperatura Anillos Generador	14/01/2011 17:56	14/01/2011 18:00
A08	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	14/04/2011 11:59	14/04/2011 12:03
A08	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	28/01/2012 3:39	28/01/2012 3:44
A08	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	15/02/2012 5:07	15/02/2012 5:17
A08	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	16/02/2012 3:25	16/02/2012 3:35
A08	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	08/04/2012 4:25	08/04/2012 4:35
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 4:13	12/07/2012 4:18
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 10:19	12/07/2012 10:24
A08	Gen.DiscrepanciaRotGen	Gen	DiscrepanciaRotGen	Discrepancia generador-rotor	12/07/2012 10:35	12/07/2012 11:03
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 11:08	12/07/2012 11:08
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 15:37	12/07/2012 15:42
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 15:51	12/07/2012 15:56
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 16:13	12/07/2012 16:17
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	12/07/2012 16:19	12/07/2012 16:42
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	26/11/2012 10:15	26/11/2012 10:20
A08	Gen.BajVelGen	Gen	BajVelGen	Velocidad baja Generador	26/11/2012 10:22	26/11/2012 10:26
A08	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	20/11/2013 19:22	20/11/2013 19:27
A08	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	08/02/2014 16:28	08/02/2014 16:47

Analizando las alarmas a nivel de generador se observa que sólo se dieron fallos del encoder en dichas fechas. Es posible que el encoder esté leyendo mal las señales por un exceso de vibraciones, suciedad, o que el sistema de control esté fallando. Sería necesario analizar otras alarmas del aerogenerador. Un fallo en el encoder, puede hacer que el sistema de control esté acelerando y frenando el rotor para mantener la velocidad de sincronismo. Estas aceleraciones y deceleraciones pueden traducirse en esfuerzos en el rodamiento, y por tanto en sobrecalentamientos del mismo. Sería interesante la realización de un estudio de búsqueda de patrones de comportamiento entre la aparición de esta alarma y los fallos del rodamiento.

Al igual que en el ejercicio anterior, mostramos la reacción de alguno de los indicadores principales, comenzando por la tabla resumen del SSC.

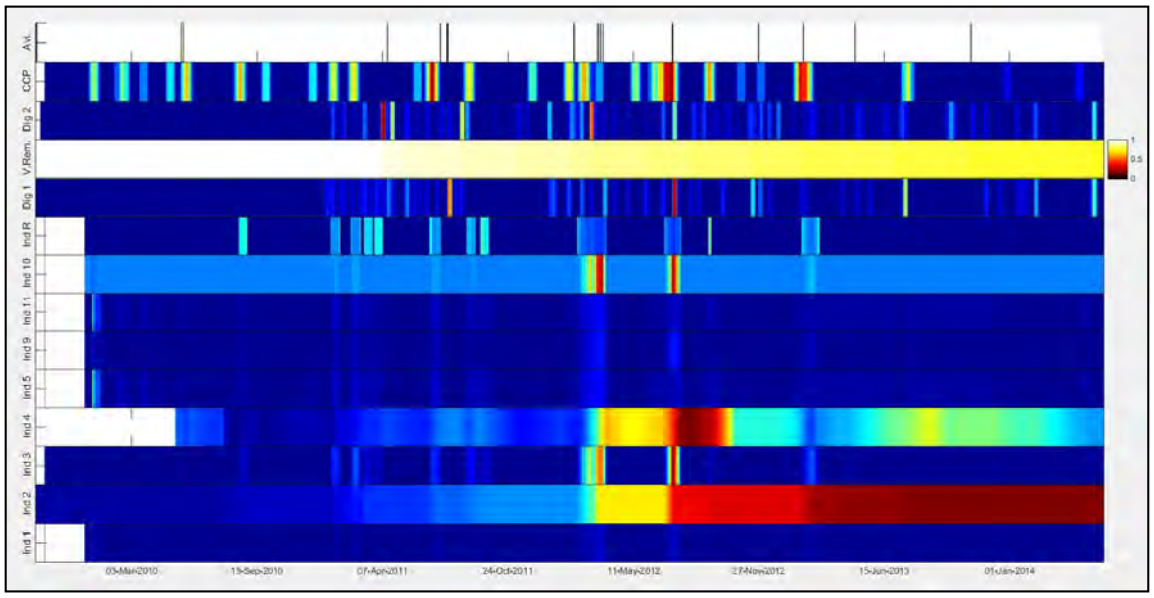


Ilustración 303.- Representación del SSC ("*Status Score Card*") del aerogenerador A08 (wt007). Fuente: Elaboración propia.

Se observa como los *Indicadores 3*, *10*, R *(Riesgo)*, *Digital 2* y CCP se mostraron muy eficaces en la detección de los cambios de comportamiento. Veamos más en detalle alguno de los hechos más relevantes. En la Ilustración 304 se muestra una panorámica general del *Indicador 10*.

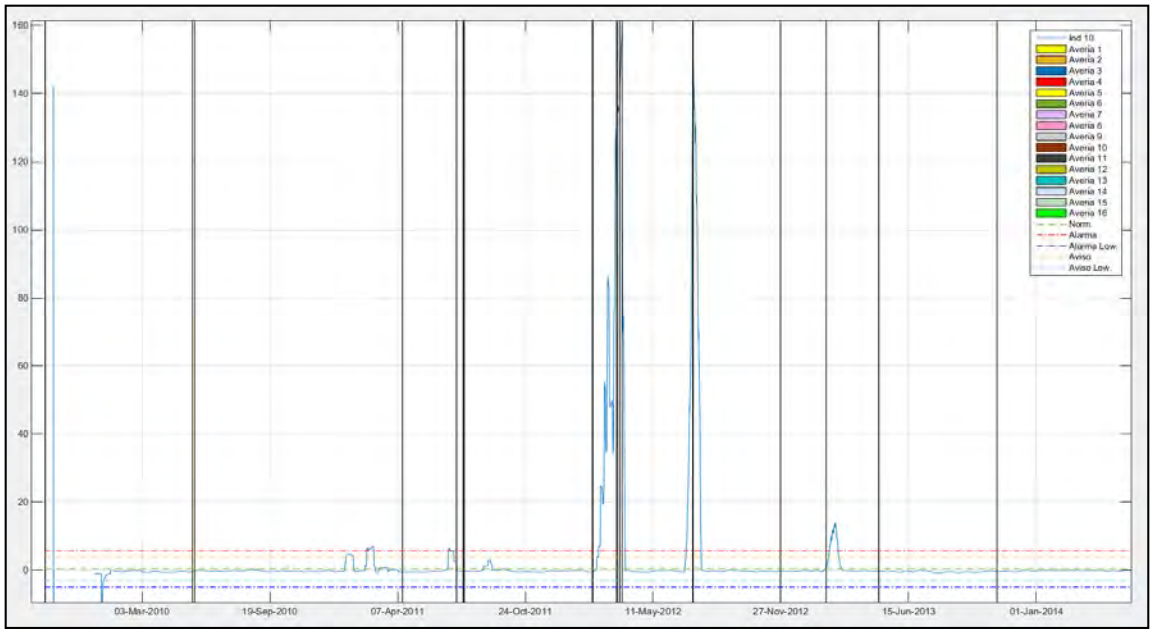


Ilustración 304.- Respuesta general del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (*wt007*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Queremos insistir, no sólo en la capacidad de reacción del indicador ante situaciones anómalas, sino también en su capacidad para permanecer estable y dentro de los límites de operación normal cuando no hay fallos. Como destacamos en el apartado de las premisas del sistema que se debía diseñar, una de ellas era la de evitar falsos positivos.

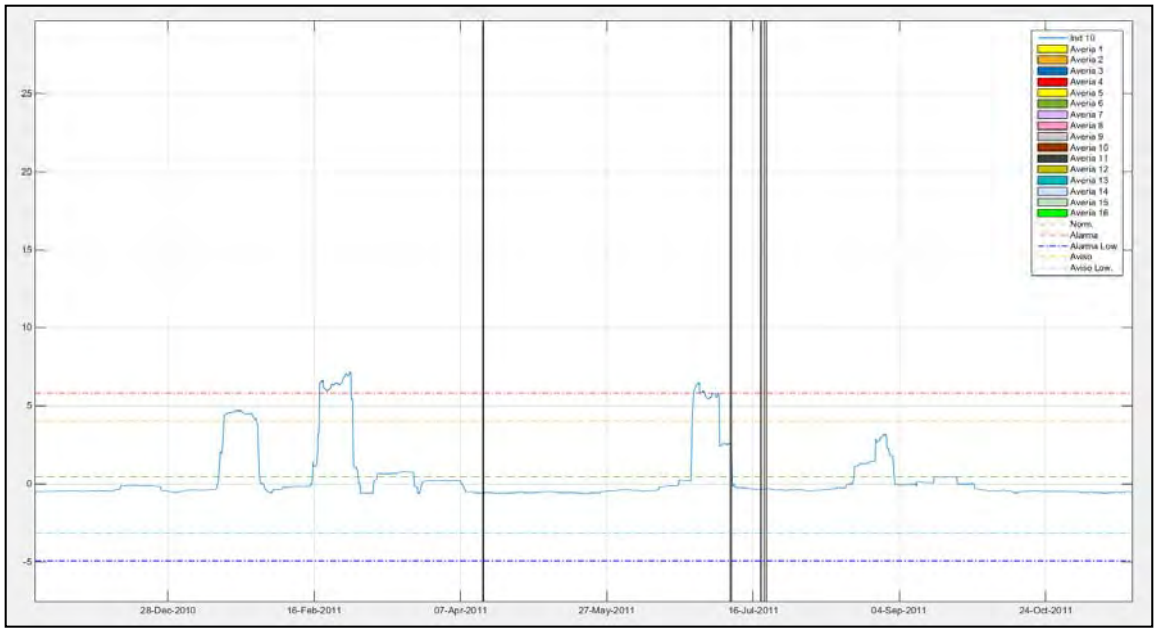


Ilustración 305.- Detalle de la respuesta del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (*wt007*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Momentos previos a varios fallos. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 305, la primera avería correspondía al fallo en las escobillas de descarga del LOA, y las tres averías posteriores (en torno al 16 de julio), correspondían a los ventiladores de los anillos rozantes, y de nuevo las escobillas de los anillos rozantes. Estos equipos se encuentran cercanos a los rodamientos del LOA y por ese motivo probablemente su mal funcionamiento está generando un incremento de temperatura en los rodamientos, aunque con mucha menos intensidad que el fallo propio del rodamiento como se verá en la Ilustración 306.

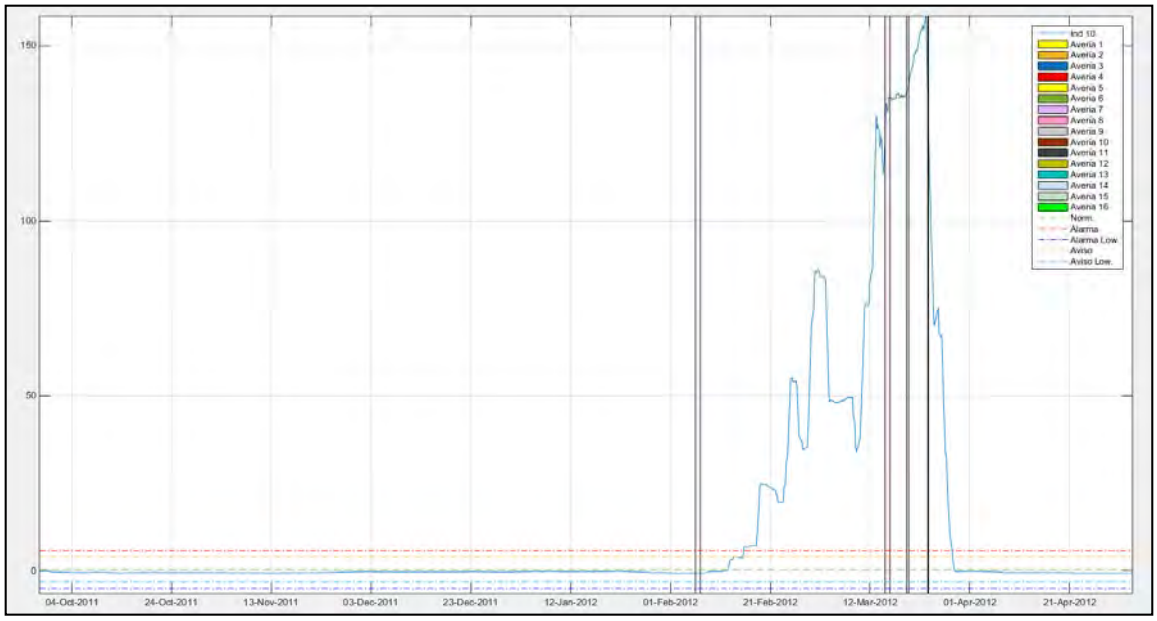


Ilustración 306.- Detalle de la respuesta del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (*wt007*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Momento previo a la rotura del rodamiento LOA. Fuente: Elaboración propia.

Este caso deja de manifiesto, como una operación de mantenimiento mal ejecutada, más que ayudar al correcto funcionamiento del equipo puede contribuir al fallo catastrófico. Se observa que el 7 de febrero de 2012 se realiza la modificación de diseño del equipo, como se vio en los ejemplos de los aerogeneradores anteriores, esto no tiene por qué modificar el comportamiento del equipo, y si lo hace, puede modificarlo hasta alcanzar una nueva situación de estabilidad (el indicador recupera la horizontalidad aunque sea fuera de los límites).

Por el contrario, en este ejemplo el comportamiento del rodamiento se descontrola hasta tal punto que el 16 de marzo del 2012 se decide realizar una inspección, ya que se percatan de que algo está sucediendo en el equipo. Tras la inspección deciden sustituir el rodamiento, pero aun así el equipo sigue con tendencia descontrolada hasta que se sustituye finalmente la escobilla de descarga.

Por tanto, los indicadores no sólo sirven para evaluar las acciones de mantenimiento, como ya se ha comentado anteriormente, sino que también sirven para identificar en cada situación que es lo que realmente estaba fallando. Es decir, si se repara un componente pero el sistema sigue con un comportamiento errático

(indicador creciente), será porque ese componente reparado no era el que estaba fallando (se presenta un sobrecoste no deseado). Por el contrario, si tras realizar una reparación, el indicador reacciona de forma positiva, será que se ha "acertado" con la causa raíz (o el elemento causante que estaba fallando), luego para próximas situaciones en las que se den condiciones similares, el operador sabrá que debe hacer para reparar la avería.

En la Ilustración 307 se observa de nuevo como un fallo del encoder se ve reflejado en el aumento de temperatura del rodamiento LOA, como se explicó al inicio del presente apartado.

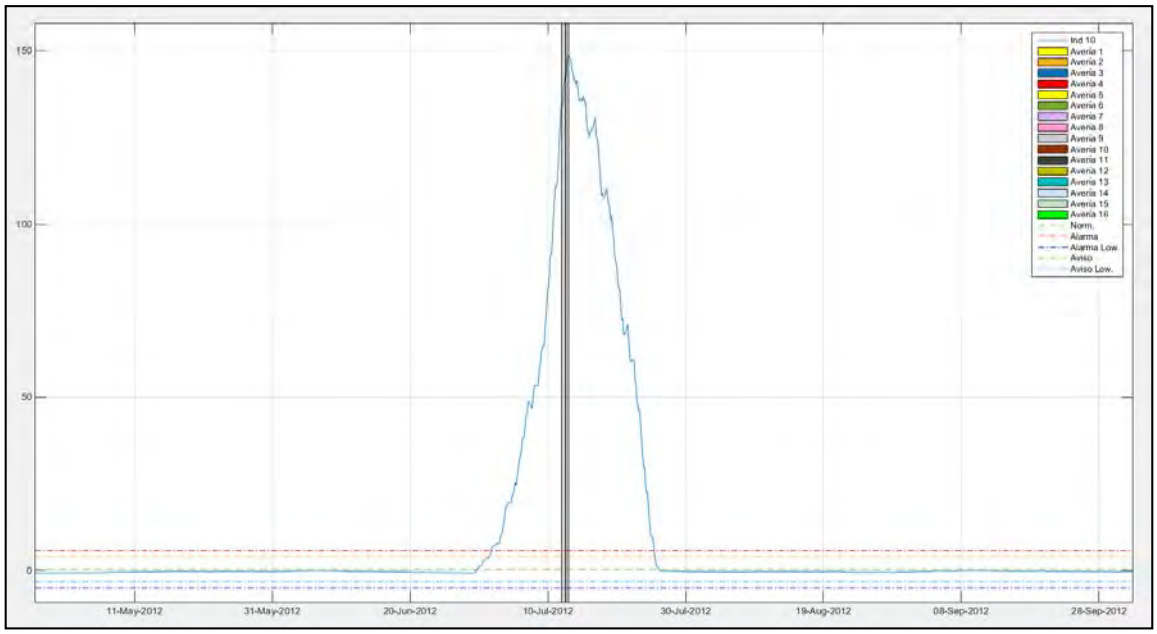


Ilustración 307.- Detalle de la respuesta general del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A08 (*wt007*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Momento previo a un fallo en el encoder. Fuente: Elaboración propia.

Se puede extraer de la Ilustración 307 que aprovechando la reparación del encoder en el generador, realizaron una modificación de diseño que tendrían pendiente. Esto quiere decir que a la hora de analizar la disposición de las averías de un aerogenerador en el tiempo, hay que conocer la forma de trabajar de los operadores, es decir, hay ciertas averías con las que el equipo puede seguir funcionando y se reparan conjuntamente con otras órdenes de trabajo que no pueden esperar.

La bibliografía más aventurada habla del desarrollo de sistemas inteligentes de detección de mal funcionamiento en equipos, de sistemas que pueden aprender de las predicciones pasadas, etc., pero desde nuestro punto de vista esto resulta utópico, ya que mientras haya actuación humana, será necesario otro humano revisando dichas actuaciones.

Con esto no queremos decir que no sea posible desarrollar un sistema que aprenda de predicciones pasadas, o adapte sus modelos de comportamiento y de esta forma vaya perfeccionándose, simplemente decimos que será necesaria la supervisión continuada de un experto decidiendo que debe o no aprender el sistema, y para ello habrá que hablar con los operadores, saber que pasó, esperar al resultado de las reparaciones para introducirlo en el sistema, etc. y estas son cosas que a día de hoy no pueden hacer la máquinas por "inteligentes" que sean. Implantar un sistema de detección de mal funcionamiento en equipos, va a requerir una importante inversión no solo en equipos, software, desarrollos, sino que hará falta una inversión continuada en mantenimiento de la información, bases de datos de operación, validación de las órdenes de trabajo, revisión de las alarmas imputadas a cada orden de trabajo, actualizar los modelos de los equipos tras cada cambio de los parámetros de operación de las máquinas o modificaciones de diseño importantes, estar pendiente de quién, cuándo y cómo realiza el cambio de parámetros, etc.

6.5.1.4. A11 (wt010)

El aerogenerador A11 (*wt010*) sufrió una sustitución del rodamiento LOA el 07 de octubre del 2009.

Tabla 114.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A11 (*wt010*). Fuente: Elaboración propia.

08/01/2009 0:00	09/01/2009 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
18/07/2009 10:33	18/07/2009 17:24	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
02/10/2009 16:19	05/10/2009 3:24	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTO LOA	MCP
28/06/2011 15:21	28/06/2011 18:21	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.A.	MCP
27/01/2012 0:00	28/01/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF

Tabla 115.- Resumen de alarmas asociadas al generador A11 (*wt010*). Fuente: Elaboración propia.

A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	24/04/2011 11:48	24/04/2011 11:53
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	22/06/2011 1:08	22/06/2011 1:12
A11	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	19/08/2011 11:11	19/08/2011 12:17
A11	Gen.SobVelGen	Gen	SobVelGen	Sobrevelocidad generador	19/08/2011 11:11	19/08/2011 11:17
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	16/03/2012 2:05	16/03/2012 2:20
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	13/07/2012 13:07	13/07/2012 13:22
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	03/08/2012 8:35	03/08/2012 8:40
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	04/08/2012 12:21	04/08/2012 12:27
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	07/12/2012 19:26	07/12/2012 19:31
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	20/12/2012 15:16	20/12/2012 15:21
A11	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	23/10/2013 19:48	23/10/2013 19:52

Dado que el fallo del rodamiento se dio en el periodo previo al cambio de la estrategia de operación de los aerogeneradores (finales del 2010), la respuesta del modelo comete mucho error en las estimaciones de la temperatura y los indicadores del SSC indicaban valores muy elevados (escala de color). A pesar del poco ajuste del modelo, los indicadores se mostraron sensibles al mal funcionamiento ya que prácticamente todos los indicadores analógicos alcanzaron el color máximo. Por el contrario no hay información en los datos digitales ya que las bases de datos de alarmas y estados comenzaron a registrarse en el año 2011. Por tanto incluso en condiciones de un modelo poco ajustado, los indicadores se muestran sensibles a la detección. Esto es gracias a que un modelo tendrá un error (más o menos grande) respecto a la realidad, pero si la realidad cambia y el modelo no, es de esperar que el error cambie, gracias a este hecho un mal modelo no tiene por qué ser desechado ante la falta de otro mejor.

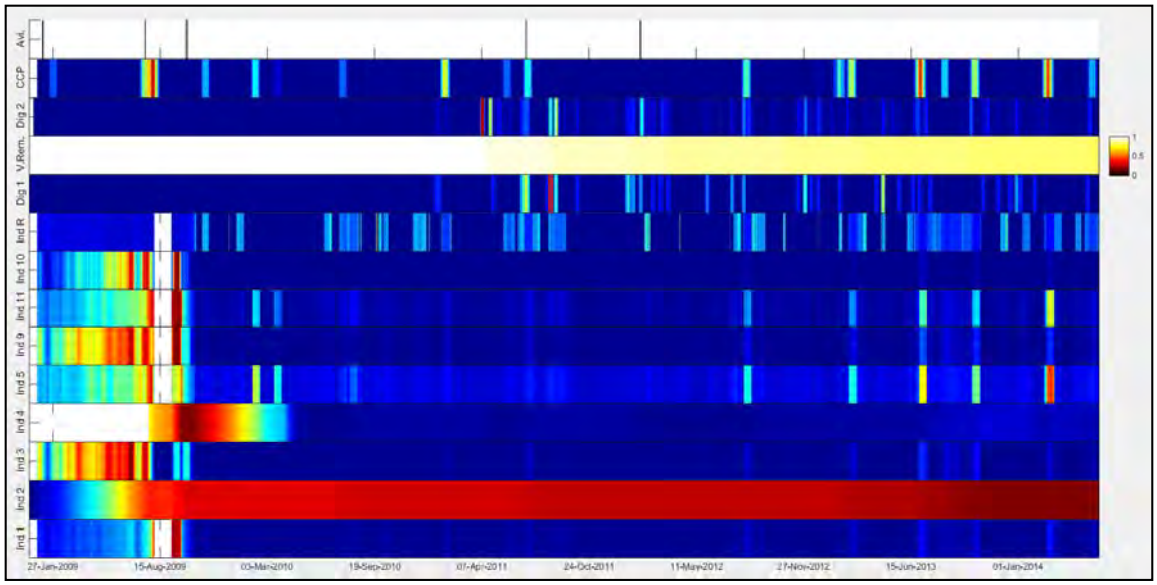


Ilustración 308.- Representación del SSC ("*Status Score Card*") del aerogenerador A11 (*wt010*) incluyendo el periodo previo al cambio de criterios de explotación (control de reactiva). Fuente: Elaboración propia.

En el *Indicador 10*, observamos que el comportamiento del equipo a lo largo de los años siguientes es muy estable, de ahí que sólo haya tenido una avería más en las escobillas de descarga LA (avería 2 en la Ilustración 309) y la orden de trabajo de modificación de diseño que se realizó a toda la flota (avería 3 en la Ilustración 309). Este es el comportamiento esperado de los indicadores en equipos que no presentan fallos.

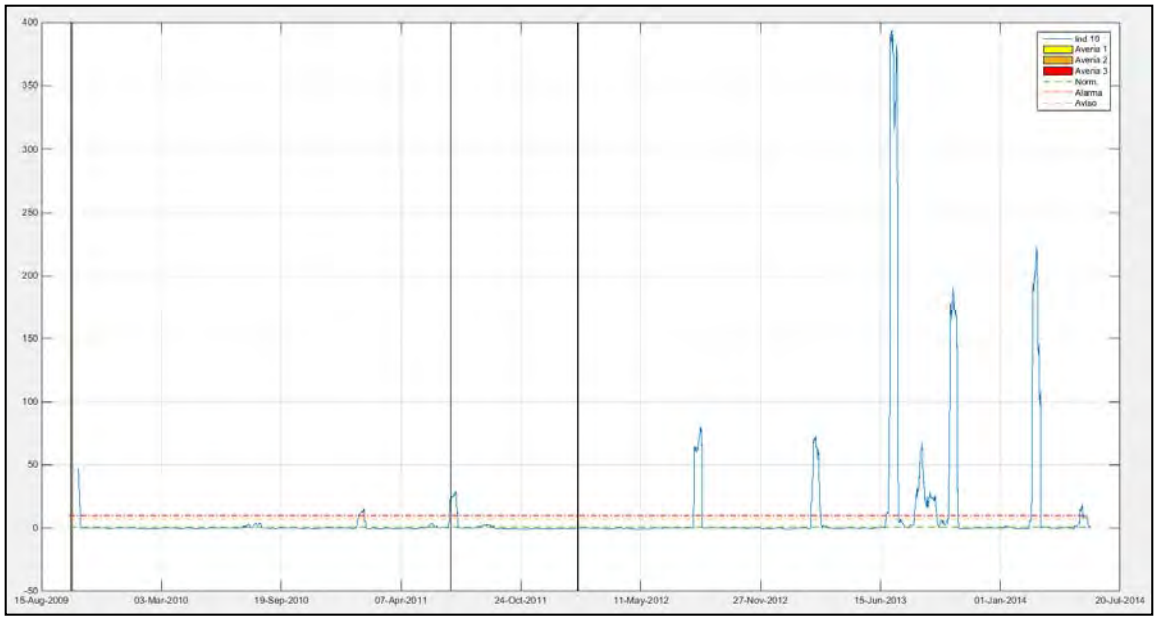


Ilustración 309.- Respuesta general del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (*wt010*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Se observa como la modificación de diseño realizada al equipo no cambió su comportamiento, y sin embargo el indicador reaccionó ante el fallo de las escobillas, aunque no con demasiada antelación (aunque previamente ya dio un aviso), esto es debido a que ciertos fallos no son procesos degradatorios y no pueden detectarse hasta que ya ha fallado, en estos casos los indicadores son útiles como herramienta de diagnóstico, es decir sabemos que algo ya ha fallado, pero nos falta identificar la causa. Se muestra el ejemplo en la Ilustración 310.

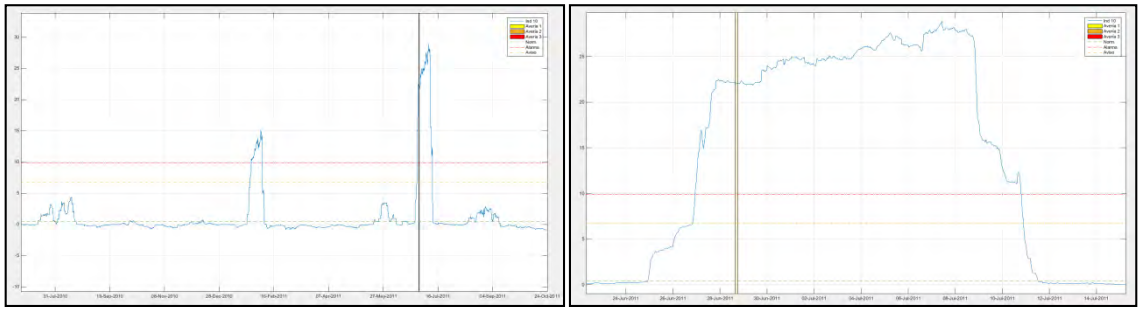


Ilustración 310.- Detalle respuesta del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (*wt010*) antes de la avería de las escobillas LA, en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo nos llamó la atención el comportamiento presentado por el aerogenerador a partir del año 2012, ya que el indicador se mantiene dentro de valores de normalidad pero esporádicamente presenta un calentamiento excesivo del rodamiento, y además se produce cada vez con mayor frecuencia. En la Ilustración 311 se muestra el SSC de este periodo.

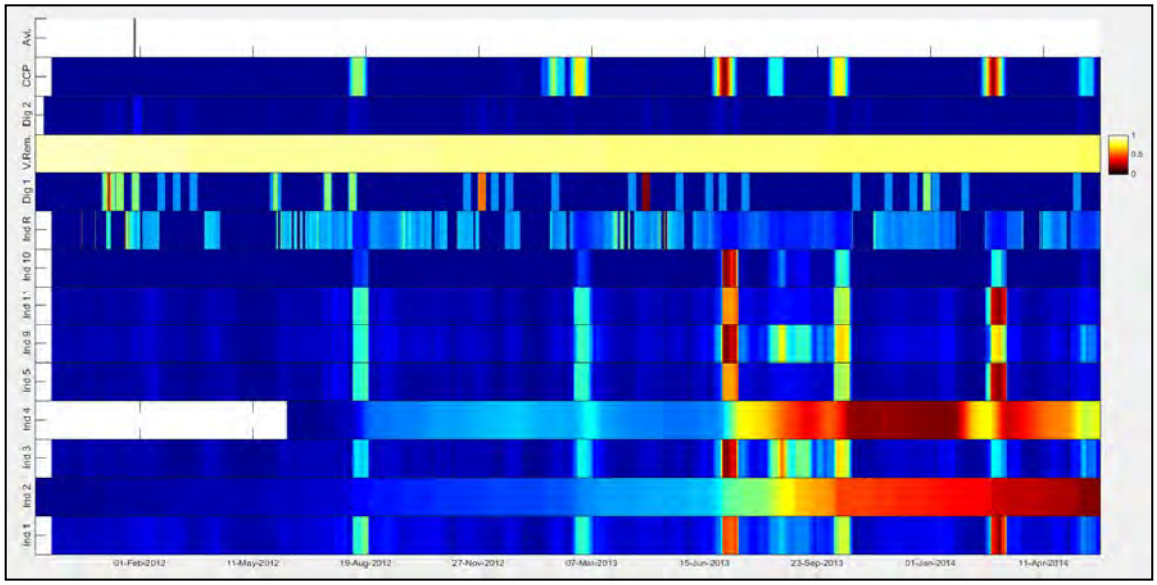


Ilustración 311.- Representación del SSC ("*Status Score Card*") del aerogenerador A11 (*wt010*) entre los años 2012 y 2014 (control de reactiva). Fuente: Elaboración propia.

Se revisó el histórico de averías del equipo para ver otras averías sufridas por el aerogenerador, pero sólo se encontraron tareas de mantenimiento preventivas en varios sistemas.

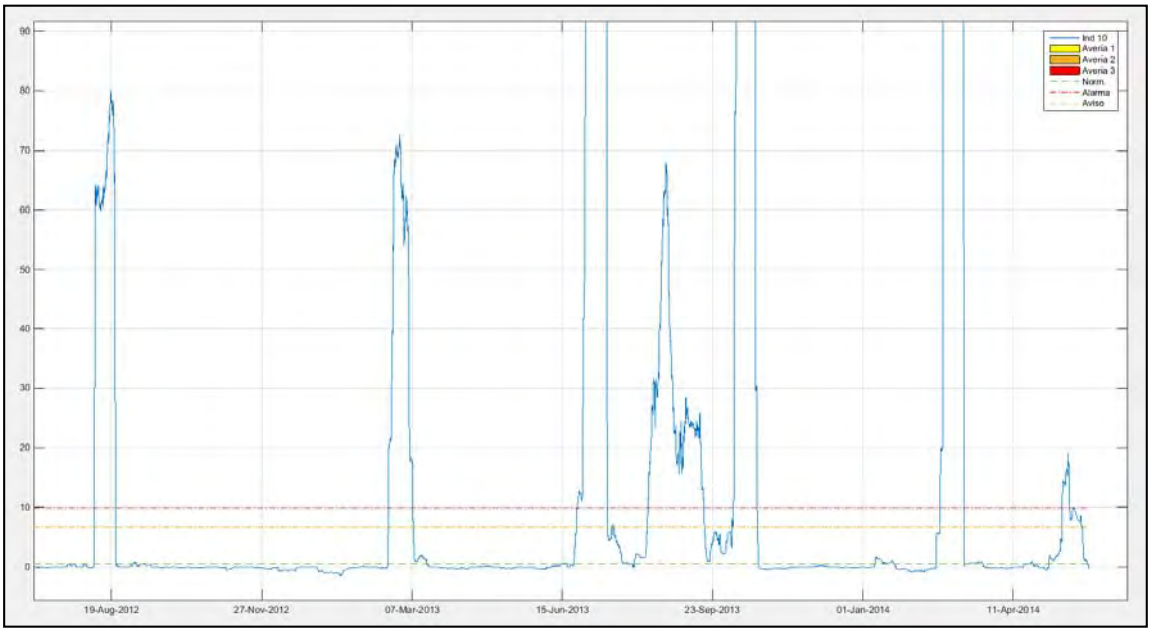


Ilustración 312.- Detalle de la respuesta general del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (*wt010*) con fallos transitorios a partir del año 2012, en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo con el análisis de indicadores, en el *Indicador 2* (Ilustración 313), se observa un claro cambio de tendencia.

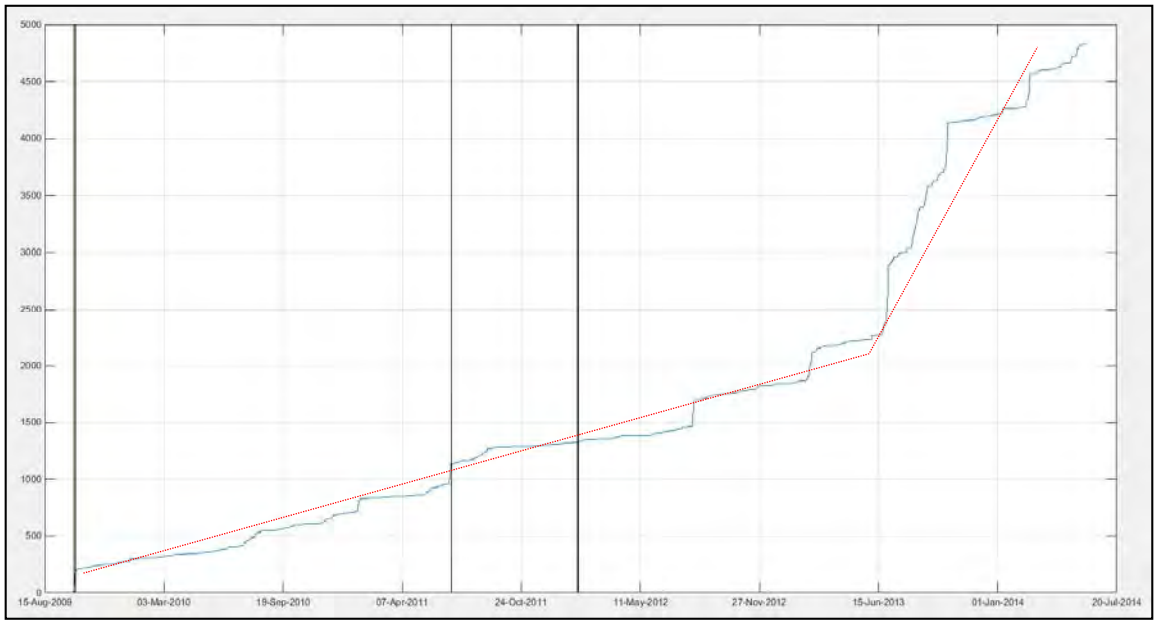


Ilustración 313.- Respuesta general del *Indicador 2* para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (*wt010*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, en el *Indicador de Vida Remanente*, se observa como este equipo está más sano que el resto de generadores de la flota, ya que en base a las alarmas que ha sufrido a lo largo de su registro histórico, le queda una vida remanente del 84% frente al 70 % de otros aerogeneradores del mismo parque.

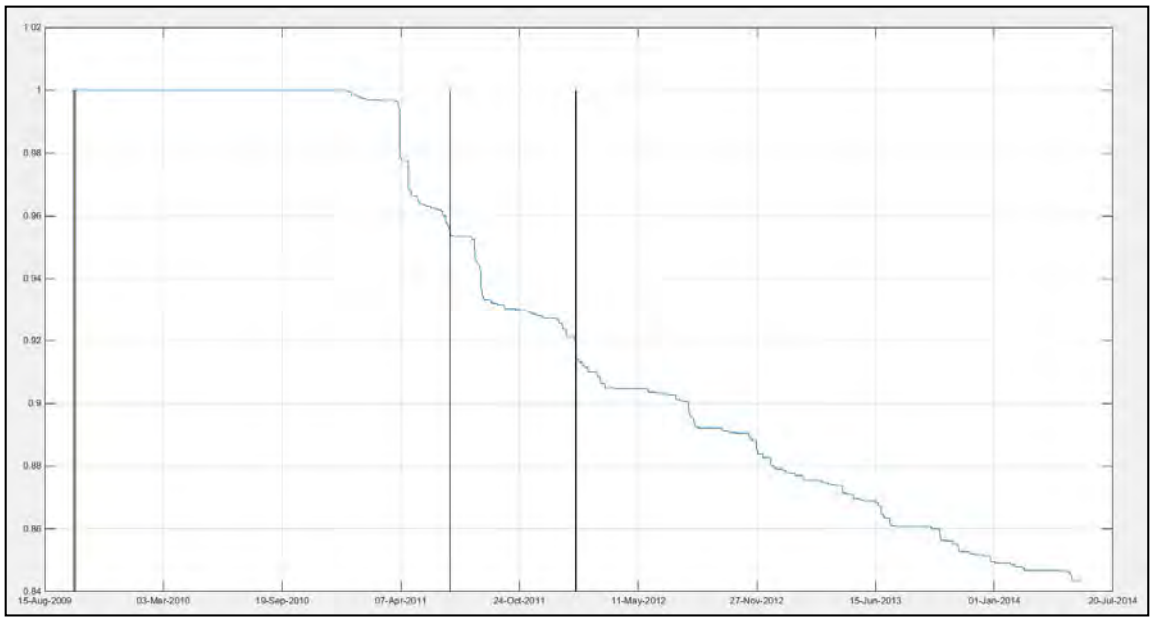


Ilustración 314.- Respuesta general del *Indicador Vida Remanente* para el rodamiento LOA del aerogenerador A11 (*wt010*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

En base a estos resultados, podemos concluir que el generador del A11 (*wt010*) presenta un comportamiento bueno, pero existe una tendencia creciente a fallos puntuales de elevado rango, en el caso de este aerogenerador, es un caso claro en el que se recomendaría una inspección del generador.

6.5.2. Cambios del comportamiento del equipo y otros ejemplos de fallos detectados

En este apartado presentamos algunos ejemplos de la aplicación de los modelos a otros aerogeneradores del parque que no sufrieron fallos en el rodamiento LOA (según las órdenes de trabajo). Hemos querido centrar nuestra atención en el aerogenerador A15 (*wt014*) en el cual hemos observado que se produce un doble cambio de

comportamiento, el primero de ellos a finales de septiembre del 2010 y el segundo en torno al 15 de junio de 2013.

Nos llamó la atención del comportamiento del indicador ya que su reacción fue muy enérgica. Al analizar en profundidad las órdenes de trabajo realizadas sobre el equipo nos percatamos de que se realizó una sustitución de "rodamientos" en el generador. Esto nos indicó que habría otro caso no identificado de fallo del rodamiento LOA, el cual no se había contemplado inicialmente porque la orden de trabajo estaba mal especificada.

Tabla 116.- Resumen de avisos asociados al generador (denominado MKA) A15 (*wt014*). Fuente: Elaboración propia.

17/11/2008 0:00	18/11/2008 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MPV
08/03/2009 15:50	08/03/2009 19:56	MKA	MKA(SUB)	CABLE ENCODER	MCP
22/10/2010 21:36	27/10/2010 21:07	MKA	MKA(SUB)	RODAMIENTOS	MCP
03/02/2012 0:00	04/02/2012 0:00	MKA	MKA(SUB)	MKA(SUB)(EC)	MDF
25/06/2012 9:36	25/06/2012 15:22	MKA	MKA(SUB)	MOTOVENTILADORES INTERNOS L.O.A. (G8X)	MCP
17/09/2013 2:52	17/09/2013 12:27	MKA	MKA(SUB)	ESCOBILLA DESCARGA L.O.A.	MCP
07/10/2013 7:55	07/10/2013 14:11	MKA	MKA(SUB)	ACOPLAMIENTO ENCODER	MCP

Tabla 117.- Resumen de alarmas asociadas al generador A15 (*wt014*). Fuente: Elaboración propia.

A15	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	10/02/2011 11:28	10/02/2011 11:30
A15	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	08/03/2011 3:51	08/03/2011 4:04
A15	Gen.SobVelGen	Gen	SobVelGen	Sobrevelocidad generador	08/03/2011 3:51	08/03/2011 3:56
A15	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	10/03/2011 2:55	10/03/2011 2:58
A15	Gen.SobVelGen	Gen	SobVelGen	Sobrevelocidad generador	10/03/2011 2:55	10/03/2011 3:00
A15	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	06/05/2011 8:05	06/05/2011 13:03
A15	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	14/05/2011 16:16	14/05/2011 16:26
A15	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error conv. lect. encoder	11/07/2011 9:31	11/07/2011 9:41
A15	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	02/09/2011 4:03	02/09/2011 4:08
A15	Gen.DispTermicosVent	Gen	DispTermicosVent	Termicos ventiladores generador	25/06/2012 7:30	25/06/2012 13:21
A15	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	07/07/2012 2:48	07/07/2012 2:53
A15	Gen.AltVel	Gen	AltVel	Alta velocidad generador	21/02/2013 22:16	21/02/2013 22:18
A15	Gen.AltTempCojLOA	Gen	AltTempCojLOA	Alta temp rodam Lado Opuesto Acoplam Gen	16/09/2013 5:29	16/09/2013 5:34
A15	Gen.AltTempCojLA	Gen	AltTempCojLA	Alta temp rodamiento Lado Acoplam Gen	16/09/2013 5:29	16/09/2013 5:34
A15	Gen.AnillosAltTemp	Gen	AnillosAltTemp	Alta temperatura Anillos Generador	16/09/2013 5:29	16/09/2013 5:34
A15	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	01/10/2013 2:39	01/10/2013 2:44
A15	Gen.ErrEncod	Gen	ErrEncod	Error convertidor lectura encoder	30/11/2013 7:55	30/11/2013 8:10

En la siguiente ilustración resumimos los resultados obtenidos en el SSC para el aerogenerador A15 (*wt014*).

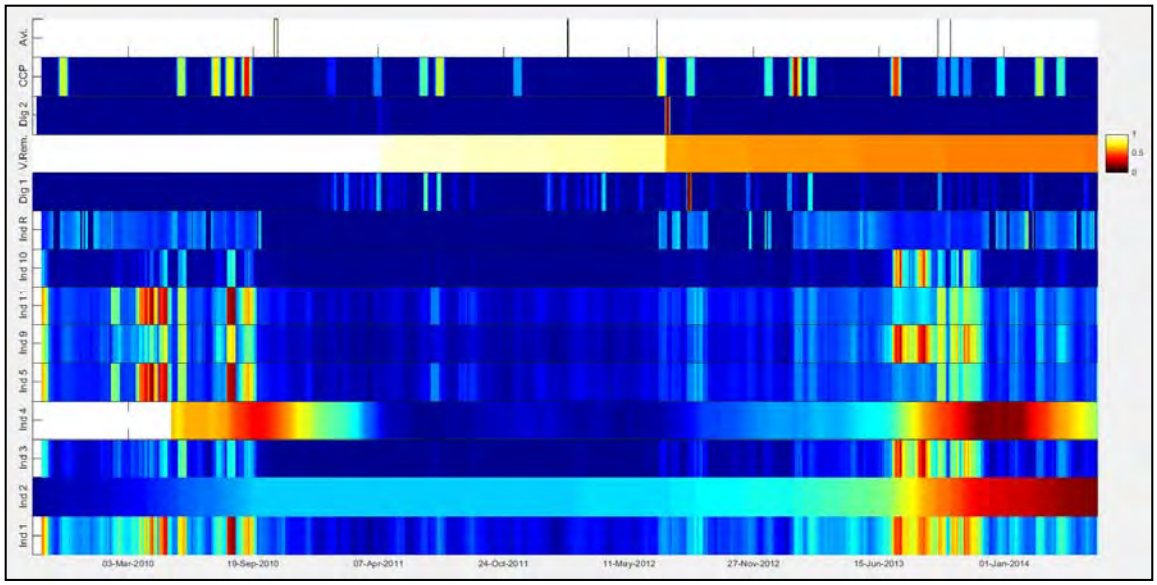


Ilustración 315.- Representación del SSC ("*Status Score Card*") del aerogenerador A15 (*wt014*). Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente ilustración se muestra el *Indicador 10* para el aerogenerador A15 (*wt014*) y la avería 1 (27 de octubre del 2010) corresponde con la sustitución de los rodamientos. Se observa como el comportamiento del indicador se recupera después de la reparación y el equipo mantiene un comportamiento normal hasta la fecha de la avería 3 (25 de junio del 2012), momento en el que se rompen los moto ventiladores internos LOA.

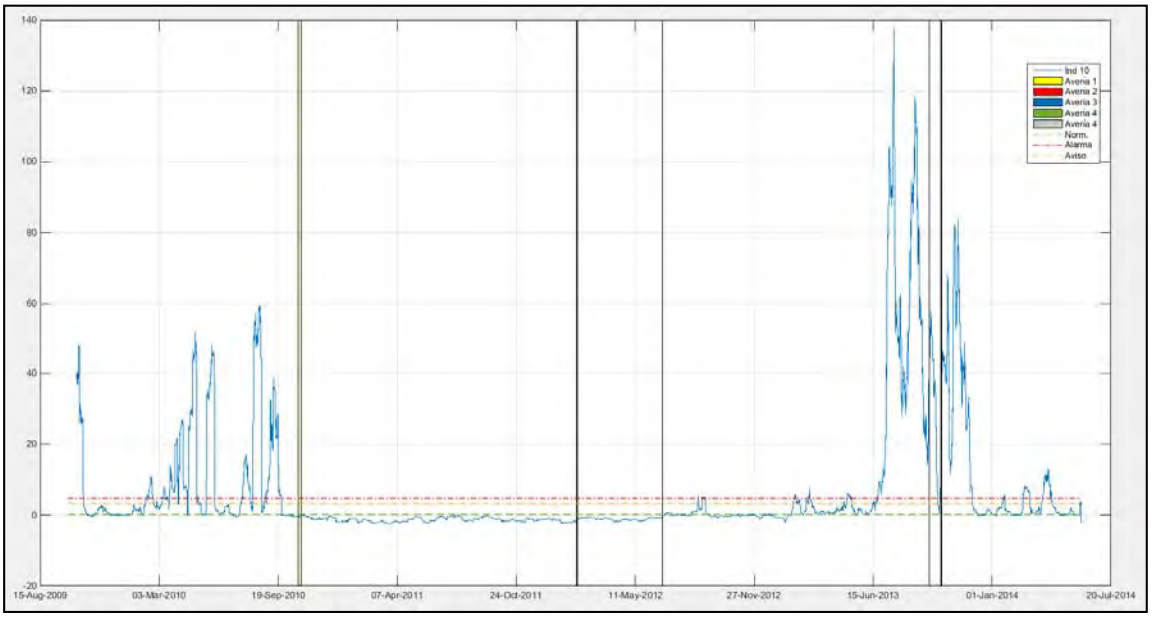


Ilustración 316.- Respuesta general del *Indicador 10* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

Antes de la reparación de los ventiladores el indicador no presentó ningún indicio de que el rodamiento se estuviera sobrecalentando, de hecho, si analizamos los *Indicadores 2* y *4* (Ilustración 317) no se observan elevados registros de alarmas, previas a la sustitución de los ventiladores. Por otro lado, como se puede ver en el *Indicador 2* (izquierda de la ilustración), el comportamiento del generador está siendo correcto (indicador prácticamente horizontal).

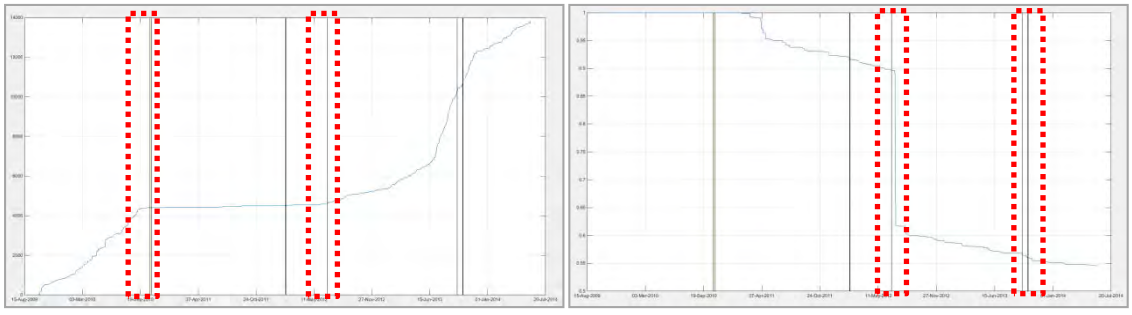


Ilustración 317.- Detalle de la respuesta de los *Indicadores 2* (izquierda) y *Vida Remanente* (derecha) para el aerogenerador A15 (*wt014*). Fuente: Elaboración propia.

Inmediatamente después de la reparación del ventilador se produce un elevado número de alarmas propias de las roturas del generador, esto lo vemos en el Indicador de *Vida Remanente* (a la derecha de la Ilustración 317). Es tan elevado el número de alarmas críticas que el generador se ha degradado en el 30% después de la intervención. Se trata por tanto de un claro ejemplo de reparación defectuosa.

Por otro lado, a partir de esa reparación el comportamiento del equipo cambia, se vuelve más inestable, como se puede observar en la gráfica del *Indicador 2*, ya que la curva pasa de ser horizontal a claramente exponencial creciente, y sin embargo no se registra un elevado número de alarmas, luego a pesar de haber cambiado el comportamiento, el sistema de control interpreta que todo está funcionando correctamente. Este hecho nos hizo pensar que se han cambiado los parámetros de operación del equipo (cambio de parámetros de control verano/invierno), esto confirmaría las afirmaciones anteriores en las que resaltábamos la importancia de conocer la operativa de los equipos por parte del explotador.

Siguiendo con el análisis para descartar otras posibilidades se analizaron las alarmas en el sistema mediante los *Indicadores Digitales* que se muestran a continuación.

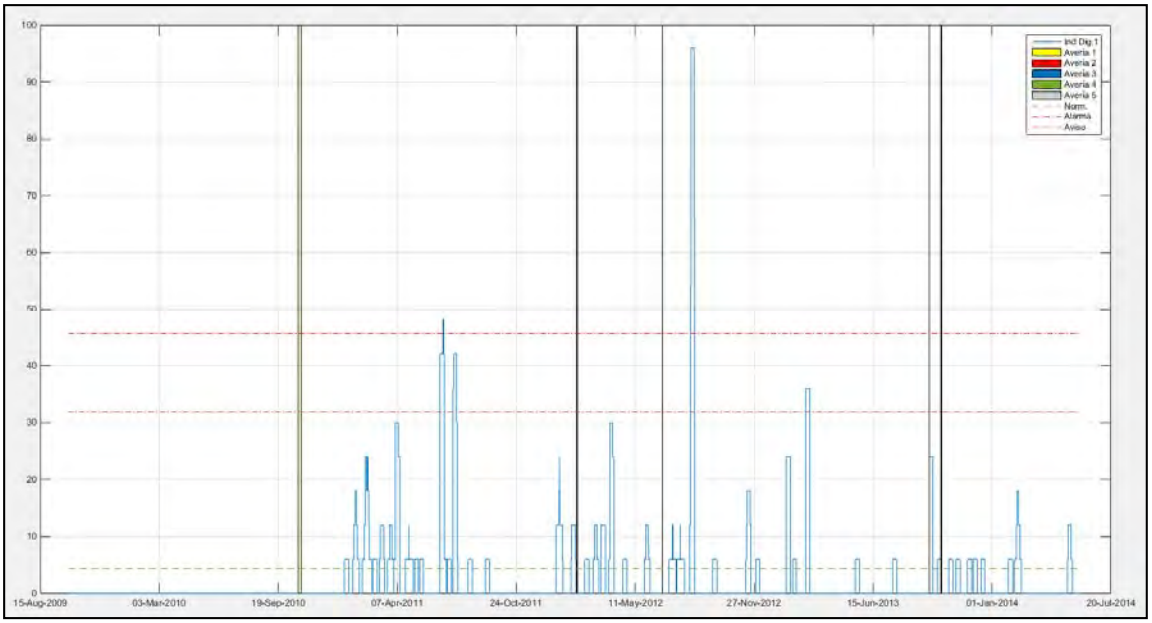


Ilustración 318.- Respuesta general del *Indicador Digital 1* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

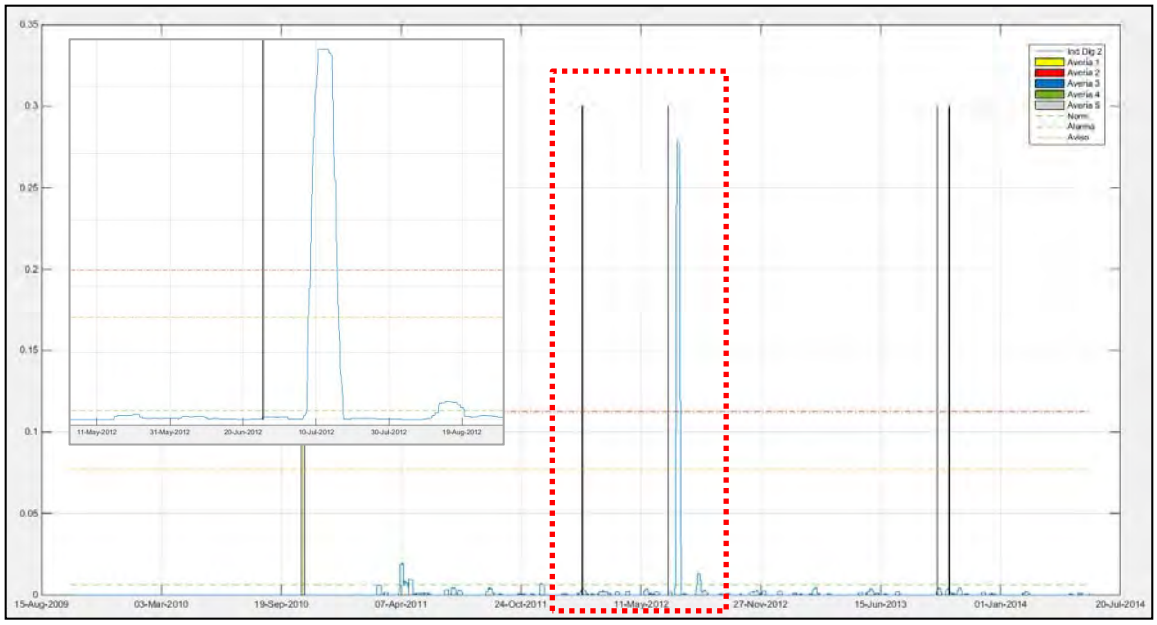


Ilustración 319.- Respuesta general del *Indicador Digital 2* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 319 hemos señalado la fecha de realización del cambio de los moto ventiladores. En la gráfica del *Indicador Digital 1* se aprecia un aumento de los estados "*emergencia*", "*parada*" y "*pausa*", pero estos indicadores se mantienen en niveles normales en el tramo final del periodo.

Estos resultados nos hacen pensar que una reparación no del todo correcta de los moto ventiladores, aceleró la degradación de las escobillas de descarga hasta que finalmente el fallo se hizo manifiesto.

Se aplicó la técnica de "*Change point*" sobre este equipo y se comprobó que antes de los fallos se identificaron varios puntos de cambio de tendencia, para la detección de algunos fallos antes de que sea demasiado tarde será necesario realizar una configuración más precisa de los periodos de muestreo y tal vez de los límites de activación del "*Change point*", por tanto será preciso analizar los modos de fallo y la forma de aparición de los mismos para poder configurar los indicadores desde un punto de vista "más ingenieril". La Ilustración 320 muestra la reacción del "*Change point*" con un T_{Ch} = 1.000 y más adelante con un T_{Ch} = 20.000.

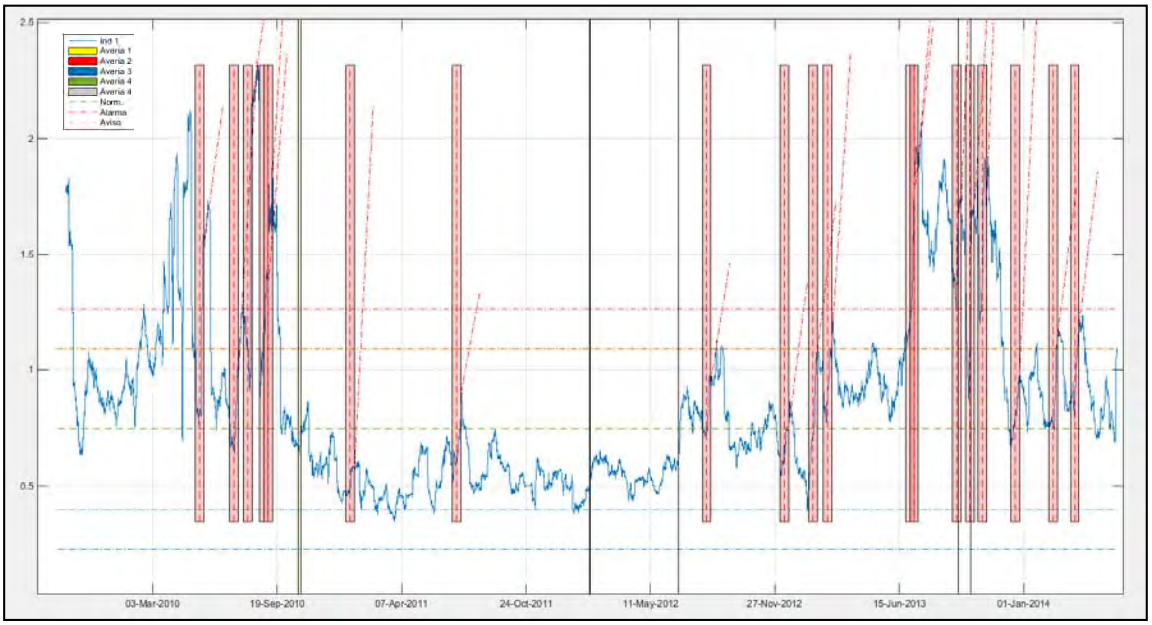


Ilustración 320.- Respuesta general de la técnica "*Change point*" aplicada sobre el *Indicador 1* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

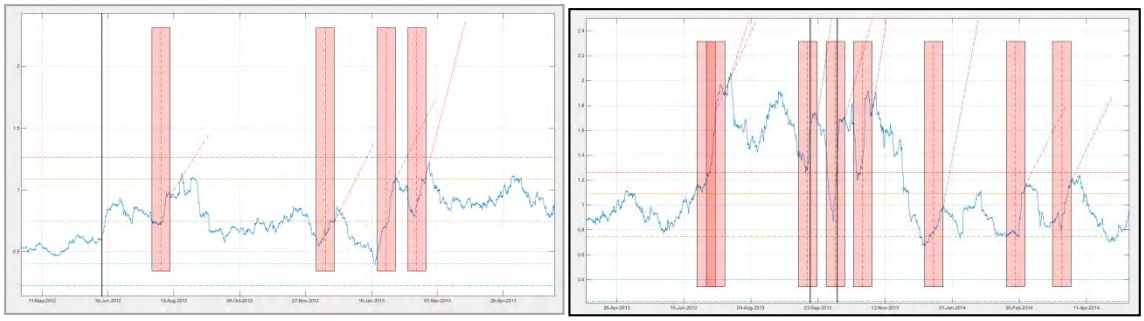


Ilustración 321.- Detalles de técnica "*Change point*" aplicada sobre el *Indicador 1* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Fuente: Elaboración propia.

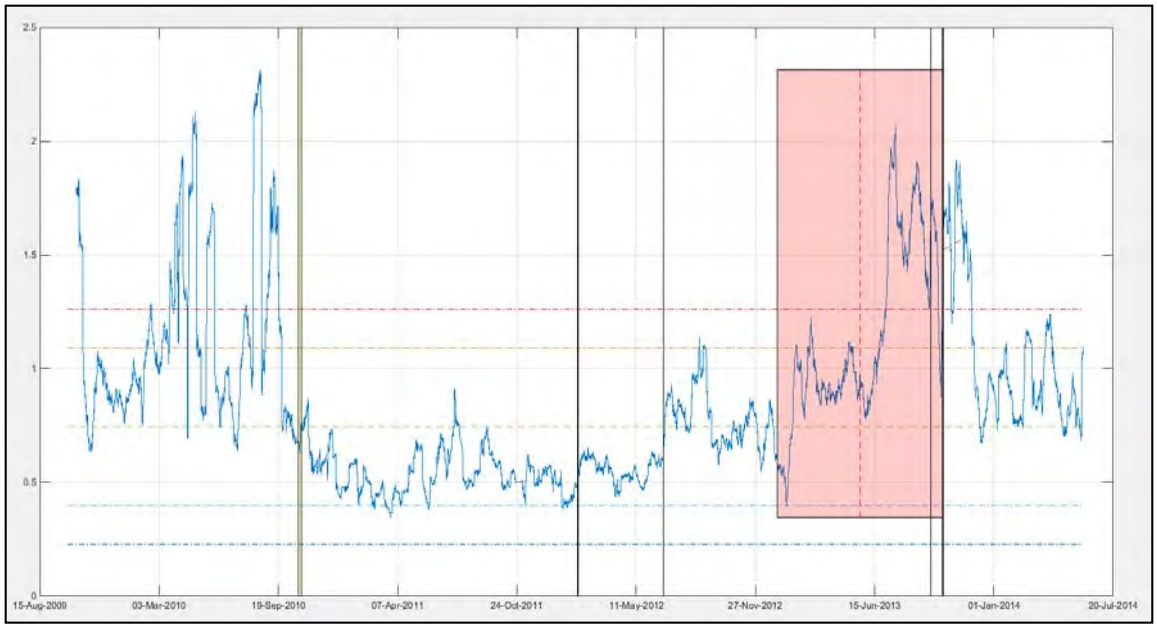


Ilustración 322.- Respuesta general de la técnica "*Change point*" aplicada sobre el *Indicador 1* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Ajuste del parámetro T_{Ch} = 20.000. Fuente: Elaboración propia.

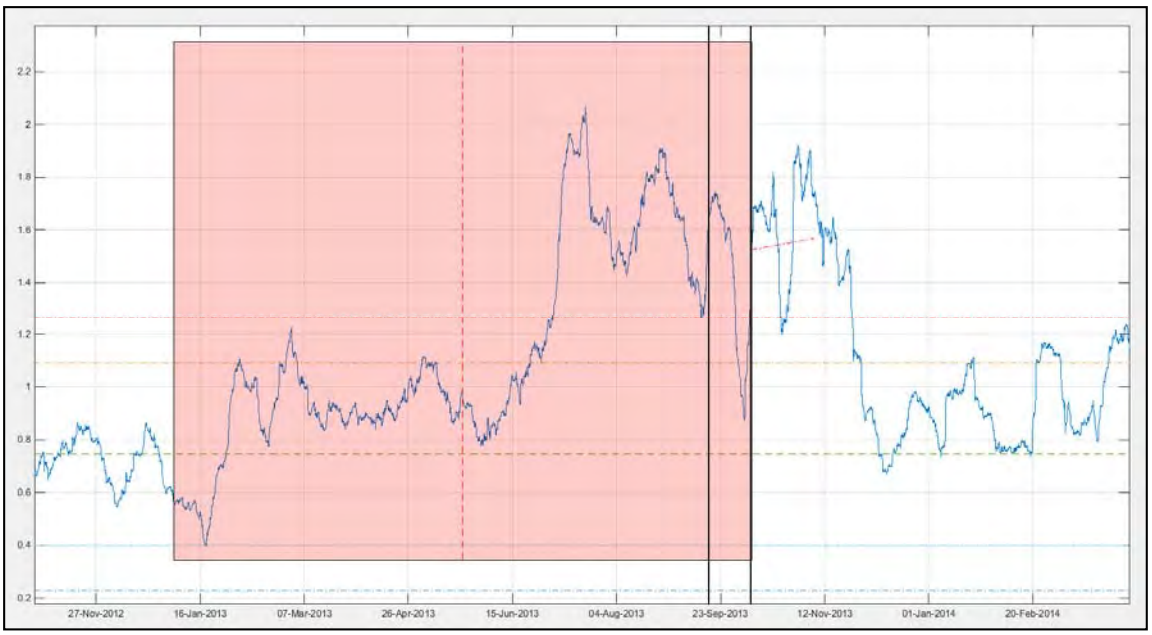


Ilustración 323.- Detalle de la respuesta de la técnica "*Change point*" aplicada sobre el *Indicador 1* para el rodamiento LOA del aerogenerador A15 (*wt014*), en base a un *Modelo Maestro* y PE. Ajuste del parámetro T_{Ch} = 20.000. Fuente: Elaboración propia.

Podemos ver en las ilustraciones anteriores, como la capacidad de respuesta es completamente diferente para cada configuración, luego a falta de un estudio detallado de la casuística de aparición del fallo, se recomienda dejar que sea el propio operador quien tenga libertad de ajuste de los parámetros y periódicamente realizar puestas en común entre los resultados obtenidos entre los diferentes usuarios. Además, el operador es quien mejor conoce cada equipo de su instalación, sabe cómo reacciona cada uno de sus equipos de forma individualizada, ya que es posible que un equipo este generalmente más caliente que otros o vaya ligeramente más revolucionado. Este conocimiento específico de cada equipo sólo lo tiene el operador.

La utilización de los indicadores de estado debería realizarse de forma conjunta con los datos de operación del equipo, para ver qué es lo que está sucediendo realmente en la máquina. En la siguiente Ilustración 324 hemos comparado el ajuste del modelo en el A15 (*wt014*) unos días antes a la aparición del fallo (izquierda) y durante el conjunto de datos que hacen que el indicador crezca (derecha).

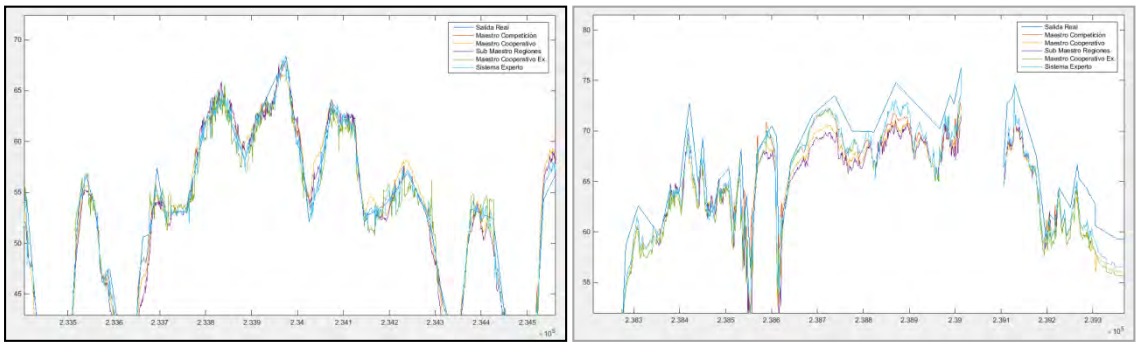


Ilustración 324.- Respuesta de los modelos de ajuste frente a la temperatura real del rodamiento LOA en el A15 (*wt004*). Período de datos anterior al mal funcionamiento a la izquierda y período de datos del mal funcionamiento a la derecha. Fuente: Elaboración propia.

Se observa como la temperatura real del equipo durante el periodo de mal funcionamiento es superior a la estimada por todos los modelos.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este capítulo se presentan las conclusiones generales de la Tesis Doctoral en cuanto al desarrollo conceptual de un sistema inteligente de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores, basado en la utilización de sistemas neuro-fuzzy para la generación de modelos de comportamiento de los equipos y el desarrollo de una batería de indicadores de estado de degradación de los equipos. Se detallan las aportaciones originales y los pasos a seguir para la implantación de un sistema de monitorización de la condición en entorno productivo, válido para aerogeneradores o cualquier otra aplicación industrial.

Se completa el capítulo señalando futuras líneas de investigación que se pueden llevar a cabo a partir de los modelos y resultados de investigación.

7.3. Resumen de la investigación y conclusiones

En el Capítulo 1 se ha realizado una breve introducción al tema central de la Tesis Doctoral y se ha descrito el objetivo principal de los trabajos de investigación desarrollados: definir la metodología para desarrollar un sistema inteligente de detección de malfuncionamiento en equipos, centrándonos en el caso práctico del rodamiento LOA del generador ABB en un aerogenerador de 2MW.

En el Capítulo 2 se ha descrito la situación energética actual, las políticas energéticas y el entorno socio-económico en el que nos encontramos, en La Rioja, España, Europa y el Mundo. En este entorno de continuo crecimiento económico, las necesidades energéticas crecen exponencialmente, cada vez se necesita más y más energía, y las fuentes energéticas tradicionales no son la solución ya que algunas son altamente contaminantes como el carbón, otras tienen una mala opinión pública, como es la energía nuclear además de ser un tipo de instalación que necesita un elevado proceso de tramitación y puesta en marcha. Como alternativas de futuro tenemos la reducción del consumo energético, mediante concienciación del consumidor y la mejora energética de nuestros bienes de consumo, hogares, etc., y todo en ello en un entorno de apoyo a las energías renovables. Las energías renovables han tenido un fuerte impulso en los últimos años y se espera que se siga favoreciendo su utilización

en el futuro. No obstante, en el momento en el que nos encontramos, las inversiones en instalaciones eólicas se han frenado drásticamente y además los parques eólicos en explotación comienzan a tener una edad avanzada, se han dejado de recibir las subvenciones y ahora se ha llegado a un punto en el que interesa maximizar los beneficios de explotación reduciendo el OPEX. Las instalaciones renovables son generalmente instalaciones desasistidas y remotas, más aún en el caso de la eólica marina. El acceso a estas instalaciones es costoso y las visitas al emplazamiento para realizar tareas de mantenimiento han de ser meditadas y justificadas. Por todo lo expuesto anteriormente es en este entorno, en el que el hecho de poder conocer el estado real de los equipos, puede ayudar a planificar tareas de mantenimiento preventivo o correctivo basado en la condición acorde a las necesidades reales, y de esta forma minimizar las visitas de mantenimiento al emplazamiento y maximizar la producción.

En el Capítulo 3 se realizó una revisión bibliográfica al mantenimiento industrial, desde el concepto del mantenimiento, hasta las nuevas tendencias de mantenimiento enfocadas al mantenimiento basado en la condición. Al igual que sucedió con la Norma de Calidad ISO9000, la Norma de medio Ambiente 14000 y la Norma de Prevención de Riesgos Laborales 18001, se está tomando cada vez una mayor concienciación en la gestión de los activos de la compañía con la finalidad de aumentar su vida útil y de esta forma mejorar la rentabilidad de las inversiones. En esta línea surge la PAS55. En este capítulo se enumeraron las diferentes técnicas de evaluación de la condición de los equipos, como son las termografías, análisis de vibraciones y finalmente los métodos de diagnóstico y mantenimiento predictivo. Por otro lado, en este capítulo se hizo una introducción a la matemática específica del mantenimiento, y se introdujeron los conceptos de fiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad. Si se es capaz de relacionar estos conceptos con el rendimiento de una instalación eólica, y es posible cuantificarlos con las técnicas matemáticas expuestas, se podrá evaluar la efectividad de las acciones tomadas, como sería la implantación de un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos.

En el Capítulo 4 se introdujo al lector en la minería de datos, como herramienta global y principal para la extracción de información de los datos ocultos en enormes bases de datos. Para conocer la condición o estado real de los equipos es necesario analizar esta ingente cantidad de datos e identificar los patrones (síntomas) de aparición

de los mal funcionamientos. La minería de datos es básicamente una batería de herramientas matemáticas y estadísticas que aplicadas a un conjunto de datos, convenientemente tratados e "inteligentemente" seleccionados, puede extraer información oculta. Dentro del amplio abanico de herramientas disponibles, nos hemos centrado en herramientas básicas de estadística, como puede ser el cálculo de medias, desviaciones, ajuste de funciones, clusterizado de datos, etc. , otras técnicas de redes neuronales para la modelización del comportamiento de variables de operación del generador, técnicas de lógica Fuzzy en la definición de reglas y clasificación de datos y finalmente configuración de sistemas expertos, considerando que la unión de varios conjuntos de redes son más poderosos que redes individuales. Se optó por utilizar estas técnicas tras consultar numerosa bibliografía especializada en la detección de mal funcionamiento de equipos, y al encontrar que este tipo de modelos estaban dando buenos resultados. En el capítulo se profundizó en la elaboración y configuración de las redes neuronales, explicando la aplicabilidad de las mismas y los pros y los contras de cada configuración.

En el Capítulo 5 se realizó una revisión profunda de la tecnología eólica. Para poder generar un modelo de comportamiento de un equipo es necesario saber como funciona, y como está relacionado en su entorno. En el caso de la presente tesis, se realizó el modelo de la temperatura del rodamiento LOA, el cual se encuentra situado en el generador ABB, y éste a su vez dentro de un aerogenerador de Gamesa. Ese rodamiento interacciona térmicamente con otros componentes, es necesario conocer que fuentes de calor próximas existen en el equipo y es necesario conocer como el sistema de control actúa sobre los elementos del aerogenerador. Los modelos desarrollados en la presente tesis se realizaron para un componente muy específico, pero en este capítulo se describen el resto de componentes del aerogenerador, y posteriormente el generador en concreto. Finalmente se introdujeron algunos conceptos del control del generador, así como un listado de alarmas principales. Generalmente, en las bases de datos las alarmas se identifican con una etiqueta, y por ello es necesario conocer el significado de cada alarma para darle la importancia que se merece.

En el Capítulo 6 se presentó la justificación técnico/económica de un sistema inteligente de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores. Se resumen las tendencias internacionales de innovación aplicada a aerogeneradores para el horizonte

2025. Dentro del paquete de medidas que los diferentes fabricantes del sector están tomando, se encuentra la monitorización de la condición, marco en el que se desarrolla la presente tesis. Esta tecnología podría alcanzar ahorros de hasta el 2,1% en OPEX, un aumento del 0,2% de energía generada y reduciendo los costes generadores de producción de energía 0,5% (LCOE), todo ello hace un ahorro global del 2,8%, un 0,6% en el escenario 2025. En base a estas cifras se realizó un estudio del ahorro conseguido con la aplicación de la metodología desarrollada para el caso de detección de mal funcionamiento en el rodamiento LOA del generador, por ser una avería que causa un gran impacto económico en caso de terminar incendiando el generador. Se analizó la casuística actual del fallo del rodamiento y el impacto económico actual, y a partir de ahí pudimos calcular los beneficios económicos obtenidos. Como se puede ver en el Capítulo 7, se detectó el 100% de los fallos del rodamiento con un tiempo medio de detección de 2 meses, tiempo más que suficiente para evitar el incendio del equipo, y preparar material y equipos para realizar la sustitución del componente en una ventana temporal con poco viento. Además, se realizaron modelos de producible de los aerogeneradores de la planta, ya que se observó que el estudio previo de recurso eólico no correspondía con la energía producible real del emplazamiento, y de esta forma poder cuantificar de una manera más real el lucro cesante que se genera por indisponibilidad de los equipos en el caso de las averías por el rodamiento del generador. Mediante la utilización de esta técnica aplicada únicamente al rodamiento del aerogenerador se ha conseguido ahorrar 8.000 € al año de la cuenta OPEX del emplazamiento, lo que hace un total de 0,4M€ al año para la flota del explotador. Anualmente se sustituye el 6,5% de los rodamientos de la planta. A lo largo del ciclo de vida de las instalaciones, el explotador ahorrará 8,1M€.

En el Capítulo 7 se describieron los trabajos realizados para el desarrollo de un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos en aerogeneradores, y en concreto en su aplicación al rodamiento LOA. En este apartado se describieron las diferentes fuentes de datos utilizadas, y el tratamiento que se realizó a dichos datos. Se introdujo al lector en las principales variables utilizadas en el proceso de modelizado del comportamiento de la temperatura del rodamiento LOA y se realizaron estudios univariante y multivariante, para conocer cuáles eran los valores normales de operación esperados de cada una de las variables. A partir de este conocimiento de los datos, y del conocimiento de las estrategias de control descritas en el Capítulo 5, se realizó el

filtrado y clasificación de los datos, utilizando técnicas de clusterizado y lógica Fuzzy descritas en el Capítulo 4. A partir de estos datos tratados se desarrollaron modelos de comportamiento operativo normal de la variable temperatura del rodamiento LOA. Se definieron una serie de indicadores (analógicos y digitales) de estado de los equipos y degradación de los componentes. Finalmente, conjuntamente con estos indicadores se presentaron una serie de herramientas matemáticas de apoyo a la identificación de cambios de tendencia y ayuda a la detección de funcionamiento anómalo y un cuadro de mando de visualización del estado del equipo.

7.4. Principales aportaciones de la tesis

El objetivo de la presente tesis, no era simplemente el desarrollo del modelo que mejor representaba la temperatura del rodamiento LOA, sino definir las pautas y metodologías a seguir para desarrollar un sistema inteligente de detección de mal funcionamiento en aerogeneradores (extrapolable a otras industrias). En base a esto se establecieron tres premisas de partida: Robustez, Credibilidad, Sencillez y Replicabilidad (expuestas en el Capítulo 7). Siguiendo estos criterios se desarrolló un conjunto de modelos trabajando de forma conjunta bajo el control de un sistema experto. Se comprobó que modelos sencillos, configurados de forma inteligente (seleccionando las variables de entrada adecuadas, y configurando de una forma eficiente la red neuronal), presentaban muy buenas estimaciones del valor de temperatura esperada en el rodamiento. Finalmente se definieron una serie de indicadores de estado y otro conjunto de aplicaciones que favorecían la determinación de la operación o no del fallo, y el tiempo remanente del equipo antes del fallo.

Como principales aportaciones originales de los trabajos de investigación podemos citar las siguientes:

1. Generación de variables "tiempo" adicionales mediante un sistema de lógica Fuzzy para considerar las diferentes condiciones ambientales (temperatura y tipo de viento) que se dan a lo largo de las estaciones del año y entre la noche y el día. Estas variables adicionales mejoraban la respuesta de los modelos generados con las redes neuronales.

2. Presentación de la técnica de "*Aprendizaje Supervisado Forzado*" para la modelización del comportamiento operativo de equipos con sistemas de control complejo, como es el caso de los aerogeneradores. Esta técnica consistía en la generación de puntos de operación ficticios en ciertas regiones del espacio multivariable para equilibrar la concentración de puntos en las diferentes regiones de operación y poder utilizar técnicas de clusterizado de datos sin miedo a que se eliminen regiones de operación por tener una baja densidad de datos. Por otro lado, esta técnica se utiliza para forzar a pasar a los modelos entrenados con las redes neuronales, por ciertos puntos clave controlados por el sistema de control, como son los parámetros o límites de operación de cambio de comportamiento de los equipos. En la presente tesis utilizamos esta técnica para la generación de los modelos de energía producible presentados en el Capítulo 6.
3. Se desarrolló un sistema Fuzzy de clasificación de las regiones de operación del generador. Este sistema clasifica entre las 4 regiones de operación cuando el equipo está en marcha ya que el comportamiento esperado es diferente en dependencia de esta zona de operación, esperándose temperaturas del rodamiento LOA más elevadas en las regiones de operación 3 y 4.
4. Presentación de una metodología de determinación y configuración de modelos simples de redes neuronales. Con esta metodología, se determinaron las variables principales aplicables al modelo de temperatura del rodamiento LOA y se comparó el comportamiento de los modelos en función de la configuración de la red para el desarrollo de un sistema inteligente de detección de mal funcionamientos en entorno productivo, en el que no es únicamente importante la bondad de ajuste del modelo, sino los requerimientos técnicos y tiempo de computación necesarios para explotar y mantener los modelos.
5. Se generaron modelos estáticos de la temperatura LOA, como fue el *Modelo MixtoT*, los cuales presentaron excelentes resultados. Como mejora de éstos se introdujo la componente dinámica, generando modelos con varios desfases en las variables de entrada y salida (*Modelo MixtoT 3d*), de tal forma que para cada valor ya no se tenía únicamente en cuenta el valor de las variables principales en el instante actual, sino que para el valor actual de la temperatura se tiene en cuenta valores pasados, de la temperatura y de las otras variables principales.

6. Se elaboró otro modelo dinámico basado en series temporales exógenas, al cual denominamos *Modelo NARX*. Este modelo presentó muy buenos resultados predictivos y se recomienda para la generación de sistemas predictivos aplicados a técnicas de control y como modelo a utilizar en proyección futura del comportamiento de variables e indicadores.
7. Se generaron modelos térmicos (Modelo Térmico I y II) en los que sólo se consideraban como entrada otras variables de temperatura del aerogenerador. Se analizaron estos modelos como solución alternativa a los modelos mixtos en los que se utilizaban como variables representativas otras que podían variar más rápido que las variables térmicas que presentan una elevada inercia y por tanto su variabilidad en intervalos diezminutales no es muy elevada.
8. Se demostró la validez de los modelos generalistas vs los modelos propios, contradiciendo la mayoría de la bibliográfica internacional, en la que se recomienda la utilización de modelos propios de comportamiento para cada equipo. Es evidente que cada componente tiene un comportamiento diferente al de otros similares, pero la problemática que representa la falta de datos de los equipos recién instalados, justifica la utilización de modelos generales calculados a partir de datos de una población que ha presentado una amplia casuística de situaciones. Los modelos generalistas presentan buena respuesta ante la mayoría de las situaciones y su coste de mantenimiento es mínimo, lo cual los hace necesarios para entornos productivos, en los que la generación y mantenimiento de modelos propios tiene un coste no justificado.
9. Se defendió la utilización de modelos fijos y generalistas, frente a modelos evolutivos. Al igual que en el punto anterior, contradecimos a la bibliografía internacional en la cual se recomienda la utilización de modelos que se adapten al cambio del comportamiento de los equipos a lo largo del tiempo. Hemos demostrado que no se recomienda cambiar de modelo, a no ser que el cambio de comportamiento del equipo sea radical e inmediato, en cuyo caso sí hay que re-entrenar el modelo si se utiliza un modelo propio del equipo, pero no si se utiliza un modelo generalista. Si se actualiza el modelo de comportamiento operativo normal de un modelo, y por tanto sus indicadores de estado, se pierde la "fotografía" del comportamiento operativo de ese equipo en origen y por tanto no hay forma de saber cuánto se ha degradado desde el origen.

10. Se presentó una configuración de sistema experto con red correctora. Una segunda red neuronal corregía las estimaciones realizadas por la primera red principal. Con esta metodología se consigue mejorar el error medio de los modelos en 1% y la desviación estándar del error en un 15%.
11. Se presentaron varios sistemas expertos trabajando en modo cooperativo. Se generó un sistema compuesto por redes neuronales especializadas en las diferentes estaciones del año, y otro especializado en las diferentes regiones de operación del generador. En ambos casos, la configuración del sistema experto fue en modo cooperativo y se presentaron los resultados trabajando en modelo cooperativo por turnos y cooperativo ponderado. En base a los resultados de los modelos especializados, se desarrolló un modelo experto mixto de regiones y estaciones en modo cooperativo, aplicando en cada región de operación y en función de la estación anual un modelo u otro (*Sistema Experto por Regiones Mixtas*).
12. Se generaron sistemas Neuro-Fuzzy expertos más complejos trabajando en modo cooperativo y competitivo. Estos modelos presentaron excelentes resultados, ya que se utilizaron múltiples redes simples y sistemas expertos, de los mencionados anteriormente, trabajando en paralelo. Un Sistema Fuzzy seleccionaba la respuesta a la salida de los bloques configurados en modo cooperativo, y un sistema experto seleccionaba en cada instante la respuesta del modelo que presentaba un menor error en las estimaciones previas, finalmente se optó por seleccionar la salida del modelo que en la iteración anterior presentó el menor error. Los resultados obtenidos con este *Modelo Maestro* eran excelentes a costa de sacrificar la simplicidad del sistema, la cual era uno de los requerimientos de la presente tesis, pero por el contrario se mejoraba la robustez y credibilidad del sistema.
13. Desarrollo de indicadores a partir de la base de datos de eventos digitales, de cambios de estado y alarmas de los aerogeneradores. En base al listado de alarmas y la experiencia de los operadores en la asignación de cuáles son las alarmas principales relacionadas con las averías del generador, se creó el indicador de *Vida Renanamente*, el cual representa la degradación del generador a lo largo del tiempo en función de las alarmas más importantes, asignando una degradación ponderada en función del porcentaje de veces que dicha alarma estuvo relacionada con una avería previa del equipo.

14. Se presentó una batería de indicadores basados en la evolución del error entre la temperatura real del rodamiento y la temperatura estimada por los modelos. Se realizó un estudio de los errores comúnmente utilizados en la bibliografía internacional, pero se introdujo una nueva definición de error nunca antes utilizado, se trataba del "error positivo" (PE). Generalmente cuando un equipo presenta mal funcionamientos, éstos se sintonizan en sobre calentamiento, de tal forma que los errores negativos del modelo (temperatura real-temperatura del modelo) deberían ser ignorados para no interferir en la evolución temporal de los indicadores. La utilización del error positivo fue determinante en la reacción de los indicadores de estado, tanto en su capacidad de detección (reaccionar ante la aparición del malfuncionamiento), como en su capacidad de recuperación (recuperar el valor de operación normal tras realizar la reparación en el equipo).
15. En base a los modelos desarrollados con los diferentes tipos de error, se crearon un total de 12 indicadores analógicos (simples y compuestos). Se analizaron los pros y contras de cada indicador de forma individualizada, y se realizó la combinación de varios de ellos generando indicadores compuestos, los cuales combinaban conceptos de amplitud (cuanto es la diferencia térmica entre la temperatura real del rodamiento LOA y la temperatura estimada por el modelo), y amplitud (cuantas veces el equipo presenta una temperatura más elevada de la del modelo). Se analizó la respuesta de los indicadores y se describió el proceso de configuración de los mismos, analizando la respuesta en función de la configuración, dando una configuración recomendada para el caso de detección de mal funcionamiento en el rodamiento LOA.
16. Se calculó un modelo estadístico de probabilidad de fallo asociada al valor del indicador. Generalmente en la bibliografía se utiliza un valor límite como punto a partir del cual, el indicador se encuentra fuera del rango normal de operación. En la presente tesis se utilizó este mismo criterio, pero este límite es simplemente el límite en el que un equipo funciona normalmente, pero no es el límite de rotura del equipo, es decir, ¿hasta cuándo puede incrementarse el indicador antes de romperse el equipo? Desarrollamos un indicador de probabilidad de ocurrencia del evento a partir del cálculo de la función riesgo (probabilidad condicional) de ocurrencia de la rotura en función de los valores del indicador en roturas anteriores. La probabilidad condicional en fiabilidad

significa que, si un equipo sigue funcionando en el instante *t-1*, que probabilidad tiene de fallar en el instante actual *t*.

17. Se demostró que modelos menos complejos, con un elevado error de ajuste, son igualmente válidos para el desarrollo de modelos de detección de mal funcionamiento utilizando los indicadores presentados en al presente tesis. A diferencia de lo que se defiende en bibliografía internacional, no es necesario desarrollar modelos de comportamiento con errores del 2% o similar, ya que incluso con modelos que presentaban un error de más del 30%, los indicadores se mostraron sensibles a la detección de un mal funcionamiento del equipo. Esto es debido a que el indicador analiza la evolución del error desde el origen del modelo, de ahí que, modelos sencillos, generalistas, y no evolutivos presenten muy buenos resultados contradiciendo la bibliografía tradicional que se escuda en la imperfección de los datos para justificar resultados no satisfactorios. No obstante hay que considerar que en entorno empresarial, no se busca la detección de un mal funcionamiento con un 90% de certeza, sino que, detectar el 60 o 50% de los casos ya puede representar importantes ahorros, ya que hay que mirarlo desde el punto de vista de economías de escala.
18. Se desarrolló la técnica "*Change point*", la cual aplicada a los indicadores sirve para identificar cambios de tendencia en el comportamiento de los equipos y de esta forma, mediante el cálculo y proyección de la nueva tendencia, se puede estimar el momento en el que el indicador superara los límites normales de operación. Esta herramienta ha demostrado su capacidad de detección y estimación de tiempo de vida remanente antes de pasar el límite de operación, no obstante, la configuración de sus parámetros queda abierta a futuras investigaciones.
19. Finalmente se presentó una serie de propuestas innovadoras de visualización de los datos de operación y los indicadores de estado generados, confeccionando el SSC o "*Status Score Card*" y otra propuesta menos novedosa pero que ha resultado ser de gran utilidad, como es la representación gráfica de los datos de operación en 4D, es decir en tres dimensiones y el cómo de los puntos como la cuarta dimensión, configurando los límites de la escala de color con los límites de operación normal del equipo (zona de color verde) calculados en el Capítulo 7, y mostrando en colores rojo o azul los valores situados fuera de los límites normales. Actualmente, los sistemas SCADA de monitorización de los

parámetros de operación no disponen de estas funcionalidades, luego se proponen como herramientas indispensables que los futuros sistemas de monitorización de la condición deberían incorporar entre su batería de funcionalidades.

7.5. Futuras líneas de investigación

Son varias las futuras líneas de investigación que se abren a partir de los trabajos de investigación presentados en la presente tesis. Algunas líneas son continuación natural de los trabajos realizados hasta el momento, desde el punto de vista de mejora de los modelos e indicadores presentados (detección), y desde el punto de vista de desarrollo de técnicas de diagnóstico y prognosis. Otra línea de investigación será la aplicación de las técnicas presentadas a otros sectores, como por ejemplo la detección de mal funcionamientos y degradaciones en paneles solares, o instalaciones desasistidas, como sería el caso de las offshore o incluso mercantes que realizan largos viajes transoceánicos y en los cuales una avería en alta mar puede ser catastrófica.

De entre las diferentes líneas de investigación que se pretenden abordar, como continuación de los trabajos expuestos, son las siguientes:

1. Mejora de los modelos desarrollados analizando otras posibles configuraciones de redes, diferentes modelos evolutivos y sistemas expertos, incluir otras técnicas de identificación de patrones de comportamiento propias de la minería de datos, como redes de clasificación, árboles de fallos, etc. Además se propone la optimización de los indicadores de detección mediante las técnicas de ajuste automático de los parámetros de los mismos. A lo largo de la presente tesis se propuso el desarrollo de un proceso iterativo de ajuste de parámetros, y a continuación, determinar si el proceso de detección mejora, utilizado un sistema clasificador final con su correspondiente matriz de confusión. De esta forma se genera un algoritmo de cambio de parámetros (en función de técnicas de optimización como algoritmos genéticos, o maquinas vector soporte,...) que busquen la maximización de los verdaderos positivos en la detección y la minimización de los falsos positivos. Esta técnica de clasificación se puede utilizar además como un indicador adicional, ya que una vez configurados los

parámetros, en fase de producción, la red clasificadora puede estimar si en base a los valores actuales de la variable se está o no produciendo un fallo y asimismo se acompaña de un porcentaje de acierto del método.

2. Se propone proyectar en el tiempo los indicadores digitales. A partir de un análisis estadístico de aparición de las alarmas en un equipo, puede estimarse la aparición estadística de las mismas en el futuro y de esta forma proyectar el indicador de "*Vida Remanente*" desarrollado.
3. Aplicar la metodología desarrollada al resto de señales analógicas del aerogenerador, como la temperatura del rodamiento LA, las escobillas de los anillos rozantes, temperatura de los devanados del transformador, temperatura del aceite de la multiplicadora, etc. Para ello habría que realizar un estudio de la influencia de la lógica de control del aerogenerador sobre cada sistema, como se realizó en la presente tesis, y posteriormente diseñar los modelos que mejor se ajusten al comportamiento de señal.
4. Desarrollo de un sistema inteligente de análisis de diagnóstico. A partir de los modelos de comportamiento del conjunto de variables del aerogenerador, analizar la reacción de los indicadores ante los diferentes elementos causas y modos de fallo de las averías registradas y realizar un catálogo de síntomas detectados en los indicadores para cada tipo de avería. De esta forma, ante la aparición de síntomas parecidos en el futuro, el sistema de diagnóstico será capaz de identificar con una determinada probabilidad de fallo, que posibles averías se estén dando en el equipo. Y de esta forma, el explotador tenga información, no sólo de que algo no está funcionando según el modelo, sino de que elemento es el que está fallando y cual está siendo el modo de aparición del fallo y en consecuencia prepararse para una intervención sin necesidad de realizar inspecciones constantemente.
5. Desarrollar modelos de prognosis. Cada tipo de fallo que se presenta en el equipo evoluciona de forma diferente, por tanto a partir del punto anterior se puede clasificar el tipo de fallo que se está dando en el equipo y en consecuencia aplicar un modelo de prognosis de degradación más o menos acelerada. Los fallos degradatorios son más lentos, es decir pasa más tiempo desde los primeros síntomas hasta la rotura del componente, sin embargo otros modos de fallo no presentan síntomas hasta que de repente comienzan a darlos, generalmente en estos casos el tiempo que transcurre hasta que el equipo falla

completamente es menor. En esta línea se desarrollarán modelos de proyección de los indicadores de estado de los equipos, utilizando el análisis de series temporales de los indicadores (tal vez un indicador oscile por desajustes del modelo en ciertas estaciones del año y recupere valores normales en otras), o generación de modelos degradatorios asociados a la carga de trabajo del equipo, de tal forma que si se tiene una estimación de las condiciones ambientales futuras a las que va a estar sometido el equipo (modelos de series temporales de viento y temperatura en el emplazamiento), se podrá aplicar un modelo de producible (como el presentado en el Capítulo 6) y de esta forma estimar la carga de trabajo a la que va a estar sometido el equipo y en base a ello estimar la fecha de rotura del equipo.

6. A partir de los modelos de comportamiento de las diferentes variables operativas del aerogenerador, y de los modelos de estimación de la carga de trabajo a la que va a estar sometido un equipo, se puede realizar la simulación de las averías reales que va a presentar un aerogenerador desde la fase de proyecto. Es decir, si antes de la construcción de un parque eólico, se dispone de la caracterización ambiental del emplazamiento, y de los modelos de comportamiento de las diferentes variables, se podrá simular el valor de las mismas a lo largo del ciclo de vida del aerogenerador, y calcular los indicadores de estado a lo largo del periodo de explotación. Se pueden realizar simulaciones de posibles situaciones modificando el valor de ciertas variables de operación y analizar cómo reaccionan los equipos. Se propone el desarrollo de un simulador del comportamiento operativo del aerogenerador en entorno *Simulik*, pudiendo de esta forma interactuar con los modelos.
7. Como ya se introdujo a lo largo de la tesis, los modelos se realizan a partir de las variables que se están almacenando en las bases de datos, pero tal vez estas variables analógicas y eventos digitales almacenados, no sean los idóneos para el desarrollo de modelos de detección de mal funcionamiento y diagnóstico. Por este motivo, se debería realizar una investigación en profundidad de las señales monitorizadas actualmente en los equipos, y determinar que señales y alarmas son las que se deben comenzar a almacenar en las bases de datos, por ser las que realmente podrían caracterizar la degradación del equipo. Además, determinar si los tecnólogos deberían comenzar a introducir nueva sensónica destinada a la determinación del estado de los equipos, más que a su operación.

8. Hasta ahora, los modelos desarrollados se han utilizado para la gestión del mantenimiento, adaptando los planes de mantenimiento a las necesidades reales de cada equipo en base a la condición de los equipos. Pero, conociendo el estado del equipo, ¿porque no adaptar las condiciones de operación de cada aerogenerador en base a su condición? A este concepto lo hemos denominado, "Operación Basada en la Condición" (OBP). Ajustando los parámetros de operación del equipo, limitando la potencia del aerogenerador, etc. se puede alargar la vida del componente dañado. Esto será vital en las instalaciones Offshore en las que las actuaciones de mantenimiento pueden demorarse un largo tiempo, y tal vez sea más rentable, limitar las operaciones del equipo, o modificar ciertos parámetros durante un tiempo, antes que perder la totalidad de la producción.

Finalmente, y como se mencionó al inicio de las futuras líneas de investigación, esta metodología es aplicable a cualquier sistema del que se dispongan datos monitorizados de operación, con los cuales realizar los modelos de comportamiento, y sea susceptible de fallo. Dicho esto, el abanico de aplicación de la metodología es enorme, desde planta de generación eléctrica, procesos productivos, elementos de transporte individuales y colectivos (trenes, aviones, barcos etc.). Los límites de aplicación de la presente metodología están en la imaginación del investigador que se enfrente al problema que desee solucionar.

Capítulo 8

BIBLIOGRAFÍA

8. BIBLIOGRAFÍA

8.3. Matemática de Modelización de sistemas

8.3.1. Minería de datos y estadística aplicada

1. ALEX BERSON. and STEPHEN J. SMITH. Mc Graw Hill: Data Warehouse. Data Mining and OLAP. US. 1997.
2. ALEXANDER, I. and MORTON, H. An Introduction to neural computing. Chapman and Hall. London. 1990.
3. AZNAR, A. y TRIVEZ, F.J. Métodos de Predicción en Economía II. Análisis de series temporales. Editorial Ariel Economía. Barcelona. 1993.
4. BLACKARD, J. A. and DEAN, D. J. Comparative accuracies of artificial neural networks and discriminant analysis in predicting forest cover types from cartographic variables. Computers and Electronics in Agriculture 24, pp. 131–151. 1999.
5. BOTTOU, L. and CHIH-JEN LIN. Support Vector Machine Solvers. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.64.4209&rep=rep1&type=pdf.
6. BREIMAN, L. Bagging Predictors. Machine Learning 26, pp. 123–140. 1996.
7. BREIMAN, L. Random Forests. Machine Learning 45, pp. 5–32. 2001.
8. BREIMAN, L. http://www.stat.berkeley.edu/~breiman/RandomForests/
9. BREIMAN, L., et. al. Classification and Regression Trees. Chapman & Hall, Boca Raton. 1993.
10. BOX, G. and JENKINS, G. Time series analysis: forecasting and control. Holden Day, San Francisco. 1976.
11. CABENA, P., HADJINIAN, P., STADLER, R., VERHEES, J. and ZANASI, A. Discovering Data Mining from Concept to Implementation. Book & Cd edition. September 1997.
12. CATS, G. and WOLTERS, L. The HIRLAM Project. IEEE Computational. Science and Engineering, Vol. 5, no.4, pp.4-7. 1996.
13. CHANKONG, V. and HAIMES, Y. Multiobjectiue Decision-Making. New York: North-Holland. 1983.
14. CHRISTIANINI, N. and SHAWE-TAYLOR, J. An Introduction to Support Vector Machines and Other Kernel-Based Learning Methods. Cambridge University Press. Cambridge, UK. 2000.

15. COCKLIN, C. Mathematical Programming and Resource Planning: The Limitations of Traditional Optimization. Journal of Environmental Management, 28, pp.127-41. 1989.

16. COLIN J. WHITE. IBM Enterprise Analytics for the Intelligent e-Business. IBM Press. USA. 2001.

17. CRIQUI, P., QUIDOZ, M. and HAJJAR, I. Construction du Modele SIBELIN. CRNS-IEJE. Grenoble, France. 1985.

18. FAYYAD, U. M., PIATETSKY-SHAPIRO, G., SMYTH, P. and UTHURUSAMY, R. Ad-vances in knowledge discovery and data mining. MIT Press. Cambridge. 1996.

19. FAYYAD, U. and IRANI, K. Multi-interval discretization of continuous-valued attributes for classification learning. Proceedings 13 th International Conference on Artificial Intelligence, pp. 1022-1027.San Mateo, CA. 1993.

20. FAN, R.-E., CHEN, P.-H. and LIN, C.-J. Working set selection using second order information for training support vector machines. Journal of Machine Learning Research, Vol 6, pp. 1889–1918. 2005.

21. FORD, L.R. and FULKERSON, D.R. Flows in Networks. Princeton University Press. Princeton, NJ. 1962.

22. FRAWLEY, W., PIATETSKY-SHSPIRO, G. and MATHEUS, C. Knowledge Discovery in Databases: An Overview. AI Magazine, pp. 213-228. 1992.

23. FREUND, Y. A more robust boosting algorithm. arXiv:0905.2138v1. 2009.

24. FREUND, Y. and SCHAPIRE, R. E. A Decision-Theoretic Generalization of On-Line Learning and an Application to Boosting. J. of Computer and System Sciences, Vol. 55, pp. 119–139. 1997.

25. FRIED, E. Economic and Security Implications ofa Collapse in OH Prices. Brookings Institute. Washington, DC.1985.

26. FRIEDMAN, J. Greedy function approximation: A gradient boosting machine. Annals of Statistics. Vol. 29. No. 5, pp. 1189–1232. 2001.

27. FRIEDMAN, J., HASTIE, T. and. TIBSHIRANI, R. Additive logistic regression: A statistical view of boosting. Annals of Statistics. Vol. 28. No. 2, pp. 337–407. 2000.

28. GARCÍA PÉREZ, A. Métodos avanzados de estadística aplicada. Universidad Nacional de Educación a Distancia. Madrid. 2001.

29. GIFFORD, J. Microcomputers in Civil Engineering: Use and Misuse. Journal of Computing in Civil Engineering. 1987.

30. GIL, P. Teoría matemática de la información. Ed. ICE. 1981.

31. GOEBEL, M. and GRUENWALD, L. A surve y of data mining and knowledge discovery software tools. SIGKDD Explorations, vol. 1, nº 1, pp. 20-33.1999.

32. GOLDBERG, D.E. Genetic algorithms in search, optimization and machine learning. Adisson-Wesley, Reading. Massachussets. 1989.

33. HARVERY, A. Forecasting, structural time series models and the Karman filter. Cambridge University Press.1989.

34. HASTIE, T., TIBSHIRANI, R. and FRIEDMAN, J. The Elements of Statistical Learning, second edition. Springer. New York. 2008.

35. HILL. The Liberian Macroeconomy and Simuladon of Sectoral Energy Dernand: 1981-2000. Oak Ridge National Laboratory. Report ORNL/TM-9065. Oak Ridge, TN. 1984.

36. HO, T. K. The random subspace method for constructing decision forests. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence. Vol. 20. No. 8, pp. 832–844. 1998.

37. HOBBS, B. Analytical Multiobjective Decision-making Methods for Power Plant Siting: A Review of Theory and Applications. Brookhaven National Laboratory, NUREG/CR 1687. New York.. 1979.

38. HOLLAND, J.H. Adaptation in natural and artificial systems. Massachusetts Institute of Technology Press. Cambridge, Massachusetts. 1992.

39. HSU, CHIH-WEI, CHIH-CHUNG CHANG and CHIH-JEN LIN. A Practical Guide to Support Vector Classification. http://www.csie.ntu.edu.tw/~cjlin/papers/guide/guide.pdf.

40. KECMAN, V., HUANG, T.-M. and VOGT, M. Iterative Single Data Algorithm for Training Kernel Machines from Huge Data Sets: Theory and Performance. In Support Vector Machines: Theory and Applications. Edited by Lipo Wang, 255–274. Springer-Verlag. Berlin. 2005.

41. JHON WILEY ALAN SIMON and SONS. Data Warehouse, Data Mining and OLAP. USA. 1997.

42. KNIGHT, U. G. Power System Engineering and Mathematics. Pergamon. New York. 1972.

43. KULLBACK, S. and LEIBLER R. A. On Information and Sufficiency. Annals of Mathematical Statistics 22, pp. 79-86. 1951.

44. LAPONCHE, B. Previsions et Preparation aux Decisions en Mateiere Energetique. Commissariat a l'Energie Atomique. Department des Programmes. Paris. 1978.

45. LAST, M. and KANDEL, A. Knowledge Discovery in Time Series Databases. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, vol. 31, Part B, nº1, pp.160-169. 2001.

46. LIEBMAN, J. Some Simple-minded Observations on the Role of Optimization in Public Decision Systems Decision-making. Interfaces (6): 102-8. 1976.

47. LITTLE, R.J.A. and RUBIN, D.B. Statistical analysis with missing data. John Wiley and Sons. New York .1987.

48. MAURICIO, JOSÉ ALBERTO. Macroeconomía I. Universidad Complutense de Madrid. 2007.

49. MAURICIO, JOSÉ ALBERTO. Macroeconomía II. Universidad Complutense de Madrid. 2007.

50. MAURICIO. Modelamiento Predictivo. En: http://www.gm.et/bluetech/edicion11.3/Datamining. 2004

51. MOLINA, LUIS CARLOS. Torturando los Datos Hasta que Confiesen. Departamento de Lenguajes y Sistemas Informáticos. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona, España. 2001.

52. PEÑA SÁNCHEZ RIVERA, D. Estadística: modelos y métodos. Tomo 2. Edit. Alianza editorial S.A. Madrid. 1992.

53. PÉREZ LÓPEZ, C. Técnicas estadísticas con SPSS 12. Edit. Prentice Hall. Madrid. 2004.

54. PIATETSKY-SHAPIRO, G. and FRAWLEY, W. J. Knowledge discovery in Data-bases. MIT Press. 1991.

55. PREGIBON, D. Data mining. Statistical Computing and Grafics, vol 7, nº 8. 1997.

56. QUINLAN, J.R. Induction of Decision Trees. Machine Learning, vol 1, nº1, pp. 81-106. 1986.

57. QUINLAN, J.R. C4.5: Programs for Machine Learning. Morgan Kaufmann. 1993.

58. RODRÍGUEZ MORILLA, C. Análisis de series temporales. Edit. La Muralla, S.A. Madrid. 2000.

59. ROUSSEEUW, P. J. and LEROY, A. M. Robust Regression and Outlier Detection. Wiley. 1987.

60. RUBIN, D. B. Inference and missing data. Biometrika, 63, pp. 581-592. 1976.

61. SCHAFER, J.L. Analysis of incomplete multivariate data. Chapman and Hall. London. 1997.

62. SCHAPIRE, R. E., et.al. Boosting the margin: A new explanation for the effectiveness of voting methods. Annals of Statistics. Vol. 26. No. 5, pp. 1651–1686. 1998.

63. SCHAPIRE, R. and SINGER, Y. Improved boosting algorithms using confidence-rated predictions. Machine Learning. Vol. 37. No. 3, pp. 297–336. 1999.

64. SEIFERT, C., KHOSHGOFTAAR, T., HULSE, J. and NAPOLITANO, A. RUSBoost: Improving clasification performance when training data is skewed. 19th International Conference on Pattern Recognition, pp. 1–4. 2008.

65. TABACHNICK, B.G. and FIDELL, L.S. Using multivariate statistics. 3ª edición. Harper Collins. 1996.

66. URDANETA, ELYMIR. El Data Mining. Universidad de Caracas. Zavala. Venezuela. 2001.

67. WARMUTH, M., LIAO, J. and RATSCH, G. Totally corrective boosting algorithms that maximize the margin. Proc. 23rd Int'l. Conf. on Machine Learning, ACM, pp. 1001–1008. New York.. 2006.

68. WERBOS, P. Beyond regression: new tools for prediction and analysis in the behavioural sciences. Ph. D. thesis. Harvard University. 1974.

69. WOODWARD-CLYDE, INC. Decision Framework for Technology Choice: Case Study of One Utility's Coal-Nuclear Choice. Electric Power Research Institute, EA-2153. Palo Alto, CA. 1981.

70. ZADEH, L.A. Outline of a New Approach to the Analysis of complex systems and decision Processes. IEEE Transactions on Systems, Man and Cy-bernetics, SMC-3, 1, pp.28-44. 1973.

71. ZADROZNY, B., LANGFORD, J. and ABE, N. Cost-Sensitive Learning by Cost-Proportionate Example Weighting. CiteSeerX. [Online] 2003.http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.5.9780

72. ZHOU, Z.-H. and LIU. ON, X.-Y. Multi-Class Cost-Sensitive Learning. CiteSeerX. [Online] 2006. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.92.9999

8.3.2. Redes Neuronales

1. ALTMAN, E.I., MARCO, G. and BARRETO, F. Corporate distress diagnosis: comparisons using linear discriminant analysis and neural networks (the Italian experience). Journal of Banking and Finance, vol. 18, pp. 505-529. 1994.
2. ATIYA, A.F., EL-SHOURA, S.M., SHAHEEN, S.I. and EL-SHERIF, M.S. A comparison between neural-network forecasting techniques. Case study: river flow forecasting. IEEE Transactions on Neural Networks, Vol. 10, no. 2, pp.402-409. 1999.
3. BATTITI, R. First and second order methods for learning: Between steepest descent and Newton's method. Neural *Computation*, Vol. 4, No. 2, pp. 141–166. 1992.
4. BEALE, E.M.L. A derivation of conjugate gradients, in F.A. Lootsma, Ed., *Numerical methods for nonlinear optimization*. London: Academic Press. 1972.
5. BISHOP, C. Neural Networks for Pattern Recognition. Oxford University Press. Oxford. 1995.
6. BLAKE, J., FRANCINO, P., CATOT, J.M. and SOLÉ, I. A comparative study for forecasting using neural networks vs genetically identified Box&Jenkins models. Neural Computing & Applications, Vol. 3, no. 3, pp.139-148. 1995.
7. BRENT, R.P. *Algorithms for Minimization Without Derivatives*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall. 1973.
8. CAUDILL, M. Neural *Networks Primer*. San Francisco, CA: Miller Freeman Publications. 1989.
9. CAUDILL, M. and BUTLER, C. *Understanding* Neural *Networks: Computer Explorations. Vols. 1 and 2*. Cambridge, MA: The MIT Press. 1992.
10. CEYLAN, R. and. ÖZBAY, Y. Comparison of FCM, PCA and WT techniques for classification ECG arrhythmias using artificial neural network. Expert Systems with Applications, Vol. 33, pp.286-295. 2007.
11. CHARALAMBOUS, C. Conjugate gradient algorithm for efficient training of artificial neural networks. *IEEE Proceedings*, Vol. 139, No. 3, pp. 301–310. 1992.
12. CHEN, S., COWAN, C.F.N. and GRANT, P.M. Orthogonal least squares learning algorithm for radial basis function networks. *IEEE Transactions on* Neural *Networks*. Vol. 2, No. 2, pp. 302–309. 1991.
13. CHENGYU, G. and DANAI, K. Fault diagnosis of the IFAC Benchmark Problem with a model-based recurrent neural network. *Proceedings of the 1999 IEEE International Conference on Control Applications*, Vol. 2, pp. 1755–1760.1999.
14. DARPA. Neural *Network Study*, Lexington, MA: M.I.T. Lincoln Laboratory, 1988.

15. DENNIS, J.E. and SCHNABEL, R.B. *Numerical Methods for Unconstrained Optimization and Nonlinear Equations*. Englewood Cliffs. NJ: Prentice-Hall. 1983.

16. ELMAN, J.L. Finding structure in time. *Cognitive Science*. Vol. 14, pp. 179–211. 1990.

17. FENG, J., TSE, C.K. and LAU, F.C.M. A neural-network-based channel-equalization strategy for chaos-based communication systems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*. Vol. 50. No. 7, pp. 954–957. 2003.

18. FLETCHER, R. and REEVES, C.M. Function minimization by conjugate gradients. *Computer Journal*. Vol. 7, pp. 149–154. 1964.

19. FORESEE, F.D. and HAGAN, M.T. Gauss-Newton approximation to Bayesian regularization. *Proceedings of the 1997 International Joint Conference on* Neural *Networks*, pp. 1930–1935. 1997.

20. GILL, P.E., MURRAY, W. and WRIGHT, M.H. *Practical Optimization*. Academic Press. New York.. 1981.

21. GROSSBERG, S. *Studies of the Mind and Brain*. Reidel Press. Drodrecht, Holland. 1982.

22. GUTIERREZ, J.M., CANO. R., COFIÑO. A.S. and SORDO, C.M. Redes probabilísticas y neuronales en las ciencias atmosféricas. Ministerio de Medio Ambiente. Madrid. 2004.

23. HAGAN, M.T. and DEMUTH, H.B. Neural Networks for Control. *Proceedings of the 1999 American Control Conference*., pp. 1642–1656. San Diego, CA. 1999.

24. HAGAN, M.T., JESUS, O. DE and SCHULTZ, R. Training Recurrent Networks for Filtering and Control. Chapter 12 in *Recurrent* Neural *Networks: Design and Applications*, L. Medsker and L.C. Jain, Eds., CRC Press, pp. 311–340.

25. HAGAN, M.T. and MENHAJ, M. Training feed-forward networks with the Marquardt algorithm. *IEEE Transactions on* Neural *Networks*. Vol. 5, No. 6, 1999, pp. 989–993. 1994.

26. HAGAN, M.T., DEMUTH, H.B. and BEALE, M.H. Neural *Network Design*. PWS Publishing. Boston, MA. 1996.

27. HARRISON, D. and RUBINFELD, D.L. Hedonic prices and the demand for clean air. *J. Environ. Economics & Management*. Vol. 5, pp. 81-102. 1978.

28. HAYKIN, S. Neural Networks. A comprehensive foundation. Macmillan Publishing Company. New York..1994.

29. HASSOUN, M.H. Fundamentals of Artificial Neural Networks. MIT Press. Masachusetts.1995.

30. HERTZ, J. A., KROGH, A. and PALMER, R. G. Introduction to the theory of neural computation. Addison-Wesley, Redwood City. California. 1991.

31. HEBB, D.O. *The Organization of Behavior*. Wiley. New York. 1949.

32. HIMMELBLAU, D.M. *Applied Nonlinear Programming*. McGraw-Hill. New York. 1972.

33. HO, K.L., HSU, Y.Y. and YANG, C.C. Short term load forecasting using a multilayer neural network with an adaptive learning algorithm. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, no. 1, pp.141-149. 1992.

34. HORN, J.M., JESÚS, O. DE and HAGAN, M.T. Spurious Valleys in the Error Surface of Recurrent Networks - Analysis and Avoidance. IEEE Transactions on Neural Networks. Vol. 20, No. 4, pp. 686-700. April 2009.

35. HOWARD DEMUTH AND MARK BEALE. Neural Network Toolbox, For Use with MATLAB. The MathWorks, Inc. Natick, MA. 2002.

36. HUNT, K.J., SBARBARO, D., ZBIKOWSKI, R. and GAWTHROP, P.J. Neural Networks for Control System — A Survey. *Automatica*, Vol. 28, pp. 1083–1112. 1992.

37. HSU, Y.Y. and YANG, C.C. Design of artificial neural networks for short-term load forecasting II. Multilayer feedforward networks for peak load and valley load forecasting. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 138, no. 5, pp. 414-418. 1991.

38. JAYADEVA and RAHMAN, S.A. A neural network with O(N) neurons for ranking N numbers in O(1/N) time. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, Vol. 51, No. 10, pp. 2044–2051. 2004.

39. JESÚS, O. DE and HAGAN, M.T. Backpropagation Through Time for a General Class of Recurrent Network. *Proceedings of the International Joint Conference on* Neural *Networks*. July 15–19, pp. 2638–2642. Washington, DC. 2001.

40. JESÚS, O. DE and HAGAN, M.T. Forward Perturbation Algorithm for a General Class of Recurrent Network. *Proceedings of the International Joint Conference on* Neural *Networks*. July 15–19, pp. 2626–2631. Washington, DC. 2001.

41. JESÚS, O. DE and HAGAN, M.T. Backpropagation Algorithms for a Broad Class of Dynamic Networks. IEEE Transactions on Neural Networks. Vol. 18, No. 1, pp. 14 -27. January 2007.

42. JESÚS, O. DE, HORN, J.M. and HAGAN, M.T. Analysis of Recurrent Network Training and Suggestions for Improvements. *Proceedings of the International Joint Conference on* Neural *Networks,* pp. 2632–2637. Washington. DC. July 2001.

43. JOLLIFFE, I.T. *Principal Component Analysis*. Springer-Verlag. New York.. 1986.

44. KAMWA, I., GRONDIN, R., SOOD, V.K., GAGNON, C., VAN THICH NGUYEN and MEREB, J. Recurrent neuralnetworks for phasor detection and adaptive identification in power system control and protection. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Vol. 45, No. 2, pp. 657–664. 1996.

45. KOHONEN, T. *Self-Organization and Associative Memory*, *2nd Edition*. Springer-Verlag. Berlin. 1987.

46. LI, J., MICHEL, A.N. and POROD, W. Analysis and synthesis of a class of neural networks: linear systems operating on a closed hypercube. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*. Vol. 36, No. 11, pp. 1405–1422. 1989.

47. LIPPMAN, R.P. An introduction to computing with neural nets. *IEEE ASSP Magazine*, pp. 4–22. 1987.

48. MACKAY, D.J.C. Bayesian interpolation. Neural *Computation*. Vol. 4, No. 3, pp. 415–447. 1992.

49. MARQUARDT, D. An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters. *SIAM Journal on Applied Mathematics*. Vol. 11, No. 2, pp. 431–441. June 1963.

50. MCCULLOCH, W.S. and PITTS, W.H. A logical calculus of ideas immanent in nervous activity. *Bulletin of Mathematical Biophysics*, Vol. 5, pp. 115–133. 1943.

51. MEDSKER, L.R. and JAIN, L.C. *Recurrent* neural *networks: design and applications*. Boca Raton, FL: CRC Press. 2000.

52. MOLLER, M.F. A scaled conjugate gradient algorithm for fast supervised learning, Neural *Networks*, Vol. 6, pp. 525–533. 1993.

53. MÜLLER, B. and REINHARDT, J. Neural networks: an introduction. Springer-Verlag, Berlin. 1991.

54. MURRAY, R., NEUMERKEL, D. and SBARBARO, D. Neural Networks for Modeling and Control of a Non-linear Dynamic System. *Proceedings of the 1992 IEEE International Symposium on Intelligent Control*, pp. 404–409. 1992.

55. NARENDRA, K.S. and MUKHOPADHYAY, S. Adaptive Control Using Neural Networks and Approximate Models. *IEEE Transactions on* Neural *Networks*. Vol. 8, pp. 475–485. 1997.

56. NARENDRA KUMPATI, S. and KANNAN PARTHASARATHY. Learning Automata Approach to Hierarchical Multiobjective Analysis. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*. Vol. 20, No. 1, pp. 263–272. January/February 1991.

57. NGUYEN, D. and WIDROW, B. The truck backer-upper: An example of self-learning in neural networks. *Proceedings of the International Joint Conference on* Neural *Networks*. Vol. 2, pp. 357–363. 1989.

58. NGUYEN, D. and WIDROW, B. Improving the learning speed of 2-layer neural networks by choosing initial values of the adaptive weights. *Proceedings of the International Joint Conference on* Neural *Networks*. Vol. 3, pp. 21–26. 1990.

59. POWELL, M.J.D. Restart procedures for the conjugate gradient method. *Mathematical Programming*. Vol. 12. pp. 241–254. 1997.

60. RIEDMILLER, M. and BRAUN, H. A direct adaptive method for faster backpropagation learning: The RPROP algorithm. *Proceedings of the IEEE International Conference on* Neural *Networks*. 1993.

61. RIPLEY, B.D. Neural networks and related methods for classification. Journal of the Royal Statistical Society, B, 56, pp. 409-456. 1994.

62. ROBINSON, A.J. An application of recurrent nets to phone probability estimation. *IEEE Transactions on*Neural *Networks*. Vol. 5, No. 2. 1994.

63. ROMAN, J. and JAMEEL, A. Backpropagation and recurrent neural networks in financial analysis of multiple stock market returns. *Proceedings of the Twenty-Ninth Hawaii International Conference on System Sciences*. Vol. 2, pp. 454–460. 1996.

64. ROSENBLATT, F. *Principles of Neurodynamics*. Spartan Press. Washington, D.C. 1961.

65. RUMELHART, D.E., HINTON, G.E. and WILLIAMS, R.J. Learning internal representations by error propagation, in D.E. Rumelhart and J.L. McClelland. Eds., *Parallel Data Processing, Vol. 1*, pp. 318–362.The M.I.T. Press. Cambridge. 1986.

66. RUMELHART, D.E., HINTON, G.E. and WILLIAMS, R.J. Learning representations by back-propagating errors. *Nature*, Vol. 323, pp. 533–536. 1986.

67. RUMELHART, D.E., MCCLELLAND, J.L. and THE PDP RESEARCH GROUP, Eds. *Parallel Distributed Processing. Vols. 1 and 2*. The M.I.T. Press. Cambridge. 1986.

68. SCALES, L.E. *Introduction to Non-Linear Optimization*. Springer-Verlag. New York.. 1985.

69. SOLOWAY, D. and HALEY, P.J. Neural Generalized Predictive Control". *Proceedings of the 1996 IEEE International Symposium on Intelligent Control* ,pp. 277–281. 1996.

70. VOGL, T.P., MANGIS, J.K., RIGLER, A.K., ZINK, W.T. and ALKON, D.L. Accelerating the convergence of the backpropagation method. *Biological Cybernetics*. Vol. 59, pp. 256–264.1988.

71. WAIBEL, A., HANAZAWA, T., HILTON, G., SHIKANO, K. and LANG, K. J. Phoneme recognition using time-delayneural networks. *IEEE Transactions on Acoustics, Speech, and Signal Processing*. Vol. 37, pp. 328–339. 1989.

72. WASSERMAN, P.D. *Advanced Methods in* Neural *Computing*. Van Nostrand Reinhold. New York.. 1993.

73. WEIGEND, A. S. and GERSHENFELD, N. A. eds. *Time Series Prediction: Forecasting the Future and Understanding the Past*, Reading, MA. Addison-Wesley. 1994.

74. WIDROW, B. and HOFF, M.E. Adaptive switching circuits, *1960 IRE WESCON .Convention Record,* pp. 96–104. *New York*. 1960.

75. WIDROW, B. and STERNS, S.D. *Adaptive Signal Processing*. Prentice-Hall. New York. 1985.

8.3.3. Lógica Fuzzy

1. BEZDEC, J.C. *Pattern Recognition with Fuzzy Objective Function Algorithms*. Plenum Press. New York. 1981.

2. CHEN, S.M. and HWANG, J.R. Temperature prediction using fuzzy time series. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Vol. 30, no. 2, pp.263-275. 2000.

3. CHIU, S. Fuzzy Model Identification Based on Cluster Estimation .*Journal of Intelligent &* Fuzzy *Systems*. Vol. 2. No. 3. Sept 1994.

4. DAMOUSIS, I.G., ALEXIADIS, M.C., THEOCHARIS, J.B. and DOKOPOULOS, P.S. A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, no. 2, pp. 352- 361. 2004.

5. DUBOIS, D. and PRADE, H. *Fuzzy Sets and Systems: Theory and Applications*. Academic Press. New York.. 1980.

6. HADJILI, M.L. and WERTZ, V. Takagi-Sugeno Fuzzy modeling incorporating input variables selection. IEEE Transactions on Fuzzy Logic, Vol. 10, no. 6, pp.728-742. 2002.

7. HWANG, J.R., CHEN, S.M. and LEE, C.H. Handling forecasting problems using fuzzy time series. Fuzzy Sets and Systems, Vol. 100, no. 2, pp.217-228. 1998.

8. JANG, J.-S. R. Fuzzy Modeling Using Generalized Neural Networks and Kalman Filter Algorithm .*Proc. of the Ninth National Conf. on Artificial Intelligence (AAAI-91)*, pp. 762-767. July 1991.

9. JANG, J.-S. R. ANFIS: Adaptive-Network-based *Fuzzy* Inference Systems. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*. Vol. 23, No. 3, pp. 665-685. May 1993.

10. JANG, J.-S. R. and N. GULLEY. Gain scheduling based *fuzzy* controller design. *Proc. of the International Joint Conference of the North American* Fuzzy Information *Processing Society Biannual Conference, the Industrial Fuzzy Control and Intelligent Systems Conference, and the NASA Joint Technology Workshop on Neural Networks and* Fuzzy *Logic*. San Antonio. Texas. Dec 1994.

11. JANG, J.-S. R. and SUN, C.-T. Neuro-fuzzy modeling and control, *Proceedings of the IEEE*. March 1995.

12. JANG, J.-S. R. and SUN, C.-T. *Neuro*-Fuzzy and *Soft Computing: A Computational Approach to Learning and Machine Intelligence*. Prentice Hall. 1997.

13. KANDEL, A., LAST, M and BUNKE, H (Eds). Studies in fuzziness and soft computing, Vol 68, pp.63-93. Physica-Verlag. 2001.

14. KAUFMANN, A. and GUPTA, M.M. *Introduction to Fuzzy Arithmetic*, V.N. Reinhold. 1985.

15. LAST, M. and KANDEL, A. Fuzzification and Reduction of Information-Theoretic Rule Sets in Data Minning and Computational intelligence.

16. LEE, C.-C. *Fuzzy* logic in control systems: fuzzy logic controller-parts 1 and 2, *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 20, No. 2, pp. 404-435. 1990.

17. LENG, G., MCGINNITY, T.M. and PRASAD, G. Design for self-organizing fuzzy neural networks based on genetic algorithms. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, Vol. 14, no. 6, pp.755-766. 2006.

18. LINKENS, D.A. and CHEN, M.Y. Input selection and partition validation for fuzzy modelling using neural network. Fuzzy Stes and Systems, Vol. 107, pp.299-308. 1999.

19. MAMDANI, E.H. and ASSILIAN, S. An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller, *International Journal of Man-Machine Studies*, Vol. 7, No. 1, pp. 1-13. 1975.

20. MAMDANI, E.H. Advances in the linguistic synthesis of fuzzy controllers. *International Journal of Man-Machine Studies*, Vol. 8, pp. 669-678. 1976.

21. MAMDANI, E.H. Applications of fuzzy logic to approximate reasoning using linguistic synthesis, *IEEE Transactions on Computers*, Vol. 26, No. 12, pp. 1182-1191. 1977.

22. PINSON, P. and KARINIOTAKIS, G.N. Wind power forecasting using fuzzy neural networks enhanced with on-line prediction risk assessment. Proceedings IEEE Power Technology Conference (PowerTech), pp.64-71. Bolonia. 2003.

23. RAMÍREZ-ROSADO, I.J. and FERNÁNDEZ-JIMÉNEZ, L.A. Next-day wind park electric energy generation forecasting using fuzzy time-series. Proceedings International Conference on Modelling, Identification and Control, pp.237-240. Innsbruck, Austria. 2003.

24. SCHWEIZER, B. and SKLAR, A. Associative functions and abstract semi-groups, *Publ. Math Debrecen*, 10: pp.69-81. 1963.

25. SINDELAR, R. and BABUSKA, R. Input selection for nonlinear regression models. IEEE Transactions on Fuzzy Logic, Vol. 12, no. 5, pp.688-696. 2004

26. SONG, Q., LELAND, R.P. and CHISSOM, B.S. Fuzzy stochastic fuzzy time series and its models. Fuzzy Sets and Systems, Vol. 88, no. 3, pp.333-341. 1997.

27. SONG, Q. and CHISSOM, B.S. Fuzzy time series and its models. Fuzzy Sets and Systems, Vol. 54, no. 3, pp.269-277. 1993.

28. SUGENO, M. Fuzzy measures and fuzzy integrals: a survey, (M.M. Gupta, G. N. Saridis, and B.R. Gaines, editors) Fuzzy *Automata and Decision Processes*, pp. 89-102, North-Holland. NY. 1977.

29. SUGENO, M. *Industrial applications of fuzzy control*, Elsevier Science Pub. Co. 1985.

30. WANG, L.-X. *Adaptive fuzzy systems and control: design and stability analysis*. Prentice Hall. 1994.

31. WIDROW, B. and STEARNS, D. *Adaptive Signal Processing*. Prentice Hall. 1985.

32. YAGER, R. On a general class of fuzzy connectives, Fuzzy *Sets and Systems*, 4: pp.235-242. 1980.

33. YAGER, R. and FILEV, D. Generation of Fuzzy Rules by Mountain Clustering, *Journal of Intelligent &* Fuzzy *Systems*, Vol. 2, No. 3, pp. 209-219. 1994.

34. ZADEH, L.A. Fuzzy sets, *Information and Control*, Vol. 8, pp. 338-353. 1965.

35. ZADEH, L.A. Quantitative fuzzy semantics. Information Sciences, 3, pp.159-176. 1971.

36. ZADEH, L.A. Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes, *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 3, No. 1, pp. 28-44. Jan 1973.

37. ZADEH, L.A. The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning, Parts 1, 2, and 3, *Information Sciences*. 1975.

38. ZADEH, L.A. Fuzzy Logic, *Computer*, Vol. 1, No. 4, pp. 83-93. 1988.

39. ZADEH, L.A. Knowledge representation in fuzzy logic, *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, Vol. 1, pp. 89-100. 1989.

8.3.4. Modelización matemática de sistemas predictivos

1. AKAIKE, H. Canonical correlation analysis of time series and the use of an information criterion", en D.G. Lainiotis y R.K. Mehra (Editores), System identification: Advances and case studies, Academic Press, New York, pp.27-96. 1976.

2. ALEXIADIS, M.C., DOKOPOULOS, P.S., SAHSAMANOGLOU, H.S. and MANOUSARIDIS, I.M. Short-term forecasting of wind speed and related electrical power. Solar Energy, Vol 63. no. 1, pp.61-68. 1998.

3. ALEXIADIS, M.C., DOKOPOULOS, P.S. and SAHSAMANOGLOU, H.S. Wind speed and power forecasting based on spatial correlation models. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, no. 3, pp.836-837. 1999.

4. ARMSTRONG, J.S. (editor). Principles of forecasting: a handbook for researches and practitioners. Kluwer Academic Publishers. Boston. 2001.

5. BACK, A.D. and TSOI, A.C. Nonlinear system identification using discrete Laguerre functions. Journal of Systems Engineering, Vol. 6, no. 3, pp.194-207. 1996.

6. BATHURST, G.N., WEATHERILL, J. and STRBAC, G. Trading wind generation in short term energy markets. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, no. 3, pp.782-789. 2002.

7. BEYER, H.G., HEINEMANN, D., MELLINGHOFF, H., MONNINCH, K. and WALDL, H.P. Forecast of regional power output of wind turbines. Proceedings of the European Wind Energy Conference, Niza, 4p. 1999.

8. BOSSANYI, E.A. Short-term wind prediction using Kalman filters. Wind Engineering. Vol. 9, no. 1, pp.1-8. 1985.

9. BREMNES, J.B. Probabilistic wind power forecasts using local quantile regression. Wind Energy, Vol. 7, no. 1, pp. 47-54. 2004.

10. BREMNES, J.B. A comparison of a few statistical models for making quantile wind power forecasts. Wind Energy, Vol. 9, no. 1, pp.3-11. 2006.

11. BUNN, D.W. and FARMER, E.D. Comparative models for electrical load forecasting. John Wiley & Sons, Nueva York.1985.

12. CONTAXIS, G.C. and KABOURIS, J. Short term scheduling in a wind/diesel autonomous energy system. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, no. 3, pp.1161-1167. 1991.

13. CROCHET, P. Adaptive Kalman filtering of 2-metre temperature and 10-metre wind-speed forecasts in Iceland. Meteorological Applications, Vol. 11, pp.176-187. 2004.

14. DALEY, R. Atmospheric data analysis. Cambridge University Press. Cambrige. 1999.

15. DAMOUSIS, I.G. and DOKOPOULOS, P. A fuzzy expert system for the forecasting of wind speed and power generation in wind farms. Proceedings of the IEEE International Conference on Power Industry Computer Applications, PICA 01, pp.63 –69. 2001.

16. DENG, J.L. Introduction to grey system theory. Journal of Grey System, Vol. 1, no. 1, pp.1-24. 1989.

17. DREZGA, I. and RAHMAN, S. Input variable selection for ANN-based short-term load forecasting. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, no. 4, pp.1238-1244. 1998.

18. EL-FOULY, T.H.M., EL-SAADANY, E.F. and SALAMA, M.M.A. Grey predictor for wind energy conversion systems output power prediction. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, no. 3, pp.1450-1452. 2006.

19. FOCKEN, U., LANGE, M., WALDL, H.P. Previento - A wind power prediction system with an innovative upscaling algorithm. Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 01, 4p. 2001.

20. FOCKEN, U., LANGE, M., MÖNNICH, K., WALDL, H.P., BEYER, H.G. and LUIG, A. Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Vol. 90, no. 3, pp.231-246. 2002.

21. GALANIS, G. and ANADRANISTAKIS, M. A one-dimensional Kalman filter for the correction of near surface temperature forecasts. Meteorological Applications, Vol. 9, pp.437-441. 2002.

22. GASTÓN, M., FRÍAS, L. and MARTÍ, I. Exploring the limits of wind farm grouping for prediction error compensation, Proceedings European Wind Energy Conference, Atenas. 2006.

23. GIEBEL, G., LANDBERG, L. and NIELSEN, T.S., MADSEN, H. The Zephyr- Project. The next generation prediction system. Proceedings of Global Wind Power Conference, Paris. 2001.

24. GIEBEL, G., LANDBERG, L., KARINIOTAKIS, G. and BROWNSWORD. R. State-of- the-art on methods and software tools for short-term prediction of

wind energy production. Proceedings European Wind Energy Conference, Madrid. 2003.

25. GIEBEL, G., LANDBERG, L., BADGER, J., SATTLER, K., NIELSEN, H.A. and MADSEN, H. Using ensemble forecasting for wind power. Proceedings European Wind Energy Conference, Madrid. 2003.

26. HOMLEID, M. Diurnal corrections of short-term surface temperature forecasts using the Kalman filter. Weather and Forecasting, Vol. 10, no. 4, pp.689-707. 1995.

27. HUNT, K. and NASON, G.P. Wind speed modelling and short-term prediction using wavelets. Wind Engineering Journal, Vol. 25, no. 1, pp. 55-61. 2001.

28. JOENSEN, A., MADSEN, H. and NIELSEN, T.S. Non-parametric statistical methods for wind power prediction. Proceedings of European Wind Energy Conference, pp.788-792. Dublín. 1997.

29. JOENSEN, A., LANDBERG, L. and MADSEN, H. A new measure-correlate-predict approach for resource assessment. Proceedings European Wind Energy Conference, pp.157-160. Niza 1999.

30. JØRGENSEN, J.U., MOEHRLEN, C. and MCKEOGH, E. A new generation operational on- and offshore numerical prediction system. Proceedings World Wind Energy Conference. Berlín. 2002.

31. JØRGENSEN, J.U., MOEHRLEN, C., GALLACHÓIR, B.Ó. and SATTLER, K. E.J. MCKEOGH. HIRPOM: Description of an operational numerical wind power prediction model for large scale integration of on- and offshore wind power in Denmark. Proceedings Global Wind Power Conference. Paris.2002.

32. KALMAN, R.E. A new approach to linear filtering and predictions problems. Transactions of the ASME–Journal of Basic Engineering, Vol. 82, pp. 35-45. 1960.

33. KARINIOTAKIS, G.N., et.al. What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics?. Proceedings European Wind Energy Conference. Atenas. 2006.

34. LANDBERG, L. and WATSON, S.J. Short-term prediction of local wind conditions. Boundary Layer Meteorology, Vol. 70, pp.171-195.1994.

35. LANDBERG, L. A model to predict the power output from wind farms. Proceedings of Windpower Conference, pp. 443-451. Austin, Texas.1997.

36. LANDBERG, L. A mathematical look at a physical power prediction model. Proceedings of Windpower Conference, pp.629-636. Austin, Texas. 1997.

37. LANDBERG, L. Short-term prediction of the power production from wind farms. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol 80, pp.207-220.1999.

38. LANDBERG, L. Short-term prediction of local wind conditions. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 89, no. 3-4, pp.235-245. 2001.

39. LANDBERG, L.G., GIEBEL, H.A., NIELSEN, T.S. and MADSEN, H. Short-term prediction - An overview. Wind Energy, Vol. 6, no. 3, pp. 273-28. 2003.

40. LARSON, K.A. and WESTRICK, K. Short-term wind forecasting using off-site observations. Wind Energy, Vol. 9, no. 1, pp. 55-62. 2006.

41. MADSEN, H., PINSON, P., KARINIOTAKIS, G., NIELSEN, H.A. and NIELSEN, T.S. Standardizing the performance evaluation of short-term wind prediction models. Wind Engineering, Vol. 29, no. 6, pp. 475-489. 2005.

42. MAQSOOD, I., KHAN, M., HUANG, G. and ABDALLA, R. Application of soft computing models to hourly weather analysis in southern Saskatchewan, Canada. Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol. 18, no. 1, pp. 115-125. 2005.

43. MÁRQUEZ, J. and USAOLA, J. Combining hydro-generation and wind energy biddings and operation on electricity spot markets. Electric Power Systems Research, Vol. 77, no. 5, pp. 393-400. 2007.

44. MARTÍ, I., et.al. Evaluation of advanced wind power forecasting models – results of the Anemos project. Proceedings European Wind Energy Conference. Atenas. 2006.

45. MILLIGAN, M.R., MILLER, A.H. and CHAPMAN, F. Estimating the economic value of wind forecasting to utilities. Proceedings of Windpower Conference. 1995.

46. MÖRHLEN, C. Uncertainty in wind energy forecasting, Tesis Doctoral. Universidad de Cork, Irlanda. 2004.

47. NIELSEN, T.S., JOENSEN, A. and MADSEN, H. A new reference for wind power forecasting. Wind Energy, Vol. 1, no. 1, pp. 29-34. 1998.

48. NIELSEN, T.S., MADSEN, H., NIELSEN, H.A., LANDBERG, L. and GIEBEL, G. Zephyr - the prediction models. Proceedings European Wind Energy Conference. Copenhagen. 2001.

49. NIELSEN, H.A., NIELSEN T.S. and MADSEN, H. On on-line systems for short-term forecasting for energy systems. Proceedings Operations Research Conference. Vienna. 2002.

50. NIELSEN, T.S., MADSEN, H., NIELSEN, H. A., LANDBERG, L. and GIEBEL, G. Prediction of regional wind power. Proceedings of Global Wind Power Conference. Paris. 2002.

51. NIELSEN, H.A., MADSEN, H. and NIELSEN, T.S. Using quantile regression to extend an existing wind power forecasting system with probabilistic forecasts. Wind Energy, Vol. 9, no. 1, pp. 95-108. 2006.

52. NIELSEN, T.S., MADSEN, H., NIELSEN, H.A., PINSON, P., KARINIOTAKIS, G., SIEBERT, N., MARTI, I., LANGE, M., FOCKEN, U., VON BREMEN, L., LOUKA, P., KALLOS, G. and GALANIS, G. Short-term wind power forecasting using advanced statistical methods. Proceeding European Wind Energy Conference, Atenas. 2006.

53. ORLANSKI, I. A rational subdivision of scales for atmospheric processes. Bulletin of the Americal Meteological Society, Vol. 56, pp.527-530. 1975.

54. PERIVOLARIS, Y.G., VOUGIOUKA, A.N., ALAFOUZOS, V.V., MOURIKIS, D.G., ZAGORAKIS, V.P., RADOS, K.G., BARKOUTA, D.S, ZERVOS, A. and WANG, Q. Coupling of a mesoscale atmospheric prediction system with a CFD microclimatic model for production forecasting of wind farms in complex terrain: test case in the island of Evia. Proceedings European Wind Energy Conference, Atenas. 2006.

55. PINSON, P., and KARINIOTAKIS, G.N. On-line assessment of prediction risk for wind power production forecasts. Wind Energy, Vol. 7, no. 2, pp. 119-132. 2004.

56. POTTER, C.W. and NEGNEVITSKY, M. Very short-term wind forecasting for tasmanian power generation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, no. 2, pp.965-972. 2006.

57. RAMÍREZ-ROSADO, I.J. and FERNÁNDEZ-JIMÉNEZ, L.A. A new model for short-term wind electric power forecasting. Proceedings International Conference on Modelling, Identification and Control, pp.66-69. Innsbruck, Austria. 2001.

58. RAMÍREZ-ROSADO, I.J. and FERNÁNDEZ-JIMÉNEZ, L.A. An advanced model for short-term forecasting of mean wind speed and wind electric power. Control and Intelligent Systems, Vol. 32, no. 1, pp.21-26. 2004.

59. RAMÍREZ-ROSADO, I.J. and FERNÁNDEZ-JIMÉNEZ, L.A. A new electric power forecasting model for wind farms. Proceedings International Conference on Modelling. Identification and Control, pp.398-401. Grindelwald, Suiza. 2004.

60. ROULSTON, M.S., KAPLAN, D.T., HARDENBERG, J. and SMITH, L.A. Value of the ECMWF ensemble prediction system for forecasting wind energy

production. Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 01, 4p. 2001.

61. ROULSTON, M.S., KAPLAN, D.T., HARDENBERG, J. and SMITH, L.A. Using medium-range weather forecasts to improve the value of wind energy production. Renewable Energy, Vol. 28, no. 4, pp.585-602. 2003.

62. SALMON, J.L. WALMSLEY. A two-site correlation model for wind speed, direction and energy estimates. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 79, no. 3, pp. 233-268. 1999.

63. SAKAWA, M. Genetic algorithms and fuzzy multiobjetive optimization. Kluwer Academic Publishers. Norwell, Massachusetts. 2002.

64. SCHWARTZ, M.N. and BAILEY, B.H. Wind forecasting objectives for utility schedulers and energy traders. Proceedings of Windpower Conference. 1998.

65. SIDERATOS, G. and HATZIARGYRIOU, N.D. An advanced statistical method for wind power forecasting. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, no. 1, pp.258-265. 2007.

66. TAMBKE, J., LANGE, M., FOCKEN, U., WOLFF, J.O. and BYE, J.A.T. Forecasting offshore wind speeds above the North Sea. Wind Energy, Vol. 8, no. 1, pp. 3-16. 2005.

67. USAOLA, J., RAVELO, O., GONZÁLEZ, G., SOTO, F., DÁVILA, M.C. and DÍAZ– GUERRA, B. Benefits for wind energy in electricity markets from using short term wind power prediction tools; a simulation study. Wind Engineering, Vol. 28, no. 1, pp. 119-128. 2004.

68. WATSON, S.J., GIEBEL, G. and JOENSEN, A. The economic value of accurate wind power forecasting to utilities. Proceedings de EWEC 99, European Wind Energy Conference. 1999.

69. XIONG, N. A hybrid approach to input selection for complex processes. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics- Part A: Systems and Humans, Vol. 32, no. 4, pp.532-536. 2002.

70. YAO, X. Evolving artificial neural networks. Proceedings of the IEEE, Vol. 87, no. 9, pp.1423-1447. 1999.

71. YU, K. and JONES, M.C. Local linear quantile regression. Journal of the American Statistical Association, Vol. 93, pp.228-238. 1998.

8.4. Referencias específicas de mantenimiento y Confiabilidad

8.4.1. Operación y Mantenimiento. Gestión de Activos

1. ANTONIO JOSÉ FERNÁNDEZ PÉREZ. Iberdrola Ingeniería y Consultoría. Optimización del Mantenimiento. Implantación de la Metodología RCM en Máximo. 2000.
2. APTECH Engineering Services. Reliability Centered Maintenance and Risk Based Maintenance/ Inspection. 2001.
3. BALDIN, A., FURLANETO, L., ROVERSI, A. and TURCO, F. Manual de mantenimiento de instalaciones industriales. Editorial Gustavo Gili, S.A. 1982.
4. Box, G.E.P. and Jenkins, G.M. Time series Aanalysis – Forecasting and control. Englewood Cliffs. Prentice Hall. New Jersey. 1976.
5. BRUCE, W. Main PE CSP. Risk Assessment for Maintenance Work. 2003.
6. CAROLINE VARLEY. The Uranium Institute, Electricity Market Competition and Nuclear Power. 1998.
7. CHAN, S.M., POWELL, D.C., YOSHIMURA, M. and CURTICE, D.H. Operations requirements of utilities with wind power generation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, no. 9, pp.2850-2860. 1983.
8. DALE GRACE, ASME. Turboexpo 2001. Technical Risks and Mitigation Measures in Combustión Turbina Project Development. 2001.
9. DALEY LASEBIKAN. ARTC Reliability Conference.Economics of Risk Based Inspection and Maintenance (RBI/ RBM). 2003.
10. DANIEL GALVÁN PÉREZ. ABB Power Technology, Nuevas Alternativas en la Gestión de Activos para Compañías de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica en Mercados Liberalizados. 2003.
11. DERY ANDERSON. Reducing the Cost of Preventive Maintenance. 2003.
12. DHILLON, B.S. ENGINEERING MAINTENANCE. A MODERN APPROACH. BOCA RATON: CRC PRESS. 2002. ISBN: 1587161427.
13. DODGE, D.M. Illustrated history of wind power development. hhtp://www.telosnet.com/wind/index.html. 2006.
14. EDDIN GOTERA. Análisis de Criticidad. 2004.
15. EMILIO GÓMEZ GARCÍA. Ingeniería para la Mejora de la Productividad. Operaciones Riesgo Cero. 2004.

16. ESReDA Book on Maintenance Data. Referencias MBR.2001

17. FLORES, P., TAPIA, A. and TAPIA, G. Application of a control algorithm for wind speed prediction and active power generation. Renewable Energy, Vol.30, no.4, pp.523-536. 2005.

18. FRED STARR, ETD. Reducing Power Plant Maintenace Costs: Review of ETD´s MOM Conference. 2003.

19. GEARY, W. Risk Based Inspection- A Case Study Evaluation of Onshore Process Plant. 2002.

20. GONZÁLEZ, FRANCISCO JAVIER. TEORÍA Y PRÁCTICA DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL AVANZADO. MADRID: FUNDACION CONFEMETAL. 2003. ISBN: 8496169030.

21. HANS-CHRISTIAN SCHRÖDER and ROBERT KAUER. Regulatory Requirements Related to Risk-Based Inspection and Maintenance. 2004.

22. HARTNELL, G. and LANDBERGM, L. Wind on the system. Grid integration of wind power. Renewable Energy World, Vol. 3, no. 2, pp.60-71. 2000.

23. HATZIARGYRIOU, N., CONTAXIS, G., MATOS, M., PECAS LOPES, J.A., VASCONCELOS, M.H., KARIONIOTAKIS G., MAYER, D., HALLIDAY, J., DUTTON, G., DOKOPOULUS, P., BAKIRTZIS, A., STEFANAKIS, J., GIGANTIDOU, A., O'DONELL, P., MCCOY, D., FERNÁNDEZ, M.J., COTRIM, J.M.S. and FIGUEIRA, A.P. Preliminary results from the more advanced control advice project for secure operation of isolated power systems with increased renewable energy penetration and storage. Proceedings of IEEE Power Technology Conference. PowerTech 2001, Oporto. 2001.

24. IRVING, D.J. Applying Engineering Contractor Skills to Manage and Mitigate Risks on Power Plant, OMMI. 2003.

25. JOHN WOODHOUSE. Asset Management: Latest Thinking. 2003.

26. JOSÉ BERNARDO DURÁN. Jornadas de Confiabilidad Operacional. Optimización de Estrategias de Mantenimiento. 2000.

27. JOSÉ BERNARDO DURÁN. ¿Qué es Confiabilidad Operacional?. Mantenimiento Mundial. 2002.

28. JOVANOVIC, A. Risk-based Component Life Management Fossil Power Plants. 2003.

29. JOVANOVIC, A. S. MPA Stuttgart. Risk-based Inspection and Risk-Based Life Management in Power and Process (onshore) Plants. 2004.

30. JOVANOVIC, A. Evaluation of the Results of the Inquiry on RBI/RBLM for Power Plants. 2000.

31. KELLY, A. GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL. MADRID: FUNDACIÓN REPSOL. 1998. ISBN: 8492350601.

32. LILY SWEET and LYNNE C. KALEY. Risk-Based Inspection Priorization Applied to an Ammonia Plant. 2000.

33. LOURIVAL TAVARES. Administración moderna de mantenimiento. 2000.

34. LUIS AMÉNDOLA. Modelos Mixtos de Confiabilidad. 1994.

35. Mª CARMEN CARNERO MOYA. Herramientas para la Optimización del Mantenimiento Predictivo en la planta GICC de Puertollano dentro del programa conjunto ELCOGAS-UCLM. II Conferencia de Ingeniería de Organización. 2002.

36. MICHAEL STAMATELATOS. A Vision for System Safety Enhancement at NASA. 2004.

37. MONCHY, FRANÇOIS. TEORÍA Y PRÁCTICA EL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL. BARCELONA: MASSON. 1990. ISBN: 8431105240.

38. MR ALAN BISSELL. Technical Risk in Power Generation, OMMI. 2002.

39. MR ALAN BISSELL. Maintenance, Inspection or Management: A Risk Based Approach, OMMI. 2002.

40. NORDIN YAHAYA. Risk-based Maintenance Management of Corroded Pieplines. 2003.

41. Practical Action, The Schumacher Centre for Technology & Development. Wind for electricity generation. http://practicalaction.org/docs/technical_information_service/wind_electricity_generation.pdf. 2005.

42. Process Pant Safety Symposium. Economic Risk and Reliabilty Management. Houston. 1998

43. OPEX-Energy. http://www.opex-energy.com/eolica/mantenimiento_predictivo_eolica.html

44. OPEX-Energy.http://www.opex-energy.com/eolica/optimizacion_operacion_mantenimiento.html

45. RAYO, J.P. Mantenimiento preventivo-predictivo y fiabilidad, para PREDITEC IRM.

46. REY, FRANCISCO. HACIA LA EXCELENCIA EN MANTENIMIENTO. MADRID: TGP HOSHIN. 1996. ISBN: 8487022219.

47. REY, FRANCISCO. MANUAL DEL MANTENIMIENTO INTEGRAL EN LA EMPRESA. MADRID: FUNDACIÓN CONFEMETAL. 2001. ISBN: 8495428180.

48. RICKY SMITH. Risk Assessment for Maintenance. 2003.

49. RIMAP. Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry. 2003.

50. RIMAP. The European Approach. 2004.

51. RISK-BASED MAINTENANCE, ABS CONSULTING. Using a Risk-based Maintenance Approach to Develop Planned Maintenance Guidelines for Fire Protection Systems. 2003.

52. ROBERT KAUER and JOVANOVIC, A.S. Risk-informed Plant Asset Managemnet.

53. ROBERT KAUER. Cost Saving Maintenance Strategy Based on Risk-informed Procedures. 2001.

54. RODRIGUEZ, P., IZQUIERDO, M., LECUONA, A., VENEGAS, M., SARDINA, M., RODRIGUEZ, M.C. and LÓPEZ, S. Decentralised cooling of electronic equipment using the thermal conversion of solar energy. 3rd European Congress on Economics and Management of Energy in Industry ECEMEI. Lisbon. 2004

55. SANDY DUNN. Ensuring Asset Integrity- A Risk-based.Approach. 2000.

56. SMITH, DAVID JOHN. RELIABILITY, MAINTAINABILITY AND RISK: PRACTICAL METHODS FOR ENGINEERS. OXFORD ETC BUTTERWORTH HEINEMANNN. 2001. ISBN: 0750651687.

57. TAKAHASHI JUN, Node Takeshi. Application of Risk- Based Maintenance to Life and Financial Assessment at Cement Plants. 2003.

58. TIM HOLTAN. Value of Early Warning of failure: Power Generation Industry Case Study. 2003.

59. TONY MUSGRAVE, A.B.B. La Chasse aux Arrêts de Production. 2003.

60. UTP NEG221. Perform Risk Analysis of Generation Plant. 2002.

61. VACHA, F. J. Is Risk Based Inspection the Right Approach for You?. 2002.

62. WATSON, S.J., LANDBERG, L. and HALLIDAY, J.A. Application of wind speed forecasting to the integration of wind energy into a large scale power

system. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 141, no. 4, pp.357 –362. 1994.

8.4.2. Referencias Árbol de Fallos y Árbol de Sucesos

1. ASOCIACIÓN CIENCIA HOY. Centrales Nucleares. La Evaluación Probabilística de su Seguridad. 1996.
2. CARLOS E. RUBIO. Métodos Generalizados de Análisis de Riesgos. 2001.
3. CLEMENS, P. L. Event Tree Analysis. 2002.
4. DEVOLSALLE, C. Accidental Risk Assessment Methodology for Industries in the Context of the Seveso II Directive. 2001.
5. DR. GULDIDAR. National Minerals Industry Safety and Health Risk Assessment Guideline. 2004.
6. DR. VLADIMIR and TRBOJEVIC, M. Risk Based Safety Management System for Navigation in Ports. 1999.
7. DR. M. J. GIFFORD. The Use of Bow Tie Análisis in OME Safety Cases. 2004.
8. MANUEL BESTRATÉN BELLOVÍ. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. NTP 328: Análisis de riesgos mediante el árbol de sucesos. 2002.
9. Monteau, M. Bilan des Méthodes D'analyse a Priori des Risques. 1990.
10. TOMÁS PIQUÉ ARDANUY. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. NTP 333: Análisis Probabilístico de Riesgos: Metodología del "Árbol de Fallos y Errores". 2002.
11. VICTORIA WORKCOVER AUTHORITY. Major Hazard Facilities Regulations Guidance Note. 2002.

8.4.3. Referencias Probabilidad y Consecuencias del Fallo

1. ÁNGEL A. JUAN. Fiabilidad: Conceptos Básicos. 2002.
2. CARLOS E. RUBIO. Metodología para el Análisis de Consecuencias.2001.
3. Engineering Statics Handbook. Standby Model. 2002.

4. JOSÉ Mª TAMBORERO DEL PINO. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. NTP 316: Fiabilidad de Componentes. La Distribución Exponencial. 2002.
5. JOSÉ Mª TAMBORERO DEL PINO. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. NTP 331: Fiabilidad. La Distribución de Weibull. 2002.
6. JOSÉ Mª TAMBORERO DEL PINO. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. NTP 331: Fiabilidad. La Distribución Lognormal. 2002.
7. Office of Safety and Mission Assurance NASA Headquarters. Probabilistic Risk Assessment Procedures Guide for NASA Managers and Practitioners. 2002.
8. U.S. Nuclear Regulatory Comission. Handbook of Parameter Estimation for Probabilistic Risk Assessment. 2003.
9. VARIABLES ALEATORIAS. Distribuciones de probabilidad, 2000. www3.uji.es/~mateu/problemas-t4.doc
10. PROCOBRE. Confiabilidad de Sistemas Eléctricos. 2004.

8.4.4. Referencias Evaluación del Riesgo

1. 2003 WORLDWIDE RELIABILITY FORUM. The Use of Risk Análisis in Decisión-Making. 2003.
2. BRADLEY PETERSON, S. Defining Asset Management. 2004.
3. CLEMENS, P. L. Working with the Risk Assessment Matrix. 1993.
4. JEAN CLAUDE COURONNEAU. Implementation of the New Approach of Risk Análisis in France. 41st International Pteroleum Conference. Bratislava. 2003.
5. JAN OYVIND AAGEDAL. Model-based Risk Assessment to Improve Enterprise Security. 2002.
6. KENNETH W. DUNGAN. Practical Applications of Risk-based Methodologies. 2001.
7. HANS-CHRISTIAN SCHRÖDER, ROBERT KAUER. Regulatory Requirements Related to Risk-Based Inspection and Maintenance. 2004.

8.4.5. Mantenimiento centrado en la condicción

1. ANDREW KUSIAK and ANOOP VERMA. (2012). Analyzing bearing faults in wind turbines: A data-mining approach. Renewable Energy 48 (2012) 110-116. doi:10.1016/j.renene.2012.04.020
2. ANDREW KUSIAK and ANOOP VERMA. (2012). Monitoring farms with performance curves. IEEE Transactions on sustainable energy. doi:10.1109/TSTE.2012.2212470
3. AYMEN CHAOUACHI, RASHAD M.KAMEL and KEN NAGASAKA. (2010). A novel multi-model neuro-fuzzy based MPPT for three-phase grid-connected photovoltaic system. Solar Energy 84 (2010) 2219-2229.doi:10.1016/j.solener.2010.08.004
4. CHRISTOPHE PAOLI, CYRIL VOYANT, MARC MUSELLI and MARIE-LAURE NIVET. (2010). Forecasting of preprocessed daily solar radiation time series using neural networks. Solar Energy 84 (2010) 2146-2160. doi:10.1016/j.solener.2010.08.011
5. COPPER, J.K. and SPROUL, A.B. (2012). Comparative study of mathematical models in estimating solar irrandiance for Australia. Renewable Energy 43 (2012) 130-139. doi:10.1016/j.renene.2011.11.050
6. HAI QIU, JAY LEE, DRAGAN DJUDJANOVIC and JUN NI. (2005). Advances on prognostics for intelligent maintenance systems.
7. JAIME COBLE and WESLEY HINES, J. Applying the general path model to estimation of remaining useful life. International Journal of Prognostics and Health Management.
8. JING YUAN, ZHENGIJA HE, YANGANG ZI, YAGUO LEI and ZHEN LI. (2009). Adaptive multiwavelets via two-scale similarity transforms for rotating machinery fault diagnosis. Mechanical systems and signal processing 23 (2009) 1490-1508. doi:10.1016/j.ymssp.2008.12.005
9. MARTÍNEZ, E., JIMÉNEZ, E., BLANCO, M., y PÉREZ, M. Detección de fallos de maquinaria en aerogeneradores a partir de datos de SCADA utilizando técnicas de inteligencia artificial.
10. MEIK SCHLECHTINGEN and ILMAR FERREIRA SANTOS. (2011). Comparative analysis of neural network and regression based condition

monitoring approaches for wind turbine fault detection. Mechanical Systems and Signal Processing 25 (2011) 1849-1875. doi:10.1016/j.ymssp.2010.12.007.

11. MEIK SCHLECHTINGEN, ILMAR FERREIRA SANTOS and SOFIANE ACHICHE. (2013). Wind turbine condition monitoring based on SCADA data using normal behavior models. Part 1: System description. Applied Soft Computing 13 (2013) 259-270. doi:10.1016/j.asoc.2012.08.033
12. MEIK SCHLECHTINGEN and ILMAR FERREIRA SANTOS. (2014). Wind turbine condition monitoring based on SCADA data using normal behavior models. Part 2: Application examples. Applied Soft Computing 14 (2014) 447-460. doi:10.1016/j.asoc.2013.09.016
13. MING LI, XIN CHEN, XIN LI, BIN MA and PAUL M.B. VITÁNYI. (2004). The Similarity Metric. IEEE transactions on information theory, vol 50,no.12. (2004).doi:10.1109/TIT.2004.8381101
14. NOE I.SANTOS, ALY M.SAID, DAVID E.JAMES and NANDA H. VENKATESH. (2012). Modeling solar still production using local weather data and artificial neural networks. Renewable Energy 40 (2012) 71-79. doi:10.1016/j.renene.2011.09.018
15. PENG YU, XU YONG, LIU DATONG and PENG XIYUAN. (2012). Sensor selection with grey correlation analysis for remaining useful life evaluation. Annual conference of prognostics and health management society 2012.
16. PIERO BARALDI, ANTONIO CAMMI, FRANCESCA MANGILI and ENRICO ZIO. (2010). An ensemble approach to sensor fault detection and signal reconstruction for nuclear system control. Annals of nuclear energy 37 (2010) 778-790.doi:10.1016/j.anucene.2010.03.002.
17. PIERRE COCHETEUX, ALEXANDRE VOISIN, ÉRIC LEVRAT and BENOIT IUNG. (2009). Prognostic design: Requirements and tools. MITIP pp 15-16. Bergamo. 2009.
18. THOMAS G. DIETTERICH. Ensemble Methods in machine learning. Oregon State University, Corvallis, Oregón.USA. http://www.cs.orst.edu/-tdg
19. THOMAS FOKEN. (2006). 50 years of the monin-obukhov similarity theory. Boundary-Layer Meteorology (2006) 119:pp. 431-447. doi:10.1007/s10546-006-9048-6

20. WESLEY HINES, J., JAIME COBLE and KEITH BAILEY, B. (2010). A novel method for monitoring single variable systems for fault detection, diagnostics and prognostics. International Journal Of Performability Engineering, vol 6, No.5, pp.477-486. September 2010.
21. YACEF, R., BENGHANEM, M. and MELLIT, A. (2012). Prediction of daily global solar irradiation data using Bayesian neural network: A comparative study. Renewable Energy 48 (2012)146-154. doi:10.1016/j.renene.2012.04.036
22. ZAHER, A., MACARTHUR, S.D.J. and INFIELD, D.G. (2009). Online wind turbine fault detection through automated SCADA data analysis. Wind Energ.2009; 12:574-593. doi:10.1002/we.319

8.5. Genérico de energía eólica

1. DE JUANA SARDÓN, JOSÉ MARÍA. Energías Renovables para el desarrollo. Ed. Paraninfo. 2001.
2. ENGELS, W.P., OBDAM, T.S. and SAVENIJE, F.J. Current developments in wind-2009. ECN-E--09-096. January 2010.
3. ESCUDERO LÓEZ, J.M. Manual de energía eólica. S.A.Mundi- Prensa Libros. 2004.
4. GONZÁLEZ VELASCO, JAIME. Energías renovables. Ed. Reverté. .Barcelona. 2009.
5. MARTIN O. L. HANSEN. Aerodynamics of Wind Turbines. First edition .James & James (Science Publishers). London Sterling, VA. 2000.
6. TONY BURTON., et.al. Wind energy handbook.. John Wiley & Sons, Ltd. England. 2001.

8.6. Páginas web

1. WINDPOWER http://www.windpower.com/
2. CENER http://www.cener.com/es/index.asp
3. AWEA http://www.awea.org/
4. EWEA http://www.ewea.org/

5. NORDEX http://www.nordex-online.com/en/products-services/wind-turbines.html
6. VESTAS http://www.vestas.com/
7. RENOVALIA http://www.renovalia.com/
8. ABB http://new.abb.com/es
9. SIEMENS http://www.siemens.com/entry/cc/en/
10. BOSCH REXROTH http://www.boschrexroth.com/es/es/
11. GAMESA http://www.gamesacorp.com/es/
12. SAKANA http://www.sunwindenergy.com/news/sakana-will-produce-hubs-siemens-6-mw-wind-turbines
13. NISSENS http://www.nissens.com/
14. EVWIND http://www.evwind.com/
15. ENERCON http://www.enercon.de/de-de/
16. BUNDESVERBAND WINDENERGIE. https://www.wind-energie.de/
17. BVG ASSOCIATES. http://www.bvgassociates.co.uk/
18. CIEMAT. CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS. [www.ciemat.es]