



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICA I)

INGENIERO ELÉCTRICO

**CALIFICACIÓN CUALITATIVA DEL ESTADO
DE SALUD DE UN AEROGENERADOR DE
UN PARQUE EÓLICO A TRAVÉS DEL
ANÁLISIS DE SU CURVA DE POTENCIA Y
FACTORES QUE INFLUYEN EN ELLA**

Autor: Mar Carmona Sanz

Director: Miguel Ángel Sanz Bobi

Madrid

Junio 2016

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

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

El autor D. **Mar Carmona Sanz** DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **Calificación cualitativa del estado de salud de un aerogenerador de un parque eólico a través del análisis de su curva de potencia y factores que influyen en ella**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

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

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

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 03 de Junio de 2016

ACEPTA

Fdo



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

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
CALIFICACIÓN CUALITATIVA DEL ESTADO DE SALUD DE UN
AEROGENERADOR DE UN PARQUE EÓLICO A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE
SU CURVA DE POTENCIA Y FACTORES QUE INFLUYEN EN ELLA
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2015/2016 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Proyecto realizado por el alumno/a
Mar Carmona Sanz

Fdo.:



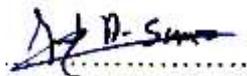
Fecha: 03/06/ 2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Miguel Ángel Sanz Bobi

Fdo.:



Fecha: 03/ 06/ 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.:

Fecha://

CALIFICACIÓN CUALITATIVA DEL ESTADO DE SALUD DE UN AEROGENERADOR DE UN PARQUE EÓLICO A TRAVÉS DE LA CURVA DE POTENCIA Y FACTORES QUE INFLUYEN EN ELLA

Autor: Carmona Sanz, Mar

Director: Sanz Bobi, Miguel Ángel

Entidad colaboradora: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

Resumen del proyecto

Introducción

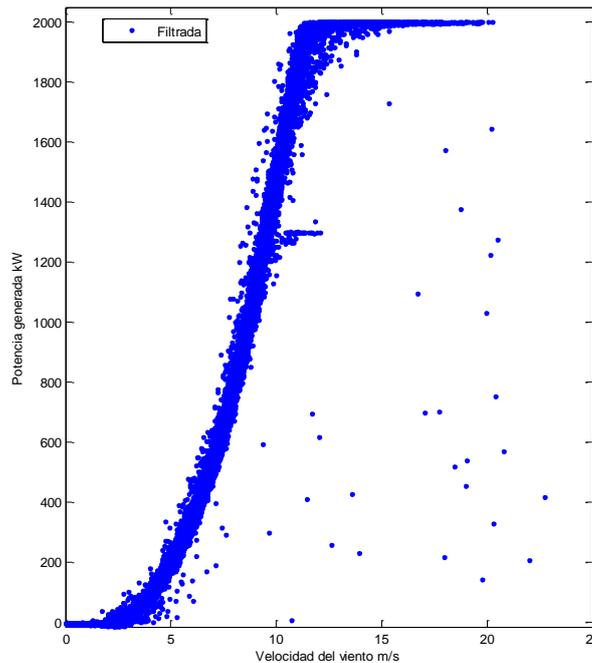
Es evidente que las energías renovables son cada vez más demandadas en el sistema eléctrico actualmente. Concretamente la participación de la energía eólica está aumentando a gran escala. No obstante, es una vía de generación impredecible a causa de alta dependencia del viento. Bajo este contexto, se enfocará en el seguimiento del estado de salud de los aerogeneradores.

Estas máquinas son capaces de transformar la energía cinética incidente en sus palas en energía eléctrica. Un buen mantenimiento y seguimiento es crucial para garantizar la adecuada operación. Los componentes están continuamente sometidos a diferentes estados de funcionamiento, acelerando el proceso de deterioro. De lo contrario se traduciría en un impacto económico y social.

El planteamiento propuesto consiste en la elaboración de un análisis exhaustivo del estado de cuatro aerogeneradores de procedencia desconocida. Disponiendo de una gran base de datos con medidas de diferentes parámetros de interés tomadas cada 10 minutos durante 6 años. Esto incluye variables como potencia activa y reactiva, velocidad y dirección del viento, temperatura ambiental y del generador etc. Se partirá del estudio de la curva que engloba en gran medida la actividad de la máquina. La representación de la vinculación de la velocidad de viento incidente en el rotor frente a potencia generada, la curva de potencia. El objetivo fundamental es la búsqueda de un diseño capaz de detectar desviaciones frente al comportamiento esperado obteniendo un índice del estado de salud. Se propondrá una posible reestructuración o confirmación del plan de mantenimiento.

Metodología

Partiendo de la base de datos proporcionada se distribuirá y clasificará la información según las necesidades. Con la curva de potencia como herramienta, se estudiará su evolución a lo largo de los años observando si se aprecia alguna desviación frente al comportamiento esperado. Para la representación de la curva de potencia de funcionamiento normal, se disponen de medidas que son prescindibles para el estudio, como es el caso de la máquina parada. No genera potencia en esa situación, datos adicionales que perturban el análisis. Se requiere programar una importante labor de filtrado con Matlab, satisfaciendo las necesidades de cada aerogenerador. A continuación, se muestra un ejemplo del resultado tras la programación del filtro.



Curva de potencia filtrada en aerogenerador de 2MW

Clasificada la información, se evaluará la existencia de desviaciones que se salgan del comportamiento normal previsto. Para ello, se diseñará y modelará una curva de potencia que refleje el comportamiento normal del aerogenerador a través de diferentes alternativas matemáticas. Se le someterán al resto de años a esa curva con el fin de evaluar las desviaciones sufridas y se cuantificarán dichas pérdidas. Se tiene una visión clara y concisa sobre estado de salud de cada uno. Aplicación a los todos los años y aerogeneradores y comparación entre escenarios.

Por otra parte, se tendrá presente otras variables adicionales a parte de la potencia generada y la velocidad del viento con el fin de observar si existe alguna influencia de variables que no están directamente implicadas en la curva de potencia, afectando al comportamiento del aerogenerador. Para ello se recurrirá de nuevo a la base de datos inicial y se evaluarán medidas que puedan resultar de interés como la temperatura del generador, dirección del viento, orientación de la góndola y presión del grupo hidráulico.

Resultados y conclusiones

A lo largo del análisis se han obtenido una gran variedad de resultados que reflejan la evolución gradual de los aerogeneradores tanto gráficos como analíticos. Especialmente en el diseño para la detección de desviaciones. Se ha traducido las desviaciones en pérdidas energéticas donde se ve plasmado en la tabla adjunta la comparación entre las cuatro máquinas.

Potencia total perdida en kW	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
2008	30593.89	33729.58	131072.83	18999.01
2009	36707.22	33572.90	98468.92	286892.41
2010	85283.46	78178.03	161848.96	75269.78
2011	19953.76	30578.24	30624.37	27189.91
2012	42152.77	24775.13	52589.77	86943.79

2013	5929.75	2118.45	0	30085.60
(2011-2013)	68036.28	57471.82	83214.14	144219.3
TOTAL	220620.85	202952.33	474604.85	525380.50

Representa el sumatorio de las pérdidas de potencia anuales si hubiese estado trabajando en plenas condiciones. Se ha añadido el sumatorio de los años 2011 y 2013 porque todos coinciden en que tuvo lugar un servicio de mantenimiento en el 2010 que suele fijar el fabricante que mejoró el estado de salud. Interesa conocer las pérdidas tras el mantenimiento debido a que se tratan de problemas que han persistido. La repercusión difiere en cada aerogenerador.

La conclusión que se obtuvo al comprobar la evolución de los parámetros adicionales que se han comentado es que la inmensa mayoría de las máquinas coinciden en que en el mismo año de mantenimiento se ha repuesto el sistema de refrigeración del generador. Además, se ha de vigilar el sistema de control pitch de las palas, concretamente el ajuste de la presión de la unidad hidráulica que se encarga de alimentar este control porque no trabaja adecuadamente. Si se tienen en cuenta todas estas consideraciones se puede intentar minimizar el impacto que alguno de estos componentes puede ocasionar en un futuro.

QUALITATIVE HEALTH CONDITION RATING OF A WIND TURBINE OF A WIND FARM THROUGH THE POWER CURVE AND ADDITIONAL FACTORS THAT INFLUENCE

Author: Carmona Sanz, Mar

Supervisor: Sanz Bobi, Miguel Ángel

Colaborating institution: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

Abstract

Introduction

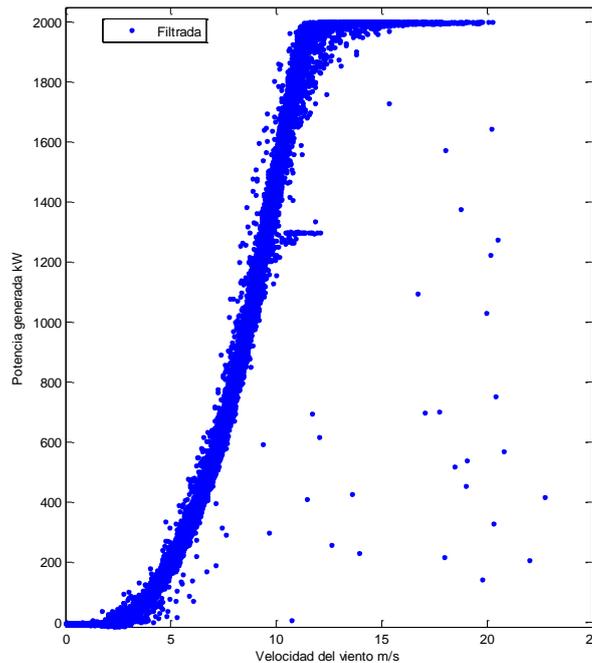
It is obvious that nowadays renewable energies are increasingly demanded in the electricity market. Specifically wind power participation is increasing in a large scale. However, it is an unpredictable way of generation since its significant reliance on wind. Under these circumstances, this project would focus on the evolution of the health condition in wind turbines.

These machines are able to transform the kinetic energy coming from their blades into electricity. It is crucial to assure appropriate operation to have a suitable maintenance and monitoring. Their components are constantly subject to different working conditions, increasing the deterioration process. Otherwise it would turn into an economic and social impact.

The aim of design consists on the elaboration of a detailed analysis of the health condition of four different wind turbines which its location is unknown. There is a great database that contains measures of a variety of parameters that could be interesting taken every 10 minutes for 6 months. This involves from active and reactive power to wind speed and direction, environmental and generator temperature etc. Firstly, it would be studied the curve that includes almost the entire activity of the machine. The representation between the correlation of the wind speed that influences the rotor and the active power generated, the wind turbine power curve. The main objective is searching the right design that is able to detect deviations compared to the expected operation mode, obtaining a health condition rate. Proposing a new structuration or on the contrary a maintenance plan confirmation.

Methodology

Starting from the database given, a distribution and an information classification would be made as it would be needed. Working with the wind turbine power curve as a tool, it would be studied the annual evolution paying special attention to any possible deviation of the expected working conditions. In order to represent the wind turbine power curve there are some unnecessary measures to the study, such as when the machine is not activated. It does not generate power under this situation, additional data that could affect the analysis. It is demanded a relevant filtering programming with Matlab, satisfying the requirements of each wind turbine. The following example shows the results after filtering.



Filtered power curve in a 2MW wind turbine

Once the information is classified, there would be an evaluation in the unusual deviations. In order to do such thing a model of the power curve would be designed that reflects the normal behavior of the wind turbine by applying mathematical techniques. The following years would be examined by this model to evaluate the deviations suffered. It would be also turned into numerical results to see their losses. This would allow a precise and clear vision of what is going on. It would be applied every year to each wind turbine, comparing their scenarios.

On the other hand, it would also be taken into account other variables apart from the active power generated and the wind speed in order to evaluate if they could be making any influence to the actual power curve, affecting to the behavior of the wind turbine. Turning back to the previous database it would be evaluated the variables that could play an important role such as the generator's temperature, wind direction, nacelle orientation and hydraulic group pressure.

Results and conclusions

Along this analysis a variety of results have been obtained that shows the gradual evolution of four wind turbines from graphical to analytical. Specially in designing the deviation detection. These deviations have also been reported as energy losses, where it could be shown an example in the attached table that explains the comparison between the four machines.

Total energy losses kW	Wind turbine 4	Wind turbine 5	Wind turbine 45	Wind turbine 46
2008	30593.89	33729.58	131072.83	18999.01
2009	36707.22	33572.90	98468.92	286892.41
2010	85283.46	78178.03	161848.96	75269.78
2011	19953.76	30578.24	30624.37	27189.91
2012	42152.77	24775.13	52589.77	86943.79

2013	5929.75	2118.45	0	30085.60
(2011-2013)	68036.28	57471.82	83214.14	144219.3
TOTAL	220620.85	202952.33	474604.85	525380.50

Represents the total annual sum of power losses if it would have been working at full performance. An additional sum is displayed between years 2011 and 2013 owing to the fact that everyone agrees that a maintenance service, which the manufacturer used to adjust, had taken part in 2010. It benefited the actual health conditions. It is interesting to know the losses after this performance since there are still some problems that need attention. The consequences differ from each wind turbine.

The main conclusion obtained once it was confirmed the evolutions of the additional parameters mentioned is that most of the machines happen to meet that in the same year of maintenance, the generator refrigeration system was replaced. Moreover, the pitch control system has to be monitored carefully, specifically the hydraulic unit pressure that supplies this control, it does not work properly. If all these considerations are taken into account, the impact that any of this components could cause in the near future could be minimized.

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	12
1.1	Contexto	12
1.2	Objetivos	13
1.3	Metodología	13
2.	ESTADO DEL ARTE	14
2.1	Curva de potencia: modelo teórico.....	14
2.2	Requerimientos y objetivos del modelo	16
3.	ANÁLISIS DE DATOS Y DESCRIPCIÓN	17
3.1	Breve descripción de un aerogenerador y su operación	18
3.2	Potencia activa y reactiva.....	20
3.3	Velocidad, dirección del viento y posición góndola	21
3.4	Temperatura del generador y temperatura ambiente	21
3.5	Presión del grupo hidráulico	22
3.6	Factor de potencia, velocidad del generador y palas	22
4.	MODELADO DE LA CURVA DE POTENCIA.....	23
4.1	Curva de potencia: Definición y normativa.....	23
4.2	Determinación de la curva de potencia en el proyecto	25
4.3	Reducción de datos de la curva de potencia de un aerogenerador a partir de observaciones velocidad del viento y potencia generada	29
4.3.3	Filtrado y ajuste.....	30
4.3.4	Modelado paramétrico: aproximación cúbica y polinómica.....	33
4.3.5	Modelado no paramétrico: Comando <i>Smooth</i>	35
4.4	Modelado del comportamiento normal del aerogenerador a través de su curva de potencia.....	45
4.4.1	Objetivo	45
4.4.2	Fitting curve (smoothing spline).....	46
4.4.3	Ajuste por polinomios	48
4.4.4	Ajuste exponencial	51
4.4.5	Ajuste con Gauss2	53
4.4.6	Ajuste con Gauss3	56
4.4.7	Ajuste con Gauss5	57
4.4.8	Comparación final	58
4.4.9	Análisis de residuos	69
5.	DETECCIÓN DE ANOMALÍAS.....	76

5.1	Plan de desarrollo.....	76
5.2	Objetivo	77
5.3	Ajuste de bandas de confianza.....	77
5.4	Análisis desviaciones anuales.....	80
5.5	Evaluación pérdida de energía	89
6.	PARÁMETROS ADICIONALES DE INTERÉS.....	94
6.1	Introducción	94
6.2	Temperatura del generador.....	95
6.2.1	Temperatura del generador vs velocidad del viento	95
6.2.2	Temperatura del generador vs desviación.....	99
6.2.3	Conclusiones.....	102
6.3	Dirección del viento y de la góndola	102
6.3.1	Dirección del viento vs velocidad de viento.....	103
6.3.2	Dirección del viento vs desviación	106
6.3.3	Conclusiones.....	109
6.4	Presión del grupo hidráulico	109
6.4.1	Presión del grupo hidráulico vs velocidad del viento.....	110
6.4.2	Presión del grupo hidráulico vs desviación	112
6.4.3	Conclusiones.....	115
7.	CONCLUSIÓN Y COMPARACIÓN FINAL.....	115
8.	REFERENCIAS.....	118

1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

Debido al importante uso de la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles y sus nocivos gases emitidos a la atmósfera, cada vez es más demandada la generación de energías renovables. Concretamente, la participación de la energía eólica en la red energética está aumentando a gran escala. La potencia eólica instalada en España actualmente es de 22.988 MW (31/12/2015). Consecuentemente, esto implica una alta participación de la energía eólica en el mercado eléctrico, tal y como se observa en el gráfico adjunto, es de alrededor del 17,2%, por lo que no hay que pasar por alto esta repercusión. Sin embargo, ésta nueva forma de energía es altamente impredecible debido a su dependencia del viento, sin embargo, no hay duda de que hoy día su uso está muy extendido y consolidado en todo el mundo. Dentro de este marco, se prestará especial atención al seguimiento de la vida de los aerogeneradores.

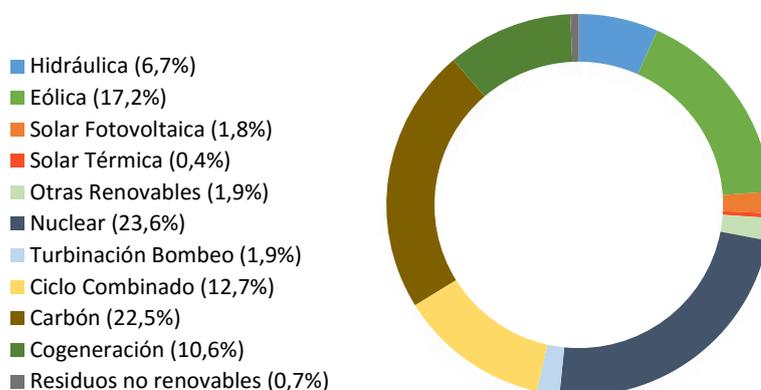


Figura 1: Balance de generación media (31/12/2015)

Estas máquinas están dotadas de unas palas diseñadas para captar la mayor cantidad posible de la energía cinética del viento que incide sobre ellas, convirtiéndola en energía mecánica en el eje de una turbina que, a su vez, accionará un alternador.

Conseguir un buen mantenimiento y asegurar la continuidad del servicio de estas energías ante cualquier imprevisto es todo un reto. De no ser así, esto derivaría en un impacto social, económico y medioambiental, comprometiendo así la sostenibilidad del sistema. Habría que incluir repercusiones internas tales como, pérdida de la calidad del servicio, pérdida de inversión, deterioro y un largo etcétera. Como consecuencia de esto, la presencia de uno o más de estos síntomas, pueden causar cierta cantidad de tensión en sus componentes y por lo tanto facilitar el desarrollo de un fallo tanto a corto como a largo plazo. Por lo tanto, se plantea la posibilidad de anticipación ante cualquier posible anomalía.

El planteamiento propuesto a este problema consiste en elaborar un análisis exhaustivo de una serie de datos recogidos en tiempo real y hasta el momento, de varios aerogeneradores de diferentes parques eólicos de España. Dentro de las cuales dos de las variables más significativas son la potencia activa generada y la velocidad del viento. Esta información puede ayudar a conocer el estado de salud de cada aerogenerador a través de la conocida como curva de potencia.

El comportamiento esperado de un aerogenerador se consigue conocer mediante su curva de potencia. Ésta captura la relación existente entre la velocidad del viento y la potencia generada y permite dar una visión general del rendimiento del aerogenerador. Un buen análisis de esta curva y su seguimiento a lo largo del tiempo es clave a la hora de evaluar la eficiencia de la máquina y coherencia de los resultados obtenidos frente a las condiciones esperadas de funcionamiento.

Se estudiará la evolución y cambios de la curva de potencia a lo largo de los años de cada aerogenerador y se prestará especial atención a la existencia de desviaciones respecto al comportamiento normal previsto como indicio de posible anomalía o estrés en la forma de funcionar. Esto se realizará comparando la potencia esperada de acuerdo a la curva de potencia real observada del aerogenerador con la de verdad medida. A la vista de las desviaciones de comportamiento normal observadas y se elaborará un método capaz de suministrar un informe acerca del estado de salud del aerogenerador. Este estudio pretenderá conseguir plasmar toda la información necesaria para poder conocer el estado actual en el que se encuentra el aerogenerador junto con una posible previsión de posibles fallos además de una posible reestructuración o en su defecto confirmación de las políticas de mantenimiento que se ha seguido hasta el momento.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo fundamental del proyecto es establecer un procedimiento de análisis basado en la curva de potencia real observada que permita detectar cambios o desviaciones en el comportamiento esperado del aerogenerador. Para conseguir ese objetivo se recurrirá a una serie de herramientas para representar la curva de potencia observada y poder compararla entre distintos períodos de tiempo para un mismo aerogenerador con objeto de detectar degradaciones de comportamiento. Asimismo, se compararán curvas de potencia de aerogeneradores similares para detectar diferentes comportamientos observados ante similares condiciones de trabajo. Otro objetivo significativo del proyecto es la posible identificación de las anomalías presentes en base a variables diferentes de potencia y velocidad del viento y que representan el funcionamiento de componentes principales del aerogenerador.

Finalmente, se ha de desarrollar un sistema capaz de determinar el estado del aerogenerador a partir de los diagnósticos anteriores. Se propondrá una posible reestructuración o de lo contrario confirmación del mantenimiento hasta la actualidad.

1.3 METODOLOGÍA

En este apartado se pretende exponer la organización planteada para llevar a cabo el objetivo del proyecto. Se distribuirá en diversas secciones capaces de englobar distintos resultados.

1. Análisis previo

Se dispone de información de varios aerogeneradores en varios parques eólicos. Se estudia dicha información de años previos de cada uno de los aerogeneradores del parque en

cuestión recogida en formato Excel. Se analizan qué parámetros han de ser relevantes para este estudio (Velocidad y dirección del viento, potencia generada...).

2. Clasificación de la información

Conociendo ya la información disponible, se agruparán las variables de interés, en este caso por años y por cada aerogenerador, de tal manera que se consiga así una buena distribución de la información. Nuestro objetivo en esta sección consiste en la representación de la curva de potencia real anual de cada uno de ellos.

3. Modelo de funcionamiento normal:

Como se ha mencionado anteriormente, hay muchos datos que han de ser filtrados ya que pueden perjudicar a la hora de calcular el modelo en el que luego derivará todo el estudio de anomalías. Para ello se recurrirá a Matlab, donde se programarán los filtros necesarios para eliminar todos aquellos datos que se han tomado erróneamente. Este modelo se formulará con aquellos datos obtenidos en periodos de funcionamiento normal. Se conseguirá representar la curva junto con sus márgenes de tolerancia. Este método aplicado a cada año y a cada aerogenerador. Validación del modelo.

4. Detección de anomalías

A partir del modelo diseñado en la tarea anterior, se evaluará la existencia de desviaciones que se salgan del comportamiento normal previsto. En ese caso, se propondrá una alternativa capaz de integrar toda esa información con el fin de obtener una visión clara y concisa sobre el estado de salud de cada uno de los aerogeneradores.

Se comparará de manera sucesiva la curva potencia de un mismo aerogenerador a lo largo de los años, observando su progresiva evolución junto con las posibles desviaciones implicadas. Aplicando este mismo concepto tanto a aerogeneradores de un mismo parque eólico, para similares condiciones de funcionamiento, como aerogeneradores de otros parques. Observando diferencias en todo momento.

5. Influencia de posibles variables no directamente implicadas en la representación de la curva de potencia.

Se tendrá presente otras variables diferentes a la potencia generada y velocidad del viento con objeto de ver la sensibilidad de la curva de potencia frente a éstas y ver si podrían ayudar en la detección de anomalías en base a desviaciones del comportamiento observado respecto al previsto en la curva de potencia.

6. Conclusiones

Con todos los resultados obtenidos, se replanteará si la planificación de mantenimiento establecido hasta el momento es el correcto o si por el contrario hay que reestructurarlo.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 CURVA DE POTENCIA: MODELO TEÓRICO

Dada la incertidumbre constante del conocimiento de la naturaleza del viento, es imprescindible para conocer hoy día su participación en el sistema energético, elaborar unos modelos de predicción fiables y precisos. Para ello, una herramienta que satisface la mayor parte de estos requisitos, es la curva de potencia.

Cada aerogenerador tiene una curva única. Esta curva presenta un vínculo entre la potencia generada como función de la velocidad del viento al cubo. A continuación, se muestra un ejemplo típico de representación.

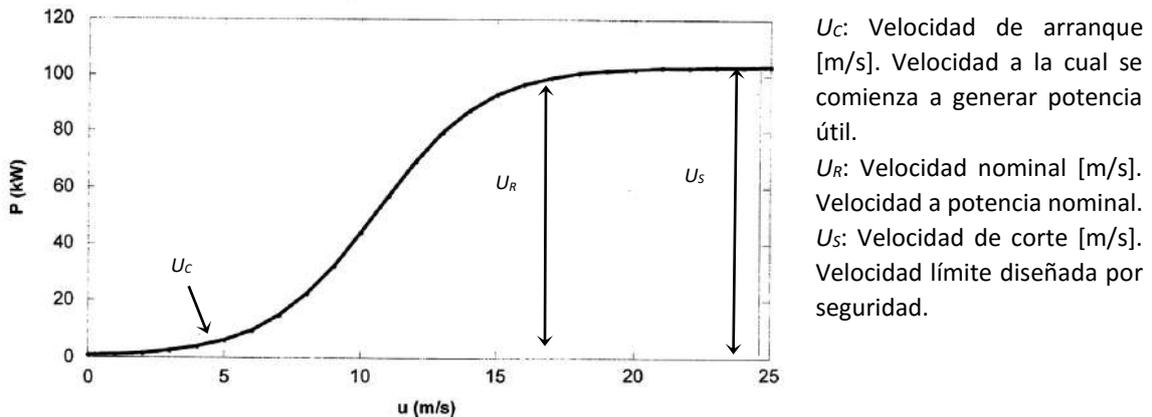


Figura 2: Curva de potencia típica de un aerogenerador

Cada aerogenerador posee un rango limitado de operación de velocidades de viento, ya que, a velocidades muy bajas, la eficiencia disminuye y para velocidades muy altas, los esfuerzos aplicados sobre las aspas pueden ser excesivos, pudiendo ocasionar daños estructurales. Existe una velocidad de arranque (U_c) a partir de la cual se comienza a generar la suficiente potencia como para poder arrancar el sistema. A medida que la velocidad del viento aumenta existe una velocidad que coincide con la generación de potencia eléctrica nominal de generación, denominada velocidad nominal (U_R). Para evitar sobretensiones en la máquina, se limita el funcionamiento de la misma, con la velocidad máxima de viento incidente llamada velocidad de corte (U_s), en la cual el aerogenerador sale de operación y se para.

La potencia P teórica en vatios contenida en una masa de aire de densidad ρ en kg/m^3 que circula a velocidad u en m/s responde a la expresión. La densidad del aire varía conforme a la temperatura y presión.

$$P = 0.5\rho\pi R^2 C_p U^3 \quad (1)$$

El parámetro C_p o límite de Betz, tiene en cuenta que el área de captación es menor que la superficie barrida por las palas del aerogenerador y que hay energía cinética residual, que atraviesa la turbina sin ser aprovechada, se representa mediante el porcentaje de energía capturada por la turbina. Cuanto más frene la aeroturbina a la corriente, menor será la energía cinética residual, pero también será menor el área de captación. Si la máquina se encuentra en buenas condiciones, unos valores típicos de este parámetro serían en torno a 0,4

y 0,5. Por otra parte, R es el radio del rotor que se puede dividir principalmente en las palas y el buje, aunque se explicara en detalle en otra sección.

Sin embargo, esta expresión no deja de ser teórica, ya que no se tiene en cuenta muchas otras variables que no están implícitas en la expresión, véase, la degradación de los componentes, de ahí nuestro objeto de estudio. Aún eso, esta expresión teórica sirve como referencia además de asegurar que se encuentra dentro de unos márgenes de tolerancia y los resultados a analizar son coherentes.

Por ello, es imprescindible elaborar un buen modelo ya que es el punto de partida a estudiar. Muchos modelos se han propuesto a lo largo de los años y diferentes aplicaciones a los mismos, pero aún queda mucho por investigar. En el siguiente apartado se describirán algunas propuestas por diferentes investigadores.

2.2 Requerimientos y objetivos del modelo

La frecuencia de medición escogida debe ser tal que cumpla con los requisitos de ser lo suficientemente cortos, abarque todas las condiciones atmosféricas y genere suficiente base de datos. La Comisión Internacional Electrotécnica (IEC) ha sido la encargada de establecer dichos requisitos mediante el Estándar Internacional IEC 61400-12-1 y propuso la representación aplicando el “method of bins”. No obstante, esta curva no tenía en cuenta algunas consideraciones como las fluctuaciones del viento.

La curva de potencia de un aerogenerador (CPA), representado a través de una base de datos, usando mejores técnicas de modelado definitivamente solventaría los inconvenientes a la alternativa propuesta por la IEC. Hay alguna información que se desvía de la tendencia, por lo que es necesario que la CPA sea modelada con el mínimo error posible.

Hasta el momento, se ha enfocado de diferentes maneras la información que refleja la curva de potencia. En la figura adjunta, se representan algunos de estos objetivos y se explicaran brevemente algunos proyectos que se han llevado a cabo.

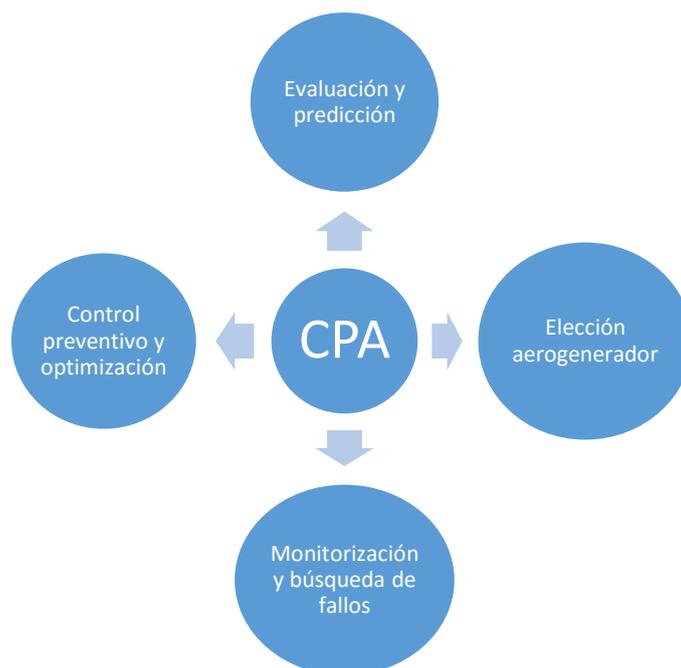


Figura 3: Objetivos del modelado de la curva de potencia

Por un lado, tenemos la evaluación y predicción. La evaluación de los recursos es el proceso por el cual los investigadores estiman la futura energía de un parque eólico donde una buena precisión es imprescindible. Si se conocen los datos acerca de la velocidad del viento, la curva de potencia es capaz de facilitarnos la estimación de la energía eólica a lo largo de un periodo de tiempo. Además, puede ayudar en la planificación de una posible expansión del parque. Un método analítico para estimar la variación de potencia generada fue diseñado usando curvas de potencia dinámicas asumiendo que la potencia seguía una distribución normal con una desviación constante y estándar. Esta idea fue propuesta en el 2010 por Jin y Tian. La estimación y control de la variación de la potencia generada ayuda a proporcionar energía estable a la red y mejora la pérdida de carga esperada. Previsiones precisas de potencia es la necesidad actual del mercado eléctrico. En consecuencia, se han desarrollado otros puntos de vista como el de prestar especial atención a la dirección del viento, se obtiene un modelo más preciso (Zamani, Riahy y Ardakani, 2007 Canada).

El modelado de la curva de potencia facilita a la elección del generador más adecuado, con el fin de escoger aquellos que tengan mayor rendimiento. Se propusieron una serie de curvas normalizadas que eran capaces de proporcionar mayor potencia a mayor factor de capacidad teniendo en cuenta el rendimiento, las cuales podrían ayudar a la toma de decisión (Jangamshetti y Rau ,2001).

Por otra parte, tenemos la monitorización y la búsqueda de fallos. Un buen diseño de modelo en condiciones normales de curva de potencia se diseñó para la creación de gráficas de control de calidad cuyo fin era detectar condiciones de funcionamiento anormales en parques. La idea consistía en la comparación de tres modelos ya existentes (Marvuglia y Menessineo, 2012).

Para terminar, pero no menos importante, el control predictivo y la optimización. Kusiak y Li demostraron que modelos de curva de potencia junto con la minería de datos basado en la extracción del modelo, podría usarse para predecir faltas específicas con una precisión de 60 minutos previos al suceso.

Teniendo en cuenta todos los numerosos enfoques que hasta el momento se le ha dado a la curva de potencia, el objetivo de este proyecto pretende abarcar alguno de estos temas tales como la evaluación y la búsqueda de fallos. La necesidad de este proyecto puede verse satisfecha mediante el estudio de las diferentes curvas de potencia como punto de partida, ya que como se ha podido apreciar en esta sección, los objetivos del modelado de la misma han sido enfocados a este ámbito de estudio.

3. ANÁLISIS DE DATOS Y DESCRIPCIÓN

En la primera parte de este apartado se pretende introducir las condiciones de funcionamiento de un aerogenerador junto con sus componentes esenciales, con el objetivo de contextualizar el punto de partida de estudio.

Se parte de una gran base de datos que engloba medidas recogidas en tiempo real de varios años de funcionamiento de una serie de aerogeneradores de España cuya localización es desconocida dado que no es relevante para el caso de estudio. Estas medidas son tomadas por sensores posicionados en los puntos clave de funcionamiento y son recogidas cada diez minutos un amplio abanico de parámetros a controlar. Por lo general son datos recogidos desde el año

2008 hasta el 2013. En esta sección se elaborará una breve descripción de cada una de las variables recogidas, prestando especial detalle a aquellas que sean determinantes para el estudio junto con los componentes que intervienen implícitamente en cada una de los parámetros.

3.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE UN AEROGENERADOR Y SU OPERACIÓN

Un aerogenerador es una máquina que forma parte de los parques eólicos, están dotadas de unas palas diseñadas para captar la mayor cantidad posible de la energía cinética del viento que incide sobre ellas, convirtiéndola en energía mecánica en el eje de una turbina que, a su vez, accionara un alternador.

Actualmente, existen diversas dimensiones que pueden clasificar a los aerogeneradores, se pueden encontrar desde 700kW hasta 2,5MW. Estos componentes están apoyados en columnas que los separan del suelo la mayor altura posible para aprovechar el incremento de la velocidad del viento con la altura, la agrupación de varios no debe superar los 50MW, límite establecido en la legislación española para que el parque eólico se pueda beneficiar de las subvenciones previstas a las energías renovables (RD 1028/2007). No obstante, este decreto ha sido abolido en el pasado 2012 y se encuentra en revisión vigente desde el 5/12/2015.

Es necesario describir brevemente los principales componentes de un aerogenerador con el fin de comprender la participación de cada uno de ellos en la generación energética.

- *Las palas* son los elementos que captan la energía del viento. Deben de ser fabricadas con los materiales suficientemente óptimos además de aerodinámicos como para asegurar los 25 años de vida media que tiene un aerogenerador y aprovechar al máximo la velocidad del viento. Poseen un diseño lo suficientemente aerodinámico como para minimizar los esfuerzos sobre la estructura. Funcionan bajo el principio de la fuerza de sustentación que se desarrolla en la pala debido a dicho diseño aerodinámico, de modo similar al ala de un avión. Es uno de los elementos críticos ya que debe de asegurar el buen funcionamiento ante condiciones climáticas adversas, traducido en altos esfuerzos mecánicos.
- *El buje* es la unión de las palas al rotor de aerogenerador y que gira solidariamente con ellas. En él reside los elementos del sistema *pitch*, sistema de regulación de control de movimiento de rotación sobre su eje de las palas, es decir, el sistema de variación del paso o ángulo de las palas.
- *La góndola* es la estructura en que está acoplado el buje y que contiene todos los elementos mecánicos y eléctricos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Esta soportada a través de una corona dentada que permite orientarse en función de la dirección del viento.
- *La multiplicadora o caja de cambios* está compuesta por un sistema de engranajes que transforma la energía a baja velocidad procedente de la captación de las palas, en energía a alta velocidad que es recibida por el

generador. Dependiendo del modelo de la turbina, puede proporcionar entre 50 y 80 veces la velocidad de entrada. Junto a la multiplicadora suele haber un sistema de refrigeración y lubricación independiente.

- *El generador* es el elemento de la turbina encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Esta energía es conducida hasta la base de la torre llegar a la red a través del transformador. Existen tres posibles alternativas de turbinas que únicamente difieren a la hora de trabajar en condiciones por encima de las nominales, evitando sobrecargas. Se puede distinguir entre generador de inducción de jaula de ardilla, generador de inducción bifásico y generador síncrono.

Un generador de inducción convencional, absorbe energía reactiva del sistema. Requiere compensación de batería de condensadores a nivel máquina. La perturbación puede llevar a la máquina a la inestabilidad al sobrepasar su par máximo, acelerando hasta que se dispara la protección. Las fluctuaciones de viento repentinas se transmiten rápidamente a fluctuaciones en la potencia eléctrica.

El generador de inducción doblemente alimentado, al operar a velocidad variable se obtiene un mayor aprovechamiento del viento. Absorbe o genera energía reactiva. Diseño eléctrico y control más complejo con electrónica de potencia.

Los generadores síncronos no poseen caja de cambio. Generador y red quedan totalmente desacoplados por electrónica de potencia. Se puede trabajar, igualmente que el generador doblemente alimentado, a velocidad variable.

Dado que los generadores que se trabajaran en este caso de estudio son de gran potencia, se podría hacer la suposición de que dichos aerogeneradores están dotados de un generador doblemente alimentado. La peculiaridad de estos generadores es la necesidad de un convertidor de frecuencia conectado al rotor que permite el control de las tensiones e intensidades. De esta manera se consigue la sincronización permanente a la red para todo tipo de revolución.

Los aerogeneradores pueden ser de paso fijo o de paso variable. Los primeros mencionados el ángulo de perfil es constante, existe una unión rígida entre las palas y el buje. Corresponde a aerogeneradores de velocidad fija conectados a la red. Son robustos, pero hay una pérdida de rendimiento cuando la velocidad del viento es elevada. Por otro lado, los aerogeneradores de paso variable, gracias a un sistema posicionado en el buje es posible la orientación en función de la dirección del viento. En este caso el rendimiento es notablemente más alto en comparación con el de paso fijo.

La figura adjunta a continuación sintetiza la operación de un aerogenerador de eje horizontal. Cuando el anemómetro detecta una velocidad de viento suficiente como para

producir electricidad, la turbina comienza a funcionar. Los sistemas de giro colocan al aerogenerador en la dirección del viento más favorable para cada situación y libera los mecanismos de freno para que se produzca el movimiento libre del rotor, compuesto principalmente por las palas y el buje. El umbral de funcionamiento ordinario de la turbina se encuentra entre velocidades de viento comprendidas entre 3 m/s y 25m/s. Tal y como se mencionó en la sección anterior el conocimiento de las velocidades del viento con el fin de determinar los límites de funcionamiento de la máquina.

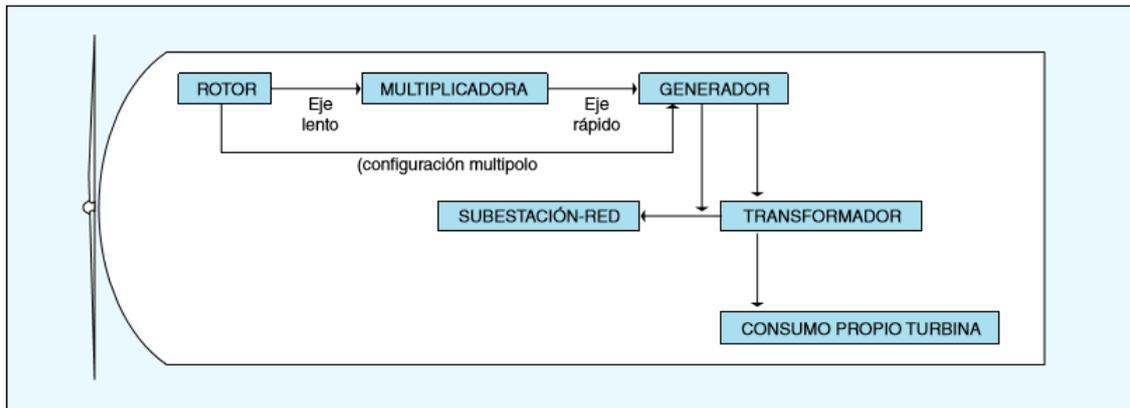


Figura 4: Esquema de funcionamiento de un aerogenerador ordinario

El rotor es el encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica que transmite al eje lento. Es la unión entre el buje y la multiplicadora. A lo largo de los ejes discurre los conductos del sistema hidráulico y eléctrico, también denominados aerofrenos, encargados de controlar el movimiento de las palas. Tras el eje lento nos encontramos frente a la multiplicadora que eleva la velocidad o par transmitido a lo largo del eje lento con el fin de que la velocidad recibida por el generador incremente. El generador es uno de los elementos más importantes de todos los componentes que engloban la góndola ya que es el que lleva a cabo la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. A través de conductores esta energía llega al transformador posicionado en la base de la torre cuyo principal objetivo es convertir la energía de baja en alta tensión pudiendo así enviarla a la red de consumo.

3.2 POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

Uno de los parámetros más relevantes de este estudio y que es capaz de englobar el rendimiento de la máquina es la potencia activa. Es un parámetro que representa la energía que es capaz de generar el aerogenerador en cada momento. Esta limitada en función de los valores nominales de nuestra máquina. Para la mayoría de los aerogeneradores a analizar, la potencia nominal es de 2MW. Consecuentemente, llegará un momento en el cual independientemente de las condiciones, por muy favorables que sean, se llegará a una saturación correspondiente a la potencia nominal. En algunas ocasiones para mantener la frecuencia de la red, se implementa un control de frecuencia con el fin de ajustar la potencia activa del aerogenerador en función de dicha frecuencia y de esta manera no perjudique a la red.

En un aerogenerador típico de velocidad variable, es necesario distinguir entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia contenida en la masa de aire. La potencia activa que recibe la red depende de la eficiencia de los distintos componentes del sistema de generación eléctrica, véase el rendimiento de los ejes de transmisión, caja de engranajes, generador e incluso los equipos de electrónica de potencia. De dicho razonamiento se deduce

la expresión teórica que vincula la potencia eléctrica generada con la velocidad del viento al cubo.

Por otro lado, se recibieron medidas sobre la potencia reactiva. A pesar de ser un parámetro que se le otorga un papel secundario en este estudio, es imprescindible su definición. La potencia reactiva es la potencia que absorben las máquinas eléctricas y su peculiaridad a destacar es que no es posible comprobar su efecto como la transformación en una forma de energía tal como puede ser calor, a diferencia de la potencia activa. A pesar de ello, su presencia es necesaria para lograr el efecto de magnetización para el funcionamiento de las máquinas, concretamente las fuerzas que permiten el movimiento de rotación.

En el caso de producirse una inestabilidad de tensiones, implicación de apoyo reactivo es necesario. Para conseguir unos niveles de operación estables de los parques eólicos ante posibles perturbaciones tales como lo huecos de tensión, ha de existir unos adecuados compensadores de potencia reactiva.

3.3 VELOCIDAD, DIRECCIÓN DEL VIENTO Y POSICIÓN GÓNDOLA

Todas las operaciones que tienen lugar en la generación eléctrica, giran en torno a la velocidad del viento. En el momento en el que la turbina detecta intensidad de viento procedente de cualquier dirección, gracias al anemómetro, el controlador lleva a cabo todas las ordenes necesarias para conectar al aerogenerador a la red. El controlador actúa a partir de velocidades entre los 2 m/s y 3 m/s destensando los frenos. Cuando se alcanza la velocidad de sincronismo del generador en cuestión se conecta a la red a través de electrónica de potencia.

Con el fin de aumentar la eficiencia del aerogenerador, aprovechando al máximo la energía cinética del viento y a partir de los datos registrados en la veleta y el anemómetro incorporados en la parte superior, el aerogenerador gira automáticamente.

La posición de la góndola varía en función de la dirección de viento más favorable. Los valores registrados están comprendidos, como es lógico, entre 0° y 360°. Para conseguir ese giro, tiene lugar a través de unos motores y reductores fijos a la góndola que engranan en un dentado de la parte superior de la torre, llamada corona de orientación. La señal de posicionamiento correcto la recibe del controlador de la turbina en función de las lecturas obtenidas.

De igual manera existen unos frenos cuya misión es evitar cualquier desplazamiento indeseado, bien por efecto del viento incidente o por giro del rotor. Asimismo, reducen el desgaste de los engranajes de orientación. Basándose en la información recogida en tiempo real de cada uno de los aerogeneradores, uno de los parámetros recogidos que se explicaran más adelante es la presión del grupo hidráulico. Por consiguiente, el accionamiento de dichos frenos es hidráulico y no eléctrico.

3.4 TEMPERATURA DEL GENERADOR Y TEMPERATURA AMBIENTE

La temperatura ambiente, además de ser una referencia de las condiciones climatológicas en cada instante, es un indicador de la densidad de aire. No solo varía con la presión sino también con la temperatura. Variaciones en la distribución de presión y temperatura, son debidas en gran medida, a desigualdades del calentamiento solar igualmente por propiedades térmicas de las superficies terrestres y oceánicas. Cuando esto ocurre, se

genera una doble corriente de aire, donde el aire caliente asciende y el frío desciende, cuya velocidad es mayor conforme aumente la diferencia entre las capas. Es una variable complementaria para este proyecto.

El sometimiento de tensión, es decir, el grado de esfuerzo al que se somete el generador es determinante para el indicador de la temperatura del generador. Es la pieza clave de la instalación. Existen dispositivos encargados de la vigilancia permanente de este parámetro. Es necesario destacar la presencia de un sistema de refrigeración específico encargado de asegurar la estabilidad de funcionamiento de la máquina. Cuando se calientan las bobinas, este calor generado ha de ser refrigerado para enfriar el generador. El origen de este sobrefuncionamiento puede de ser debido a condiciones climáticas extremas que implican altas intensidades de viento o por otro lado temperatura ambiente muy elevada. Aparte del control de temperatura del generador y del fluido del refrigerador, no es despreciable la supervisión de la presión y la circulación del fluido de refrigeración. Si el sistema de refrigeración tuviese una avería a causa de un fallo, la instalación debe de ser detenida para evitar el sobrecalentamiento del generador.

3.5 PRESIÓN DEL GRUPO HIDRÁULICO

El sistema hidráulico de un aerogenerador se puede descomponer en los conductos hidráulicos, las válvulas de control y el grupo de presión. Lo conductos canalizan el fluido hidráulico hasta el punto de utilización. Las válvulas adaptan la presión y caudal del fluido en base al actuador a accionar. El grupo hidráulico suministra el fluido hidráulico a la presión necesaria para los componentes accionados hidráulicamente, como pueden ser los frenos, el sistema de control de pitch, grúas o el sistema de bloqueo del rotor. Asimismo, controla el ángulo de las palas en su funcionamiento normal y lleva las palas a la posición de seguridad en caso de fallo eléctrico o falta de presión, activando el freno de disco del eje rápido en los aerogeneradores que no tienen freno eléctrico. Estos equipos plantean exigencias muy elevadas. En caso de temperaturas muy bajas, deben seguir funcionando de forma fiable bajo condiciones meteorológicas adversas.

Un buen control sobre la presión del grupo hidráulico es crucial, asegurando la estabilidad de la fuerza en frenados y en general a todos los dispositivos sometidos a presión.

3.6 FACTOR DE POTENCIA, VELOCIDAD DEL GENERADOR Y PALAS

Un seguimiento del factor de potencia de cada aerogenerador es vital para corregir cualquier cambio según las solicitaciones de la red. El factor de potencia se define como el vínculo entre la potencia activa y reactiva generada. Esta medida está comprendida entre valores desde -1 a 1. Un factor de potencia cerca a la unidad se traduce en un valor muy elevado de potencia activa en comparación con la reactiva y viceversa. En numerosas ocasiones se corrige cada vez que no coincida con la potencia reactiva generada o consumida que necesite la red, siempre y cuando el aerogenerador esté en conexión directa.

Para conocer la efectividad a lo largo de tiempo y la energía que está facilitando el generador se vigila en todo momento su velocidad. En función de la velocidad a la que esté sometido, implícitamente se conoce de igual manera la potencia activa. Las unidades de medida son en revoluciones por minuto (rpm). Una vez se supera la velocidad de sincronismo del generador, 1500 rpm, lo cual implicaría una intensidad de viento lo suficientemente elevada como para conectar el generador a la red de forma suave, contando para ello con electrónica de

potencia mediante tiristores (interruptor continuo de semiconductor, que puede ser controlado electrónicamente). Una vez realizada la conexión, se conecta directamente a la red gracias a un interruptor.

Bajo la consideración de que nos encontramos ante aerogeneradores de paso variable, uno de los parámetros, complementarios para el estudio, es la orientación de las palas. Representa la orientación angular de las palas en función de un ángulo de referencia que puede ser el ángulo comprendido entre el plano de rotación de la turbina y la cuerda que une los dos extremos más lejanos del aspa en un corte transversal. A lo largo de los años se han elaborado numerosos diseños para el control y optimización de dicho parámetro. Reguladores PI son utilizados para la regulación de la velocidad del rotor además de la energía eléctrica a través del almacenamiento del par del generador y el ángulo de las palas. El ajuste de la orientación de las palas es la manera más efectiva de limitar la potencia generada cambiando la fuerza aerodinámica incidente en las palas a altas velocidades de viento. Asegura el control de la velocidad del rotor, evitar que el rotor alcance sometimientos de velocidades de viento ni muy elevadas ni muy bajas.

Por ser un control mecánico, no tiene una respuesta rápida y consecuentemente no se puede obtener un seguimiento instantáneo de las variaciones de la velocidad del viento. Requiriendo así un actuador en las aspas tanto eléctrico como hidráulico capaz de mover la extensión de las aspas. Se consigue, en las circunstancias pertinentes, una mayor eficiencia de actuación a la hora de frenar.

4. MODELADO DE LA CURVA DE POTENCIA

Tras el análisis de todos y cada uno de las mediciones recogidas en tiempo real para cada aerogenerador a estudiar, es necesario establecer un modelo de funcionamiento normal. A partir de este modelo, el cual se considerará que no está trabajando bajo ningún tipo de anomalía, se convertirá en las bases de partida para analizar el comportamiento en los años consecutivos. Un importante concepto debe de tenerse en cuenta a la hora de crear un modelo. La calidad del modelo depende en la habilidad de tener las variables apropiadas relacionadas con la variable de salida, es decir, la potencia generada, con el menor error posible. Bajo las circunstancias por las que ha sido proporcionada las mediciones, se trabajara bajo la suposición de medidas lo suficientemente precisas.

Cuando un componente actúa cumpliendo su función para la que ha sido diseñado bajo condiciones normales, el efecto del deterioro es la principal causa de fallo. Sin embargo, además de este efecto, en algunos casos el componente está sometido a tensiones motivadas por duras condiciones de funcionamiento, sobrecarga por condiciones climatológicas extremas o ambas. Por lo que es fundamental conocer el comportamiento esperado de un componente a lo largo de las diferentes condiciones de funcionamiento, porque cualquier desviación de dicho comportamiento puede advertir la presencia de un posible origen de un futuro fallo.

Se pretende describir cada una de las pautas seguidas hasta el modelado de la curva de potencia de funcionamiento normal, en cuyo caso se tomará el año de partida pertinente dependiendo del año a partir de cual se haya tomado las mediciones (año 2008).

4.1 CURVA DE POTENCIA: DEFINICIÓN Y NORMATIVA

La curva de potencia es el medio de representación de la potencia eléctrica capaz de generar un aerogenerador para distintas velocidades de viento incidentes. Previamente se conoce la distribución de la curva gracias a la existencia de una expresión teórica la cual intervienen algunos parámetros adicionales además de la velocidad del viento, véase densidad del aire, área del rotor y límite de Betz (CP).

$$P = 0.5\rho\pi R^2 C_p U^3 \quad (2)$$

Esta expresión facilita al usuario obtener una aproximación lo suficientemente aceptable de la potencia que es capaz de proporcionar un aerogenerador a partir de una velocidad de viento determinada, dejando invariables el resto de coeficientes. Es necesario tener en cuenta que muchos de los parámetros que acompañan a la velocidad del viento son variables según las circunstancias a las que esté sometido el aerogenerador, por lo que no deja de ser nunca una aproximación. La conversión de intensidad de viento en potencia eléctrica real verdaderamente varía no linealmente debido a las funciones de transferencia de los generadores disponibles. Es por ello, que el objetivo de esta sección consiste en tener un modelo mucho más preciso y real del comportamiento anual progresivo de la máquina. A continuación, se puede ver representado un ejemplo de la comparación entre la curva de potencia facilitada por el fabricante frente a la información real recogida del anemómetro de un aerogenerador desconocido.

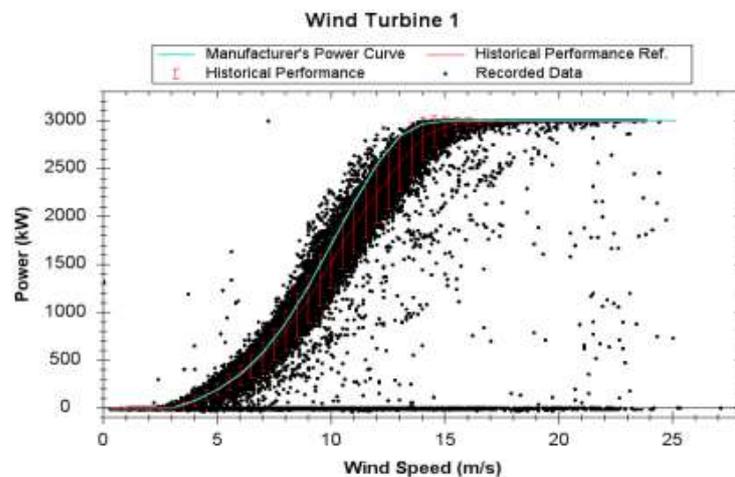


Figura 5: Comparativa curva de potencia del fabricante y la real

Con esta información previa se puede intuir la tendencia de la información que se va adquirir para llevar a cabo el proyecto. Dependerá de las características de los aerogeneradores disponibles pero la configuración será similar.

En cuanto a la normativa que rige los procedimientos a seguir a la hora de establecer la curva de potencia de una turbina están sometidos a la norma clásica de Curva de Potencia IEC 61400-12-1:2005 preparada por el comité técnico 88 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). La metodología estándar para la medida de las características de actuación de potencia de una turbina eólica se especifica en esta norma. Es igualmente aplicable para comprobar el comportamiento de aerogeneradores de diferentes tipos y tamaños. Puede ser empleado para evaluar el funcionamiento de aerogeneradores en localizaciones específicas y también para la comparación de la actividad de diferentes modelos de turbina y configuraciones.

Las características de funcionamiento de potencia de un aerogenerador son comprobadas con las mediciones de la curva de potencia y la estimación anual de la producción energética. Mediciones simultáneas de la velocidad del viento y la potencia eléctrica activa es realizada a través de sitio de pruebas lo suficientemente de larga duración con el fin de crear una base de datos significativa bajo condiciones atmosféricas varias. La curva de potencia medida es determinada de esta base de datos. Asumiendo el 100% de disponibilidad, la producción energética es calculada mediante la aplicación de la curva de potencia medida en referencia a una distribución de frecuencias de velocidad de viento.

La curva de potencia medida es determinada por la aplicación de “method of bins”. Este método consiste en el procedimiento de reducción de datos los cuales son agrupados en intervalos (bins). Para cada “bin”, el número y la suma de las muestras del parámetro son recogidas. El promedio de cada parámetro para cada bin de la de la velocidad del viento puede ser luego evaluada. Para la base de datos normalizada se emplean las ecuaciones 2 y 3:

$$u_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} u_{n,i,j} \quad (2)$$

$$P = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} P_{n,i,j} \quad (3)$$

En la primera ecuación u_i es la velocidad del viento normalizada y promediada en el *bin* i , $u_{n,i,j}$ es la velocidad del viento normalizada de la base de datos j en el *bin* i , P_i es la potencia normalizada y promediada en el *bin* i , $P_{n,i,j}$ es la potencia generada normalizada de la base de datos j en el *bin* i y N_i es el número de agrupación de datos de diez minutos en *bin* i . La precisión de el modelado de la curva de potencia ha mejorado por el uso del perfil de la información disponible con sensores remotos. Sin embargo, se ha confirmado que la curva de IEC proporciona un comportamiento de la turbina con influencias a tener en cuenta de turbulencias. Dicha curva contiene un efecto secundario de turbulencia en la corriente, de tal manera que afecta en otros lugares negativamente. Asimismo, ignora las fluctuaciones del viento elevadas a lo largo de los promedios de diez minutos y los resultados de obtener el comportamiento de la máquina independientemente de las fluctuaciones del viento. En consecuencia, la necesidad de modelado cada vez es más solicitado.

4.2 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA EN EL PROYECTO

Analizada la información disponible del aerogenerador almacenada de un documento Excel, estos datos hacen referencia a cada variable recogida cada diez minutos a lo largo de los años 2008 y 2013, hay que determinar la curva de potencia. Se presentarán conjuntamente todos los aerogeneradores a analizar. Se disponen de cuatro aerogeneradores y se desconoce a qué parque eólico pertenecen. Se han calificado, según los datos de partida, como aerogenerador 4, 5, 45 y 46. Es necesario recalcar que, para todas las máquinas, las mediciones comienzan el 21 de Julio de 2008 y finalizan en 28 de Febrero de 2013. Desgraciadamente en este último año no se dispone de todos los datos que se desearía.

Para ello se ha decidido administrar los datos a través de Matlab en el campo de la minería de datos. Se almacenará en un matriz toda la información anual recogida del aerogenerador. Cada fila corresponde a un momento en el cual se ha decidido conservar la información y cada

columna corresponde a un parámetro de los mencionados con anterioridad. A continuación, se puede observar una primera representación de la curva de potencia a lo largo de los años.

Como se puede observar dentro de las subfiguras que componen la figura 6, realmente la curva de potencia real no es una curva perfectamente definida, sino que se trata de una nube de puntos concentrada. Dependiendo del año en el que se encuentre, se presentará una curva de potencia diferente tal y como se visualiza en las subfiguras. El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir siempre la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador. Colocar un anemómetro justo en frente del aerogenerador no es factible, ya que igualmente le frenará el posible viento incidente. Así pues, en la práctica se ha de tomar un promedio de las diferentes medidas de la velocidad del viento y dibujar el gráfico con esos promedios, el objetivo a perseguir en este caso. Es por ello que es primordial el uso de Matlab como herramienta para conseguir este objetivo. Las figuras 7, 8 y 9 representan los datos de partida para los demás aerogeneradores.

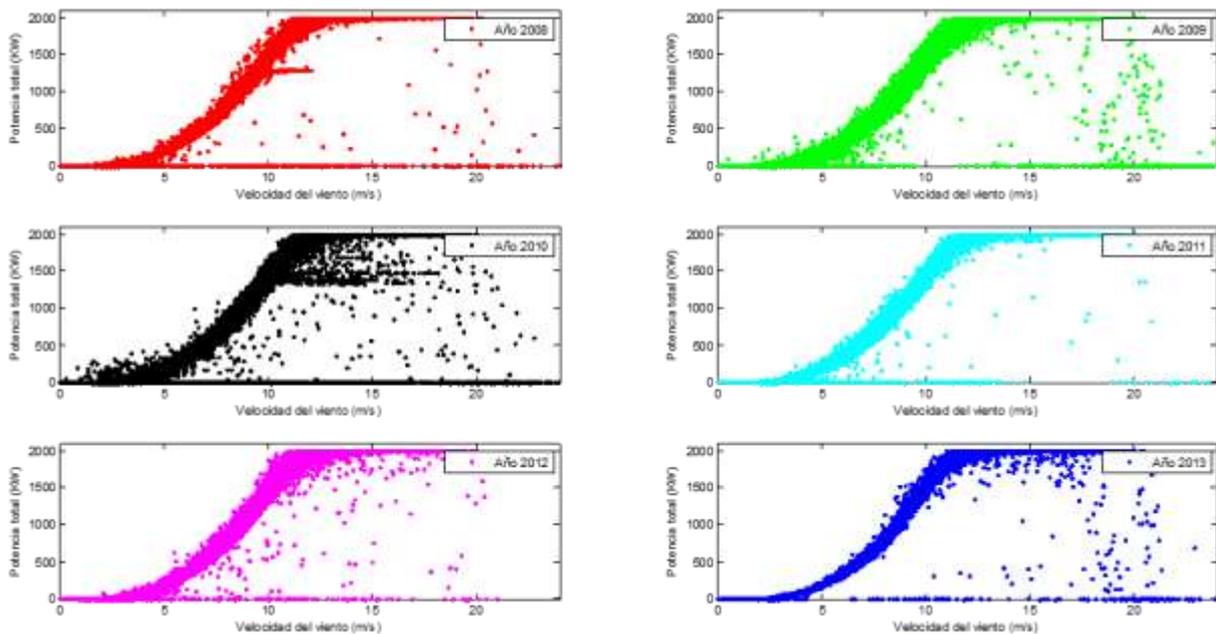


Figura 6: Curvas de potencia anuales Aerogenerador 4

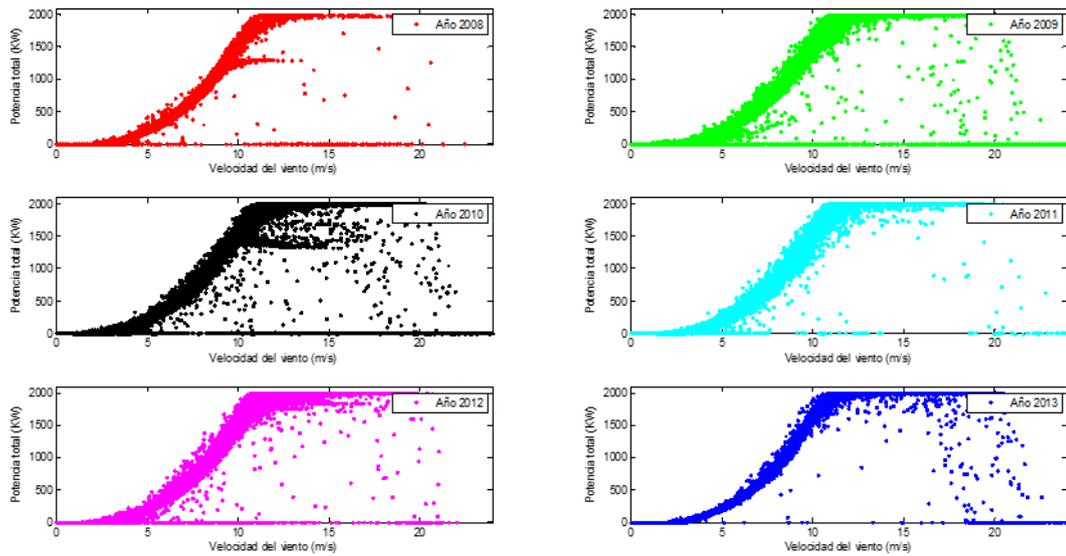


Figura 7: Curvas de potencia anuales Aerogenerador 5

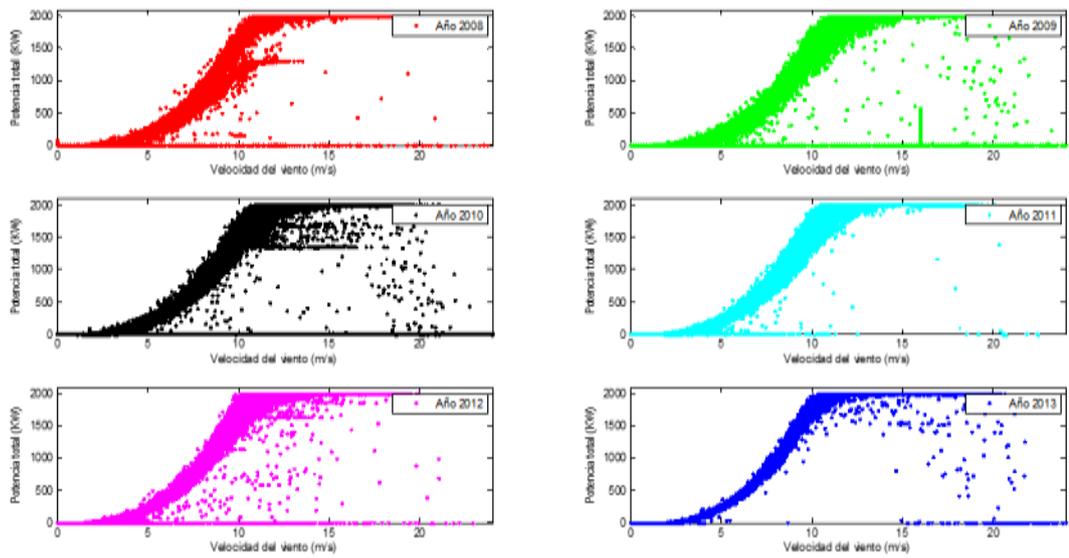


Figura 8: Curvas de potencia anuales Aerogenerador 45

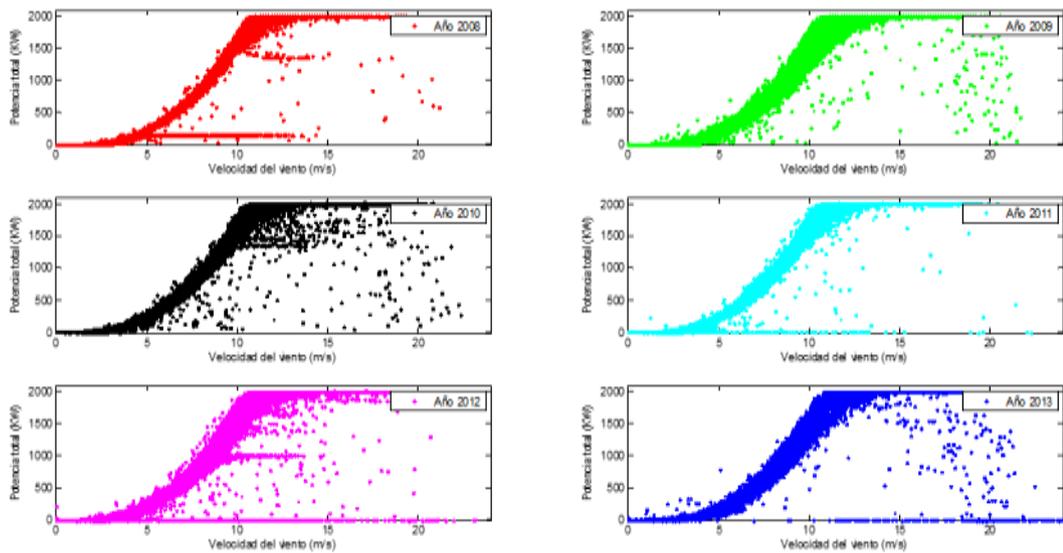


Figura 9: Curvas de potencia anuales Aerogenerador 46

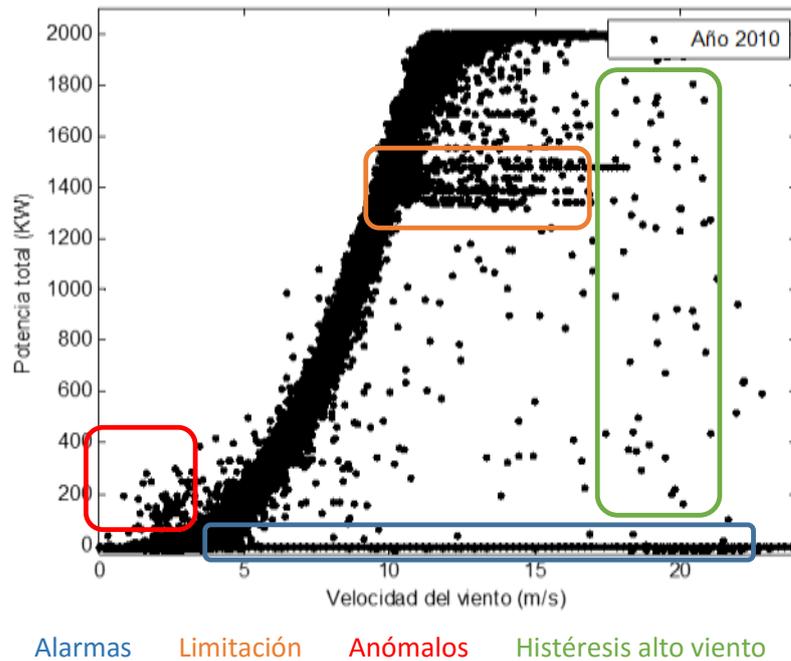


Figura 10: Curva de potencia año 2010 aerogenerador 4

A causa de la falta de visibilidad de la figura 6 y posteriores, en la figura 10 se plasma con mejor calidad lo que realmente está ocurriendo. Únicamente se ha decidido ampliar el estado de un año en concreto para detallar una serie de conceptos cuyo desarrollo es importante, la distinción que va a desarrollar no se vería con la suficiente claridad si se observase directamente desde la figura 6. Se ha escogido el año 2010 porque los puntos que se alejan de la masa de datos son más claros y así facilitar la explicación que viene a continuación. De igual manera estos conceptos pueden ser extrapolados a los años restantes y al resto de aerogeneradores, aunque se apreciarán en mayor o menor medida. Aparentemente se puede observar que la representación toma una forma similar a la curva teórica, aunque no se puede ver una curva precisa. En su lugar se ve una nube de puntos que cada uno de ellos representa un punto de trabajo en el tiempo concreto. Se han recuadrado y clasificado en diferentes colores aquellas masas de puntos que aparentan estar fuera de la tendencia.

En primer lugar, podemos encontrar una serie de puntos que independientemente de la velocidad del viento no parece que estén generando ningún tipo de potencia. Su principal naturaleza puede ser debida a que en se estaban realizando tareas de mantenimiento y para ello se tuvo que parar la máquina. Podría ser el caso de instalaciones varias desde un nuevo componente hasta temas mecánicos. Todos estos casos coinciden en que para ello la máquina ha tenido que detenerse dejando de estar en funcionamiento por lo que puede haber un indicador de *alarma* cuando la máquina está parada.

En segundo lugar, parece que a mitad de potencia aproximadamente aparecen una serie de puntos que, para velocidades sensiblemente mayores, no consigue proporcionar la potencia esperada. Existen numerosas *limitaciones* a partir de velocidades elevadas con el fin de evitar las sobretensiones y sobrecargas de los componentes. Si se diese el caso que la máquina se está sobrecargando o está sometida a temperaturas más elevadas de lo ordinario, se puede limitar la potencia generada, cuyo objetivo es evitar el deterioro, aunque ello signifique una pérdida de rendimiento y no se aprovechen las condiciones favorables.

En tercer lugar, es necesario ligeramente señalar aquellos puntos que aparentemente no siguen ningún patrón a bajas velocidades. Se desconoce el origen de aquellas situaciones de funcionamiento, pero aun eso no son excesivamente relevantes para el caso ya que representa y una minoría con respecto al resto de puntos. Se pueden denominar como puntos de funcionamiento *anómalo*.

Cuando el aerogenerador se desconecta debido a que se ha alcanzado su velocidad de corte o velocidad de desconexión, sólo se vuelve a conectar cuando la velocidad media del viento está por debajo llamada velocidad de reconexión (*histéresis por viento alto*). En vientos racheados dicho proceso requiere su tiempo, lo cual se traduce en pérdidas de producción considerables.

Toda la clasificación desarrollada es relevante para nuestro modelo salvo los puntos en los cuales la máquina esta parada, caso de alarma. Si el aerogenerador no está en funcionamiento no hay posible degradación de componentes y no afectarán al estado de salud del mismo, por lo será necesario filtrar esos datos.

4.3 REDUCCIÓN DE DATOS DE LA CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR A PARTIR DE OBSERVACIONES VELOCIDAD DEL VIENTO Y POTENCIA GENERADA

4.3.1 Introducción

En este apartado se va a desarrollar una serie de procedimientos que consigan recoger toda la información relevante para el caso debido a que hay muchos datos que pueden perjudicar a largo plazo durante el estudio localizados en la curva de potencia. Se eliminarán aquellos datos innecesarios a partir de un análisis en detalle de las respectivas representaciones anuales de las curvas de potencia.

El plan de desarrollo consiste en prestar atención a la velocidad del viento y la potencia generada. Se elaborará un filtro a través de Matlab que consiga reducir los datos que no pertenezcan a la tendencia de la curva para todos los años.

Con la nueva base de datos filtrada, se modelará la curva de potencia para facilitar el estudio de las desviaciones progresivas en el aerogenerador. El objetivo del modelado es conseguir obtener la curva de potencia, no necesariamente como una masa de puntos ya que dificulta en gran medida el trabajo, sino como una curva definida. Principalmente, se modelará únicamente para el año de partida según la base de datos, correspondiente al año 2008. Se presta especial atención a este año debido a que, como se ha comentado, ante la imposibilidad de la obtención de datos procedentes de años anteriores con su correspondiente registro, se tomará como base de funcionamiento óptimo del aerogenerador en el 2008. Es imprescindible por lo tanto alcanzar en su totalidad una curva de potencia perfectamente definida para después ser evaluada frente a los años siguientes. Disponiendo de los datos significativos filtrados, se buscará y programará un diseño matemático que procese todos los datos y consiga proporcionar una curva definida de potencia, que tras su respectiva investigación se trabajará con la herramienta final denominada *smooth*. Se estudiarán todas las variantes de este comando para ajustarlo a las necesidades del estudio. Consiguiendo así una primera impresión de la verdadera tendencia de la información del año de referencia y un modelado de la curva de potencia. Más

adelante se detallará si es necesario extrapolar el modelado al resto de años si el análisis lo requiere. Se aplicará a cada uno de los aerogeneradores.

4.3.2 Objetivo

Tal y como se explicó en la sección anterior, realmente la curva de potencia de un aerogenerador trabajando en condiciones reales de operación no responde a una curva tan limpia con la expresión analítica tal como y como se definía en la ecuación (1), sino que en realidad dicha curva es una distribución de puntos que se aproximan a la forma teórica esperada, además de tener puntos que corresponden a casos con algún tipo de problema.

El objetivo que se plantea en este trabajo es utilizar la curva de potencia con objeto de evaluar el estado de salud de la misma. Una posible degradación del comportamiento del aerogenerador podría manifestarse a través de la curva de potencia viendo como para una misma velocidad de viento, se genera o no la misma cantidad de energía. Aplicando esto a cada una de las velocidades de viento, la curva de potencia en el caso de degradación, se verá ligeramente desplazada hacia la derecha respecto a las condiciones óptimas.

Dado que un posible proceso de degradación del comportamiento de un aerogenerador es muy lento, éste es difícil de detectar por simple visualización y por ello es necesario estudiar la tendencia de curvas de potencia ajustadas a lo largo de los años. La expresión matemática de cada año puede favorecer la consecución del análisis de las desviaciones.

Es necesario recalcar que, uno de los principales motivos por los que se recurre a la búsqueda de la curva que represente la tendencia de los datos es que, dado que la curva de potencia representa puntos de funcionamiento a lo largo del año, muchos puntos pueden estar repetidos. Aunque en la gráfica aparece un único punto de funcionamiento, puede haber infinidad de puntos de funcionamiento adicionales a lo largo del año sujetos a esas mismas condiciones. Por lo que es imprescindible para descubrir la tendencia, recurrir a Matlab.

El objetivo final reside en la búsqueda de un modelado de la curva, pero previamente como se concluyó, se ha de hacer una labor importante de filtrado de datos correspondientes a los puntos de funcionamiento en los que la turbina está parada y no genera ningún tipo de potencia, por lo que no son relevantes para el estudio. Finalmente se permanecerá con aquellos datos de interés. El principal motivo de este filtrado es que a la hora de recurrir al diseño matemático que origine la tendencia de los datos, al ser puntos en los que no se está generando potencia pero que igualmente están almacenados en la base de datos, participarían en modelo matemático distorsionando la fiabilidad de los resultados.

4.3.3 Filtrado y ajuste

Existen varias alternativas disponibles para el filtrado de una gran base de datos. Puesto que inicialmente se dispone de las medidas en Excel, existe la posibilidad de llevar a cabo el filtro directamente en dicho programa y seguidamente trasladar los nuevos resultados a nueva matriz en Matlab y reescribir la matriz ya elaborada. Por el contrario, se puede aprovechar la disposición de la matriz de cada uno de los años real y programar a través de Matlab un filtro capaz de eliminar aquellos puntos en los que para velocidades en los que el aerogenerador teóricamente ha de estar funcionando (2,5 m/s), no se está proporcionando ningún tipo de

energía (0 kW). De esta manera se conseguiría eliminar toda la información procedente de paradas y/o alarmas.

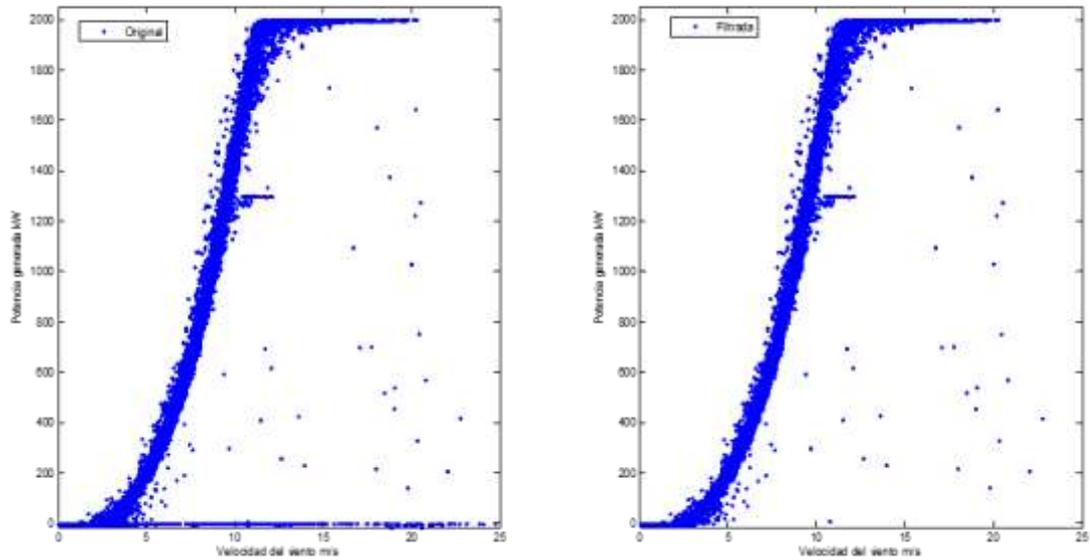


Figura 11: Curva de potencia original y filtrada (Aerogenerador 4)

En las subfiguras secundarias que componen la figura 11, se adjunta un ejemplo ilustrativo de la comparación de la base de datos antes y después del filtrado, junto con la representación gráfica del funcionamiento del aerogenerador 4 una vez filtrado todos esos puntos de funcionamiento. Dependiendo de las condiciones en la que cada aerogenerador se encuentre, habrá que modificar restricciones del programa de filtro, pero el resultado general de cada uno ha de ser similar al ejemplo de la figura 11. Toda la evolución del proyecto de ahora en adelante será a partir de dicha nueva base de datos.

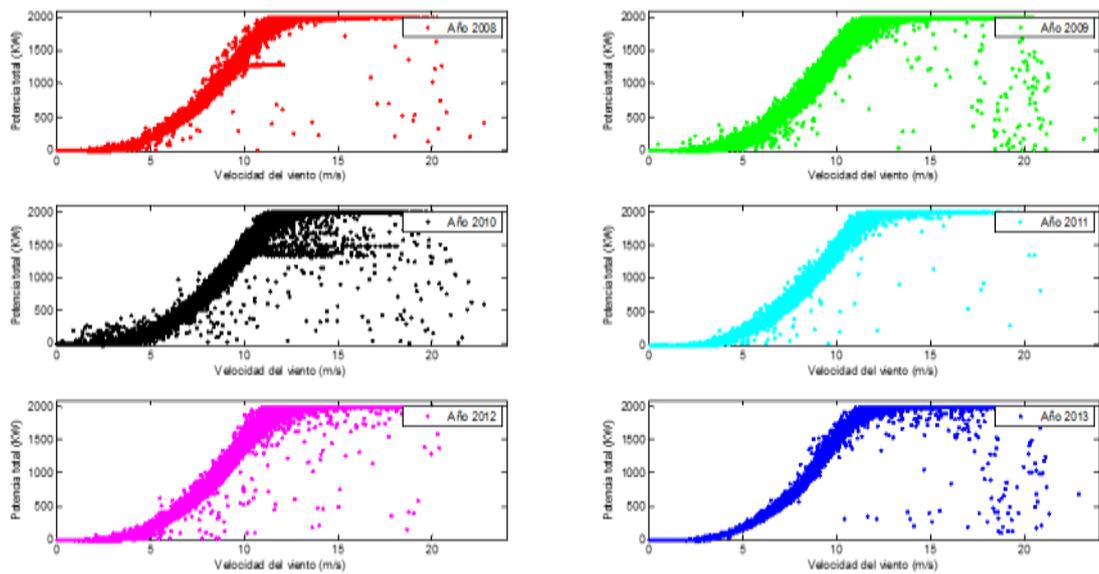


Figura 12: Curvas de potencia anuales filtradas (Aerogenerador 4)

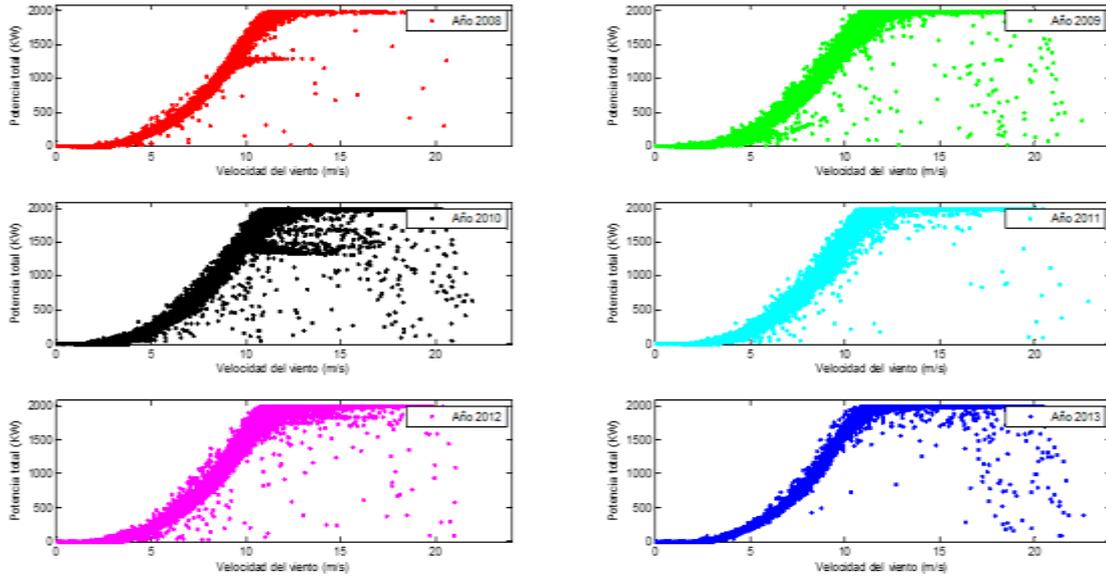


Figura 13: Curvas de potencia anuales filtradas (Aerogenerador 5)

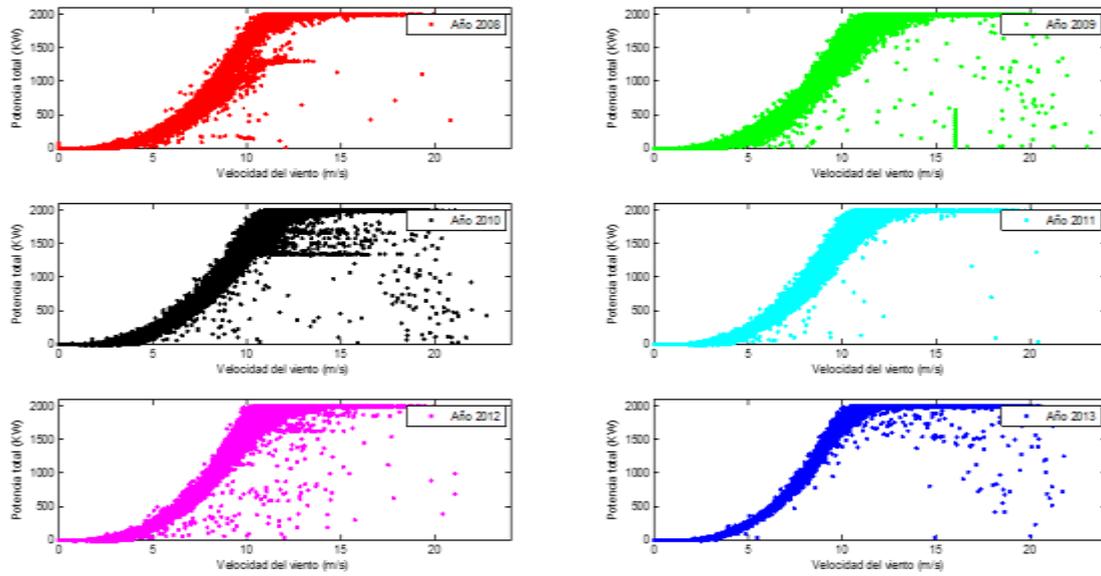


Figura 14: Curvas de potencia anuales filtradas (Aerogenerador 45)

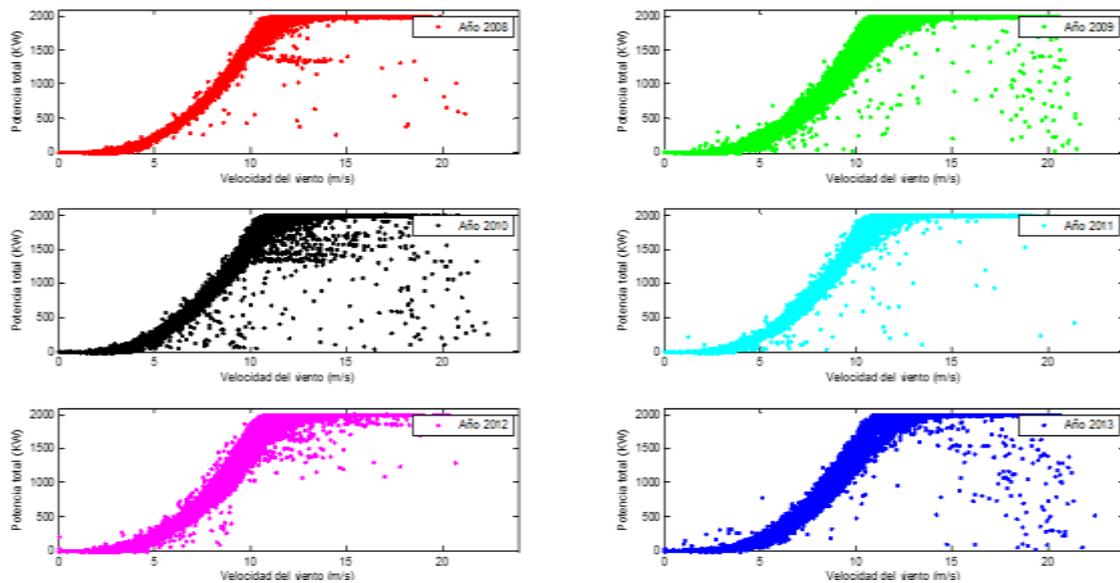


Figura 15: Curvas de potencia filtradas (Aerogenerador 46)

Como se puede observar en las figuras 12 a 15, se han conservado el resto de puntos que, a pesar de salirse de la tendencia visual de la información, como puede ser el caso de los puntos anómalos o la histéresis en vientos altos. Es necesario preservarlos porque forma parte del funcionamiento real del aerogenerador. A pesar de que esos puntos más adelante nos desvíen a la hora de representar la curva lineal, no se pueden obviar.

4.3.4 Modelado paramétrico: aproximación cúbica y polinómica

Existen numerosas alternativas para modelar la curva de potencia desde el uso de técnicas paramétricas hasta no paramétricas que se han desarrollado a lo largo de los tiempos. Se ha ido probando diferentes alternativas con el fin de obtener el mejor resultado posible.

Matlab ofrece la posibilidad de a la hora de plasmar una gráfica, poder ajustar la figura a una expresión matemática dentro de las herramientas correspondientes. Inicialmente se probaron algunas posibilidades que podrían tener sentido. Entre ellas se puede destacar aquellos que pudieron tener resultados relativamente aceptables y por lo tanto dignos de mención como el ajuste polinómico o potencia cúbica. Concretamente se analizó la prueba en cuanto a la aproximación cúbica debido a que el modelado teórico de la curva de potencia es función de la velocidad de viento al cubo.

En base a las figuras 16 a 19, claramente se observa que la tendencia facilitada por estas aproximaciones no es ni mucho menos válida para ninguno de los aerogeneradores. Aun sabiendo que hay puntos que se salen de la tendencia, la inmensa mayoría de los puntos de funcionamiento están recogidos en el tramo recto de la curva, con pendiente y parte del comienzo de la saturación, por lo que es necesario recurrir a otra herramienta capaz de encontrar de manera más precisa un modelo de la curva de potencia. No obstante, la aproximación polinómica de grado diez, se ha cogido el de mayor grado porque tiene más grados de libertad, visualmente parece ajustarse relativamente, pero a grandes velocidades el modelo cobra una estructura totalmente dispar. Será necesario considerar técnicas de modelado no paramétricas.

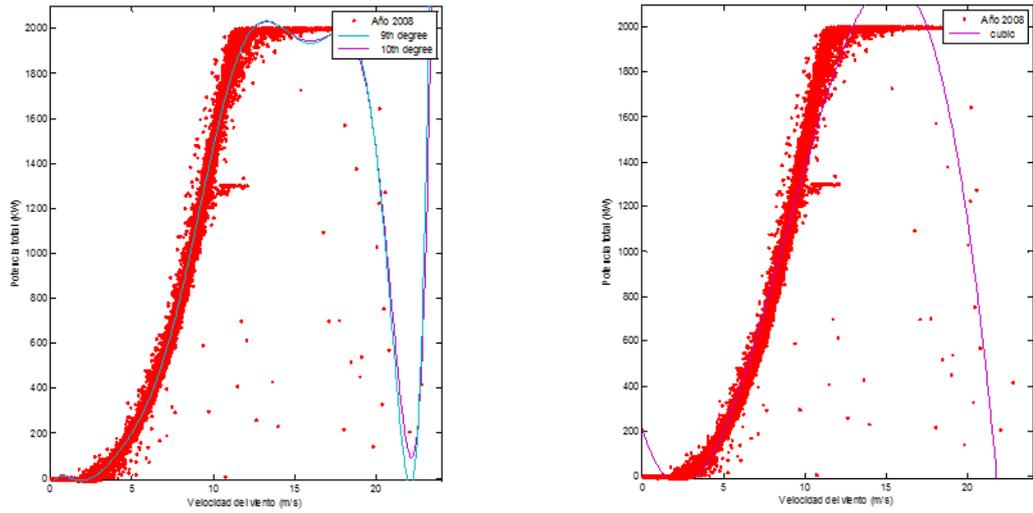


Figura 16: Ajuste paramétrico modelo curva de potencia polinómica y cúbica (Aerogenerador 4)

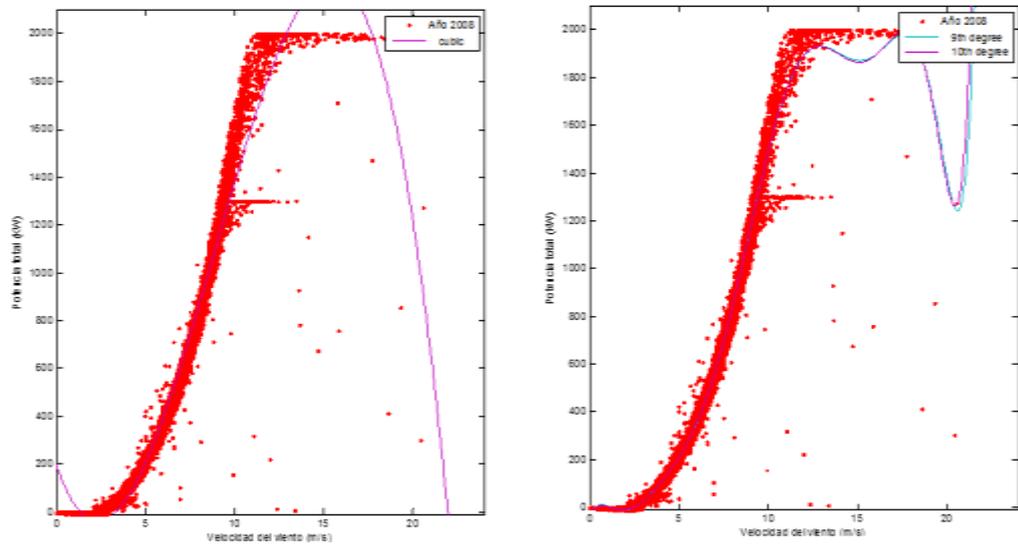


Figura 17: Ajuste paramétrico modelo curva de potencia polinómica y cúbica (Aerogenerador 5)

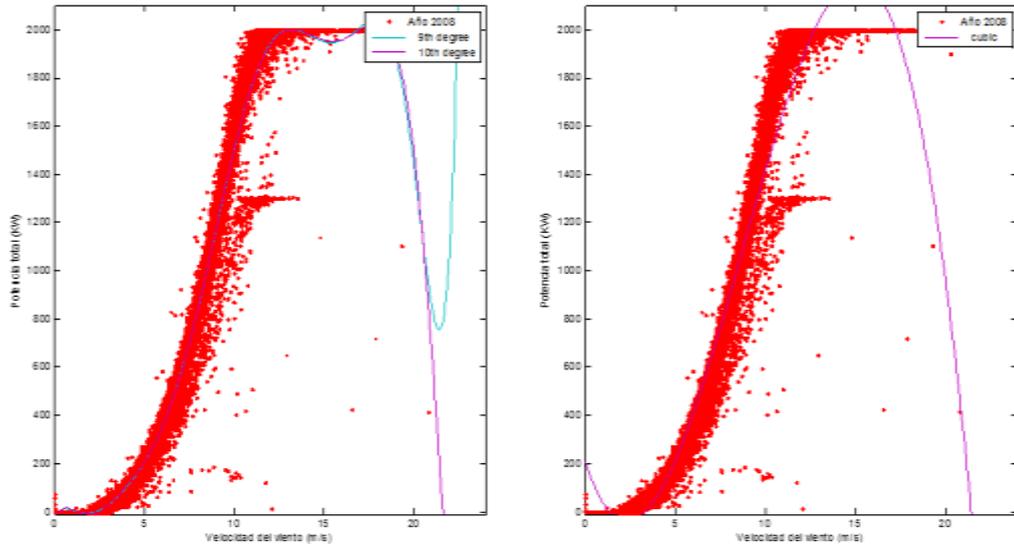


Figura 18: Ajuste paramétrico modelo curva de potencia polinómica y cúbica (Aerogenerador 45)

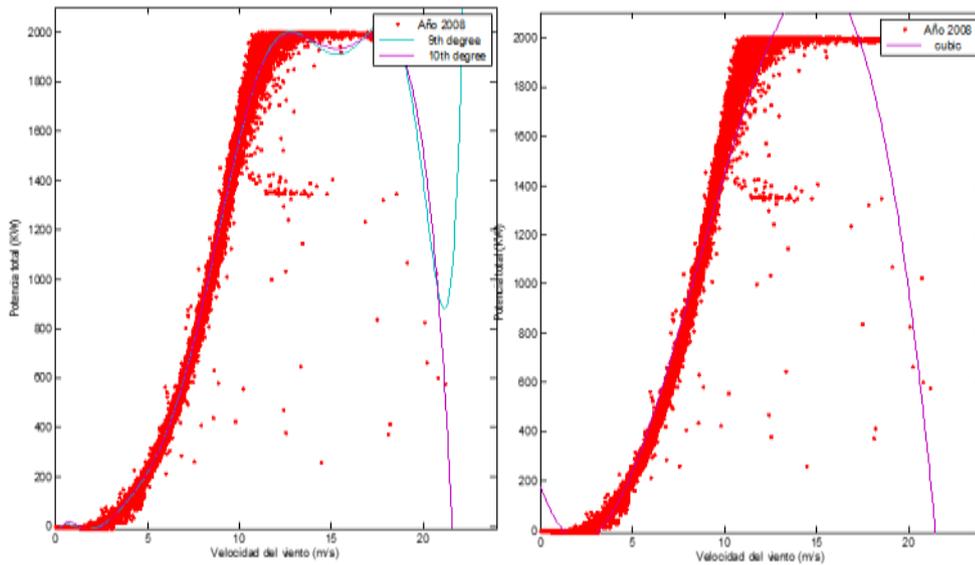


Figura 19: Ajuste paramétrico modelo curva de potencia polinómica y cúbica (Aerogenerador 46)

A ambos lados de las subfiguras se muestran las alternativas. A la izquierda el modelo polinómico tanto de grado nueve como diez. A la derecha el modelo cúbico. Para ninguno de los aerogeneradores parece ser suficiente este ajuste. El ajuste es más impreciso cuanto menos definida sea la curva de potencia, como es el caso de la figura 18.

4.3.5 Modelado no paramétrico: Comando *Smooth*

Se decide aplicar un modelo no paramétrico tras una exploración que podría resultar interesante, denominado *smooth*. Se puede hacer uso de la función *smooth* para suavizar los datos de respuesta. Se pueden usar métodos opcionales de promedios móviles, filtros de Savitzky-Golay, y regresión local con y sin asignación de valores y solidez. Se desarrollará a lo largo de esta sección en qué consiste este modelo, la definición de cada uno de los métodos

facilitada por el manual del programa Matlab y su respectiva aplicación al caso de estudio. Finalmente se contemplará cuál de sus correspondientes alternativas es la que mejor se adapta a las exigencias del estudio o si por el contrario es conveniente retornar a los ajustes paramétricos. El modelo se rige principalmente por la expresión estandarizada (4).

$$yy = smooth(x, y, span, método) \quad (4)$$

Suaviza el contenido de la columna del vector y usando un filtro móvil promedio. Los resultados se obtienen en formato de columna del vector yy . Cada uno de los argumentos de la función tienen el siguiente significado:

- x : Entrada, velocidad del viento en m/s.
- y : Entrada, potencia generada en kW.
- $span$: El alcance, por defecto suele ser 5. Debe de ser un número impar para los métodos *moving* y *Savitzky-Golay*. En el caso del método *loess* o *lowess*, hace referencia al porcentaje con respecto al número de puntos de datos, debiendo ser menor o igual a 1.
- $método$: *Moving, sgolay, lowess, loess, rlowess, rloess*.

Dependiendo del método escogido para este ajuste el resultado se verá afectado. Para ello será previamente necesario describir en qué consiste cada uno de ellos para después comprender mejor los resultados obtenidos. Se discuten a continuación cada uno de ellos. Se someterán a todos los métodos todos y cada uno de los cuatro aerogeneradores y los resultados de su aplicación se mostrarán en las figuras de 20 a 23.

Media móvil

Filtro de media móvil o moving average filter ("*moving*"), suaviza los datos reemplazando cada punto con el promedio de puntos adyacentes comprendidos dentro del alcance. Es el método predeterminado. Este proceso es equivalente a un filtro de paso bajo con la respuesta de la ecuación diferencial (5).

$$y_s(i) = \frac{1}{2N+1} (y(i+N) + y(i+N-1) + \dots + y(i-N)) \quad (5)$$

- $y_s(i)$ valor suavizado por el punto i .
- N número de puntos adyacentes a ambos lados de $y_s(i)$.
- $2N+1$ es el alcance

De igual manera se puede aplicar este método directamente desde la herramienta de ajuste de curvas de Matlab, cuyas reglas predeterminadas son: el alcance debe de ser impar, los puntos a suavizar deben de estar en el centro del alcance, el alcance debe de ser ajustado para puntos que no pueden adaptarse al número de puntos adyacentes a ambos lados y los puntos finales no pueden ser suavizados porque el alcance no puede ser definido. A pesar de ello, se recomienda ajustar el modelo manualmente para asegurar los alcances que se desean. En la primera subfigura que compone de la figura 20, 22, 24 y 26 se puede visualizar los resultados de la aplicación de este método.

Savitzky-Golay

El filtro de Savitzky-Golay (“*sgolay*”) puede ser considerado como un promediado móvil generalizado. Los coeficientes derivan de una regresión de mínimos cuadrados no ponderado junto con un polinomio de grado dado. El grado predeterminado del polinomio es dos. Por esta razón este filtro también recibe el nombre de filtro por polinomio digital o filtro de mínimos cuadrados. Cuanto mayor sea el grado del polinomio más precisión se tendrá a la hora de suavizar sin distorsionar las propiedades de los datos.

Por lo general, este filtro se emplea para señales de frecuencia las cuales están sometidas por diferentes armónicos que distorsionan la señal. Este filtro consigue para este tipo de señales preservar las componentes de alta frecuencia. A diferencia del filtro móvil promediado, este filtro puede ser menos efectivo a la hora de eliminar el sonido, mientras que el filtro promediado elimina una parte significativa del contenido en alta frecuencia.

Para un ajuste directo desde la herramienta de Matlab, sigue unas normas similares al filtro anterior: el alcance debe de ser impar, el grado del polinomio debe de ser menor que el alcance, lo puntos no necesariamente requieren una separación uniforme, a pesar de que realmente la necesite. Los resultados están en la segunda subfigura del conjunto de gráficas de la 20, 22, 24 y 26.

Lowess y loess

El origen de los métodos “*lowess*” y “*loess*” provienen de la terminación “locally weighted scatter plot smooth”, es decir, el filtrado de dispersión de datos por ponderación local. Ambos métodos emplean la regresión local ponderada para filtrar la información. Al igual que el filtro promediado móvil, se considera una evaluación local ya que cada dato es filtrado en función de los puntos adyacentes según el alcance. Se basa en una ponderación debido a que la función de regresión ponderada es definida dependiendo de los puntos contenidos dentro del alcance. Existe una alternativa adicional que consigue un modelo lo suficientemente robusto como para trabajar también con puntos que se salen de la tendencia aparente. La principal distinción entre los modelos “*lowess*” y “*loess*” es el tipo de polinomio. Uno emplea un polinomio lineal mientras que segundo un polinomio de segundo grado respectivamente.

A la hora de ajustar los parámetros para este modelo es necesario tener en cuenta que el alcance puede ser en este caso tanto par como impar, se puede especificar el alcance como un porcentaje con respecto al número de total de puntos dentro de una agrupación. Por ejemplo, un alcance de 0.1 utiliza un 10% de los puntos.

El método en el que se basa estos modelos, filtrado por regresión local sigue los siguientes pasos para cada uno de los puntos.

1. Calcula la ponderación de la regresión dentro del alcance como,

$$w_i = \left(1 - \left|\frac{x - x_i}{d(x)}\right|^3\right)^3 \quad (6)$$

- x : Valor previsto asociado con el valor de salida ajustado.
- x_i : Valores adyacentes al punto x en función del alcance.
- $d(x)$: Distancia con respecto al eje de abscisas hasta al valor previsto más alejado según el alcance.

Existen algunas consideraciones a tener en cuenta a la hora del cálculo de la ponderación, el punto a filtrar tiene la ponderación más alta y la mayor influencia en el ajuste, los puntos que se encuentren fuera del alcance su ponderación es cero no implicando influencia alguna en el ajuste.

2. Se ejecuta una regresión ponderada de mínimos cuadrados. Dependiendo del método se tendrá en cuenta un polinomio de primer o de segundo grado.
3. El valor ajustado es proporcionado por la regresión ponderada en el valor previsto de interés.

Si para el cálculo del ajuste resulta que el número de puntos adyacentes a ambos lados son iguales, la función será simétrica y viceversa. En comparación con el ajuste promediado móvil, el alcance permanece invariable. Véase la tercera y cuarta subgráfica del conjunto de figuras de la 20, 22, 24 y 26.

Rloess y rlowess

Si los datos contienen puntos que se salen de la tendencia, puede distorsionar la función resultante y no reflejar correctamente el comportamiento de los puntos adyacentes. Para solucionar esta influencia se puede ajustar los datos empleando un procedimiento más robusto que no esté influenciado por una pequeña fracción de dichos puntos atípicos, denominados *outliers*.

Adicionalmente al método previo, se calcula ponderación extra la cual es resistente a los *outliers*.

1. En base el método descrito con anterioridad se calcula los residuos.
2. Cálculo de la ponderación adicional para cada punto dentro del alcance como,

$$w_i = \begin{cases} (1 - (r_i/6MAD)^2)^2, & |r_i| < 6MAD \\ 0, & |r_i| \geq 6MAD \end{cases} \quad (7)$$

- r_i : Residuo del punto i por el procedimiento de regresión
- MAD : es la desviación de la mediana absoluta del residuo

$$MAD = \text{median}(|r|) \quad (8)$$

La expresión (8) es la última medida de cómo de esparcidos están los residuos. Si r_i es más pequeño que seis veces la desviación implica que la ponderación es cercana a uno, es decir, está suficientemente cerca del punto evaluado. Si el residuo es mayor que seis veces la desviación la ponderación es cero y por lo tanto se deja de tener en consideración.

3. Ajuste de la información por segunda vez, pero esta vez con las ponderaciones robustas. El valor ajustado tiene en cuenta las dos ponderaciones tanto la original como la robusta.
4. Repetición del mismo proceso hasta un total de cinco iteraciones para un mismo punto.

Una vez descrito todas y cada una de las posibilidades, se programa para cada método y en función de los resultados y los conocimientos adquiridos acerca de cada uno, se escogerá el modelo que mejor se adapte a las condiciones que exige nuestro estudio.

Para evitar que el juicio se base exclusivamente en la visualización de la figura 20, se propone también elaborar un histograma que refleje el error del modelo frente a la potencia real prevista. En cada uno de los rectángulos se representará la frecuencia en la que se repite cada uno de los errores. Esta función usa un algoritmo de discretización automático que devuelve grupos con una amplitud uniforme. Revela la forma de la distribución del vector. Los resultados figuran en la gráfica 21.

$$h = histogram(X) \tag{9}$$

- x= vector cuya distribución se quiere representar, en este caso la diferencia de potencias entre la prevista y del modelo de evaluación.
- h= la representación gráfica del histograma junto con las siguientes propiedades.

h	Definición
Data	Vector con número de datos
Values	Vector con número de agrupaciones y con su cantidad total

Tabla 1: Composición parámetro h (Aerogenerador 4)

Junto con la gráfica 21, para ayudar en la elección del modelo que mejor se ajuste, se calcula la desviación típica para cada uno de los modelos. Medida de dispersión, se define como la raíz cuadrada de la varianza de la variable (10) para un vector de dimensión N y para cada celda A_i.

$$S = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N \left| A_i - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N A_i \right|^2} \tag{10}$$

AEROGENERADOR 4

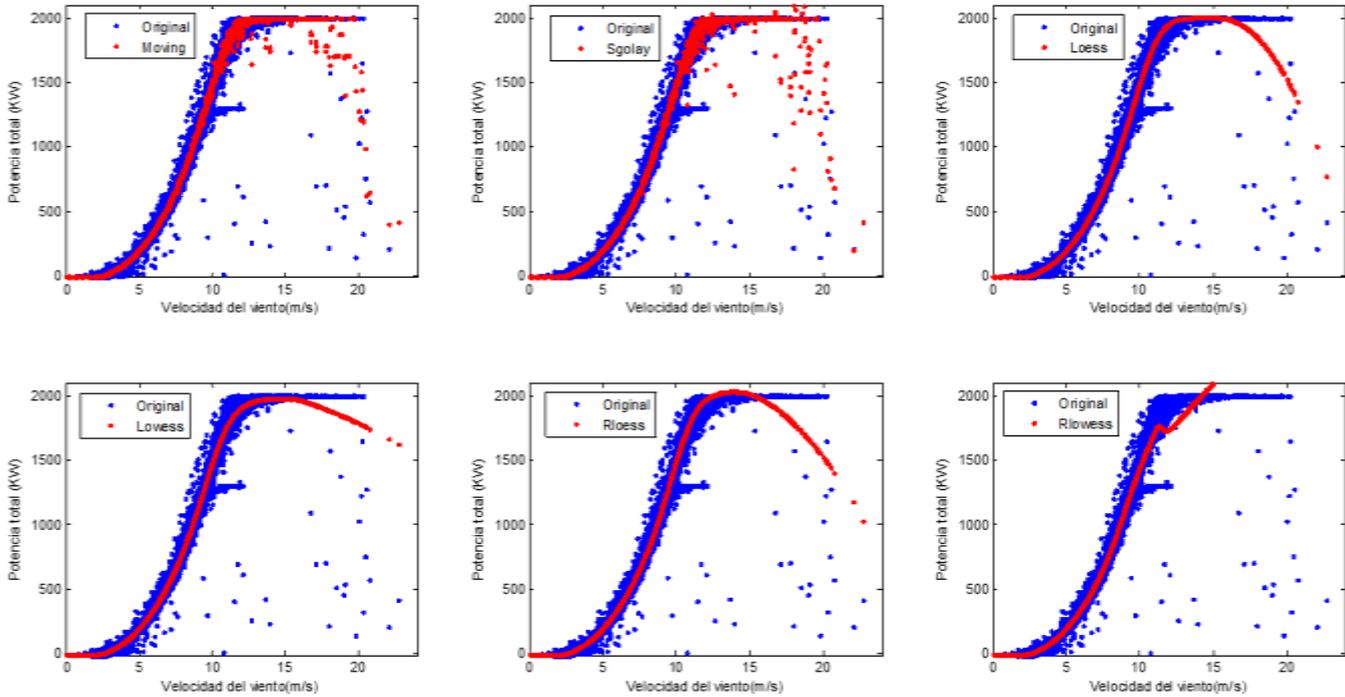


Figura 20: Modelado de la curva de potencia para diferentes métodos smooth (Aerogenerador 4)

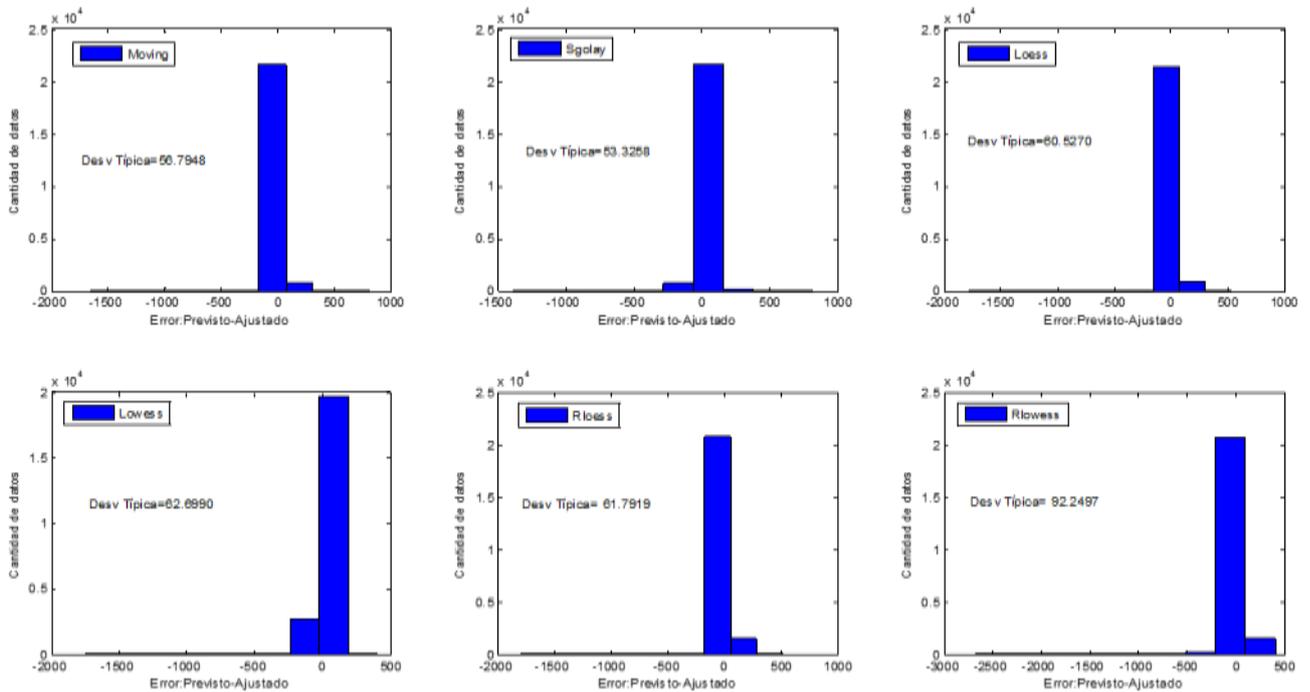


Figura 21: Histograma de modelado curva de potencia para diferentes métodos smooth (Aerogenerador 4)

Es evidente que tal y como se preveía se descartan los modelos 'moving' y 's-golay' dado que no se obtiene una curva perfectamente definida, sino que en su lugar se sigue preservando la masa de puntos de funcionamiento original, pero en un formato mucho más concentrado según la figura 20. Aunque su error se encuentra acorde al resto de modelo según se muestra en la figura 21, por el perfil que cobran no son válidos. Sin olvidar la ausencia de detección de

puntos atípicos. Esto se puede ver reflejado en mayor medida en velocidades en las que la máquina comienza a trabajar en condiciones de sobre funcionamiento, a partir de los 12 m/s de velocidad de viento, debido a los puntos de funcionamiento originados por la histéresis de alto viento, bajo este contexto el modelo comienza a dispersarse. Principal causa de los puntos esporádicos a altas velocidades. Esto no indica que por los puntos dispersos a altas velocidades sea el principal indicador de la eliminación de estas propuestas porque realmente el funcionamiento del aerogenerador que interesa se encuentra en el tramo recto de la curva, siendo éste su tramo de funcionamiento ordinario. Pero la representación de los puntos dispersos sin seguir una curva definida se repite a lo largo de todo el recorrido de la curva, aunque aparentemente pueda apreciarse a partir de los 10 m/s.

Habría por lo tanto que considerar entre los modelos 'loess' y 'lowess'. Las principales diferencias entre ambos modelos es el grado del polinomio a la hora de observar las desviaciones para cada punto según el alcance. Siendo de primer grado para 'lowess' y de segundo para 'loess'. Cuanto más elevado sea el grado del polinomio, más precisión es alcanzable por lo grados de libertad. Es por ello que se descarta el modelo 'lowess' aunque visualmente su resultado tiene sentido para lo que se pretende perseguir. Además, el error y la desviación típica en este método se encuentra dentro de los más elevados dentro de las propuestas. Por otro lado, también se descarta el modelo 'rloess' por el mismo motivo incluyendo que según los resultados obtenidos a partir de los 11 m/s, cobra una estructura lineal saliéndose por completo de la tendencia. Incluyendo que su desviación típica es con creces la más elevada de los disponibles.

Finalmente, el modelo que mejor se ajusta es el 'rloess'. Sorprendente similar al 'loess' tanto gráficamente como en el histograma y la desviación típica. Solo difieren en décimas. Este modelo, aunque aparentemente similar a los previamente descartados gracias a su precisión de cálculo y valoración de la información, es el modelado que refleja el comportamiento normal óptimo dentro de la valoración. 'Loess' tiene un indicador menos que el escogido, por lo que a pesar de que ser prácticamente idéntico a 'rloess', éste tiene un indicador más de precisión y el procedimiento es más robusto por lo que decide escoger este modelo como representación. A continuación, se adaptará este estudio a los demás aerogeneradores y se escogerá aquel modelo que en conjunto ofrezca el mejor ajuste que no tiene por qué coincidir.

AEROGENERADOR 5

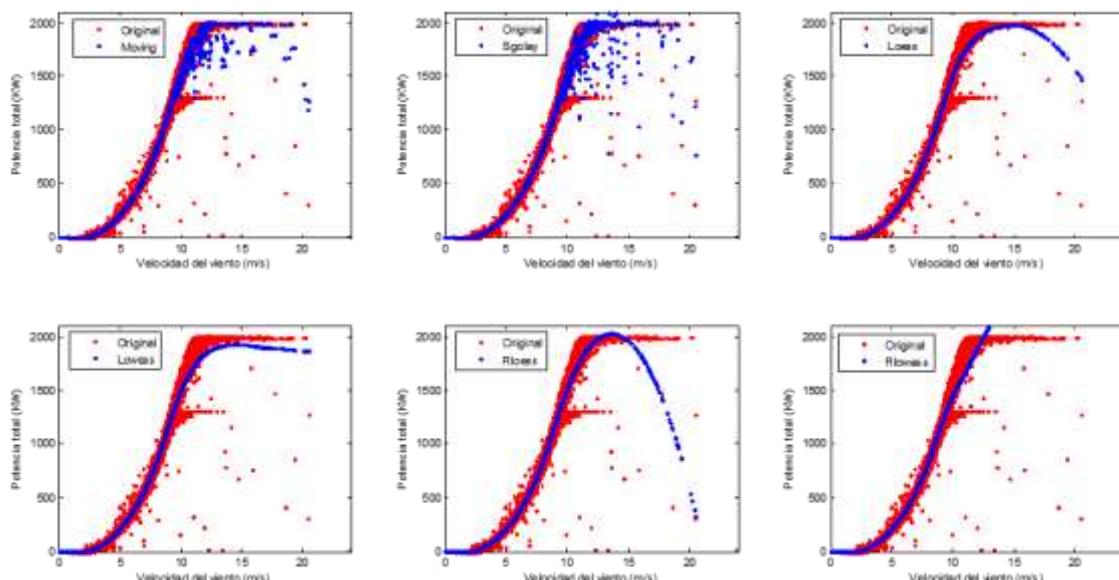


Figura 22: Modelado de la curva de potencia para diferentes métodos smooth (Aerogenerador 5)

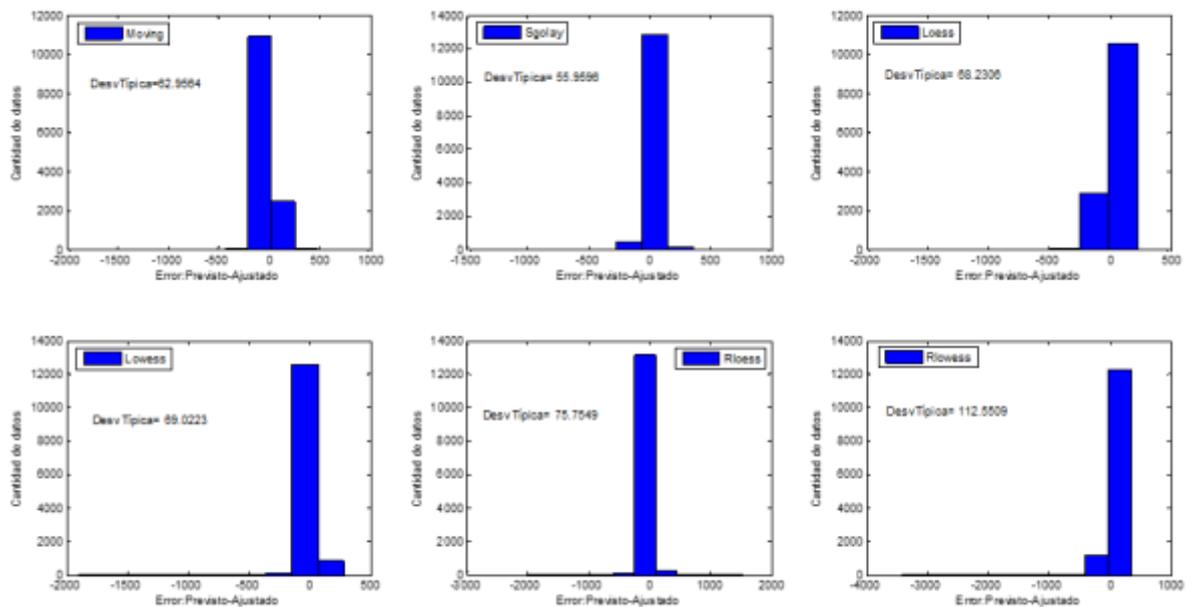


Figura 23: Histograma de modelado curva de potencia para diferentes métodos *smooth* (Aerogenerador 5)

Por el mismo motivo que con el aerogenerador 4, para el aerogenerador 5 se descartan los métodos *moving* y *sgolay* porque en torno a lo 10m/s según la gráfica 22, deja de ser un ajuste lineal y el modelo lo conforman puntos dispersos sin ningún tipo de orden. Se descarta el modelo *lowess* ya que según la figura 22, el ajuste resulta quedar por debajo de los datos originales. En el momento de saturación de la máquina para la curva ajustada, queda bastante por debajo del original. Todo esto ocurre a partir de los 12m/s aproximadamente. También se descarta el modelo *rloess* a partir de los 7m/s parece que la recta ajustada se desvía. Además, según el histograma de la figura 23 para este modelo presenta una desviación típica y errores muy altos. Quedándose de nuevo la elección entre *loess* y *lowess*. Visualmente según la figura 22 parece que proporciona un mejor ajuste *loess*. Ahora sí que hay diferencia entre las desviaciones típicas de ambos, siendo mayor la del método *loess*. La distribución de los errores es mayor para el método *lowess*. Por ambos argumentos en este caso el mejor ajuste de los modelos *smooth* para este aerogenerador es el *loess*.

AEROGENERADOR 45

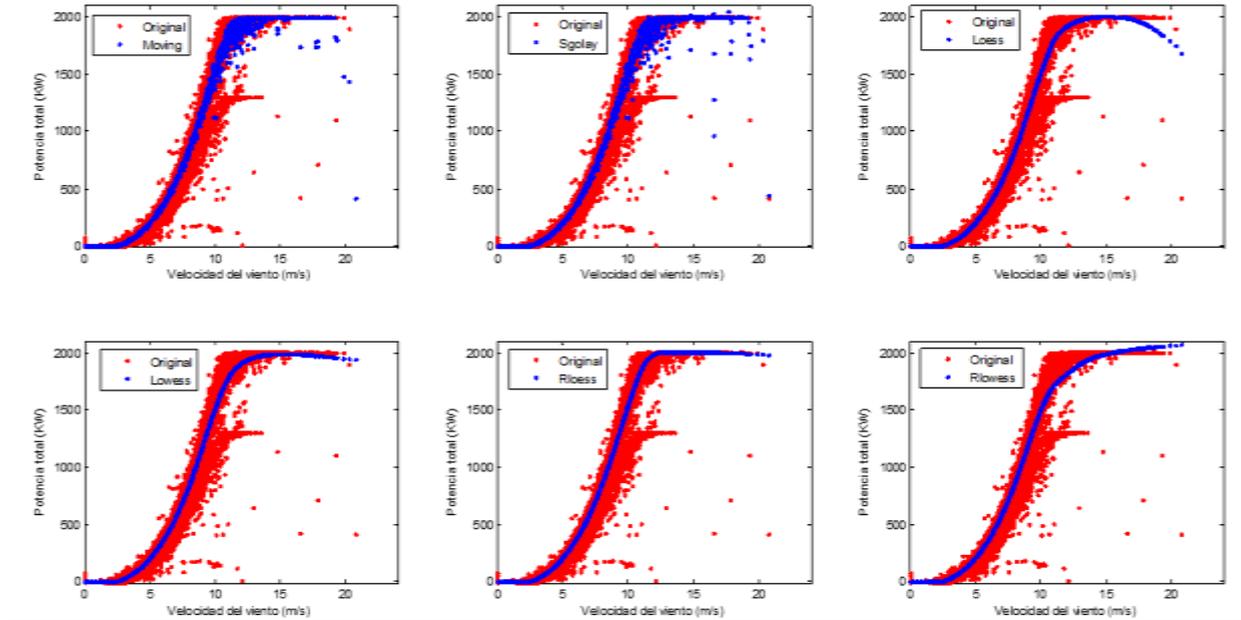


Figura 24: Modelado de la curva de potencia para diferentes métodos smooth (Aerogenerador 45)

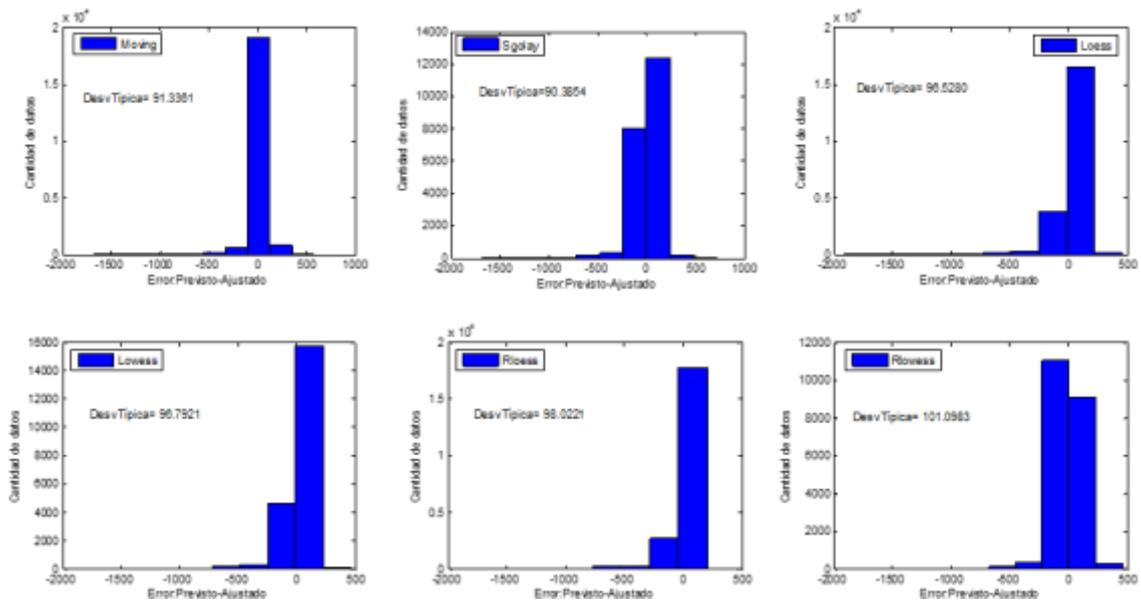


Figura 25: Histograma de modelado curva de potencia para diferentes métodos smooth (Aerogenerador 45)

Las gráficas 24 y 25 son los resultados para el caso del aerogenerador 45. Como era de esperar, ocurre la misma situación que con los casos anteriores. Se descartan de nuevo los métodos *moving* y *sgolay*. También se descarta el modelo *rlowess* porque cobra una forma que bajo la figura 24 en el momento del codo de saturación deja una inmensa cantidad de puntos por encima. Dando a entender que el ajuste no parece muy acertado. Incluso se refleja en la figura 25 con la desviación típica más alta de todas. Según la figura 24 no queda tan claro cuál de los tres modelos restantes puede ser mejor. La figura 25 tiene que convertirse en la decisiva. Los tres tienen una desviación típica muy parecida, por lo que la elección se basará en la distribución de los errores. Se encuentran entre un margen de ± 500 kW. Sin embargo, el que

parece que tiene una distribución más concentrada en cero, ése es el método *rlowess*. Aunque parece ser que cualquiera de los tres modelos habría sido una buena opción.

AEROGENERADOR 46

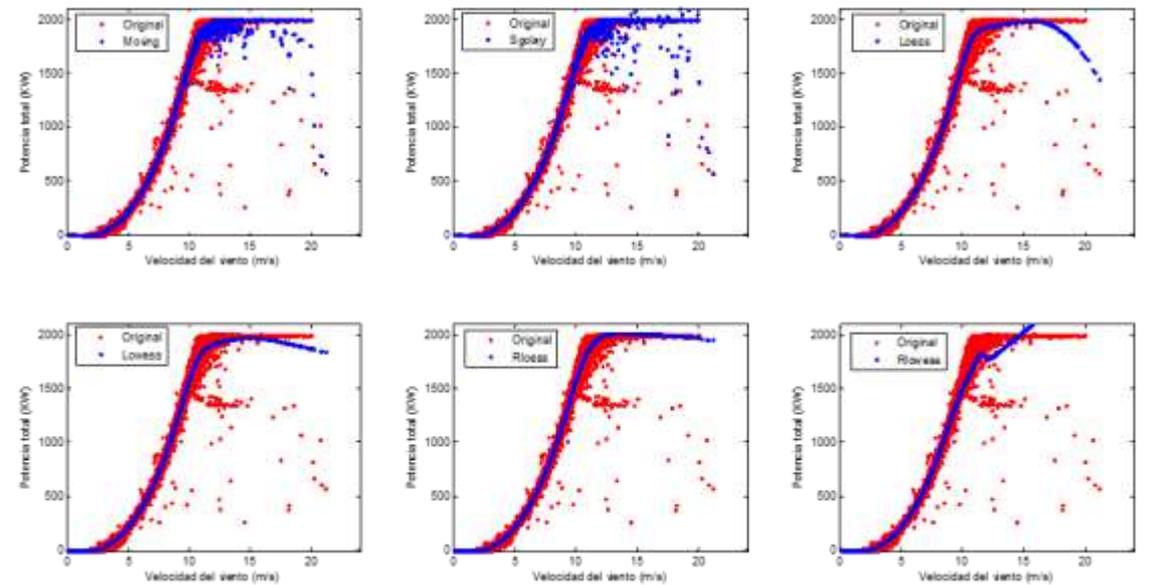


Figura 26: Modelado de la curva de potencia para diferentes métodos *smooth* (Aerogenerador 46)

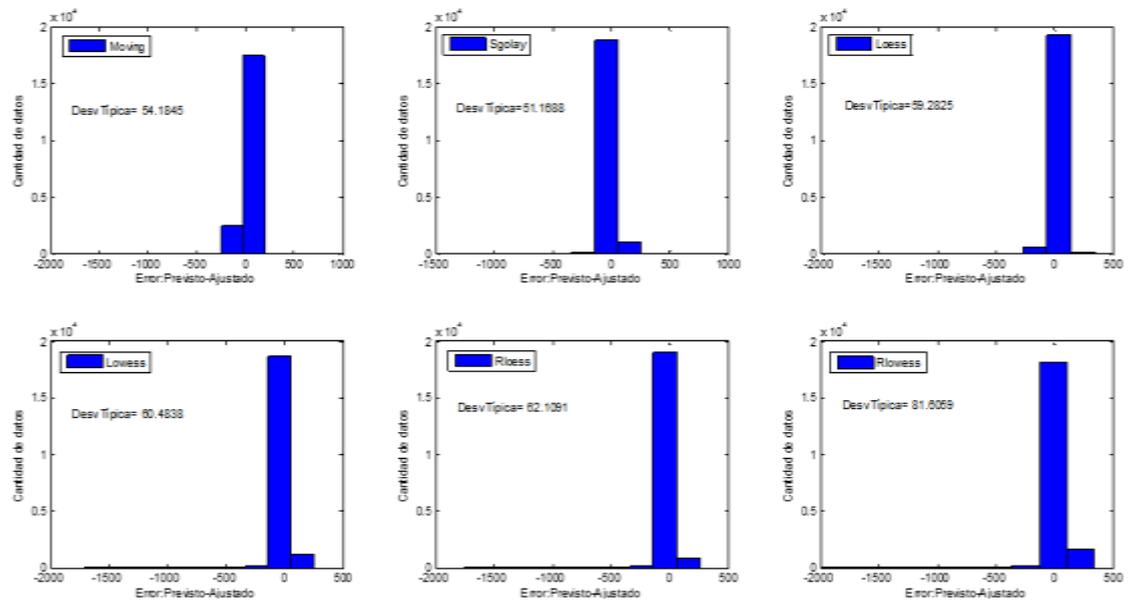


Figura 27: Histograma de modelado curva de potencia para diferentes métodos *smooth* (Aerogenerador 46)

Para el último aerogenerador, el 46 la figura 26 y 27 son sus correspondientes resultados. De nuevo se descartan por los mismos motivos que los expuestos antes, los modelos *sgolay* y *moving* por lo mostrado en la figura 26. El ajuste *rlowess* parece tener un ajuste similar al obtenido en el aerogenerador 4. Por el mismo motivo que antes se descarta. Es necesario anotar que se esperaba que el modelo *rlowess* fuese una buena opción a considerar para el ajuste. No obstante, no parece ajustarse a las necesidades, al menos en este caso. La distribución del error es ligeramente peor según el modelo *lowess* frente a los restantes. La elección entre

rloess y *loess* serían ambos muy buena opción. Su distribución de las desviaciones es muy similar. Por la figura 26 se decide escoger el modelo *rloess* porque su ajuste parece visualmente más acertado y por la teoría del procedimiento matemático más preciso que sigue este ajuste. La tabla 2 recoge el resumen de los modelos para el ajuste de la curva de potencia para cada uno de los aerogeneradores. Se ha conseguido a partir de las medidas en tiempo real, reducir los datos y encontrar un modelo que consiga representar de forma concisa la curva de potencia.

Aerogenerador	Modelo <i>smooth</i> final
4	'rloess'
5	'loess'
45	'rloess'
46	'rloess'

Tabla 2: Modelo *smooth* final para cada aerogenerador

4.4 MODELADO DEL COMPORTAMIENTO NORMAL DEL AEROGENERADOR A TRAVÉS DE SU CURVA DE POTENCIA

4.4.1 Objetivo

Elegido ya el modelo que mejor representa la tendencia de la curva de potencia, es indispensable obtener una expresión analítica de la curva para poder trabajar de ahora en adelante matemáticamente. Pudiendo así elaborar del modelo de determinación de anomalías del aerogenerador.

Se ha de recordar, tras filtrar los datos innecesarios, se dispuso a modelar la curva de potencia que englobase el comportamiento habitual del aerogenerador. Inicialmente se barajó la posibilidad del ajuste paramétrico por polinomios, pero se acabó optando por precisión a un modelo no paramétrico. El modelo no lineal ni parametrizable es capaz de a base de iteraciones conseguir con suficiente precisión la tendencia de la curva de potencia. Sin olvidar que, a diferencia de los modelos lineales, éstos eran capaces de clasificar el grado de importancia de cada punto de funcionamiento, es decir, sabían detectar aquellos puntos anómalos. El principal inconveniente es que no se puede expresar el modelo de forma paramétrica.

El objetivo de este apartado es conseguir un modelado del comportamiento normal de un aerogenerador a través su respectiva curva de potencia. La complejidad a la hora de encontrar una expresión analítica para el modelo frente a la base de datos que se disponía inicialmente se ve reducida. Con el nuevo modelo, aunque no paramétrico, es más sencillo encontrar una función paramétrica que defina dicha curva ya que ahora se conoce la tendencia de la información.

Para ello, se estudiarán diferentes ajustes para la curva de potencia que consigan devolver funciones analíticas en base a las propiedades de la curva de potencia que se ha adquirido hasta el momento. Se abarcarán desde funciones polinómicas hasta funciones gaussianas. Se analizarán por separado y al final conjuntamente cada una de las alternativas para conseguir encontrar aquella cuyo error sea mínimo través del cálculo de diferentes indicadores que plasmen el desvío con respecto a la curva original ajustada y otros que hagan referencia al error. Esto ayudará la detección de anomalías respecto al comportamiento esperado.

El tramo de funcionamiento ordinario de un aerogenerador reside en velocidades de viento desde el momento de arranque hasta los 15 m/s. A partir de ese momento entramos en el momento de saturación de la máquina llegando así a su límite de potencia nominal. A causa de que el principal objetivo fundamental es ver las desviaciones que se producen en la curva a lo largo de los años, carece de importancia considerar tramos a partir de dicha velocidad dado que todos habrán alcanzado el límite de saturación para ese instante. Asimismo, la curva ajustada en la figura 28 a partir de velocidades en torno a los 16 m/s decae, ello puede ser originado por falta de puntos a esas velocidades. Esta idea es considerada como otro argumento que justifique la necesidad de almacenar únicamente toda la información relativa al funcionamiento normal del aerogenerador, esto es para las velocidades mencionadas al principio. La figura 28 muestra la aplicación de este concepto en uno de los aerogeneradores.

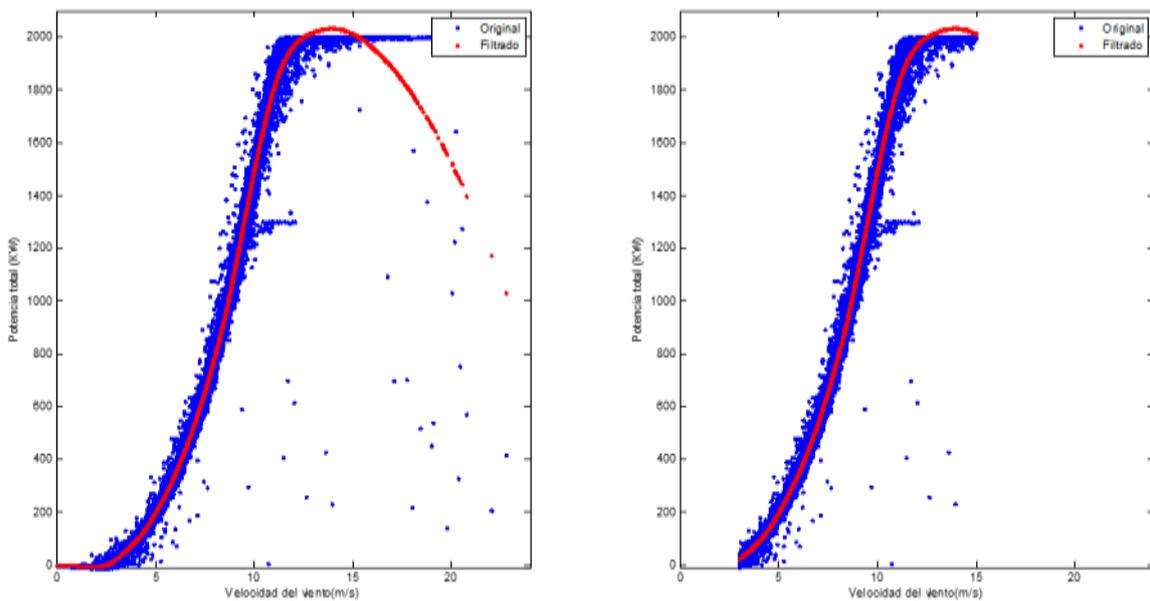


Figura 28: Ejemplo filtrado de curva de potencia para tramo de funcionamiento normal (Aerogenerador 4)

Dentro de la figura 28 la imagen de la izquierda representa los resultados obtenidos con el modelo no paramétrico para el año de referencia 2008 y la imagen situada a la derecha es la curva filtrada para el tramo de interés. Dependiendo del aerogenerador se filtrará a más o menos velocidad. Esto es para velocidades comprendidas entre la velocidad a partir de la cual comienza a ser rentable la producción energética, 3 m/s, hasta la velocidad e incluso un valor ligeramente superior de saturación. Se partirá de esta nueva curva para la búsqueda de la mejor expresión analítica posible para los cuatro aerogeneradores.

Se plantearán diferentes modelos analíticos que se han estudiado y finalmente se escogerá el más adecuado según la curva de potencia ajustada para facilitar el análisis del comportamiento anómalo del aerogenerador en los años posteriores.

4.4.2 Fitting curve (smoothing spline)

Para comenzar, se ha probado a ajustar el modelo no paramétrico de la curva de potencia, interviniendo las variables de la velocidad del viento y la potencia generada, con el ajuste *fit* que facilita Matlab. Se puede acceder directamente una vez adquirida la curva, a través

de las herramientas para las gráficas o bien programándolo, que es el caso. El comando responde a la expresión (11).

$$[f, G, OUT] = fit(x, y, 'smoothingspline') \quad (11)$$

- x : vector columna de una matriz, correspondiente al eje de abscisas de la curva, velocidad del viento en m/s del año 2008 del aerogenerador correspondiente.
- y : vector columna de una matriz, correspondiente al eje de ordenadas de la curva, potencia generada en kW del tramo recta de la curva para el año 2008 del aerogenerador.
- $'smoothingspline'$: El tipo de ajuste especificado. Se pueden encontrar otros ajustes. Existen métodos tanto para curvas como superficies. Interesa un método preciso pero que sea adecuado para una curva.

Método de ajuste	Descripción
$'poly1'$	Curva polinomio lineal
$'poly11'$	Superficie polinomio lineal
$'poly2'$	Curva polinomio cuadrático
$'linearinterp'$	Interpolación lineal por tramos
$'cubicinterp'$	Interpolación cúbica por tramos
$'smoothingspline'$	Splin suavizado (curva)
$'lowess'$	Regresión local lineal (superficie)

Tabla 3: Métodos de ajuste (comando fit)

- f : encapsula todos los resultados del ajuste del modelo especificado, en este caso de $'smoothingspline'$.
- G : devuelve una serie de medidas de interés para el ajuste, para las entradas seleccionadas. Incluye los campos:

G	Descripción
SSE	Suma de cuadrado debido a error
R2	Coefficiente de determinación o R^2
adjustedR2	Grado de libertad ajustado R^2
stdError	Error cuadrático medio o error de ajuste estándar

Tabla 4: Composición del parámetro G

- OUT : devuelve una estructura con valores de salida apropiados según el método elegido. Si por ejemplo se tratase de un modelo no lineal, contendría el número de iteraciones, los residuos y otros parámetros que puedan resultar de interés.

Para conocer cómo se ha calculado dicho ajuste, hay que definir el proceso de iteración que sigue el modelo 'Smoothing Spline'. Por lo general se utiliza para ajustes de datos con ruido, es decir, cuya función o señal esta levemente distorsionada.

Está construido según las especificaciones del parámetro p y las ponderaciones w_i . Este método minimiza esta función. Si las ponderaciones no están especificadas, se asume que valen uno independientemente de lo puntos.

$$p \sum_i w_i (y_i - s(x_i))^2 + (1 - p) \int \left(\frac{d^2 s}{dx^2} \right)^2 dx \quad (12)$$

El valor de p está comprendido entre 0 y 1. Si p vale cero produce un ajuste de la información de línea recta por mínimos cuadrados. Mientras que, si vale uno, produce una interpolación por splin cúbico. Si no especifica el valor de dicho parámetro, se hará un ajuste automático. El rango de interés suele estar próximo al valor $1/(1+h^3/6)$ donde h es el promedio de los espacios entre los puntos. A causa de que este método tiene asociado un parámetro, se podría considerar dicho ajuste como un modelo paramétrico en dicho sentido. Sin embargo, también son considerados distintos polinomios definidos por tramos como por ejemplo splin cúbico que son considerados modelos no paramétricos. Según los resultados que se obtengan de este ajuste se comprobará si es posible o no posible adquirir una expresión analítica de la curva de potencia.

Explicado el planteamiento que persigue este método de ajuste se expone en la figura 29 un ejemplo del resultado del ajuste por el splin cubico de la curva de potencia para uno de los aerogeneradores. Cuando se expliquen todos los ajustes posibles, se mostrarán los resultados para cada uno de ellos.

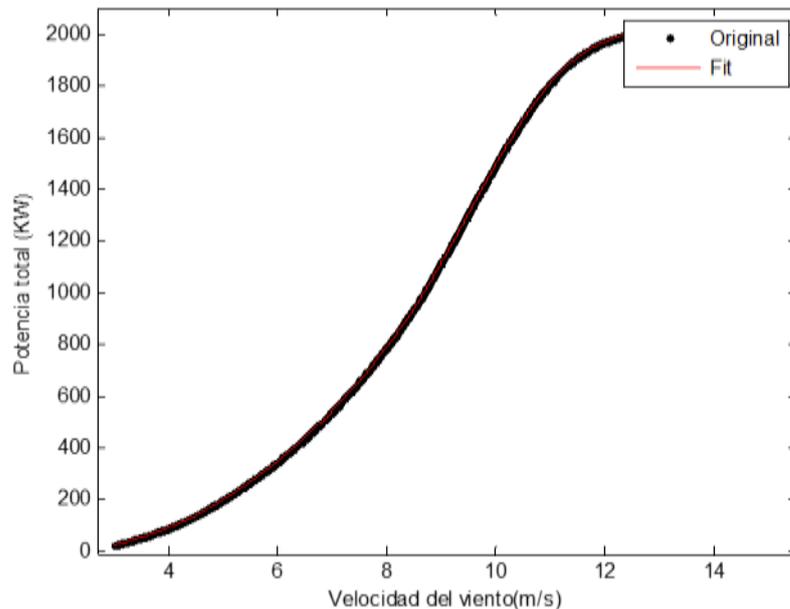


Figura 29: Ajuste analítico por *splin* cubico de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

La curva de color negro representa la curva potencia original pero modificada previamente con el comando *smooth*, nuestro objetivo es conseguir una nueva curva ajustada la cual sea viable obtener su expresión analítica lo más precisa posible. Por otro lado, la curva de color rojo hace referencia a la curva ajusta con el splin cúbico. A priori parece un buen ajuste ya que la aproximación no parece sobresalir los límites que definen la curva original. A pesar que puede ser considerada una buena aproximación, se tendrá que dedicar íntegramente una sección al análisis de los resultados y la comparación entre los distintos ajustes recogidos. De igual manera, como se ha comentado, el principal inconveniente de este ajuste es que en ocasiones no garantiza que el modelo obtenido sea parametrizable porque haya tenido que recurrir a un modelo no paramétrico. Principalmente se ha dispuesto a representar esta gráfica 29 con el objetivo de tener una primera toma de contacto con uno de los resultados obtenidos.

4.4.3 Ajuste por polinomios

En este caso se pretende comprobar si dentro de los ajustes planteados al principio del proyecto a la hora de averiguar la tendencia de la posible degradación del comportamiento del aerogenerador, pueden ser bajo estas nuevas condiciones considerados de utilidad. Al comienzo del estudio se descartó la posibilidad de este ajuste al comprobar que la curva aproximada se encontraba lejos de lo que podía ser un ajuste lo suficientemente aceptable. La principal causa de la mala actuación de este ajuste reside en que, al tener originalmente una gran cantidad de puntos distribuidos de manera dispersa a lo largo de las velocidades, este ajuste no era capaz de trabajar con esos puntos de funcionamiento.

Sin embargo, ahora que se plantea otro tipo de información ya filtrada, y considerablemente más lineal, la fiabilidad del ajuste por polinomios puede verse incrementada e incluso pueda ser capaz de expresar de forma analítica dicho modelo.

Este ajuste encuentra los coeficientes del polinomio del grado a determinar que se ajuste a la base de datos desde el punto de vista de mínimos cuadrados.

$$[P, S] = \text{polyfit}(x, y, N) \quad (13)$$

- *x*: Vector a especificar del eje de abscisas de la curva a ajustar, velocidad del viento en m/s. En algunos casos puede salir un mensaje de error en el caso en el que tenga puntos repetidos o que dichos puntos han de ser centralizados y escalados.
- *y*: Vector cuyo contenido son los valores a ajustar de la curva, potencia generada en kW.
- *N*: Grado del polinomio a ajustar, especificado como número natural positivo. En este caso se utilizará de grado 10, lo suficientemente elevado, pero implica muchos parámetros.
- *P*: Vector que contiene los coeficientes del ajuste por mínimos cuadrados. Tiene una longitud de *N+1*, los coeficientes están clasificados en potencia decreciente con el mayor grado *N*.
- *S*: Estructura de estimación de error. Esta salida opcional luego puede ser empleada como valor de entrada de un comando que se explicará a continuación denominado *polyval*. Esta estructura contiene la presente información. Se estudiará en profundidad el significado de estos valores cuando se realice la búsqueda de la mejor alternativa.

S	Descripción
R	Factor triangular de la descomposición de la matriz de Vandermonde
df	Grados de libertad
normr	Norma de residuos

Tabla 5: Composición del parámetro S

Este ajuste recoge la información contenida en el vector *x*, eje de abscisas de la función a ajustar, forma la matriz de Vandermonde con *N+1* columnas, resultando el siguiente sistema lineal.

$$\begin{pmatrix} x_1^{n+1} & x_1^n & \dots & 1 \\ x_2^{n+1} & x_2^n & \dots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_n^{n+1} & x_n^n & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{pmatrix}, \quad (14)$$

Dado que las columnas de la matriz de Vandermonde son potencias del vector x , para ajustes de altos órdenes, el número de condición es normalmente mayor. Refleja la sensibilidad ante pequeños fallos en valores del eje x . Resultando una matriz de un único coeficiente. Para conseguir un mejor ajuste en estos casos es recomendable escalar y centrar.

En problemas con muchos puntos, el incremento de los grados de libertad de un polinomio no siempre va asociado a un mejor ajuste. Polinomios de altos grados pueden ser variables entre los datos, implicando un ajuste más pobre. En ocasiones las funciones que representan las expresiones polinómicas por naturaleza tienen a oscilar debido a la superposición de influencias de órdenes de potencias. Por ello no siempre son buenas aproximaciones para información con limitaciones o monótona. Se tendrá por lo tanto que observar si el ajuste del polinomio para el grado diez es lo suficientemente bueno y los cálculos necesarios para tener una valoración numérica del grado de precisión del ajuste. Se podría valorar igualmente un ajuste polinómico de menor grado, pero la precisión del ajuste sería inferior a causa de la limitación de los grados de libertad. Por ello se sigue probando el ajuste de grado diez. No interesa evaluar para grados mayores porque se entraría en un ajuste con más parámetros de los deseados.

Es necesario tener en cuenta que este ajuste implica un gran número de parámetros y el objetivo de la búsqueda de la expresión analítica de la curva de potencia de nuestro año de referencia debe de tener un equilibrio asignado entre número de parámetros del ajuste y su respectivo error.

Determinados los parámetros que constituyen la aproximación por polinomio de grado diez, surge la necesidad de construir la expresión propiamente dicha ya que únicamente nos devuelve coeficientes individuales ordenados de mayor a menor grado y no la función con posible dependencia del vector de entrada. Requiere una expresión capaz de devolver el resultado de la función polinómica para cada velocidad del viento en cuestión.

$$[Y, DELTA] = polyval(P, X, S) \quad (15)$$

$$Y = P(1) * X^N + P(2) * X^{N-1} + \dots + P(N) * X + P(N + 1) \quad (16)$$

- P : Vector de longitud $N+1$, en este caso 11, cuyos elementos son los coeficientes del polinomio en orden descendente. Los obtenidos a la salida del comando *polyfit*.
- X : Puede ser tanto una matriz como un vector, el polinomio es evaluado para cada uno de los puntos que componen este parámetro, velocidades del viento en m/s.
- S : Es la estructura previamente comentada que reportaba el comando *polyfit*, dependiendo del caso, puede ser opcional. Es una de las herramientas que se utiliza para generar la estimación del error de predicción DELTA.
- Y : Devuelve el valor del polinomio P evaluado en X .

- *DELTA*: Estimación de la desviación típica del error en predecir una observación futura en el punto X por P(X).

Hay que recalcar que este proceso se repite para tantas veces como puntos de funcionamiento para diferentes velocidades exista.

Al igual que con el ajuste por el *splin* cubico, se plantea la representación en primera instancia del resultado obtenido en uno de los aerogeneradores tras este ajuste con el fin de tener una primera impresión visual del modelo final con la figura 30.

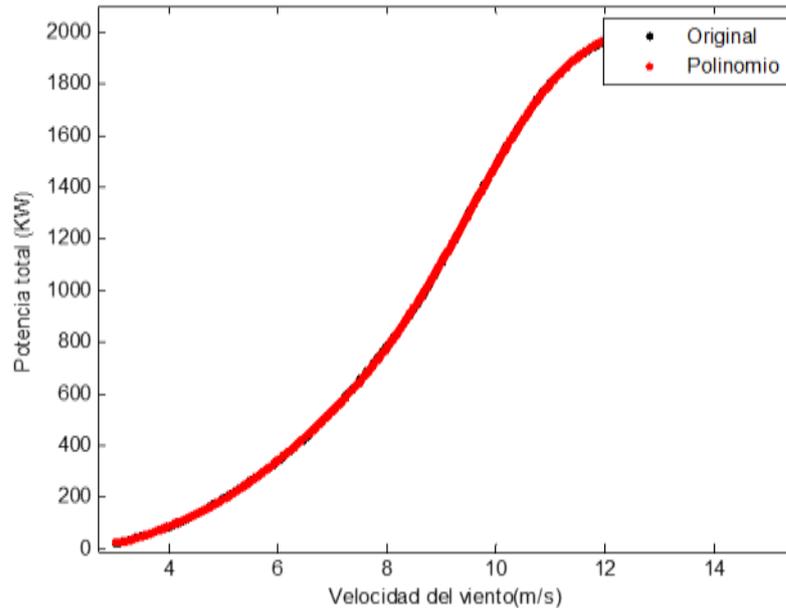


Figura 30: Ajuste analítico polinómico de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

En este caso parece que la curva original de potencia queda prácticamente en su totalidad cubierta por el ajuste polinómico. Más adelante se representará en detalle la distribución de los errores frente al perfil original en conjunto con los demás ajustes junto con su aplicación en el resto de aerogeneradores. De la figura 30 se puede extraer que este ajuste puede ser también interesante de tener en cuenta ya que cobra la misma forma que la original pero no se puede apreciar con precisión hasta qué punto es lo suficientemente acertado este ajuste. Reclamando así la necesidad de ejecutar un estudio mucho más en detalle y en profundidad de los errores que los programas pueden facilitarnos además de si la situación lo requiere, crear parámetros adicionales donde las diferencias entre los modelos queden reflejadas de una manera más acorde.

4.4.4 Ajuste exponencial

Se planteó la posibilidad de tener en cuenta cómo sería el resultado si se elaborase un ajuste capaz de conseguir una expresión analítica cuya estructura sea exponencial. A causa de la explicación, originalmente la curva de potencia que representa mayormente el funcionamiento de un aerogenerador depende exponencialmente de la velocidad del viento. Concretamente de la velocidad del viento al cubo. Se pretende observar si esta dependencia teórica cumple con un aerogenerador real.

Se recurrirá de nuevo al ajuste de *polyfit* pero esta vez se le dará otra finalidad diferente. Es sabido que aparentemente este comando reporta los coeficientes del polinomio de un grado a elección propia, introduciendo los valores que se pretende ajustar. La tabla adjunta expresa las diferentes alternativas de este comando donde se puede interactuar con los valores de entrada para conseguir las siguientes funciones deseadas.

Función	Llamada a <i>polyfit</i>
$y = c * x^a$	$p = polyfit(\log(x), \log(y), 1)$
$y = c * e^{ax}$	$p = polyfit(x, \log(y), 1)$
$y = a * \ln(x) + c$	$p = polyfit(\log(x), y, 1)$
$y = \frac{1}{ax + c}$	$p = polyfit(x, 1./y, 1)$

Tabla 6: Programación funciones comando *polyfit*

Por consiguiente, se recurrirá a la expresión 17 donde los principales parámetros coinciden con los del ajuste por el polinomio de grado diez.

$$[P, S] = polyfit(\log(x), \log(y), 1) \quad (17)$$

- *x*: Vector a especificar del eje de abscisas de la curva a ajustar, velocidad del viento en m/s. En algunos casos puede salir un mensaje de error en el caso en el que tenga puntos repetidos o que dichos puntos han de ser centralizados y escalados.
- *y*: Vector cuyo contenido son los valores a ajustar de la curva, potencia generada en kW.
- *N*: Grado del polinomio a ajustar, especificado como número natural positivo. En este caso se utilizará de grado 10, lo suficientemente elevado, pero implica muchos parámetros.
- *P*: La principal singularidad frente al comando ordinario es que, en lugar de proporcionar los coeficientes de la función a ajustar, únicamente devuelve dos valores. El primer elemento corresponde con el parámetro *a* y el segundo con el parámetro *c*, ambos de la tabla anterior mostrada. Inicialmente se espera que el primer parámetro se encuentre próximo a tres y el segundo a la multiplicados de los parámetros teóricos que definen dicha curva. Engloba elementos tales como la densidad del aire como el área del rotor.
- *S*: Estructura de estimación de error. Esta salida opcional luego puede ser empleada como valor de entrada de un comando que se explicará a continuación denominado *polyval*.

Determinados los resultados posibles a obtener se representa la gráfica de la figura 31 correspondiente a este ajuste en uno de los aerogeneradores.

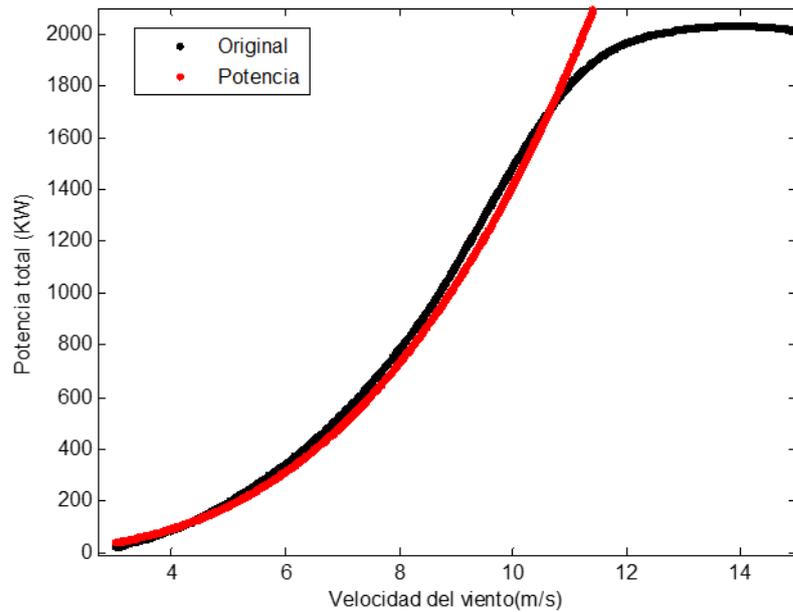


Figura 31: Ajuste analítico exponencial de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

Claramente, según la figura 31 presente, se aleja con creces a lo que podría ser un buen ajuste. En numerosos momentos sobrepasa los límites que establece la curva de potencia original. Especialmente, una vez alcanzados los 11 m/s, forma lo que parece ser una asíntota, característica propia de las funciones potenciales. Pero desde el comienzo de la velocidad útil va superando los límites en numerosas ocasiones, concretamente a partir de los 8 m/s. Es inevitable prever que, aun desconociendo los errores y desviaciones frente a la función original, este ajuste va ser indudablemente descartado. Con ello se demuestra que no todo planteamiento teórico tiene que necesariamente que coincidir con la realidad. Como se puede observar incluso en la zona de trabajo habitual, que es para velocidades comprendidas entre los 3 y 14 m/s, no es un ajuste aparentemente aceptable para el estudio.

4.4.5 Ajuste con Gauss2

A lo largo de la búsqueda de aquella función capaz de representar analíticamente la curva de potencia, se ha descubierto un modelo digno de mención además de poder resultar bastante interesante de evaluar, cuyo nombre es el modelo gaussiano. Para conocer cómo programar dicho modelo en Matlab, sigue los mismos patrones que el ajuste por el splin cúbico, pero en su lugar se hace con el ajuste gaussiano.

$$[fg, Gg, OUTg] = fit(x, y, 'gauss2') \quad (18)$$

- x : Vector columna de una matriz, correspondiente al eje de abscisas de la curva, velocidad del viento en m/s del año 2008 del aerogenerador correspondiente.
- y : Vector columna de una matriz, correspondiente al eje de ordenadas de la curva, potencia generada en kW del tramo recta de la curva para el año 2008 del aerogenerador.

- *'gauss2'*: El tipo de ajuste especificado. Se pueden encontrar otros ajustes. Según el valor que acompañe a la palabra gauss determinara el número de parámetros que resultarán del proceso.

Nombre modelo gaussiano	Ecuación
<i>'gauss1'</i>	$Y = a1 * \exp\left(-\left(\frac{x - b1}{c1}\right)^2\right)$
<i>'gauss2'</i>	$Y = a1 * \exp\left(-\left(\frac{x - b1}{c1}\right)^2\right) + a2 * \exp\left(-\left(\frac{x - b2}{c2}\right)^2\right)$
<i>'gauss3'</i>	$Y = a1 * \exp\left(-\left(\frac{x - b1}{c1}\right)^2\right) + \dots + a3 * \exp\left(-\left(\frac{x - b3}{c3}\right)^2\right)$
<i>... etc, hasta 'gauss8'</i>	$Y = a1 * \exp\left(-\left(\frac{x - b1}{c1}\right)^2\right) + \dots + a8 * \exp\left(-\left(\frac{x - b8}{c8}\right)^2\right)$

Tabla 7: Funciones gaussianas

- *fg*: Encapsula todos los resultados del ajuste del modelo especificado, en este caso de *'gauss2'*.
- *Gg*: Devuelve una serie de medidas de interés para el ajuste, para las entradas seleccionadas. Incluye los campos:

G	Descripción
SSE	Suma de cuadrado debido a error
R2	Coefficiente de determinación o R ²
adjustedR2	Grado de libertad ajustado R ²
stdError	Error cuadrático medio o error de ajuste estándar

Tabla 8: Composición medidas parámetro Gg

- *OUTg*: Devuelve una estructura con valores de salida apropiados según el método elegido. Si por ejemplo se tratase de un modelo no lineal, contendría el número de iteraciones, los residuos y otros parámetros que puedan resultar de interés.

Para adquirir un conocimiento general del significado de este modelo se precisa partir de la principal expresión que rige es la expresada (19).

$$y = \sum_{i=1}^n a_i e^{[-\left(\frac{x-b_i}{c_i}\right)^2]} \quad (19)$$

Cada variable de la función define un parámetro de la distribución gaussiana según refleja la figura 32,

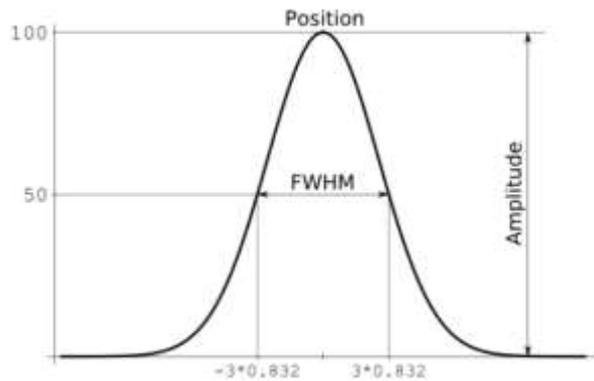


Figura 32: Ejemplo distribución modelo gaussiano

- a : amplitud de la distribución.
- b : posición respecto al eje de abscisas. También denominada posición del centroide.
- c : anchura del pico de forma que $FWHM = 2c \cdot \sqrt{\log(2)}$ tal y como se representa en la figura.

En función del modelo gaussiano que se emplee para el ajuste se superpondrá un número determinado de distribuciones como la de la imagen hasta alcanzar el mejor ajuste adaptable a la curva. Esta expresión es usada en numerosas áreas de la ciencia y la ingeniería además de que actualmente existen varios estudios que analizan los efectos de este modelo.

Para el caso del modelo gaussiano número dos, implicando un doble sumando, traducido en seis parámetros es la siguiente figura 33 adjunta. A diferencia del modelo exponencial este parece ser una gran opción a considerar a la hora de llegado el momento de la sección final llevar a cabo el estudio de la comparación de la precisión que se consigue con cada uno de ellos. No obstante, en puntos específicos a lo largo de las velocidades de viento parece atravesar los límites establecidos. Es por ello que es imprescindible evaluar hasta qué punto dichas desviaciones son lo suficientemente relevantes. Si es considerado un factor determinante que conlleva la eliminación de este modelo o si por el contrario no son lo suficientemente significativas.

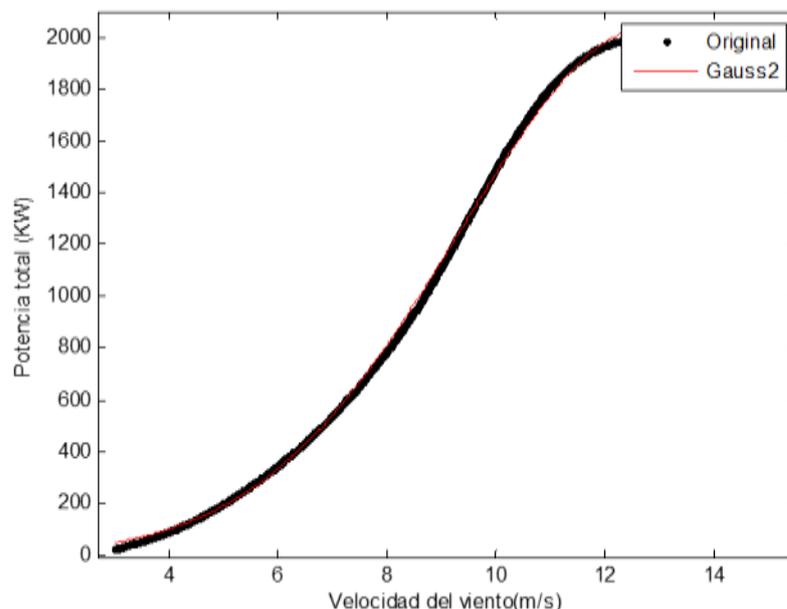


Figura 33: Ajuste analítico modelo gaussiano (6 parámetros) de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

4.4.6 Ajuste con Gauss3

Se ha probado nuevamente el método gaussiano, pero aumentando el número de parámetros. Aunque esto conlleva a una mayor complejidad de la expresión analítica porque en este caso se estaría hablando de nueve parámetros. El objetivo que se está persiguiendo en esta parte del proyecto es encontrar la solución óptima entre el compromiso existente entre la precisión y el número de parámetros dentro de los modelos presentes.

De nuevo la formulación sería (20),

$$[fg, Gg, OUTg] = fit(x, y, 'gauss3') \quad (20)$$

El significado de los parámetros tanto de entrada como de salida permanecen invariables ante el cambio de función. La única peculiaridad es el aumento de dificultad de la expresión. Es interesante estas consideraciones para distintos tipos de modelos gaussianos ya que se ha de comprobar si existe una relación proporcional entre el grado de parámetros y la precisión del resultado. Existe la posibilidad de que se dé el caso, pero se desconoce de antemano.

Según se aprecia en la figura 34 resultante del primer aerogenerador, se observa que aparentemente parece una bastante buena aproximación ya que a diferencia del anterior no aparece visualmente encontrarse fuera de la función original. Aunque se puede apreciar que, al comienzo de la operación, en torno a los 3,5 m/s sí que se desvía ligeramente. Debido a que se encuentra al comienzo de funcionamiento no es un tramo excesivamente preocupante.

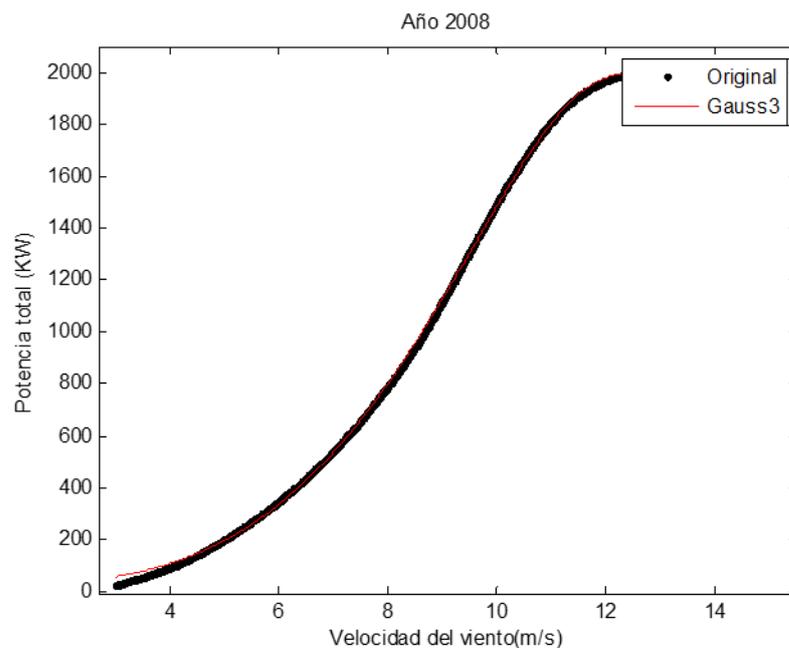


Figura 34: Ajuste analítico modelo gaussiano (9 parámetros) de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

4.4.7 Ajuste con Gauss5

Siguiendo los mismos pasos, este ajuste es el último de los modelos gaussianos a considerar ya que en este caso se ha alcanzado el límite de parámetros que se pretende conseguir dentro de los objetivos de esta sección de estudio. Con esta información se puede afirmar si es imprescindible aumentar el número de parámetros para perseguir la misma precisión que el ajuste polinómico.

$$[fg, Gg, OUTg] = fit(x, y, 'gauss5') \quad (21)$$

El comando permanece invariable únicamente se cambia el número que acompaña al modelo escogido de gauss que en este contexto es el cinco. Dado que cada sumando de la función contiene tres coeficientes determinantes de la distribución, en este caso estaríamos hablando de una expresión compuesta por quince coeficientes, extremadamente elevado a lo buscado.

La diferencia más notable que muestra la figura 35 frente a la 34 es lo comentado a cerca del inicio de funcionamiento del aerogenerador a bajas velocidades, en el momento de arranque. No presenta desviación en ese tramo. Por los demás tramos de funcionamiento no figura una diferencia notable con el anterior resultado. Hasta que no se evalúe analíticamente no es fiable una conclusión definitiva.

Finalmente, no se puede concluir todavía si es mejor elegir aquel que tenga mayor número de parámetros a causa de tener más grados de libertad, implicando una precisión superior. Más parámetros en la expresión analítica puede complicar los pasos de las secciones que le acompañaran a lo largo del proyecto, por lo que es predominante diseñar una comparación final entre todos los ajustes propuestos. Esto reclama la comparación deseada para escoger el mejor ajuste para finalmente comenzar el diseño capaz de evaluar las diferentes desviaciones a lo largo de los años para todos los aerogeneradores de este estudio.

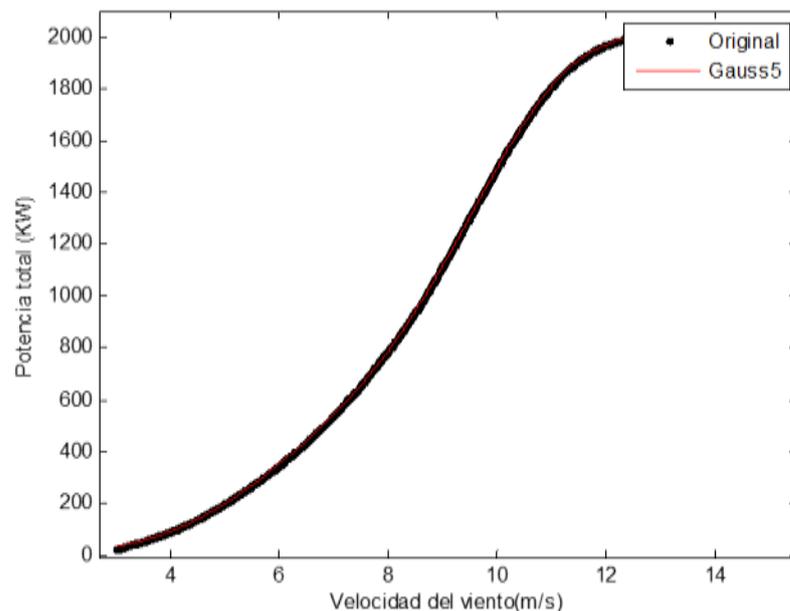


Figura 35: Ajuste analítico modelo gaussiano (15 parámetros) de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

4.4.8 Comparación final

Descritos los cuatro modelos junto con sus derivaciones, el objetivo principal de este apartado consiste en elaborar los análisis pertinentes que consigan reportar el ajuste que mejor se adapte a las condiciones de este estudio. Partiendo de la base de que como se ha podido observar de primera mano los resultados de los ajustes, no queda del todo nítido cuál de ellos puede ser el elegido, se buscará o se creará un medidor de la precisión respecto a la curva de potencia original. Es importante conseguir una buena aproximación de la expresión analítica de la curva debido a que el año inicial corresponde a el año de partida implicando el modelo de correcto funcionamiento del aerogenerador y que más adelante se comparará con los años consecutivos.

Inicialmente se pretenderá recoger una visión global de todos los resultados de los ajustes con el fin de observar de manera general todos los resultados anteriores a través de la figura 36 hasta la figura 39. Se analizará individualmente cada aerogenerador con los resultados analíticos y gráficos según el diseño del programa. A la vista de las primeras impresiones que a lo largo de la descripción de los diferentes ajustes se han proclamado, irrefutablemente se ha de mencionar que aquel que podía demostrar que teóricamente lograría estar cerca de ser aceptado, el cual sería el ajuste exponencial o por potencia, es más que evidente que en comparación con los demás modelos queda automáticamente descartado. El perfil que toma la curva que a partir de los 11 m/s provoca una desviación absoluta frente a la original. Aun eso se seguirá un estudio analítico y/o numérico que demuestre este argumento. Respecto a los demás modelos no existe ninguno que llame tanto la atención como la anterior. Habrá que plantear una evaluación más crítica de las diferencias entre todos y para los cuatro aerogeneradores.

Generalmente hablando, las medidas gráficas suelen ser más beneficiosas que las numéricas porque permiten ver todos los datos de una vez y fácilmente puede representar las relaciones existentes entre el ajuste y el original. Las mediciones numéricas suelen estar más centradas en un aspecto particular de los datos y a menudo intenta comprimir mucha información en único número o parámetros. En este caso es por lo tanto conveniente usar ambos tipos.

AEROGENERADOR 4

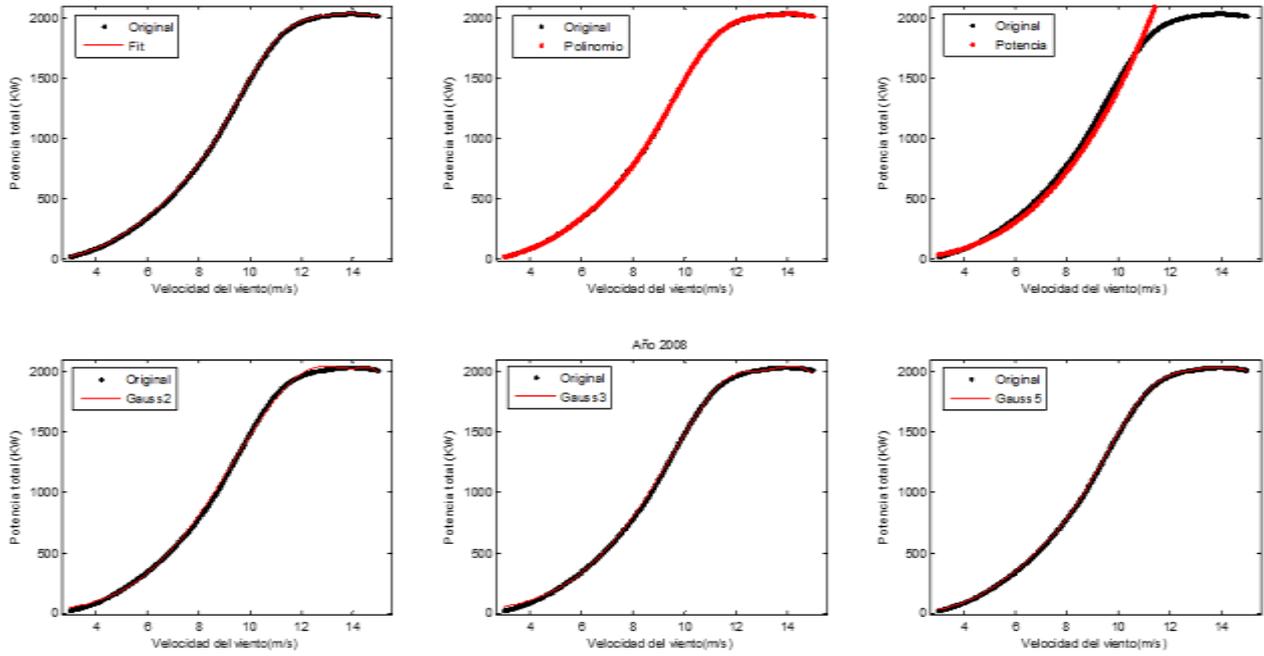


Figura 36: Ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

AEROGENERADOR 5

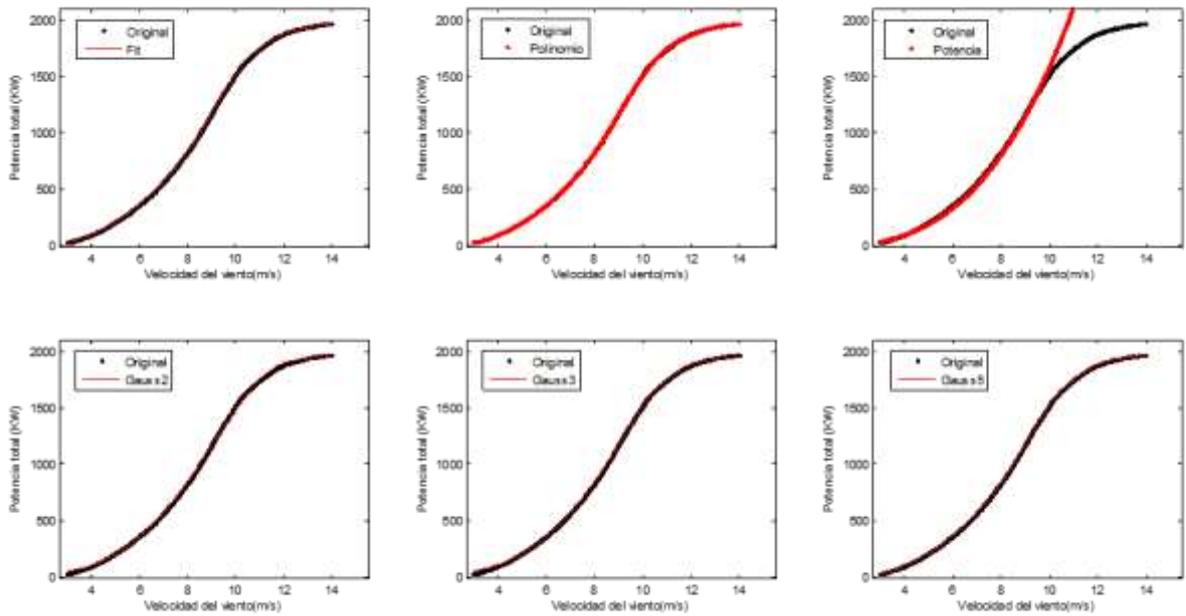


Figura 37: Ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 5)

AEROGENERADOR 45

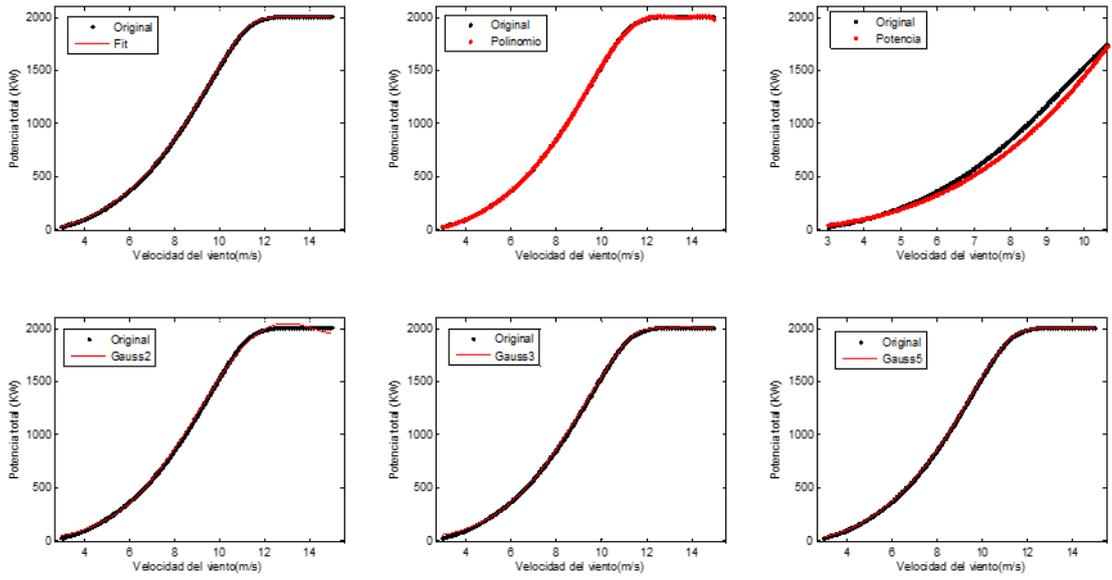


Figura 38: Ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 45)

AEROGENERADOR 46

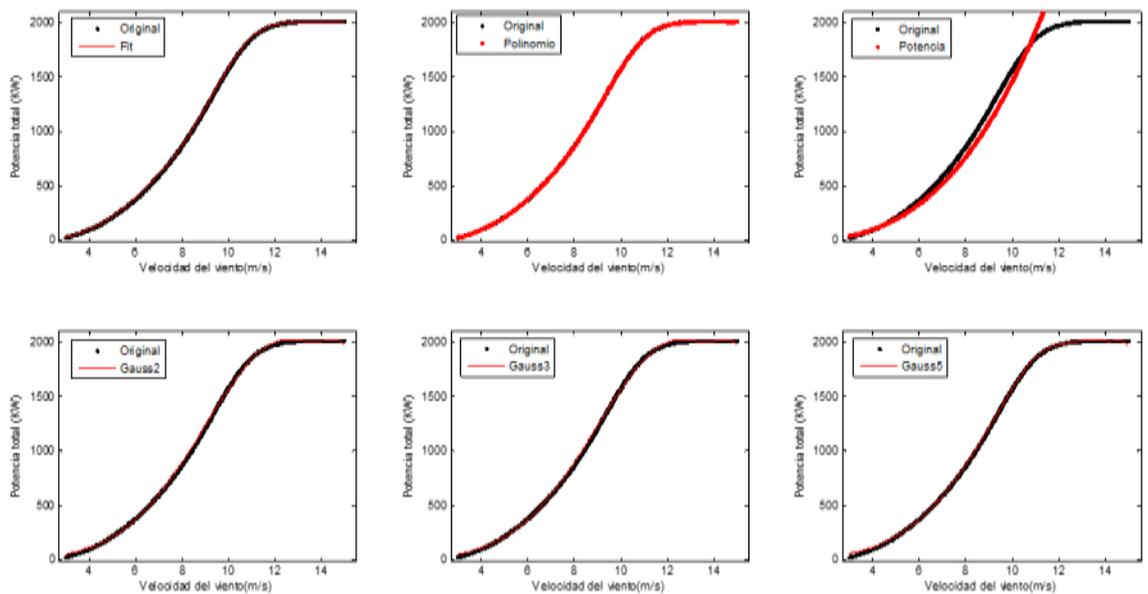


Figura 39: Ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 46)

Todas las gráficas de la 36 a la 39 coinciden en que el ajuste por potencia tiene que ser descartado en los cuatro casos por su gran desviación. Ahora dependiendo de los resultados de cada aerogenerador se escogerá aquel modelo analítico que mejor se ajuste a la respectiva curva de potencia. Comenzamos examinando los parámetros de salida de cada uno de ellos con el objetivo de extraer toda la información relevante necesaria.

Fit

Parámetros salida	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
-------------------	-----------------	-----------------	------------------	------------------

F	F(x)= polinomio computado por trozos desde p	F(x)	F(x)	F(x)
	p = Estructura de coeficientes	p	p	p
G				
SSE	0.3395	0.4068	0.5595	0.4668
R ²	1	1	1	1
Dfe	1.6826e+4	1.0307e+04	1.5287e+04	1.3769e+04
Adj R ²	1	1	1	1
Rmse	0.0045	0.0063	0.006	0.0058
OUT				
Numobs	17619	10956	16065	14545
Numparametros	792.7745	649.3832	777.5958	776.4618
Residuo	[17619x1 double]	[10956x1 double]	[16065x1 double]	[14545x1 double]
Jacobiano	[]	[]	[]	[]
Exitflag	1	1	1	1
P	1	1	1	1

Tabla 9: Parámetros de salida de ajuste *fit*

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 9, desafortunadamente puede apreciarse que realmente este modelo no proporciona una expresión analítica viable sino una sucesión de polinomios aplicados a lo largo de la estructura. Se confirma la suposición de que en algunas ocasiones no es capaz de reproducir un modelo no paramétrico para ninguno de los cuatro aerogeneradores. Este concepto es justificado según el parámetro “F” porque no muestra ninguna expresión analítica. Para entender con mayor exactitud aquellos valores que brevemente se describieron en los apartados anteriores, se desglosaran el origen de cada uno de ellos.

SSE (Sum of squares due to error)

Este dato estadístico mide la desviación total de los valores resultantes del ajuste frente al original. También es denominado la suma cuadrática de los residuos. Un valor próximo a cero indica que el modelo tiene un componente aleatorio a error menor, y que el ajuste será más útil para predicción. Dado que el resultado se encuentra en la mayoría de los casos en un intervalo comprendido entre 0.34-0.56 se puede considerar que se encuentra bastante próximo a cero.

$$SSE = \sum_{i=1}^n w_i (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (22)$$

R²

Este dato (25) hace referencia a cómo de preciso es el ajuste a la hora de explicar la variación de la información. Numéricamente es el cuadrado de la correlación entre los valores resultantes y la predicción de los valores resultantes. Es definido a través de dos parámetros adicionales que componen su expresión y estos son la suma cuadrática de la regresión (23) y la suma total de cuadrados (24).

$$SSR = \sum_{i=1}^n w_i (\hat{y}_i - \bar{y})^2 \quad (23) \quad SST = \sum_{i=1}^n w_i (y_i - \bar{y})^2 \quad (24) \quad R^2 = \frac{SSR}{SST} = 1 - \frac{SSE}{SST} \quad (25)$$

El valor (25) ha de estar comprendido entre 0 y 1, con un valor cerca de 1 indicando una mayor proporción de la varianza se tiene en cuenta por el modelo, que es actualmente en todos los casos. Puede darse las circunstancias de que resulte un valor negativo de este parámetro, indicando que el ajuste es incluso peor que si se ajustase directamente con una línea horizontal. Dicha circunstancia reclama la adición de un término constante.

R² ajustado

Este dato estadístico emplea el parámetro R^2 y ajusta su base en función de los grados de libertad. Los grados de libertad residuales (26) son definidos como el número de valores resultantes n menos el número de coeficientes ajustados m estimado a partir de los valores resultantes.

$$v = n - m \quad (26) \quad R_{ajustado} = 1 - \frac{SSE(n-1)}{SST(v)} \quad (27)$$

El valor (26) indica el número de piezas independientes de la información referente a los datos de los puntos n que son requeridos para calcular la suma de cuadrados. Si los parámetros están vinculados y uno o más de las estimaciones están en sus vinculaciones, entonces dichas estimaciones permanecen fijas. Los grados de libertad incrementan conforme a dichos parámetros. El parámetro R^2 ajustado (27) es un buen indicador de la calidad del ajuste cuando se comparan dos modelos cuya principal distinción es la adición de un coeficiente. Este parámetro sólo puede adquirir valores iguales o inferiores a uno. Conforme menor sea este valor peor será el ajuste. Por lo que se puede afirmar que los ajustes de los ensayos son bastante acertados. Todos alcanzan la unidad.

RMSE

Quizá uno de los indicadores que más valor pueden cobrar para este ensayo debido a que hace referencia al error. Es el error estándar de la regresión (28). Definido como la estimación de la desviación típica de los componentes aleatorios de los datos. Donde MSE es el error cuadrático medio (29). Naturalmente cuanto menor sea estos parámetros, indicarán un mejor ajuste.

$$RMSE = s = \sqrt{MSE} \quad (28) \quad MSE = \frac{SSE}{v} \quad (29)$$

Según el resultado final, este (28) se encuentra bastante próximo a cero. Sin embargo, el principal inconveniente es que no se llega a alcanzar un modelo parametrizable, lo que inicialmente se pretende buscar. En consecuencia, no puede ser considerado como una solución adecuada al modelo a pesar de su gran precisión.

Respecto a los indicadores del parámetro OUT, uno de los más representativos es el vector que recoge el margen de diferencia entre el punto estimado o predicho y el original para cada punto de la curva, denominado vector de *residuos*. Debe de tener la misma longitud que puntos de funcionamiento de la curva haya. Más adelante se empleará dicho vector para fines gráficos.

Polinomio

Parámetros de salida	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5
P	(0,-0,0,0.0003,0.0048,-0.0445,0.2759,-1.1286,2.9199,-4.3166,2.7697) e+04	(0,-0,0,-0.0006, 0.0077,0.0677,0.4023,-1.5836,3.9591,-.6779,3.5481) e+04
S		
R	[11x11 double]	[11x11 double]
Df	17608	10945
Normr	265.8289	274.4091
DELTA	[17619x1 double]	[10956x1 double]

Tabla 10: Parámetros de salida ajuste *polinómico* (Aerogenerador 4 y 5)

Parámetros de salida	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
P	(0, -0,0, -0.0001,0.0021, -0.0209,0.1360, -0.5821,1.5724, -2.4198,1.6103) e+04	(0,-0,0,-0.0003,0.0048,-0.0441,0.2693,-1.0852,2.7656,-4.0238,2.5387)e+04
S		
R	[11x11 double]	[11x11 double]
Df	16054	14534
Normr	379.2060	186.9381
DELTA	[16065x1 double]	[14545x1 double]

Tabla 10 bis: Parámetros de salida ajuste *polinómico* (Aerogenerador 45 y 46)

Devuelve los coeficientes de la función polinómica correspondiente de grado diez según lo ajustado. En este caso, en comparación con el ajuste del splin cúbico anterior, al proporcionar un modelo paramétrico sí se puede considerar un candidato para los cuatro casos.

Aquel parámetro que refleja la eficacia del ajuste de manera analítica es *normr* o normal residual. Expresa la diferencia entre el valor de la muestra y valor estimado conjuntamente mide la desviación entre la correlación y los datos. Cuanto menor sea este valor mejor será el ajuste. Asimismo, aunque se asemeja a un número bastante elevado, no es recomendable descartar este ajuste debido a que es necesario no sólo comparar este mismo indicador con el resto de modelos, sino también observar las desviaciones con una nueva variable gráficamente. Adicionalmente no hay que olvidar que se está hablando de un número que refleja todo puntos de funcionamiento que han sido interpretados y que por consiguiente existe la posibilidad de que el origen de esta peculiaridad puede haber sido por la distorsión de datos puntuales.

Exponencial

Parámetros de salida	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
P				
a	2.9483	3.0247	2.881	2.861
c	1.6036	1.4997	1.910	2.035
S				
R	[2x2 double]	[2x2 double]	[2x2 double]	[2x2 double]
Df	17617	10954	16063	14543
Normr	20.5883	11.5124	21.3854	20.8083

Tabla 11: Parámetros de salida ajuste *exponencial*

Se verifica que la aproximación exponencial puede encontrarse próxima al planteamiento teórico ya que se observa que el valor exponencial ajustado se encuentra

próximo a tres (indicador a) aunque el más alejado es en el aerogenerador 46. Por otra parte, se puede comentar que realmente existen una serie de rendimientos que provocan que la potencia generada por el aerogenerador sea bastante inferior a la deseada. Principalmente es originador por los rendimientos internos de los componentes del aerogenerador, véase por ejemplo la multiplicadora.

Tras estos resultados se puede demostrar que tal y como se justifica en el modelo anterior, no siempre el valor de la norma residual ha de ser determinante a la hora de descartar un modelo. Tal y como se puede apreciar el valor de la norma residual es de un orden menor que el ajuste polinomio, lo que implicaría que el ajuste es más preciso que el anterior, planteamiento incorrecto según lo que se ha observado gráficamente. Dicha gráfica y su drástica diferencia entre ambas es mucho más determinante que el valor numérico.

Gauss2

Parámetros de salida	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
Fg	$a1 \cdot \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 \cdot \exp(-((x-b2)/c2)^2)$	Idem	Idem	Idem
a1	245.6 (233.4,257.9)	197.8(175.8,219.8)	1919(1760,2078)	415.8(401.5, 430.2)
b1	15.07 (14.99,15.14)	14.097(13.95,14.24)	12.42(12.25,12.59)	15.23(15.17, 15.29)
c1	0.9037 (0.8418,0.9656)	0.7932(0.683,0.9035)	4.928(4.837, 5.02)	1.252(1.206, 1.298)
a2	2048 (2046,2049)	1915(1913,1917)	3.046e+15(2.228e+18, 2.234e+18)	2017(2016, 2018)
b2	12.95 (12.94,12.95)	12.52(12.52,12.53)	119.2(-2511, 2749)	12.52(12.52, 12.53)
c2	5.144 (5.139,5.149)	5.003(4.997,5.009)	19.2 (-226.8, 265.2)	4.999(4.994, 5.004)
Gg				
SSE	4.8860e+06	1.7725e+06	3.8899e+06	2.7870e+06
R ²	0.9992	0.9993	0.9994	0.9995
Dfe	17613	10950	16059	14539
Adj R ²	0.9992	0.9993	0.9994	0.9995
Rmse	16.6555	12.7229	15.5636	13.8452
OUTg				
Numobs	17619	10956	16065	14545
NumeroParametros	6	6	6	6
Residuo	[17619x1 double]	[10956x1 double]	[16065x1 double]	[14545x1 double]
Jacobiano	[17619x6]	[10956x6]	[16065x6]	[14545x6 double]
Exitflag	3	3	3	3
Iteraciones	14	16	68	14

Tabla 12: Parámetros de salida ajuste *gauss2*

El primer parámetro de salida, a pesar de seguir el mismo patrón que el ajuste del splin cubico, este sí que proporciona un modelo analítico y parametrizable que se ajusta al modelo matemático gaussiano planteado. Muestra cada uno de los valores de los coeficientes con un

95% de confianza, de ahí que junto con el valor final se muestre entre paréntesis los márgenes de valores en los que puede estar realmente comprendido el verdadero valor. Dado que es el modelo dos implica dos sumandos con tres coeficientes cada uno, sumando así seis coeficientes en total.

Si observamos los dos indicadores que pueden reflejar en error o precisión del ajuste del segundo parámetro de salida, parece guardar coherencia con lo reflejado en la gráfica debido a que el indicador R^2 se encuentra rozando la unidad en todos y la raíz del error cuadrático medio es relativamente inferior a los de los otros casos, pero igualmente cerca de la unidad. Puede ser una buena opción ya que parece competir con el ajuste del splin cúbico a causa de que su error difiere en un orden, aunque no hay que ignorar el hecho de que, según el ajuste, existen gran variedad de indicadores de precisión, pero cada resultado tiene un significado diferente.

Al igual que la primera alternativa a la salida proporciona un vector que recoge los residuos, es decir, la diferencia para cada punto de funcionamiento entre el punto predicho y el original. Más adelante será necesaria su representación gráfica. Según parece, se han llevado a cabo una serie de iteraciones hasta alcanzar el valor adecuado de cada uno de los seis parámetros correspondientes que difiere en cada aerogenerador. Puede ser tanto 14 iteraciones como en el aerogenerador 4 como 68 en el 45.

Gauss3

Parámetros de salida	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
Fg	$a1 \cdot \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 \cdot \exp(-((x-b2)/c1)^2) + a3 \cdot \exp(-((x-b3)/c3)^2)$	Ídem	Ídem	ídem
a1	-1.516e+15(1.094e+18, 1.091e+18)	-227.4 (-239.6, -215.2)	-153.3(-158.2,-148.4)	104.8(81.05,128.5)
b1	147.3 (-2949, 3243)	12.96 (12.9, 13.02)	13 (12.99, 13.02)	15.05(14.92,15.18)
c1	24.49 (-246.1, 295)	1.355 (1.217, 1.494)	1.21(1.182,1.237)	0.4137(0.3077,0.5198)
a2	-273.5(-310.4, -236.5)	-72.6 (-92.17, -53.04)	140(117.9, 162.1)	-264.7 (-273, -256.4)
b2	13.28 (13.19, 13.36)	11.39 (11.32, 11.46)	15.15(15.03,15.28)	12.86 (12.84, 12.88)
c2	1.546 (1.468, 1.623)	0.7719(0.6915,0.8524)	0.5816(0.495,0.6681)	1.386 (1.357, 1.416)
a3	2471 (2134, 2808)	2157 (2144, 2170)	2154 (2149, 2159)	2200 (2191, 2208)
b3	13.91 (13.58, 14.24)	13.17 (13.14, 13.2)	13.05 (13.03, 13.06)	12.99 (12.96, 13.01)
c3	5.607 (5.47, 5.745)	5.318 (5.302, 5.333)	5.254 (5.247, 5.262)	5.219 (5.209, 5.23)
Gg				
SSE	2.9057e+06	1.2245e+06	1.5781e+06	2.5092e+06
R ²	0.9995	0.9995	0.9998	0.9996
Dfe	17610	10947	16065	14536
Adj R ²	0.9995	0.9995	0.9998	0.9996
Rmse	12.8454	10.5761	9.9139	13.1385
OUTg				
Numobs	17619	10956	16065	14545
Numero Parametros	9	9	9	9

Residuo	[17619x1 double]	[10956x1 double]	[16065x1 double]	[14545x1 double]
Jacobiano	[17619x9]	[10956x9]	[16065x9]	[14545x9]
Exitflag	3	3	3	3
Iteraciones	64	50	19	26

Tabla 13: Parámetros de salida ajuste *gauss3*

Según esperado, como resultado de disponer de más grados de libertad al tener mayor número de coeficientes que pueden adaptarse a las necesidades de la curva de potencia, el valor de R^2 se encuentra ínfimamente más cerca a la unidad. Igualmente, el error cuadrático medio se ve reducido en cuatro unidades para el aerogenerador cuatro, dos en el segundo seis en el tercero y permanece casi constante en el último. Es lógico que sea una aproximación se vea significativamente mejorada. No obstante, el modelo es bastante más complejo según se visualiza en los resultados, el número de iteraciones requeridas hasta alcanzar dichos valores es casi cinco veces de las necesarias que para seis parámetros. A excepción del tercer aerogenerador donde las iteraciones son sorprendentemente mucho menores. Todas estas anotaciones han de tenerse en cuenta cuando se vaya a tomar la decisión final.

Gauss5

Parámetros de salida	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5
Fg	$a1 \cdot \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 \cdot \exp(-((x-b2)/c1)^2) + a3 \cdot \exp(-((x-b3)/c3)^2) + a4 \cdot \exp(-((x-b4)/c4)^2) + a5 \cdot \exp(-((x-b5)/c5)^2)$	Idem
a1	-2.933e+06(-3.948e+11,3.948e+11)	217.7(118.2, 317.2)
b1	14.48 (4.578,24.38)	15.11(14.65, 15.57)
c1	4.114 (-96.41,104.6)	1.189(0.9883, 1.389)
a2	-94.18 (-130.4,-57.99)	-37.81(-38.2, -37.42)
b2	12.55 (12.48,12.63)	3.076(3.056, 3.096)
c2	1.46 (1.329,1.592)	1.823(1.791, 1.855)
a3	196.4 (167.2,225.7)	-11.52(-12.29, -10.76)
b3	6.64 (6.55,6.73)	10.97(10.96, 10.98)
c3	2.517 (2.454, 2.58)	0.4211(0.394, 0.4482)
a4	-2.548 (-3.267, -1.829)	125.4(123.5,127.3)
b4	10.81 (10.74, 10.89)	10.19(10.18,10.2)
c4	0.5432 (0.422, 0.6645)	1.53(1.516,1.544)
a5	2.935e+06(-3.948e+11,3.948e+11)	1923(1922, 1925)
b5	14.48 (4.482, 24.48)	13.15(13.14,13.16)
c5	4.116 (-96.38, 104.6)	5.542(5.532,5.551)
Gg		
SSE	1.6748e+04	2.7426e+04
R ²	1	1
Dfe	17604	10941
Adj R ²	1	1
Rmse	2.088	1.5833
OUTg		
Numobs	17619	10956
Numero Parametros	15	15
Residuo	[17619x1 double]	[10956x1 double]

Jacobiano	[17619x15 double]	[10956x15 double]
Exitflag	0	0
Iteraciones	54	54

Tabla 14: Parámetros de salida ajuste *gauss5* (Aerogenerdor 4 y 5)

Parámetros de salida	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
Fg	$a1 \cdot \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 \cdot \exp(-((x-b2)/c1)^2) + a3 \cdot \exp(-((x-b3)/c3)^2) + a4 \cdot \exp(-((x-b4)/c4)^2) + a5 \cdot \exp(-((x-b5)/c5)^2)$	Idem
a1	-15.96 (-24.06, -7.86)	-151.8 (-683.7, 380.1)
b1	11.92 (11.86, 11.99)	13.48 (12.74, 14.22)
c1	0.4982 (0.4301, 0.5663)	0.7226 (-0.2035, 1.649)
a2	890 (831.6, 948.4)	-72.12 (-211.2, 66.91)
b2	16.16 (16.05, 16.27)	14.2 (14.07, 14.32)
c2	2.012 (1.919, 2.106)	0.4663 (0.2588, 0.6737)
a3	-37.31 (-42.27, -32.35)	-172 (-427.6, 83.63)
b3	12.67 (12.59, 12.76)	12.45 (11.23, 13.66)
c3	0.7585 (0.6431, 0.8739)	0.9119 (-1.279, 3.103)
a4	2015 (2007, 2022)	-35.81 (-256.8, 185.2)
b4	12.3 (12.26, 12.33)	11.38 (10.53, 12.23)
c4	4.328 (4.272, 4.385)	0.6346 (0.02625, 1.243)
a5	134.1 (124, 144.2)	2228 (2224, 2233)
b5	6.603 (6.558, 6.649)	13.13 (13.12, 13.15)
c5	2.545 (2.5, 2.59)	5.323 (5.316, 5.329)
Gg		
SSE	1.2326e+05	1.9172e+06
R ²	1	0.9997
Dfe	16065	14530
Adj R ²	1	0.9997
Rmse	2.7713	11.4870
OUTg		
Numobs	16065	14545
Numero Parametros	15	15
Residuo	[16065x1 double]	[14545x1 double]
Jacobiano	[16065x15 double]	[14545x15 double]
Exitflag	0	0
Iteraciones	54	54

Tabla 14 bis: Parámetros de salida ajuste *gauss5* (Aerogenerdor 45 y 46)

Este se ha tenido en cuenta simplemente para evaluar la correlación entre precisión y número de parámetros, pero no se pretende escoger este modelo por su inmensa cantidad de coeficientes a no ser que sea estrictamente necesario. Los resultados son un claro reflejo de que la precisión alcanza respecto a los datos de partida es muy acertada ya que se ha alcanzado la unidad en R². Aunque un aspecto peculiar a señalar es que en todos los casos para alcanzar la solución se han requerido 54 iteraciones. No se considera una anotación crucial pero sí digna de mención. El error cuadrático medio es mínimo por lo que se podría afirmar que es un modelo muy cerca de ser exacto. Por los demás resultados son análogos a los previos.

Ejecutados y analizados los resultados de cada ensayo es el instante en que se engloba toda información referente a la precisión, traducido en los varios indicadores dependiendo del modelo a tratar. A su vez, se planteará una forma gráfica que facilite la decisión debido a que la comparación y decisión de distintos parámetros cuyo significado varía según el modelo, pero su fundamento es el mismo, es difícilmente evaluable.

Dos valores que pueden estar de alguna manera relacionados es R^2 (30) y los residuos estándar (31). Si se agrupan ambas definiciones se consigue la siguiente expresión, la cual justifica que efectivamente ambos conceptos están relacionados. El principal inconveniente, pero a la vez ventaja que presenta (30) es que en el caso en que todos los valores de salida y estuviesen multiplicados por una constante, este valor permanecería inalterado. Ambos son indicadores orientativos de la tendencia del ajuste.

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST} \quad (30) \qquad \text{Normr} = \sqrt{SSE} \quad (31)$$

Tabla 15: Comparativa total de medidas de precisión/error (Aerogenerador 4)

Se puede apreciar para el primer aerogenerador que todos los cuatro primeros ajustes

Precisión/Modelo	Fit	Gauss2	Gauss3	Gauss5	Polinomio	Exponencial
SSE	0.3395	4.8860e+06	2.9057e+06	1.6748e+04	-	-
R ²	1	0.992	0.9995	1	-	-
Rmse	0.0045	16.6555	12.8454	2.088	-	-
Normr	-	-	-	-	265.8289	20.5883

son bastante favorables porque casi se llega a la unidad en el valor señalado. Sin embargo, si se presta atención a los valores del error cuadrático medio se puede ubicar el orden que ocupan cada modelo según su precisión. En primer lugar, estaría el modelo *fit* (descartado por no facilitar un modelo paramétrico). En segundo lugar, *gauss5* (buena opción, pero demasiados coeficientes). En tercer lugar, *gauss3* y por último *gauss2*. A pesar de ello se puede premeditadamente comentar que un buen ajuste final para la curva podría ser *gauss2* porque no hay tanta diferencia de precisión entre el paso de seis a nueve parámetros. Se prefiere de antemano los menos coeficientes posibles. Los valores que hacen referencia al error en el modelo exponencial y polinómico no hace justicia a lo que realmente ocurre por lo visualizado en las gráficas. Consecuentemente esto implicaría que sería mejor un ajuste el modelo exponencial que el polinómico, algo que se ha podido comprobar que no es así en la realidad.

Precisión/Modelo	Fit	Gauss2	Gauss3	Gauss5	Polinomio	Exponencial
SSE	0.4068	1.7725e+06	1.2245e+06	2.7426e+04	-	-
R ²	1	0.9993	0.9995	1	-	-
Rmse	0.0063	12.7229	10.5761	1.5833	-	-
Normr	-	-	-	-	274.4091	11.5124

Tabla 16: Comparativa total de medidas de precisión/error (Aerogenerador 5)

Para el segundo aerogenerador ocurre relativamente lo mismo. En los cuatro primeros ajustes R^2 es prácticamente la unidad, pero el primero tiene que ser descartado por no ser un modelo paramétrico. Sólo hay una diferencia de dos unidades entre los modelos gaussianos de seis y nueve parámetros según la raíz del error cuadrático medio por lo que sería más rentable escoger en un principio el de seis. La norma de residuos no puede servir de referente porque en su defecto indicaría que sería mejor ajuste el exponencial. Por la primera impresión se escogería el modelo gaussiano de seis parámetros, *gauss2*.

Precisión/Modelo	Fit	Gauss2	Gauss3	Gauss5	Polinomio	Exponencial
SSE	0.5595	3.8899e+06	1.5781e+06	1.2326e+05	-	-
R ²	1	0.9994	0.9998	1	-	-
Rmse	0.006	15.5636	9.9139	2.7713	-	-
Normr	-	-	-	-	379.2060	21.3854

Tabla 17: Comparativa total de medidas de precisión/error (Aerogenerador 45)

Para el tercer aerogenerador directamente no se tienen en cuenta las medidas de precisión del ajuste polinómico y exponencial por el mismo motivo. Se descarta igualmente el ajuste *fit*. Para este caso hay bastante diferencia de precisión según la tabla 17 entre el ajuste gauss2 y gauss3, enfrentando 15.56 a 9.9 respectivamente. La diferencia es más notoria que en el resto de casos. Esto podría plantear la elección entre ambos modelos pudiendo en este aerogenerador ser mejor opción el modelo gauss3.

Precisión/Modelo	Fit	Gauss2	Gauss3	Gauss5	Polinomio	Exponencial
SSE	0.4668	2.7870e+06	2.5092e+06	1.9172e+06	-	-
R ²	1	0.9995	0.9996	0.9997	-	-
Rmse	0.0058	13.8452	13.1385	11.4870	-	-
Normr	-	-	-	-	186.9381	20.8083

Tabla 18: Comparativa total de medidas de precisión/error (Aerogenerador 46)

Finalmente, para el cuarto y último aerogenerador por los mismos motivos que en los casos anteriores, la elección esencialmente se encuentra entre los modelos gauss y gauss3. Los resultados han evolucionado de la misma medida. Por la tabla 18 se puede decidir como primera impresión ya que la raíz del error cuadrático medio es casi el mismo entre ambos, que la mejor solución será en cuanto al compromiso de precisión y número de parámetros, gauss2.

4.4.9 Análisis de residuos

Después de analizar todas las aportaciones posibles de los resultados numéricos, se demanda la representación gráfica para que la decisión tomada sea sólidamente sostenida. A lo largo del análisis se ha comentado que en algunos de los ajustes se ha almacenado un vector que recoge la diferencia para cada punto de los datos disponibles, entre el punto adaptado según el ajuste y el punto de funcionamiento original. Es el llamado vector de residuos. Es una alternativa bastante lógica de observar las desviaciones que la curva ajustada va adquiriendo a lo largo del desarrollo. Se decide finalmente plantear conjuntamente este vector de residuos junto con su representación gráfica para todos los casos y de esta manera escoger el mejor modelo.

En algunos modelos como por ejemplo los gaussianos y el de splin cúbico este vector ya ha sido automáticamente generado, pero en el exponencial y el polinómico han de ser programados. Por un lado, para el caso del ajuste polinómico de grado diez, originalmente sólo proporciona los coeficientes que acompañan a cada grado del polinomio, pero gracias a la programación con *polyval* se puede conseguir para cada punto el valor real adaptado. Por otro lado, para el caso del ajuste exponencial dado que no es tan sencillo recurrir a al anterior programa para saber el valor real resulta más práctico directamente programar escribiendo manualmente la expresión debido a que se trata solamente de dos coeficientes. Se da por lo

tanto finalizado la programación del vector de residuos y se representará su perfil de manera conjunta.

$$Residuo = y_{ORIGINAL} - y_{AJUSTADO} \quad (32)$$

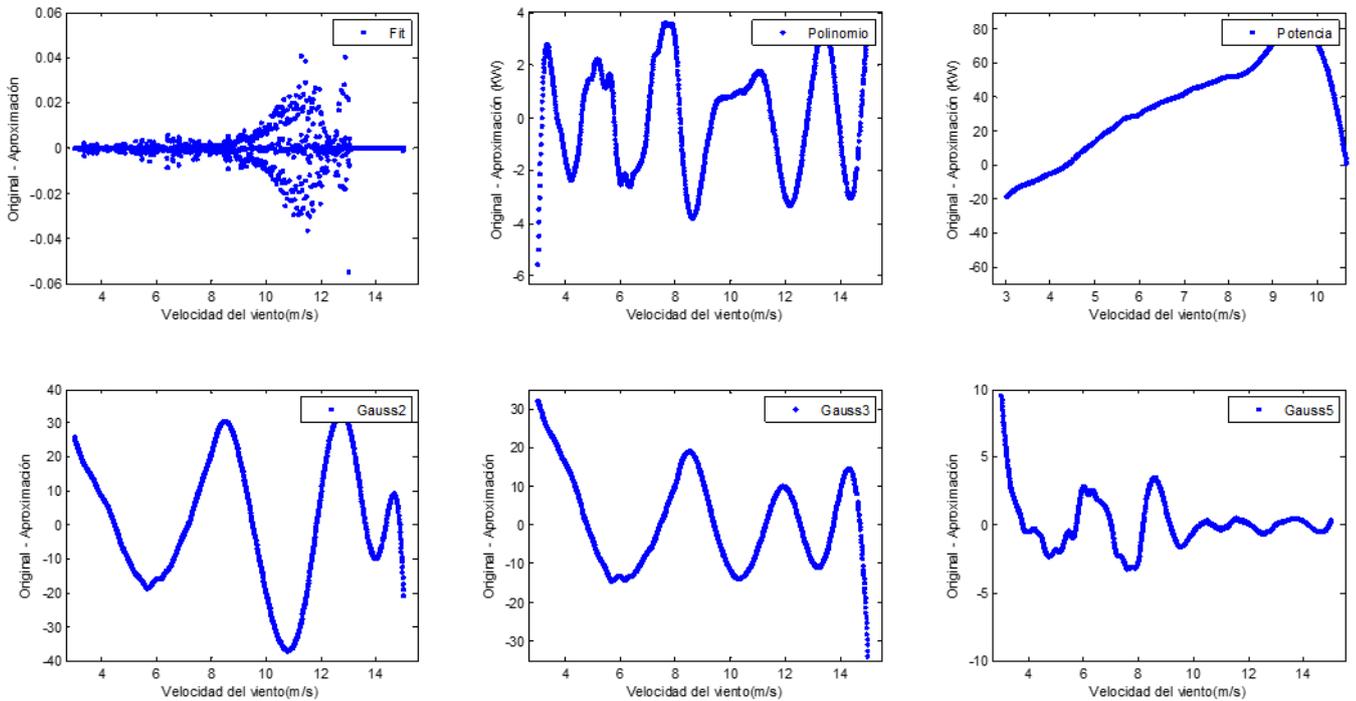


Figura 40: Residuos métodos analíticos de curva de potencia: Fit, polinomio, potencia, gauss2, gauss3, gauss5 (Aerogenerador 4)

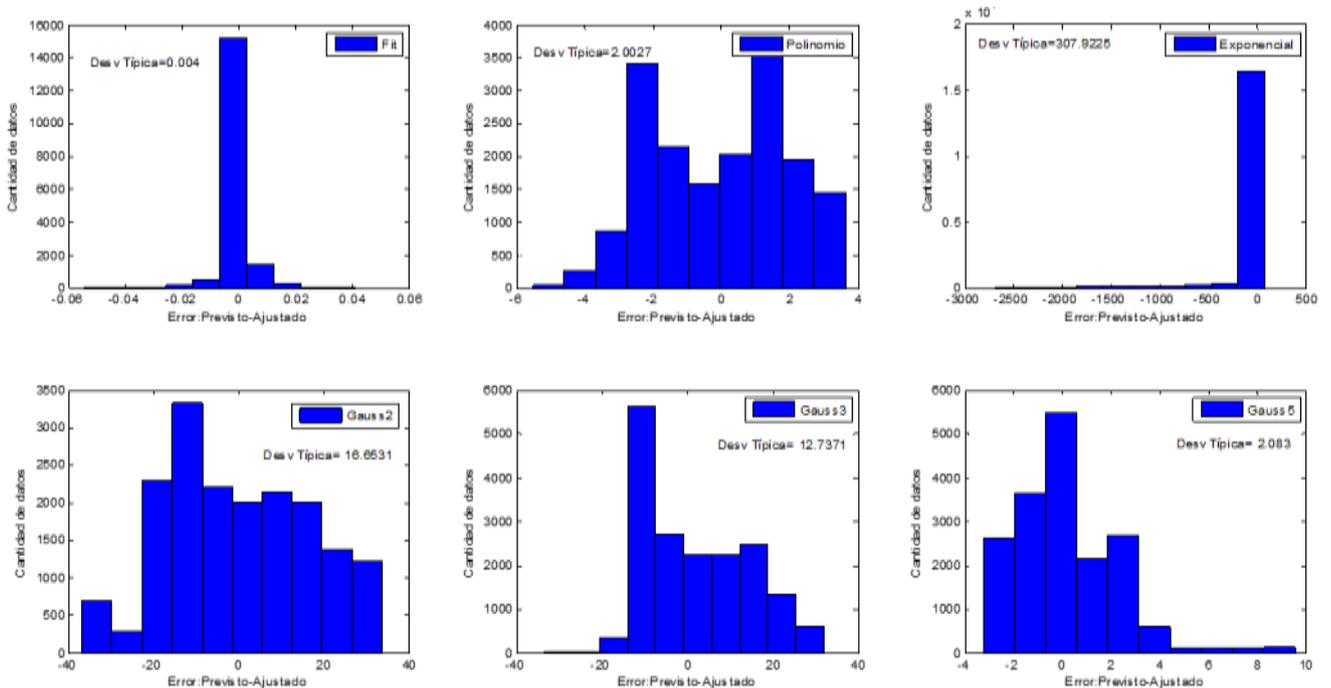


Figura 41: Histograma del ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

En la figura 40 se presenta el resultado de este concepto y la figura 41 inferior la distribución de los residuos junto con una de las métricas más importantes que es la desviación típica. Comenzando por la primera de todas, el modelo por el splin cúbico tal y como se esperaba las desviaciones que presenta frente al original son mínimas lo que le convertiría en el perfecto candidato para el ajuste analítico de la curva de potencia. Su distribución está plenamente concentrada en errores muy pequeños, con una desviación próxima a cero. Con motivo de la no posible parametrización de dicho ajuste imposibilita la opción de considerarla como solución.

En cuanto al ajuste por polinomio presenta algunas oscilaciones a lo largo del proceso, pero en ningún momento se supera una desigualdad superior a seis unidades sobre todo en $\pm 2\text{kW}$, por lo que es una gran opción que no hay que descartar. Su desviación típica es también pequeña. Aun eso, la principal desventaja que presenta es que el número de coeficientes es relativamente alto frente a lo que se desea.

Por otro lado, según lo esperado las desviaciones puntuales del ajuste exponencial van creciendo proporcionalmente, concepto que ya se esperaba según se observaba en la figura comparativa de ambas curvas. A partir de 10 m/s que es cuando se alcanza la saturación de la turbina llegando a su límite de potencia es cuando este cambio es más pronunciado. Mientras que el ajuste exponencial crece indefinidamente, la saturación permanece constante hasta el final, provocando así una desigualdad creciente hasta el límite de puntos de operación como se observan en la gráfica 40 y 41. Una vez más, estas gráficas rotundamente justifican el total descarte de esta opción, lo que deja hasta el momento la elección entre los modelos gaussianos y el ajuste por polinomio.

Siguiendo con el ajuste gaussiano, se visualiza que las desviaciones y la desviación típica son menores conforme aumenta el número de coeficientes. Inicialmente el umbral de desigualdad se encuentra entre $\pm 40 \text{ kW}$, seguidamente el segundo modelo no sobrepasa las $\pm 30 \text{ kW}$ y finalmente el tercer modelo llega a encontrarse limitado entre 10 kW por la parte superior y 5 kW por la parte inferior. Un aspecto importante a tener en cuenta es que el tramo realmente importante para este estudio es aquel que se encuentra el aerogenerador trabajando con regularidad. Se está hablando del tramo correspondiente entre los 4m/s y los 12 m/s. Si se fija especialmente la atención en este tramo se puede anotar que las desviaciones más pronunciadas del modelo gauss2 se producen exactamente en ese tramo, mientras que el modelo gauss3 se llega a estabilizar llegados a esta zona. Si se contemplan ambas figuras, en el modelo gauss3 parece que su distribución está centrada en desviaciones de -10kW , pero resulta que la mayor parte de estas desviaciones tienen lugar a velocidades elevadas que no son de interés. Respecto al último modelo, al comienzo existe una desviación a tener cuenta, pero paulatinamente se va atenuando y se llega a estabilizar y su desviación típica es similar a la del ajuste polinómico. Se podría decir que es la solución final de no ser por los quince parámetros que lo acompañan. Entre los dos primeros ajustes gaussianos y también teniendo en cuenta las consideraciones analíticas planteadas antes, se ha de concluir cuál de los dos es conveniente escoger. Numéricamente no presentaban gran disimilitud, por lo que el factor determinante ha de ser la gráfica residual. En base al argumento de la estabilidad en tramo de funcionamiento ordinario, se escoge como mejor modelo el gauss3.

Finalmente, en comparación con el modelo por polinomio y gauss3, aunque las desviaciones en kW son superiores en el ajuste gaussiano, la diferencia no llega ni al 1% de la potencia total generada por la turbina. Por consiguiente, en este caso predomina la cantidad de parámetros que lo definan, se escoge el modelo ***gauss3***.

AEROGENERADOR 5

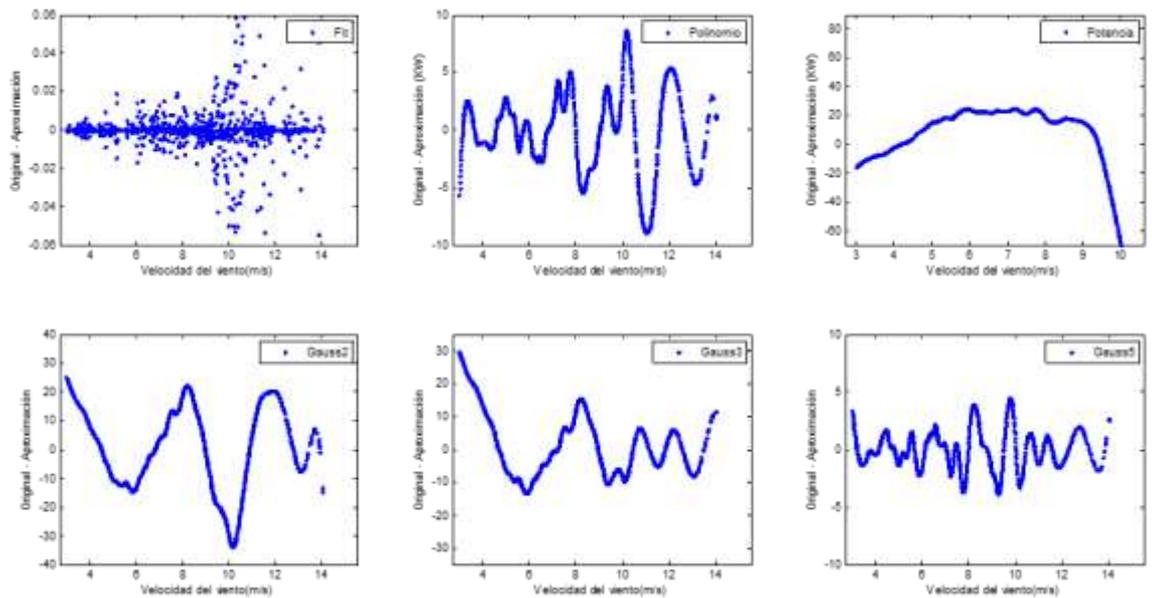


Figura 42: Residuos métodos analíticos de curva de potencia: Fit, polinomio, potencia, gauss2, gauss3, gauss5(Aerogenerador 5)

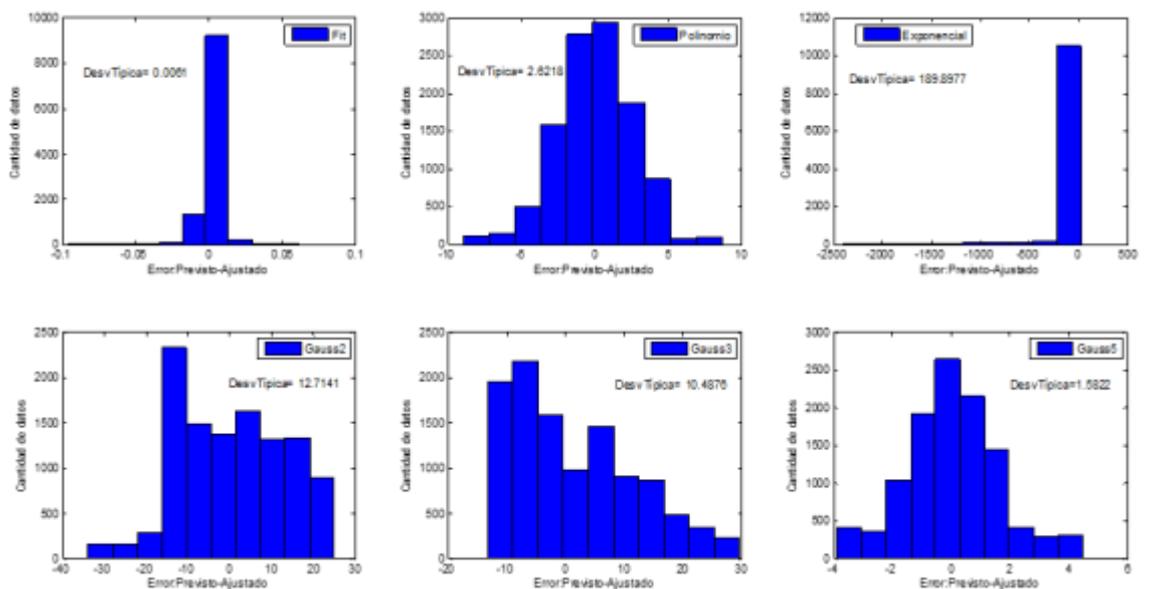


Figura 43: Histograma del ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 5)

En el aerogenerador 5, el ajuste fit sería el mejor de todos según la figura 42. Su margen de desviación frente a la curva original es de como máximo $\pm 0.06\text{Kw}$, prácticamente cero al igual que su distribución de residuos y desviación típica. Desafortunadamente se tiene que descartar. Definitivamente se descarta el modelo exponencial por su exagerada desviación típica presenta en la figura 43 y que a partir de los 9 m/s la desviación se va incrementando a pasos agigantados. Dentro de los ajustes gaussianos el margen de desviación en menor cuanto mayores sean los grados de libertad. Pasando de $\pm 30\text{Kw}$ para gauss2, $\pm 10\text{kW}$ para gauss3 y $\pm 4\text{kW}$ para gauss5. Si se fija en el tramo de funcionamiento ordinario el ajuste gauss2 tiene sus desviaciones más

pronunciadas y partir de ese momento se estabiliza. Gauss3 comienza con una desviación muy acusada pero rápidamente se estabiliza. El ajuste por gauss5 también es muy bueno, pero implica demasiados parámetros por lo que entre los tres es mejor coger por estabilidad y por su número de parámetros aceptable, el ajuste por gauss3. No se escoge el ajuste polinómico porque precisamente en la zona de interés al igual que el ajuste gauss2 presenta los picos más acusados. Aunque presenta una mejor desviación típica prima el número de parámetros para la expresión analítica sea más manejable.

AEROGENERADOR 45

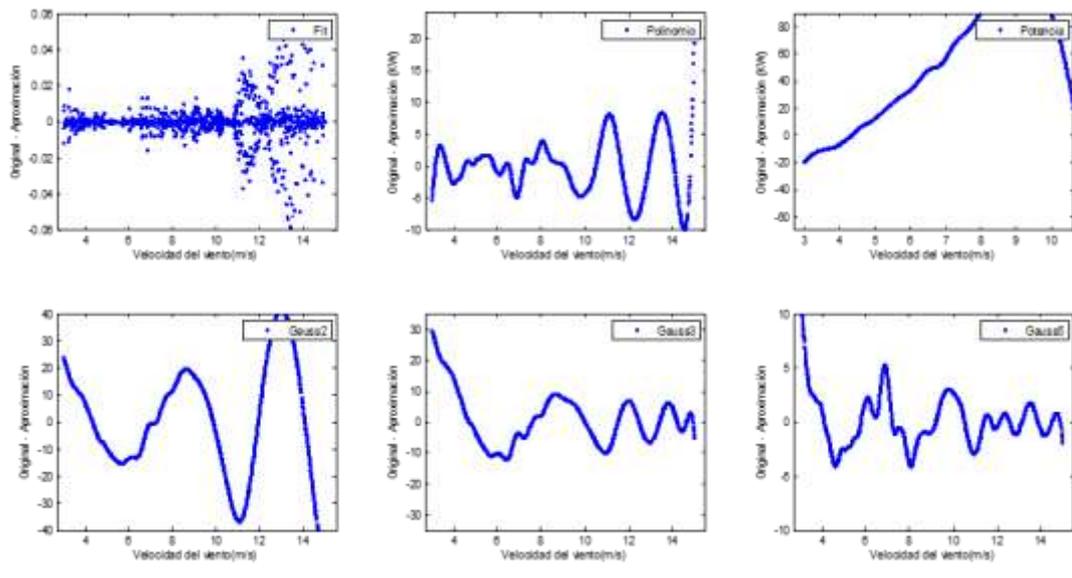


Figura 44: Residuos métodos analíticos de curva de potencia: Fit, polinomio, potencia, gauss2, gauss3, gauss5(Aerogenerador 45)

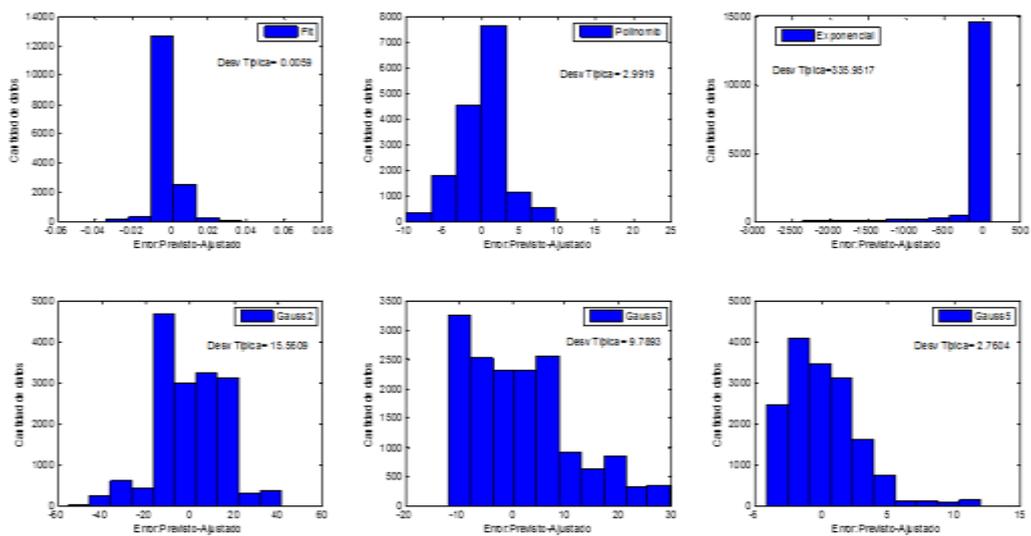


Figura 45: Histograma del ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 45)

Lógicamente se descartan por los mismos motivos tanto el ajuste por fit como el exponencial por los resultados de las figuras 44 y 45. Se descarta sorprendentemente el ajuste gauss2 por la figura 44 debido a que en todo momento y sobretodo en la zona de interés no se

llega a estabilizar en ningún momento alcanzando desviaciones de hasta más de 40kW. Su desviación típica y su distribución es mucho más amplia que los demás. El ajuste gauss3 tiene una desviación típica aceptable y la mayor concentración de puntos con desviación son valores menores de los 10kW. A la vista de poder escoger gauss3, se escoge antes que gauss5. En este caso las desviaciones entre el modelo por polinomio y gauss3 siguen un perfil muy parecido, incluso más estable este último. Dado que la diferencia de distribuciones no es tan dispar en la figura 45, se escoge también el modelo gauss3 al tener menos parámetros.

AEROGENERADOR 46

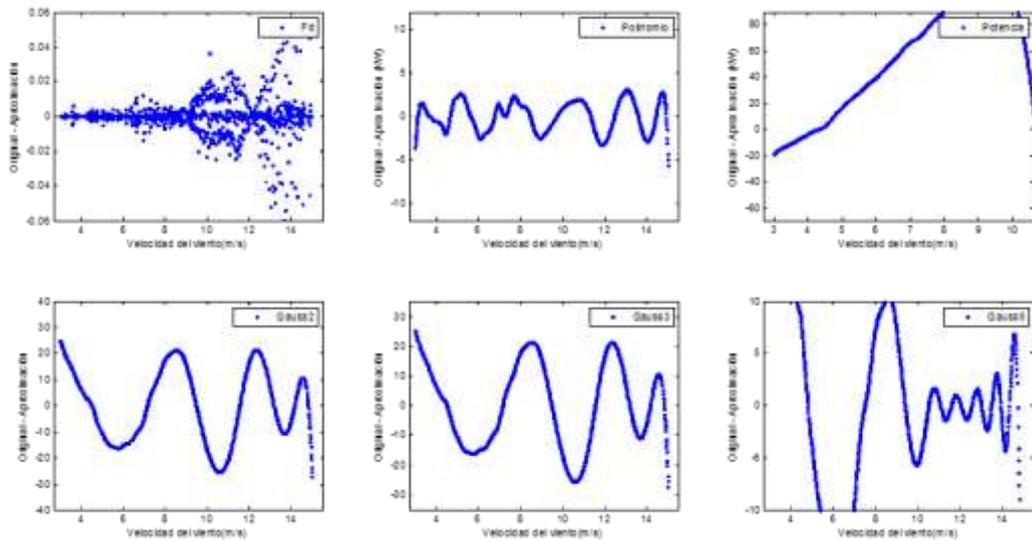


Figura 46: Residuos métodos analíticos de curva de potencia: Fit, polinomio, potencia, gauss2, gauss3, gauss5(Aerogenerador 46)

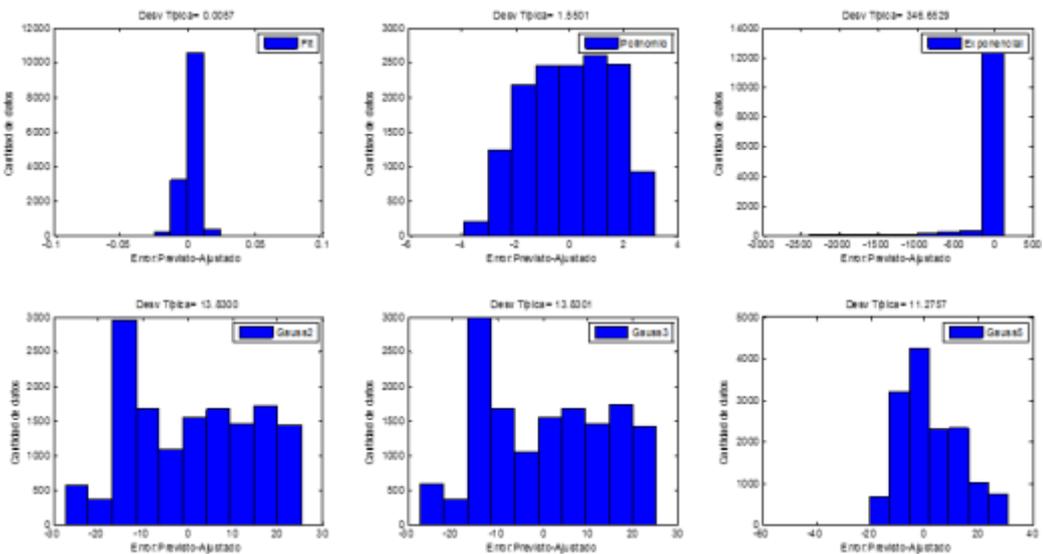


Figura 47: Histograma del ajuste analítico global de la curva de potencia (Aerogenerador 46)

Finalmente, para el último aerogenerador de nuevo la elección principal se encuentra entre los modelos gaussianos y por polinomio. En este caso ambos modelos, gauss2 y gauss3 siguen una evolución muy similar y de muy parecida desviación típica. Es peculiar y hasta se ha

comprobado si casualmente hubo algún error de programación por si realmente eran el mismo modelo, pero no es así. Es el resultado de dos modelos matemáticos distintos. Ante este concepto se escoge el modelo gaussiano de seis parámetros misma precisión bajo el mismo número de parámetros. Son resultados aceptables y no se contempla la elección del modelo gauss5 y por polinomio si se puede coger de antemano gauss2.

Para englobar todos los aspectos señalados analíticamente y así presentarlos conjuntamente con la gráfica con el fin de que todos los aspectos queden lo suficientemente bien reflejados se recurre al cálculo de un error aplicado a cada modelo para cada aerogenerador. Se habla del error cuadrático medio o mean square error (33). En algunas de las propuestas disponibles automáticamente se ha facilitado un valor similar a este error, la raíz del error cuadrático medio (28). En su defecto, se calculará a partir de la siguiente expresión y/o programándolo. La tabla que se representa muestra el resultado.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2 \quad (33)$$

- n= número total de puntos de operación.
- \hat{y}_i = vector que contiene las predicciones, depende del modelo.
- y_i =vector con los valores verdaderos.

MSE Año 2008	Fit Splin cúbico	Polinomio	Exponencial	Gauss2	Gauss3	Gauss5
A4	0	4.011	96481.486	277.407	165.004	4.36
A5	0	6.873	36589.126	161.871	111.854	2.507
A45	0	8.951	114952.864	242.227	98.286	7.680
A46	0	2.403	122379.087	191.690	191.730	131.951

Tabla 20: Tabla comparativa global del error cuadrático medio

Una vez más se demuestra que para el primer aerogenerador, entre los modelos gaussianos es preferible el modelo gauss3 ya que su error cuadrático medio es prácticamente la mitad que el de seis parámetros o gauss2. El principal conflicto residirá entre la elección del modelo por el ajuste por polinomio o de gauss3 pero de nuevo como se justificó anteriormente, por el número de parámetros y la diferencia de los residuos a lo largo de cada punto de operación, se escoge el modelo gauss3. Quedando por lo tanto ya definido en su totalidad el año de referencia del funcionamiento óptimo del aerogenerador mediante su curva de potencia.

En resumen, se descarta al inicio tanto el modelo *fit* como el *exponencial*, por no ser un modelo paramétrico por su excesivo error respectivamente. Entre los modelos gaussianos se escoge *gauss3* por ser el guarda mejor el compromiso entre número de parámetros y error respecto al original para el tramo de funcionamiento normal. Entre el ajuste polinómico y *gauss3* se escoge finalmente este último por tener menor parámetros y un error que respecto a la potencia total es ínfimo. Por lo tanto, la expresión analítica por la que de ahora en adelante se empleará para definir y diseñar un modelo capaz de proporcionar el estado de salud del mismo es el **modelo gaussiano de nueve parámetros o gauss3** con los siguientes parámetros.

En cuanto al segundo aerogenerador, hay que tener en cuenta todas las consideraciones que se han ido planteando anteriormente. Los resultados de la programación no indicaban preferencia entre el modelo gauss2 y gauss3. Las figuras 42 y 43, indicaban que la mejor solución era el ajuste gauss3. Finalmente, con la tabla 20 entre ambos tienen el mismo orden de error

cuadrático medio. Pero el de seis parámetros tiene un error un 30% mayor que el de nueve. Como nueve parámetros son unas variables aceptables, se escoge el modelo gaussiano **gauss3**.

Desde el primer momento en que se obtuvieron los primeros resultados para el tercer aerogenerador, todo señalaba a que la mejor opción era también el modelo gauss3. Las distribuciones entre los modelos gaussianos eran muy dispares y convenía escoger éste. La tabla 20 confirma esta teoría. El error cuadrático medio es casi tres veces mayor del paso de un modelo gaussiano a otro. Como el error es suficientemente pequeño para **gauss3**, es la decisión final. No se considera el modelo de ajuste por polinomio a pesar de tener un buen ajuste porque con nueve parámetros se consigue un resultado más que válido.

Por otra parte, ocurría todo lo contrario con el último aerogenerador. Ambos modelos tanto gauss2 y gauss3 presentaban bastante rivalidad para todos los resultados, figura 46, 47 y primeros indicadores. Los resultados eran bastante parecidos, incluso se dudaba de la posible existencia de algún error en la programación, pero se ha comprobado que esos son los verdaderos resultados. Si un modelo matemático con seis parámetros puede ser prácticamente igual de preciso que uno nueve, lógicamente se escoge el primero. Aunque de todos los modelos gaussianos del conjunto de aerogeneradores disponibles, es el que mayor error tiene, igualmente se escoge frente al ajuste por polinomio. Posee el mismo orden que los demás y compensa un modelo seis parámetros a uno de diez. No se pretende buscar aquel que tenga el mínimo error, sino un buen modelo en conjunto. Se escoge el modelo **gauss2**.

ELECCIÓN FINAL	AEROGENERADOR 4	AEROGENERADOR 5	AEROGENERADOR 45	AEROGENERADOR 46
Fg	$a1 \cdot \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 \cdot \exp(-((x-b2)/c1)^2) + a3 \cdot \exp(-((x-b3)/c3)^2)$	ídem	ídem	$a1 \cdot \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 \cdot \exp(-((x-b2)/c1)^2) +$
a1	-1.516e+15	-227.4	-153.3	415.8
b1	147.3	12.96	13	15.23
c1	24.49	1.355	1.21	1.252
a2	-273.5	-72.6	140	2017
b2	13.28	11.39	15.15	12.52
c2	1.546	0.7719	0.5816	4.999
a3	2471	2157	2154	
b3	13.91	13.17	13.05	
c3	5.607	5.318	5.254	

Tabla 21: Expresión analítica final de la curva de potencia

5. DETECCIÓN DE ANOMALÍAS

5.1 PLAN DE DESARROLLO

Se ha definido la curva de potencia del comportamiento normal del aerogenerador de forma precisa que va a facilitar el diseño de un modelo definitivo que recoja el índice del estado de salud.

El modelo planteado consiste en la creación de unas bandas de confianza que aseguren que dentro de esa región el funcionamiento del aerogenerador es aceptable. Se utilizará la curva

de potencia antes mencionada como herramienta para ajustar dichas bandas. Se tiene que garantizar que dentro de esas bandas residen el 95% de las medidas recogidas en el año de comportamiento ordinario como punto de partida. A continuación, se someterán el resto de años a esas bandas de confianza con la intención de averiguar su desviación progresiva ya que si se encuentran fuera de estos márgenes es que esas medidas no eran las esperadas. Se ha producido una desviación. Se traducirán las repercusiones de estas desviaciones en pérdidas energéticas. Recogiendo así un informe de las condiciones en las que se encuentra.

5.2 OBJETIVO

Se ha de considerar este apartado como aquel que más trascendencia puede provocar en el estudio que se lleva a cabo en este proyecto. Hasta el momento se ha conseguido que a partir de una gran base de datos desorganizada proporcionada a cerca de las mediciones de una serie de variables tomadas cada diez minutos a lo largo de cinco años, representar la curva de potencia anual de todos los aerogeneradores disponibles junto con la expresión analítica del año de referencia, año 2008.

Con todas estas consideraciones, el objetivo de esta sección es diseñar un modelo capaz de evaluar el deterioro o el respectivo sometimiento del aerogenerador a lo largo de los años. Implicará si es necesario de nuevo la programación en Matlab de los estadísticos requeridos o nuevos parámetros diseñados capaces englobar dicha información. Igualmente se pretende detectar cualquier anomalía presente a lo largo de los años y asegurar si se ha eliminado por motivos de mantenimiento o si por el contrario ha persistido sin modificación alguna.

5.3 AJUSTE DE BANDAS DE CONFIANZA

Previamente, se ha de tener en cuenta la información de partida, los cambios que han producido hasta el momento y que serán el punto de partida del diseño. Tal y como se describió en la sección anterior se ha conseguido sustituir el ajuste lineal que se disponía de la curva de potencia en agradecimiento a la programación solicitada, por una curva lo suficientemente similar. Dispone del mínimo error posible. Pasando así de un modelo ajustado no parametrizable a un modelo parametrizable y que se conoce su expresión. Dicha expresión es imprescindible a la hora de definir el diseño que se explicara a continuación. Para confirmarlo he aquí la sustitución que se habla en uno de los aerogeneradores por la figura 48.

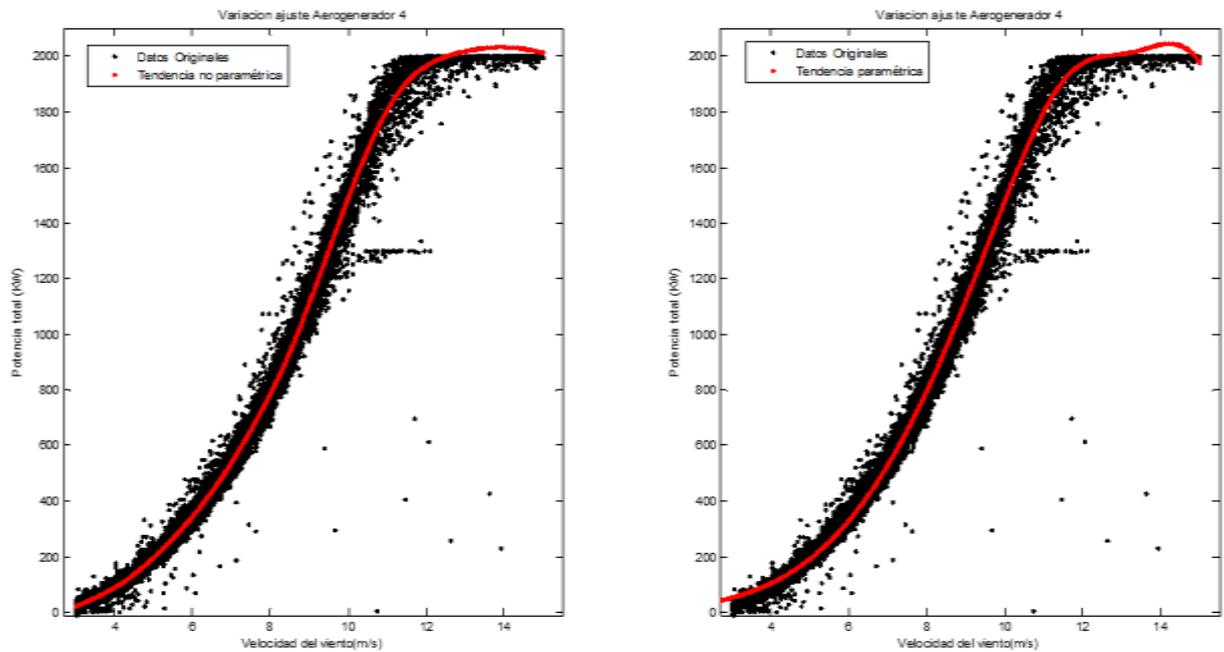


Figura 48: Modificación a curva de potencia parametrizable (Aerogenerador 4)

En la figura 48 se representa por un lado los datos de partida, el perfil negro y los datos no paramétricos que describen la tendencia de la base de datos. Por otro lado, en la figura de la derecha es la sustitución definitiva después del estudio de las diferentes adaptaciones paramétricas. Concretamente para este aerogenerador la mejor propuesta ha sido el modelo gaussiano de nueve parámetros. El comportamiento para las demás máquinas es bastante parecido. La adaptación difiere frente al no paramétrico principalmente en el tramo de 14 m/s que presenta una pequeña protuberancia saliente. No llega a ser excesivamente trascendental ya que tiene lugar en el momento de saturación y los años consecutivos para ese instante todos se encuentran en saturación. Realmente el tramo problemático y que puede desviarse progresivamente es entre los 4 y 12 m/s, el tramo en pendiente.

A continuación, se describirá en qué consiste el diseño planteado para evaluar las posibles desviaciones progresivas de la curva de potencia. A lo largo de todos los ajustes matemáticos que se han realizado es posible que se haya perdido parte de la precisión que la curva de la base de datos prometía. Por ello en vez de comparar directamente con la curva ajustada analíticamente, se diseñarán unas bandas de confianza de tal manera que dentro de ellas este contenido, a ser posible, el 95% de los datos de la curva original del año de partida. Estos son no los datos de la curva ajustada de la tendencia sino la que proviene directamente de la base de datos, pero eliminando aquellos puntos que pueden perturbar el proceso con la labor de filtrado que se programó. Véase cuando la máquina esta parada o la histéresis de viento. Se habla por lo tanto del perfil negro en ambas subfiguras de curva de potencia de la figura 48.

La obtención del modelo analítico de la curva de potencia sirve de herramienta para la creación de las bandas de confianza. Dado que ya viene la estructura de la curva se va probando diferentes alternativas, modificando doblemente la función analítica, tanto para la creación de la banda superior como la inferior, las bandas finales de uno de ellos se muestran en la figura 49. Para los demás aerogeneradores los resultados difieren dependiendo del modelo analítico escogido y sus datos de partida. El resultado visualmente difiere sutilmente.

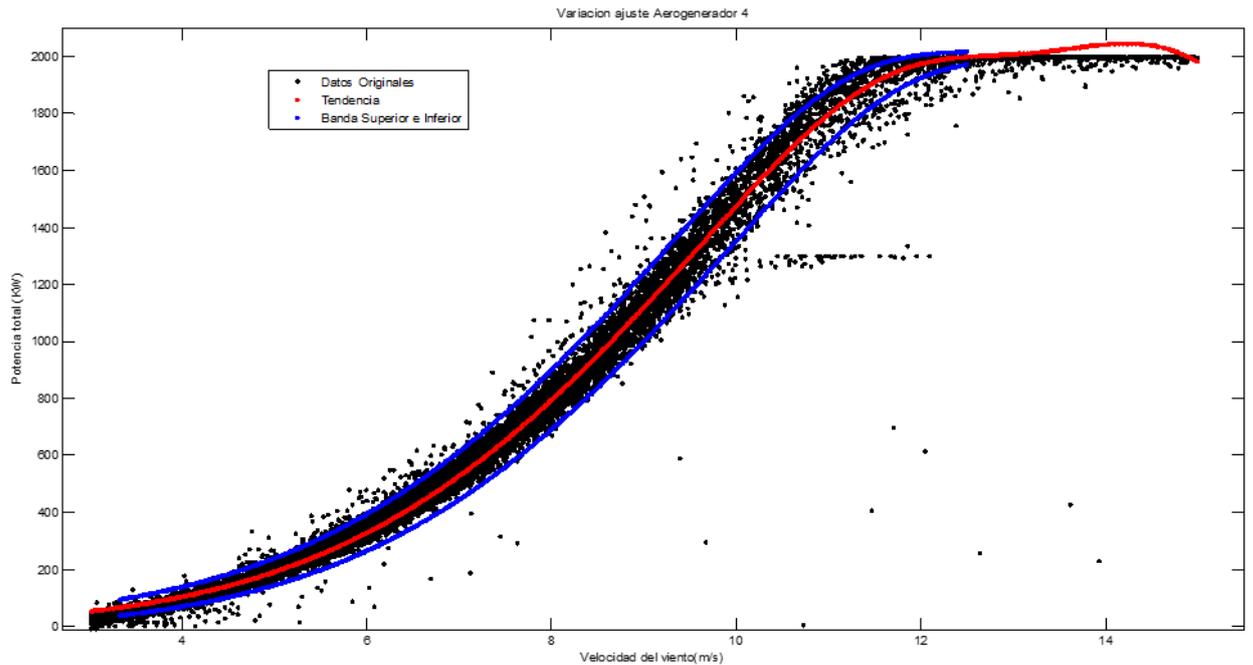


Figura 49: Estudio de la desviación en kW de la curva con bandas de confianza (Aerogenerador 4)

Para comprobar si dentro de las bandas de confianza se encuentra el 95% de la información se han diseñado una serie de variables. Se ha decidido programar de tal manera que para cada punto de funcionamiento siga el siguiente proceso.

1. Se toma un punto de funcionamiento original de la curva para el año de referencia 2008 (negro).
2. Para la velocidad del viento correspondiente a ese punto, se conoce el valor de la potencia esperada (curva roja) y el valor que ocupa para esa velocidad la banda superior y la banda inferior (curvas azules).
3. Se han definido tres variables acumulativas para cuantificar el número de puntos que se encuentran en cada una de las siguientes categorías.
4. Si el punto de operación se localiza entre las bandas de confianza (*Dentro*).
5. Si el punto de operación se encuentra por encima de ambas bandas de confianza (*Encima*).
6. Si el punto se encuentra por debajo de ambas (*Debajo*).

Este proceso se repite sucesivamente hasta cubrir todos los puntos de operación. Se repite para las velocidades de viento comprendidas entre los 3 y 12,5 m/s ya que es la zona en la que realmente se va a experimentar variación progresiva, la zona en pendiente. Para el resto de aerogeneradores la zona operativa habitual es prácticamente la misma. Es importante señalar que, para cada uno de los tres casos, se necesita saber la concentración de datos que se encuentran en cada grupo. Tanto si pertenecen a la zona de funcionamiento normal, por encima o por debajo de lo esperado.

Para ello, cuando ha finalizado la aplicación del proceso a cada punto, se recogen estas variables y para conocer el porcentaje que se encuentran dentro de la franja de funcionamiento estándar, se calcula de la siguiente forma.

$$\%Dentro = \frac{Dentro}{Dentro + Encima + Debajo} * 100 \quad (34)$$

Este porcentaje debe de estar por lo menos bastante próximo al 95% del total para comprobar que el ajuste de bandas sea el adecuado. En su defecto, repetirá de nuevo el proceso, modificando la disposición de las bandas hasta que se consiga. La figura 48 es ya la solución aceptada donde se muestra en tabla adjunta con el mismo proceso aplicado a los demás aerogeneradores.

Año 2008 % total	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
Encima	3.31	2.88	2.03	2.38
Dentro	92.67	94.48	92.22	95.07
Debajo	4.02	2.64	5.75	2.55

Tabla 22: Clasificación de medidas según su comportamiento en 2008

Como se puede comprobar en la tabla 22, en el primero no se llega en su totalidad al 95%, pero cerca de un 93% es aceptable porque se ha probado aumentando el ancho de la banda de confianza y se convertiría de una anchura superior que perdería precisión a la hora de evaluar el resto de años. El origen puede ser debido a que según se observa en la figura 49, hay numerosos puntos dispersos cuyo fundamento es desconocido y son puntos anómalos. Además, se justifica la validez de estas bandas de confianza en que visualmente se ve que recoge la máxima concentración de puntos posible. El ajuste del segundo sí ha sido posible acercarse más al 95 % pero por el perfil de la curva de potencia analítica no se ha podido ajustar recogiendo exactamente toda la concentración de puntos notorios. Se ha dejado parte de datos en la zona superior del codo de saturación que no ha sido posible almacenar dentro de las bandas. Más adelante en los resultados se reflejará sus consecuencias. En el tercero la principal razón del 3% restante puede ser debido a que como se observó en figuras previas, hubo un momento en ese año que había una limitación en la máquina. Para velocidades de viento dispares, no era capaz de proporcionar toda la potencia que debería. No son puntos relevantes, pero pueden ser el motivo de este hecho. Por último, para el cuarto aerogenerador se ha tenido que ser más flexible a hora de configurar las bandas. La curva de potencia original en este año de referencia no evoluciona con una anchura relativamente uniforme como ocurre con los demás. Esto ha provocado que haya partes dentro de las bandas de confianza en los que no haya muchos puntos. Se ha perseguido conseguir concentrar la mayor parte de puntos, incluyendo aquellos que se encontraban en la sección más ancha.

5.4 ANÁLISIS DESVIACIONES ANUALES

Debidamente fijados los elementos que participan en el proceso de estudio de la evolución de la curva de potencia, se dispone a comprobar el estado del aerogenerador a lo largo de los años. En este instante es cuando participa una nueva variable definida como Desviación. Esta variable pretende recoger las diferencias energéticas respecto al funcionamiento normal. Para ello, se sigue prácticamente el mismo proceso que el de la comprobación de la concentración de información en el año de referencia, pero con pequeños matices. Se someten los datos de los sucesivos años a las mismas bandas de confianza que ya se crearon siguiendo los siguientes pasos sucesivamente para cada punto de operación del año en el que se encuentre. Los resultados finales se muestran de la figura 50 a la 53.

1. Se toma un punto de funcionamiento original de la curva para el año de referencia en cuestión (2009-2013).
2. Para la velocidad del viento correspondiente a ese punto, se conoce el valor de la potencia esperada (curva roja), el valor que ocupa para esa velocidad la banda superior y la banda inferior (curvas azules).
3. Si el dato original tiene un valor menor que la banda superior a esa velocidad y mayor que la banda inferior, está comprendido dentro de las bandas. Se le asigna a la variable *Desviación* el valor cero.
4. Si el dato original directamente es mayor que el valor correspondiente de la banda superior, se le asigna a la variable la desviación de potencia existente entre esos dos puntos para estar en la región de funcionamiento ordinario.
5. Si no se cumplen ninguna de las condiciones anteriores se traduce en que dicho punto se encuentra por debajo de las bandas de confianza. Se le asigna la diferencia entre la banda inferior y el punto en cuestión. Se le otorga un valor negativo, al estar por debajo de la zona deseada.

AEROGENERADOR 4

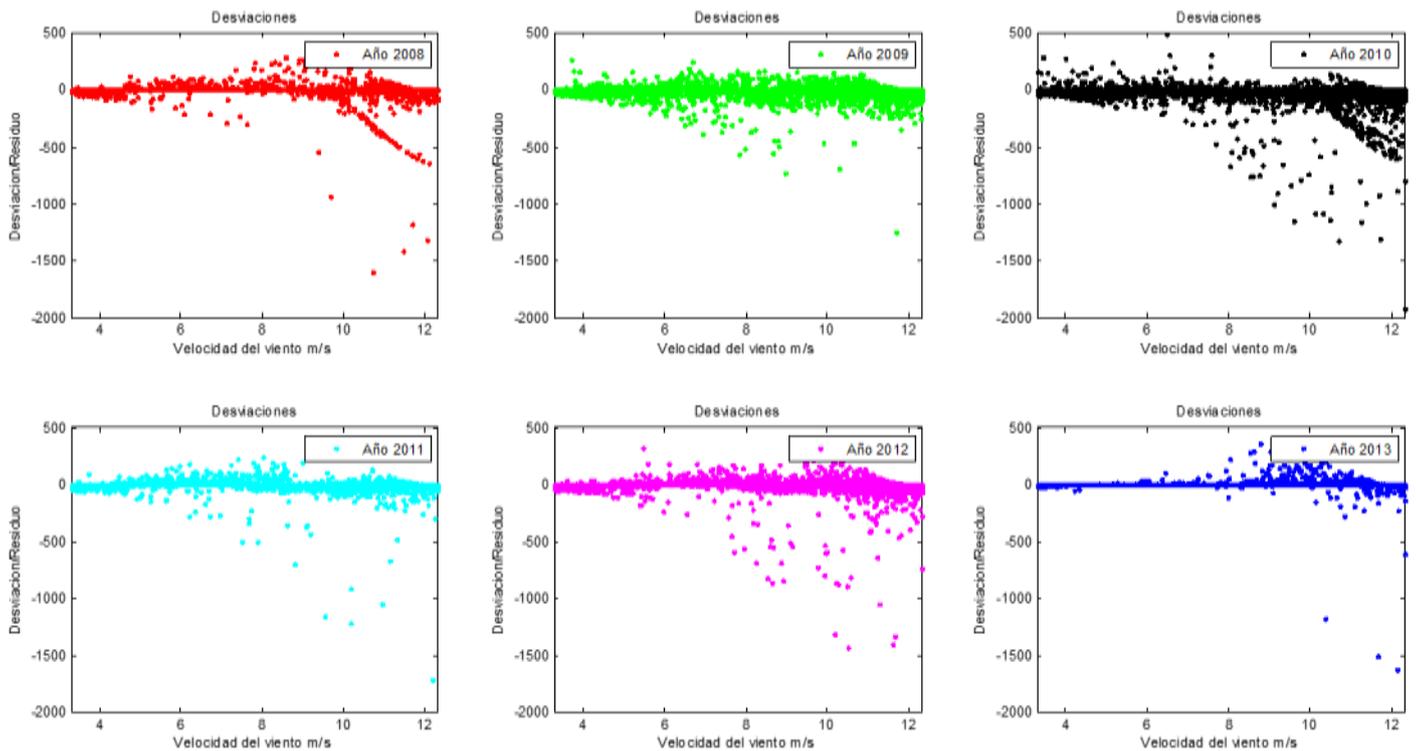


Figura 50: Desviaciones en kW anuales de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

En la figura 50 se representa la velocidad del viento en m/s frente a las desviaciones o residuos que viene a ser prácticamente el mismo concepto. La desviación hace referencia a la diferencia de potencia para llegar a estar dentro del funcionamiento nominal, el residuo. Se ha decidido representar el estado de cada punto de funcionamiento del aerogenerador en el tramo de interés de velocidades de 3 y 12,5 m/s de todos los años disponibles. Según la definición que se le ha otorgado a la variable, cuanto más concentración de puntos de valor cero haya, en mejor estado se encontrará el aerogenerador.

El hecho de que el punto de funcionamiento del año en que se encuentre se posicione en determinadas localizaciones tiene su explicación. Si las desviaciones son positivas, la máquina está siendo forzada a causa de proporcionar más energía de lo esperado. A largo plazo este efecto puede tener negativas repercusiones para los componentes del aerogenerador. Convirtiéndose en un modo de operación poco seguro. Esto puede tener origen en varias consideraciones. Si se fuerza la máquina a altas velocidades puede ser debido a que los sistemas de frenado o encargados de asegurar el aerogenerador ante condiciones extremas no están operando con normalidad. Además, si se produce el sobre funcionamiento a velocidades de viento ordinarias, existe la posibilidad de que sea por motivo de la red. Si las desviaciones son negativas, se encuentran por debajo de lo esperado, se traduce en energía perdida. Es esa energía la que se pretende cuantificar, hasta qué punto se ha ido perdiendo energía a lo largo del proceso. El motivo de esta pérdida de energía presenta un gran abanico de opciones. Desde problemas en el aceite de la multiplicadora provocando un menor rendimiento del normalizado hasta pérdida de eficiencia del generador.

Analizando individualmente cada año a la vez que se compara con sus años adyacentes se puede evaluar dicho hecho. Comenzando por el año de referencia, la inmensa mayoría toman un valor cero, tal y como se ajustó, salvo los puntos esporádicos comentados con anterioridad. Dichos puntos impidieron alcanzar el 95% de puntos contenidos en las bandas de confianza. Se puede apreciar por ejemplo en la hilera de puntos con desviación negativa situada entre 10 y 12 m/s. Estos corresponden a una pequeña saturación que se podía observar en la representación de este mismo caso, en la figura 49.

En cuanto al año 2009, los puntos se van dispersando paulatinamente. Ya no se aprecia una línea continua en el valor cero sino una estructura parecida al año anterior, levemente ensanchada. Se han salido algunos puntos de funcionamiento de las bandas de confianza tanto superior como inferiormente. Ha habido una pequeña degradación de un año a otro. Sin embargo, el año 2010 es el más interesante de analizar. Se produce una desviación más notoria en comparación con el año anterior y mucho más acusada si se establece como referente el año de partida. La dispersión de puntos con diferentes desviaciones es mucho más apreciable. Incluso hay una concentración digna de mención de -500kW a altas velocidades. Se estudiará dichas peculiaridades en el siguiente apartado. Es cierto que hay medidas puntuales que se llega a tener desviaciones muy negativas, incluso el doble de lo mencionado. Hacen alusión a aquellos puntos aislados a velocidades medio altas que se valoraron cuando se compararon las diferentes curvas de potencia. Se podría afirmar que en este caso el estado del aerogenerador es más que desfavorable.

A partir del 2010, se ha producido alguna modificación debido a que el estado de salud parece haber mejorado del paso de un año a otro. La concentración de desviación se ha visto reducida y la inmensa mayoría parece estar comprendida entre las bandas de confianza. Es cierto que siguen existiendo algunos focos puntuales de grandes desviaciones, pero sigue siendo inevitable. Tiene un aspecto bastante comparable con el año de referencia. Se afirma por ello que ha habido algún tipo de participación humana en el transcurso del año anterior y el 2010. Puede haber tenido lugar alguna obra de mantenimiento o reposición de algunos componentes que podrían estar dañados o degradados. Donde ha sido necesario detener la máquina. Normalmente la frecuencia de la revisión de los componentes está determinada por el fabricante. Suele estar comprendido entre los dos y tres años, concordando con lo que parece ocurrir en este aerogenerador.

En el 2011, en comparación con el año anterior, ocurre algo parecido al transcurso del año 2008 al 2009. Es evidente el aumento de las desviaciones de los puntos de operación, viéndose ensanchada lo que idealmente debería de ser una línea horizontal. Especialmente se visualiza más concentración de puntos cuya energía se ha ido perdiendo por falta de eficiencia y deterioro. Sin embargo, para el último año de la base de datos, no se dispone de toda la información anual, sino que abarca hasta mediados de año. Las conclusiones extraídas de este año no deben de ser del todo verídicas, pero de los pequeños datos que aparentan tener desviación la mayoría provienen de desviaciones positivas.

Desviaciones %	Encima	Dentro	Debajo
2008	3.31	92.67	4.02
2009	2.44	92.13	5.43
2010	1.75	89.35	8.90
2011	1.21	89.75	9.04
2012	1.88	87.23	10.88
2013	5.56	90.30	4.14

Tabla 23: Clasificación anual de medidas según su comportamiento (Aerogenerador 4)

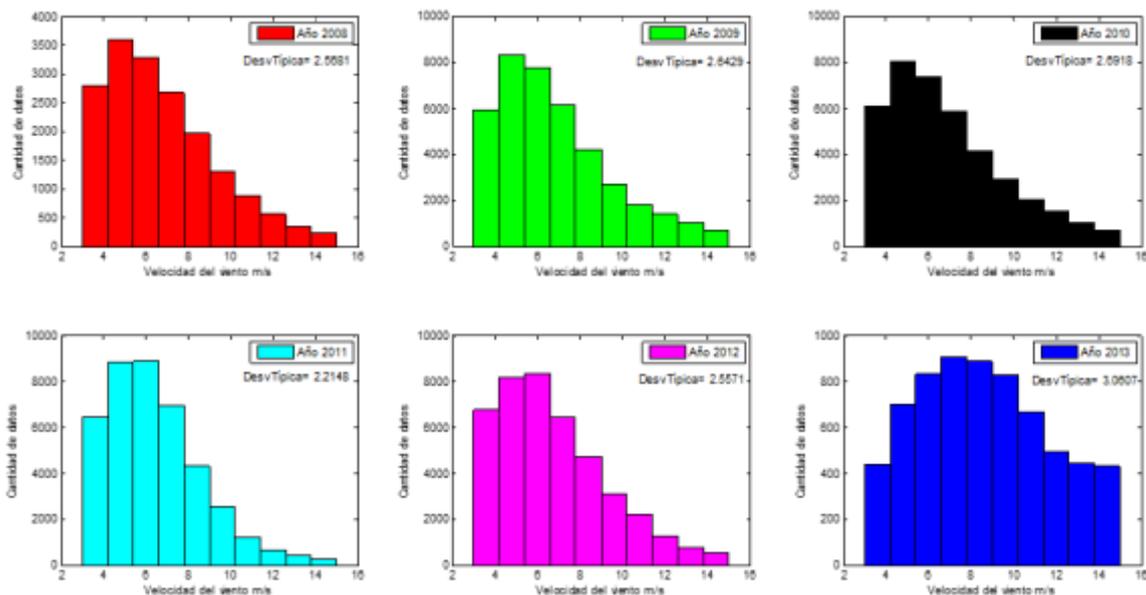


Figura 50 bis: Distribución velocidad del viento en m/s (Aerogenerador 4)

Para sostener todos los resultados obtenidos a través de otro reflejo, se ha programado también la tabla 23 que muestra la proporción de datos que se encuentran en cada sección según en año en que se encuentre analíticamente. Si se presta atención al porcentaje que indica la cantidad dentro de las bandas de confianza se han de sacar prácticamente las mismas conclusiones que si de las gráficas desarrollada se tratase. Según se puede ver el porcentaje de datos contenidos en las bandas de confianza disminuye hasta llegar al año 2011 donde recupera parte de la estabilidad y consigue de nuevo trabajar en una forma aceptable hasta la información disponible. A causa de una de las posibles justificaciones enunciadas, servicio de mantenimiento y reposición de componentes. Cuando se alcanza el año 2012 se encuentra frente a una situación parecida a la vivida en el 2009 donde existe una gran cantidad de datos que suponen pérdidas de energía. Casi un 11% del total de medidas que han supuesto una pérdida de energía a lo largo de ese año. Aspecto a tener muy en cuenta porque se está perdiendo mucha energía que podría

ser evitada. Existen muchas más medidas de potencia con desviaciones negativas que positivas. Por lo que urge un estudio más en detalle de toda la potencia que se está perdiendo, cuantificándola. A pesar de que para todos los años la distribución del viento ha seguido la misma estructura (figura 50 bis), no se puede decir lo mismo del comportamiento del aerogenerador.

AROGENERADOR 5

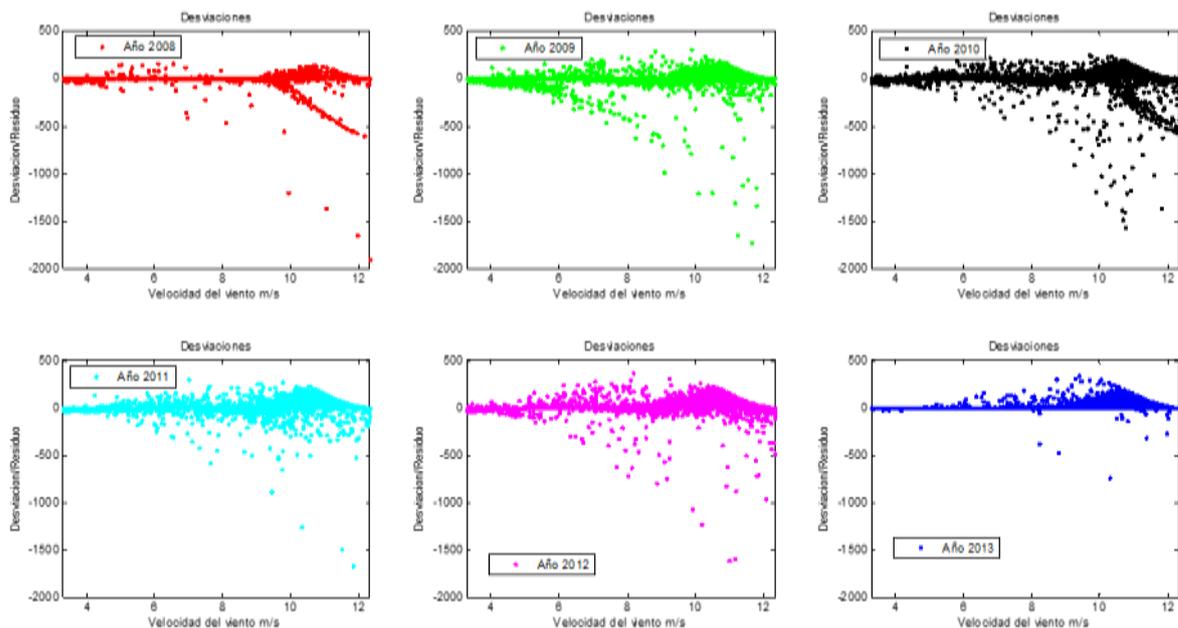


Figura 51: Desviaciones en kW anuales de la curva de potencia (Aerogenerador 5)

Pasando al segundo aerogenerador comenzamos comentando el año de partida y que será la referencia. Efectivamente parece que predominan los puntos que se encuentran por encima de las bandas de confianza a altas velocidades. Coincidiendo con el codo de saturación de la curva de potencia como se explicó. Al no abarcar ese tramo en las bandas de confianza hay muchos puntos que simularán que la máquina está trabajando en exceso. Por otro lado, destacan aquellos puntos que producen desviación negativa para velocidades entre los 9 y 12 m/s. Esto provoca que la máquina pierda potencia, cuya fuente provocada por la saturación a una potencia de 1,3MW como se observó en su curva de potencia. El resto de medidas parecen encontrarse en un estado aceptable.

En el 2009, la dispersión de puntos aumenta con creces para todas las intensidades de viento de trabajo. Tanto puntos de sobre funcionamiento como de desviaciones negativas. Igualmente aumentan aquellos de funcionamiento anómalo a altas velocidades y que provocan pérdidas de potencia de hasta 1,5 MW. Son datos puntuales que tampoco hay que prestar mucha atención. Sin embargo, aparece una acumulación de desviaciones negativas a bajas velocidades, en torno a los 6 m/s. La máquina se ha deteriorado con el paso de un año. El estado de la máquina en el año 2010 es similar al anterior pero su deterioro mucho más acusado en todos los sentidos. Aparece otra vez la limitación a altas velocidades que se encontró en el año de referencia junto con muchos más puntos anómalos. En todo momento se percibe el cúmulo de puntos a altas velocidades con grandes desviaciones positivas que hacen referencia al codo de saturación de la curva. Podría decirse que este es el peor estado del aerogenerador de todos los años.

Pasado este año, el sistema se ha estabilizado, aunque no con mucho éxito porque sigue habiendo gran cantidad de medidas en las que se pierde potencia. Habrá que mirar la concentración de puntos en cada sección para determinar con claridad su disposición. En el 2012 se encuentra una situación visualmente parecida al 2009. El aerogenerador se deteriora. En 2013 no hay casi pérdida de energía, pero hay que tener en cuenta que se está representando exclusivamente dos meses de operación de ese año, no puede ser un referente anual.

Desviaciones %	Encima	Dentro	Debajo
2008	2.88	94.48	2.64
2009	5.89	90.63	3.48
2010	8.30	88.30	3.40
2011	6.78	90.32	2.90
2012	9.04	87.39	3.57
2013	24.49	74.69	0.82

Tabla 24: Clasificación anual de medidas según su comportamiento (Aerogenerador 5)

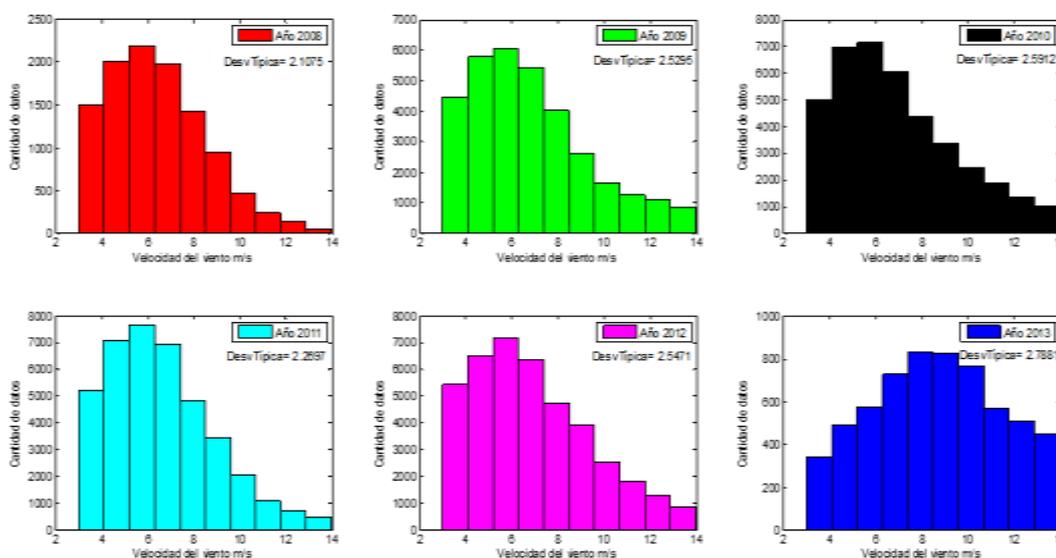


Figura 51 bis: Distribución velocidad del viento en m/s (Aerogenerador 5)

Gracias a la expresión cuantitativa de la tabla 24 se puede confirmar que hasta el 2010 las medidas que forman parte del funcionamiento normal van disminuyendo, aumentando así el funcionamiento perjudicial para la máquina que derivará en el deterioro de los componentes. Se produce un cambio a partir de ese año que en la figura 51 se intuía, que consigue recuperar en la medida de lo posible el estado inicial de óptimo funcionamiento. Ha tenido lugar un servicio de mantenimiento que ha debido de sustituir o reparar los componentes pertinentes al igual que en el aerogenerador anterior. En este caso no se llega a perder tanta energía. No se supera el 4% de la energía total generada como perdida. Estos cambios graduales no son causa de las condiciones atmosféricas de su entorno sino por problemas dentro de la máquina. En la figura 51 bis se observa que para todos los años la distribución del viento es invariante pero el comportamiento de la máquina no. La distribución de velocidad del viento es bastante parecida a la del aerogenerador 4 lo que se puede entrever que son aerogeneradores de un mismo parque eólico.

AEROGENERADOR 45

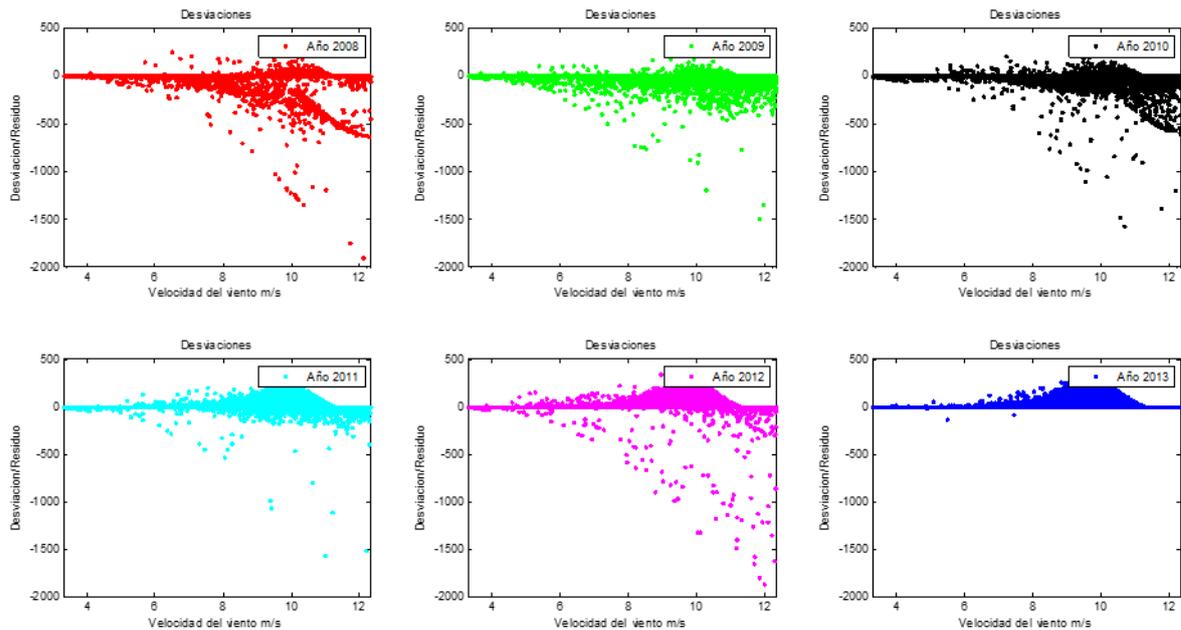


Figura 52: Desviaciones en kW anuales de la curva de potencia (Aerogenerador 45)

Lo curioso de este aerogenerador es que, a lo largo del transcurso de su operación anual del año de referencia, presenta una desviación frente a la tendencia hacia la derecha que al principio parece anómala. No obstante, persiste hasta que llega a una limitación a los 1,25MW. Se ve reflejado en la subfigura del año 2008. Provoca pérdidas de potencia, pero en el siguiente apartado se cuantificará la gravedad de esta situación. A salvedad de esta anotación las demás medidas se encuentran dentro de las bandas. Esta situación no se repite al año siguiente, pero en cambio sigue habiendo una dispersión notoria de medidas fuera de su umbral habitual. Concretamente de puntos de desviación negativa. El 2010 frente al anterior tiene muchos puntos con desviación negativa junto con anómalos, pero al año siguiente vuelve a haber una modificación porque el estado de salud parece ser más favorable. La concentración de medidas dentro de las bandas de confianza ha aumentado. Ha intervenido la presencia humana a no ser que las condiciones ambientales hayan cambiado. Hay puntos con gran desviación positiva llegando incluso a los 300kW, aunque frente a las desviaciones negativas de hasta 500kW de los puntos anómalos es insignificante. En estos tres últimos años parece haber más concentración de puntos por encima del funcionamiento esperado a pesar de que en ese caso el ajuste de las bandas de confianza ha conseguido recoger el 93% de los datos incluyendo el codo de saturación de la curva. Es evidente su dispersión progresiva desde la modificación.

Desviaciones %	Encima	Dentro	Debajo
2008	2.03	92.22	5.75
2009	0.95	92.00	7.05
2010	1.33	89.35	9.33
2011	3.62	94.36	2.02
2012	9.91	88.96	1.13
2013	26.36	73.59	0.05

Tabla 25: Clasificación anual de medidas según su comportamiento (Aerogenerador 45)

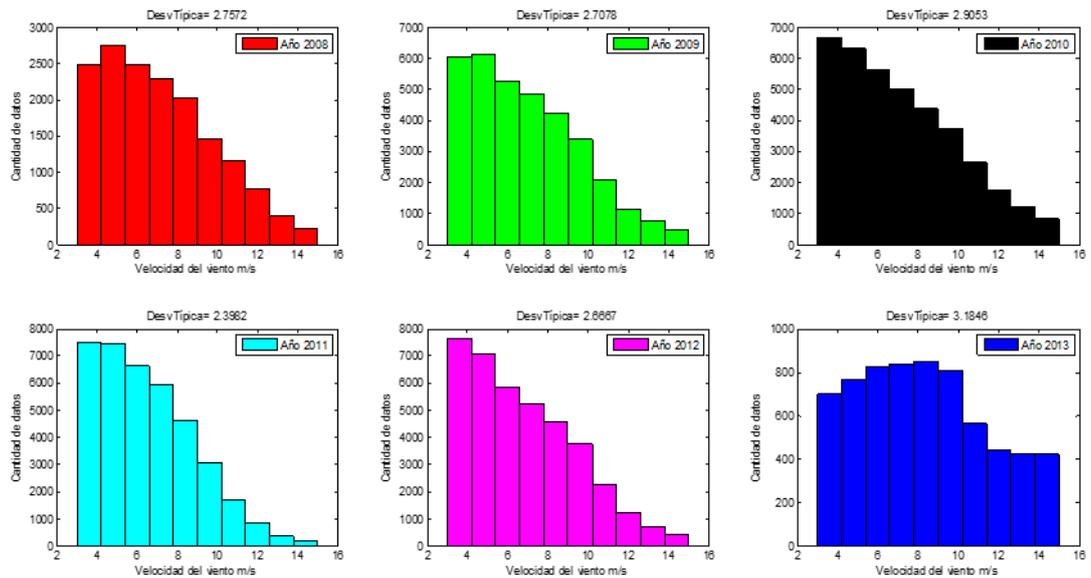


Figura 52 bis: Distribución velocidad del viento en m/s (Aerogenerador 45)

Aunque parezca que según la figura 52 hay mucha más desviación negativa en el 2008 con respecto a los años consecutivos, resulta que dicha suposición no es cierta ya que la tabla 25 demuestra lo contrario. Las desviaciones negativas aumentan gradualmente hasta el 2010 donde a partir de ese año se recuperan teniendo incluso menos que en el año inicial. También se puede afirmar a través de los datos almacenados dentro de las bandas, sigue la misma evolución. Sin embargo, a lo largo de los años tras el servicio de mantenimiento que ya se puede confirmar, la energía que se sale del umbral de comportamiento normal, es transformado en situaciones donde la maquina se ve forzada a trabajar bajo condiciones que no está habilitada. A largo plazo puede degradar seriamente los componentes del aerogenerador. Una actuación preventiva ante estas situaciones puede evitar una situación no deseada en un futuro. Se garantiza que el comportamiento que está sufriendo la máquina no es causa de las condiciones externas, las distribuciones del viento son uniformes e invariables según la figura 52 bis. Su desviación típica difiere anualmente en décimas.

AEROGENERADOR 46

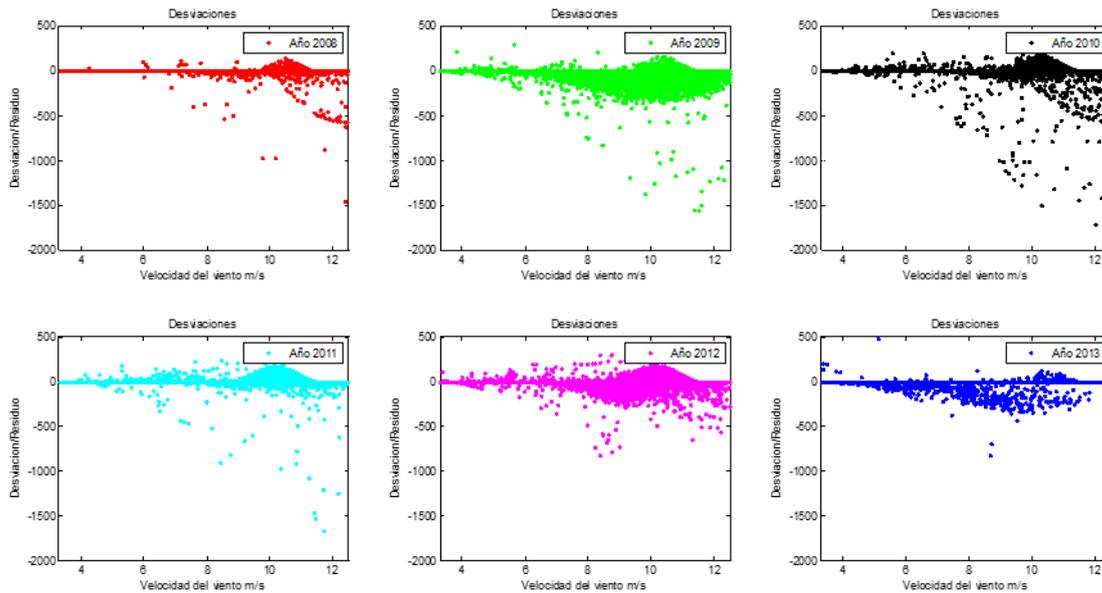


Figura 53: Desviaciones en kW anuales de la curva de potencia (Aerogenerador 46)

Lo curioso que se ha encontrado cuando se ha programado y diseñado el ajuste de las bandas de confianza, es que la anchura de la curva de potencia real no tendía a ser relativamente constante en comparación con el resto de los aerogeneradores. No es un indicativo de funcionamiento inapropiado, sino que podría alterar en la evaluación de los años posteriores. Dentro de las bandas hay huecos donde no hay una gran concentración de datos. No obstante, a juzgar por la figura 53 la progresión tiene sentido. Partiendo del año 2008 como se consiguió englobar el 95% ha resultado que la primera subfigura demuestre que el estado del aerogenerador es bastante favorable. Todas las medidas salvo algunos puntos que se dispersan a partir de los 10 a 12m/s, se encuentran dentro. En cambio, con el transcurso de un año el estado de la máquina es sometido a un gran cambio. Existe un cúmulo de medidas que participan en la pérdida energética, desviaciones negativas, a partir de los 6 m/s hasta el final. Se desconoce su concentración, pero a simple vista parece tener peso. Especialmente en las velocidades de funcionamiento óptimo funcionamiento como los 11 m/s. El estado en el 2010 se encuentra en mejores condiciones que el anterior aun siguiendo preservando algunas medidas que necesitan atención a altas velocidades. Ha habido un cambio, posiblemente por una obra de mantenimiento. A partir de ese año las desviaciones disminuyen como se muestra en la subfigura 53 en 2011, volviendo a un estado similar al de partida. Progresivamente vuelven la dispersión de los puntos que se desvían de comportamiento estándar, urgiendo la necesidad de otra renovación o atención de los componentes.

Desviaciones %	Encima	Dentro	Debajo
2008	2.38	95.07	2.55
2009	1.35	83.33	15.31
2010	4.02	93.01	2.97
2011	3.24	95.32	1.44
2012	3.63	90.13	6.24
2013	2.32	83.98	13.70

Tabla 26: Clasificación anual de medidas según su comportamiento (Aerogenerador 46)

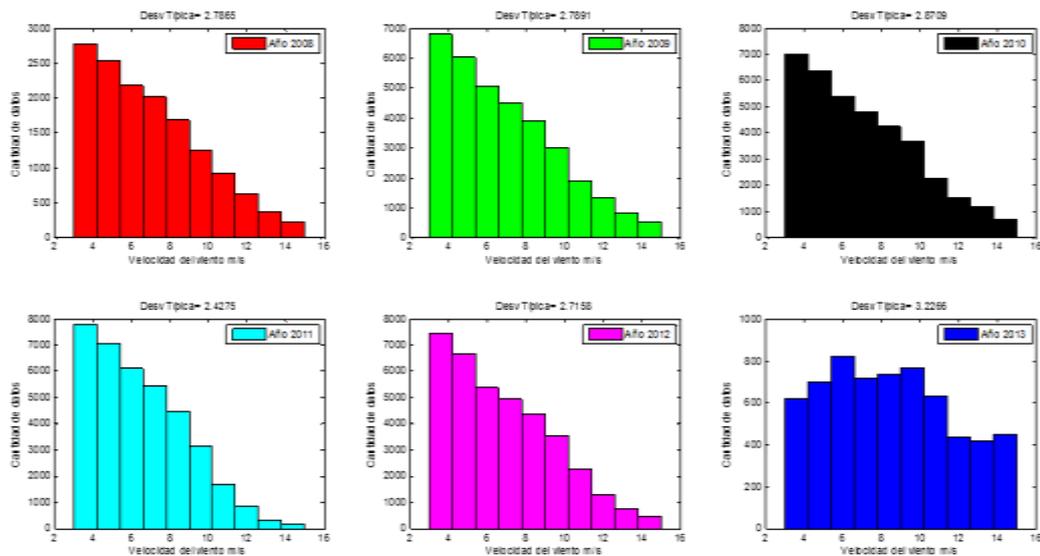


Figura 53 bis: Distribución velocidad del viento en m/s (Aerogenerador 46)

Se confirma por lo tanto por la tabla 26 que a mediados del año 2010 aproximadamente se produce una modificación que afecta al estado de salud de este aerogenerador. Los datos considerados como buenos disminuían hasta ese año. En el año anterior como se podía comprobar en la figura 53, efectivamente un 15,31% del tiempo de funcionamiento no trabajaba correctamente por lo que demandaba una revisión. La intervención consigue que el 95,32% de los datos se encuentren dentro del margen de confianza. Más incluso que el año de referencia. En el 2012 se encuentra ante las mismas circunstancias que en el 2009 como con el resto de máquinas estudiadas. Un aumento de desviaciones negativas hasta el 2013 que tiene un 13,70% de operaciones que implican una pérdida de eficiencia en dos meses de actividad. No por parte de las condiciones climatológicas (figura 53 bis), sino por cuestiones internas. Los aerogeneradores 45 y 46 se puede intuir que su localización se encuentra en el mismo parque eólico por su similitud de las condiciones externas.

5.5 EVALUACIÓN PÉRDIDA DE ENERGÍA

A causa de los resultados obtenidos del estado de salud y de la evolución de la curva de potencia, es decir, la curva que engloba el funcionamiento anual del generador, ha llamado de la atención la energía que se pierde a lo largo de los años. La pérdida de energía puede llegar a derivar en numerosas consecuencias. Económicamente al estar perdiendo rendimiento de la máquina, no se está proporcionando toda la energía necesaria o requerida, traduciéndose en pérdidas para el propietario. Un buen índice que describa el comportamiento que está siguiendo el aerogenerador progresivamente puede ayudar a eliminar o en su defecto minimizar estas consecuencias.

Se ha decidido enfocar este apartado en la representación con su correspondiente programación junto con unos resultados que cuantifiquen la magnitud de estas pérdidas.

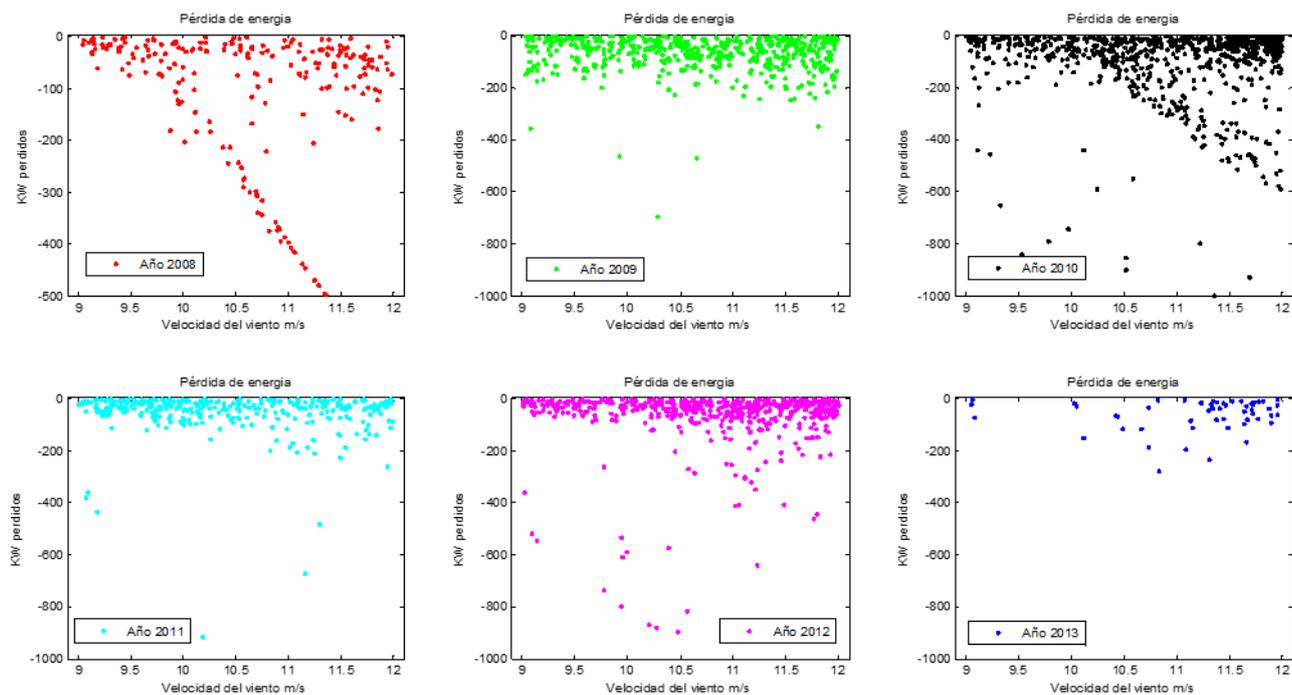


Figura 54: Desviaciones negativas en kW anuales de la curva de potencia (Aerogenerador 4)

La figura 54 representa un ejemplo de lo que se está comentando. Una ampliación a lo que finalmente se adquirió una vez programado y diseñado en la figura 50 enfocado únicamente en lo que preocupa que son las desviaciones negativas o las pérdidas energéticas anuales. Especialmente el objetivo es conseguir un balance de la energía que se ha dejado de dar no solo de todos los casos, sino la importancia desde el punto de vista de la pérdida de energía. No es lo mismo una desviación negativa en 5m/s que en 11m/s. Se ha decidido analizar aquellos tramos que son realmente relevantes en cuanto a pérdidas. Se evalúa el tramo de velocidades comprendido entre los 9 y los 12,5 m/s tal y como se muestra en la figura 54. La mayoría de las desviaciones negativas que llamaban la atención a la hora de analizar los resultados de las desviaciones por primera vez, solía estar entre este intervalo en los cuatro aerogeneradores.

Se programa una variable que almacene el valor de todas las desviaciones negativas o energía que se deja de proporcionar para el umbral señalado para cada año y aerogenerador según se muestra en la tabla 27. Se comentarán los resultados de cada uno de los aerogeneradores.

Potencia total perdida en kW	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
2008	30593.89	33729.58	131072.83	18999.01
2009	36707.22	33572.90	98468.92	286892.41
2010	85283.46	78178.03	161848.96	75269.78
2011	19953.76	30578.24	30624.37	27189.91
2012	42152.77	24775.13	52589.77	86943.79
2013	5929.75	2118.45	0	30085.60

Tabla 27: Potencia anual perdida en kW

AEROGENERADOR 4

Hasta el 2010 la potencia total perdida aumenta progresivamente. Se produce un cambio muy drástico en el paso del año 2009 al 2010 se encuentra muy cerca de ser 2,5 veces más de potencia. Las pérdidas se ven atenuadas en gran medida para los años posteriores. En conclusión, se produce de media alrededor de 43 MW por año sólo en el tramo comprendido entre dichas velocidades. Casi tanto como la potencia total instalada en todo un parque eólico. Aun eso, es posible como ya se ha comentado que algunos puntos singulares que se salgan de lo ordinario, puedan distorsionar este resultado final. La mejor manera de averiguar dicha distribución es a través de un histograma reflejada en la figura 55.

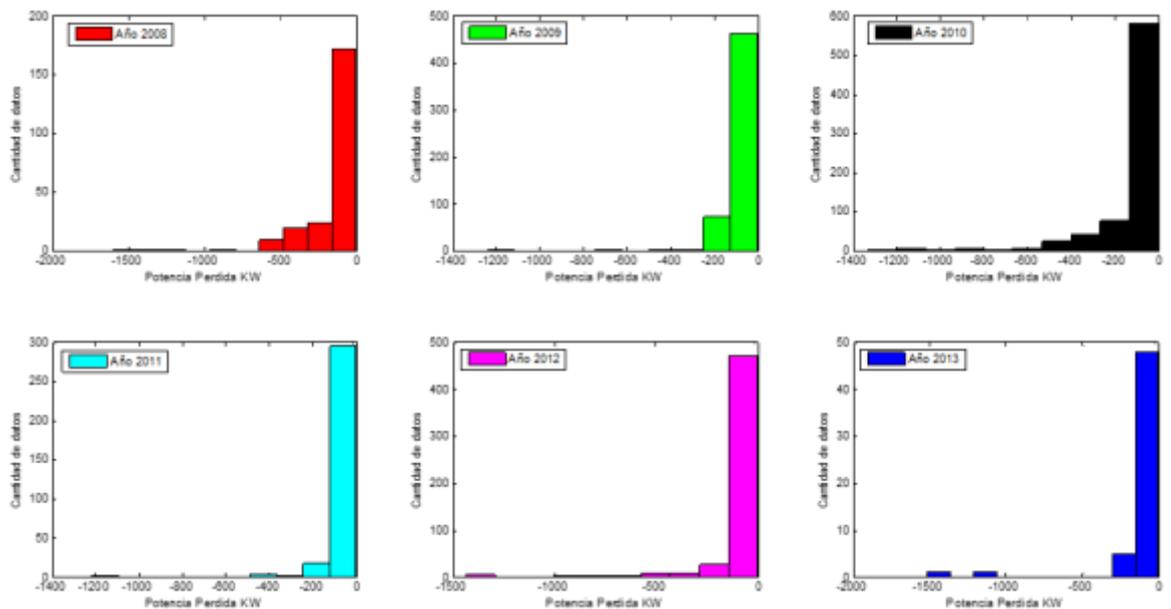


Figura 55: Histograma anuales pérdida potencia vs cantidad datos (Aerogenerador 4)

La figura 55 representa la distribución real de los puntos que disponen de desviación negativa en el tramo de 9 y 12,5m/s. Existe la posibilidad de que haya más de un punto de operación que este sujeto a las mismas condiciones, pero eso no se puede apreciar en las gráficas que se han estado plasmando como la figura 54, porque sólo se puede representar una vez. De ahí uno de los principales motivos de conocer el histograma de la base de datos. Tal y como era de esperar la concentración de casos es mayor para desviaciones menores de 500kW. Almacenándose dependiendo del año, casi el 90% alrededor de los 100kW. Dependiendo del año y el estado en que se encuentre el aerogenerador, la distribución varía. Si se comparan dos años de estados muy dispares se puede visualizar con claridad. Mientras que en el año 2011 cuanto ya se han realizado las modificaciones la inmensa mayoría de los puntos con desviación son menores de 100kW, para el año anterior se cumple igualmente, pero en menos proporción ya que existe una distribución adicional de mediciones comprendidas entre los 200 y 500kW, afectando perjudicialmente al aerogenerador. En conclusión, aquellos puntos peculiares que puedan perjudicar al análisis del estado de salud, su concentración es mínima con respecto a aquellas medidas cuyas pérdidas son mucho menores. Por lo que los resultados no se ven gravemente distorsionados por ellos.

AEROGENERADOR 5

No parece haber sufrido casi cambios en el transcurso del 2008 al 2009. En el primer año se encontraba con la limitación de potencia que afectaba a las desviaciones negativas y en el segundo año había muchos más puntos anómalos que al provocar mayores desviaciones podía

compensar el no haber sufrido la limitación. El año del cambio genera unas 2,6 veces más pérdidas que la media, parecido al aerogenerador anterior. Después de la modificación sigue habiendo pérdidas como es lógico, pero mucho más controladas. En el 2012 se tienen menos pérdidas que en el 2011 en parte porque, aunque al analizar este aerogenerador se indicaba que la concentración de puntos por debajo de las bandas era mayor en el 2012 que en el 2011, puede ser motivo de que haya una mayor distribución de puntos anómalos en 2012. A pesar que en ningún momento se superan el cúmulo de medidas superiores al 4% del total como desviaciones negativas, los órdenes de magnitud son similares al anterior aerogenerador. Para confirmar estas teorías se reclama el conocimiento de la distribución de las desviaciones.

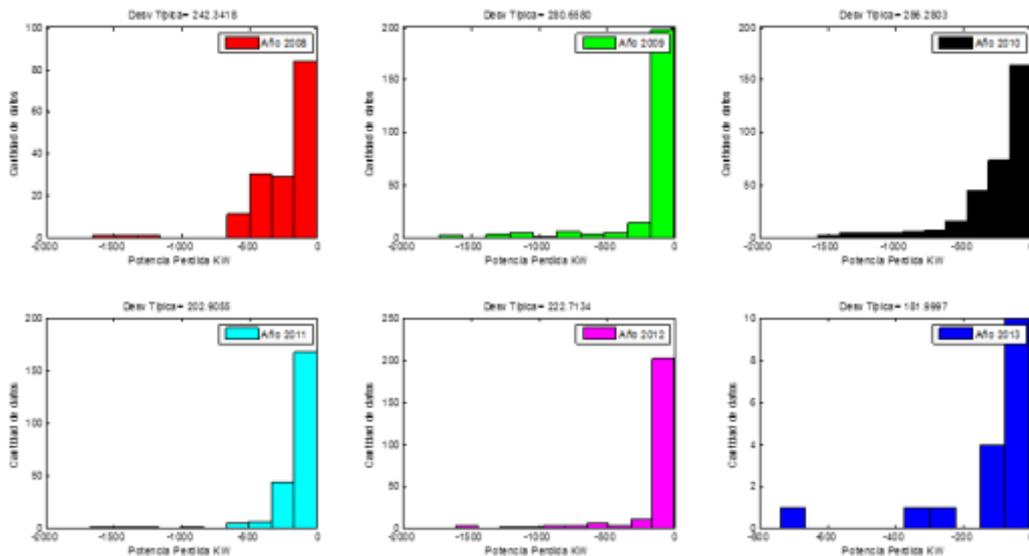


Figura 56: Histograma anuales pérdida potencia vs cantidad datos (Aerogenerador 5)

Efectivamente se confirma la deducción de que el motivo por el cual las pérdidas entre los años 2008 y 2009 son tan parecidas es que se ve en la imagen 56. Mientras que en 2008 casi el 95% de sus medidas se encuentran por debajo de los 500kW de desviación, en 2009 hay una distribución que cobra importancia de puntos anómalos que llegan incluso hasta los 1500kW, de ahí que su desviación típica aumente en 40 unidades. A pesar de que la inmensa mayoría de datos se encuentre por debajo de los 300kW, se ve compensado. El año de mantenimiento la distribución no tan drástica como las demás y llega hasta los 600kW. Igualmente se confirma que el motivo por el cual hay menos pérdidas en el paso del 2011 al 2012 es porque el intervalo de desviaciones en 2011 llega hasta los 600kW y en 2012 hasta 500kW. Una anotación importante es que en este tramo de velocidades en 2011 hay más puntos en total que en 2012 por lo que a poco que tenga alguna medida singular ya tendría más pérdidas que el año posterior.

AEROGENERADOR 45

Este aerogenerador presenta unas pérdidas demasiado elevadas en el año de referencia aun habiendo ajustado correctamente las bandas de confianza. Esto es, como ya se ha mencionado por la singularidad del comportamiento en 2008. Como se observó en su curva de potencia había unos puntos que se salían de la tendencia desplazándose a la derecha hasta pasadas varias unidades de velocidad de viento. Esto se traduce en pérdidas energéticas porque se encontrarían por debajo del margen. Llegando al año problemático que es el 2010 se tienen incluso más pérdidas que en este año, pegando así tras el mantenimiento un cambio drástico en

cuanto al estado del aerogenerador reduciéndose en un 80%. Progresivamente van aumentando hasta los datos actuales. Para el último año no parece haber pérdidas significativas porque solo se está hablando de dos meses de trabajo.

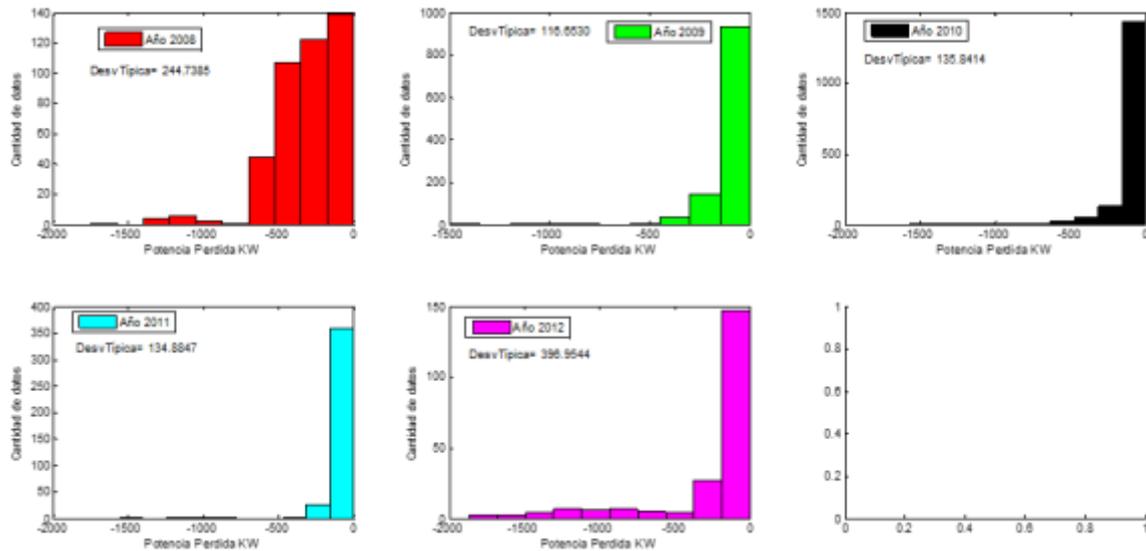


Figura 57: Histograma anuales pérdida potencia vs cantidad datos (Aerogenerador 45)

Con la imagen 57 se demuestra que a lo largo del 2008 la mayor parte de la información está distribuido en pérdidas de menos de 600kW, pero la proporción está bastante igualada consiguiendo así una alta desviación típica. Tiene sentido que el sumatorio sea tan alto como en la tabla 27. El mantenimiento ha provocado que del paso del 2010 al 2011 las desviaciones son menores. No hay que olvidar que se está evaluando un tramo de velocidades determinado y no todo el rango de operación. Este es la sección que realmente interesa y no siempre se va a tener la misma cantidad de medidas en todos los años como se muestra en la figura 57. Se puede tener desde más de 1500 medidas como en el 2011 o ninguna como en el 2013.

AEROGENERADOR 46

La potencia perdida aumenta hasta el 2010 pero llama la atención que el 2009 tiene unas pérdidas que son casi el doble que las máximas en el aerogenerador 45. Se desconoce el motivo de ese número tan elevado, se analizará si puede ser causa de la intervención de puntos irregulares, aunque en su representación en la gráfica 53 se vislumbraba que esto podría ocurrir. Respecto al año de referencia sigue aumentando progresivamente hasta el 2010 que sufre la modificación reduciendo en casi un 64% la potencia para el 2011. Estos dos últimos aerogeneradores son los que más potencia han perdido con diferencia.

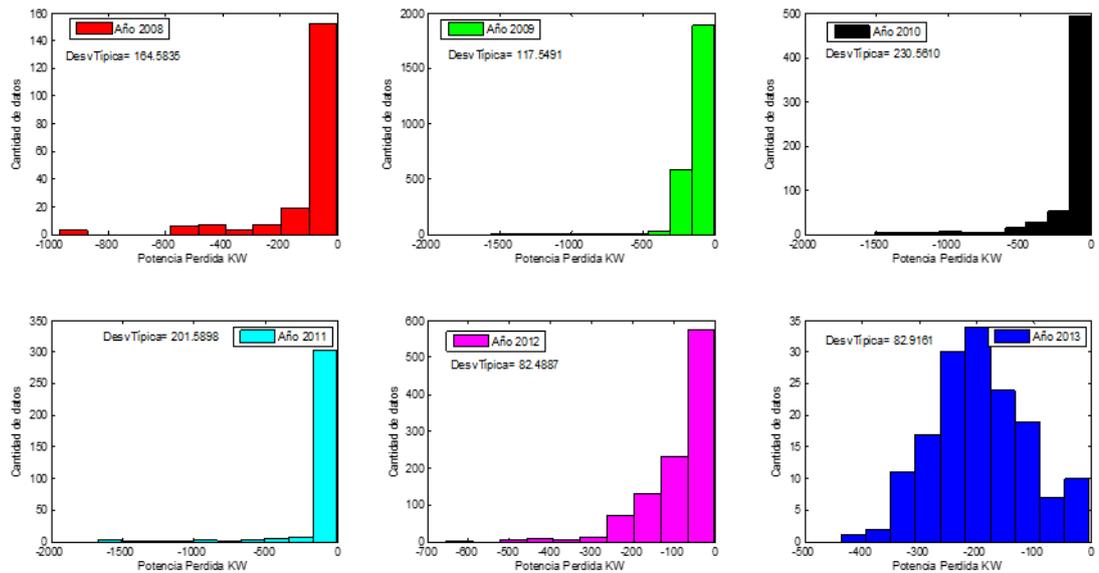


Figura 58: Histograma anuales pérdida potencia vs cantidad datos (Aerogenerador 46)

Con la figura 58 ya se puede justificar el motivo por el cual hay tanta pérdida de energía en el 2009. No es porque haya muchos puntos atípicos, sino que por lo general se suele encontrar que la media de puntos contenidos en el tramo de velocidades de 9 a 12m/s sea de en torno a los 400-600 datos. Sin embargo, en este caso hay más de 2500, casi cinco veces más. Si se divide la potencia total perdida en ese año 286892,41kW entre la media del total de puntos contenidos este intervalo, 500 puntos, resultaría 57378,482 kW que es bastante coherente. Se localiza entre los años adyacentes, menos que en 2010 pero más que en 2008. En cuanto al resto de años las subgráficas están acorde a los resultados numéricos. Cuanta más potencia menos diferencia habrá entre las barras que componen cada histograma. Aun eso no deja de ser uno de los aerogeneradores que más potencia ha perdido a lo largo de los años.

6. PARÁMETROS ADICIONALES DE INTERÉS

6.1 INTRODUCCIÓN

Se ha determinado a lo largo de este estudio, un diseño capaz de evaluar el estado de salud en que se encuentra dicho aerogenerador. Ha vivido en la mayoría de los casos, una progresiva degradación hasta el tercer año desde el de referencia a salvedad de algunas peculiaridades, donde ha participado el servicio de mantenimiento para recuperar la estabilidad de funcionamiento. Igualmente, se ha cuantificado las pérdidas energéticas que esta depreciación ha generado.

Hasta ahora se ha partido de la base de que la potencia generada presenta una gran dependencia frente a la velocidad del viento. Las conclusiones resultantes parten de esta relación, de la curva de potencia. No obstante, en la introducción se expuso que se disponían de algunas medidas adicionales recogidas que podían resultar de interés a parte de estas dos variables. El objetivo a perseguir consiste en estudiar el posible vínculo existente entre las medidas disponibles proporcionadas inicialmente y los resultados adquiridos hasta ahora. Se intenta localizar implícitamente el foco de la irregularidad. Si se confirma conexión alguna, puede favorecer la revelación del foco de los problemas que ha habido o que en futuro vayan a

implicar la necesidad de labores de mantenimiento. Si se detecta correctamente se pueden reducir futuros costes de mantenimiento correctivo, prolongando la vida útil del aerogenerador. Desde logística, sistemas auxiliares, mano de obra hasta costes de reparación.

Dentro de las medidas proporcionadas se estudiarán aquellas que involucran los componentes de la máquina. Concretamente se hablará de la temperatura del generador, la orientación de la góndola o la dirección del viento y la presión del grupo hidráulico. El plan de ejecución consistirá en estudiar qué componentes se esconden tras esta medida, observar su evolución según transcurren los años y examinar si guarda algún vínculo con la pérdida energética progresiva. Se contrastará con la variable que describe las desviaciones anuales. De ser así se detallará algunas posibles causas de estos deterioros.

6.2 TEMPERATURA DEL GENERADOR

Una variable crucial cuya vigilancia no se ha de subestimar es la temperatura del generador, componente indispensable para la máquina. La pérdida de eficiencia en el generador deriva en múltiples consecuencias secundarias. Es esencial asegurar un buen rendimiento dentro de sus limitaciones. Existe un sistema de control de potencia que se encarga del control de la velocidad y la potencia del generador mediante convertidores IGBT y un control eléctrico PWM, modulación por ancho de pulso. Establece un control sobre la potencia activa y la reactiva. Disminuye el contenido armónico y minimiza las pérdidas. Dispone de los dispositivos necesarios de parada en el caso en que se produzca algún comportamiento anómalo. Engloba situaciones de vibración excesiva, giro excesivo del rotor y el que más repercusión tiene para este caso, los elevados calentamientos. Si se produce un fallo en el sistema de control, puede ser debido a un fallo en el encadenado o en uno de los componentes junto con posibles sobreintensidades y/o sobretensiones de la línea en conexión.

Se determinará la comparación de una posible relación entre los resultados obtenidos y la temperatura del generador para los cuatro aerogeneradores. Se representará por ambas partes, tanto frente a la velocidad del viento como a la variable *desviaciones* diseñada para cada año del aerogenerador.

6.2.1 Temperatura del generador vs velocidad del viento

La velocidad del viento hace referencia al comportamiento ante diferentes puntos de funcionamiento. Dependiendo de la intensidad de viento las exigencias para la máquina se ven directamente y proporcionalmente afectadas.

AEROGENERADOR 4

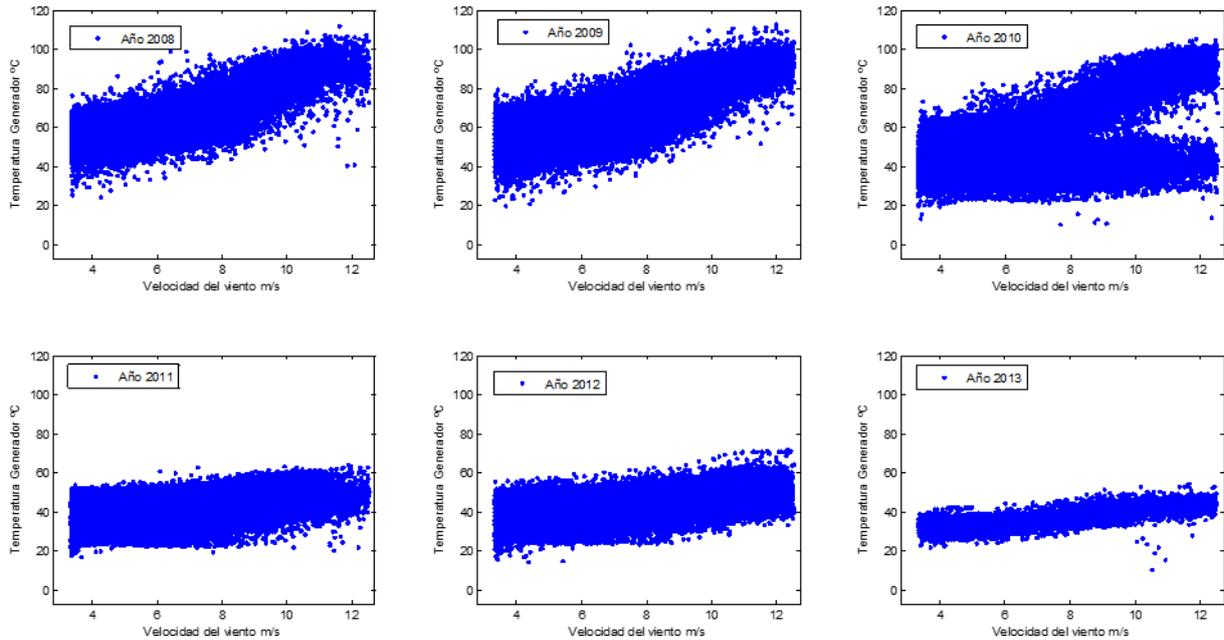


Figura 59a: Velocidad del viento m/s vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 4)

Pendiente (kW.s/m)	Aerogenerador 4
Año 2008	$4.4v+37$
Año 2009	$4.4v+37$
Año 2010	$3.1v+2.9$
Año 2011	$v+36$
Año 2012	$1.3v+33$
Año 2013	$1.6v+26$

Tabla 28a: Pendiente de tendencia temperatura generador (Aerogenerador4)

La figura 59a plasma el estado de la temperatura del generador en °C en eje de ordenadas y la velocidad del viento en m/s para todos los años del aerogenerador en el eje de abscisas. Parece conservarse una relación proporcional entre estas dos variables. Simula una vinculación lineal. Cuanto mayor sea la intensidad de viento que incide en el rotor, mayor potencia generada será producida por la máquina. Si la potencia producida por el generador es mayor, se le está sometiendo a unas condiciones de alta carga por lo que disipará mayor potencia calorífica, elevando consecuentemente su temperatura. Es importante tener una apreciación cuantitativa, por lo que por regresión lineal se ha ajustado la pendiente de esta tendencia reflejado en la tabla 28a para la primera máquina. Se ha anotado el ajuste lineal con su ecuación donde v es la velocidad del viento. Como se observa la pendiente era cuatro veces mayor antes del cambio. Progresivamente va aumentando esta pendiente y con ello la temperatura del generador.

Los datos están suficientemente concentrados, no parece haber ninguno fuera de tendencia en ningún caso. Durante los primeros años el aerogenerador trabaja en un umbral de temperatura de 40 °C. Se observa en la anchura de la concentración. En todo momento se conserva la diferencia entre el punto de mayor y menor temperatura para cualquier velocidad de viento. Sus límites térmicos en los dos primeros años se encuentran alrededor de los 20 y los 100°C hasta el 2010. Durante la transición de este año se produce un cambio de pendiente

viéndose disminuida considerablemente. A partir de ese instante la pendiente deja de ser tan pronunciada, pero permanece inalterado el umbral de temperatura. Los nuevos límites térmicos se sitúan entre los 20 y los 60°C. El generador está sometido a menos calentamiento interno. A partir del 2011 se va gradualmente aumentando la pendiente hasta el último año en el cual no se puede sacar ninguna afirmación fiable por la falta de información.

AEROGENERADOR 5

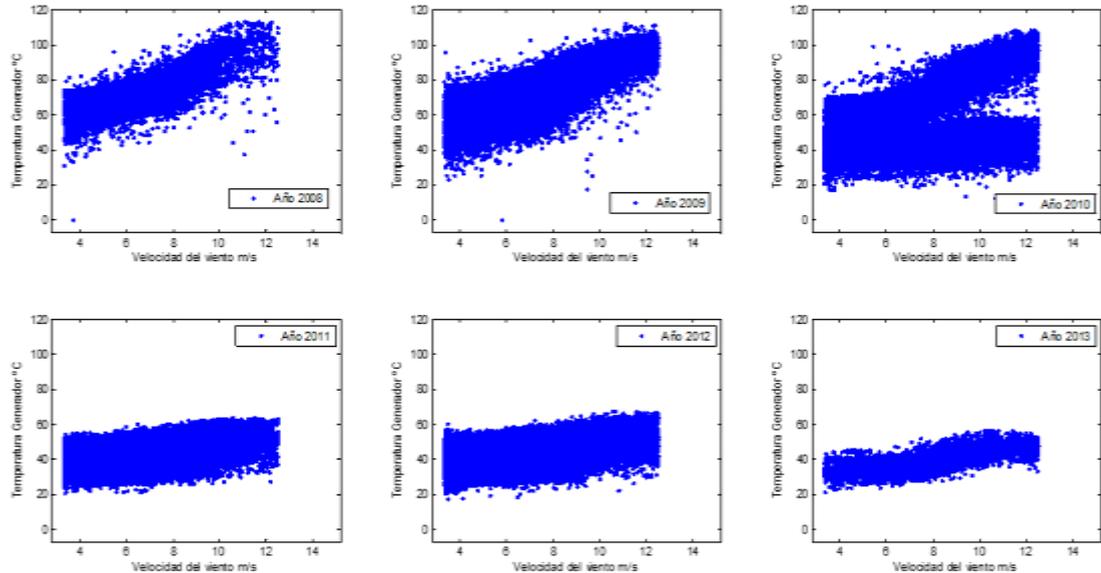


Figura 59b: Velocidad del viento m/s vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 5)

Pendiente (kW.s/m)	Aerogenerador 5
Año 2008	4.5v+43
Año 2009	4.3v+42
Año 2010	3.2v+31
Año 2011	1.2v+36
Año 2012	1.3v+35
Año 2013	1.9v+25

Tabla 28b: Pendiente de tendencia temperatura generador (Aerogenerador 5)

El transcurso de la temperatura del generador sigue el mismo recorrido que el aerogenerador anterior de acuerdo con la figura 59b. El margen de operación del generador es de 40°C a pesar de que hay muchos puntos dispersados a lo largo de todas las velocidades en 2008 la tendencia visual. Se llega incluso a alcanzar los 110°C en los límites del intervalo de velocidad. Permanece constante la evolución de la temperatura del generador hasta el 2010 que disminuye la pendiente a mediados de año. Se pasa de una pendiente de 4.3 a 1.2 kw.s/m. En el transcurso de los años la pendiente incrementa sutilmente según la tabla 28b.

AEROGENERADOR 45

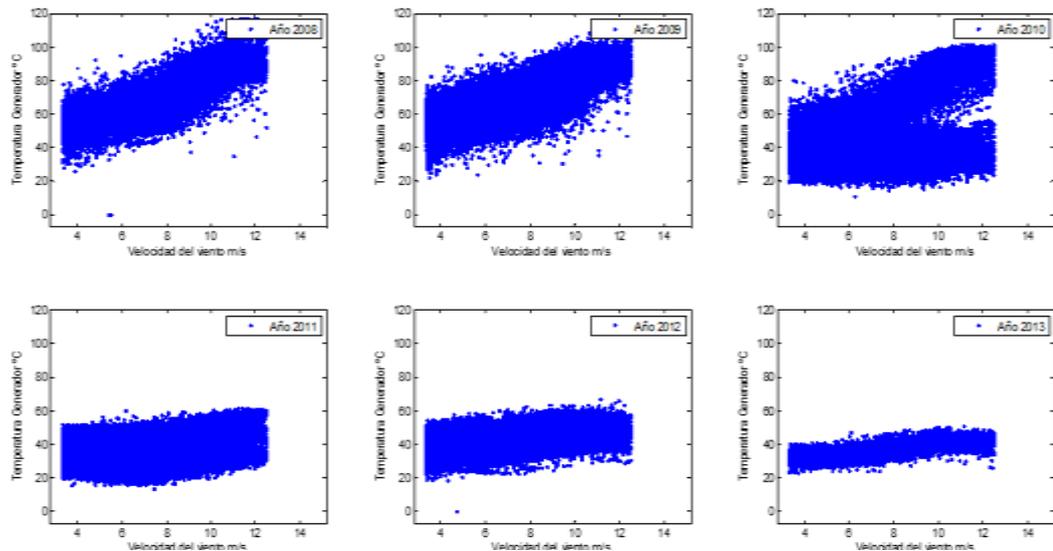


Figura 59c: Velocidad del viento m/s vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 45)

Pendiente (kW.s/m)	Aerogenerador 45
Año 2008	4.8v+34
Año 2009	4.3v+38
Año 2010	2.8v+28
Año 2011	0.72v+36
Año 2012	1.3v+33
Año 2013	1.3v+27

Tabla 28c: Pendiente de tendencia temperatura generador (Aerogenerador 45)

Hasta ahora todos parecen coincidir en que se produce a mitad del 2010 un cambio que afecta a la temperatura del generador positivamente coincidiendo con la labor de mantenimiento. Inalterado su margen de operación que sigue siendo 40°C aproximadamente, aunque se replantee en algunos años por la presencia de mayor dispersión de puntos. El generador está sometido a menos calentamiento. Se pasa de unos límites térmicos de 20 y 110°C a 20 y 50°C. Consecuentemente la pendiente disminuye (tabla 28c). En los dos primeros años, casi todos los aerogeneradores analizados hasta ahora presentan mayor inestabilidad. Hay más puntos de operación dispersos alrededor de los límites de trabajo.

AEROGENERADOR 46

La temperatura del generador de la última máquina presenta una evolución un poco más especial en relación al resto según la figura 59d. Por la tendencia de los datos reales se sigue preservando el margen de operación del generador de 40°C antes y después del mantenimiento. Aun eso, antes de la modificación en los años 2008 y 2009 la intensidad de la dispersión de la tendencia es más significativa para los intervalos señalados de 3 y 10 m/s en la parte superior de la distribución. El estado del generador era más deficiente comparado con los anteriores. En muchos casos estaba sometido al doble de temperatura. Por lo demás las conclusiones son las mismas que en el resto de las máquinas.

No se recomienda concluir todavía a falta de la visualización de la vinculación de la variable desviación con la temperatura del generador, pero es evidente que ha habido un cambio en algún componente que ha favorecido a los generadores en transcurso del año 2010.

Concuerda temporalmente con las labores de mantenimiento que se produjeron en ese mismo año.

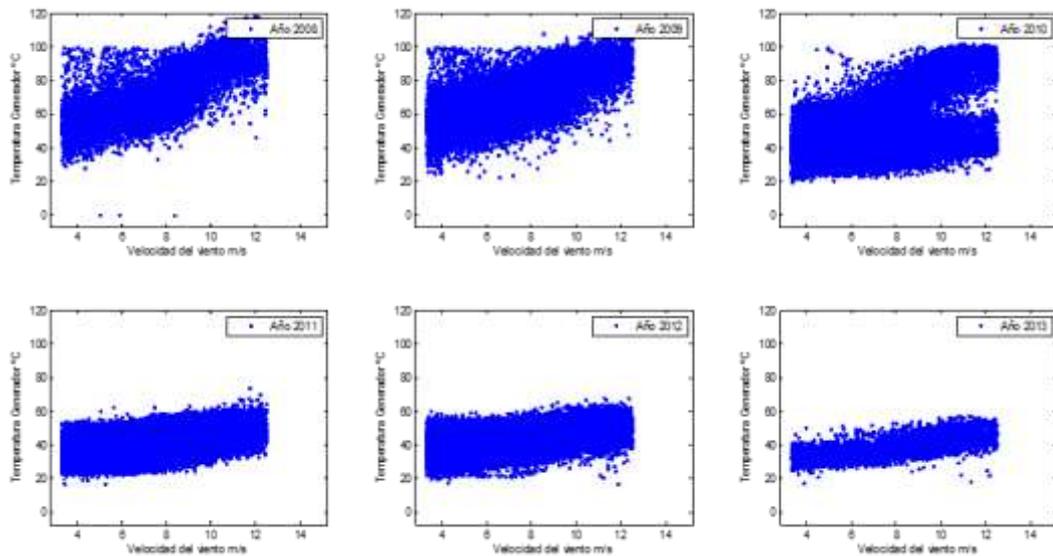


Figura 59d: Velocidad del viento m/s vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 46)

Pendiente (kW.s/m)	Aerogenerador 46
Año 2008	4.8v+35
Año 2009	4.3v+39
Año 2010	3.3v+28
Año 2011	1.4v+32
Año 2012	1.4v+34
Año 2013	1.6v+26

Tabla 28d: Pendiente de tendencia temperatura generador (Aerogenerador 46)

6.2.2 Temperatura del generador vs desviación

La variable *Desviación* recoge a los puntos clasificados según la amenaza que pueden presentar tanto a corto como a largo plazo. Se intenta extraer información del contraste de ambas variables con el fin de conocer si los resultados obtenidos de la curva de potencia tienen implicaciones secundarias.

La finalidad de esta gráfica 60 es analizar bajo qué circunstancias se encuentra el generador y el impacto que puede provocar sobre la totalidad de la máquina. Si la temperatura del generador puede estar ligado con la pérdida energética o si por el contrario no parece tener un estrecho vínculo.

AEROGENERADOR 4

Según puede observarse en 60a, para prácticamente todos los años, la densidad de puntos de trabajo se encuentra en la zona donde del funcionamiento es aceptado, desviación nula, en torno al 90% de su totalidad. En el 2008 se ha de destacar que los puntos que suponen mayores pérdidas de energía se localizan a altas temperaturas. Sin embargo, al año siguiente no parece seguir el mismo patrón debido a que los puntos se encuentran distribuidos uniformemente. En el año protagonista, donde se ha producido la transformación, tiene una

estructura similar a la de en 2008. Precisamente las desviaciones negativas más acusadas en el momento previo al cambio se concentran en 80°C y tras la modificación pasa a los 50°C, cerca de temperaturas máximas del generador. Tras ese instante, no se puede sacar una conclusión sólida ya que es posible que sea un conjunto de casualidades. En cada año las desviaciones siguen una administración diferente. En ocasiones se producen las mayores pérdidas a temperatura media o, como en la mayoría de los años, a temperaturas elevadas.

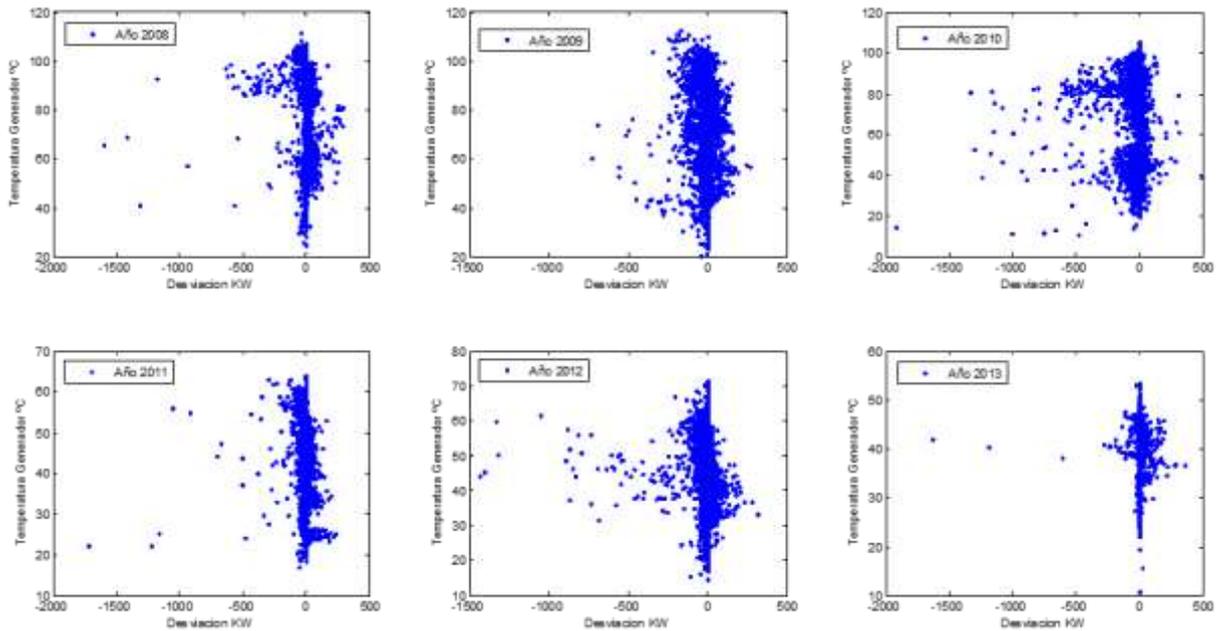


Figura 60a: Desviación en kW vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 4)

AEROGENERADOR 5

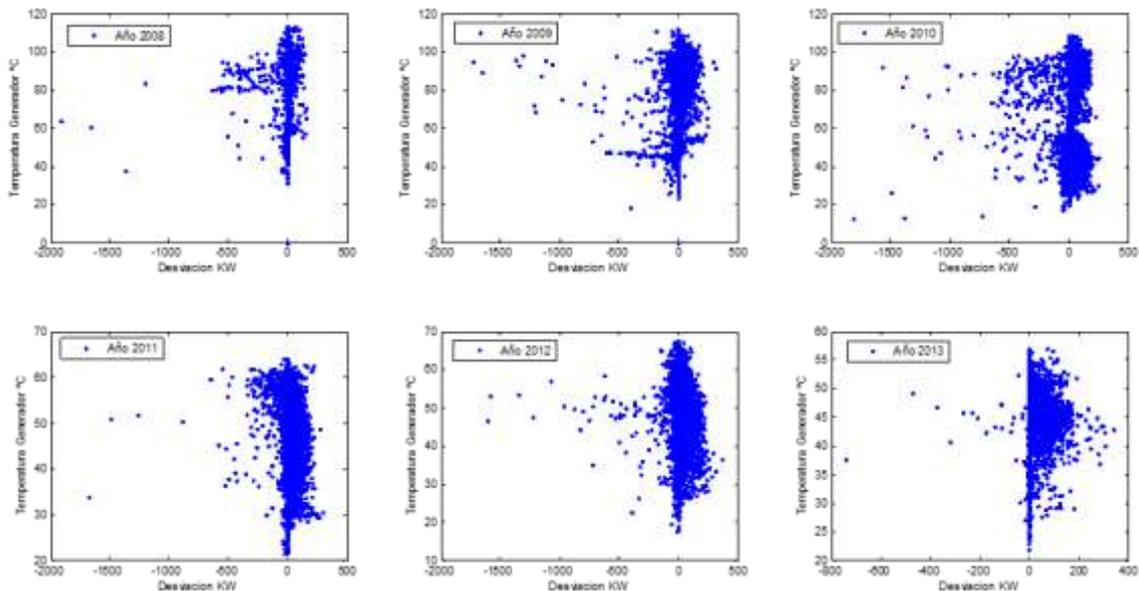


Figura 60b: Desviación en kW vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 5)

Al comienzo del año la concentración de desviaciones se encuentra dentro de los umbrales como se ha diseñado. Las desviaciones más acusadas, alrededor de 500kW de energía perdida, se localizan mayoritariamente en la región de 80 y 100°C, a altas temperaturas. No se puede decir lo mismo al año siguiente por la figura 60b porque están repartidos entre todas las

temperaturas. Ocurre lo mismo que en el aerogenerador anterior, en el 2010, en el año de participación del servicio de mantenimiento, las desviaciones negativas principalmente se sitúan a elevadas temperaturas, así como después de la reposición. Para los años posteriores la conclusión es la misma que en el aerogenerador cuatro salvo que los puntos están algo más dispersos.

AEROGENERADOR 45

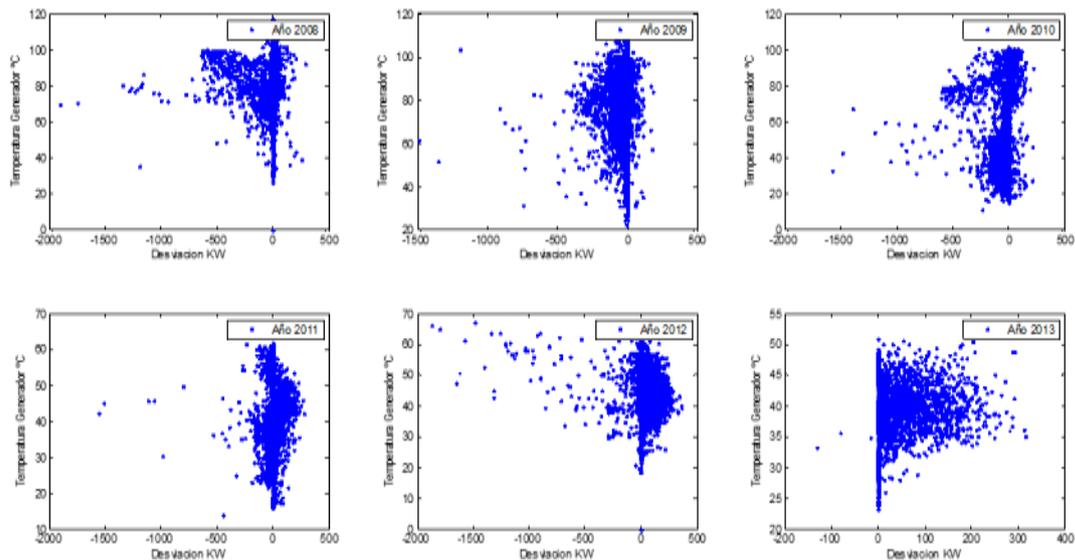


Figura 60c: Desviación en kW vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 45)

Referente a la desviación de determinados puntos que llegaban hasta la limitación de la curva original en el primer año, resulta que la inmensa mayoría estaba trabajando con el generador a altas temperaturas. Llegando hasta los 100 °C. De nuevo sucede que las mayores desviaciones se producen en el 2010 en los límites de temperatura. A exclusión de estos dos años no parece que la temperatura tenga una vinculación constante con las mayores pérdidas de energía. Pueden estar bajo cualquier tipo de temperatura del generador. En el último año no se puede afirmar ningún concepto porque en los dos meses de medición no hay puntos suficientes que aparenten producir pérdidas para la máquina.

AEROGENERADOR 46

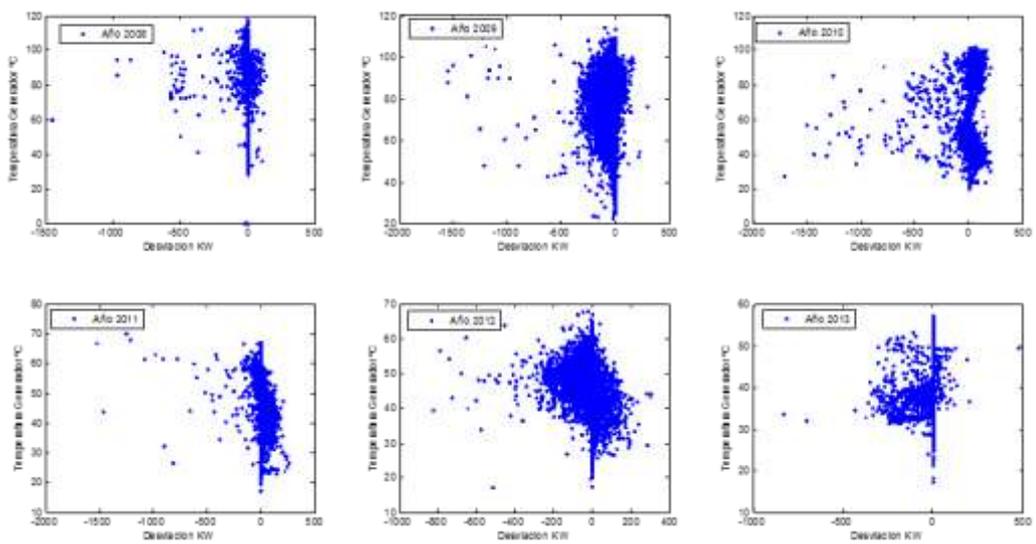


Figura 60d: Desviación en kW vs temperatura del generador °C (Aerogenerador 46)

A diferencia de todos los aerogeneradores que se han analizado hasta ahora en este caso sí que se percibe que realmente para todos los años, las mayores desviaciones negativas son bajo temperaturas límites del generador. Principalmente se puede visualizar como en los anteriores en el 2008 y 2010, pero en este caso también se puede ver en la segunda subfigura de 60d y en el 2012. Ahora parece que el estado del generador puede ser un partícipe de los problemas del aerogenerador.

6.2.3 Conclusiones

De acuerdo con varios prototipos de aerogeneradores instalados en la actualidad el rango de temperaturas en los devanados del generador normalizado y determinado por el fabricante suele estar comprendido entre los -40 y 115°C. Por lo que, en todos los aerogeneradores, especialmente el último, la situación sufrida por el generador hasta el 2010 era alarmante porque había alcanzado en varias ocasiones dicha temperatura límite e incluso en casos puntuales más de la máxima permitida. Aun eso, un factor esencial que ha sido clave para detectar el origen de este problema ha sido que en todo momento el rango de funcionamiento del generador ha sido permanentemente de 40°C, pero su temperatura seguía incrementando progresivamente. Indicando que el error no residía en el propio generador, sino es su sistema de refrigeración.

Cuando se genera energía, se crea calor en las bobinas que ha de ser expulsado para evitar su almacenamiento y enfriar el generador. Igualmente, la unidad de refrigeración posee un ventilador que enfría el aceite de la multiplicadora. Para asegurar el control de los niveles de temperatura se dispone de un sensor de temperatura junto con un convertidor de la señal que es enviado al centro correspondiente. El sistema de refrigeración puede ser tanto de aire como de agua. La refrigeración por aire suele tener una capacidad térmica baja para mantener fiable las temperaturas de operación. Es recomendable emplear unidades de refrigeración por agua en aerogeneradores de gran tamaño y potencia. El agua, a pesar de ser un mejor refrigerante, compromete al diseño de aquellos metales que acompañan al fluido porque no deja de ser un elemento corrosivo. Hay que asegurar que la presión de circulación del fluido se encuentra dentro de sus estándares ya que una disminución de la presión es causa de fuga.

En conclusión, ha habido un fallo en la unidad de refrigeración en todas las máquinas, que estaba provocando que el generador estuviese trabajando a temperaturas mucho más elevadas que las diseñadas por el fabricante. Deteriorando gravemente sus componentes además de disminuyendo su rendimiento. La pérdida de eficiencia tuvo peores consecuencias para el último aerogenerador ya que las medidas menos productivas se producían a las más altas temperaturas. Se repuso los elementos necesarios en el 2010, pasando a trabajar en condiciones razonables. El foco del problema en sistema de refrigeración puede haber sido ocasionado por falta de engrase, humedad en los rodamientos o deficiente refrigeración en los bobinados.

6.3 DIRECCIÓN DEL VIENTO Y DE LA GÓNDOLA

En este caso igualmente se pretende comprobar si existe alguna correlación entre los resultados obtenidos gracias a la curva de potencia y el estado de salud del aerogenerador, pero en este caso se comparará con los datos recogidos de la dirección del viento.

A través de electrónica de potencia la veleta, encargada de recoger el estado de la dirección del viento predominante en cada momento en la atmósfera que envuelve al aerogenerador, trasmite a la góndola dicho estado con las coordenadas. En caso de que las condiciones lo demanden, si la góndola se encuentra en una dirección en la cual no es provechada en su totalidad toda la energía que puede ser generada, se orientará en función de lo transmitido a través de la veleta.

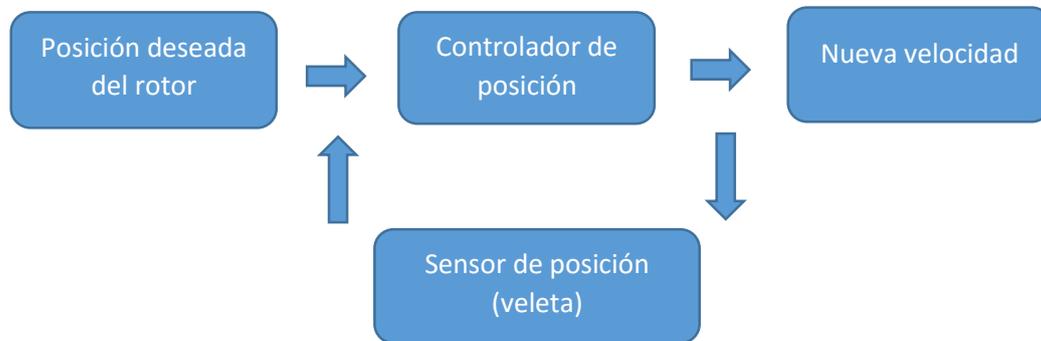


Figura 61: Proceso de orientación de la góndola

No es recomendable cambiar de orientación para variaciones pequeñas, así se consigue evitar pérdidas por posicionamiento. Existe un freno que actúa en todo instante para evitar el desgaste de los engranajes de orientación. Suele ser hidráulico actuando con pinzas de freno.

6.3.1 Dirección del viento vs velocidad de viento

En función de la eficiencia de trabajo de los elementos encargados de orientar la góndola en el sentido más eficiente energéticamente facilitará la máxima generación posible. Por ello es importante que sus componentes funcionen correctamente. Se estudiará si existe alguna anomalía frente a todo el examen que se ha llevado a cabo del aerogenerador enfrentando a todos los casos de funcionamiento a la dirección del viento.

Según la información que se ha proporcionado como punto de partida de este proyecto había dos medidas que implícitamente tienen el mismo significado. Se está hablando de la posición en grados de la góndola y el parámetro que indica la dirección del viento. Según los ajustes que definen un aerogenerador ordinario estos dos parámetros han de representar resultados similares. Sin embargo, cuando se representó el valor recogido por la veleta, indicaba que la dirección del viento se encontraba para todos los años en valores cercanos a los 0°. Por otra parte, si se representaba la variable que indica la posición de la góndola se obtenía el resultado que se muestra en la figura 62a. Difiere totalmente de los datos recogidos de la veleta. Debido a los resultados singulares que representaba la veleta, se toma en sustitución como válido la posición de la góndola ya que es el resultado final de las indicaciones enviadas desde la veleta.

AEROGENERADOR 4

Si se presta atención al primer año, existen dos direcciones predominantes que son los 100°-150° y los 280°-350°. Focalizados más datos en éste segundo tramo. Se desconoce la dirección de referencia que definan dichas medidas, pero justamente las dos direcciones son directamente opuestas, esto es que la dirección de mayor intensidad de viento es prácticamente constante con un margen de 50°. Adicionalmente, algunas medidas aparecen en la transición de la orientación de la góndola, son los puntos intermedios de ambas direcciones. Por otra parte,

el año posterior parece almacenar más puntos de transición que el año anterior, aunque persisten las mismas direcciones. Es posible que los mecanismos de orientación se hayan degradado y le cueste más trabajo orientar a la góndola. A partir del 2010 la góndola parece orientarse en las mismas direcciones en múltiplos de 180° , está dando vueltas sobre sí mismo. Permanece en este estado hasta el último año de información llegando incluso hasta los 1000° . Esto sería alrededor de dos vueltas sobre la propia torre. En cuanto a los datos en los que se han tomado las medidas cuando la góndola estaba en proceso de orientación, ocurre lo mismo progresivamente. Va aumentando la concentración de dichos puntos a medida que transcurren los años.

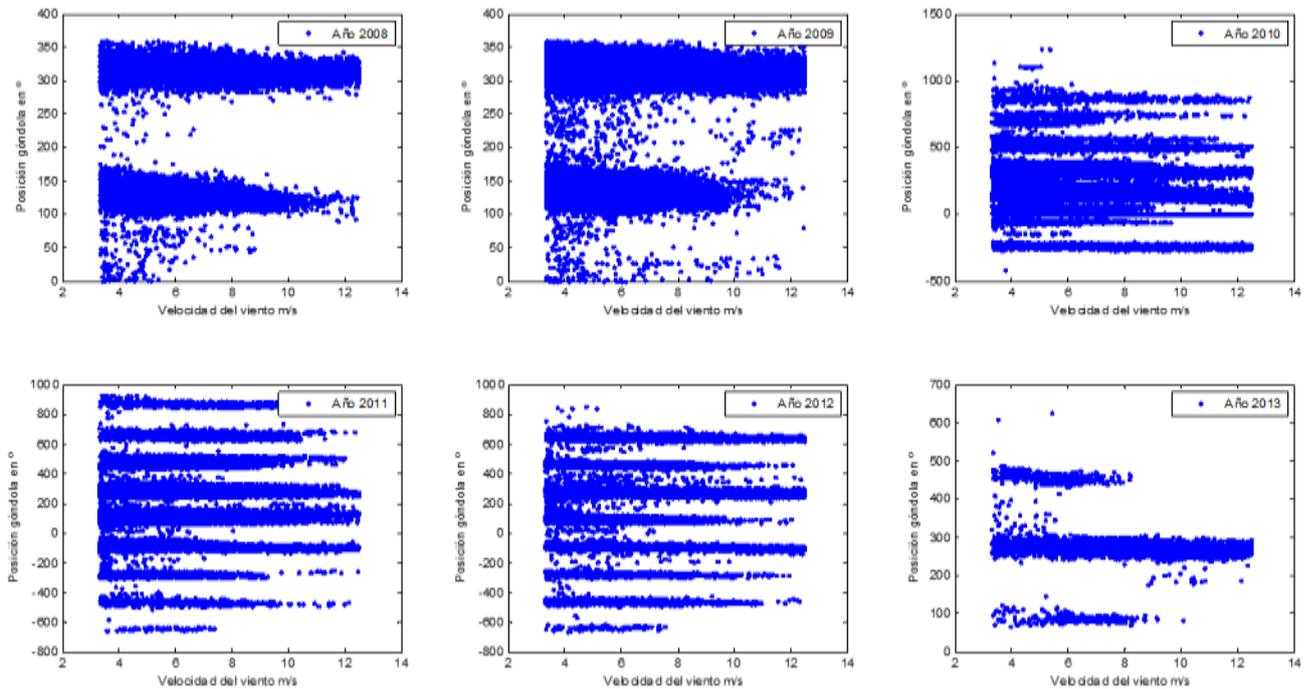


Figura 62a: Velocidad del viento m/s vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 4)

AEROGENERADOR 5

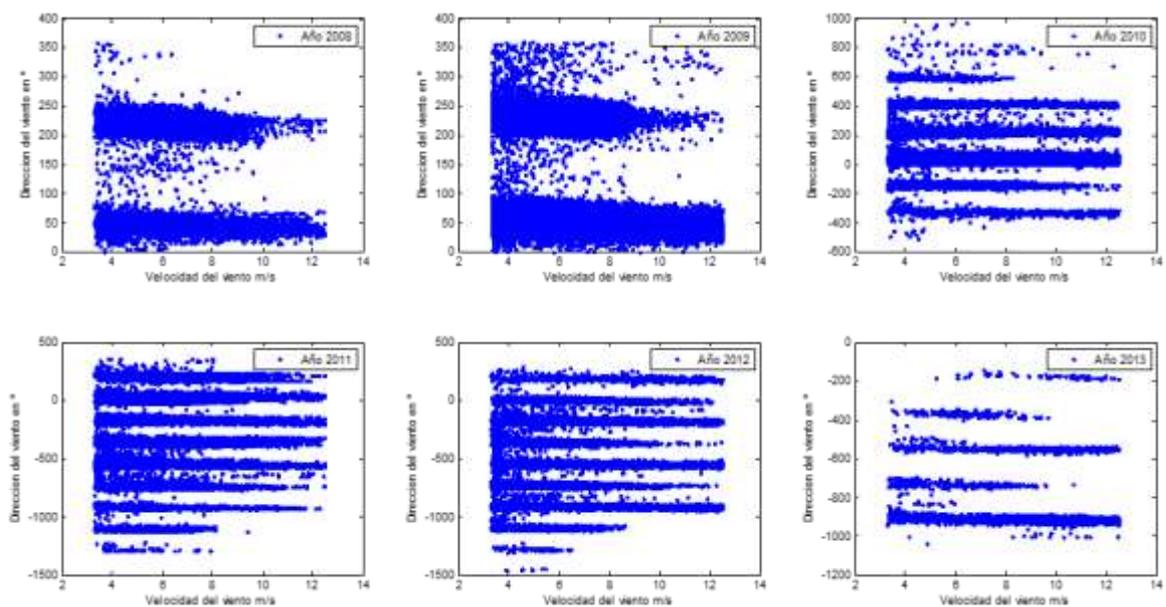


Figura 62b: Velocidad del viento m/s vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 5)

Hay dos direcciones predominantes en los dos primeros años según la figura 62b para esta máquina son 0-80° y 200-250°. Dominando más el primer intervalo. Corresponden a direcciones opuestas tal y como se esperaba. Aumenta gradualmente las medidas de transición de orientación de una dirección a otra hasta el 2010, deterioro del sistema de orientación. A partir de este año se empieza a orientar en múltiplos de estos intervalos llegando hasta los -1500°. Sería alrededor de tres vueltas sobre la torre a la vez que incrementan las medidas intermedias.

AEROGENERADOR 45

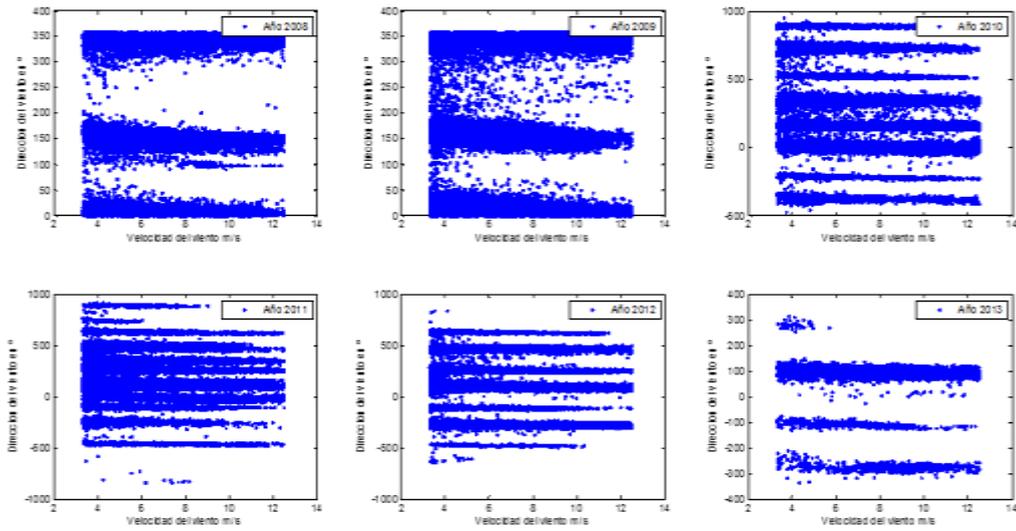


Figura 62c: Velocidad del viento m/s vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 45)

En el primer año de todos por 62c, el que teóricamente mejor funcionamiento presenta la góndola ya ha dado una vuelta con respecto a su propio eje. Mientras no perturbe la eficiencia de la energía generada no es un síntoma de que su estado se encuentre en peores condiciones. Ahora hay tres nuevos intervalos 0-50°, 100-170° y el mismo intervalo con una vuelta adicional. Mismos comentarios que en los aerogeneradores anteriores, aunque su peculiaridad es que en algunos años llega a dar casi tres vueltas en un sentido y una y media en el sentido contrario.

AEROGENERADOR 46

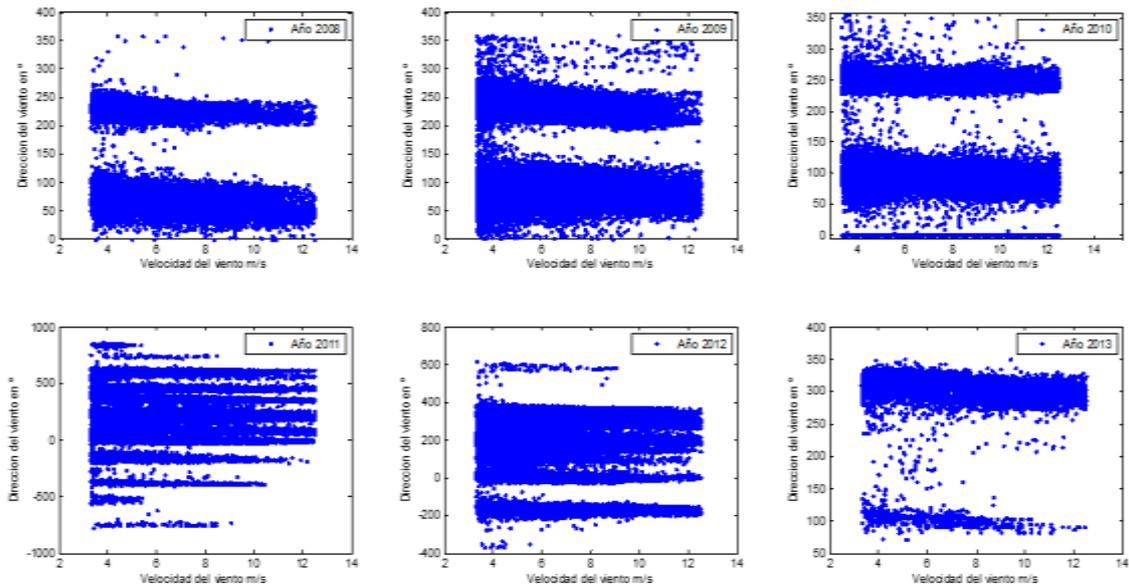


Figura 62d: Velocidad del viento m/s vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 46)

Las direcciones de viento habituales son 20-100° y 200-250°, sentidos opuestos como refleja la figura 62d. Hasta el 2010 esas son sus direcciones de viento hasta que en el paso al 2011 son todos sus múltiplos en 180°. Orientando el rotor hasta dar tres vueltas en ambos sentidos. Se recalca que en el 2012 es casi imperceptible distinguir entre las diferentes orientaciones por la acumulación de puntos intermedios. Los engranajes de orientación no están funcionando correctamente.

La primera impresión que transmiten todos estos resultados es que a partir del 2010 la góndola se orienta en el mismo sentido varias veces. Se estudiará si este comportamiento tiene alguna repercusión en algún componente. Progresivamente los mecanismos de orientación tardan más tiempo en ser capaces de orientarla en sentido deseado. Hasta que no se analice la relación con la pérdida de eficiencia no se confirmarán dichas sospechas.

6.3.2 Dirección del viento vs desviación

En este caso se comparará de nuevo la orientación de la góndola, pero esta vez frente a la variable que indica los puntos que se desvían del comportamiento ordinario. El objetivo de esta comparación es localizar aquellas direcciones en las que el aerogenerador se ve perjudicado.

AEROGENERADOR 4

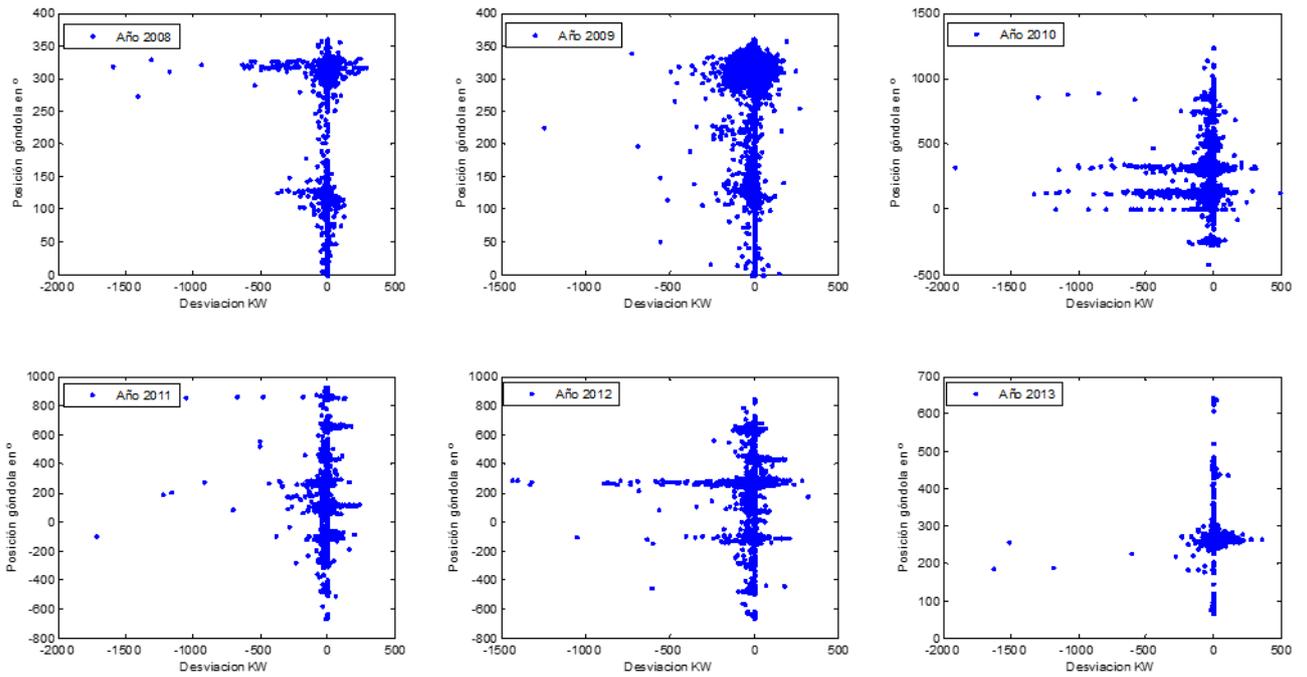


Figura 63a: Desviación kW vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 4)

Gracias a la figura 63a se obtiene una conclusión similar a la comparación frente a la velocidad del viento a pesar de su significado es distinto. Las desviaciones más importantes se dan con las dos orientaciones principales de viento en todos los años. A salvedad de que progresivamente se encuentran más puntos con desviación relevante en la transición de orientación de ambas direcciones. Se ha de plantear el motivo de esta situación peculiar dado que teóricamente las direcciones en los que la góndola es orientada es a causa de que en dicha dirección se conseguirá una mayor generación de potencia optimizando el aprovechamiento de la intensidad de viento y no lo contrario.

AEROGENERADOR 5

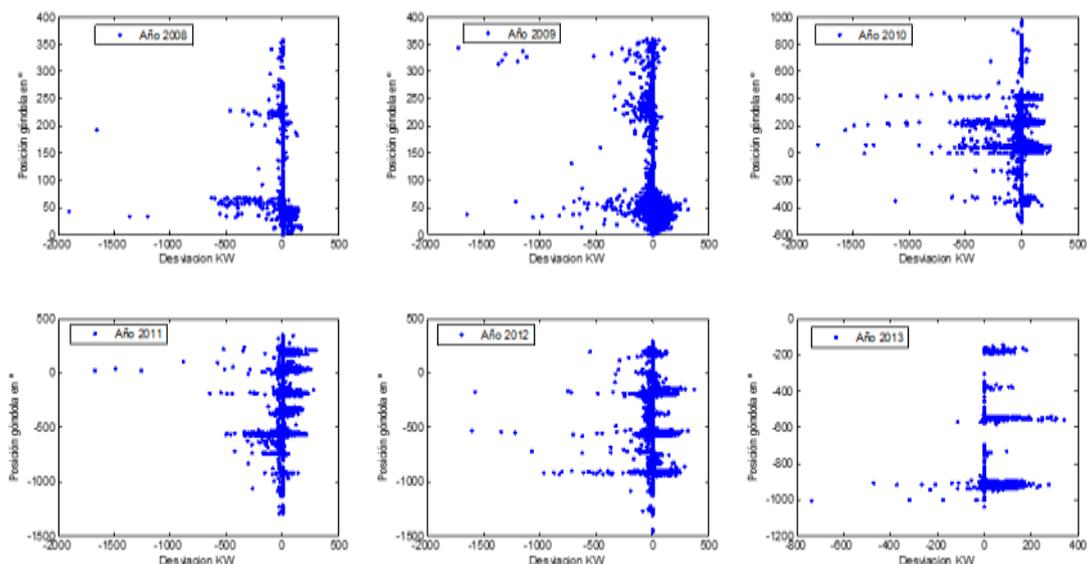


Figura 63b: Desviación kW vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 5)

Se recuerda que la dirección más frecuente del viento era de 0-80° y sus sucesivos múltiplos. Coincide con el anterior aerogenerador que las mayores desviaciones se producen en la posición de la góndola que teóricamente tiene que favorecer a la mayor generación. Antes y dos años después del mantenimiento se almacenan mayores medidas en la transición de orientación.

AEROGENERADOR 45

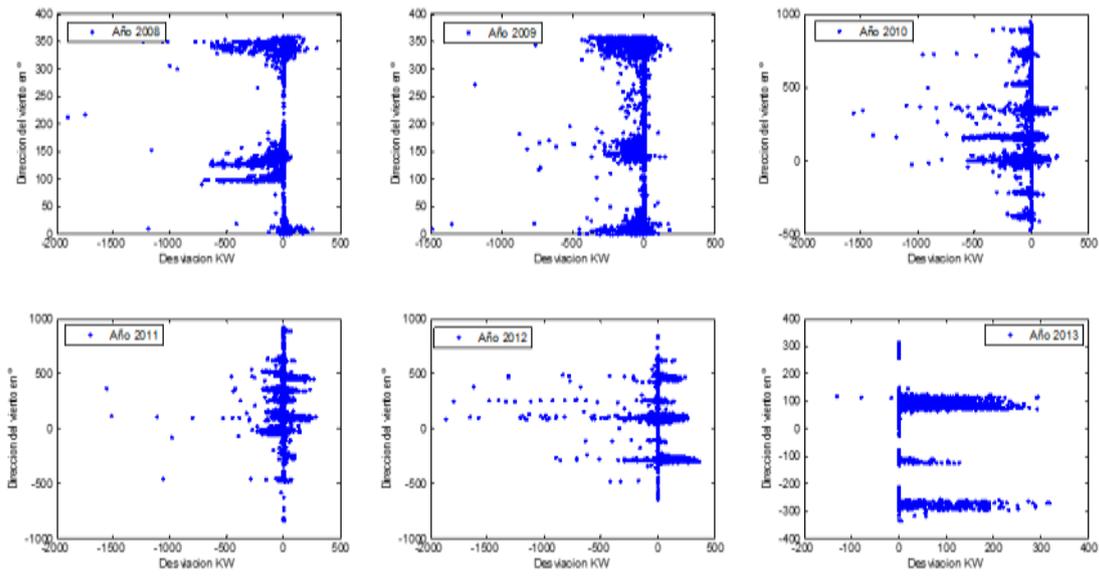


Figura 63c: Desviación kW vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 45)

Para esta máquina la orientación más favorable de la góndola en la cual era mayor la intensidad de viento incidente en el rotor era de 0 a 50° y múltiplos. Al igual que en el primer año no queda tan claro en el primer tramo, en sus múltiplos conforme mayor es el ángulo de posición de la góndola mayores son las desviaciones hasta el 2010. Salvo este detalle el comportamiento es el mismo que para el resto de aerogeneradores difiriendo en las referencias angulares.

AEROGENERADOR 46

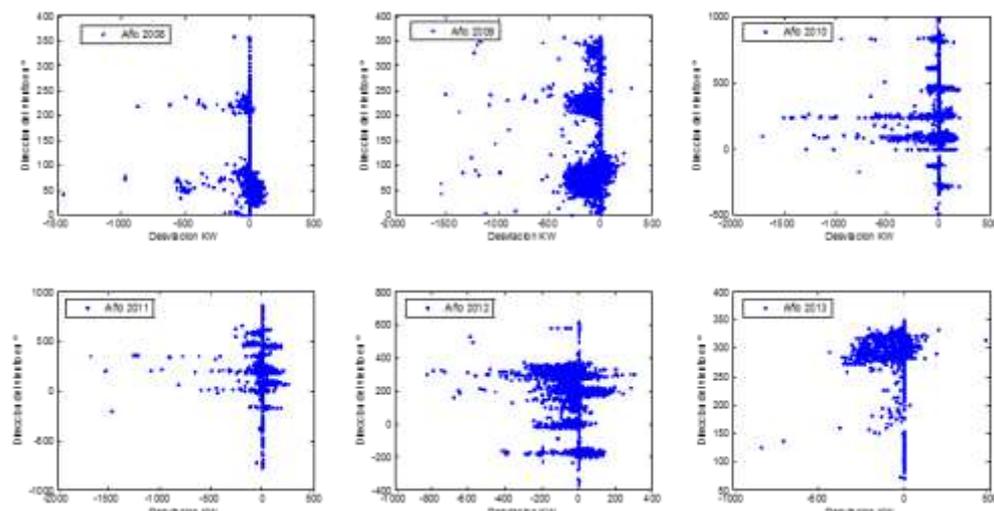


Figura 63d: Desviación kW vs posición de la góndola ° (Aerogenerador 46)

La diferencia de este aerogenerador es que ocurre lo contrario que lo comentado de la figura 63c. Cuanto menor es el ángulo mayor desviación. Las mismas conclusiones se sacan de este estudio, todos coinciden en que en las direcciones en las cuales se debería de aprovechar al máximo la capacidad de generación, la disposición óptima de la góndola, no ocurre lo esperado. Las pérdidas se acumulan en ese estado. Mientras que progresivamente hasta que no se interviene hay más datos transitorios.

6.3.3 Conclusiones

Partiendo de ambos resultados y de las cuatro máquinas se pueden extraer varias conclusiones. Hay que tener en cuenta que dependiendo de la máquina se puede tener diferente referencia de ángulos. Si por lo que se dedujo anteriormente, los primeros aerogeneradores pertenecen al mismo parque eólico, están localizados bajo orientaciones desiguales. De lo contrario tendrían los mismos intervalos de dirección del viento. Lo mismo ocurre con los dos últimos. Por un lado, de acuerdo con la comparación con la velocidad del viento, a partir del 2010 la góndola empieza a dar vueltas sucesivas sobre su propio eje. Incluso en algún aerogenerador, el tercero, al comienzo del primer año ya hay indicios de este comportamiento. Si la turbina por accidente gira en el mismo sentido puede provocar la torsión de los cables que enlazan el generador de la turbina hacia la base de la torre. Son los encargados de transportar la intensidad hasta los transformadores que van conectados a la red. Los aerogeneradores disponen de un mecanismo de control que detecta cuando no puede girar más el aerogenerador por no poder enrollar más el cable sin que suponga una amenaza para la máquina. Si fuese el caso este mecanismo de control la detiene por completo y comienza a destensar el cable girando el aerogenerador en sentido opuesto. Además, debido a que la cantidad de puntos situados en el tramo de transición de la orientación son cada vez más, progresivamente los mecanismos de orientación tardan más tiempo en orientar a la góndola. Consecuentemente los engranajes de la corona de orientación se van deteriorando.

Por otro lado, conforme a los resultados del segundo análisis, es evidente la presencia de un problema en el sistema de orientación. No es conveniente que aquellas direcciones más favorables de viento provoquen las mayores pérdidas de energía. Puede haber un problema en la definición del ajuste *pitch* o que el controlador procesa lentamente.

La regulación *pitch* se encarga de orientar las palas que componen el rotor, variando su ángulo en función de velocidad que reine en cada instante. Regula el ángulo de paso. Su control es puramente electrónico, comprueba en varias ocasiones por segundo la potencia generada. Enviando las correspondientes señales al mecanismo de ángulo de paso y así sucesivamente. Consiguiendo así que el aerogenerador soporte menos cargas dinámicas junto con el mayor rendimiento posible de la instalación. Si se alcanza la potencia máxima, las palas se orientarán conforme a su eje longitudinal tomando la posición denominada bandera para reducir la potencia generada. Si las condiciones lo permiten, pueden ayudar a detener la máquina aumentando el ángulo *pitch*, disminuyendo el ángulo de ataque. Si la configuración de este ajuste está mal planteado puede provocar que las palas estén orientadas en direcciones inadecuadas el viento sin ser aprovechado todo lo deseado.

6.4 PRESIÓN DEL GRUPO HIDRÁULICO

Por último, se desea evaluar si el estado en que se encuentra el aerogenerador puede estar justificado parcialmente por la disposición del grupo hidráulico o bien verificar que no hay ninguna anomalía presente en este componente. Se tendrá que observar su comportamiento ante diferentes estados de funcionamiento y si está relacionado con los puntos donde se pierde más energía.

El grupo hidráulico tiene la finalidad de transmitir la presión indicada en determinados puntos de la máquina accionados hidráulicamente, como son los frenos o el sistema de control pitch comentado. El sistema hidráulico alimenta de aceite los cilindros para el control de pitch. Dentro del control del sistema de frenos, se puede distinguir entre el freno aerodinámico primario y mecánico de emergencia. Este último está situado a la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora. Evita daños por transmisión excesiva de cargas. Se recurre a este freno en caso de parada y mantenimiento en aerogeneradores de grandes dimensiones. Por otra parte, el freno aerodinámico se puede considerar como el imprescindible. A pesar de un fallo en el suministro eléctrico, no impide que estos frenos puedan seguir actuando. Accionan en caso de que el sistema hidráulico pierda presión. Establece un procedimiento de recuperación devolviendo el sistema al estado original. Su ejecución es suave sin la provocación de un gran desgaste. Siendo estos ejemplos algunas de las aportaciones del grupo hidráulico al funcionamiento del aerogenerador.

6.4.1 Presión del grupo hidráulico vs velocidad del viento

En este apartado se pretende observar a través de la figura 64, el comportamiento que adquiere la unidad de presión hidráulica ante diferentes intensidades de viento incidentes en el rotor. Por la información en tiempo real que se ha recogido en estos seis años, se puede apreciar que no se recogió esta medida hasta la mitad del año 2010. No se puede tener constancia del estado de la unidad hasta esa fecha tal y como se muestra en la figura 64.

AEROGENERADOR 4

Desde el momento en el cual se empieza a almacenar esta información, parece que la presión se mantiene invariante independientemente de las circunstancias en las que esté trabajando el resto de los componentes de la máquina. Situado constantemente en un rango de presiones comprendido entre los 187 y 191 Pa, donde parece ser su zona habitual y natural de operación. Es cierto que su funcionamiento parece estable, pero a velocidades un poco más elevadas, a partir de los 11 m/s deja de conservar ligeramente su estabilidad. Las medidas están un poco más dispersas en dicha sección. Pero no parece observarse ningún cambio alarmante. Sin pasar por alto que especialmente en el año 2010 y 2011, hay una serie de medidas puntuales

que se salen en torno a un intervalo de 5 Pa tanto por la parte superior como inferior.

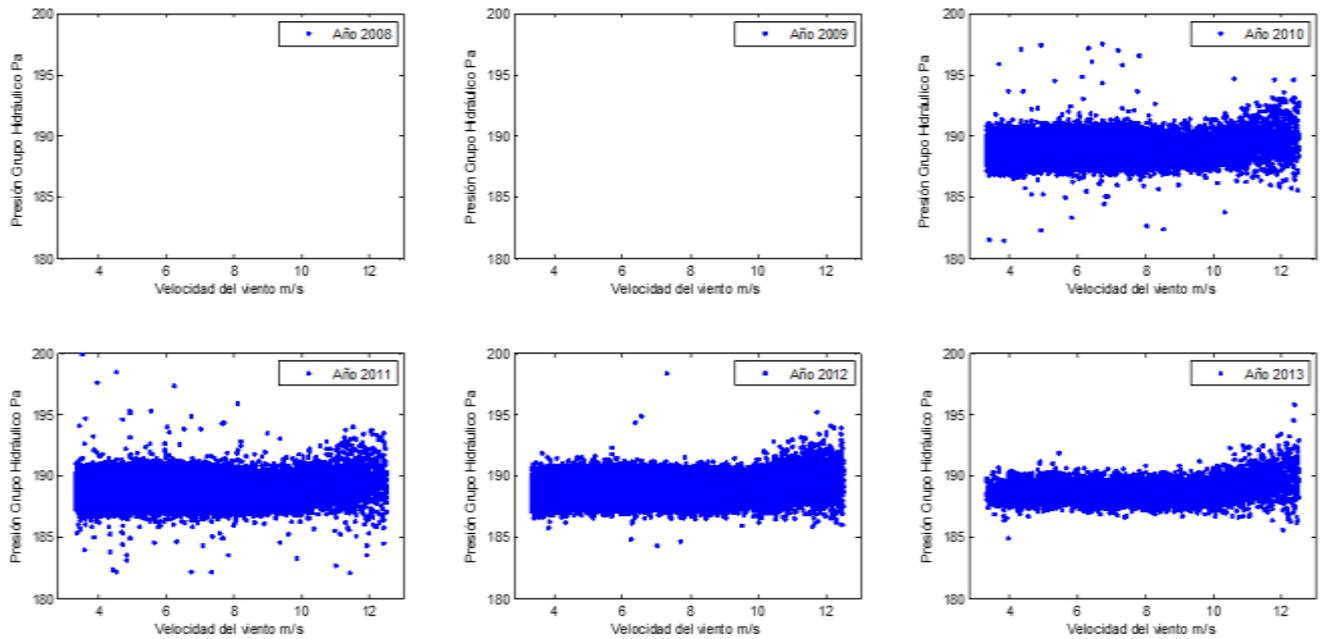


Figura 64a: Velocidad del viento m/s vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 4)

AEROGENERADOR 5

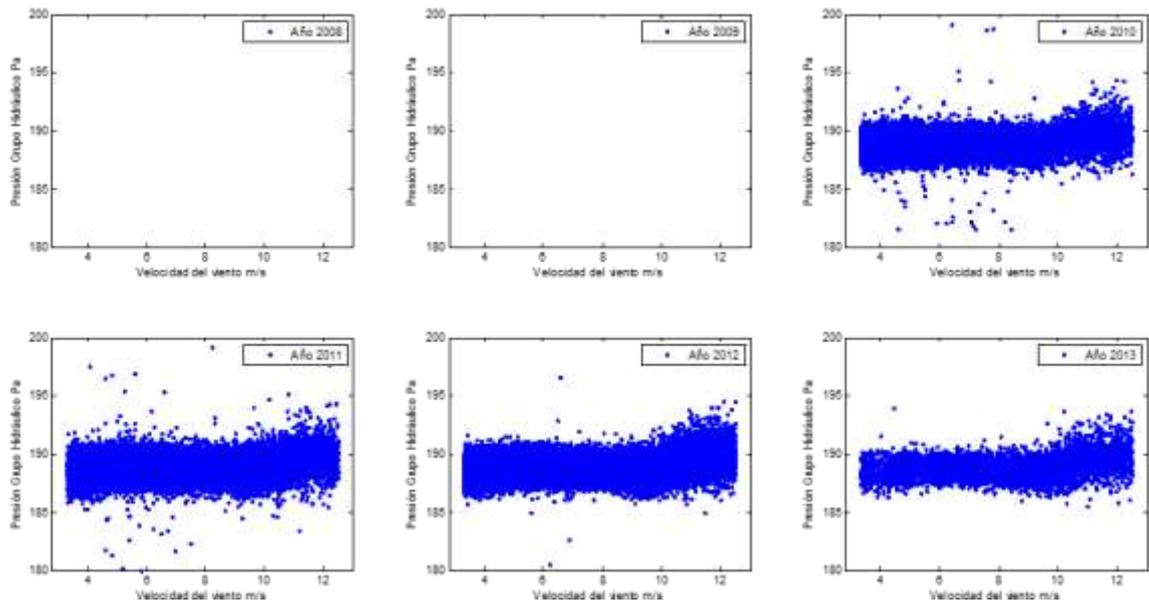


Figura 64b: Velocidad del viento m/s vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 5)

Los límites de presión son exactamente los mismos, 187 a 191 Pa permaneciendo constante a lo largo de la intensidad del viento. Donde más problemas presenta es en 2010 y 2011 con puntos que se desvían de la tendencia. A altas velocidades de viento puede presentar una ligera inestabilidad que provoca que la presión suba un par de unidades en todos los años.

AEROGENERADOR 45

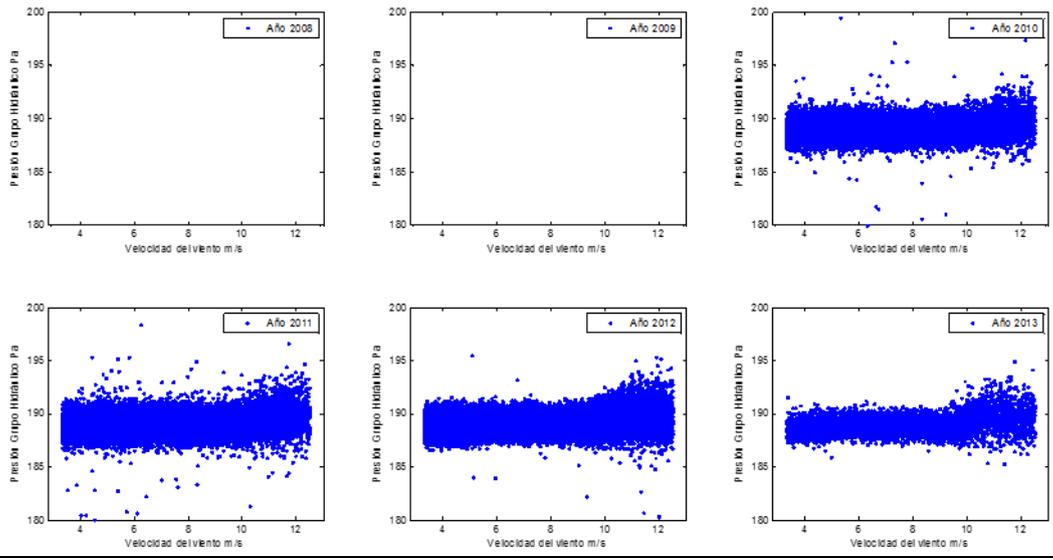


Figura 64c: Velocidad del viento m/s vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 45)

La presión es incrementada 1 bar por ambos límites, 188-192 bar. Mismos comentarios que en las unidades previas a altas velocidades y dispersión de puntos.

AEROGENERADOR 46

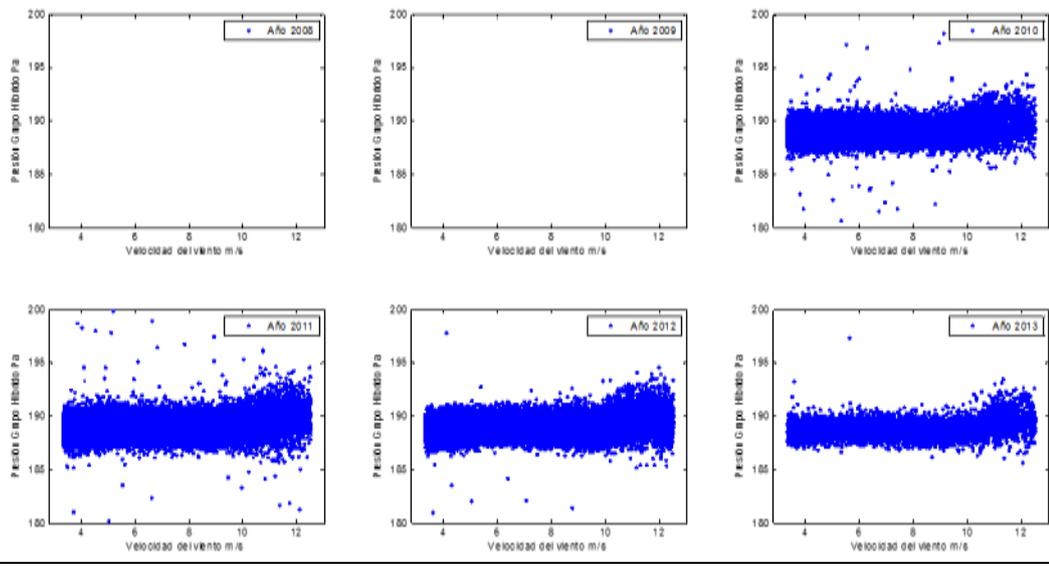


Figura 64d: Velocidad del viento m/s vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 46)

A partir del conocimiento de las mediciones, posee el mismo rango de presiones que el aerogenerador 45. Los resultados son casi idénticos. Aparentemente todas las unidades parecen trabajar en orden y de manera estable. Hasta que no se relacione con las desviaciones frente a la referencia no se confirmará el estado de la unidad hidráulica.

6.4.2 Presión del grupo hidráulico vs desviación

Finalmente, aunque aparentemente parece trabajar la unidad hidráulica correctamente según la figura 64, se confirmará dicho argumento evaluando si hay una conexión entre las pérdidas energéticas y las condiciones de la unidad con la nueva gráfica 65. No se puede

diagnosticar el estado del grupo hidráulico en los dos primeros años por el desconocimiento de la información.

AEROGENERADOR 4

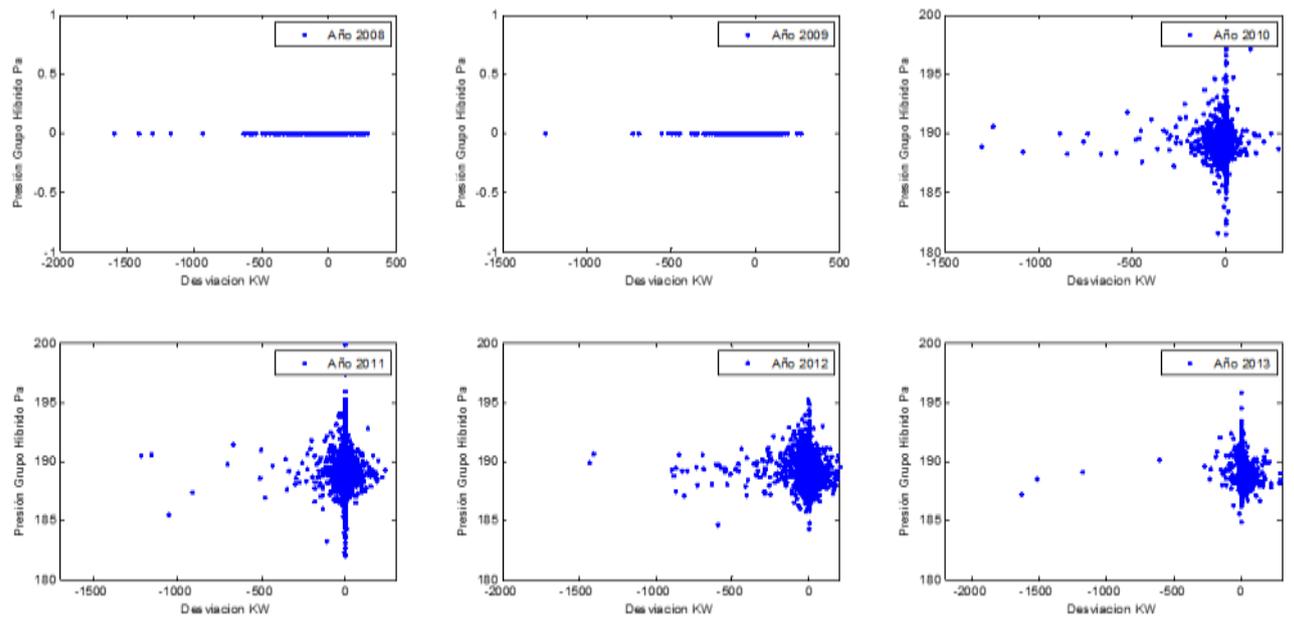


Figura 65a: Desviación kW vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 4)

Hasta el 2011 la figura 65a concuerda con la 64a del margen de operación de presión. Si bien se puede visualizar, en el año 2012 las desviaciones se distribuyen en un rango mayor de presiones, pasando de estar comprendido entre 186 y 190 Pa a 187 y 194 Pa. No es un cambio drástico, pero parece ser de las pocas peculiaridades que presenta este componente a lo largo de los años. De la misma manera que el sistema de orientación de la góndola, las mayores desviaciones de potencia respecto al comportamiento normal se concentran en lo que debería ser su rango habitual de operación. Aspecto no coherente debido a que lo lógico es que cuando el grupo hidráulico está trabajando en sus condiciones naturales, no este provocando mayores pérdidas que si se trabaja a presiones fuera de su región de trabajo. Se puede observar en la figura 65a que, si aumenta o disminuye la presión más de lo previsto, no hay desviación. Circunstancias aplicadas para todos los años.

AEROGENERADOR 5

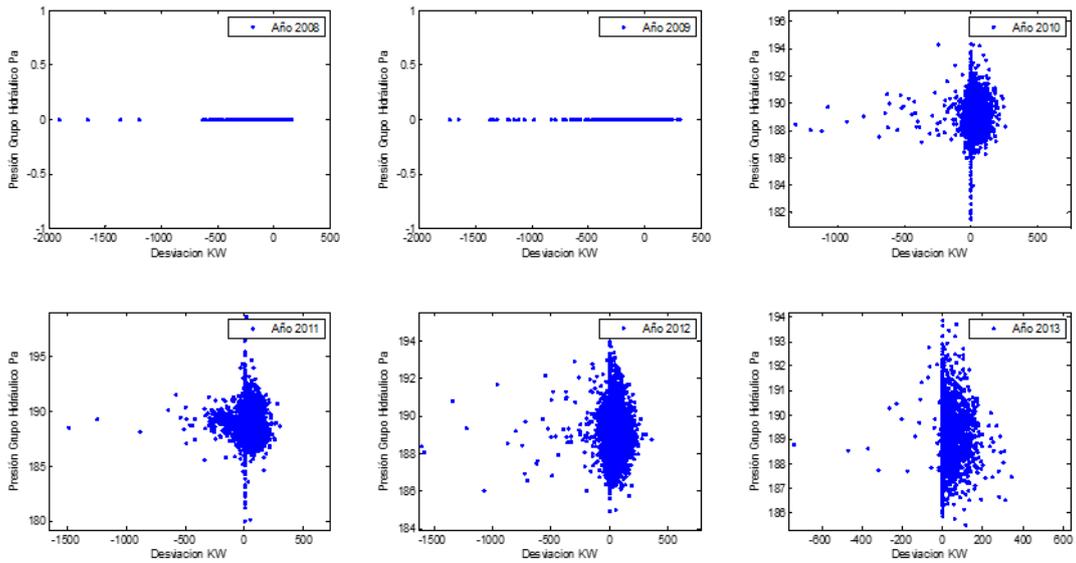


Figura 65b: Desviación kW vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 5)

Sucede lo mismo en este aerogenerador. Desde el instante en que se recibe información de la unidad hidráulica, para su margen de presión normal se producen las desviaciones más acusadas. No obstante, en el 2012 y 2013 se dispersa levemente la distribución hasta alcanzar 194 y 186bar.

AEROGENERADOR 45

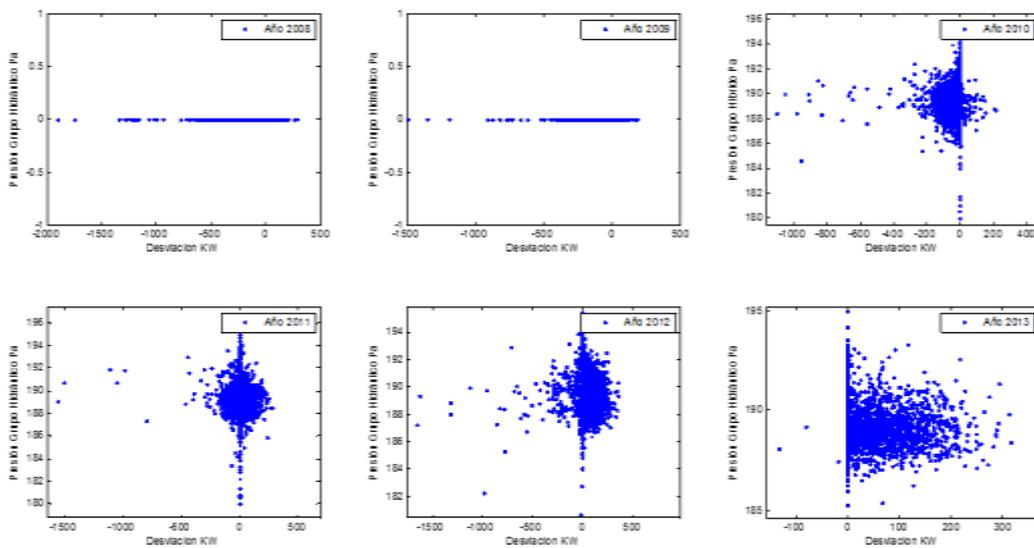


Figura 65c: Desviación kW vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 45)

Todas las desviaciones tanto negativas como positivas se concentran en ese intervalo y en cuanto se desvían el residuo es nulo. La participación de la unidad hidráulica está provocando un comportamiento desfavorable.

AEROGENERADOR 46

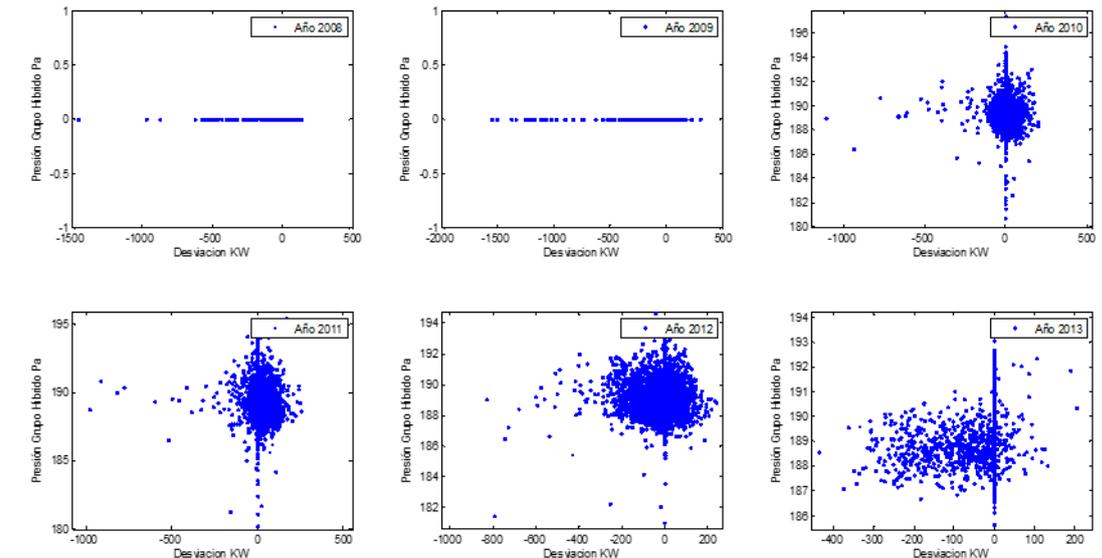


Figura 65d: Desviación kW vs presión grupo hidráulico Pa (Aerogenerador 46)

La actuación de la presión del grupo hidráulico para el último aerogenerador evoluciona igual que los demás. Todos ellos coinciden en que todas las desviaciones, concretamente las negativas que son las de interés, se focalizan en lo que debería ser el modo de operación estándar de la unidad. Está ocurriendo algo en este dispositivo que ha de ser analizado.

6.4.3 Conclusiones

En base al comportamiento del sistema hidráulico se ha de señalar algunos aspectos de su funcionamiento. Por lo general si se produce algún fallo en este sistema suele ser por culpa de la contaminación del aceite. Provoca el bloqueo de componentes, desemboca en degradación y rotura o fugas en el circuito. Aunque puede no ser el caso.

No obstante, según el estado del sistema de orientación y la presión de la unidad parecen tener el mismo problema en todas las máquinas. La gravedad del problema varía en función del tipo de aerogenerador. La concentración de medidas con mayor desviación, es decir, con mayor pérdida de potencia, se localizan principalmente en lo que sería su zona de trabajo habitual. Es posible que el sistema hidráulico no este ajustando la adecuada presión según las necesidades del control pitch. Si la presión que ejerce en el sistema de control no es el apropiado, el control pitch no es capaz de orientar las palas para aprovechar al máximo el viento incidente, perdiendo eficiencia en el aerogenerador. Pudiendo justificar el estado que se analizó anteriormente de la orientación de la góndola.

7. CONCLUSIÓN Y COMPARACIÓN FINAL

Se ha pretendido analizar el estado de salud de cuatro aerogeneradores distintos partiendo de medidas procedentes de años posteriores a través de su curva de potencia. Una buena predicción puede minimizar consecuencias futuras que podrían haber sido evitadas con un mejor sistema de control. Se desconocía la procedencia de las máquinas, tanto localización como condiciones atmosféricas. Sin embargo, a lo largo de la evolución del estudio se ha afirmado en varias ocasiones que es muy probable que pertenezcan a dos parques eólicos

distintos. Confirmándose por su distribución de la intensidad del viento, su comportamiento y la similitud en los resultados.

La primera conclusión que se obtuvo al modelar la curva de potencia, examinando la expresión analítica para cada máquina, la función exponencial no termina de ajustarse con la suficiente precisión a la curva de potencia real. Se experimentó tanto con la curva real como la modelada con la tendencia ya definida. A pesar de que la teoría indique lo contrario, puede considerarse una expresión aproximada para la sección de comportamiento normal, pero hay alternativas bastante más acertadas.

Se ha desarrollado conjuntamente el análisis del estado de salud de cada aerogenerador. Facilitando la comparación entre ellos y distinguir entre sus comportamientos específicos, aunque en la mayoría de las ocasiones tendían a los mismos resultados con ligeras variaciones.

Diseñando y modelando la curva de potencia del año de referencia de óptimo funcionamiento, ya se podía apreciar alguna distinción. Un buen año de referencia es imprescindible para conseguir unos resultados fiables. Todos presentaban algunos datos puntuales con una limitación de potencia cerca de 1,3 MW donde no era capaz de proporcionar más potencia independientemente de la velocidad de viento presente. La concentración de dichas medidas en ese estado difería, siendo menor el en aerogenerador 4. Por lo demás los dos primeros aerogeneradores no presentaban ningún funcionamiento extraño. Sin embargo, el aerogenerador 45 ya presentaba peculiaridades. Para ser el año de referencia, ya disponía de algunas desviaciones laterales donde su concentración no se podía pasar por alto. Se preveía que este hecho iba a tener connotaciones negativas para máquina. El aerogenerador 46, a diferencia de los demás, se detectaba que tenía una anchura de la curva de potencia desproporcionada en comparación con los demás. Podría suponer causas de problemas posteriores para el modelado.

En la programación y análisis de la detección de anomalías, por lo resultados desde cuantitativos a visuales de las desviaciones frente al comportamiento normal, todas las máquinas coincidían en que se producía un cambio en el 2010. En el año consecutivo el estado del aerogenerador progresaba a causa de la participación del servicio de mantenimiento correspondiente que llevó a cabo sus labores de reposición y/o reparación. Se vieron reducidas las desviaciones mientras las condiciones atmosféricas permanecían inalteradas. Esas desviaciones se traducen en pérdidas energéticas. Se ha cuantificado en un rango de velocidades de viento determinado cuyas pérdidas supondrán un gran impacto reflejado en la tabla 27. Dentro de las singularidades entre los aerogeneradores se ha de destacar lo siguiente. En el aerogenerador 4, frente al 5 mejora considerablemente tras el mantenimiento. Como se comentó, la desviación en el año de referencia en el aerogenerador 45, perdió mucha energía que podía haber sido aprovechada. El mantenimiento tuvo mucha repercusión pasando a estar 94,4% de los datos dentro del margen de confianza, es decir, dentro del comportamiento aceptado. Curiosamente en el aerogenerador 46 se pierde excesiva potencia en 2009. Resulta que en ese año la concentración de medidas que trabaja en ese margen de velocidades es cinco veces más de la media. Aun eso, si el aerogenerador ha tenido la oportunidad de trabajar más tiempo en esta región debería de haber aprovechado las circunstancias para operar eficazmente y no lo contrario. Estas pérdidas tienen mucho valor.

Entre todos los aerogeneradores es evidente que cada uno tiene un rendimiento distinto. Es necesario determinar aquel que demande un mayor control de vigilancia del ciclo de

vida y aquel que se encuentre en mejores condiciones. Con todas las anotaciones destacadas y la tabla 27 se puede decretar. Se añadió el sumatorio de las pérdidas totales y las posteriores al mantenimiento (2011-2013). Los que se encuentran en mejor estado por ambos nuevos indicadores, son los dos primeros, disponen de la menor potencia. Coincidiendo con los comentarios anteriores. Se concluye por lo tanto que el que en mejor estado se encuentra entre ambos es el aerogenerador 5. No solo por los indicadores numéricos sino por su evolución en el estudio ha evolucionado según lo esperado. Aunque difiere sensiblemente al aerogenerador 4, tiene menores pérdidas. Presentaba inevitablemente como los demás, algunas medidas anómalas. En cuanto al que se encuentra un estado severo y que necesite atención es con creces el último, el aerogenerador 46. Tiene las mayores pérdidas en total y después del mantenimiento. Realmente tiene mayor peso las pérdidas tras el mantenimiento ya que son problemas que han persistido y que requieren atención. Sin dejar de mencionar que ha tenido más oportunidad de trabajar en el rango de velocidades óptimo en algún año sin éxito.

Potencia total perdida en kW	Aerogenerador 4	Aerogenerador 5	Aerogenerador 45	Aerogenerador 46
2008	30593.89	33729.58	131072.83	18999.01
2009	36707.22	33572.90	98468.92	286892.41
2010	85283.46	78178.03	161848.96	75269.78
2011	19953.76	30578.24	30624.37	27189.91
2012	42152.77	24775.13	52589.77	86943.79
2013	5929.75	2118.45	0	30085.60
(2011-2013)	68036.28	57471.82	83214.14	144219.3
TOTAL	220620.85	202952.33	474604.85	525380.50

Tabla 27: Potencia anual perdida en kW

Analizando las señales recogidas por los componentes según la base de datos, esto incluye temperatura del generador, orientación de la góndola y presión del grupo hidráulico, se ha llegado a varias conclusiones. Para comenzar, se ha modificado el sistema de refrigeración del generador en el año de mantenimiento en las cuatro máquinas. Hasta entonces los generadores estaban rozando los límites térmicos, especialmente el aerogenerador 46. Por otra parte, parece haber una anomalía en la presión de la unidad hidráulica que se encarga del ajuste *pitch*. En los cuatro dispositivos las mayores pérdidas energéticas se producen cuando las condiciones de orientación de la góndola son más favorables. Reclamando así la revisión del ajuste del respectivo control.

Las medidas, recogidas por la base de datos proporcionada, se muestran mediante transductores precisos y fiables. Si las medidas resultan ser erróneas su finalidad de estrategia de control no sirve. Se debe proteger el sistema de cableado contra posibles descargas atmosféricas o interferencias electromagnéticas y los elementos electrónicos. Es indispensable mantener el ciclo de salud de cada aerogenerador en las mejores condiciones posibles. Finalmente, tras este estudio se ha conseguido determinar el estado que se encuentran junto con la proposición de revisiones que intenten minimizar los contratiempos que surjan próximamente.

8. REFERENCIAS

1. M. Lydia, S. Suresh Kumar, A. Immanuel Selvakumar, G.Edwin Prem Kumar “A comprehensive review on wind turbine power curve” (2013)
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113007296>
2. Jin T, TianZ. “Uncertainty analysis for wind energy production with dynamic power curves”: Proceedings of the international conference probabilistic methods applied to power systems (2010) p. 745-50. 11th International Conference in Singapore ;
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=5528405&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D5528405
3. Javier Díaz Pampín, “El Sistema eléctrico y las centrales de generación” (2015). Asignatura Centrales, subestaciones y líneas.
4. Zamani MH, Riahy GH, Ardakani Aj. “Modifying power curve of variable speed wind turbines by performance evaluation of pitch angle and rotor speed controllers”, (2007). In: IEEE Canada Electrical power conference.
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4520355&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D4520355
5. Jangamshetti SH, Rau VG. “Normalized power curves as a tool for identification of optimum wind turbine generator parameters”. IEEE Trans on Energy Conversion (2001) 16:283-8.
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=937209>
6. Marvuglia A, Messineo A. “Monitoring of wind farms’ power curves using machine learning techniques” (2012). Appl Energy:98:574-83.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912003236>
7. Rodrigo J.A Vieira and Miguel A. Sanz-Bobi, “Condition Monitoring and Maintenance Methods in Wind Turbines”. Use operation and maintenance methods in wind turbines (2014). P3-59.
http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-03224-5_1
8. <https://www.esios.ree.es/es?date=31-12-2015>
9. <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/NTP/NTP/Ficheros/1008a1019/ntp-1022w.pdf>
10. <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>
11. http://www.aeeolica.org/uploads/documents/cie06/CIE06_2_5_Ignacio_Rivera.pdf

12. <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/funcionamiento>
13. http://www.ifm.com/ifmes/web/apps-by-industry/cat_060_020_060.html
14. <http://jointiff.com/wind-technology/blade-parameters/>
15. http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/pwr.html
16. https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-12-1%7Bed1.0%7Den.pdf
17. <http://docplayer.es/3190341-Mejora-la-eficiencia-de-los-parques-eolicos-mediante-el-analisis-de-los-datos-scada.html>
18. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/8668/5/Tecnolog%C3%ADa%20ENERCON.pdf>
19. <http://es.mathworks.com/help/curvefit/smoothing-data.html>
20. <http://es.mathworks.com/help/curvefit/smooth.html>
21. <http://es.mathworks.com/help/curvefit/smoothing-splines.html>
22. <http://es.mathworks.com/help/curvefit/list-of-library-models-for-curve-and-surface-fitting.html>
23. "Help" Matlab
24. <http://es.mathworks.com/help/matlab/ref/polyfit.html>
25. <http://es.mathworks.com/help/matlab/ref/polyval.html>
26. http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/MATLAB/numerico/datos/datos_1.html
27. http://www.hlabsoft.com/web/hl2005/referenceguide/20052b.html/gaussian_peak_function.html
28. <http://es.mathworks.com/help/curvefit/gaussian.html>
29. <http://es.mathworks.com/help/curvefit/evaluating-goodness-of-fit.html>
30. María del Mar Cledera. "Energía eólica. Evaluación del potencial eólico". Asignatura Ingeniería y desarrollo sostenible (2016).
31. http://opex-energy.com/eolica/principales_averias_eolica.html

32. <http://etcgreen.com/horizontal-axis-wind-turbine-2mw/>
33. <http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema20/tema20-2.htm>
34. http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/yaw.htm
35. <https://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4b.html>
36. <http://fglongatt.org/OLD/Reportes/RPT2007-13.pdf>
37. <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/safety.htm>