

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Estudio de viabilidad tecno-económica de una
instalación eólica en un parque industrial

Autor: Juan Carlos Sánchez Lahuerta

Tutores: Manuel Burgos Payán, Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Estudio de viabilidad tecno-económica de una instalación eólica en un parque industrial

Autor:

Juan Carlos Sánchez Lahuerta

Tutores:

Manuel Burgos Payán
Catedrático

Juan Manuel Roldán Fernández
Profesor Ayudante Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Grado: Estudio de viabilidad tecno-económica de una instalación eólica en un parque industrial

Autor: Juan Carlos Sánchez Lahuerta

Tutores: Manuel Burgos Payán, Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Este trabajo de fin de grado comenzó hace bastante tiempo a raíz de una fotografía curiosa que hice en Munich donde, como si fuese algo insólito, me quedé mirando una ristra de aerogeneradores situada en un polígono industrial. De esa idea y tras muchísimas vueltas al tema ha nacido esta memoria dedicada a preguntarse si el motivo de no existir este tipo de instalaciones en nuestro país es económico o simplemente mentalidad.

Me gustaría agradecer por tanto a mi tutor, por haber tenido tantísima paciencia conmigo y sobre todo, recibirme siempre en su despacho incluso después de haber estado desaparecido bastante tiempo. Muchas gracias por todo el tiempo que te he robado.

También quiero agradecer a la persona que me recordó estas líneas de la escena donde El Quijote se enfrenta a aquellos molinos de viento. Tanto la frase como los "molinos" me han acompañado durante este periodo, pues así, lo que parecía algo insólito se convirtió en realidad:

«Non fuyades, cobardes y viles criaturas, que un solo caballero es el que os acomete.»

*Juan Carlos Sánchez Lahuerta
Sevilla, 2020*

Resumen

En redes eléctricas como la española, totalmente mallada y con una penetración de renovables considerable, aparecen diversos factores aleatorios que apenas se pueden predecir. El viento, las faltas en la red o la propia demanda son algunos de estos.

Debido a que el sistema eléctrico es un sistema complejo (incluyendo dentro de nuestro sistema eléctrico la conversión de potencia cinética eólica en potencia eléctrica) y dependiente de múltiples factores, se precisan mecanismos de simulación para llegar a reproducir todos los diferentes casos y variables que se presentan en un caso así.

Por tanto, esta memoria recoge la viabilidad tanto técnica como económica de un proyecto de instalación de generación eléctrica basado en energía eólica en media-gran escala en un parque industrial de la ciudad de Sevilla, mediante herramientas de simulación que confirmen dicha viabilidad.

El proyecto está pensado para ser promovido por el propietario del parque industrial, un grupo de empresas del mismo, o por la misma empresa distribuidora del lugar.

El aspecto fundamental a considerar es la mejora del comportamiento de la red de baja y media tensión ante caídas de tensión producidas por la típica descarga de la red eléctrica industrial en periodos nocturnos.

Abstract

In electrical networks such as the Spanish one, entirely meshed and with a substantial amount of penetration of renewable energy, various random factors appear that can hardly be predicted. The wind, the network faults or the demand itself are some of these.

Due to the fact that electric power system is a complex system (including the conversion of wind kinetic power into electrical power within our electrical system) and dependent on multiple factors, simulation mechanisms are required to reproduce all the different cases and variables that are presented in such a case.

Therefore, It covers both the technical and economic viability of a medium or large-scale wind power generation installation project in an industrial park in the city of Seville using simulation tools that confirm its viability.

The project is intended to be promoted by the owner of the industrial park, a group of companies of the same, or by the same distribution company of the place.

The keypoint is the improvement of the behavior of the low and medium voltage network in case of resistive voltage drop produced by the typical discharge of the industrial power grid during night periods.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Notación</i>	IX
1 Introducción	1
1.1 El proyecto	1
1.2 Objetivo	2
1.3 Redes eléctricas: problemas del futuro y Smart grids	3
1.4 Generación Distribuida	4
1.5 Energía eólica	6
2 Topología de la red europea	11
2.1 Configuración de la red europea	11
2.2 Parámetros de la red de estudio	12
2.3 Normativa de Autoconsumo eléctrico 2019	14
3 Efectos de la generación en la red	17
3.1 Potencia activa y reactiva	17
3.2 Problema potencia activa-frecuencia	19
3.3 Problema reactiva-tensión	19
3.4 Maximum Power Point Tracking (MPPT)	20
4 Estimación de cargas	23
4.1 Clustering	24
4.2 Tipos de carga	27
4.3 Perfiles de demanda	29
5 Estimación del viento	33
5.1 Caracterización del aire	34
5.2 Distribución Weibull	36
5.3 Rosa de los Vientos	37
5.4 Modelo de estelas	38
5.5 Métodos de predicción del viento	39
5.6 Datos históricos	40
5.7 Presentación de datos	41

6 Aerogenerador	47
6.1 Teoría del aerogenerador	47
6.2 Elección del aerogenerador	49
6.3 Lazo de control	51
6.4 Inversor	53
6.5 Curva de potencia-velocidad	56
6.6 Factor de carga: elección final	57
6.7 Ubicación y cantidad	58
7 Instalación eléctrica y civil	63
7.1 Obra civil	63
7.2 Instalación eléctrica	66
7.3 Operación y mantenimiento	67
7.4 Estimación de costes	68
8 Simulación	71
8.1 Flujo de cargas: PowerWorld	72
8.2 Respuesta dinámica: análisis de contingencias	75
8.3 Estudio de tensiones: MATLAB/Simulink	75
8.4 Análisis de viabilidad económica	77
9 Conclusiones	81
9.1 El proyecto	81
9.2 Futuros trabajos	83
Apéndice A Códigos de MATLAB	85
A.1 Cargas.m	85
A.2 ComparacionAerogeneradores.m	87
A.3 ComparacionPotencia.m	89
A.4 RMSTrifasico.m	92
A.5 Rachas.m	92
A.6 ParametrosBornay.m	93
A.7 Potencia.m	98
A.8 Precioenergia.m	99
A.9 Viento.m	99
A.10 Weibull.m	100
A.11 Clustering.m	100
A.12 EsfuerzosTorres.m	101
Apéndice B Tablas y cálculos Excel	103
B.1 Empresas de Aerópolis a 28/9/2018	103
Apéndice C Cálculo económico: Flujos de caja durante 20 años	107
<i>Índice de Figuras</i>	109
<i>Índice de Tablas</i>	111
<i>Índice de Códigos</i>	113
<i>Bibliografía</i>	115

Notación

$^{\circ}\text{C}$	Grados Celsius
e	Número e
π	Número pi
sin	Función seno
cos	Función coseno
tg	Función tangente
$\mathbf{x}_i, i = 1, 2, \dots, n$	Elementos i , de 1 a n , del vector \mathbf{x}
dx	Diferencial de x
\leq	Menor o igual
\geq	Mayor o igual
\approx	Aproximadamente igual
©	Copyright
£	Libras esterlinas
€	Euros
a.C.	Antes de Cristo
Δ	Diferencial
ρ	Densidad
η	Rendimiento / Eficiencia
Ω	Ohmio, unidad de resistencia eléctrica
ϕ	Desfase angular entre tensión y corrientes fasoriales
λ	Factor de escala de la distribución Weibull
Δ	Variación de una variable k
Factor de forma de la distribución Weibull	
k_1	Constante de permeabilidad magnética $2 \cdot 10^{-4} (\text{H/km})$
C_p	Coficiente de potencia
H	Henrio, unidad de inductancia eléctrica
W	Vatio, unidad de potencia eléctrica
kWh	Kilovatio-hora, unidad de energía eléctrica
Ah	Amperio-hora, unidad de carga eléctrica
Hz	Hercio, unidad de frecuencia
p.u.	Valores por unidad
r.p.m.	Revoluciones por minuto
E_c	Energía cinética
m	Masa

v	Velocidad
P	Potencia
t	Tiempo
V	Volumen
d	Longitud
L	Inductancia
f	Frecuencia
Q_m	Caudal másico
A	Area frontal
$S(mm^2)$	Sección frontal del cable, en milímetros al cuadrado
D	Diámetro
R'_{ac}	Radio del cable
GMR	Radio medio geométrico (Geometric Mean Ratio)
V	Tensión eléctrica
I	Corriente eléctrica
S	Potencia eléctrica aparente
P_a	Potencia activa absorbida
X_{rms}	Valor eficaz / cuadrático medio de X
u	Velocidad del viento
U(x)	Distribución de velocidad del viento en función de x
U_r	Velocidad de referencia del viento
z	Altitud desde nivel del suelo
z_o	Parámetro de aspereza
TT	Esquema de neutro y masa a tierra independientes
TN	Esquema de neutro a tierra y cable de protección
Dyn1	Conexión estrella-triángulo neutro conectado en BT e índice horario de 30º
3f	Conexión trifásica
V2G	Vehicle to Grid
V2H	Vehicle to Home
MPPT	Maximum Power Point Tracker
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelised Cost of Energy
HIL	Hardware in the Loop
SIL	Software in the Loop
RCP	Rapid Control Prototyping
XLPE	Polietileno reticulado
Al	Aluminio
CT	Centro de Transformación
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

1 Introducción

1.1 El proyecto

Las caídas de tensión son uno de los problemas más habituales en las redes eléctricas. Este problema va asociado a la calidad del suministro de energía, uno de los parámetros fundamentales a la hora de valorar la fiabilidad, eficacia y eficiencia de la propia red.

Las caídas de tensión son provocadas por diferentes motivos tales como una alta resistencia de las líneas eléctricas, distancias demasiado grandes sin apoyo a la regulación de tensión, sobrecargas en el extremo de los consumidores de la red o, como en el caso del estudio que estamos realizando, una clara franja de picos de energía y cargas puntuales que tal vez no estaban contempladas a la hora de realizar la distribución energética ni la instalación de la red.

Una de las soluciones recientes a estos problemas de calidad de la red es la instalación de generación a pequeña escala en los puntos de consumo, de modo que las cargas se equilibren con el propio consumo y así se llegue a descargar la línea en los picos puntuales. Esto se conoce como Generación Distribuida, ya que no es local y única, sino que la generación se distribuye a lo largo de la línea en la que se sustentan las propias cargas. Es una especie de simbiosis que en la mayoría de los casos presenta una mejora en la calidad de la red, sostenibilidad y en su fiabilidad.

Existen numerosas opciones a la hora de realizar una instalación de generación distribuida; tantas como fuentes de energía y tipos de instalación posibles. Una de las primeras variables a fijar debería ser la fuente de energía que usaremos. Se establece el uso de la energía eólica porque a pesar del inmenso potencial del que dispone, el valle del Guadalquivir es uno de los lugares con menor densidad de energía eólica de la región. Por tanto, si el análisis de viabilidad final es favorable, en la mayoría de los casos también lo será para cualquier otro escenario que podamos contemplar.

Después de establecer el tipo de energía que se utilizará, se valoran los diferentes tipos de tecnologías existentes para convertir la energía cinética eólica en energía eléctrica. En esta parte se contemplarán virtudes y defectos de cada una de las opciones posibles, ahondando en cada una de ellas hasta llegar a la solución tecnológica que más se ajuste a los objetivos del proyecto.

Otra de las variables que hemos fijado desde un inicio es la ubicación de la instalación, donde se acometerá dicho proyecto, y que es uno de los puntos clave de este. Se define así que será en el Parque Tecnológico Aeroespacial de Andalucía (Aerópolis) junto al aeropuerto de Sevilla-San Pablo. Se acota un área disponible para realizar la instalación, y en base a elementos como edificios, orientación o altura, se define la ubicación más propicia en base a un parámetro que es la cantidad

de viento existente. A mayor viento -o más veloz-, mayor rendimiento tendrá la instalación una vez se haya llevado a cabo.

Con todos estos datos anteriores se puede realizar simulaciones de múltiples casos mediante el uso de módulos como SimPowerSystems del software Simulink de Matlab. Se construye un modelo teniendo en cuenta todos los elementos de la red y las posibles cargas y fuentes. Esta simulación aportará datos de los beneficios obtenidos a causa de añadir generación distribuida a la red.

A la hora de definir dicho modelo pueden aparecer elementos difíciles de parametrizar como son las cargas existentes dentro de la red en la que vamos a acometer el proyecto. Para solventar esto, se realiza un estudio aproximado con todos los datos recogidos sobre los distintos consumidores de la red.

Otro de los elementos complejos de parametrizar es el potencial energético del viento. El viento es una fuente de energía no gestionable. Hay días que soplan vientos más intensos, días que soplan vientos más débiles, y momentos del día en los que la velocidad del viento es nula. Por este motivo, se debe realizar un análisis estadístico exhaustivo con una gran muestra de datos para poder parametrizar lo mejor posible el viento de la zona donde se realiza la instalación.

Una vez se hayan recopilado todos los datos de la simulación se ha de analizar todo lo obtenido, de modo que podamos verificar con cifras si es provechoso realizar dicho proyecto. Además, en este punto, se tienen en cuenta todos los costes de modo que el análisis no sea solamente técnico sino también económico.

1.2 Objetivo

El objetivo primordial de este proyecto es realizar un estudio de los aportes positivos de la generación distribuida basada en energía eólica así como estudiar los efectos de esta en la mitigación de las caídas de tensión de una red típica europea.

Este objetivo puede ser de utilidad tanto para un particular –como el propietario del Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis– o para la propia empresa distribuidora de energía eléctrica –en este caso, Endesa–. Pretende por tanto ser una aproximación al diseño de una instalación de generación distribuida basada en energía eólica en un lugar cercano al aeropuerto de Sevilla. Concretamente, otro de los objetivos es despejar dudas sobre la necesidad de llevar a cabo proyectos como este en redes industriales que contienen unas características únicas en comparación con una red comercial o una red residencial.

Asimismo, se consideran objetivos del proyecto la presentación de las herramientas disponibles y alternativas así como los pasos a seguir a la hora de realizar un proyecto de instalación eólica que sirva como apoyo a la potencia activa o a la estabilización de la red.

Poco a poco, durante el recorrido de este proyecto, se irán acotando algunas variables que en principio se presentarán como libres: localización, tasa de conversión de potencia, potencia instalada, cargas de estudio, perfil del viento, etc.

Todas ellas en un principio podrían ser liberadas y el caso de simulación variaría considerablemente. Por ello, atendiendo a un caso aproximadamente real, o mejor dicho veraz, se establecen dichas variables como fijas haciendo uso de herramientas estadísticas o algoritmos y sobre ellas se realiza un estudio concreto sobre cuál es la ubicación más propicia y la potencia que se debería instalar.

Mediante un análisis pormenorizado de la red eléctrica considerada previamente, se comprobará el impacto positivo o negativo de establecer un modelo de generación distribuida en la localización de estudio.

Por último, el análisis de viabilidad concluirá en términos económicos las ventajas e inconvenientes de llegar a acometer el proyecto planteado a lo largo de todo el estudio.

1.3 Redes eléctricas: problemas del futuro y Smart grids

Una red eléctrica es un conjunto de infraestructuras que sirven para llevar la energía eléctrica desde los productores a los consumidores. Otra de las funciones de la red eléctrica es equilibrar la producción y la demanda, ya que la energía generada y la consumida han de quedar en equilibrio.

En esta red se separa el concepto de transporte y el de distribución dependiendo de la tensión a la que nos encontremos. Conocemos Transporte a la actividad en alta tensión (regularmente a 220kV) y Distribución a la actividad en una media tensión (regularmente a 66/132kV). La red de distribución acaba en un punto de distribución final, en el que normalmente existe un transformador conectado a una red de consumo o de enlace (regularmente 1kV), que es la encargada de llevar finalmente la energía a los consumidores finales.

En España, la red eléctrica está diseñada y organizada según un modelo que lleva siendo operativo bastantes años. Red Eléctrica de España (REE) es la encargada de lo que hemos definido anteriormente como transporte, y un grupo de empresas distribuidoras (Endesa, Iberdrola, etc) son las encargadas de lo que hemos definido anteriormente como distribución.

Los dos extremos del modelo de red eléctrica quedan totalmente adheridas al ejercicio libre tal como indica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. [41] Tanto la generación como la comercialización de energía eléctrica se consideran por tanto una actividad libre y sujetas a un mercado de producción de energía.

El modelo de red eléctrica concebido hasta ahora -basado en una red mallada explotada de forma radial y con flujos de energía en una sola dirección- parece no ser válido en una realidad como la que se plantea actualmente. Recientemente han aparecido elementos como los vehículos eléctricos, las energías renovables o la generación distribuida, que hacen que este modelo pueda tener algunos problemas que deban mejorarse o solucionarse.

Entre ellos está la integración de las energías renovables debido a la creciente entrada de estas en el mercado de la generación, ya que sus costes son cada vez más bajos. Con este, aparecen otros como las posibles caídas de tensión, los picos de demanda, y la no adecuación de la demanda al crecimiento de la oferta de generación. Con esto, aparece una complejidad creciente a la hora de operar redes con grandes cantidades de energía no gestionable.

Otros de los elementos que ha revolucionado la forma de ver la red eléctrica son el almacenamiento energético y los vehículos eléctricos.

Existe un compromiso de los países de la Unión Europea a reformar esta red con una meta para 2030 de cara a mejorar aspectos como la reducción de emisión de gases invernadero mediante una reducción de la generación basada en combustibles fósiles hasta un porcentaje menor del 40%, integrando las energías renovables de manera progresiva en la red eléctrica en más de un

27%. Otro de los objetivos es el aumento de la eficiencia energética hasta unos valores de más del 30% y una interconexión entre redes nacionales de los países miembros de la UE de un 15%. [17]

Para cumplir estos objetivos, la Unión Europea lanzó el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan).

La Unión Europea considera que la red eléctrica está limitando la economía de sus países debido a una baja eficiencia, y espera que los riesgos y costes de las redes no competitivas (principalmente basadas en combustibles fósiles) hagan que los inversores vean con mejores ojos la inversión en redes más inteligentes, eficaces y eficientes. También espera un creciente desarrollo en las redes basadas con generación distribuida.

Por último, con el creciente número de aplicaciones dedicadas al ahorro y la eficiencia energética, así como con la aparición de los contadores electrónicos aparece un abanico de posibilidades en lo que se conoce como Smart Grids o redes inteligentes.

Las Smart Grids se fundamentan en tres aspectos que son:

- **Advanced Distribution Automation:** Nuevos y más avanzados métodos de control de la red, que optimizan la operación aumentando su eficiencia. Mejorar los mecanismos de protección y ajuste de la red, automatizarlos e implementar otros que actúen en tiempo real son algunas de las medidas incluidas en este aspecto.
- **Advanced Metering Infrastructure:** Explotación de nuevos sistemas de medida y gestión de datos a distancia (telemida) y en tiempo real, tanto de consumidores como de productores. Con esto se consigue una mejor caracterización de los hábitos de consumo y una mejor gestión activa de la oferta y la demanda.
- **Distributed Energy Resources:** Lo que conocemos como Generación Distribuida, consistente en la utilización de fuentes de energía y almacenamiento distribuido por la red.

1.4 Generación Distribuida

Haremos ahora hincapié en este último concepto, que adquiere un especial protagonismo en nuestro proyecto por el hecho que la instalación que se plantea está pensada concretamente para pasar de un modelo clásico a uno de generación distribuida.

La instalación de un pequeño generador (en comparación con los grandes generadores), a pesar de los problemas provocados por los flujos de potencia bidireccionales, supone una serie de ventajas ya que se consiguen disminuir los flujos de potencia en el transporte inyectando energía generada en el punto de consumo.

Las principales ventajas son:

- Disminución de las pérdidas en los cables de transporte y distribución ya que la energía que circula por ellos es menor debido a que la generación y el consumo están más cerca.
- Mejora de las tensiones de la red, debido a la ampliación de posibilidades a la hora de hacer una regulación de tensión óptima.
- Mejora del medio ambiente por el uso de tecnologías más rentables a baja-media escala como las instalaciones de energía renovable. Dentro de estas tecnologías se encuentran por ejemplo

las de almacenamiento energético o los vehículos eléctricos (que también pueden ser usados como almacenamiento).

- Mejora de la independencia y la criticidad de los generadores existentes debido a la diversificación de generación. Esta será mayor al haber más tipos de tecnologías y energías y, por tanto, se pueden disminuir los efectos adversos de la intermitencia local.

Sin embargo, también pueden aparecer problemas derivados de la aplicación de este modelo como:

- Mayor dificultad a la hora de proteger la red, ya que varían las magnitudes energéticas y las direcciones de las corrientes de falta que se suelen utilizar para localizar fallos en la red y mitigarlos. Pueden existir errores críticos en los detectores de faltas sobre todo en los generadores que usen convertidores de potencia donde existen límites en las corrientes y, por tanto, las corrientes de falta son cercanas a las nominales.
- Intermitencia de los recursos energéticos primarios, debido a que la energía solar y la eólica no son permanentes ni gestionables.
- Impacto directo en la regulación de tensión, motivado principalmente por el carácter dual de los convertidores, que pueden absorber o suministrar energía reactiva haciendo que bajen o suban las tensiones en el punto de conexión. Esto a su vez es un beneficio, ya que se le puede dar la vuelta a este defecto y convertirlo en una ventaja a aprovechar mediante un control inteligente.
- Aparición de armónicos en la red debidos a los inversores de las instalaciones fotovoltaicas sobre todo en momentos en los que la generación es pobre (situaciones con poca energía lumínica solar).

Dos de los elementos que pueden revolucionar el modelo actual de red son el almacenamiento energético, que aún tiene un gran recorrido de mejora por delante, y el vehículo eléctrico, como hemos mencionado anteriormente.

Un almacenamiento energético eficiente es la piedra angular en el avance de las energías renovables; en su flexibilización y su inserción e integración dentro de una red eléctrica como la que tenemos. Por ahora, el almacenamiento energético no cumple todas las expectativas que se requieren para que sea instalado de forma masiva. Tampoco son tecnologías baratas por ahora. Así, con los años, se espera que estas vayan abaratando sus costes y aumentando su eficiencia.

El vehículo eléctrico puede aparecer como un elemento de almacenamiento distribuido, consistente en una batería que se carga y descarga intermitentemente. Podrían cargarse durante la noche (u horas valle de consumo eléctrico) y descargar su energía almacenada durante el día (u horas pico de consumo eléctrico). Así, los vehículos eléctricos podrían utilizarse para la gestión energética, cumpliendo una serie de requisitos y pautas a la hora de realizar dicha gestión. Esto se conoce como V2G (Vehicle To Grid).

Un último uso del vehículo eléctrico es el uso de su energía almacenada directamente en el punto de carga habitual, es decir, en el hogar. Esto se conoce como V2H (Vehicle To Home).

En general, el vehículo eléctrico puede llegar a jugar un importante papel en la integración de las energías renovables ya que es un almacenamiento que siempre olvidamos y que tenemos disponible de manera individual y distribuida. Permitiría aplanar la curva de demanda.

1.5 Energía eólica

Los primeros usos de la energía eólica se remontan al Antiguo Egipto, hace unos seis milenios, donde se usaba para impulsar los barcos de vela. Posteriormente, y a pesar de que existan rumores sobre que los babilonios ya utilizaron esta tecnología en tiempos de Hammurabi (siglo XVIII a.C.). [48], los primeros molinos eólicos datan del siglo VII a.C. en la región de Sistán, Afganistán. [28] Desde entonces los molinos no evolucionaron apenas ya que eran un invento que cumplía con su cometido correctamente. La tecnología del molino de viento cruzó el Mediterráneo rápidamente, formando así parte de los sistemas de regadío europeos, y posteriormente cruzó el Atlántico hasta llegar al continente americano.

Veintiseis siglos más tarde, el 29 de agosto de 1854, Daniel Halladay patentó el primer “multipala” americano, un molino con múltiples álabes que se autorregulaban cuando el viento soplaba en diferentes direcciones y velocidades, aprovechando así el máximo de energía en una bomba de pistón que tenía conectada. [22]

Múltiples empresas e inventores se lanzaron a intentar mejorar la modelo de Halladay. Entre ellos, la empresa de electricidad Jacobs Wind Electric Co. Inc fue la primera en comercializar una versión mejorada del molino de Halladay, con álabes metálicos y conectado a un generador eléctrico, mediante el cual producían electricidad. [36]

Otro de los grandes avances tuvo lugar en 1945, cuando la compañía S. Morgan Smith construyó en el estado de Vermont un prototipo basado en seis turbinas Smith-Putnam, diseñadas por el ingeniero Palmer Putnam Cosslett y producidas por la compañía, cada una de 1.5 MW y de 53m de alto, produciendo así 9 MW. Sin embargo, el prototipo no fue viable económicamente y se desmanteló un año más tarde. [51]

A partir de este hito, las tecnologías basadas en convertir la energía eólica en energía eléctrica no han hecho sino aumentar cuantitativa y cualitativamente, convirtiéndose en una de las mayores industrias energéticas de lo que llevamos del siglo XXI. Esto principalmente se debe a algunos beneficios entre los que se incluyen:

- La energía que utiliza es limpia y renovable, lo que la hace preferible a otras energías como las extraídas de la combustión de gases o combustibles fósiles.
- Los costes de producción llevan disminuyendo tanto económica como medio ambientalmente, es decir, que los aerogeneradores cada vez se fabrican por menos dinero y con un menor impacto en las emisiones de CO_2 .
- El impacto ambiental durante su periodo de actividad es reducido, ya que a pesar de que generan ruido y efectos adversos como la muerte de aves que chocan con sus hélices, la nula emisión de gases de efecto invernadero es un gran beneficio que coloca la balanza del impacto ambiental en muy buena posición para estas tecnologías.
- Potencia el empleo local en zonas rurales, ya que suelen instalarse en lugares poco habitados o lejanos a núcleos urbanos.
- Potencia el desarrollo sostenible de la sociedad, teniendo la fabricación de los aerogeneradores múltiples aplicaciones diferentes y la mayoría de ellas relacionadas con el ahorro energético.

La energía eólica proviene de una conversión de la energía solar que recibe nuestro planeta. Entre un 1 – 2 % de la energía que la Tierra recibe se convierte en energía eólica. Si calculamos que el Sol ilumina a la Tierra con una potencia de $1,74 \cdot 10^{11}$ kW de potencia, significa que disponemos de

$1,74 \cdot 10^9$ MW de potencia eólica en nuestro planeta. Además, esta cifra viene limitada aún más por el 10% aprovechable a nivel del mar, ya que no podemos aprovechar el que está a 5km de distancia del suelo. A pesar de todo, esta cifra (en torno a unos $2 \cdot 10^7$ MW) es mucho mayor que el consumo energético mundial.

Esta energía proviene del calentamiento heterogéneo de distintas zonas de nuestro planeta, provocando la formación de anticiclones (zonas de alta presión en las que el aire es más frío que el aire circundante y por ello, la masa de aire pesado desciende) y borrascas (zonas de baja presión en las que el aire es más cálido que el aire circundante y por ello, la masa de aire ligero asciende).

Este movimiento de aire, debido a la fuerza de Coriolis de nuestro planeta en movimiento giratorio, es descrito en dos sentidos diferentes. En el hemisferio norte el aire se desplaza hacia la derecha y en el sur hacia la izquierda.

El fenómeno de las zonas de diferente presión y de la cinemática del aire en la atmósfera hace que aparezcan seis zonas en la Tierra conocidas como células en las que existen vientos dominantes con una dirección y sentido concretos.

A su vez, los vientos adquieren una variación local a diferentes escalas motivada por elementos de la orografía como pueden ser las costas y las montañas, generando lo que se conoce como brisas marinas y vientos de montaña o valle. Todos ellos están motivados por diferentes gradientes de temperatura, y diferentes calores específicos entre el mar y la tierra.

En estas localizaciones se suelen aprovechar efectos como el producido entre dos montañas (en el paso inferior o valle) para generar una mayor cantidad de energía, ya que se produce una aceleración del viento que sopla por el centro entre dos obstáculos o montañas. También, se utiliza la aceleración propia del efecto colina, consistente en la acumulación de flujos de viento en el punto más alto de una colina o montaña como suma del viento que sopla a esa altura y el que se aproxima a ras de la superficie inclinada.

Por último, en una escala mucho más pequeña, los vientos chocan con diferentes obstáculos como árboles o edificios, formando gradientes de presión que aceleran el viento hasta el punto de generar turbulencias en los alrededores. Las turbulencias alteran la velocidad del viento y disminuyen la eficiencia de los aerogeneradores. Las turbinas se colocan a alturas significativas para evitar esta pérdida de eficiencia. [47]

A la hora de caracterizar el viento disponemos de fórmulas que se adaptan a la dinámica del viento como un fluido más. Así, podemos establecer que la energía cinética del viento es

$$E_c = \left(\frac{1}{2}mv^2\right)$$

Y definiendo potencia del viento como energía cinética por unidad de tiempo

$$P = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} \frac{mv^2}{t}$$

Así, considerando que la masa de aire que se aprovecha en un aerogenerador es igual a la que se aprovecha en un cilindro de longitud d y área frontal A (igual al área frontal de las palas en movimiento) y además sabemos que $v = d/t$:

$$m = \rho_{aire} \cdot V = \rho_{aire} \cdot A \cdot d = \rho_{aire} \cdot A \cdot (v \cdot t)$$

Por tanto, vemos que la potencia depende directamente de la velocidad del viento al cubo:

$$P = \frac{1}{2}(\rho_{aire} \cdot A \cdot v^3)$$

El funcionamiento de las turbinas eólicas hace que no toda esta potencia se pueda aprovechar porque si no, significaría que el viento a la salida del rotor saldría con una velocidad nula; no saldría. Para caracterizar entonces la potencia real aprovechable se necesita ahondar un poco más en el funcionamiento del aerogenerador.

El modelo de Betz [5] indica que el viento llega a las palas con una velocidad v_1 y una energía e_1 , atraviesa el área del rotor pasando entre las palas y rozando la superficie de ataque de estas, lo que genera un movimiento por diferencia de presiones entre la parte superior y la parte inferior de la superficie alar. Este efecto es el mismo que se da en la sustentación de los aviones. El aire sale de las palas con una velocidad v_2 y una energía e_2 . Se dice entonces que a barlovento el aire tiene una velocidad v_1 en un área A_1 y a sotavento el aire tiene una velocidad v_2 en un área A_2 . [7]

Por conservación de la masa, a lo largo del espacio recorrido por el viento, es decir, entre barlovento y sotavento, el caudal másico Q_m debe permanecer constante:

$$Q_m = \rho_{aire} \cdot Q = \rho_{aire} \cdot A \cdot v \rightarrow \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A_2 \cdot v_2$$

Esto implica que, si la velocidad del viento v_1 es mayor que v_2 , porque se decelera, el área a sotavento será mayor que el área a barlovento, generándose un efecto estela. Además, implica que se debe realizar un desarrollo menos simplificado de la potencia:

$$\begin{aligned} P_{til} &= -\frac{d(E_c)}{d(t)} = \frac{(E_{c1} - E_{c2})}{d(t)} = [(\frac{1}{2}m \cdot v_1^2) - (\frac{1}{2}m \cdot v_2^2)]/d(t) = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_2^2)/d(t) \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot d \cdot (v_1^2 - v_2^2)/d(t) \end{aligned}$$

Y conociendo que $d = v \cdot d(t)$,

$$P = \frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

Esta v viene definida por la velocidad media entre barlovento y sotavento, $v = \frac{(v_1 + v_2)}{2}$

Esta potencia está limitada teóricamente según el modelo de Betz a un valor conocido y aproximado del coeficiente de potencia (relación de la potencia aprovechable del viento) cuyo valor es $\frac{16}{27} \approx 0,59 = C_p$

Se define así el límite de Betz como el límite teórico de transmisión de potencia del viento a una turbina eólica para ser convertida posteriormente en potencia eléctrica, siendo este del 59%.

$$P_{til} = C_p \cdot P_{viento} \cdot \eta$$

A este límite también se le han de sumar diferentes pérdidas en la conversión de potencia producidas por:

- Energía perdida en la estela generada por el rotor.
- Resistencia ofrecida por las palas.

- Compresibilidad del fluido en la práctica.
- Pérdidas en la reductora mecánica de velocidad antes de llegar al generador.
- Pérdidas en el generador eléctrico.
- Pérdidas en el transformador de potencia.

Recientemente estas pérdidas –sobre todo las mecánicas y las eléctricas—se han ido reduciendo considerablemente hasta que las tecnologías de conversión energética del viento han llegado a un nivel de eficiencia bastante alto.

Este es uno de los motivos, junto a la reducción de costes, el uso de nuevos materiales como los materiales compuestos y el número de ventajas que aporta, por los que este tipo de instalaciones está en auge.

Tabla 1.1 Evolución anual potencia eléctrica renovable en Andalucía (MW) [4].

Andalucía	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biogás		19,83	23,50	26,27	26,27	27,69	29,82	29,82	30,75	30,75
Generación Eléctrica (*)	178,43									
Biomasa		189,40	210,40	206,98	256,98	257,48	257,48	257,48	257,48	257,48
Generación Eléctrica										
Eólica (*)	1.888,99	2.807,80	3.008,96	3.054,96	3.250,66	3.323,78	3.323,79	3.324,30	3.324,31	3.324,31
Fotovoltaica (*)	663,28	665,91	732,20	783,39	840,13	882,37	884,20	885,16	888,30	889,54
Hidroeléctrica (*)	602,23	605,03	617,32	617,32	617,28	617,39	617,39	620,68	620,68	620,68
Termosolar	61,03	131,11	330,91	697,80	947,50	997,40	997,40	997,40	997,40	997,40
Otras tecnologías renovables	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50
Total	3.393,96	4.419,07	4.923,29	5.386,72	5.938,82	6.106,60	6.114,58	6.119,34	6.123,42	6.124,66

(*) Conectada a red + aislada.

La potencia instalada de energías renovables en España se incrementó de manera casi constante durante más de 20 años. En Andalucía concretamente, en 2013 se produjo una estabilización de la potencia eléctrica renovable instalada por encima de los 6 GW. Desde entonces, la potencia instalada varía conforme a los datos de la Tabla 1.2.

El consumo de energía renovable también se estabilizó en torno al 2013-2016 como se puede observar en la Tabla 1.2 aunque este es más aleatorio debido al carácter no gestionable de las fuentes de energía renovable.

En el ámbito de la energía eólica, la potencia instalada quintuplicó su volumen en Andalucía en 10 años (2006-2016). Actualmente la potencia instalada es de 3.324,61 MW, compuesta en un 99% por la potencia de los grandes parques eólicos.

A pesar de que España no sea uno de los lugares con más potencial eólico tal como vemos en la Figura 1.1. Es interesante ver la viabilidad de un proyecto de estas características, ya que otro de las mismas características llevado a cabo en algunas zonas de Aragón podría llegar a multiplicar por 8 la potencia obtenida y por tanto, la energía.

Tabla 1.2 Evolución del consumo de energías renovables [3].

Unidad: ktep	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consumo de Energía Primaria	1.606,5	1.813,8	2.384,7	2.661,3	3.296,5	3.391,9	3.668,1	3.172,5	3.497,7	3.608,5	3.314,7
Consumo de Energía Final	750,6	682,3	910,6	938,9	1.068,1	716,8	1.103,7	763,6	946,1	960,7	919,7

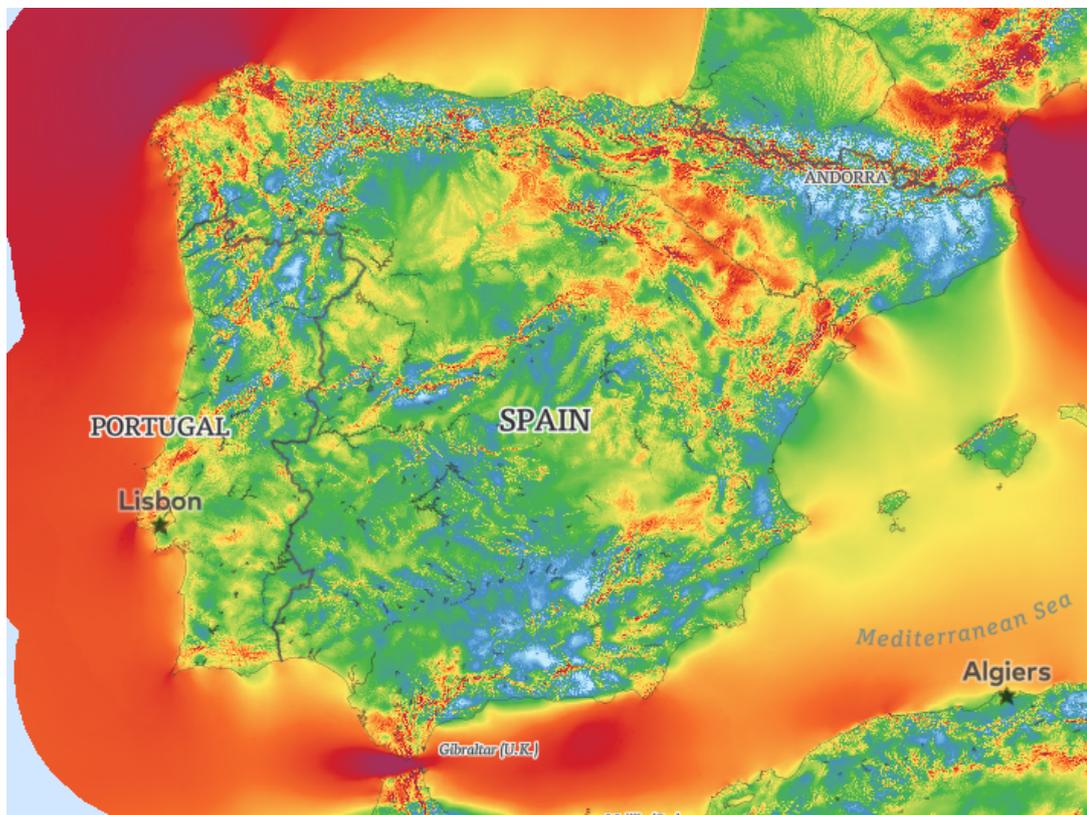
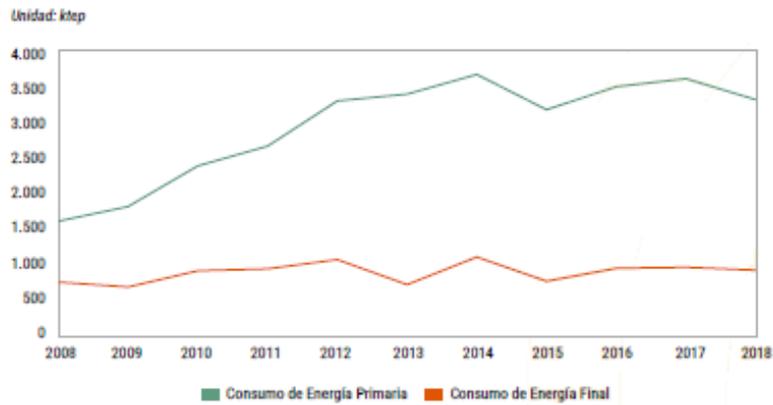


Figura 1.1 Capacidad energética del viento en España [25].

2 Topología de la red europea

2.1 Configuración de la red europea

La red eléctrica española se puede dividir en diferentes niveles de red. En todas ellas, la frecuencia de red se mantiene a 50 Hz, puesto que es el estándar europeo.

La red de transporte, compuesta principalmente por elementos que funcionan a 380 kV o 220 kV, que transmite grandes potencias y tiene una estructura fuertemente mallada. Esto es, diferentes redes completamente cerradas y entrelazadas entre sí. En este tipo de redes se supone una trasposición ideal entre las tres fases balanceadas.

La red de reparto, compuesta principalmente por elementos que funcionan a 66 o 132 kV, que transmite la potencia desde las subestaciones hasta las redes de distribución o grandes consumos. Este tipo de red sigue siendo fuertemente mallada pero con una regulación semanal.

La red de distribución, compuesta principalmente por elementos que funcionan a 20 kV, que transmite la potencia eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los centros de transformación. Esta red, a pesar de tener una configuración mallada, se opera de manera radial.

De estos centros de transformación salen después las redes de alimentación en baja tensión (normalmente 400 V) a los consumidores finales. En cada centro de transformación existe un transformador MT/BT que alimenta diferentes líneas con estructura de red radial de las que cuelgan los consumidores.

En la mayoría de los casos, estas líneas serán subterráneas –denominándose cables en esos casos– en redes urbanas o líneas aéreas en redes rurales. Estos cables están fabricados de aluminio o cobre y recubiertos por un encapsulado metálico o galvanizado normalmente.

Estos cables son puestos a tierra mediante un alguno de los sistemas de puesta a tierra genéricos como son TT (neutro y masas conectados a tierra de forma separada) o TN (neutro a tierra y masas conectado a neutro). [63]

Para nuestro estudio, tomaremos una red como la de la Figura 2.1.

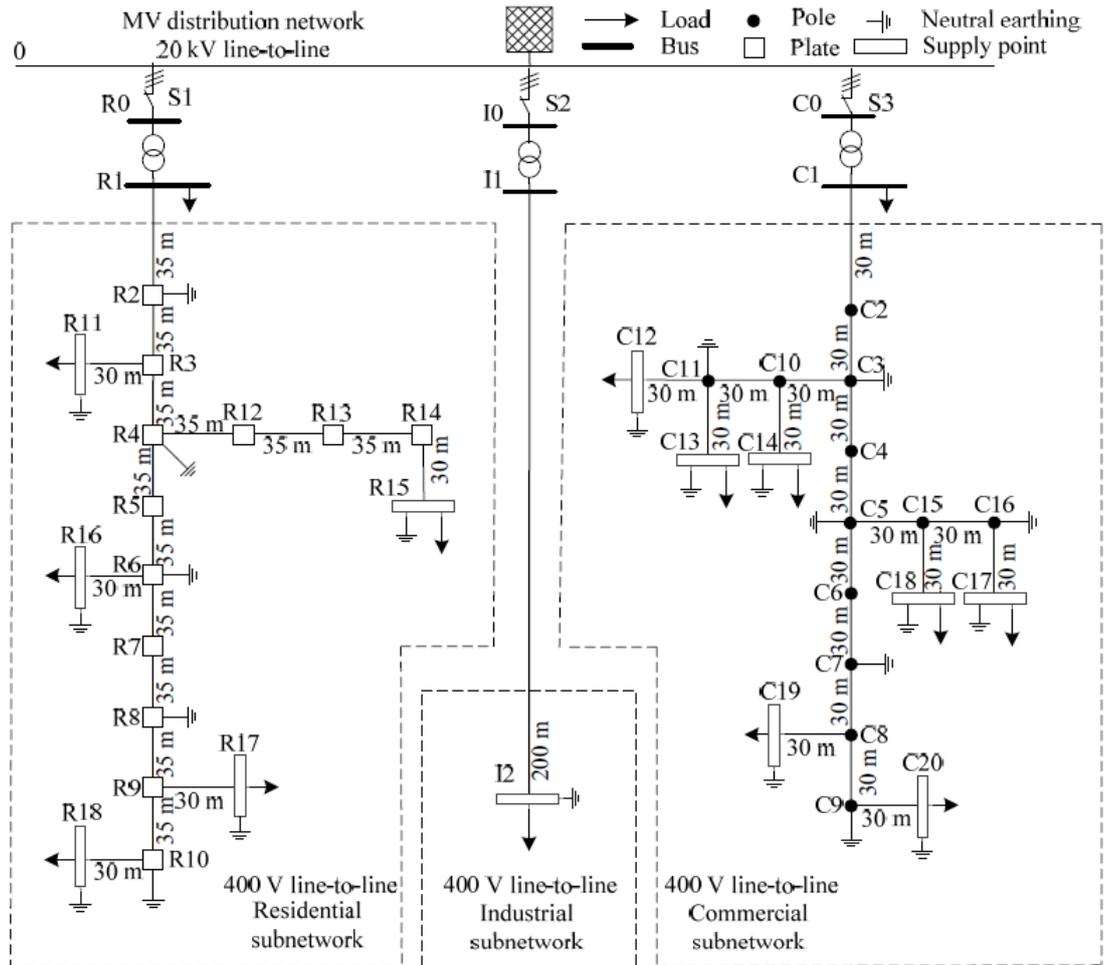


Figura 2.1 Configuración de red típica europea [63, p. 55].

2.2 Parámetros de la red de estudio

Tomamos también todos los parámetros de la red de la Figura 2.1 descritos a continuación y con ellos se construye un modelo en Matlab Simulink. Este modelo servirá para todas las simulaciones que se lleven a cabo durante el proyecto.

La resistencia de líneas aéreas y cables subterráneos R'_{ac} ya tiene en cuenta el efecto pelicular de los cables al magnetizarse su núcleo, de modo que es mayor que la resistencia estándar del conductor.

Tabla 2.1 Geometría de líneas aéreas de red de distribución europea [63].

Cond. ID	Tipo	S(mm ²)	Nº hilos	D(cm)	R'_{ac}(50°C)	GMR (cm)	a(m)	b(m)
OH1	A1	70	19	1,05	0,491	0,398	8	0,3
OH2	A1	25	7	0,63	1,32	0,228	8	0,3
OH3	A1	16	7	0,51	2,016	0,185	8	0,3

Tabla 2.2 Geometría de cables subterráneos de red de distribución europea [63].

Cond. ID	Tipo	S(mm ²)	Nº hilos	D(cm)	R' _{ac} (70/90°C)	GMR (cm)	a(m)
UG1	NA2XY	240	1	1,75	0,162	0,634	0,9
UG2	NA2XY	150	1	1,38	0,265	0,501	0,9
UG3	NA2XY	50	1	0,8	0,822	0,289	0,9

La inductancia de los conductores viene determinada por la expresión,

$$L = 4 \cdot \pi \cdot f \cdot k_1 \cdot \left[\frac{1}{4} + \ln(D/GMR) \right]$$

y se calcula para cada conductor en el archivo de simulación.

La impedancia de los conductores, tanto resistencia como inductancia, vienen expresadas en por unidad. Además de los valores de impedancia, también se usan las longitudes de cada conductor en el modelo,

Tabla 2.3 Conexiones y parámetros de línea del feeder residencial [63].

Segmento	Nudo A	Nudo B	Cond. ID	Long (m).	Tipo
1	R1	R2	UG1	35	UG 3f
2	R2	R3	UG1	35	UG 3f
3	R3	R4	UG1	35	UG 3f
4	R4	R5	UG1	35	UG 3f
5	R5	R6	UG1	35	UG 3f
6	R6	R7	UG1	35	UG 3f
7	R7	R8	UG1	35	UG 3f
8	R8	R9	UG1	35	UG 3f
9	R9	R10	UG1	35	UG 3f
10	R3	R11	UG3	30	UG 3f
11	R4	R12	UG3	35	UG 3f
12	R12	R13	UG3	35	UG 3f
13	R13	R14	UG3	35	UG 3f
14	R14	R15	UG3	30	UG 3f
15	R6	R16	UG3	30	UG 3f
16	R9	R17	UG3	30	UG 3f
17	R10	R18	UG3	30	UG 3f

Tabla 2.4 Conexiones y parámetros de línea del feeder industrial [63].

Segmento	Nudo A	Nudo B	Cond. ID	Long (m).	Tipo
1	I1	I2	UG2	200	UG 3f

Tabla 2.5 Conexiones y parámetros de línea del feeder comercial [63].

Segmento	Nudo A	Nudo B	Cond. ID	Long (m).	Tipo
1	C1	C2	OH1	30	OH 3f
2	C2	C3	OH1	30	OH 3f
3	C3	C4	OH1	30	OH 3f
4	C4	C5	OH1	30	OH 3f
5	C5	C6	OH1	30	OH 3f
6	C6	C7	OH1	30	OH 3f
7	C7	C8	OH1	30	OH 3f
8	C8	C9	OH1	30	OH 3f
9	C3	C10	OH2	30	OH 3f
10	C10	C11	OH2	30	OH 3f
11	C11	C12	OH3	30	OH 3f
12	C11	C13	OH3	30	OH 3f
13	C10	C14	OH3	30	OH 3f
14	C5	C15	OH2	30	OH 3f
15	C15	C16	OH2	30	OH 3f
16	C15	C17	OH3	30	OH 3f
17	C16	C18	OH3	30	OH 3f
18	C8	C19	OH3	30	OH 3f
19	C9	C20	OH3	30	OH 3f

Tanto las impedancias de puesta a tierra como las impedancias de los transformadores vienen también determinada como,

Tabla 2.6 Resistencias de puesta a tierra de la red [63].

Resistencia de puesta a tierra pica	Resistencia de puesta a tierra transformador
40	3

Tabla 2.7 Parámetros de los transformadores [63].

Nudo A	Nudo B	Conexión	U_1 (kV)	U_2 (kV)	Ztrafo (Ω)	$S_{nominal}$ (kVA)
R0	R1	3f Dyn1	20	0,4	0,0032+ i 0,0128	500
I0	I1	3f Dyn1	20	0,4	0,0107+ i 0,0427	150
C0	C1	3f Dyn1	20	0,4	0,0053+ i 0,0213	300

A pesar de que en el modelo aparecen una serie de cargas típicas que podrían ser modeladas, posteriormente haremos uso de herramientas más avanzadas para estimar cargas que se amolden a una red más veraz con la que nos podríamos encontrar en la ubicación real de la instalación.

2.3 Normativa de Autoconsumo eléctrico 2019

A pesar de que la red eléctrica convencional muy consolidada y extendida, en los últimos años se han regulado peculiares variaciones como el ejercicio del autoconsumo. La ley española dice

que el autoconsumo es el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. [53]

Esta última parte resulta de especial importancia ya que la esencia del autoconsumo es que la energía es producida por el propio consumidor. Nuestro proyecto pretendería ser una instalación de este tipo, de modo que se aproveche la energía generada en la misma localización de los consumidores.

Dentro de este consumo se distinguen diferentes modalidades y diferentes tipos de instalación.

Aquellas instalaciones generadoras de energía que estén inscritas en el registro administrativo como tal, serán consideradas instalaciones de producción válidas para el autoconsumo.

Además, aquellas que no estén inscritas, pero cumplan con los siguientes registros también pueden ser consideradas instalaciones de producción válidas para el autoconsumo:

- Su potencia es inferior a 100 kW
- Están asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.
- Tienen la posibilidad de inyectar la energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Otro tipo de instalación interesante es la definida como instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas, consistente en una instalación destinada a producir energía estando conectada a una red interior a través de líneas directas.

Esta red interior puede estar conectada a un consumidor individual o a uno colectivo; en cuyo caso sería autoconsumo colectivo.

Todas estas instalaciones pueden adecuarse a cualquier modalidad de autoconsumo de las que vienen descritas en el Real Decreto 244/2019 de 5 de abril [55]:

- Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: En este caso, se deberá instalar un mecanismo para evitar la inyección de energía excedentaria a la red.
- Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes: En este caso, se deberá llegar a un acuerdo con la entidad comercializadora conforme a unos términos de compensación, si no supera los 100 kW.

Para nuestro proyecto sería de mayor interés la primera de las dos, el autoconsumo sin excedentes, ya que cabría la posibilidad de hacer un autoconsumo colectivo con todas las empresas adscritas al Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis. En este ámbito, todos los consumidores deben pertenecer a la misma modalidad y así comunicarlo a las empresas distribuidora y comercializadora de energía.

Todos los consumidores deberán compartir la titularidad de la instalación y del mecanismo que evite la inyección de energía en la red de forma solidaria.

En cuanto a la calidad del servicio, la empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, no tendrá ninguna obligación legal relativa a la calidad de servicio por las incidencias derivadas de fallos en las instalaciones de conexión compartidas por el productor y el consumidor.

Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión. Sin embargo, cada uno de

los consumidores individuales deberá disponer de un equipo de medida bidireccional (contador) además del equipo de medida colectivo, que deberá registrar la cantidad de energía neta del colectivo.

Como este tipo de instalación no inyecta excedentes a la red, está exenta de todo tipo de peajes de acceso. [55]

3 Efectos de la generación en la red

3.1 Potencia activa y reactiva

Se define la potencia como la medida de energía por unidad de tiempo, sea un consumo o una generación. A la hora de hablar de potencia –por ejemplo, en una línea eléctrica– se diferencia la potencia transmitida de la potencia disipada. La potencia instantánea se suele definir como el producto de la intensidad instantánea por la tensión instantánea. En sistemas de corriente alterna como el que tenemos en las redes europeas tanto la corriente como la tensión están en constante cambio. Esto obligó a definir una nueva potencia expresada como múltiplo de dos fasores de intensidad y tensión. Esto es la potencia aparente. Su símbolo es S y su unidad es el voltamperio (VA)

$$S = I \cdot V$$

Al ser un producto de fasores, dependerá del ángulo que exista entre los fasores de tensión e intensidad. Este ángulo hace que a veces la potencia transmitida sea negativa.

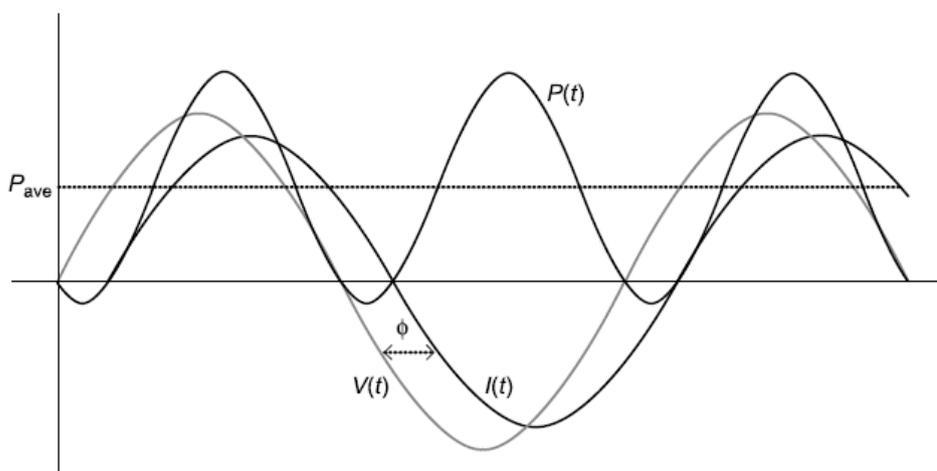


Figura 3.1 Onda de la potencia como producto de $V(t)$ por $I(t)$ [66].

La potencia media transmitida o consumida vendrá influenciada por este ángulo, y es conoci-

da como potencia activa o real. Su unidad es el vatio (W). Además el coseno de este ángulo es conocido como factor de potencia y cuanto más cercano esté a uno más eficiente será la transmisión de la potencia.

$$P_a = I_{rms} \cdot V_{rms} \cdot \cos(\phi)$$

A su vez, la potencia reactiva es el componente de la potencia que no se llega a transmitir, sino que va y viene a lo largo del sistema sin disiparse, y que pasa continuamente del campo magnético al eléctrico. Se trata de la parte imaginaria de la potencia aparente tal como vemos en la Figura 3.2. Se define con el símbolo Q, y su unidad es el voltamperio reactivo (var). En términos de potencia activa,

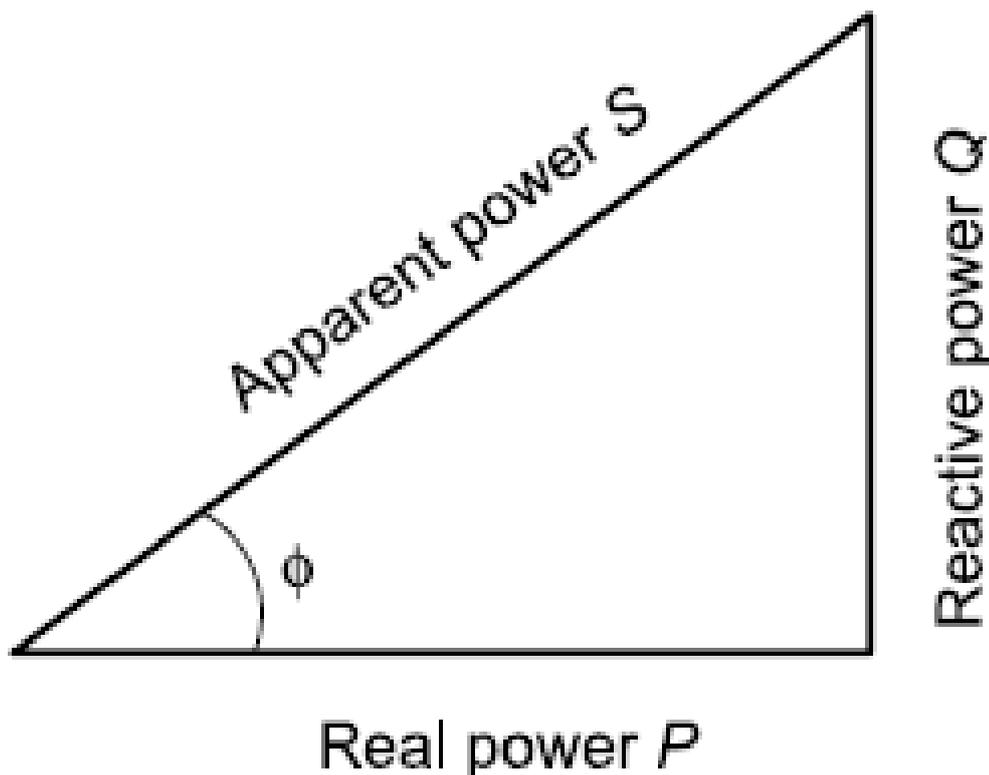


Figura 3.2 Triángulo de la potencias [66].

podemos tener sistemas que estén consumiendo o generando potencia dependiendo del signo de la magnitud y de la referencia que tomemos. Sin embargo, en términos de potencia reactiva podemos ver si una carga es inductiva si consume potencia reactiva (el ángulo de la tensión con respecto a la intensidad es positivo) o capacitiva si produce potencia reactiva (el ángulo de la tensión con respecto a la intensidad es negativo).

En la práctica, las cargas normalmente se caracterizan más por su inductancia que por su capacidad y, por tanto, es improbable que una carga esté “generando” potencia reactiva. En la mayoría de los casos, como en la red eléctrica, quien “produce” la compensación del consumo de reactiva por parte de la red suele ser el generador y otros elementos de compensación de reactiva.

Esta compensación de reactiva será la encargada de aumentar el factor de potencia a valores más cercanos a uno de modo que la transmisión de potencia sea lo más eficiente posible, tal como dijimos previamente.

3.2 Problema potencia activa-frecuencia

Existe un equilibrio entre potencia activa consumida por la red y producida por los generadores que provoca que la frecuencia del sistema eléctrico se mantenga constante. Como dijimos previamente en el Capítulo 2, la frecuencia de red en Europa se establece en 50 Hz. Esto hace que las máquinas síncronas y los relojes digitales del mundo (junto con todos los sistemas que dependen de su sincronía) funcionen correctamente.

Si el balance de potencia es de exceso para la generación habrá un aumento de frecuencia en la red. Si el balance de potencia es de exceso para el consumo habrá una disminución de frecuencia en la red.

Las desviaciones en la frecuencia de la red eléctrica no suelen ser comunes, pero cuando ocurre se suele deber a algún evento importante o catástrofe. Tan dañinos son los dos casos presentados previamente para los elementos conectados a la red que cuando se produce algún descontrol notable en la frecuencia, se suele preferir desconectar alguna zona concreta para volver a reestablecer rápidamente la sincronía.

La mayoría de los casos se suele resolver con generadores destinados al apoyo momentáneo de la red, y en estos casos, de la sincronía del sistema cuando la frecuencia va a sufrir un gran desbalance. Además, hay que tener en cuenta que para que la red sufra un cambio notable en su frecuencia debe ocurrir una desviación mayúscula dentro de la potencia generada o consumida.

En caso de que la frecuencia caiga, se conecta uno de estos generadores de respaldo (o se aumenta la generación si ya están conectados) inyectando así una potencia activa en la red que hace aumentar la frecuencia del sistema.

En caso de que la frecuencia aumente, se modifica la consigna de potencia activa de los generadores de respaldo para que produzcan menos energía y así la inyección de potencia real disminuya en la red. Así, el balance volverá a ser equitativo y, por ende, la frecuencia del sistema volverá al valor de consigna de 50 Hz. [66, p. 267]

3.3 Problema reactiva-tensión

Al igual que ocurre con la frecuencia y la potencia activa, existe una relación entre la tensión y la potencia reactiva. En España, los estándares de calidad de red suelen establecer un porcentaje considerado admisible con respecto a la tensión nominal. La desviación máxima admisible de la tensión se establece en un $\pm 7\%$.

Los problemas de inestabilidad en la tensión sí suelen ser más frecuentes ya que de manera natural, en una línea de transmisión cualquiera se produce una caída de tensión al final de la línea con respecto al punto inicial, según la ley de Ohm.

La potencia reactiva está directamente relacionada con la tensión ya que existe una gran carga inductiva en las líneas y cargas de una red eléctrica típica. En comparación con una red puramente

resistiva (factor de potencia igual a 1) en una red inductiva se produce una mayor caída de tensión y por tanto un aumento de la corriente que circula por las líneas para satisfacer el equilibrio de potencias tratado en el apartado anterior. [62] igual que ocurre con la frecuencia y la potencia activa, existe una relación entre la tensión y la potencia reactiva. En España, los estándares de calidad de red suelen establecer un porcentaje considerado admisible con respecto a la tensión nominal. La desviación máxima admisible de la tensión se establece en un $\pm 7\%$.

Los problemas de inestabilidad en la tensión sí suelen ser más frecuentes ya que de manera natural, en una línea de transmisión cualquiera se produce una caída de tensión al final de la línea con respecto al punto inicial, según la ley de Ohm.

La potencia reactiva está directamente relacionada con la tensión ya que existe una gran carga inductiva en las líneas y cargas de una red eléctrica típica. En comparación con una red puramente resistiva (factor de potencia igual a 1) en una red inductiva se produce una mayor caída de tensión y por tanto un aumento de la corriente que circula por las líneas para satisfacer el equilibrio de potencias tratado en el apartado anterior. [66, p. 263]

3.4 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

La tecnología MPPT (Maximum Power Point Tracking) consiste en una serie de algoritmos utilizados normalmente para controlar los inversores a la salida de los generadores de potencia. Como bien indican sus siglas, siempre buscan el punto de máxima potencia.

Los inversores que poseen esta característica adaptan la corriente inyectada en la red (la corriente del generador tras pasar por el inversor) a la máxima corriente que es capaz de dar el generador dependiendo de la impedancia aparente de la carga en cada momento. Esta técnica se basa en buscar a lo largo de la curva de potencia cuál es dicho punto.

Algunos de estos algoritmos son el de Perturbación y Observación (P/O), basado en variar infinitesimalmente la tensión y comprobar si la entrega de potencia activa ha mejorado o empeorado con respecto a la situación anterior.

Otro de los algoritmos MPPT utilizados es el método de conductancia incremental o INC (Incremental Conductance Method). Este método se fundamenta en la obtención matemática del punto máximo de la potencia con respecto a la tensión. A través de la derivación de los términos llegamos a un incremental de la corriente con respecto a la tensión (conductancia incremental) que sirve para obtener la localización del punto de máxima potencia en la propia curva de potencia. Este método presenta desventajas con respecto al anterior, como las oscilaciones, la complejidad y su inestabilidad ante cambios en las condiciones atmosféricas.

$$\frac{d(P)}{d(V)} = \frac{(V \cdot I)}{d(V)} = I + V \cdot \frac{d(I)}{d(V)} = 0 \rightarrow \frac{d(I)}{d(V)} = -\frac{I}{V} \text{ en el MPP.}$$

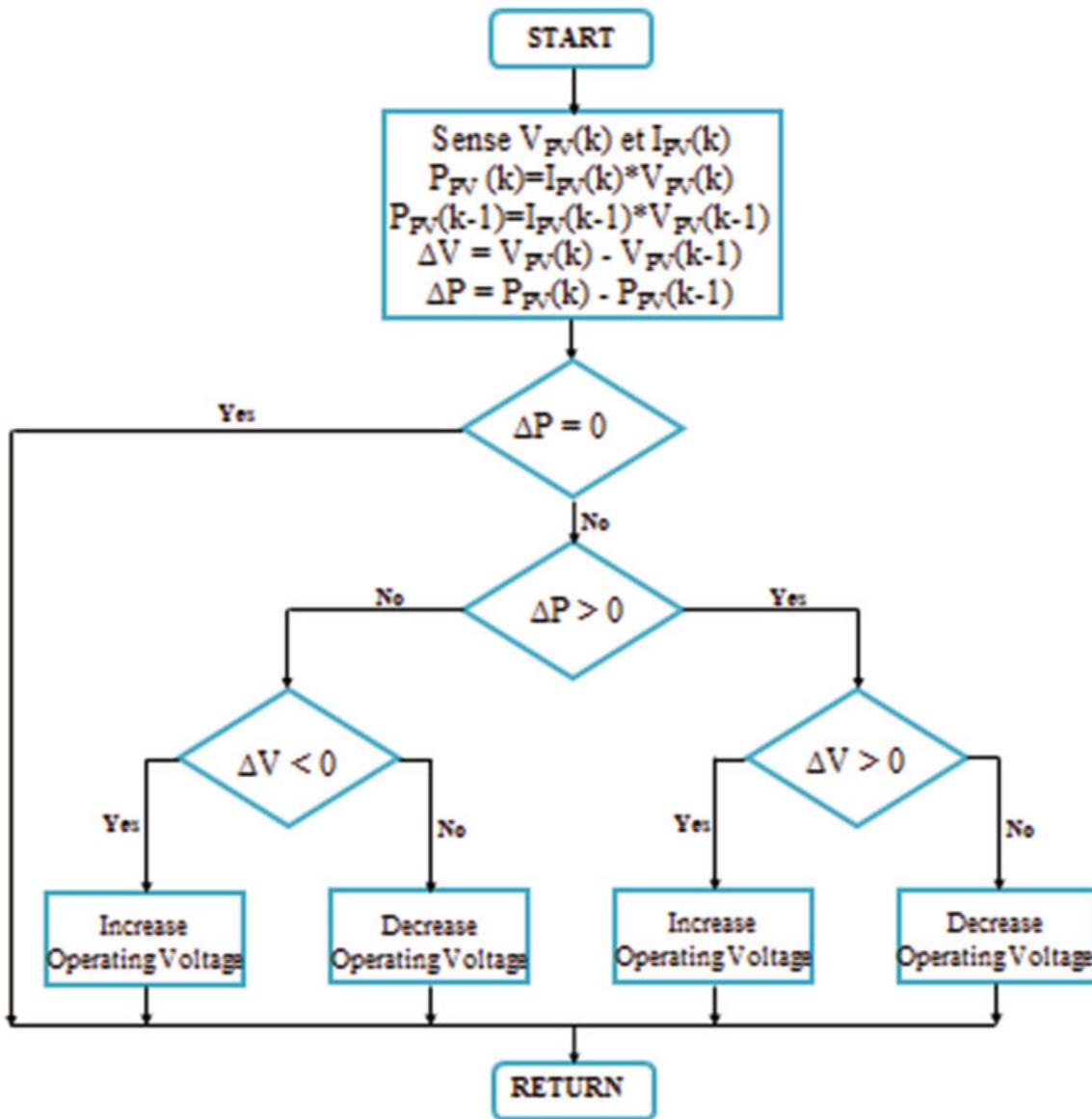


Figura 3.3 Diagrama de flujo del algoritmo Perturbación y Observación (P/O) [64, p. 9].

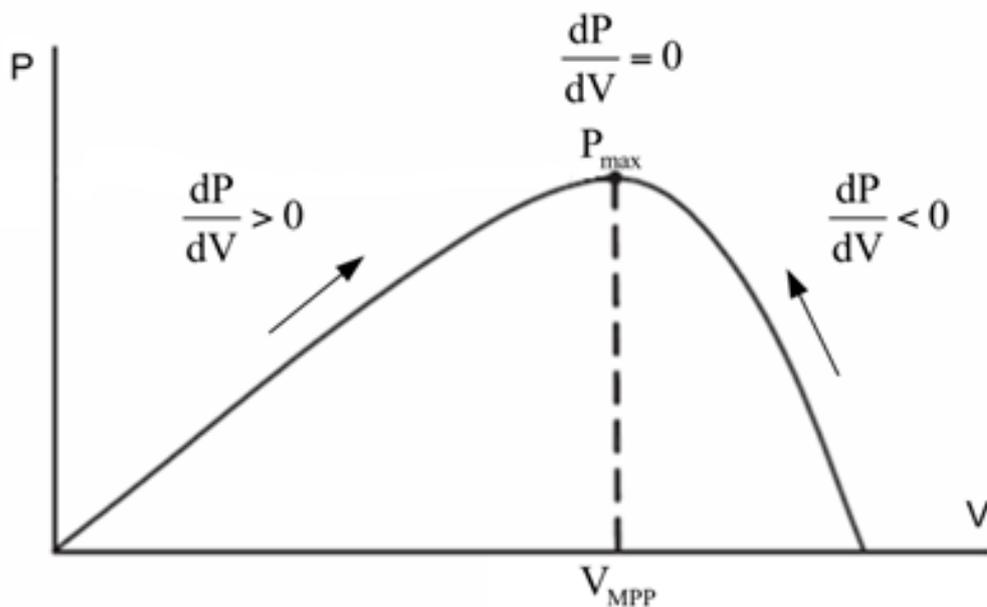


Figura 3.4 Funcionamiento de MPPT por conductancia incremental [64, p. 5].

4 Estimación de cargas

Uno de los puntos clave de la simulación de un sistema, aparte del correcto modelado del sistema, es la exposición de dicho sistema a las entradas adecuadas.

En nuestro caso, considerando el sistema como la red eléctrica se han de tener en cuenta las diferentes variables que tiene dicho sistema. Se proceden a clasificar como,

- Variables independientes
 - Parámetros de la red, modelados como hemos visto en el apartado 4, considerándose fijos.
 - Consumo de la red (potencia activa y reactiva de cada nudo, medidas o estimadas).
 - Generación de la red (potencia activa y reactiva de cada de cada nudo generador).
 - Variables de control (tomas de transformadores, baterías, etc.)
- Variables dependientes
 - Tensiones de cada nudo de la red.
 - Factor de potencia de cada nudo de la red.
 - Flujos de potencia de cada rama (intensidades útiles o pérdidas ocasionadas en dichos hilos).

Atendiendo a este tipo de variables los nudos de la red pueden dividirse en,

- **Nudos PQ** o nudos de consumo, de los que conocemos potencia activa y reactiva. Se desconocen la tensión y el factor de potencia de dicho nudo. Son nudos dominados por los consumos pasivos de la red.
- **Nudos PV** o nudos de generación, de los que conocemos potencia activa y tensión. Se desconoce la potencia reactiva y el factor de potencia de dicho nudo. Son nudos dominados por la generación eólica.
- **Nudo Slack** o nudo de referencia, de los que conocemos tensión y factor de potencia. Se desconoce la potencia activa y reactiva de dicho nudo. Es el nudo dominado por la generación aguas arriba.

Principalmente para los nudos PV utilizaremos una estimación energética del viento, es decir, que se modelará una curva de la potencia activa con datos históricos de la potencia del viento en el lugar donde se desarrollará la instalación. Esto se ve con más detalle en el Capítulo 7.

Para los nudos PQ, en cambio, se realiza un modelo diferente basado en la estimación de cargas en base a unos cálculos estándar u observaciones previas.

Existen multitud de posibilidades a la hora de modelar la potencia activa y reactiva de las cargas, tales como recolección pura de datos horarios para su posterior análisis, estimación basada en normas industriales, o reproducción de modelos como el clustering o los algoritmos genéticos.

4.1 Clustering

Desde siempre el ser humano ha sentido la necesidad de ordenar o agrupar cosas. Las bondades de agrupar son resaltables, ya que nos permite predecir comportamientos o rasgos futuros de lo que hemos agrupado y a la vez, nos otorga una base para averiguar más información. En definitiva, agrupar cosas nos da información sobre lo que tenemos, características comunes que nos facilitan la tarea del análisis posterior. [12]

Para poder agrupar antes se han de caracterizar de manera exhaustiva las muestras. Estas suelen darse en periodos de 60min, 30min o 15min, siendo esta última la más común debido a su utilidad para el consumidor final.

Se debe definir el tipo de consumidor, el nivel de tensión, la potencia contratada, la actividad económica, las desviaciones que se producen debido a la periodicidad o la nocturnidad, entre otros rasgos esenciales.

Se realizan grupos mediante algoritmos de clustering, en los que a cada consumidor se le agrega una curva de demanda, de modo que sea más simple agrupar a estos por la similitud de sus curvas. Posteriormente se realiza una optimización de los grupos de manera que sean los mínimos y suficientes para definir a los miembros del clúster como representativos. [56]

Recientemente, ha aumentado el uso de métodos numéricos para clasificar aquello que necesitamos. Esto se debe a que los métodos numéricos otorgan una mayor objetividad a la hora de agrupar que los métodos tradicionales. Un ejemplo en auge es el data mining, donde los datos se agrupan mediante procedimientos matemáticos antes de ser analizados. Esto permite a los operadores de este tipo de técnicas reconocer una serie de patrones y realizar una segmentación eficaz.

La definición de clúster se ha dado por diferentes autores a lo largo del último siglo desde que Driver y Kroeber utilizaran el análisis de grupos en sus estudios de antropología en 1932. Una de las definiciones más apropiadas para nuestro estudio es el de clúster como un grupo de elementos con cohesión interna (homogeneos) y aislamiento externo (separados del resto de elementos). [15]

Esto se puede aplicar a la clasificación de las cargas en grupos lo más precisos posibles, basándonos en contadores inteligentes, es decir, teniendo una base de datos de buena calidad sobre los consumos que tenemos. [59]

Mediante las técnicas de clustering, o análisis de grupos de datos, se consigue obtener el número óptimo de clústers que podrían presentarse. Este tipo de análisis consiste en la combinación iterativa de diferentes distribuciones gaussianas y, según el método o el algoritmo que se siga, se pueden obtener diferentes clústers debido a una validación diferente en cada caso. [50]

Aunque en un primer momento vimos el clustering como una opción posible, al pensar que sus resultados serían representativos a partir de nuestra escasez de datos reales, a modo de estimación.

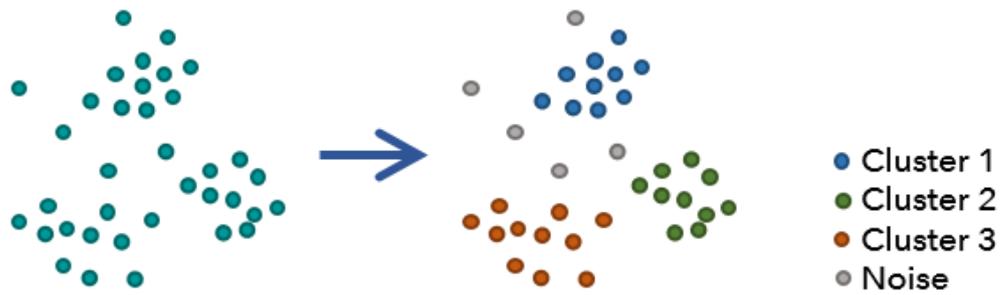


Figura 4.1 Ejemplo de tres clústers con ruido [27].

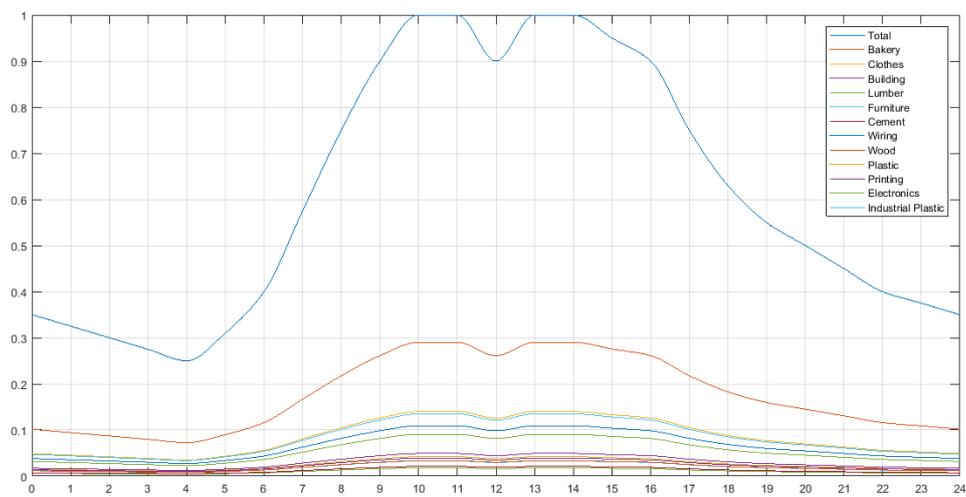


Figura 4.2 Clustering industrial por sectores [Sección A.11].

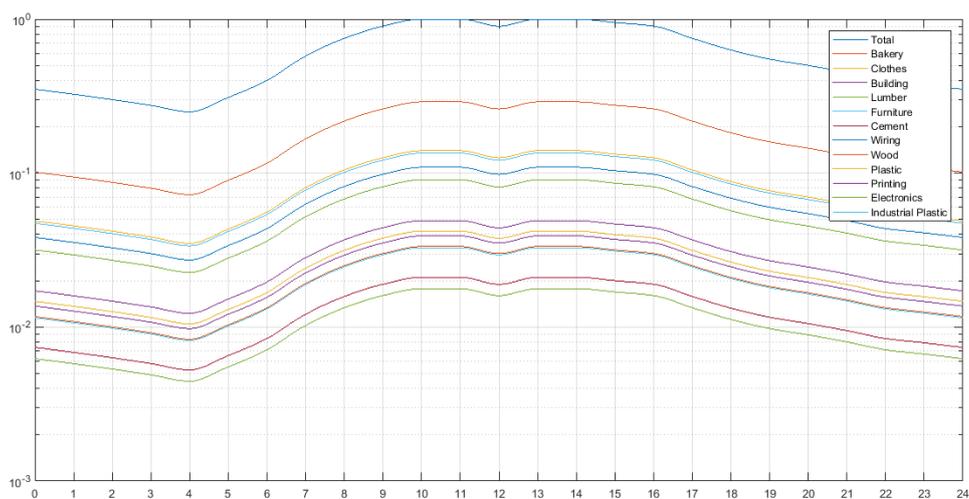


Figura 4.3 Clustering industrial por sectores en escala logarítmica [Sección A.11].

Sin embargo, para el caso de estudio no disponemos de información representativa sobre los consumos, ya que no hemos podido medir directamente como veremos en el punto 3 de este capítulo. En la Figura 4.2 y la Figura 4.3 vemos la representación de diferentes sectores agrupados con esta técnica, tanto lineal como logarítmicamente. El hecho de que dichas curvas no sean representativas nos obliga a buscar alternativas de estimación de carga convencional y basada en métodos empíricos o recomendaciones según diferentes normativas.

A pesar de no disponer de curvas representativas, el procedimiento de división de cargas en clústers nos hubiera reportado una serie de curvas diarias similares a las de la Figura 4.4, quedando agregadas con una forma similar a las de la Figura 4.5. En ellas se ven los diferentes sectores de la industria entre los que se reparte la potencia consumida por la red, tal como hemos calculado en el archivo de MATLAB "Clustering.m" [Sección A.11]

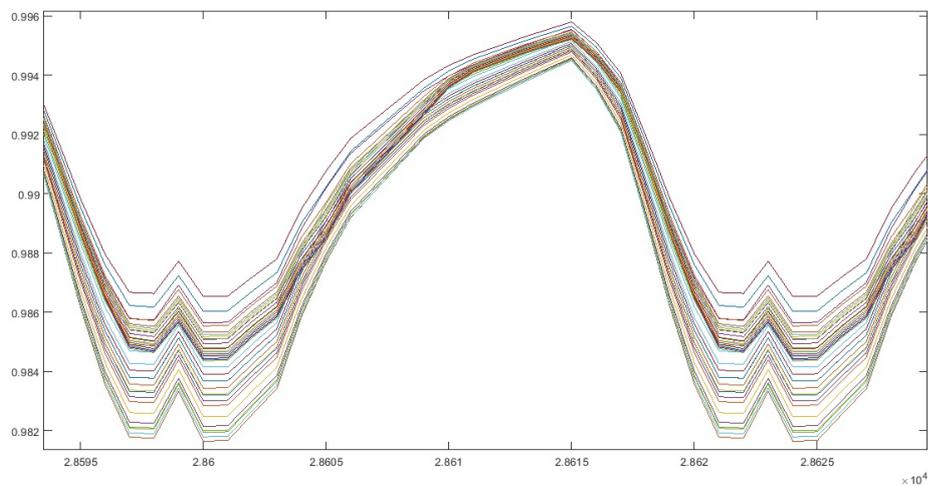


Figura 4.4 Curva de demanda diaria clusterizada [Sección A.11].

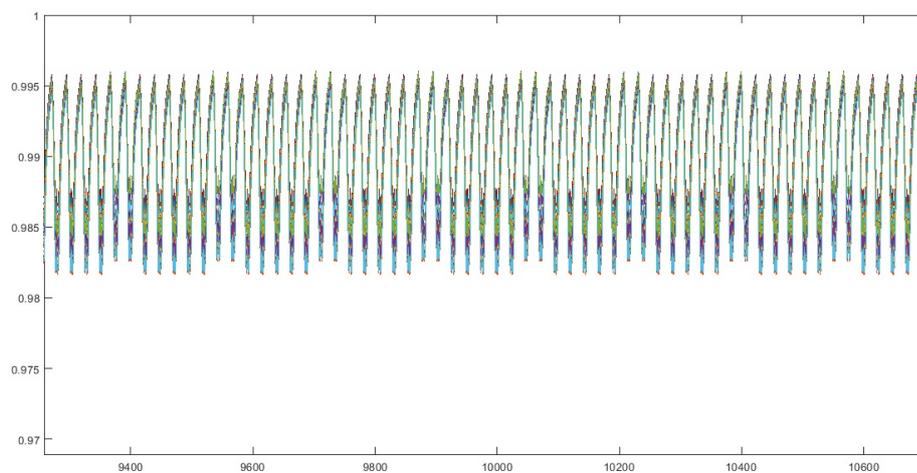


Figura 4.5 Curva de demanda mensual clusterizada [Sección A.11].

4.2 Tipos de carga

A pesar de no tener datos reales sobre los consumos en el Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis, Strunz et al. [63] definen una serie de curvas típicas a modo de estimación.

Además agrupa los diferentes tipos de carga que se ven en el modelo de red que hemos tomado como referencia, haciendo una distinción entre tres muy diferentes:

- Cargas industriales, provenientes de consumos industriales, de tipos muy diferentes dependiendo de la industria en cuestión. Pueden aparecer cargas asimétricas, monofásicas, trifásicas, continuas, intermitentes, etc. Principalmente las cargas industriales están dominadas por los motores eléctricos y la iluminación continua.
- Cargas comerciales, provenientes de los comercios, caracterizadas principalmente por su continuidad y alto índice de carga durante el día que contrasta con el bajo índice de carga nocturno. Son cargas organizadas temporalmente.
- Cargas residenciales, provenientes de los hogares, caracterizadas principalmente por no seguir un patrón fijo más allá de una curva agregada genérica y aproximada que suele reflejar el estilo de vida de las personas en sociedad.

Todas ellas poseen rasgos muy concretos y todas ellas pueden modelarse y reproducirse en lo que se conoce como “curvas de demanda”. Una curva o perfil de demanda refleja el consumo a lo largo de un día.

La curva de demanda típica de una industria suele ser diferente, como podemos apreciar en el Figura 4.6 a la curva de demanda típica de un hogar.

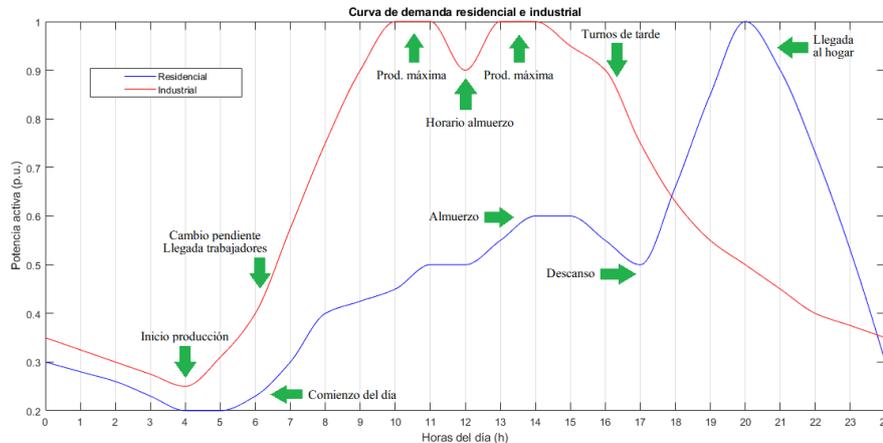


Figura 4.6 Curva típica de demanda diaria residencial e industrial.

En su informe “Assessment of Industrial Load for Demand Response across U.S. Regions of the Western Interconnect”, el Departamento de Energía estadounidense recoge periodos, duración, índice de carga y tipo de respuesta ante la demanda de cada una de las industrias más relevantes de los Estados Unidos. [61]

También en Estados Unidos existen bases de datos gubernamentales que recogen las curvas de demanda industriales según el tipo de actividad, como la herramienta IGATE-E ©, cuya última actualización es de 2013. Esto la convierte en una herramienta poco útil operacionalmente, aunque

instructiva. [6]

En el caso de estudio, al encontrarse ubicada nuestra instalación en un parque tecnológico, cabe resaltar una singularidad. No existe rama de cargas residenciales ya que el centro de transformación (CT) de Aerópolis no alimenta ninguna vivienda.

Para el caso de las cargas industriales y comerciales, se realiza una base de datos en Excel en la que se han ido tabulando todas las empresas presentes dentro del Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis, recogiendo así nombre de la compañía, sector y/o actividad a la que pertenece y número de metros cuadrados de la parcela donde se aloja cada una. La parcela estándar se considera de $240m^2$. Dicha base de datos se muestra en el anexo de la [Sección B.1].⁴

Cabe destacar que se realiza una distinción entre la industria logística y el resto, pues sus características tales como horarios de trabajo, energía consumida por m^2 y extensión la convierten en un caso especial.

En general, para el caso concreto de las cargas industriales no existe ninguna norma o recomendación más allá de que se planifiquen alrededor de $125W/m^2$. Para que el cálculo fuese más ágil, se asignan $100W/m^2$ para todas las industrias que no pertenezcan al sector de la logística. En total, la extensión de terreno de todas las industrias del parque asciende a $66658 m^2$, lo que hace estimar unos $6665,8$ kW de potencia entre el conglomerado de empresas.

Un caso de especial mención es el sector industrial de la logística debido a que su potencia no es proporcional a su extensión de terreno. Esto viene motivado por la cantidad de superficie reservada exclusivamente al almacenamiento de los recursos con los que trabaja dicha empresa y que no suman potencia al cómputo. Por ese motivo se realiza una estimación alternativa basándonos en el número de carretillas electromecánicas que posee dicha empresa y en la guía ITC-BT-10 de Previsión de cargas para suministros en baja tensión. [52]

Se suponen diez (10) carretillas con baterías de 15 kW (1000 Ah) cada una en las dos empresas dedicadas a la logística, que trabajan en régimen de 60min normalmente con su carga útil, hasta 20% mínimo de carga. Después de que se descarguen, dichas carretillas son cargadas durante 5h mediante un convertidor DC/DC de 230 Vdc a 80 Vdc. $I_{carga-carretilla} = 15kW \cdot 1000/80Vdc = 187,5A$, que podemos comprobar que durante 5h se pueden cargar $937,5 Ah \approx 1000 Ah$

De media en las dos compañías de logística aseguran que las carretillas se cargan diariamente alrededor de cuatro horas

$$Energía_{carga-carretilla} = 187,5 \cdot 10 \text{ carretillas} \cdot 4h \cdot 230V_{DC} \cdot \frac{1kW}{1000W} = 1725kWh$$

Considerando que las empresas están abiertas alrededor de 12h diarias,

$$P_{compañías} = 2 * 1725kW / 12h = 287,5kW$$

Existe otro procedimiento alternativo para estimar la potencia necesaria por este tipo de industrias. Basándose en la norma ITC-BT-10 y considerando dichas instalaciones como garajes de ventilación forzada, la potencia asignada sería,

$$P_{compañía} = ((9323 + 8933) \cdot 20W/m^2) \cdot \frac{1kW}{1000W} = 365,12kW$$

Para el caso de las empresas que utilizan sus edificios como oficinas de ingeniería y desarrollo, se utiliza de nuevo como referencia la ITC-BT-10, que recomienda una potencia mínima de 100W por metro cuadrado y planta o $150kWh/m^2$. En el Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis coexisten 49 oficinas técnicas en una extensión de $28062 m^2$.

Analizando la situación real hay dos matices importantes. El primero de ellos es que algunas de estas empresas pertenecen a viveros de empresas y comparten edificio con otras. El segundo es que todos los edificios del parque tienen dos plantas y, en algunos casos, en la planta baja poseen un pequeño taller con pequeños motores eléctricos que funcionan entre 0 y 1 hora de media diaria.

Por estos motivos se considera un consumo mínimo anual de $150 kWh/m^2$ y un periodo de actividad de 18h diaria, que en total nos resulta una potencia total en las oficinas,

$$P_{oficinas} = \frac{(28062m^2 \cdot 150kWh/m^2)}{365das \cdot 18h/das} = 640,69kW$$

Si tuviéramos que calcular la potencia aguas arriba de la acometida de MT/BT, tras realizar el sumatorio de potencias del sector de fuerza industrial genérico, el logístico y el de las oficinas, habría que adaptar las cargas a la simultaneidad de dicha acometida, aplicando un coeficiente de 0.4 como indica el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, por el que se dan normas sobre acometidas eléctricas. [54] Para el modelo que estudiamos [63] la rama de cargas residenciales se reduce a cero. La rama de cargas industriales recoge las cargas industriales genéricas y las de logística, y la rama de cargas comerciales recoge las cargas de las oficinas técnicas.

$$P_{industrial} = 6665,8kW + 365,12kW = 7030,92kW$$

En dicho modelo además se considera que todas las cargas son trifásicas y equilibradas, suponiendo que dicha red está diseñada de manera correcta y balanceada.

4.3 Perfiles de demanda

En el estudio de las cargas es interesante no solo calcular la potencia media que demandan cada uno de los consumidores sino la energía horaria. Para ello se recurre a los conocidos perfiles de carga, representaciones gráficas temporales de las cargas agregadas, como hemos visto previamente en el Sección 2.2.

Existen numerosos estudios realizados sobre cómo obtener perfiles de carga verosímiles y eficaces a la hora de representar cargas, como el realizado por José Antonio Jardini et al. [40] de la Universidad de São Paulo para el estado brasileño, haciendo medidas de campo directamente en los puntos de consumo o en transformadores que registraban los valores.

Actualmente para las cargas residenciales realizar perfiles de carga es relativamente sencillo debido a la reciente implementación de contadores digitales inteligentes. La desviación estándar es bastante grande en este tipo de cargas debido a los diferentes hábitos de consumo, por lo que no es realmente representativa dicha curva si queremos extrapolarla a otro lugar geográfico tan alejado como España. Sin embargo, para nuestro estudio no se consideran las cargas residenciales.

Para las cargas industriales Jardini et al. determinan que se recomienda la clasificación por sector

(clustering), como en el estudio del Laboratorio Nacional Oak Ridge [61] La desviación estándar depende principalmente del tipo de industria que estemos abordando. En general, se considera que las industrias que mueven grandes potencias tienen una desviación baja. Las cargas comerciales pueden tomarse como un perfil muy concreto dentro de un clúster industrial y, por ende, su desviación estándar sigue considerándose baja. Es usual que los comercios abran a partir de las 6 de la mañana hasta las 10 de la mañana, y el consumo permanezca más o menos constante hasta su cierre, que en general va desde las 8 de la tarde hasta las 12 de la noche, como podemos ver en la Figura 4.7.

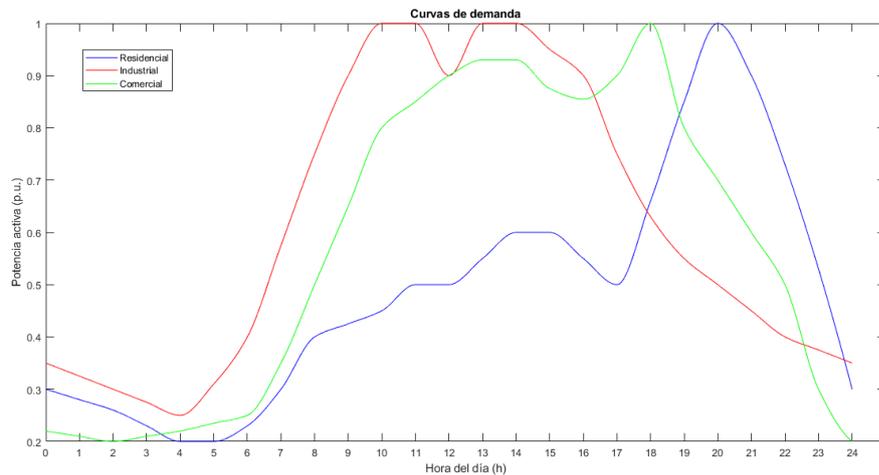


Figura 4.7 Perfiles de demanda industrial, residencial y comercial [Sección A.1].

En el modelo de red europea descrito por Strunz [63] se detallan las curvas de la Figura 4.7. Dichas curvas están representadas en porcentaje, lo que las convierte en un recurso de gran utilidad a la hora de representar perfiles de carga diarios para nuestro caso de estudio. Adaptando dichas curvas en el archivo de MATLAB "Cargas.m" [Sección A.1] a las potencias calculadas en el, se consigue representar los perfiles de carga de la rama industrial y comercial. Se puede apreciar en la Figura 4.8 que el perfil de carga de la rama comercial, en proporción al perfil de carga de la rama industrial tiene una representación prácticamente plana, lo que solo repercute en un desplazamiento en el eje vertical del perfil de carga industrial, manteniendo este casi su forma original.

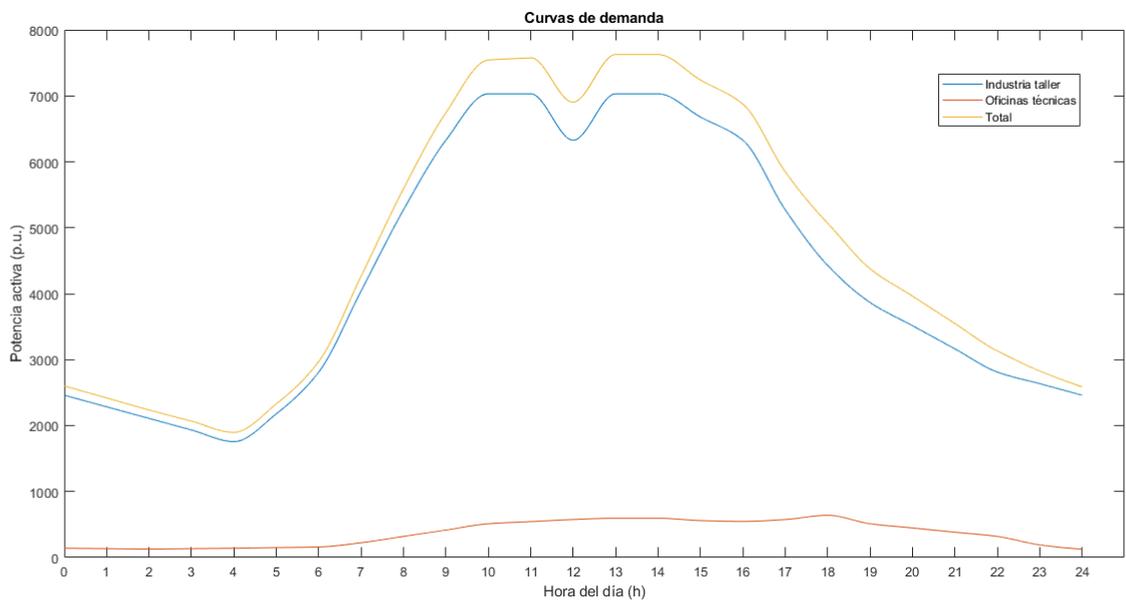


Figura 4.8 Curva diaria demanda de caso estudio.

5 Estimación del viento

Como hemos visto en detalle en el punto 3.3 (Energía eólica) la expansión de la energía eólica como fuente de energía renovable aprovechable ha ido en aumento casi exponencial durante más de 20 años, debido a sus numerosas ventajas.

El mayor impedimento a la hora de que un inversor plantee acometer un proyecto de instalación de generación eólica es saber si su planta va a ser productiva y por tanto rentable. La toma de decisiones se fundamenta en el conocimiento de un recurso energético no gestionable como es el viento en un área. Esto hace que la predicción del viento tome un papel fundamental en el sector de la energía eólica.

En este contexto, aparecen proyectos como ANEMOS [18], promovido por la Unión Europea y cuyo objetivo es detallar el estado del arte de la predicción del viento y elaborar un análisis exhaustivo de las diferentes técnicas de predicción a partir de mediciones reales en diferentes lugares de Europa. ANEMOS pretende ser una guía para el desarrollo de técnicas de predicción eficientes que hagan posible una rápida integración de la energía eólica en los países de la U.E.

Existen múltiples modelos de predicción del viento. La mayoría de ellos funciona de manera similar al modelo combinado de XiaoHui Ma et al. [49], que utiliza una base de la velocidad del viento y tres desviaciones diferentes. Estas desviaciones definen las ráfagas repentinas de viento, el cambio gradual del viento en términos temporales largos y las pequeñas turbulencias y ruido registrado en términos temporales muy breves, respectivamente. De este modo tenemos un viento caracterizado a lo largo del tiempo.

Sin embargo, ANEMOS asegura que la elaboración de un modelo propio para la predicción del viento a corto plazo es fundamental debido a que se debe adecuar cada modelo a las condiciones atmosféricas del lugar, teniendo especial atención a su estabilidad, ya que efectos como las tormentas pueden hacer que un modelo comience a presentar errores de más de un 20%. Es importante tener un buen modelo meteorológico para una predicción acertada.

Por otro lado, en las predicciones a largo plazo —las que nos interesan para prever si nuestra planta generará suficiente energía en sus años de operación— se utilizan técnicas de correlación y traslación temporal ya que en la mayoría de los casos, las causas atmosféricas de que un viento repita el mismo patrón suelen ser similares a las de algún instante pasado que hayamos registrado.

Algunos de los métodos más utilizados en la predicción de viento son los modelos basados en series temporales directas, que usan datos históricos recientes del viento, y los basados en redes

neuronales artificiales, que realizan una automejora continua usando datos online como entradas del propio modelo.

Aparte de una buena caracterización de las turbinas y de su cometido en el lugar donde se instalen, se establecen unos parámetros fundamentales a la hora de analizar los datos del viento, como veremos en el siguiente punto. [18]

5.1 Caracterización del aire

El parámetro objetivo en la predicción del viento es la velocidad de este. Sin embargo, el viento es el aire en movimiento, y por tanto, cuando hablamos de las características del viento nos referimos en realidad a las del aire.

El aire está formado por Nitrógeno (el 78,08 % del aire es N_2), Oxígeno (20,95 % O_2), Argón (0,93 % Ar), Dióxido de carbono (0,03 % CO_2) y otros gases en menor medida. Este aire se mueve principalmente por cambios de temperatura y presión atmosférica, siendo determinantes en la densidad del aire. Sin embargo, localmente el viento viene determinado por otras variables como la orografía local, la rugosidad y la altura.

La orografía o nivel de relieve de una zona modificarán bastante el movimiento del aire. Los bosques y las ciudades deceleran el viento ya que son grandes obstáculos que generan turbulencias y pérdidas de carga (pérdidas energéticas dadas en el choque con alguna superficie). Las zonas llanas, sin vegetación, los aeropuertos, los ríos o el mar son zonas que influyen mucho menos en la velocidad del viento en comparación con la vegetación de un bosque.

Para poder parametrizar este efecto se establece lo que conocemos como rugosidad, asignando a cada tipo de terreno unos valores de rugosidad (clase de rugosidad) relacionados directamente con la longitud de rugosidad o parámetro de aspereza (z_o) de cada tipo de terreno. Estos valores vienen tabulados en la Tabla 5.1.

También es importante la altura a la medimos la velocidad de viento, ya que a mayor altura se mida la velocidad del viento, menos influencia tendrá la rugosidad del terreno. La relación de la velocidad del viento con la altura tiene una expresión exponencial y hace que a partir de una altura concreta exista un gran salto en el perfil de la velocidad del viento con respecto a la velocidad a ras de suelo. Este efecto se conoce como cizallamiento de la curva del viento, y es importante tanto para establecer la localización de un aerogenerador como para diseñarlos, obligando así a los fabricantes a establecer una relación altura/longitud de pala bastante grande para evitar que cuando una pala esté en su posición más baja no reciba un viento muy diferente del que recibe en su posición más alta.

Tabla 5.1 Rugosidad del terreno [67].

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p. ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Solo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1.250 m
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Nota: Estas definiciones se han tomado del *Atlas eólico europeo*.

La expresión de la velocidad del viento viene definida según el Atlas Eólico Europeo de la DTU [14] como,

$$v_{viento}(z) = V_{ref} \cdot \ln \cdot \left[\frac{z/z_0}{z_{ref}/z_0} \right]$$

Por último, un aspecto a tener en cuenta en la velocidad del viento es que no se produzcan alteraciones notables debido a turbulencias, obstáculos o efectos indeseados.

Todo obstáculo producirá un perfil de presiones tal que creará turbulencias a su alrededor, sobre todo a la espalda de este y a alturas de hasta tres veces la altura del obstáculo. Estas turbulencias

hacen perder eficiencia a los aerogeneradores respecto al aprovechamiento de la energía eólica.

Se debe tener en cuenta también el efecto estela, consistente en la aparición de un espacio descrito por una hélice en el que el viento tiene menor velocidad, justo al salir del plano de las hélices que forman el rotor del aerogenerador y extendiéndose hasta 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento. Por este motivo, en la planificación de parques eólicos suelen seguirse unas recomendaciones de distancias mínimas:

- De 3 a 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento.
- De 6 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento.

Así, los parques suelen configurarse con una distribución al “tresbolillo” respetándose estas distancias.

5.2 Distribución Weibull

La velocidad del viento está constante cambio, ya que es una magnitud que depende de muchísimos factores y muy susceptible a cualquier mínimo cambio. En términos del corto plazo, el cambio va a depender directamente de los aspectos definidos en el punto anterior. En términos del medio plazo, va a depender mucho de aspectos como la temperatura y la presión diurnas y nocturnas. De día suelen soplar vientos más fuertes que durante la noche. En términos del largo plazo, el cambio en la velocidad del viento depende de aspectos como ubicación geográfica y el periodo del año en que nos encontremos.

Estas variaciones no son representativas desde el punto de vista de la predicción, ya que suelen reflejar una parte pequeña de la variación con respecto a los valores estadísticos. Por este motivo, se suele decir que el viento se adapta generosamente a funciones estadísticas como la distribución Weibull o la distribución Rayleigh. Nos centramos en la primera por ser la más extendida en la industria eólica.

La distribución Weibull es una distribución de probabilidad continua de dos parámetros (k, λ) que representa la frecuencia en que aparece una velocidad concreta del viento en un muestreo de datos concreto. Se expresa de la siguiente forma:

$$F(v, k, \lambda) = \frac{k}{\lambda} \cdot (v/\lambda)^{(k-1)} \cdot e^{-(v/\lambda)^k} \quad \text{para } v \geq 0$$

$$0 \quad \text{para } v < 0$$

Donde $f(v, k, \lambda)$ es la frecuencia con que se da un viento de velocidad v (m/s) y k y λ son los parámetros de forma y escala de la distribución respectivamente.

La distribución Rayleigh mencionaba previamente es un caso especial de esta, cuando $k = 2$.

Existen diferentes métodos para ajustar estos dos parámetros k y λ en relación con unos valores de velocidad del viento (v). En casos como el que tenemos, lo más importante para obtener

una distribución ajustada a la realidad es tener una muestra bien definida en el tiempo, y que dicho rango temporal sea una buena representación de la distribución que queremos obtener. Los valores extremos con una frecuencia inferior al 1% se descartan por no representar adecuadamente una frecuencia real sino una perturbación.

En nuestro caso, el ajuste de la distribución Weibull se realiza mediante la función `wblfit` de MATLAB, que hace un ajuste automático mediante el uso de una de sus funciones. [14]

Los parámetros obtenidos son $k = 12,7402$ y $\lambda = 2,1505$.

5.3 Rosa de los Vientos

La velocidad del viento no es la única magnitud característica del viento importante a la hora de decidir dónde ubicar un aerogenerador. Otro factor importante es la dirección en la que sopla el viento en cada instante. Los datos de la dirección del viento recogidos en una estación meteorológica pueden situarse en un mapa que refleje los ángulos. La Rosa de los Vientos es la representación gráfica de la frecuencia de datos representativos referentes al ángulo en que sopla el viento. Existen dos tipos de Rosa de los Vientos [60]:

- Rosa de los Vientos de Procedencia: Para casos en los que existe un viento con dirección predominante clara. Aquí se tendrá en cuenta cada dato como un punto, independientemente de la velocidad del viento.
- Rosa de los Vientos de Potencia: Para casos en los que no exista una dirección predominante clara, existiendo varias direcciones predominantes. Aquí, cada dato será convertido en potencia teniendo en cuenta la relación cúbica del viento respecto a esta ($P \approx v^3$).

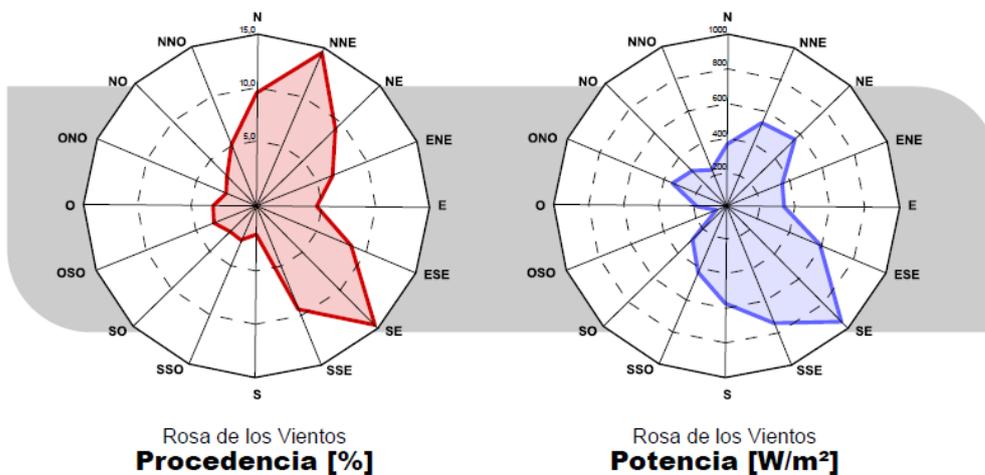


Figura 5.1 Rosa de los vientos de procedencia y potencia [60].

Ambas gráficas nos darán una idea de dónde viene el viento predominante, con lo que podremos definir la orientación del aerogenerador. En casos de vientos con direcciones muy cambiantes, se debe estudiar de manera exhaustiva las turbulencias y otros efectos como las estelas de otros

aerogeneradores.

5.4 Modelo de estelas

El modelo de estelas de Jensen fue definido en 1986. A partir de la suposición de perfiles de velocidad constante en cada punto, se define un campo de velocidad a lo largo del eje longitudinal que atraviesa el rotor. Este modelo tiene en cuenta parámetros como el diámetro del rotor, la altura de la torre, las velocidades a sotavento y a barlovento del rotor y el coeficiente de empuje, que mide la fuerza de empuje del viento contra el aerogenerador dependiendo de la densidad.

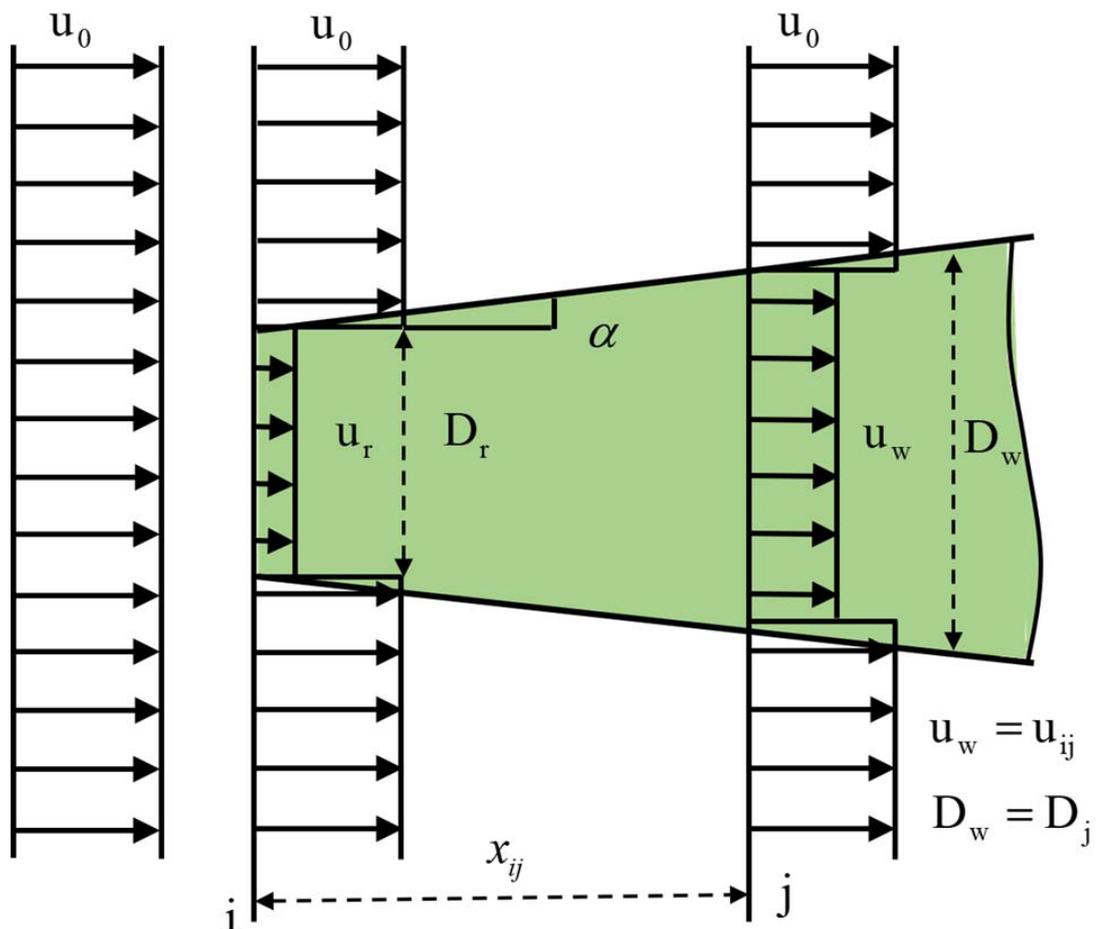


Figura 5.2 Distribución de velocidades descritas por Jensen [42].

$$U(x) = U_r \cdot \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{1 + \left(\frac{2 \cdot k \cdot x}{D_r}\right)^2} \right)$$

Donde $k = \frac{1}{(2 \cdot \ln(h/z_0))}$ y $C_t = (2 \cdot F_t) / (\rho_{aire} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_r^2 \cdot U_r)$

Este modelo es el implementado por el software WAsP de DTU Wind Energy. [43], que se ve

con mayor profundidad en el siguiente apartado de este capítulo. El modelo de Jensen tiene en cuenta también el efecto de desprendimiento de la capa límite de viento producido por las estelas de los aerogeneradores, que se da prácticamente desde que el aire deja los álabes de la turbina hasta que se encuentra de nuevo en condiciones de aire libre. En la descripción del software se detalla cómo se modela y cómo afecta dicho efecto a las simulaciones. Para nuestro proyecto, es suficiente con saber que este efecto se modela y podremos elegir la ubicación de los aerogeneradores en base a estos cálculos. [34]

5.5 Métodos de predicción del viento

Existen numerosos métodos y modelos para predecir el viento de forma matemática a partir de datos históricos del viento. En principio se tuvieron en cuenta dos modelos diferentes como son el descrito por M. H. Haque, K. G. Jayaratne y C.W. Bernardo en su artículo Estimation of Annual Energy Delivered by a Variable Speed Wind Generating System using Historical Wind Data [19] y el descrito por Ahmed Abrous, René Wamkeue y El Madjid Berkouk en su artículo Modeling and Simulation of a Wind Model using Spectral Representation Method. [2]

En el primero de ellos, se realiza una caracterización del viento mediante un ajuste estadístico de los datos medios de la velocidad del viento a la distribución Weibull (y posteriormente se compara con la distribución Rayleigh igualando $k=2$) para posteriormente usar dichos datos como entrada de un sistema de MATLAB/Simulink en el que se caracterizaba también el aerogenerador con diferentes parámetros habituales como la curva de potencia. Este sería el proceso básico para llegar a unos resultados de energía en el año de los datos históricos empleados. Un inconveniente que presenta dicho modelo es que no haya una dirección de viento predominante.

El segundo, sin embargo, sí que contempla la variabilidad en la dirección y la velocidad del viento. Para ello, el modelo del viento tiene en cuenta una velocidad base (o media), una de racha, otra que refleja los cambios drásticos y una última que refleja las turbulencias, basándose en las funciones de espectro de Kaimal y Von Karman [65][46]. Posteriormente se somete proceso de simulación continua en el que finalmente se obtiene una curva de distribución bastante ajustada. Además, como en el caso anterior, se puede realizar dicha simulación en MATLAB/Simulink mediante bloques prehechos.

Sin embargo, ambos modelos fueron descartados al encontrar la posibilidad de utilizar un software de uso profesional como WindPRO de EMD o WAsP de DTU Wind Energy. Tras obtener una licencia temporal para uso educativo o científico de este último software, se decide realizar una simulación con él.

El paquete de software WAsP es el estándar industrial para la evaluación de recursos eólicos, emplazamiento de instalaciones y cálculo de rendimiento energético de turbinas y parques eólicos.

La última versión de dicho software, WAsP 12.4, presenta modelos para la rugosidad del terreno, turbulencias por obstáculos, efecto estela y condiciones atmosféricas, así como módulos específicos para editar mapas topográficamente, crear modelos de turbinas personalizadas y crear muestras de datos climáticos que sirven posteriormente como entradas para la propia aplicación.

Además de este software, servirán como apoyo al tratamiento de datos otros programas como MATLAB y Excel.

5.6 Datos históricos

Hasta ahora hemos estado tratando los datos históricos del viento como algo que ya tenemos, o que carece de importancia. No obstante, disponer de unos datos significativos es clave a la hora de realizar el estudio de un posible proyecto de planta de generación eólica.

Lo primero que nos planteamos es de dónde proceden los datos que se utilizan en los modelos de predicción. Existen diferentes fuentes fiables de las que sacar estos datos, siendo las más comunes las estaciones meteorológicas estatales y las privadas, ubicadas junto a algún parque eólico.

Todas ellas tienen en común el uso de anemómetros, para medir la velocidad del viento, y veletas, para medir la dirección del viento. Estos datos son grabados regularmente en una base de datos local, que puede ser posteriormente de uso público o privado.

Con esto, sabemos que los datos que solemos obtener de estas bases de datos son:

- Velocidad del viento (m/s): Ya sea puntual o media, a lo largo de un tiempo concreto.
- Dirección del viento (grados): Normalmente considerada una medida ponderada.
- Velocidad máxima del viento o racha (m/s): Medida puntual acompañada de la hora.

Llega el momento de definir la regularidad de los datos ya que, dependiendo de la fuente, los datos pueden ser grabados con cualquier regularidad, siendo las más comunes 1 minuto, 10 minutos, 1 hora y 1 día.

Por último, vemos que existen bases de datos privadas y públicas. Siendo estas últimas principalmente las estatales, por obligación legislativa.

En España, encontramos páginas web como Windfinder [24] que cuentan con bases de datos de todas las estaciones atmosféricas estatales y algunas privadas. Se simula un requerimiento para obtener los datos históricos del Aeropuerto de Sevilla-San Pablo y se obtiene un precio similar al de otros servicios similares.

Estación seleccionada	Nombre	Unidad	Disponibilidad	¿Añadir al pedido?
Sevilla Aeropuerto	Presión atm.	hPa	99 %	<input type="checkbox"/>
Desde: 1/1/2014	Temperatura	°C	99 %	<input type="checkbox"/>
Hasta: 1/1/2018	Nubosidad	perc	93 %	<input type="checkbox"/>
	Tiempo	sym	5 %	<input type="checkbox"/>
	Dirección del viento	deg	87 %	<input checked="" type="checkbox"/>
	Ráfagas	kts	0 %	<input type="checkbox"/>
	Velocidad del viento	kts	96 %	<input checked="" type="checkbox"/>
				Importe total 782,70 €

Figura 5.3 Proforma de compra de datos de viento [24].

Recientemente la Agencia Estatal de Meteorología de España, a raíz de lo dispuesto por la Ley 18/2015, de 9 de julio sobre reutilización de la información del sector público, permite la difusión y reutilización de la información meteorológica y climática de España. En este contexto la AEMET crea una API mediante la que se pueden descargar los datos históricos open source verificando la identidad. Utilizamos esta fuente de datos porque además de ser gratuita, incluye los datos de velocidad media del viento, racha, dirección de la racha y minuto exacto de la racha de cada uno de los días desde el 1/1/2014 al 1/1/2019. [26]

5.7 Presentación de datos

Una vez se han presentado todos los factores a tener en cuenta a la hora de obtener una predicción del viento en un lugar concreto, se procede a detallar el procedimiento empleado y a presentar el resultado.

Para la situación del Parque Tecnológico Aeroespacial de Andalucía Aerópolis tenemos una fuente de datos cercana ya que la estación meteorológica se encuentra en el aeropuerto de San Pablo, a menos de 2km de distancia. Por otro lado, la información disponible no nos permite obtener con precisión una Rosa de los Vientos, ya que la dirección que viene recogida en los datos es la de la racha, siendo por tanto no representativa. En la Figura 5.4 se presenta en sustitución una Rosa de los Vientos recogida en el European Wind Atlas, donde vemos que los vientos predominantes en Sevilla son de componente nordeste y suroeste, siendo esta última dirección la de mayor potencia.

Lo primero que se utiliza en el software WAsP 12.4 de DTU Wind Energy es la aplicación Climate Analyst, mediante la cual se realiza una simulación del estado climático de la ubicación elegida. En dicho software se puede comenzar a introducir manualmente o como archivos de datos las diferentes variables a tener en cuenta a la hora de realizar la simulación.

Se comienza por introducir las coordenadas donde estará ubicado la instalación de generación eólica.

Las coordenadas son: 37°26'08.3"N 5°51'28.5"W.

En Climate Analyst nos pide introducir los datos en coordenadas de componentes Norte-Este. Para cambiar cualquiera de las coordenadas (Norte a Sur y Este a Oeste) como es nuestro caso, basta con cambiar el signo de la coordenada, como se puede observar en la Figura 5.5

Lo siguiente que se puede definir en el software es el tipo de medida que vamos a introducir. Esto se lleva a cabo introduciendo el tipo de instrumento de medida y la altura a la que se encuentra. Como vimos en anteriores apartados, la altura era un dato importante a tener en cuenta.

Inmediatamente después, el software nos permite introducir por fin los datos de viento en formato .txt. Debido a que los datos descargados de la API Open Data de AEMET están en formato .txt, no requiere ningún tratamiento de datos. El software se encarga de reconocer las tabulaciones y separaciones entre datos y nos permite seleccionar qué columna es la de velocidad media del viento, cuál es la de racha, cuál es el tiempo, la dirección del viento, etc.

Además, nos requieren otros datos como la frecuencia de medida (recording Interval) o si queremos establecer una cota mínima a partir de la cual considerar que la medición es no representativa (calm threshold).

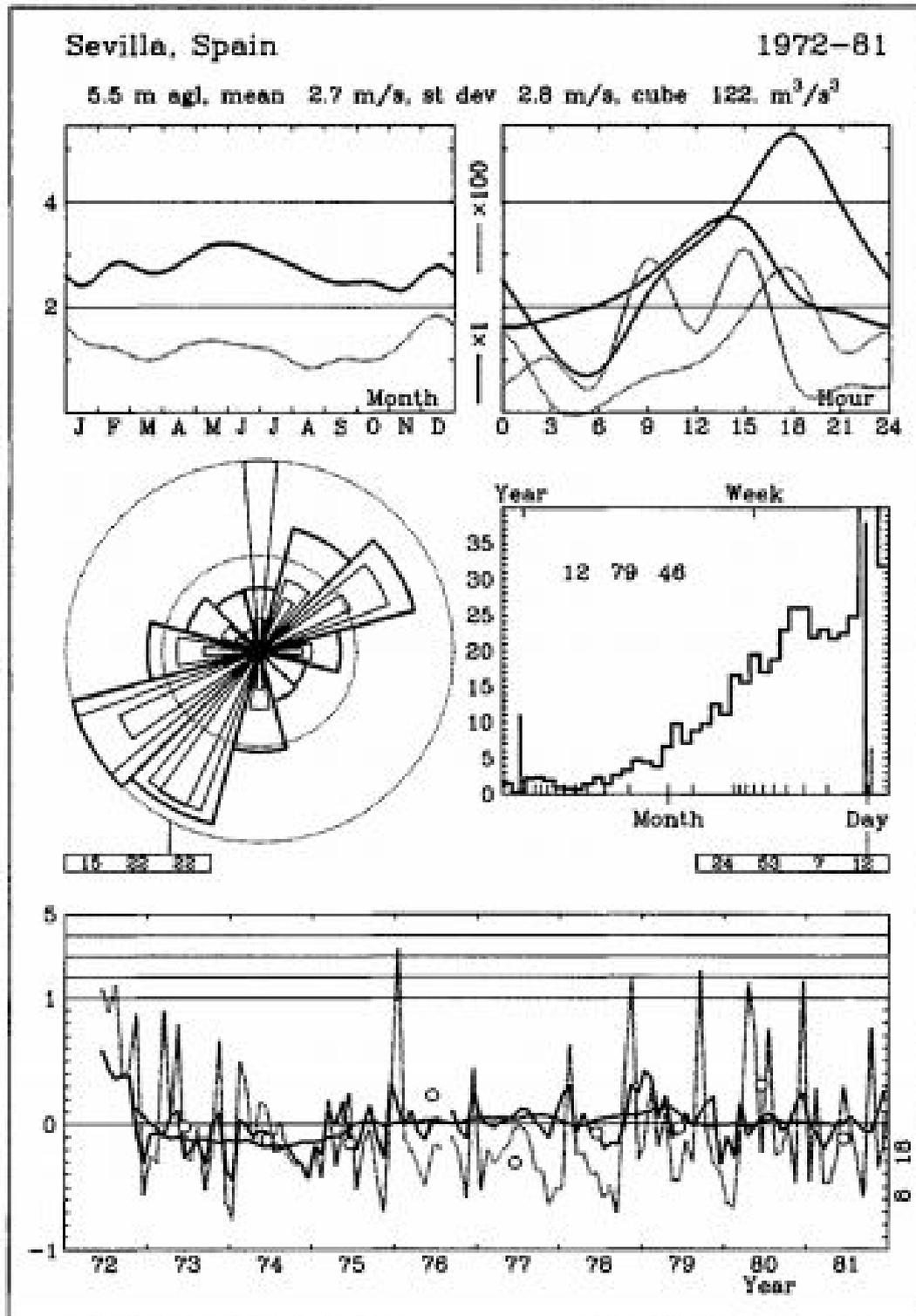


Figura 5.4 Características del viento de Sevilla (aeropuerto) [57].

Con estos datos ya se puede simular la situación, de la que Climate Analyst extrae gráficas como la Rosa de los Vientos y la distribución Weibull del viento, como vemos en la Figura 5.6. Como antes indicamos, esta Rosa de los Vientos no es representativa ya que se trata de la formada con las rachas de viento y no tiene por qué ser la tónica, sino más bien algo puntual. Igualmente obtenemos

Figura 5.5 Introducción de coordenadas en WaSP.

direcciones bastante parecidas a las de la Figura 5.5

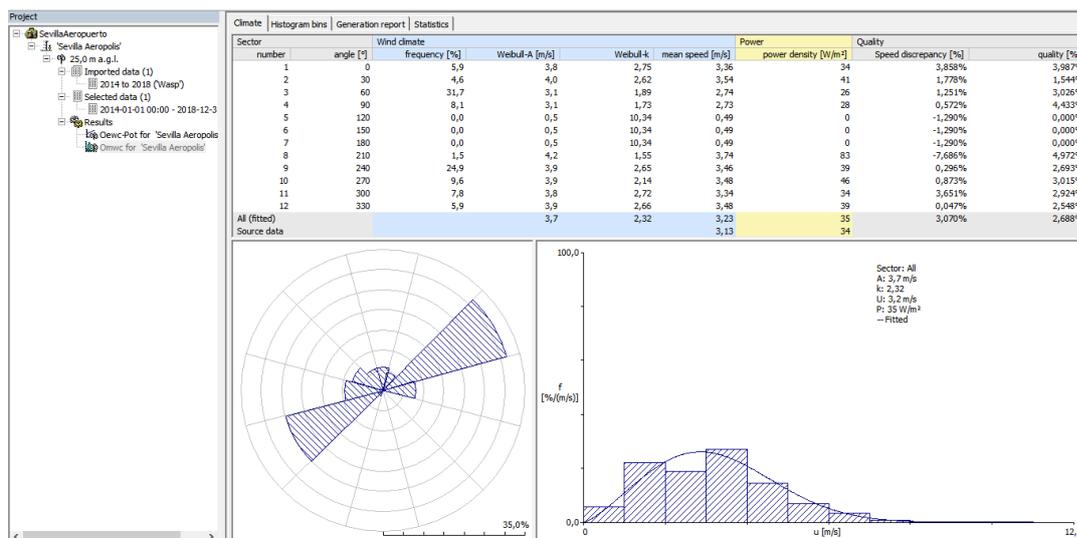


Figura 5.6 Resumen de los datos del viento introducidos en Climate Analyst.

También extrae informes como el Observed Mean Wind Climate (OMWC) / Observed Extreme Wind Climate (OEW) de los que podemos sacar información útil para el proyecto como vemos en la Figura 5.7.

De forma paralela se ha trabajado haciendo un tratamiento de datos con MATLAB a partir de los datos históricos del clima en el Aeropuerto de Sevilla-San Pablo.

Todo el código utilizado viene recogido en el archivo de MATLAB "Viento.m" [Sección A.9], que procedemos a detallar a continuación.

Un primer paso en el procesamiento de los datos es adaptarlos a una matriz de datos que MATLAB sea capaz de leer y tratar. Para ello, se han eliminado todas las medidas corruptas o inexistentes

Climate generation				
Generated at:	2019-07-24T14:41:12			
Generated using:	WASP Climate Analyst (using Rvea0100) version 3.1			
Generated by:	Juan Carlos on DESKTOP-#RJ2QDG			
Number of data sets:	1			
Source file path:	C:\Users\Juan Carlos\Documents\ITFG\Wasp			
		Selected Data Summary	All Data Summary	Data set 1
File information:				Wasp.txt
Source file name:				2019-07-24T12:30:24
Last modified (UTC):				
Time selections	2014-01-01T00:00:00 to 2018-12-31T00:00:00			
Recordings in file/selections				
Start time	-	2014-01-01T00:00:00	2014-01-01T00:00:00	2014-01-01T00:00:00
End time	-	2018-12-31T00:00:00	2018-12-31T00:00:00	2018-12-31T00:00:00
Count	1826	1826	1826	1826
Recording interval	86400 s	86400 s	86400 s	86400 s
Mean wind speed data (' Speed 2')				
Data column no. in source file	2	2	2	2
Discretisation width	0,1	0,1	0,1	0,1
Multiplier	1	1	1	1
Offset	0	0	0	0
Averaging time (s)	86400	86400	86400	86400
Maximum value	10,3	10,3	10,3	10,3
Minimum value	0,0	0,0	0,0	0,0
Lower limit	0 m/s	0 m/s	0 m/s	0 m/s
Readings below lower limit	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)
Upper limit	90 m/s	90 m/s	90 m/s	90 m/s
Readings above upper limit	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)
Calm threshold	0,3 m/s	0,3 m/s	0,3 m/s	0,3 m/s
Calms	12 (0,66 %)	12 (0,66 %)	12 (0,66 %)	12 (0,66 %)
Valid readings accepted	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)
Accepted values range	0,0 m/s to 10,3 m/s	0,0 m/s to 10,3 m/s	0,0 m/s to 10,3 m/s	0,0 m/s to 10,3 m/s
Mean wind direction data (' Direction 3')				
Data column no. in source file	3	3	3	3
Discretisation width	0,01	0,01	0,01	0,01
Multiplier	1	1	1	1
Offset	0	0	0	0
Averaging time (s)	86400	86400	86400	86400
Maximum value	359,95	359,95	359,95	359,95
Minimum value	0,22	0,22	0,22	0,22
Lower limit	0°	0°	0°	0°
Readings below lower limit	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)
Upper limit	360°	360°	360°	360°
Readings above upper limit	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)
Calm threshold	0 m/s	0 m/s	0 m/s	0 m/s
Calms	2 (0,11 %)	2 (0,11 %)	2 (0,11 %)	2 (0,11 %)
Valid readings accepted	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)
Accepted values range	0,22° to 359,95°	0,22° to 359,95°	0,22° to 359,95°	0,22° to 359,95°
Data recovery:				
Expected recordings count	1826	1826	1826	1826
Expected meas. duration	5 y 0 d	5 y 0 d	5 y 0 d	5 y 0 d
Count of records	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)
Missing records	0	0	0	0
Recordings with invalid values in one or more fields	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)	0 (0,00 %)
Accepted recordings	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)	1826 (100,00 %)
Recovery percentage (vs. expected)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Figura 5.7 Datos obtenidos del OMWC.

(missing points) de nuestra ristra de datos. Esto se define en las primeras líneas de código, y se mantiene a lo largo de todo el código.

El primer estudio que se realiza con dichos datos es el ajuste de la curva de distribución Weibull, que vemos en la Figura 5.8. Los parámetros obtenidos son $k = 12,7402$ y $\text{Lambda} = 2,1505$

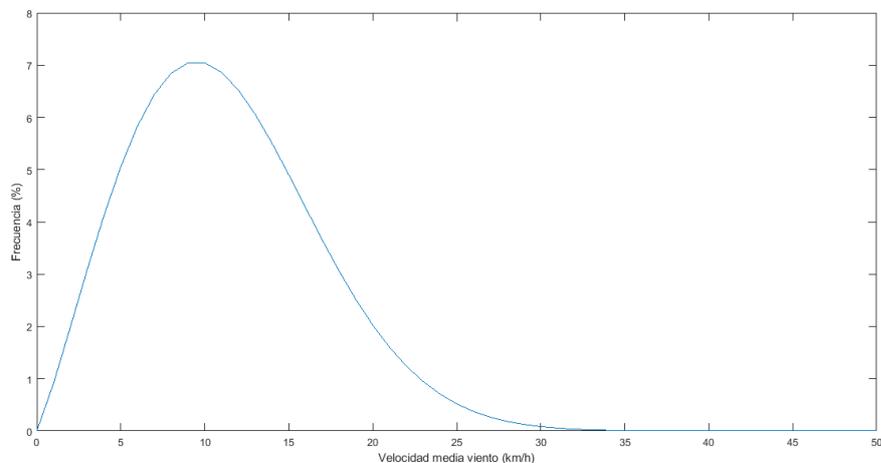


Figura 5.8 Distribución Weibull de los datos reales de viento.

Después se presenta una curva de la velocidad del viento en km/h a lo largo de los cuatro años, como vemos en la Figura 5.9. La velocidad media del viento en esos cuatro años es de $11,2745\text{km/h}$ ($3,1318\text{m/s}$), que coincide con el valor obtenido en el informe de WASP.

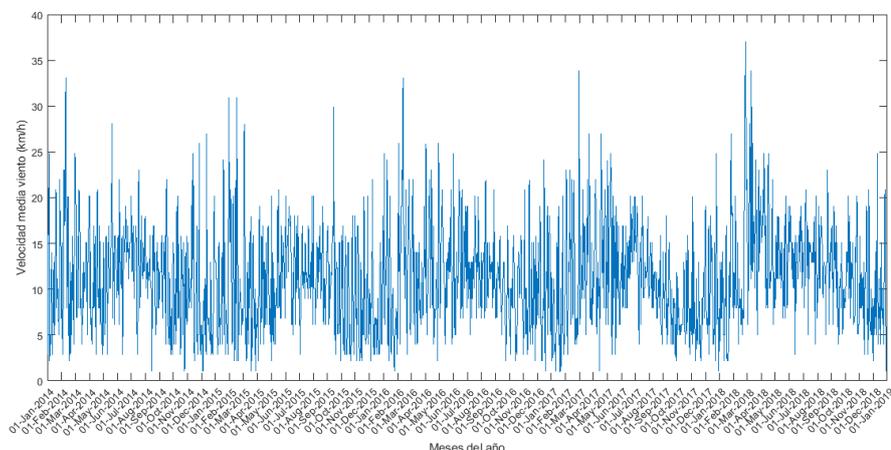


Figura 5.9 Gráfica anual de los datos del viento.

En el mismo archivo que utilizamos para representar los datos históricos del viento, también aparece un código referente al análisis de las velocidades del viento y además de las rachas. Dichos cálculos se llevan a cabo en el archivo "*Rachas.m*" [Sección A.5] de MATLAB, en el que obtiene también una media de las rachas diarias, obteniendo así un valor de $9,81\text{ m/s}$.

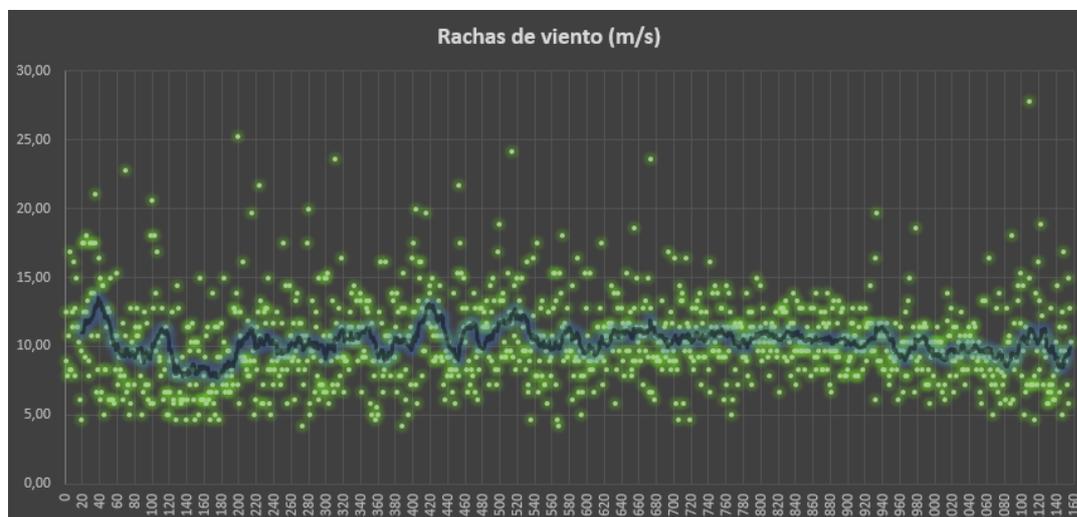


Figura 5.10 Gráfica anual de las rachas de viento.

También se realiza el mismo análisis mediante Excel, para trazar la gráfica de la velocidad del viento con los datos de las rachas incrustados en ella, como podemos ver en la Figura 5.10 donde se representan los datos de la velocidad media del viento en azul oscuro y las rachas puntuales en color verde brillante.

A su vez, y por finalizar nuestro estudio de los datos del viento, se propone un código generador de datos del viento considerando también las rachas y el momento en que se dan. Debemos

resaltar que esta curva aleatoria y virtual es horaria, es decir, que representa 87600h al año, y que se generan cumpliendo tres requisitos básicos:

- La curva diaria virtual tiene como valor medio de velocidad el valor medio real de los datos históricos. Se conserva así que la veracidad de la velocidad media medida se mantiene.
- La curva diaria virtual tiene tres cambios diarios, es decir, cuatro datos diarios, coincidiendo el primero del día N con el final del día N-1. Se produce así una aleatoriedad útil para casuística.
- Uno de los cuatro puntos diarios el dato de la racha recogida en nuestros datos reales a la hora exacta en que se da la racha. Se conserva así que la veracidad de la velocidad de racha medida se mantiene.

Como los datos de viento están mal condicionados, porque son puntos sueltos, se interpola la gráfica por trozos a una gráfica horaria que servirá para reproducir diferentes situaciones conservando unos parámetros cercanos a la realidad.

6 Aerogenerador

Conociendo el resto de las variables necesarias a tener en cuenta a la hora de acometer un proyecto de instalación de generación eólica como el entorno –compuesto principalmente por la ubicación y el potencial de viento de dicha zona- y el tipo de red en la que tendremos conectada nuestro generador, es consecuente comenzar a analizar las opciones comerciales disponibles para dicho proyecto.

Antes de eso, vamos a explicar brevemente qué tipo de tecnología se va a instalar, y qué opciones existen para poder decidir después qué opción nos reportará mayores beneficios y, por tanto, cuál es la más viable.

6.1 Teoría del aerogenerador

Un aerogenerador es un sistema electromecánico que convierte la energía eólica (cinética del aire en movimiento) en energía eléctrica mediante una serie de mecanismos [37]. Vemos uno por uno estos mecanismos que componen el aerogenerador, haciendo una introducción a su función:

- Torre, estructura de acero que sostiene la góndola y el buje del rotor a una altura adecuada para capturar vientos sin turbulencias. En los aerogeneradores de gran tamaño suelen ser tubulares.
- Góndola, contenedor de las diversas máquinas eléctricas y mecánicas encargadas de la conversión energética, protegiéndolas de las inclemencias meteorológicas y el desgaste. Aquí también se suele instalar una veleta y un anemómetro para vigilar las condiciones del viento.
- Bujes, superficie aerodinámica a la que se acopla el eje mecánico de baja velocidad y las palas, permitiendo el giro de estas.
- Palas, también llamadas hélices, similares a las alas de un avión, cuyas superficies alares consiguen crear un gradiente de presiones y hacen aparecer un empuje cuando el viento las recorre. Suelen estar hechas de materiales compuestos.
- Eje de baja velocidad, solidario al buje que se mueve a la velocidad que les transmiten las palas en el momento torsor generado. La velocidad suele ser de entre 10 y 20 r.p.m.
- Multiplicadora, un conjunto de engranajes que consigue convertir el momento en velocidad desde el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad.
- Eje de alta velocidad, solidario al eje del generador para que gire a unas 1500 r.p.m. (50 Hz).

- Generador eléctrico, que puede ser síncrono (alternador) o asíncrono. Transforma la energía mecánica del giro del eje en energía eléctrica mediante los principios de inducción electromagnética.
- Controlador electrónico, un ordenador cuya función es la de monitorizar las señales de los diferentes sensores y controlar todo el sistema para su correcto funcionamiento y eficiencia.
- Sistema de orientación, ubicado en la unión de la góndola con la torre, encargado de colocar el buje de forma perpendicular siempre al viento que recibe.
- Sistemas auxiliares, la mayoría hidráulicos, encargados del giro de las palas, o el frenado o la amortiguación de los cambios bruscos.

A pesar de que a rasgos generales estos elementos se mantienen comunes, algunos varían dependiendo del tipo de aerogenerador o de tecnología que use el mismo. Principalmente se distinguen dos tipos diferenciados de aerogeneradores:

- Aerogenerador de eje horizontal, llamado así porque el eje mecánico está en posición paralela respecto al suelo. Suelen tener un gran coeficiente de potencia, tal como vimos en el capítulo 1, a unas altas velocidades específicas. Actualmente la mayoría de los aerogeneradores, sobre todo de gran tamaño, son de este tipo.
- Aerogenerador de eje vertical, al contrario que los anteriores su eje mecánico está en posición perpendicular al suelo. Suelen tener un menor coeficiente de potencia para vientos menos potentes, lo que les hace ser una buena opción para soluciones a pequeña escala. Siempre aprovecha el viento independientemente de su dirección. Una de sus mayores desventajas es que necesitan de un arrancador. Existen diferentes tipos de aerogeneradores verticales conocidos, como el Darrieus, formado por palas con forma de C, el Savonius, formado por palas que son hojas rectas, curvas o helicoidales formando una S en torno al eje, el helicoidal o el de perfil en H.

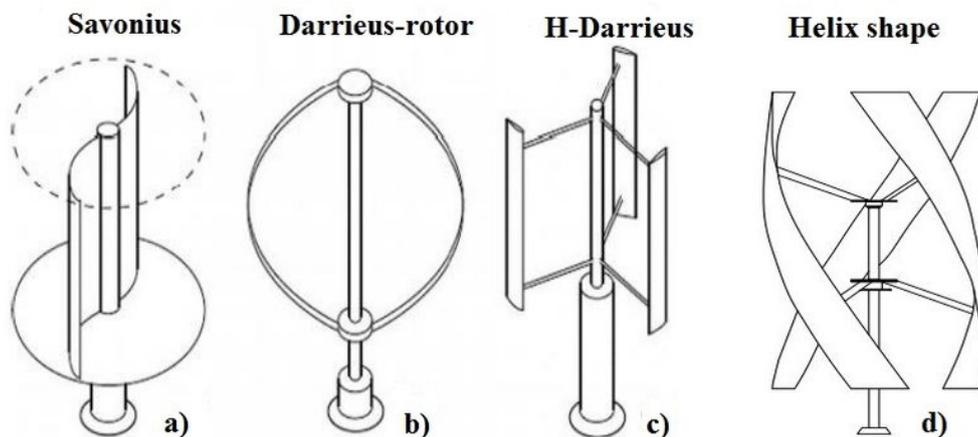


Figura 6.1 Tipos de aerogenerador [13].

Hay que resaltar que, en el caso de los aerogeneradores de eje horizontal, la mayoría tienen tres palas porque suele ser el mínimo número de palas para conservar la estabilidad dinámica. Sin embargo, recientemente se están desarrollando aerogeneradores bipala para ahorrar coste en materiales. En estos se instala un buje basculante perpendicular al eje mecánico principal y que permite un movimiento oscilante para evitar que las palas sufran movimientos perjudiciales mecánicamente cada vez que pasan por el eje de la torre. Además, en algunos modelos de aerogeneradores bipala se suelen usar amortiguadores para proteger aún más las palas y el eje de la torre.

6.2 Elección del aerogenerador

Como hemos visto existen multitud de factores que pueden afectar a la hora de elegir un aerogenerador para nuestro proyecto de generación. Atendiendo a las diferentes opciones del mercado seleccionamos cuatro opciones dependiendo de la orientación del eje y la potencia, como vemos resumido en la Tabla 6.1 junto a las características de cada opción.

Tabla 6.1 Opciones de aerogenerador.

Fabricante	Modelo	Tipo de eje	Vel. nom.	Pot. nom.	Vel. arranque	Precio aprox.
V-AIR	VisionAir 5	Vertical	11 m/s	3.2 kW	3.5 m/s	5.500 €
Bornay	Wind+ 25.3	Horizontal	12 m/s	5 kW	2 m/s	7.700 €
Aeolos	V-10	Vertical	11 m/s	10 kW	2.5 m/s	19.000 €
Suzlon	S.52-600	Horizontal	13 m/s	600 kW	4 m/s	1.100.000 €

De entre todas las opciones, decidimos descartar los dos aerogeneradores de eje vertical por su escasa relación eficiencia-precio, a pesar de que podrían suponer una magnífica opción para instalaciones urbanas. En general, los de eje vertical son los preferidos en este tipo de entornos debido a que suelen aparecer grandes turbulencias por el número de obstáculos cercanos (farolas, edificios, coches, etc.) y son los que mejor aprovechan las rachas momentáneas producidas en todas las direcciones.

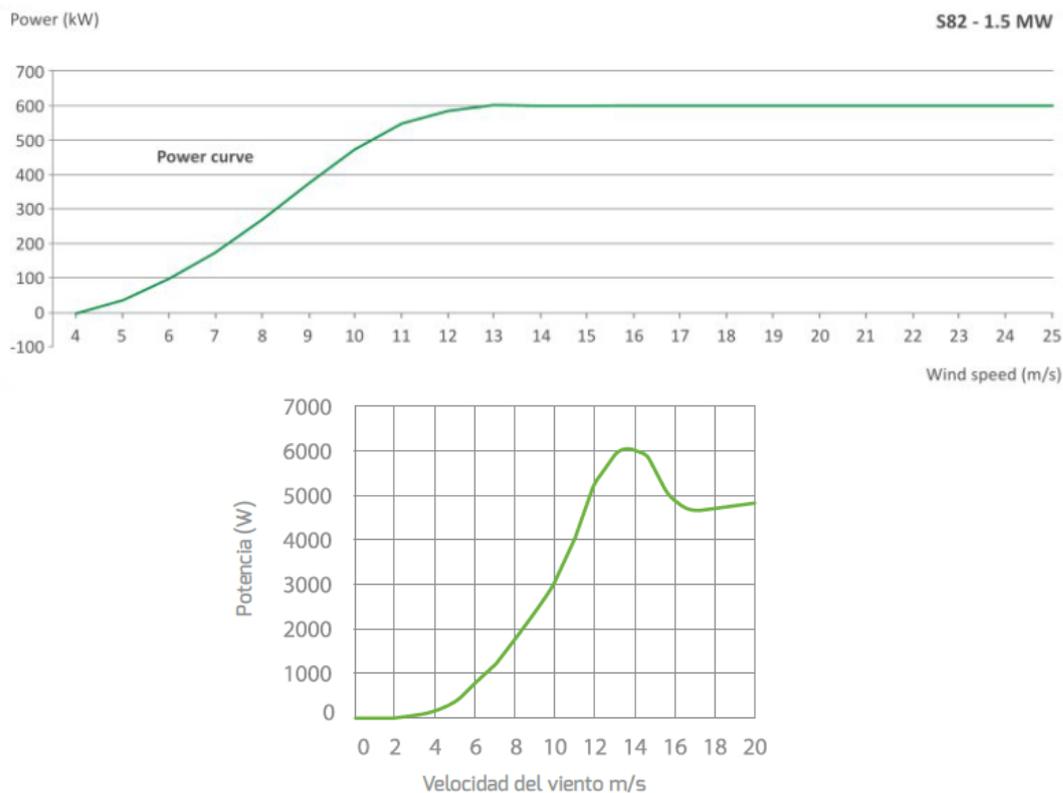


Figura 6.2 Curva de potencia de Suzlon S.52-600 (arriba) y Bornay Wind+ 25.3 (abajo).

Sin embargo, para nuestra instalación contando con que será un lugar despejado y con una marcada dirección del viento hemos optado por la opción de los de eje horizontal, cuya curva de

potencia es más productiva energéticamente.

No conocemos el precio exacto de la turbina Suzlon S.52-600 pero tras contactar con el propietario de un parque inglés que tiene instalados 6 aerogeneradores como este, nos indica que su precio ronda el millón de euros, unas 900.000 £.

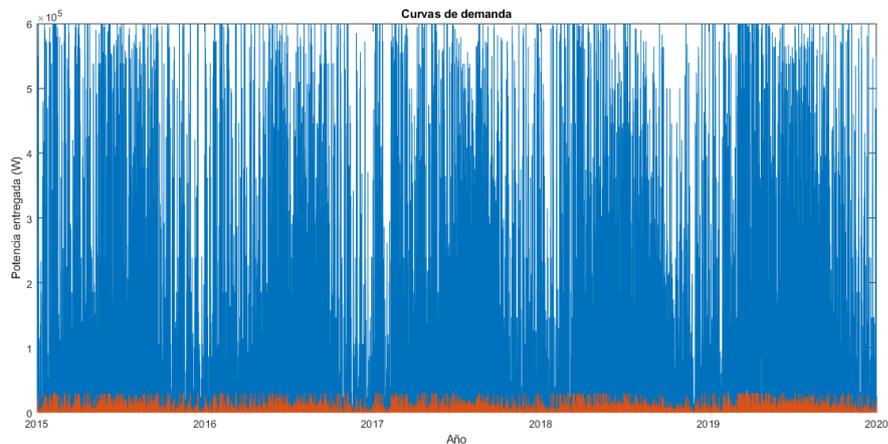


Figura 6.3 Comparación de potencia generada.

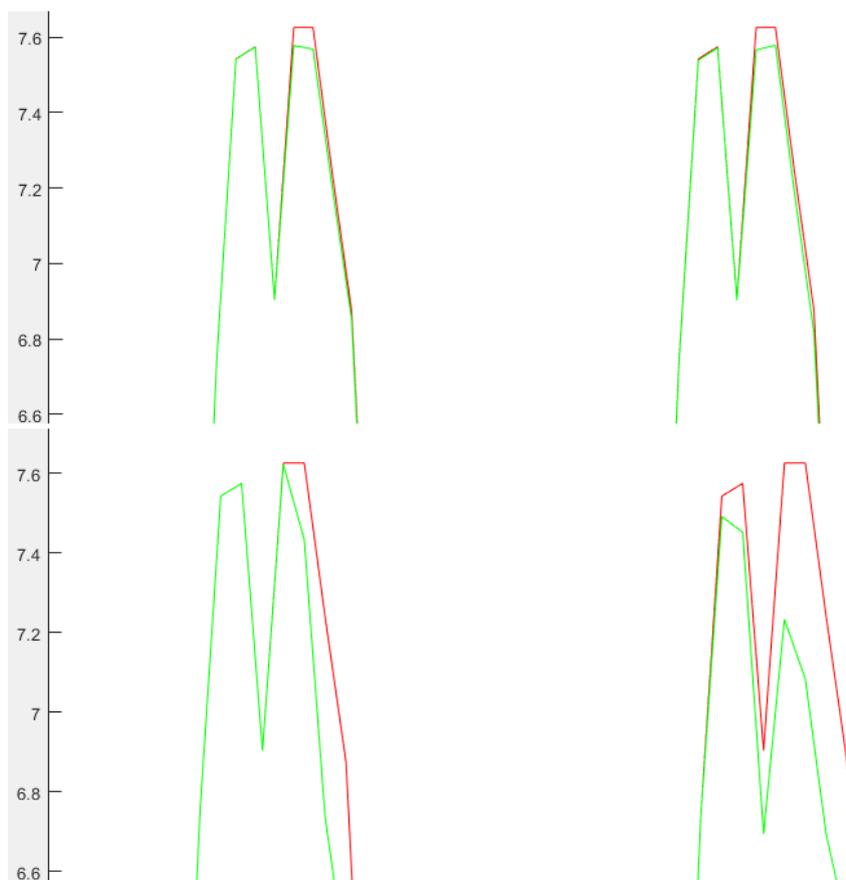


Figura 6.4 Curva de potencia de Suzlon S.52-600 (arriba) y Bornay Wind+ 25.3 (abajo).

La elección entre el modelo de Bornay y el de Suzlón es una cuestión de escala. Depende de la cantidad de energía que necesitemos captar, como vemos en las siguientes simulaciones. En el archivo *ComparacionAerogeneradores.m* [Sección A.2 se configura un código referente a la representación de la potencia que darían diez aerogeneradores Bornay Wind+ 25.3 y un aerogenerador Suzlon S.52-600 cuyas curvas de potencia vienen representadas por la gráfica P/v ($\frac{W}{m/s}$) de la Figura 6.3. Se muestra en una misma gráfica la comparativa en tonos azules (1 unidad de Suzlon) y naranjas (10 unidades de Bornay) en el mismo escenario pregenerado de curvas del viento durante cuatro años completos.

En el archivo *ComparacionPotencia.m* se configura un código referente a la representación de la comparativa entre la curva de la demanda anual en el caso de que se hayan instalado diez aerogeneradores Bornay, uno Suzlon o ninguno, como se puede ver en la Figura 6.4.

Vemos que, dependiendo de la potencia instalada, así será la inyección de energía generada y por tanto la caída del pico de consumo aportado por la red eléctrica convencional.

Finalmente se decide instalar los diez aerogeneradores similares de Bornay, modelo Wind+ 25.3.

6.3 Lazo de control

El aerogenerador Wind+ 25.3 en su paquete estándar de instalación incluye dos opciones totalmente diferentes según su aplicación.

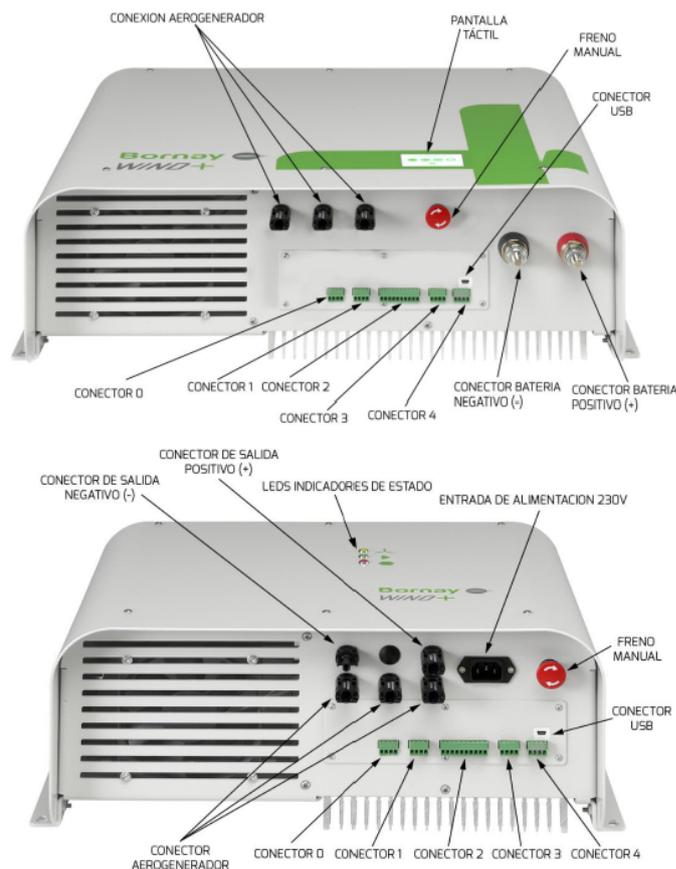


Figura 6.5 Equipos Bornay Wind+ MPPT Controller (arriba) y Bornay Wind+ Interface (abajo)..

La primera de ellas es un regulador MPPT único para cada torre, que implementa el algoritmo de Perturbación y Observación (P/O) que vimos en la Sección 3.4 El regulador Bornay Wind+ se encarga de controlar el aerogenerador y la energía que produce para cargar el banco de baterías al que se conecte. El equipo está diseñado para poderse utilizar en sistemas de 12V, 24V o 48V. [8]

Es decir, este regulador está diseñado para entregar la energía del aerogenerador a un banco de baterías y no posee una salida DC a más de 48 V, tal y como podemos ver en la Figura 6.5.

La segunda opción que ofrece el fabricante Bornay es una interfaz que permite conectar nuestro aerogenerador a un inversor de conexión directa a red. El interface Bornay Wind+ se encarga de controlar el aerogenerador y la energía que produce para alimentar los consumos de una forma eficiente. Posee una salida de 480V para la opción del Wind+ 25.3 tal y como vemos en sus especificaciones técnicas en la Figura 6.6, lo cual facilita una conexión a un inversor de conexión a red. Como vemos posee una entrada de conexión AC para arrancar; una vez el aerogenerador está conectado y arrancado se alimenta mediante una de las fuentes internas.

Este tipo de interfaz AC/DC no implementa el algoritmo MPPT pero existen opciones diferentes como veremos en el siguiente apartado. También existen diferentes opciones en el mercado como el ABB Wind Interface de 20 kW pero su potencia es muy superior a la potencia nominal de nuestros aerogeneradores (5 kW).

Con este kit de aerogenerador más interfaz, tenemos de base un control pasivo de inclinación del buje para aprovechar mejor las rachas de viento y el sistema Wind+ Speed Control, que ejerce un control sobre la curva de potencia de modo que se garantice la máxima energía cambiando levemente los parámetros C_p y λ .

Especificaciones técnicas

	WIND 13+			WIND 25+		
	CONEX RED	BOMBEO	TELECOM	CONEX RED	BOMBEO	TELECOM
ALIMENTACION						
Voltaje	230Vac		48V	230Vac		48V
Conexión	Cable IEC		Interna	Cable IEC		Interna
Consumo en vacío	< 3W					
Consumo máximo	< 30W					
Observaciones	El equipo se autoalimenta desde el aerogenerador cuando esta funcionando					
AEROGENERADOR						
Tipo entrada	Trifásica (sin importancia el orden de fases)					
Conexión de entrada	Mediante conectores MC4					
Rango de entrada	80 - 480 Vac					
Voltaje máximo	510 Vac					
Potencia máxima	3000W			6000W		
Potencia máxima de frenado	5000W			10000W		
SALIDA						
Tipo	DC excepto Bombeo trifásico (AC)					
Conexión	2 x MC4 excepto Bombeo trifásico 3 x MC4.					
Rango de salida	100 - 450 Vdc ó 80 - 380Vac					
Observaciones	Salida protegida mediante desconexión IGBT					
DIMENSIONES						
Interface (Al x An x Prof)	399 x 494 x 190 mm	220 x 490 x 353 mm	399 x 494 x 190 mm	220 x 490 x 353 mm		
Embalaje (Al x An x Prof)	280 x 480 x 560 mm					
Peso equipo	14 Kg			18,5 Kg		
Peso total embalaje	16,5 Kg			21 Kg		
Volumen embalaje	0,075264 m ³					
GENERAL						
Entrada para anemómetro	Sí					
Puertos comunicación RS485	2					
Puertos comunicación RS232	1					
Conexión USB	1 x Mini USB Tipo B hembra					
Bluetooth	Opcional mediante adaptador Bornay Bluetooth					
Paro de emergencia	Mediante seta con bloqueo y desbloqueo giratorio					
Paro emergencia remoto	Sí, mediante conector externo					
Relé	Libre de potencial 3 contactos, NO, NC, COM					
Entradas Digitales Auxiliares	2					
Salida Digital	Salida de pulsos para sincronización con Inversores que acepten curvas de potencia F-P					
OTROS						
Índice de Protección	IP20					
Material de la carcasa	Aluminio					
Color de la carcasa	RAL 7035					
Tipo de ventilación	Ventilación forzada					

Figura 6.6 Datasheet Bornay Wind+ Interface [10, p. 16].

6.4 Inversor

El fabricante ofrece una serie de soluciones a diferentes situaciones que podrían darse a la hora de querer instalar uno de sus aerogeneradores.

Cada aerogenerador va conectado a un equipo Interface Wind+ que se encarga de dar una sa-

lida de hasta 480Vdc. Para poder entregar la energía a la red desde aquí es necesario el uso de un inversor como indica la Figura 6.7, que convierta la tensión continua en alterna.

En el mercado existen numerosas opciones. El fabricante Bornay recomienda usar un inversor ABB aunque como en el apartado del aerogenerador, haremos una breve comparación en la que pongamos de manifiesto las bondades de cada uno de los que hemos seleccionado. Se eligen tres fabricantes como son SMA, ABB y Solis (antes Ginlong). De estos fabricantes se eligen los productos que más encajan con nuestros requisitos de operación y con lo que necesitamos de dicho inversor. Así, se eliminan de la lista aquellos inversores que tengan una intensidad de entrada menor a 12,5 A que es lo máximo que puede sacar nuestro aerogenerador de 6 kW a la salida de 480 Vdc. También se eliminan aquellos inversores que tengan solo un canal de MPPT.

Tabla 6.2 Opciones de inversor.

Fabricante	Modelo	Canales MPPT	Tensión de entrada	Tensión 3f salida	Máxima potencia	Eficiencia máxima	Precio
SMA	Sunny Tripower 15000TL	2	240-800Vdc	180-280Vac	15 kW	98,40 %	2.700 €
ABB	Trio 20 kW	2	200-950Vdc	185-285Vac	22 kW	98,20 %	3.100 €
Solis	3P12K-4G	2	160-850Vdc	180-280Vac	13,2 kW	98,70 %	1.800 €

A pesar de que los tres tienen un rango similar de tensiones de entrada y salida, se pueden comprobar las ratios económicas por kW instalado, para cada caso:

- SMA Sunny Tripower 15000TL: 180 €/kW
- ABB Trio 20 kW: 141 €/kW
- ABB Trio 27 kW: 122 €/kW
- Solis 3P12K-4G: 136 €/kW

Al no haber una gran diferencia entre el ABB Trio 20 kW y el Solis 3P12K-4G y estando estos muy por debajo del SMA se decide elegir por el inversor ABB Trio 20 kW por las siguientes razones:

- ABB es una empresa con soporte técnico en España, mientras que Solis no indica si existe dicho soporte.
- Al montar cinco inversores de 20 kW podemos agrupar los aerogeneradores en los canales MPPT duales.
- Al ser cada inversor de 20 kW nominales, podemos ampliar tanto en número como en potencia nuestra instalación, hasta un total de 110 kW de los 60 kW pico que vamos a instalar.
- El ABB Trio de 20 kW en comparación con el de 27 kW tendrá menos pérdidas al trabajar a un régimen más cercano al de máxima eficiencia según el gráfico, que representa la curva de eficiencia de ambos inversores ABB Trio.

Esquema de conexión con Inversor ABB

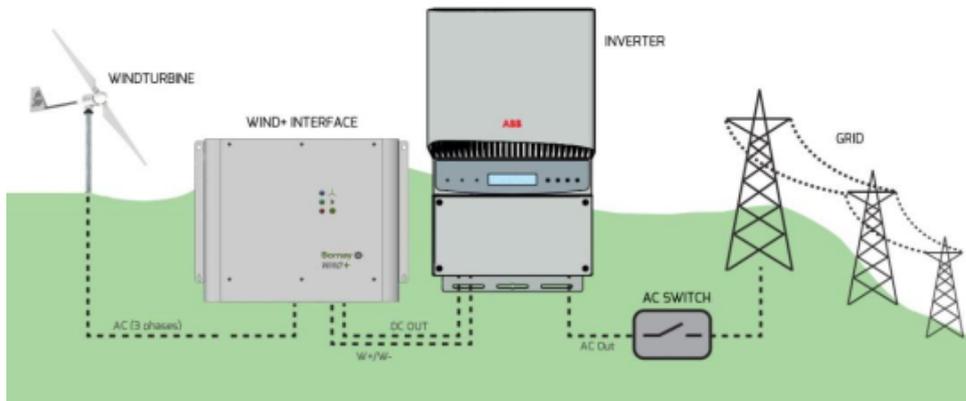
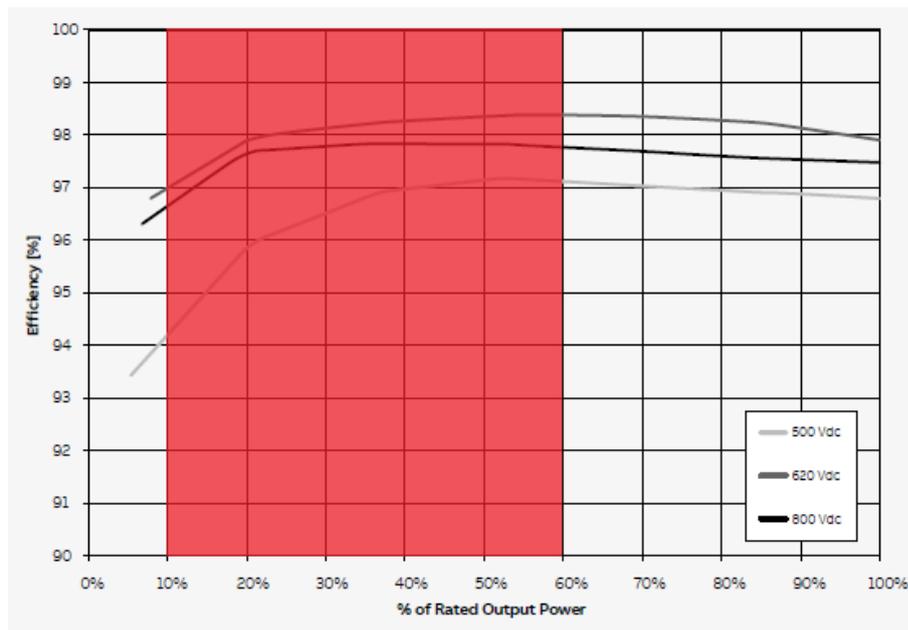


Figura 6.7 Esquema de conexión típica de Bornay Wind+ Interface [10, p. 13].

Efficiency curves of TRIO-20.0-TL-OUTD



Efficiency curves of TRIO-27.6-TL-OUTD

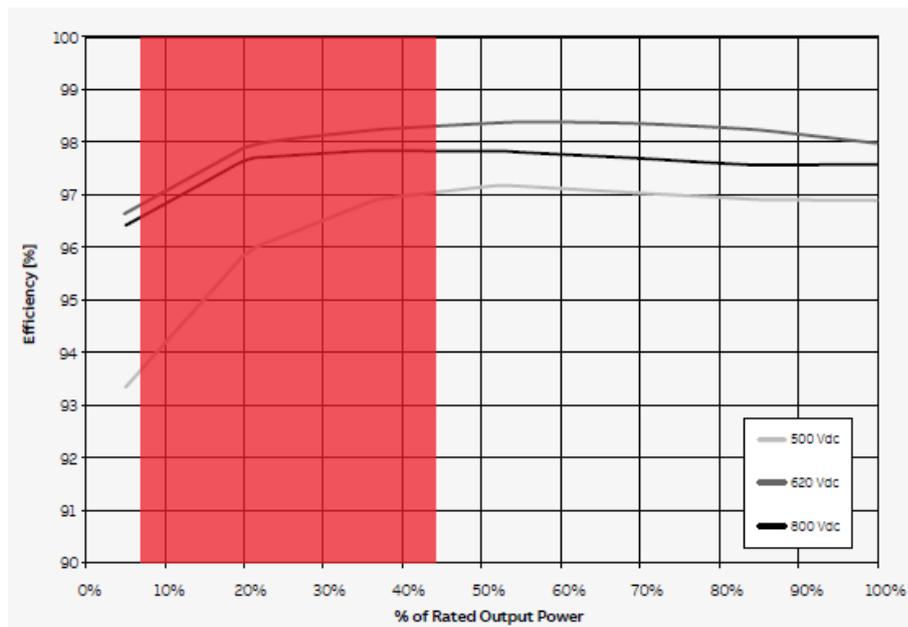


Figura 6.8 Rango de potencia aprovechable en cada inversor [1].

6.5 Curva de potencia-velocidad

A la hora de simular todo nuestro sistema con el software WAsP uno de los datos más útiles que debemos tener es la curva de potencia del aerogenerador. Esta suele aparecer en la ficha de especificaciones técnicas que proporciona el fabricante, y aporta datos realmente útiles ya que es una curva que se ha conseguido mediante ensayos.

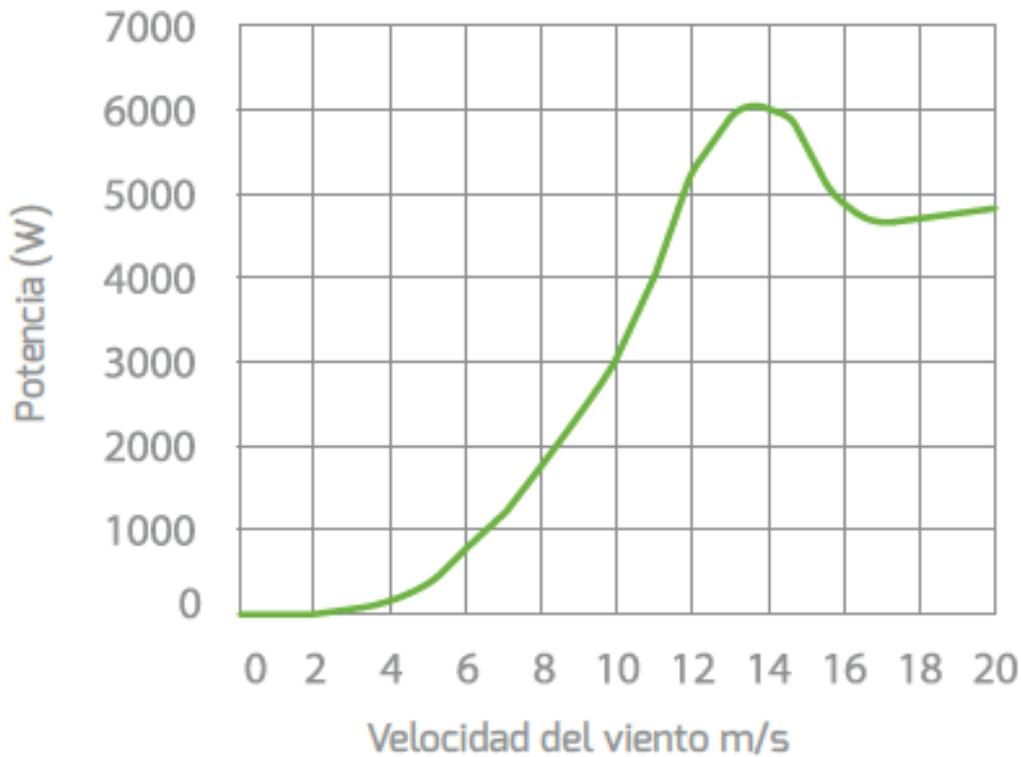


Figura 6.9 Curva de potencia de Bornay Wind+ 25.3 [11, p. 16].

Uno de los datos característicos es la velocidad de conexión, o la velocidad a la que el rotor del aerogenerador no tiene potencia suficiente para vencer su propia inercia y, por tanto, no comienza a girar. A partir de esta velocidad, el aerogenerador comienza a producir energía. (2 m/s)

La velocidad de corte es la velocidad a la que el rotor comienza a bloquearse para evitar daños en las superficies alares de las aspas o en otros elementos del sistema (30 m/s).

La velocidad nominal es a la que el aerogenerador alcanza su potencia nominal (12 m/s) de 5 kW.

La velocidad de frenado automático es a la que el rotor frena para conseguir un régimen permanente constante de potencia nominal a 5 kW (14 m/s).

La velocidad de máxima potencia es a la que el aerogenerador alcanza su potencia máxima (13,5 m/s) de 6 kW.

La velocidad de colapso es a la que el generador no consigue frenarse a sí mismo y produce rotura (60 m/s).

6.6 Factor de carga: elección final

El factor de carga mide lo cargado o descargado que estará un aerogenerador en relación a la máxima potencia que pudiera entregar. Normalmente el factor de carga suele rondar entre el 20% y el 30%.

Mediante el archivo *ComparacionAerogeneradores.m* [Sección A.2] que utilizamos previamente, se hace una comparativa entre el aerogenerador Suzlon y el Bornay de modo que podemos comparar los factores de carga. En dicho código las curvas de viento cambian, de forma que se obtiene una desviación suficiente de los datos de entrada del viento como para generar un factor de carga representativo.

Para ambos casos, el factor de carga se calcula mediante la siguiente expresión,

$$\text{Factor de carga}(\%) = \frac{\text{Energía producida durante } t \text{ horas}(kWh)}{t \cdot \text{Potencia máxima}}$$

Para el caso del aerogenerador Suzlon S.52-600 tenemos un factor de carga del $12,1\% \pm 0,3\%$. Para el caso del aerogenerador Bornay Wind+ 25.3 tenemos un factor de carga del $11,5\% \pm 0,25\%$. Ya sea por la curva de potencia o por la capacidad energética eólica de la ubicación elegida se puede ver que los factores de carga obtenidos son bajos, lo que significa que se podrían instalar en una ubicación con vientos más veloces y podrían generar más del doble de la energía que generan en el Parque Tecnológico Aeroespacial de Andalucía Aerópolis.

6.7 Ubicación y cantidad

Como hemos nombrado en apartados anteriores, se determina que el aerogenerador elegido para la instalación es el modelo Wind+ 25.3 del fabricante Bornay. Además, se decide utilizar un número de diez (5) aerogeneradores en total para instalar una potencia nominal de 25 kW (potencia máxima 30 kW) con un factor de carga del 11,5% aproximadamente.

Cuando pensamos en un solo aerogenerador, hemos de tener en cuenta que no se produzcan turbulencias, que no haya obstáculos que frenen el viento que hará girar el rotor, que esté orientado en la dirección predominante del viento, etc.

Sin embargo, a la hora de instalar varios aerogeneradores formando un “parque” debemos tener en cuenta una serie de consideraciones básicas para evitar efectos estela que perturben a otros aerogeneradores cercanos.

Recordando lo escrito en el capítulo 7.1 el efecto estela consiste en la aparición de un espacio descrito por una hélice en el que el viento tiene menor velocidad, justo al salir del plano de las hélices que forman el rotor del aerogenerador y extendiéndose hasta 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento. Por este motivo, en la planificación de parques eólicos suelen seguirse unas recomendaciones de distancias mínimas:

- De 3 a 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento.
- De 6 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento.

Con estas recomendaciones en mente, existe una configuración considerada como óptima y que se suele seguir en la mayoría de parques eólicos en los que el espacio es limitado. Se trata de la configuración “al tresbolillo”, es decir, que no formen ni líneas horizontales ni verticales en ambas direcciones paralelas y perpendiculares a la dirección predominante del viento, tal como podemos observar en el gráfico.

Para nuestro caso concreto, se utiliza la herramienta de mapas del software WAsP. Previamente hemos descargado el mapa de la zona exacta que buscamos desde la web oficial del Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG) [21] que organiza a España en un mapa por parcelas coordenadas y que reúne datos de todo tipo (relieve, fluviales, carreteras, etc.)

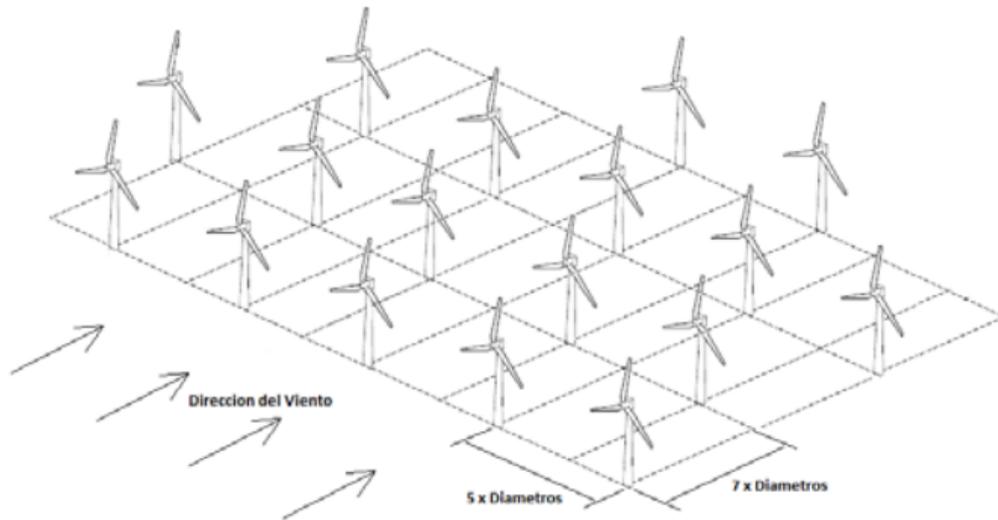


Figura 6.10 Distribución al tres-bolillo [16].

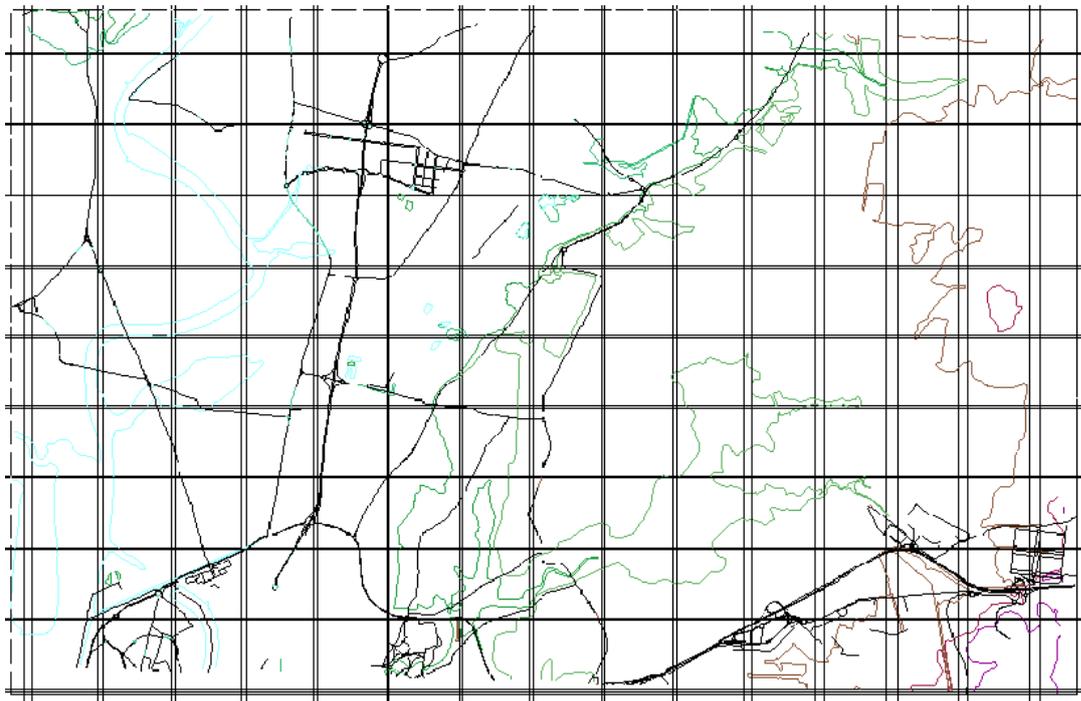


Figura 6.11 Mapa del relieve de la zona de la instalación.

Una vez hemos descargado el mapa de nuestra zona, nos aparece un mapa como el de la Figura 6.11 en el que debemos seleccionar la capa de relieve, que es la que nos sirve a la hora de simular nuestra instalación. Así tenemos una referencia clara de la altitud a la que nos encontramos. Cargamos entonces dicho mapa en la aplicación WAsP Map Editor generando el archivo *Aeropolis_CurveLines.map*



Figura 6.12 Mapa de la zona de la instalación [31].

También se comparan las curvas de nivel con una vista real del lugar, como podemos observar en la Figura 6.12, para verificar que dicho lugar es el correcto donde vamos a instalar nuestros aerogeneradores.

Finalmente se hace un zoom a la zona marcada en color verde en la Figura 6.12 en el archivo *Aeropolis_final.map* y se procede a colocar los aerogeneradores en diferentes ubicaciones respetando las recomendaciones vistas más arriba. Después se genera un informe del clúster de turbinas que se han colocado como vemos en la Figura 6.13. En el informe *Turbinecluster2_energy.doc* se calcula la producción anual de energía mediante una simulación.

La producción neta anual de energía del grupo de diez aerogeneradores es de 13,562 MWh.

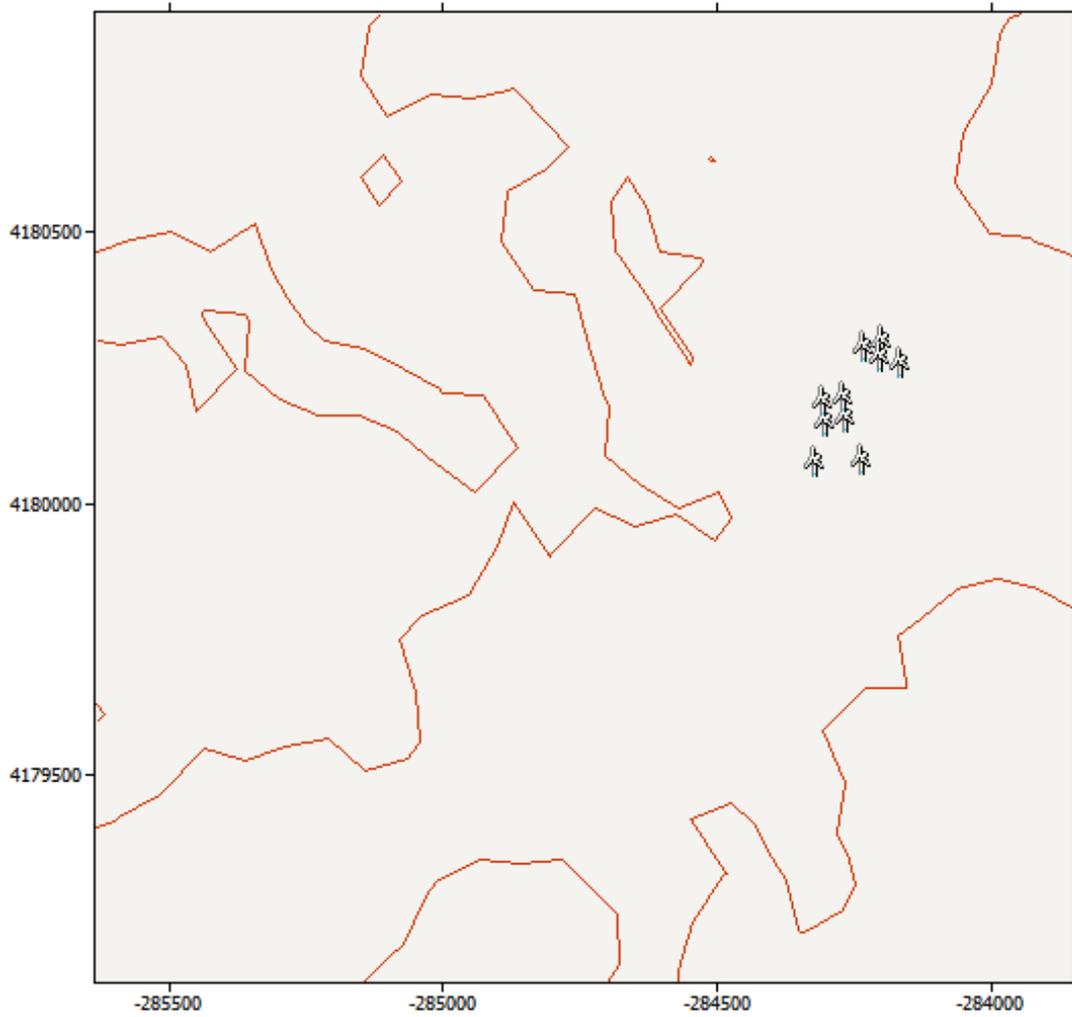


Figura 6.13 Distribución final de aerogeneradores de la instalación.

7 Instalación eléctrica y civil

Además del generador, este tipo de proyectos conlleva una serie de elementos añadidos que deben tenerse en cuenta tanto en la instalación como en la operación de los aerogeneradores a lo largo de su vida útil. Se trata de la instalación eléctrica, la obra civil, el mantenimiento de la instalación y otros elementos que encarecen el presupuesto del proyecto.

7.1 Obra civil

En el manual del aerogenerador Bornay Wind 25.3+ se hace referencia a una serie de recomendaciones sobre el montaje del aerogenerador y su posterior instalación completa. Siguiendo el esquema del manual del aerogenerador, que vamos en la Figura 7.1, la primera tarea sería montar la torre sobre la que irá colocado el aerogenerador.



Figura 7.1 Fases del montaje del aerogenerador [9, p. 8].

Se recomienda colocar el aerogenerador sobre una torre independiente para evitar turbulencias y cualquier tipo de vibración, sujetándola al suelo mediante una cimentación que la fije de manera totalmente vertical y bien nivelada.

En ocasiones deben utilizarse tensores para aumentar la estabilidad y la resistencia de la torre a la flexión, asegurando así la total inmovilidad de la torre. Estos tensores se recomiendan que sean cables de acero de entre 6 y 10mm de grosor fijados a la parte más alta de la torre.

Además, también se recomienda la instalación de algún pararrayos y una toma de tierra situada a algunos metros de la cimentación de la torre. Se amplía información sobre esto más adelante, y con mayor detalle en el manual del aerogenerador Bornay Wind 25.3+ [9]

Cuando realizamos el estudio de los aerogeneradores en WASP para ver la cantidad de energía que serían capaces de dar dependiendo su ubicación, hubo un dato importante que el programa requería previo a la simulación: la altura de la torre. Se fijó una altura de 10,5m.

El fabricante pone a la venta una serie de torres modulares que se pueden encargar indicando los metros a los que se desea situar el aerogenerador.

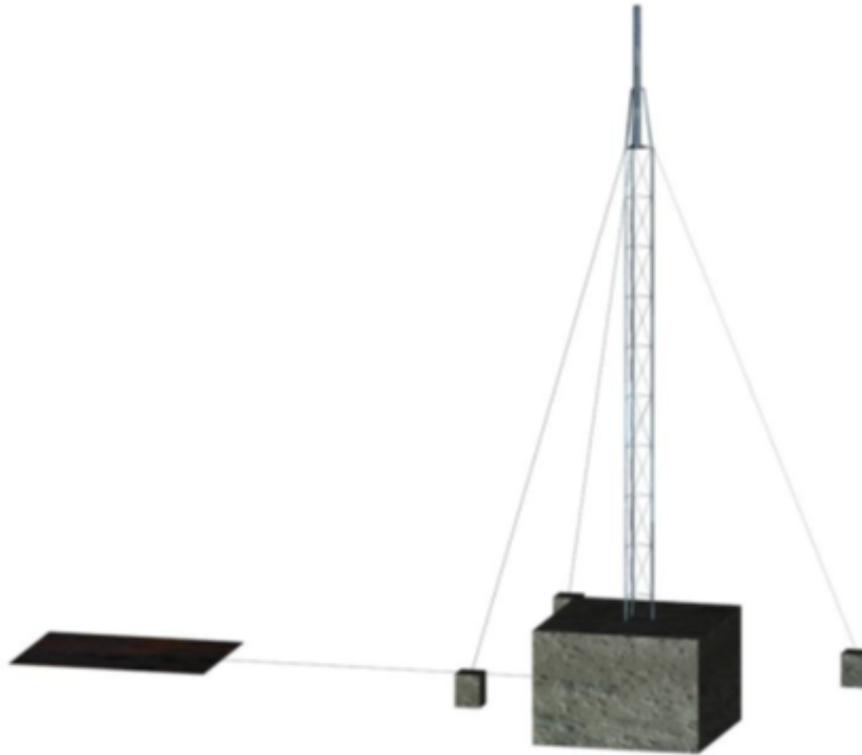


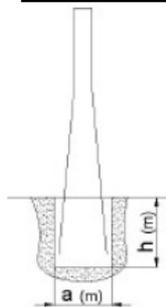
Figura 7.2 Cimentación y puesta a tierra de torre basculante [9, p. 9].

- Torres basculantes
 - En celosía: formada por perfiles de acero que forman una estructura de celosía basada en tres o cuatro patas. Es una estructura ligera y que precisa de tensores por no ser lo suficientemente fuerte por sí misma. Es barata y fácil de realizar ampliaciones mediante añadidura de nuevos tramos de celosía.
 - En tubo o prisma: formada por perfiles de tipo prismático o cilíndrico apilados y reforzados con tirantes en diferentes puntos de la estructura. Fácil de ampliar igual que la celosía.
 - En escalón: similar a la estructura en tubo, pero con una escala que permite al operario de mantenimiento subir a realizar sus labores. Esto obliga a que la estructura sea más robusta y de mayor tamaño.
- Torres autoportadas
 - De presilla: llamada así porque se construye a base de perfiles unidos mediante presillas soldadas. Este tipo de torre no necesita tirantes, como bien indica su nombre. Son más robustas, pero a la vez más caras que las basculantes, además de necesitar una grúa para su instalación. Todos los fabricantes de este tipo de torre se rigen por la misma nomenclatura y normativa, distinguiendo modelos en decanewton (daN).

El precio entre las cuatro opciones no varía demasiado, incluso considerando que la de presilla es un 40% más cara, así que se elige la opción de la torre autoportada de presilla por seguridad en cuanto a los tirantes. En el manual de instalación y operación del modelo vienen indicados todos los materiales y el tipo necesario de cimentación de dicho aerogenerador. [44]

Aerogenerador	3	5	7	11	13	15	55*
V viento (m/s)							
Inclin 250	0,683	1,898	3,721	9,188	12,833	17,086	229,711
Inclin 600	1,500	4,167	8,167	20,167	28,167	37,500	504,167
Inclin 1500 neo	3,067	8,520	16,700	41,239	57,598	76,684	1030,970
Inclin 3000 neo	6,000	16,667	32,667	80,667	112,667	150,000	2016,667
Inclin 6000 neo	6,000	16,667	32,667	80,667	112,667	150,000	2016,667

Tipo de apoyo	Altura total (m)	Características mecánicas		Dimensiones		Peso total (kg)
		Esfuerzo nominal	Esfuerzo útil en punta con viento CS 1,5	Cabeza (mm)	Base (mm)	
P-400	12	408	408	320	620	226
	14				687	271
	16				754	334
	18				821	387
	20				888	446
P-750	12	765	765	320	620	270
	14				687	334
	16				756	409
	18				821	480
	20				888	552
P-1250	12	1275	1275	320	620	429
	14				687	533
	16				756	650
	18				821	765
	20				888	877



Tipo terreno	P-400					P-750					P-1250					
	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	
FLOJO K = 8	h	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
	a	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
NORMAL K = 12	h	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
	a	0,8	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
ROCOSO K = 16	h	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9
	a	0,8	3,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5

Nota: K (kg/cm²)

ATENCIÓN:

La parte visible de la cimentación debe tener una pequeña inclinación para evitar que el agua de lluvia quede sobre la cimentación y pueda oxidar la torre.

Figura 7.3 Tablas de los anexos de obra civil de torres Bornay [44].

En nuestro caso para un modelo similar al antiguo Inclin 6000 neo con 6kW de potencia máxima y con vientos medios de alrededor de 3 m/s y rachas medias de casi 10 m/s y máximas de hasta 28 m/s.

Según la Figura 7.3 y un ajuste cúbico de los datos realizado en *EsfuerzosTorre.m* [Sección A.12], interpolando obtenemos que tendríamos unos esfuerzos medios de entre 6 kgf y 80 kgf, con posibles esfuerzos puntuales de hasta 515 kgf. En una relación a decanewton, vemos que la conversión es casi exacta, ya que 1 kg de fuerza = 9,81 N. Por tanto, tenemos unos esfuerzos de 515 daN aproximadamente, que serían holgadamente soportados por el tipo de apoyo P-750 como vemos en la Figura 7.3.

Por último, vemos que para la cimentación de una torre P-750 de 12m de altura (aunque nuestra torre sea de 10,5m), se necesita una cimentación en terreno normal de 90cm de lado y 1,7cm de profundidad. Esto significa aproximadamente $13,77m^2$ de hormigón.

El fabricante recomienda dotar de una vía pararrayos utilizando cables de cobre de 3 a 4 m enterrados y unidos a la base de la torre mediante otro cable que los conecte, como indicamos previamente. Serían por tanto necesarios además unos 30m de cable de cobre para realizar la conexión directa a tierra.

7.2 Instalación eléctrica

Modelo	0-20m	20-50m	50-80m	80-150m	150-200m
Wind 13+	2.5mm ²	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16mm ²
Wind 25.2+	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Wind 25.3+	6 mm ²	10 mm ²	16mm ²	25 mm ²	35 mm ²

Figura 7.4 Sección de los cables de aerogeneradores Bornay.

La instalación eléctrica entre el aerogenerador y la interfaz de conexión al inversor, a recomendación del manual de Bornay Wind Interface, se realiza mediante cables de aluminio de diferentes secciones, según indica la Figura 7.4. En concreto, calculando distancias, se necesitan cables de las siguientes secciones, todos soterrados bajo tierra en un conducto de PVC al aire:

Tabla 7.1 Longitudes y secciones de cables de conexión de aerogenerador.

Aerogenerador	Distancia (m)	Sección (mm ²)
1	106	25
2	73	25
3	60	25
4	24	16
5	16	10
6	64	25
7	66	25
8	78	25
9	142	35
10	189	35
Tramo común	26	120

El cable elegido es el multiconductor Al Polirret CPRO "PRYSMIAN", para redes aéreas tensadas o posadas, tipo AL RZ, tensión nominal 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductores de aluminio, rígido (clase 2), de diferente sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), y con las siguientes características: resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío y resistencia a los rayos ultravioleta.

Los cables se agrupan según sección para reducir costes y simplificar los cálculos en tres secciones concretas, como vemos en la Tabla 7.1 en tres secciones que son $3 \times 25mm^2$, $3 \times 50mm^2$ y $3 \times 95mm^2$ todas ellas con un cable de tierra de $54,6mm^2$ de sección.

Como vemos en el esquema de la Figura 7.4 las interfaces de conexión irán directamente conectadas a los inversores y estos a su vez, a la acometida de la red. Tanto la instalación de las interfaces como de los inversores son dadas por los fabricantes.

Todos estos elementos estarán ubicados en una caseta prefabricada dotadas de tomas de ventilación natural y protección térmica en el techo, para evitar su sobrecalentamiento durante las horas de sol. Esta caseta tiene un coste estimado de 1500€ basándonos en los precios de diferentes fabricantes.

7.3 Operación y mantenimiento

Esta información también es dada por el fabricante. La operación de los elementos de la instalación viene detallada en los documentos que aporta el fabricante a la hora de la entrega.

El mantenimiento se resume en las siguientes tareas semestrales:

- Revisar el par de los tornillos, reapretándolos si fuese necesario.
- Comprobar el estado del cableado, para evitar posibles daños del uso extendido de los mismos.
- Inspeccionar las hélices de forma visual y cercana, para comprobar su correcta integridad.
- Revisar el sistema de freno automático del aerogenerador, accionándolo manualmente.

Teniéndose en cuenta las siguientes pautas:

- Los rodamientos no requieren ningún tipo de mantenimiento al ser blindados. Deben girar libremente.
- La tornillería debe comprobarse y sustituirse ante cualquier falta u oxidación.
- A la hora de comprobar el cableado, deben tenerse en cuenta uniones entre cables y zonas de regleta.
- La cinta de poliuretano abrasivo debe estar en buenas condiciones. En caso contrario, se debe reemplazar.
- Puede darse holgura en el amortiguador. Si esta supera la mitad del recorrido o se observan pérdidas de aceite, se debe sustituir.
- El aerogenerador no necesita engrase en ninguno de sus tres ejes en un funcionamiento normal.

Además, Bornay recomienda que, al mes siguiente de instalar los aerogeneradores por primera vez, se vuelva a apretar la tornillería, dando comienzo así con el calendario semestral de mantenimiento.

Como aporte adicional el mantenimiento preventivo puede variar de frecuencia dependiendo de su profundidad, es decir, si es un mantenimiento mayor o menor. La frecuencia óptima del mantenimiento menor es entre 5 y 20 meses y la frecuencia óptima para un mantenimiento mayor siempre es antes de cumplir 3 años y 8 meses del anterior mantenimiento mayor que se le hubiese realizado a la instalación. [45]

7.4 Estimación de costes

Como hemos visto, aparte de los costes propios de los aerogeneradores e inversores, en un proyecto de estas características aparecen multitud de elementos que engrosan la lista de costes totales. Calcularlos todos en detalle sería un gasto de tiempo y esfuerzo a veces innecesario para este tipo de estudios, en los que se plantean grosso modo los costes de una instalación “modelo” sobre la que plantear tanto hipótesis de sus capacidades como ventajas, inconvenientes y su nivel de rentabilidad.

En el seno de este marco se recurre a documentos como el que divulga IRENA, la agencia internacional de energía renovable anualmente, en el que se analizan los costes y el estado general de la energía renovable mediante porcentajes obtenidos en base a datos actualizados para cada una de las fuentes de energía renovable.

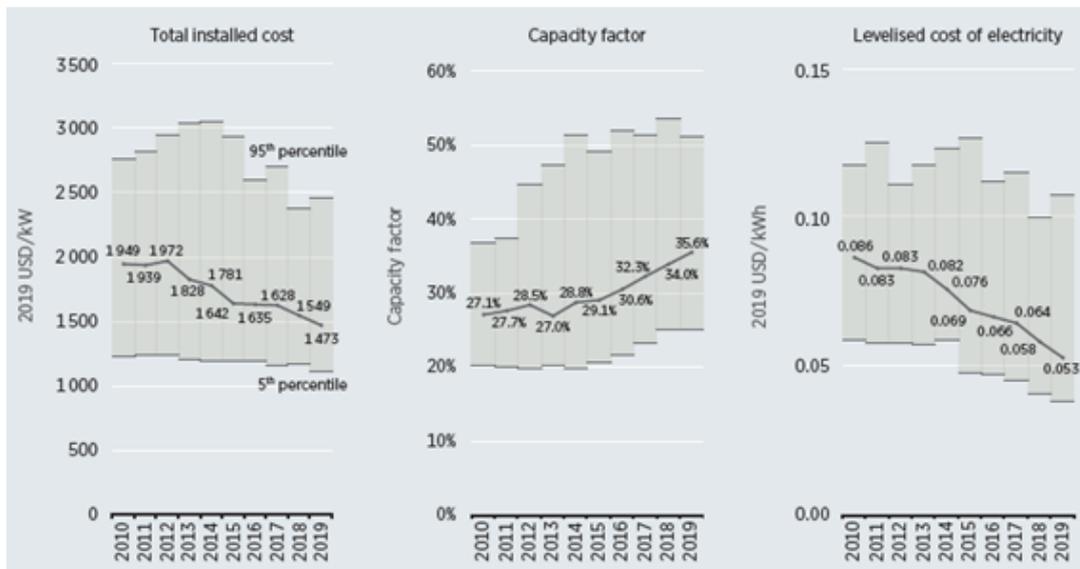


Figura 7.5 Costes de la energía eólica [39, p. 29].

Tal como se observa en la Figura 7.5 el avance de la energía eólica es irrefrenable, alcanzando anualmente mejores valores tanto en costes totales una vez se han instalado, como en factor de capacidad.

La última gráfica analiza el Coste nivelado de la electricidad o LCOE que puede definirse como el coste total y general de la electricidad producida por una fuente de energía una vez se han incluido todos los costes a lo largo de la vida útil: inversión inicial en la instalación, costes de operación y mantenimiento, coste financiero del capital invertido, etc. Es una especie de Valor Actual Neto del coste de la electricidad.

Dentro de este coste se incluye el precio de la instalación civil, eléctrica, los de operación y los del mantenimiento.

Los costes de la obra civil son el sumatorio de las torres de presilla, el hormigón de la cimentación, el cable de puesta a tierra y la mano de obra. Mediante aplicaciones web [35], se calculan los costes totales de toda la obra, que ascienden a unos 900€ aproximadamente por torre.

Los costes de mantenimiento y operación en cambio se calculan mediante la aproximación por porcentaje respecto al LCOE, un 20% según el informe de 2018 de IRENA [20]. Si tenemos en cuenta que el LCOE incluye también el tiempo de vida útil y el coste financiero del capital invertido,

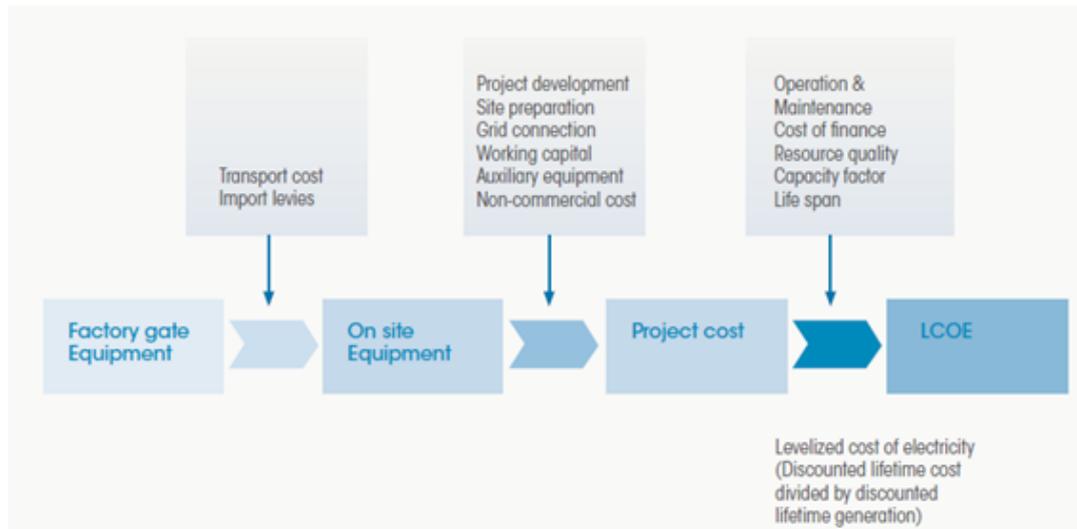


Figura 7.6 Sumatorio de costes de la energía eólica [38, p. 2].

nos encontramos con que el porcentaje de gastos en mantenimiento y operación de una instalación de energía eólica puede ser del 18-19% respecto al coste del proyecto en toda su vida útil.

8 Simulación

Una vez hemos definido todos los elementos que componen el sistema (topología de la red, aerogenerador y cargas) y las entradas y salidas de este (velocidad del viento y consumos eléctricos), podemos modelar todos ellos mediante diferentes herramientas y programas.

Entre las herramientas que barajamos al comienzo del proyecto estaban MATLAB/Simulink, Siemens PSS/E u OpenDSS (análogo a PSS/E pero de código y programación libre) y PowerWorld.

MATLAB/Simulink contiene diferentes paquetes de herramientas como SimPowerSystems, que permite realizar todo tipo de modelos eléctricos aparte de los que ya tiene diseñados dentro y que se pueden usar como referencia para obtener lo que se necesite. Simulink contiene diferentes métodos de integración temporal a la hora de simular grandes sistemas como el que debemos modelar y un entorno conocido.

Además de esto, existen herramientas extra como las de simulación en tiempo real (HIL Typhoon [33] o OPAL-RT [32]).



Figura 8.1 Herramientas de simulación en tiempo real..

Este tipo de productos suponen un avance considerable en la simulación de sistemas de potencia debido a diferentes técnicas como:

- **Hardware-in-the-Loop (HIL):** Con esta técnica se puede llegar a introducir en el simulador cualquier modelo de sistema que queramos probar, con actuadores, salidas y entradas analógicas o digitales, sometiéndolo a diferentes situaciones en tiempo real sin tener que probarlo “físicamente”.
En nuestro caso podría significar que podríamos simular todo el sistema teniendo en cuenta todos sus elementos y comprobar las tensiones de red en tiempo real, viendo así las curvas anuales de las mismas.
- **Rapid Control Prototyping (RCP):** Con esta técnica se puede llegar a afinar un modelo que no tenemos definido de forma totalmente segura. Mediante la simulación se pueden obtener datos de salida que se verifican posteriormente mediante un modelo de validación.
- **Software-in-the-Loop (SIL):** Con esta técnica se puede ahorrar tiempo en la primera, ya que no es necesario tener conectado ningún sistema físico de medida a nuestro sistema simulado. Se convierte en una fase previa en la que todos los elementos de la simulación en tiempo real corren dentro de la máquina de simulación para depurar más fácilmente los posibles fallos de modelado.

La opción de la simulación en tiempo real se descartó por no disponer de un equipo de simulación en tiempo real. Sin embargo, como veremos más adelante, se adaptará el modelo de MATLAB a la forma del simulador en tiempo real de la marca OPAL-RT de interpretar los bloques.

La opción de PSS/E y OpenDSS a pesar de su enorme potencial como simulación de sistemas de potencia se descarta principalmente por la limitación de modelado debido a que es un software de Siemens y hay que pagar licencia por él, siendo la versión educacional limitada e insuficiente. A su vez, el entorno que presenta PSS/E es más hostil y menos agradable que el de PowerWorld.

Las carencias de PSS/E las suple PowerWorld con una versión de prueba menos limitada y un entorno software más intuitivo y sencillo a la hora de realizar un aprendizaje. Además, presenta algunas funciones que añaden una mejora gráfica a los análisis.

8.1 Flujo de cargas: PowerWorld

Una de las herramientas fundamentales para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia es el flujo de cargas. Mediante una serie de ecuaciones que, en nuestro caso se resuelven mediante los cálculos que realiza el programa PowerWorld, se consiguen extraer datos fundamentales de todos los nudos y líneas de la red, tales como el nivel de tensión de cada nudo, el ángulo del factor de potencia y las potencias activas y reactivas que circulan por las líneas.

Previa a la simulación se ha de modelar el sistema que tenemos, principalmente las cargas y las líneas.

Conocemos previamente la potencia compleja, activa y reactiva del conjunto de cargas que tenemos en nuestro sistema, ya que mediante un sencillo sumatorio como el de la Tabla 8.1, se llega a conocer el total de las cargas conectadas. Posteriormente, ese total se puede dividir dependiendo de carga de cada uno de los feeders que parten desde la toma del transformador, a diversos CTs repartidos por todo el parque industrial.

Suponemos en este caso que tenemos 6 CTs repartidos por toda la red de ejemplo, así como 6 feeders más o menos equilibrados, como vemos en la Tabla 8.2.

Tabla 8.1 Cálculo de cargas de la red industrial de estudio.

	Industria	Logística	Oficina	Total	Unidades
S	8332,25	430	711,872146	9474	kVA
P	6665,8	365	640,684932	7672	kW
Q	4999,35	226	310,376256	5536	kvar

Tabla 8.2 Reparto porcentual de las cargas en 6 feeders.

% Carga	0,156	0,203	0,153	0,193	0,163	0,132
P	1198,68827	1557	1173,75555	1480,61975	1248,5537	1012,65185
Q	865,002304	1124	847	1068	901	731

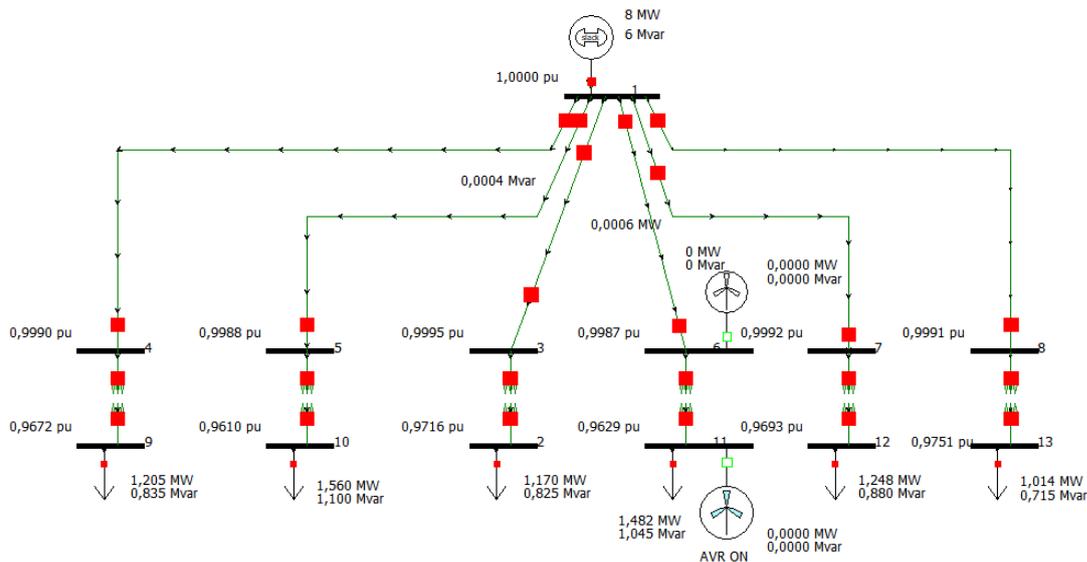


Figura 8.2 Red de estudio en PowerWorld.

Una vez se han definido el peso de las cargas mediante una ventana de configuración como la de la [figura1] se introducen tanto los datos del aerogenerador como los de las líneas que conectan el transformador con los 6 CTs.

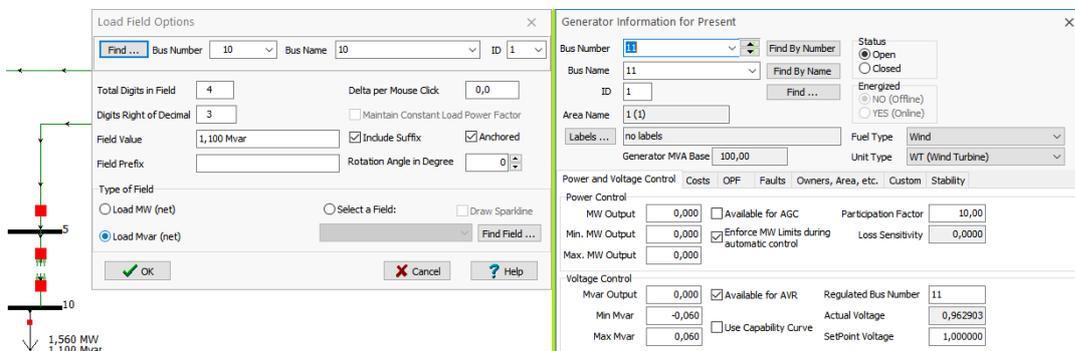


Figura 8.3 Configuración de cargas en PowerWorld.

Las líneas eléctricas de conexión se definen basándonos en el criterio de cortocircuito. Tanto mediante la comparativa que hicimos en la Sección 7.2 de dimensionamiento de la instalación

eléctrica como en el cálculo aproximado mediante la potencia eléctrica de las cargas, obtenemos que la sección idónea para la instalación –y la que debemos modelar– es una sección de 120 mm^2 en un conductor de Aluminio trifásico recubierto de XLPE (XLPE-Al 150 mm^2 según el catálogo del fabricante Prysmian [58], que nos sirve de referencia).

Factores de cálculo de cortocircuito:

$$f_p = 0,93 \text{ para } 35^\circ\text{C XLPE}$$

$$f_r = 0,96 \text{ para resistividad del terreno} = 3 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

$$\text{factores} = 0,93 \cdot 0,96 = 0,8928$$

$$I = P/U = \frac{8000 \text{ kW}}{6 \text{ feeders} \cdot \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot \text{factores}}} \approx 125 \text{ A} \rightarrow 95 \text{ mm}^2 \text{ de XLPE3 - Al}$$

Por último, la instalación de aerogeneradores será capaz de suplir energía reactiva gracias a los inversores de conexión a red, por tanto, se definen como una fuente de energía eólica de 60 kW (10 x 6kW cada uno) de activa y 60 Mvar de reactiva, con capacidad de compensación de reactiva en caso de que sea necesario. Todo esto es configurable mediante el software PowerWorld.

Se decide realizar un pequeño estudio sobre cómo afecta colocar nuestra instalación aguas arriba o aguas abajo del CT. La diferencia principal reside en la tensión de conexión a red, siendo esta 400V en caso de colocarse la instalación aguas abajo del CT y 20 kV en caso de colocarse aguas arriba.

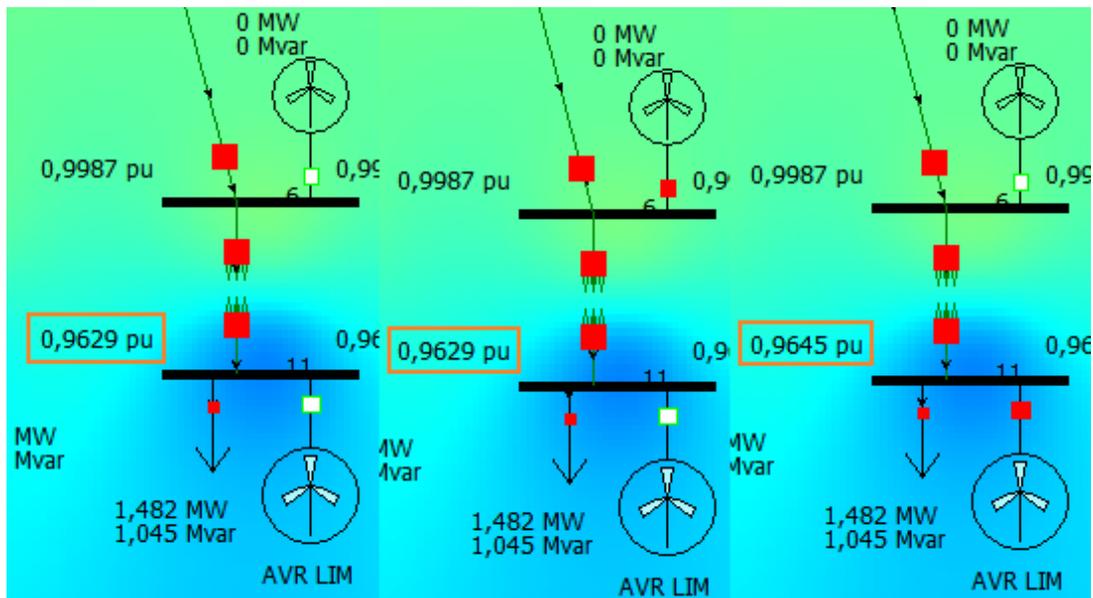


Figura 8.4 Diferentes casos de potencias aplicadas en los nudos.

Llevando a cabo las simulaciones, se observan los siguientes cambios referidos a las tensiones de los nudos:

- Caso neutro: 0 kW de potencia eólica aplicada en los nudos $\rightarrow U_{20}/0,4 = 0,9987/0,9629 \text{ p.u.}$
- Caso 20 kV: 60 kW de potencia eólica aplicada al nudo de alta $\rightarrow U_{20}/0,4 = 0,9987/0,9629 \text{ p.u.}$
- Caso 0,4 kV: 60 kW de potencia eólica aplicada al nudo de baja $\rightarrow U_{20}/0,4 = 0,9987/0,9645 \text{ p.u.}$

Se constata una mejoría del 0,17% en las tensiones del nudo de baja del CT al conectar los aerogeneradores, de 385,16 V a 385,8 V.

8.2 Respuesta dinámica: análisis de contingencias

El software PowerWorld también nos permite realizar un análisis de contingencias basándonos en diferentes tipos de fallos que pueden darse en la red. Se introducen los siguientes tipos de fallos:

- Fallo de una línea.
- Fallo de dos líneas simultáneas
- Fallo de un transformador (CT).
- Pérdida de un generador (fallo invalidado por caerse único generador slack).
- Pérdida de un nudo.

Tras realizar el análisis de fallos se observa que ninguno de estos fallos genera una gran problemática ni error fatal en la red. Profundizando en por qué ocurre así, se llega a que el hecho de que la red sea totalmente radial desde el transformador de MT/BT –justo donde hemos colocado el generador slack de la red— hace que ningún fallo de línea o transformador aguas abajo de este nudo principal sea un gran problema de estabilidad para la red, llevándonos directamente a plantear que uno de los lugares más significativos para colocar este tipo de instalación para realizar un apoyo óptimo a la red de distribución es dentro de la propia red de distribución, es decir, conectado a uno de los múltiples nudos que forman una estructura de red mallada de operación radial, tal como vimos en la Sección 1.3

8.3 Estudio de tensiones: MATLAB/Simulink

Mediante los códigos de MATLAB *Cargas.m* [Sección A.1] y *Parametrosbornay.m* [Sección A.6] se definen, basándonos en los datos recogidos de la red, todos los parámetros que componen el sistema como hemos visto previamente.

En la Figura 8.5 se representa la red incluida en el modelo de MATLAB/Simulink que hemos llamado *LV_Grid.mdl*, incluido en los anexos del proyecto, en el que se recoge la estructura de red descrita en el modelo de ejemplo [63], con todos los parámetros que se tabulan en dicho documento: líneas, cables, cargas, etc.

Al contrario que se hacía en el modelo de PowerWorld, para este modelo sí se representan las cargas residenciales ya que es de utilidad representar tantas ramas como tenga el modelo original para así tener una mayor diversidad de posibles fallos que se den en la red. Se considera importante mantener la topología descrita en el documento. Sin embargo, en vez de representar las cargas residenciales que se detallan en el documento se ha hecho un reparto porcentual de la carga industrial del Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis, tal y como se detalla en el capítulo 6, repartidas entre los 6 consumos que se presentan en el modelo de MATLAB/Simulink. Los porcentajes son 10%, 11%, 12%, 9%, 13% y 45%. En esta última rama se coloca la instalación eólica, puesto que es el nudo más sobrecargado, será también el nudo donde mayores beneficios se harán visibles a la hora de aplicar la generación distribuida.

Como se puede observar se sacan los datos de las tensiones de Simulink mediante un bloque de sincronización con MATLAB, donde posteriormente se procesan los datos hasta convertirlos en

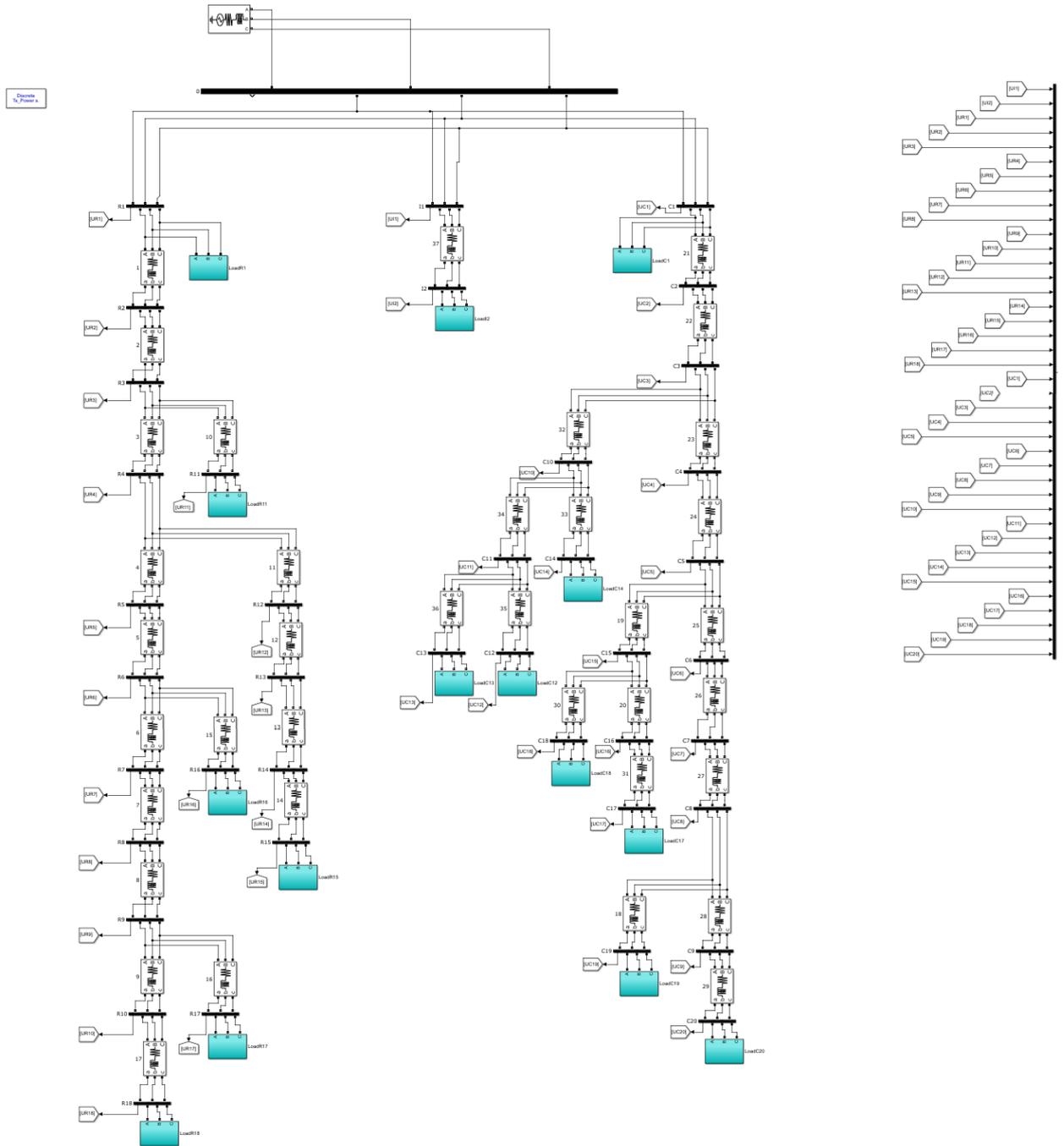


Figura 8.5 Modelo de la red en MATLAB/Simulink.

lo que vemos en las bases de datos *Vrms_sinvento.xls* y *Vrms_conviento.xls* de los documentos anexos del proyecto. Se obtienen datos de todos los nudos para una simulación de 5 años con frecuencia horaria (43440 filas) en el primer caso (sin viento) y datos de todos los nudos para una simulación de 3 años y 4 meses con frecuencia horaria (28868 filas) en el segundo caso (con viento).

Para el caso concreto de estas simulaciones se han utilizado los siguientes datos dentro de la red:

Paso de simulación ($T_{s_{power}}$) : $50\mu s$

Paso de monitorización ($T_{s_{console}}$): 1s

Tiempo de simulación: 43440s → 1s equivale a 1h. Los datos introducidos son horarios.

Tensión nominal de la red (V_n): 20 kV

Frecuencia nominal de la red (f): 50 Hz

Resistencia shunt de la red (R_{sh}): 7500 Ω

En el modelo de MATLAB/Simulink también se pueden observar los flujos de potencia, que se recogen en cada una de las ramas del modelo de red. Por simplificar el cálculo, el estudio del caso con viento se realiza llevando a extremos nuestra instalación de energía eólica, es decir, considerando esta como una potencia constante de reactiva o de activa en el nudo donde se coloca (nudo de carga 6 como describimos previamente).

Mediante un posterior análisis descrito en el código de MATLAB "*RMSTrifásico.m*" [Sección A.4] se consigue obtener el valor de las tensiones de los nudos en casos extremos. Mediante una búsqueda de mínimos se obtiene que la diferencia en las tensiones entre el caso con generación distribuida eólica y sin ella son:

Caso sin viento: 0,9690 p.u.

Caso con viento: 0,9821 p.u.

Analizando la diferencia es de 0,0131 p.u. o 5,24 V de diferencia absoluta en el caso más favorable.

8.4 Análisis de viabilidad económica

Uno de los cometidos principales de este estudio es el análisis de la viabilidad económica del proyecto que recoge nuestra instalación, tanto si se considera de utilidad para la red mediante inyección de potencia reactiva, siendo en este caso la repercusión directa sobre la red eléctrica, como mediante inyección de potencia activa, siendo el caso entonces de repercutir sobre la factura de la electricidad de los consumidores directamente.

Para el primer caso, la rentabilidad viene ajustada a unos valores y estándares que no son públicos, ya que es el operador de la red de media tensión –ENDESA en la región de estudio–, quien debe definir si el proyecto se podría considerar viable económicamente en comparación con otras herramientas de compensación de reactiva de las que la compañía operadora pueda disponer.

En el segundo caso, es de utilidad conocer algunos medidores económicos como la tasa de retorno, el VAN, el TIR y el LCOE. Para todos ellos serán necesarios datos que hasta ahora no han sido necesarios como la inflación anual, la vida útil de la instalación y el precio de la energía eléctrica. Últimamente debido a las diferentes tarifas con discriminación horaria, el precio fluctúa entre distintos valores. Sin embargo, en el archivo de MATLAB "*Precioenergia.m*" [Sección A.8] se lleva a cabo una aproximación basada en diferentes muestras de datos a lo largo de un año, todas ellas obtenidas mediante la herramienta de análisis temporal del portal e-sios de Red Eléctrica de España [30]

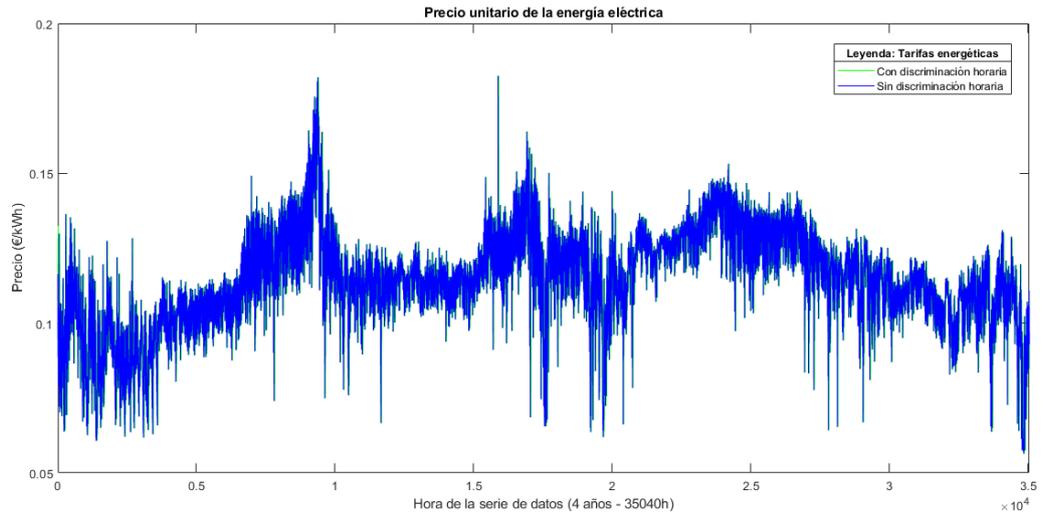


Figura 8.6 Comparación del precio según tarificación.

En la Figura 8.6 no se llega a distinguir una gran diferencia entre los precios de la tarifa con discriminación horaria y los de la tarifa sin discriminación horaria. Cuando se realizan las curvas de ajuste regresivo de ambas series de datos, tampoco se aprecia una diferencia significativa entre ambas, como vemos a continuación.

Ajuste de la serie de datos sin discriminación horaria: $y(x) = 3,5867 \times 10^{-7} \cdot x + 0,1075$ €/kWh horario.

Ajuste de la serie de datos con discriminación horaria: $y(x) = 3,5977 \times 10^{-7} \cdot x + 0,1075$ €/kWh horario.

Al trasladar ambos datos a un porcentaje anual de variación del precio de la energía resulta:

$$\Delta\text{Precio}_{\text{anual_sindisc}} = 3,5977 \times 10^{-7} \cdot 365 \cdot 24 = 0,00314 \text{ €/kWh}$$

$$\Delta\text{Precio}_{\text{anual_condisc}} = 3,5977 \times 10^{-7} \cdot 365 \cdot 24 = 0,00315 \text{ €/kWh}$$

Como se ve la diferencia es inapreciable, así que se utilizará como variación anual del precio de la energía la de la tarifa sin discriminación horaria (0,00314 €/kWh).

A mayo de 2020, la inflación anual acumulada de este año es del 1,2% negativo y de un 0,8% positivo en 2019, 1,2% positivo en 2018 y 1,1% positivo en 2017 [23]. Se toma así la inflación anual estimada de un 1% positivo anual.

La vida útil de un aerogenerador, y por tanto de la instalación, es de 20 años de media [29] y los costes totales de la inversión se reflejan en la Tabla 8.3. También en dicha tabla se muestra el reparto de ingresos en términos de ahorro en la factura de la luz. En total, los diez aerogeneradores, con los datos de viento que hemos recogido generan 1119354,8 kWh en 20 años de vida útil.

En el libro de datos del archivo *Cálculos_económicos.xls*, adjunto en los documentos anexos del proyecto se tienen en cuenta todos los cálculos de este capítulo.

El VAN o Valor Actual Neto se define como una actualización de todos los costes, ingresos y en general, flujos de caja de un proyecto, actualizados al valor equivalente actual. Para calcular este valor actual neto, se ha de tener en cuenta el factor de descuento $\frac{1}{1+r}$ que representa el coste de

Tabla 8.3 Costes de la instalación.

Concepto	Inversión inicial			Coste total
	Coste ud.	Unidades		
Aerogenerador	7.700,00 €	10	Ud.	77.000,00 €
Inversor	3.100,00 €	5	Ud.	15.500,00 €
Torre aerogenerador	918,00 €	10	Ud.	9.180,00 €
Instalación eléctrica (m)				
XLPE-AI 3x25	3,59 €	487	m	1.748,33 €
XLPE-AI 3x50	4,97 €	331	m	1.645,07 €
XLPE-AI 3x95	7,45 €	26	m	193,70 €
Caseta hormigón (m^2)	298,05 €	6	m^2	1.788,30 €
Mano de obra (h)				
Oficial electricista	19,42 €	16	h	310,72 €
Operario de obra	17,06 €	48	h	818,88 €
Coste total inversión				108.185,00 €
Costes fijos en vida útil				
Mantenimiento	19%	108.185,00 €		20.555,15 €
Coste fijo anual				1.027,76 €
Coste total instalación				128.740,15 €

oportunidad de no haber invertido ese dinero en cualquier otro fondo de inversiones o similar. La expresión del VAN es la siguiente:

$$VAN(r) = C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

El valor del factor de descuento, considerando que actualmente las Letras del Tesoro a 15 años están a un 1,85 % de rentabilidad, consideramos que es el siguiente siendo $r = 2\%$

$$\text{Factor de descuento} = \frac{1}{1+0,02} = 98,184\%$$

$$\text{Y el VAN (1,85\%)} = -108.185,0 \text{ €} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} = 268,0 \text{ €}$$

Este baremo al ser mayor que cero, nos deja ver que el proyecto será más rentable para un inversor en comparación con invertir en Letras del Tesoro a 15 años vista, generando unos 268€ de beneficios por encima de la otra opción de inversión.

Una vez se ha obtenido la clara justificación de que el proyecto es viable, la siguiente derivada es considerar a partir de cuándo es rentable, es decir, a parte de cuándo se ha pagado la instalación por completo y se reciben ingresos netos positivos. Este baremo económico se conoce como Payback o plazo de recuperación y su expresión es la siguiente:

$$-C_0 + \sum_{i=1}^{PB} \frac{C_i}{(1+r)^i} = 0 \rightarrow \text{Payback (PB)} = 16 \text{ años y } 10 \text{ meses.}$$

Otro baremo importante que puede ser calculado es la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) que se define como la tasa de descuento (r) donde el VAN se hace cero. Es decir, $VAN(TIR) = 0$. El TIR representa el tipo de interés compuesto que se percibe durante la vida útil por la inmovilización del

capital invertido. También representa el índice de rentabilidad neutra del proyecto, cualquier índice de rentabilidad superior a 20 años vista, será considerado una mejor inversión que este proyecto en términos puramente económicos.

$$VAN = C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} = 0 \rightarrow TIR = 1,8744 \%$$

Por último, como se aprecia en la Figura 7.5 del capítulo anterior, un baremo que podemos analizar es el LCOE, Levelized Cost of Energy o Coste promedio de la energía, que para nuestro caso teniendo un coste total del proyecto de 128.740,15 € y una generación en la vida útil de la instalación de 1119354,8 kWh, quedaría:

$$LCOE = \frac{\text{Coste total de la instalación}}{\text{Energía total generada}} = \frac{128.740,15 \text{ €}}{1.5119.354,8 \text{ kWh}} = 0.115 \text{ €/kWh}$$

Este valor sitúa nuestra instalación en una de las más caras a niveles del LCOE de 2019, en comparación con otras instalaciones. Sin embargo, esto es normal ya que, a mayor potencia, mayor rentabilidad y mayor LCOE. Nuestro proyecto abarca un rango de potencias limitado y relativamente bajo.

9 Conclusiones

En este último capítulo se analiza a modo de corolario todo lo realizado a lo largo de esta memoria, haciendo hincapié en aspectos como las hipótesis confirmadas y descartadas durante su desarrollo así como diferentes ideas y vías futuras posibles a estudiar como consecuencia de este.

9.1 El proyecto

En el resumen y el primer capítulo de la memoria hacíamos referencia a que uno de los objetivos fundamentales era la mejora del comportamiento de la red de baja y media tensión ante caídas de tensión.

También hacíamos referencia a aspectos como el viento, las faltas en la red o el consumo eléctrico de los consumidores.

Todos estos aspectos se estudiaron en los sucesivos capítulos. Se ha analizado la topología de la red europea, sus diferentes elementos y las opciones a la hora de realizar una instalación de energía eólica, tanto utilizando el formato del autoconsumo con y sin conexión a la red como el formato de generación "productiva" –esto es, la que está orientada a producir energía para conseguir un beneficio económico–.

Otro de los puntos de esta memoria ha sido la estimación de cargas en base a los diferentes consumidores, basándonos en técnicas como el clustering y en normas y recomendaciones estatales. Como vimos en la Sección 4.1 la técnica de clustering es una opción considerable en caso de tener datos reales de los consumos a lo largo del tiempo, ya sea mediante mediciones o mediante la compra de estos datos. Sin embargo, como no se disponía de estos datos esta técnica se ha descartado. Posteriormente se han utilizado curvas genéricas de los consumos eléctricos del modelo de red que hemos estado usando a lo largo del proyecto como referencia. [63] Se considera una aproximación aceptable a la hora de caracterizar las cargas para incluirlas en el modelo que posteriormente hemos simulado.

Se ha hecho un estudio exhaustivo del viento y los diferentes factores que se deben tener en cuenta a la hora de caracterizar el viento para incluirlo en el modelo.

Sacamos a colación la importancia de tener registros de datos reales extendidos a lo largo del tiempo, de varios años, y la importancia de que dichos registros sean como mínimo horarios, de modo que podamos analizar el viento con suficiente fiabilidad.

Como producto de todo este estudio del viento, se han obtenido la distribución Weibull y una serie

de datos puros que han servido como entrada para el modelo de estudio, con el que se simulará el viento que reciben los aerogeneradores en cada momento.

También se han estudiado diferentes alternativas de aerogeneradores, hasta elegir el modelo Bornay Wind 25.3+ por ser el más fiable y económico. A su vez, se elige un inversor e interfaz de conexión a red acorde al aerogenerador elegido.

Se estudia también en el Capítulo 7 la instalación eléctrica y civil que se debe acometer en torno al aerogenerador, calculando las secciones de los cables, la torre, la cimentación, los costes de mantenimiento y operación, etc.

Una vez se han reunido todos los elementos que conforman la instalación, hemos realizado simulaciones mediante diferentes softwares.

El primero de ellos, y probablemente el más profesional, es el software WAsP, diseñado expresamente para analizar el viento e instalaciones de generación eólica.

Con él hemos conseguido sacar informes en el que se recogen datos como la energía generada, la caracterización del viento y el rendimiento de la instalación.

Consideramos una apuesta acertada elegir este tipo de software (mediante una licencia de pruebas académica) puesto que es una herramienta muy utilizada y es interesante manejarla.

Otro software que hemos utilizado es PowerWorld, mediante el que hemos conseguido analizar los niveles de tensión mediante un caso práctico en el que podíamos conectar y desconectar los aerogeneradores que habíamos definido en capítulos anteriores.

Como conclusión de los datos que hemos obtenido de este software, obtenemos que los aerogeneradores elegidos, a pesar de ser 10, no suponen una gran diferencia en cuanto a los niveles de tensión ya que la potencia que aportan a la red sigue siendo apenas perceptible por la tensión aguas arriba. Esto nos abre una de las posibles vías de estudio futuras.

Otro apunte importante que nos ha reportado este análisis mediante PowerWorld es que el sistema eléctrico es más sensible a las inyecciones de potencia a niveles bajos de tensión. Para el caso de conexión de los aerogeneradores a 20kV, la variación de las tensiones en relación al caso inicial sin aerogeneradores es nula. Sin embargo, para el caso de conexión de los aerogeneradores a 400V, la variación de las tensiones en relación al caso inicial sin generación eólica presenta una mejoría del 0,17 %.

Por último, el análisis de contingencias realizado mediante PowerWorld no nos ha reportado ningún problema de estabilidad importante. Además, el hecho de tener un transformador de BT/MT nos delimita mucho los fallos del lado de Baja Tensión, y por tanto no son apenas perceptibles desde el lado de la red de Media Tensión.

El último de los softwares utilizados es Matlab/Simulink, mediante el que hemos simulado un modelo creado con los datos de la red de referencia y entradas como la velocidad del viento o la energía consumida en cada instante basadas en nuestras estimaciones previas.

Como resultado de este modelo, hemos obtenido unos valores de las tensiones de la red a lo largo de 5 años (43440 segundos), y en este periodo se han registrado mejores de la tensión de 5,24V (0,0131 p.u.).

Cabe realizar dos apuntes en torno a esta simulación. El primero es que, a pesar de haber planteado la idea inicial como un análisis en tiempo real, finalmente se ha optado por realizar simulaciones haciendo una equivalencia de tiempos de 1s de simulación equiparado a 1h de tiempo real. Esto ha sido posible porque teníamos datos horarios, y si bien no es totalmente aceptable, se considera una

buena aproximación.

El segundo apunte es que una vez habíamos definido el aerogenerador Bornay (10 unidades) como nuestra elección final y tras haber simulado esta generación eólica, vemos que es una potencia poco significativa en comparación con la potencia consumida media diaria. Esto nos hace que las tensiones se vean poco modificadas entre el caso con y sin aerogeneradores. Sin embargo, esto nos sirve para confirmar que con una potencia muy inferior al consumo, la compensación de reactiva y por tanto, la estabilización de tensiones es casi imperceptible.

Finalmente, una vez se han tenido todos los datos y el análisis de viabilidad técnica se da por concluido, hemos realizado un análisis de viabilidad económica con el que hemos obtenido datos como el VAN, la TIR, el LCOE o la tasa de retorno del proyecto.

Una de las principales respuestas que hemos obtenido es que sí, es rentable realizar esta instalación aunque su apoyo a la estabilización de las tensiones de la red sea bajo, ya que el VAN es positivo (268,0€).

El proyecto no solo reporta beneficios económicos al compensar el precio de la energía consumida con la inversión inicial de la instalación, sino que la generación eólica trae una serie de valores añadidos como el menor impacto medioambiental por reducción de la contaminación y niveles de CO_2 o la atracción de posibles inversores en base a posibles ayudas económicas de incentivación a las energías renovables.

Tras este punto añadido se concluye que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente.

Sin embargo, una premisa que abordamos en el Capítulo 1 era que la instalación se realiza en Sevilla, que según la Figura 1.1 es una de las localizaciones con menor potencial cinético eólico de la península. Esto nos muestra lo interesante que sería entonces replicar este tipo de instalaciones en otros lugares de España donde, probablemente, las inversiones sean más seguras y reporten mayores beneficios debido a que el potencial cinético eólico es mayor.

Esta no es la única premisa que hemos establecido en esta memoria. La más importante es la alternativa que podríamos haber planteado es el uso de otro aerogenerador, como bien podría ser el Suzlón S52 de 600 kW, que probablemente hubiese reportado unos mayores beneficios a la red en zonas donde la velocidad del viento fuese mucho mayor.

Sin embargo, para nuestro caso hemos decidido no abordar esta alternativa debido a que con vientos tan bajos, como hemos visto en el Capítulo 6, probablemente no tuviéramos suficiente potencia como para mover el aerogenerador y por tanto se mantendría en desuso bastantes intervalos de tiempo.

9.2 Futuros trabajos

Una vez hemos analizado todas las conclusiones del proyecto, así como algunas premisas y alternativas posibles a tener en cuenta, surgen diversas vías que podría ser de interés estudiar en futuros trabajos.

En primer lugar, como hemos mencionado previamente, surge la posibilidad de replicar este mismo proyecto para un caso con viento cuyo potencial sea mucho mayor.

Por ejemplo, situando los aerogeneradores en algún polígono o parque industrial de la zona del Ebro, donde el viento alcanza mayores velocidades.

Lo que hemos concluido en esta memoria nos deja augurar una mayor producción de energía y

por tanto unas tensiones ligeramente más estables, así como un ahorro energético mayor, principalmente determinado por un mayor VAN de la inversión y una tasa de retorno mucho más acelerada.

Otro de las alternativas que pueden abordarse es, como también hemos mencionado previamente, el uso de un aerogenerador de mayor potencia. Esto generará unas consecuencias similares a las del caso anterior de la localización con mayor potencial cinético eólico.

Además de estas dos alternativas podría ser de interés realizar este tipo de estudio mediante simulaciones en tiempo real, en base a datos reales que hayamos podido medir o comprar. Dicho estudio podría arrojar datos más fiables a la hora de buscar una inversión segura.

El hecho de tener datos reales, medidos o comprados no solamente nos proporciona la capacidad de simular de manera más fiable, sino que nos otorga la capacidad de realizar técnicas de estimación de cargas como el clustering.

Haber utilizado clustering en este proyecto habría sido una mejora sustancial, por ello se establece como una de las vías futuras de estudio de interés.

Por último, pero no menos importante, se resalta el hecho de que solo se ha estudiado un tipo de fuente de generación como es la eólica. Sin embargo, en la situación actual existen multitud de alternativas que podría ser interesante estudiar también.

Nos referimos por ejemplo a la energía fotovoltaica que, en conjunto con la eólica, proporcionan una base de energía más consistente y constante a lo largo del tiempo.

Estudiar los beneficios de estas dos fuentes de energía en este ámbito del ahorro y la estabilización de la red que promueve el concepto de la generación distribuida es una posible vía de estudio sumamente interesante.

También existen diferentes alternativas menos frecuentes que la energía solar.

Es el caso del uso de la tecnología V2G, que hemos visto en el Capítulo 1 o la tecnología V2H. Todas ellas consisten en el uso de almacenamiento activo de pequeñas dimensiones.

Por ese motivo se define una vía de estudio para futuros trabajos en la implementación del almacenamiento –ya sea de grandes o pequeñas dimensiones– al modelo que hemos simulado.

Con el uso del almacenamiento también se abriría la puerta a la posibilidad del flujo energético bidireccional. Esto es, poder volcar la energía sobrante a la red y realizar un balance mediante un algoritmo establecido para estabilizar la red y además, aplanar la curva de demanda.

Apéndice A

Códigos de MATLAB

A.1 Cargas.m

El siguiente código define una serie de curvas de demanda (industrial, residencial y comercial) en base a unos puntos dados y una serie de parámetros como el factor de potencia:

Código A.1 Cargas.m.

```
%% Datos de cargas_ Valores de S Potencia Aparente máxima

format shorteng
%Cargas residenciales
fpLoadR=0.95;
senofpR=sin(acos(fpLoadR));

SLoadR1=200e3;
PQLoadR1=SLoadR1.*[fpLoadR,senofpR];

SLoadR11=15e3;
PQLoadR11=SLoadR11.*[fpLoadR,senofpR];

SLoadR15=52e3;
PQLoadR15=SLoadR15.*[fpLoadR,senofpR];

SLoadR16=55e3;
PQLoadR16=SLoadR16.*[fpLoadR,senofpR];

SLoadR17=35e3;
PQLoadR17=SLoadR17.*[fpLoadR,senofpR];

SLoadR18=47e3;
PQLoadR18=SLoadR18.*[fpLoadR,senofpR];

%Cargas industriales
fpLoadI=0.85;
senofpI=sin(acos(fpLoadI));
```

```

SLoadI2=100e3;
PQLoadI2=SLoadI2.*[fpLoadI,senofpI];

%Cargas comerciales
fpLoadC=0.90;
senofpC=sin(acos(fpLoadC));

SLoadC1=120e3;
PQLoadC1=SLoadC1.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC12=20e3;
PQLoadC12=SLoadC12.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC13=20e3;
PQLoadC13=SLoadC13.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC14=25e3;
PQLoadC14=SLoadC14.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC17=25e3;
PQLoadC17=SLoadC17.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC18=8e3;
PQLoadC18=SLoadC18.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC19=16e3;
PQLoadC19=SLoadC19.*[fpLoadC,senofpC];

SLoadC20=8e3;
PQLoadC20=SLoadC20.*[fpLoadC,senofpC];
%% Curvas de Demanda en base a la potencia aparente (%)

format short
intervalo=0:3600:86400;
ttt=1:86400;
t=0:24;
PuntosCurvaR=[30 28 26 23 20 20 23 30 40 42.5 45 50 50 55 60 60 55 50 66
85 100 90 73 53 30]/100;
CurvaRs=interp1(intervalo,PuntosCurvaR,ttt,'spline');
CurvaRc=interp1(intervalo,PuntosCurvaR,ttt,'cubic');
% plot(t,CurvaRs,t,CurvaRc)

PuntosCurvaI=[35 32.5 30 27.5 25 31 40 57.5 75 90 100 100 90 100 100 95
90 75 63 55 50 45 40 37.5 35]/100;
CurvaIs=interp1(intervalo,PuntosCurvaI,ttt,'spline');
CurvaIc=interp1(intervalo,PuntosCurvaI ,ttt,'pchip');
%plot(intervalo,CurvaIs,intervalo,CurvaIc)

PuntosCurvaC=[22 21 20 21 22 23.5 25 35 50 65 80 85 90 93 93 87.5 85.5
90 100 80 70 60 50 30 20]/100;

```

```

CurvaCs=interp1(intervalo,PuntosCurvaC,ttt,'spline');
CurvaCc=interp1(intervalo,PuntosCurvaC ,ttt,'pchip');
plot(ttt,CurvaRc,'b',ttt,CurvaIc,'r',ttt,CurvaCc,'g')

%%Curva adaptada con datos reales de empresas Aerópolis; solo curvas
%%comercial e industrial
%%Metemos los datos del excel de empresas aquí directamente.

MaxI=6665.8+365.12;
CurvaIc=MaxI*CurvaIc;
MaxC=640;
CurvaCc=MaxC*CurvaCc;

CurvaT=CurvaIc+CurvaCc;

plot(CurvaIc)
hold on
plot(CurvaCc)
plot(CurvaT)

ylabel('Potencia activa (p.u.)');
xlabel('Hora del día (h)');
title('Curvas de demanda');
xticks([0 3600 7200 10800 14400 18000 21600 25200 28800 32400 36000
        39600 43200 46800 50400 54000 57600 61200 64800 68400 72000 75600
        79200 82800 86400]);
xticklabels('manual');
xticklabels
    ([0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24])
;

```

A.2 ComparacionAerogeneradores.m

El siguiente código realiza una comparativa entre las distintas curvas de potencia y factor de carga de los aerogeneradores de la marca Bornay y Suzlón elegidos en el capítulo 6.

Código A.2 ComparacionAerogeneradores..

```

clear
% Generación de curvas de viento aleatoria
Datos_rachas='Rachas.xlsx';
rachas=xlsread(Datos_rachas);
racha=rachas(:,3);
med=rachas(:,2);
hora=rachas(:,1);
numdata=numel(racha);
valor=[];
cambiovientoanterior=1;

```

```

for r=1:numdata
    cambioviento=rand(1,4)*med(r);
    medcheck1=sum(cambioviento)/4;
    param=med(r)/medcheck1;
    cambioviento=param*cambioviento; %ajuste de valor medio del viento a
        los datos random
    tiemporacha=hora(r);
    puntoracha=racha(r);
    if (isequal(tiemporacha,0) | isequal(tiemporacha,0.25) | isequal(
        tiemporacha,0.5) | isequal(tiemporacha,0.8) | isequal(tiemporacha
        ,1))
        tiemporacha=tiemporacha+0.05;
    end
    puntos=[0 0.25 0.5 0.8 1 tiemporacha;cambioviento
        cambiovientoanterior puntoracha];
    puntosval=puntos(2,:);
    [puntostemp,k]=sort(puntos(1,:));
    puntosval=puntosval(k);
    puntos=[puntostemp;puntosval]; %se ordenan los valores por orden
        horario (puntostemp)
    cambiovientoanterior=puntosval(1);
    tt=linspace(0,1,25);
    valornuevo=interp1(puntostemp,puntosval,tt);
    valor=[valor valornuevo(1:24)];
end
%% Comparación potencia aerogenerador basándonos en la anterior simulaci
    ón
vB=0:35; %Bornay
PB=[0,10,25,60,180,400,780,1250,1750,2325,3050,4070,5250,5950,6000,
157
5500,4870,4650,4720,4770,4800,4845,4890,4935,4980,5025,5070,5115,5160,
5205,5250,5295,5340,5385,5430,5475];
distribxB=0:0.001:35;
vS=0:25; %Suzlon
PS=[0,0,0,0,0,40000,100000,170000,260000,375000,475000,550000,580000,
600000,600000,600000,600000,600000,600000,600000,600000,600000,600000,
600000,600000,600000];
distribxS=0:0.001:25;
curvapotenciaB=pchip(vB,PB,distribxB);
curvapotenciaS=pchip(vS,PS,distribxS);
potmedB=zeros(43440,1);
potmedS=zeros(43440,1);
valor(valor>35)=0;

valor=round(valor,3);
distribxB=round(distribxB,3);
for q = 1:43440
    v_inst=valor(q);
    indice=find(distribxB==v_inst);

```

```

    potmedB(q)=curvapotenciaB(indice);
end
potmedB(potmedB<0)=0;

valor(valor>25)=0;
distribxS=round(distribxS,3);
for q = 1:43440
    v_inst=valor(q);
    indice=find(distribxS==v_inst);
    potmedS(q)=curvapotenciaS(indice);
end
potmedS(potmedS<0)=0;

plot(potmedS)
hold on
plot(5*potmedB)

ylabel('Potencia entregada (W)');
xlabel('Año');
title('Curvas de demanda');
xticks([0:8688:43440]);
xticklabels('manual');
xticklabels([2015:2020]);

%% Factor de carga de ambos aerogeneradores
horas=length(potmedB);
EnergiaB=sum(potmedB);
factorcargaBporcent=(EnergiaB*100)/(5000*horas)
EnergiaS=sum(potmedS);
factorcargaSporcent=(EnergiaS*100)/(600000*horas)

```

A.3 ComparacionPotencia.m

El siguiente código hace una comparativa entre las curvas de demanda según qué aerogenerador se instale, de modo que se puede valorar la influencia de cada una de las opciones en la red tomada como ejemplo. Además se calcula la energía total generada mediante la simulación.

Código A.3 ComparacionPotencia.m.

```

% Generación de curvas de viento aleatoria
Datos_rachas='Rachas.xlsx';
rachas=xlsread(Datos_rachas);
racha=rachas(:,3);
med=rachas(:,2);
hora=rachas(:,1);
numdata=numel(racha);
valor=[];
cambiovientoanterior=1;

```

```

for r=1:numdata
    cambioviento=rand(1,4)*med(r);
    medcheck1=sum(cambioviento)/4;
    param=med(r)/medcheck1;
    cambioviento=param*cambioviento; %ajuste de valor medio del viento a
        los datos random
    tiemporacha=hora(r);
    puntoracha=racha(r);
    if (isequal(tiemporacha,0) | isequal(tiemporacha,0.25) | isequal(
        tiemporacha,0.5) | isequal(tiemporacha,0.8) | isequal(tiemporacha
        ,1))
        tiemporacha=tiemporacha+0.05;
    end
    puntos=[0 0.25 0.5 0.8 1 tiemporacha;cambioviento
        cambiovientoanterior puntoracha];
    puntosval=puntos(2,:);
    [puntostemp,k]=sort(puntos(1,:));
    puntosval=puntosval(k);
    puntos=[puntostemp;puntosval]; %se ordenan los valores por orden
        horario (puntostemp)
    cambiovientoanterior=puntosval(1);
    tt=linspace(0,1,25);
    valornuevo=interp1(puntostemp,puntosval,tt);
    valor=[valor valornuevo(1:24)];
end
%% Comparación potencia aerogenerador basándonos en la anterior simulaci
    ón
vB=0:35; %Bornay
PB
    =[0,10,25,60,180,400,780,1250,1750,2325,3050,4070,5250,5950,6000,5500,4870,4650,47

distribxB=0:0.001:35;
vS=0:25; %Suzlon
PS
    =[0,0,0,0,0,40000,100000,170000,260000,375000,475000,550000,580000,600000,600000,6

distribxS=0:0.001:25;
curvapotenciaB=pchip(vB,PB,distribxB);
curvapotenciaS=pchip(vS,PS,distribxS);
potmedB=zeros(43440,1);
potmedS=zeros(43440,1);
valor(valor>35)=0;

valor=round(valor,3);
distribxB=round(distribxB,3);
for q = 1:43440
    v_inst=valor(q);
    indice=find(distribxB==v_inst);
    potmedB(q)=curvapotenciaB(indice);
end

```

```

potmedB(potmedB<0)=0;

valor(valor>25)=0;
distribxS=round(distribxS,3);
for q = 1:43440
    v_inst=valor(q);
    indice=find(distribxS==v_inst);
    potmedS(q)=curvapotenciaS(indice);
end
potmedS(potmedS<0)=0;

%% Comparación potencia motriz - resistencia
PuntosCurvaI=[35 32.5 30 27.5 25 31 40 57.5 75 90 100 100 90 100 100 95
    90 75 63 55 50 45 40 37.5]/100;
PuntosCurvaC=[22 21 20 21 22 23.5 25 35 50 65 80 85 90 93 93 87.5 85.5
    90 100 80 70 60 50 30]/100;
MaxI=(6665.8+365.12)*1000;
CurvaIc=MaxI*PuntosCurvaI;
MaxC=640*1000;
CurvaCc=MaxC*PuntosCurvaC;

CurvaI=[];
CurvaC=[];

g=0;

for c=1:1810
    CurvaI=[CurvaI CurvaIc];
    g=g+1;
    if isequal(g,6)
        CurvaC=[CurvaC zeros(1,24)];
    elseif isequal(g,7)
        CurvaC=[CurvaC zeros(1,24)];
        g=0;
    else
        CurvaC=[CurvaC CurvaCc];
    end
end

CurvaT=CurvaC+CurvaI;
%% Curvas de potencia con 5 aerogeneradores Bornay
% Final=CurvaT-(10*potmedB');
% plot(1:q,CurvaT,'r',1:q,Final,'g')

%% Curvas de potencia con un aerogenerador Suzlon
Final=CurvaT-potmedS';
plot(1:q,CurvaT,'r',1:q,Final,'g')

%% Cálculo de energía total de los 10 aerogeneradores
format long

```

```
E_anual_un=sum(1.1*potmedB)/5 %en vatios (Wh)
E_anual_diez=(E_anual_un*10)/1000 %en kWh
E_vidautil_diez=E_anual_diez*20 %en kWh
E_euros=0.123*E_vidautil_diez
```

A.4 RMSTrifasico.m

El siguiente código realiza una conversión de los valores RMS de cada una de las fases al valor RMS trifásico en p.u.:

Código A.4 RMSTrifasico.m.

```
Base = 20e3; %20kV
for n=1:40
    r=n*3;
    VRMS(:,n)=(sqrt((VRMS1(:,r-2).^2)+(VRMS1(:,r-1).^2)+(VRMS1(:,r).^2)))/
    Base;
end
%% Guardar valores en archivo
xlswrite('Vrms_conviento.xlsx',VRMS);
%% Buscar el valor mínimo de tensión
VRMS(1,:)=[];
[M,I] = min(VRMS(:));
[Row,Col] = ind2sub(size(VRMS),I);
VRMS(Row,Col)
```

A.5 Rachas.m

El siguiente código procesa los datos de viento hasta conseguir los valores de las rachas de viento recogidas durante las mediciones descritas:

Código A.5 Rachas.m.

```
%% Tiempo-rachas de viento
Datos_rachas='Rachas.xlsx';
rachas=xlswrite(Datos_rachas);
racha=rachas(:,3);
med=rachas(:,2);
hora=rachas(:,1);
numdata=numel(racha);
t=1:numdata;
rachamed=sum(racha)/numdata;
media=rachamed*ones(numdata);
plot(t,racha,'o',t,media,'r')
% Generación de curvas de viento aleatoria
Datos_rachas='Rachas.xlsx';
rachas=xlswrite(Datos_rachas);
racha=rachas(:,3);
```

```

med=rachas(:,2);
hora=rachas(:,1);
numdata=numel(racha);
valor=[];
cambiovientoanterior=1;

for r=1:numdata
    cambioviento=rand(1,4)*med(r);
    medcheck1=sum(cambioviento)/4;
    param=med(r)/medcheck1;
    cambioviento=param*cambioviento; %ajuste de valor medio del viento a
        los datos random
    tiemporacha=hora(r);
    puntoracha=racha(r);
    if (isequal(tiemporacha,0) | isequal(tiemporacha,0.25) | isequal(
        tiemporacha,0.5) | isequal(tiemporacha,0.8) | isequal(tiemporacha
        ,1))
        tiemporacha=tiemporacha+0.05;
    end
    puntos=[0 0.25 0.5 0.8 1 tiemporacha;cambioviento
        cambiovientoanterior puntoracha];
    puntosval=puntos(2,:);
    [puntostemp,k]=sort(puntos(1,:));
    puntosval=puntosval(k);
    puntos=[puntostemp;puntosval]; %se ordenan los valores por orden
        horario (puntostemp)
    cambiovientoanterior=puntosval(1);
    tt=linspace(0,1,25);
    valornuevo=interp1(puntostemp,puntosval,tt);
    valor=[valor valornuevo(1:24)];
end

```

A.6 ParametrosBornay.m

El siguiente código establece los parámetros de la red de estudio junto con los del aerogenerador Bornay, así como las curvas de demanda que sirven como entrada al modelo de Simulink:

Código A.6 ParametrosBornay.m.

```

Ts_Power=50e-6; Ts_Console=1; Vn=20e3; f=50;
tsim=43440; %Tiempo de simulación 1h = 3600s
TSim=1:tsim; %Se genera el vector de tiempo
Rsh=7500;
PV_4=[0 0];
%% Matrices de impedancias de las líneas //no usadas en el caso.
OH1=[0.616+1i*0.588 0.131+1i*0.306 0.141+1i*0.245;
    0.131+1i*0.306 0.628+1i*0.566 0.147+1i*0.276;
    0.141+1i*0.245 0.147+1i*0.276 0.650+1i*0.527]

```

```

OH2=[1.457+1i*0.728 0.143+1i*0.417 0.152+1i*0.367;
      0.143+1i*0.417 1.469+1i*0.720 0.159+1i*0.405;
      0.152+1i*0.367 0.159+1i*0.405 1.490+1i*0.704]

OH3=[2.137+1i*0.776 0.125+1i*0.453 0.133+1i*0.406;
      0.125+1i*0.453 2.146+1i*0.771 0.138+1i*0.447;
      0.133+1i*0.406 0.138+1i*0.447 2.163+1i*0.762]

UG1=[0.287+1i*0.167 0.121+1i*0.110 0.125+1i*0.070;
      0.121+1i*0.110 0.279+1i*0.203 0.121+1i*0.110;
      0.125+1i*0.070 0.121+1i*0.110 0.287+1i*0.167]

UG2=[0.455+1i*0.204 0.185+1i*0.146 0.190+1i*0.107;
      0.185+1i*0.146 0.444+1i*0.238 0.185+1i*0.146;
      0.190+1i*0.107 0.185+1i*0.146 0.455+1i*0.204]

UG3=[1.152+1i*0.458 0.321+1i*0.390 0.330+1i*0.359;
      0.321+1i*0.390 1.134+1i*0.477 0.321+1i*0.390;
      0.330+1i*0.359 0.321+1i*0.390 1.152+1i*0.458]
%% Parámetros de las líneas
R_OH1=0.491e-3; %%por metro
R_OH2=1.32e-3;
R_OH3=2.016e-3;

X=@(D,R)(50*(4*pi)*1e-7*(1/4 + log(D/R))); %%función de inductancia
dOH=nthroot(0.3*0.3*0.6,3); %% distancia entre conductores, DGM

L_OH1=X(dOH,0.398e-2); %%0.398 son cm (10^-2)
L_OH2=X(dOH,0.228e-2);
L_OH3=X(dOH,0.185e-2);

R_UG1=0.98*(0.162e-3);
R_UG2=0.98*(0.265e-3);
R_UG3=0.98*(0.822e-3);

dUG1=nthroot(1.75*sqrt(2),3);
L_UG1=0.98*X(dUG1,0.634);
dUG2=nthroot(1.38*sqrt(2),3);
L_UG2=0.98*X(dUG2,0.501);
dUG3=nthroot(0.8*sqrt(2),3);
L_UG3=0.98*X(dUG3,0.289);

ZtR=0.0032+0.0128i;
ZtI=0.0107+0.0427i;
ZtC=0.0053+0.0213i;

% ZUG=[R_UG1 + L_UG1*i;
% R_UG2 + L_UG2*i;
% R_UG3 + L_UG3*i;]*10
% ZOH=[R_OH1 + L_OH1*i;

```

```
% R_OH2 + L_OH2*i;  
% R_OH3 + L_OH3*i;]*10
```

```
R1=R_UG1*400;  
R2=R_UG1*350;  
R3=R_UG1*200;  
R4=R_UG1*200;  
R5=R_UG1*250;  
R6=R_UG1*350;  
R7=R_UG1*500;  
R8=R_UG1*240;  
R9=R_UG1*150;  
R10=R_UG3*30;  
R11=R_UG3*35;  
R12=R_UG3*35;  
R13=R_UG3*35;  
R14=R_UG3*30;  
R15=R_UG3*30;  
R16=R_UG3*30;  
R17=R_UG3*30;  
RI1=R_UG2*1200;  
RC1=R_OH1*30;  
RC2=R_OH1*30;  
RC3=R_OH1*30;  
RC4=R_OH1*30;  
RC5=R_OH1*30;  
RC6=R_OH1*30;  
RC7=R_OH1*30;  
RC8=R_OH1*30;  
RC9=R_OH2*30;  
RC10=R_OH2*30;  
RC11=R_OH3*30;  
RC12=R_OH3*30;  
RC13=R_OH3*30;  
RC14=R_OH2*30;  
RC15=R_OH2*30;  
RC16=R_OH3*30;  
RC17=R_OH3*30;  
RC18=R_OH3*30;  
RC19=R_OH3*30;
```

```
L1=L_UG1*35;  
L2=L_UG1*35;  
L3=L_UG1*35;  
L4=L_UG1*35;  
L5=L_UG1*35;  
L6=L_UG1*35;  
L7=L_UG1*35;  
L8=L_UG1*35;  
L9=L_UG1*35;
```

```

L10=L_UG3*30;
L11=L_UG3*35;
L12=L_UG3*35;
L13=L_UG3*35;
L14=L_UG3*30;
L15=L_UG3*30;
L16=L_UG3*30;
L17=L_UG3*30;
LI1=L_UG2*200;
LC1=L_OH1*30;
LC2=L_OH1*30;
LC3=L_OH1*30;
LC4=L_OH1*30;
LC5=L_OH1*30;
LC6=L_OH1*30;
LC7=L_OH1*30;
LC8=L_OH1*30;
LC9=L_OH2*30;
LC10=L_OH2*30;
LC11=L_OH3*30;
LC12=L_OH3*30;
LC13=L_OH3*30;
LC14=L_OH2*30;
LC15=L_OH2*30;
LC16=L_OH3*30;
LC17=L_OH3*30;
LC18=L_OH3*30;
LC19=L_OH3*30;

%% Cálculos para obtener datos a volcar en PowerWorld
SbaseC = 300e3;
SbaseI = 150e3;
ZbaseC = (400^2)/SbaseC;
ZbaseI = (400^2)/SbaseI;
rt = (100/600);
RtC = real(ZtR)/(rt*ZbaseC);
LtC = imag(ZtR)/(rt*ZbaseC);
RtI = real(ZtI)/(rt*ZbaseI);
LtI = imag(ZtI)/(rt*ZbaseI);

Sbase=100e6;
Ubase=20e3;
RL=0.062*Sbase/(Ubase^2);
XL=0.066*Sbase/(Ubase^2);

LongitudesLineas=[630, 1420, 1080, 1250, 1120, 1380];
RepartoCargas=[0.15 0.17 0.2 0.19 0.16 0.13].*[7800;5500];

%% Cargas en Simulink del caso en LV

```

```

PuntosCurvaI=[35 32.5 30 27.5 25 31 40 57.5 75 90 100 100 90 100 100 95
 90 75 63 55 50 45 40 37.5]/100;
PuntosCurvaC=[22 21 20 21 22 23.5 25 35 50 65 80 85 90 93 93 87.5 85.5
 90 100 80 70 60 50 30]/100;
MaxI=(6665.8+365.12)*1000;
CurvaIc=MaxI*PuntosCurvaI;
MaxC=640*1000;
CurvaCc=MaxC*PuntosCurvaC;

CurvaI=[];
CurvaC=[];

g=0;

for c=1:1810
    CurvaI=[CurvaI CurvaIc];
    g=g+1;
    if isequal(g,6)
        CurvaC=[CurvaC zeros(1,24)];
    elseif isequal(g,7)
        CurvaC=[CurvaC zeros(1,24)];
        g=0;
    else
        CurvaC=[CurvaC CurvaCc];
    end
end

CurvaT=CurvaC+CurvaI;

CurvaC = CurvaC*1470000/max(CurvaT);
CurvaI = CurvaI*1470000/max(CurvaT);

RepartoPC=[0.12 0.11 0.13 0.10 0.14 0.13 0.15 0.12].*CurvaC';
RepartoPI=[0.1 0.11 0.12 0.09 0.13 0.45].*CurvaI';
RepartoQC=RepartoPC*sind(acosd(0.85))/(0.85);
RepartoQI=RepartoPI*sind(acosd(0.85))/(0.85);

RepartoQI(:,6)=RepartoQI(:,6)-60000; %Efecto de colocar los
aerogeneradores

PQ_LoadR1=[TSim;RepartoPI(:,1)';RepartoQI(:,1)']';
PQ_LoadR11=[TSim;RepartoPI(:,2)';RepartoQI(:,2)']';
PQ_LoadR15=[TSim;RepartoPI(:,3)';RepartoQI(:,3)']';
PQ_LoadR16=[TSim;RepartoPI(:,4)';RepartoQI(:,4)']';
PQ_LoadR17=[TSim;RepartoPI(:,5)';RepartoQI(:,5)']';
PQ_LoadI1=[TSim;RepartoPI(:,6)';RepartoQI(:,6)']';
PQ_LoadC1=[TSim;RepartoPC(:,1)';RepartoQC(:,1)']';
PQ_LoadC14=[TSim;RepartoPC(:,2)';RepartoQC(:,2)']';
PQ_LoadC12=[TSim;RepartoPC(:,3)';RepartoQC(:,3)']';
PQ_LoadC13=[TSim;RepartoPC(:,4)';RepartoQC(:,4)']';

```

```
PQ_LoadC17=[TSim;RepartoPC(:,5)';RepartoQC(:,5)']';
PQ_LoadC18=[TSim;RepartoPC(:,6)';RepartoQC(:,6)']';
PQ_LoadC19=[TSim;RepartoPC(:,7)';RepartoQC(:,7)']';
PQ_LoadC20=[TSim;RepartoPC(:,8)';RepartoQC(:,8)']';
```

A.7 Potencia.m

El siguiente código realiza un cálculo de la potencia capaz de entregar el aerogenerador Bornay en el caso real de estudio, basándonos en los datos de viento:

Código A.7 Potencia.m.

```
Datos_1418='Viento.xlsx';
data=xlsread(Datos_1418);
datamed=data(:,3);
datamed=datamed(~isnan(datamed));
datamed(datamed==0) = [1];
%% Tiempo-potencia generador Bornay (distribución de puntos)
v=0:35;
P=[0,10,25,60,180,400,780,1250,1750,2325,3050,4070,5250,5950,6000,
5500,4870,4650,4720,4770,4800,4845,4890,4935,4980,5025,5070,5115,5160,
5205,5250,5295,5340,5385,5430,5475];
distribx=0:0.001:35;
interpola=pchip(v,P,distribx);
potmed=zeros(1826,1);
datamed(datamed>35)=0;
datamed=round(datamed,3);
distribx=round(distribx,3);

for r = 1:1826
    v_inst=datamed(r);
    indice=find(distribx==v_inst);
    potmed(r)=interpola(indice);
end

potmed(potmed<0)=0;

t=[1:1826];
plot(t,potmed);
xlim=(datetime(2014,1,1)+calmonths(0:60));
xlim=string(xlim);
xticks(round(0:30.5:1830));
xticklabels(xlim);
xlabel('Meses del año');
ylabel('Potencia media (W)');
xtickangle(45);
format shortg
potencia_media_diaria=mean(potmed)
```

A.8 Precioenergía.m

El siguiente código realiza una aproximación del precio unitario de la energía en base a datos recopilados sobre las tarifas eléctricas con discriminación horaria y sin ella:

Código A.8 Precioenergía.m.

```
%%Precio unitario de la energía en /kWh
clear
format short
Datos='Precioenergía.xlsx';
Precio=xlsread(Datos)/1000;
Condisc=Precio(35091:70176,1);
Precio([35087:70176],:)=[];
t=(0:35085)';
Sindisc=Precio;
Parametros_sindisc=polyfit(t,Sindisc,1);
Parametros_condisc=polyfit(t,Condisc,1);
Sindiscriminacion=polyval(Parametros_sindisc,t);
Condiscriminacion=polyval(Parametros_condisc,t);
plot(t,Condiscriminacion,t,Sindiscriminacion)
%plot(t,Condisc,'g',t,Sindisc,'b')
```

A.9 Viento.m

El siguiente código realiza una adaptación de los datos recogidos en Excel de la velocidad del viento hasta obtener una matriz de datos útiles para Matlab:

Código A.9 Viento.m.

```
Datos_1418='Viento.xlsx';
data=xlsread(Datos_1418);
datamed=data(:,3);
datamed=datamed(~isnan(datamed));
datamed(datamed==0) = [1];
%% Tiempo-velocidad del viento
t=[1:1826];
plot(t,datamed);
xlim=(datetime(2014,1,1)+calmonths(0:60));
xlim=string(xlim);
xticks(round(0:30.5:1830));
xticklabels(xlim);
xlabel('Meses del año');
ylabel('Velocidad media viento (km/h)');
vel_media_kmh=mean(datamed);
vel_media_ms=vel_media_kmh/3.6
xtickangle(45);
```

A.10 Weibull.m

El siguiente código aproxima los datos de viento del caso de estudio a una distribución Weibull:

Código A.10 Weibull.m.

```
Datos_1418='Viento.xlsx';
data=xlsread(Datos_1418);
datamed=data(:,3);
datamed=datamed(~isnan(datamed));
datamed(datamed==0) = [1];

%% Weibull
t=[1:1828];
[param,paraci]=wblfit(datamed,0.01);
x=[0:50];
k=param(1)
Lambda=param(2)
f=@(x)(b*(a^(-b))*(x.^(b-1)).*exp(-(x/a).^b));
plot(x,f(x)*100);
xlabel('Velocidad media viento (km/h)');
ylabel('Frecuencia (%)');
axis fill;
```

A.11 Clustering.m

El siguiente código realiza una clasificación por clústers basado en los diferentes sectores industriales de EE.UU.:

Código A.11 Clustering.m.

```
LoadIMWh=[27854,6460,2852,1691,1465,1174,924,904,882,879,874,821];
%Industrial Low Size Loads porcentajes del pdf
LoadIQty=[3471,5562,2099,3434,1614,2014,306,979,228,813,349,220];
LoadIratio=LoadIMWh./LoadIQty;
Totalload=sum(LoadIratio);
LoadIpu=LoadIratio/Totalload;

format short
intervalo=0:3600:86400;
t=1:86400;
PuntosCurvaI=[35 32.5 30 27.5 25 31 40 57.5 75 90 100 100 90 100 100 95
 90 75 63 55 50 45 40 37.5 35]/100;
CurvaIc=interp1(intervalo,PuntosCurvaI,t,'cubic');

CurvaIcluster=zeros(12,86400);
for m=1:12
    CurvaIcluster(m,:)=LoadIpu(1,m).*CurvaIc;
end
```

```
dt = linspace(0,24,86400);
semilogy(dt,CurvaIc,dt,CurvaIcluster)
legend('Total','Bakery','Clothes','Building','Lumber','Furniture','
      Cement','Wiring','Wood','Plastic','Printing','Electronics','
      Industrial Plastic');
xlim([0 24]);
xticks(0:24);
grid ON
```

A.12 EsfuerzosTorres.m

El siguiente código calcula mediante una sencilla interpolación los diferentes esfuerzos transversales a los que están sometidos los perfiles de las torres de presilla que sirven como apoyo a los aerogeneradores Bornay, de modo que se puede estimar la cimentación necesaria:

Código A.12 EsfuerzosTorres.m.

```
Esfuerzos = [6.000 16.667 32.667 80.667 112.667 150.000 2016.667];
Puntos = [3 5 7 11 13 15 55];

F = polyfit(Puntos,Esfuerzos,3);

P = polyval(F,27.8)
```


Apéndice B

Tablas y cálculos Excel

B.1 Empresas de Aerópolis a 28/9/2018

En la siguiente tabla se listan las diferentes empresas del Parque Tecnológico Aeroespacial Aerópolis, junto con la medida en metros cuadrados (m^2) de su parcela física y el tipo al que pertenecen (Industria operativa, Industria logística u Oficina técnica):

Tabla B.1 Empresas de Aerópolis (28/9/2018).

Nombre de compañía	Sector empresarial	Metros ²	Tipo
ACTEMIUM	Ingeniería de procesos - consultoría	712	Oficinas
ADECCO Aeronautica	ETT y formación (oficinas)	240	Oficinas
AERCAD	Consultoría de ingeniería	240	Oficinas
AERNNOVA Andalucía	Montaje de aeroestructuras	11611	Industrial
AEROSERTEC SL	Ingeniería de diseño aeronáutico	240	Oficinas
Aerospace Engineering Group (AEG)	Reparación y mantenimiento aeronáutico	1243	Industrial
Aerotecnic	Fabricación de piezas y estructuras	3775	Industrial
AERTEC Solutions	Consultoría ingeniería	1298	Oficinas
Airgrup	Fabricación de piezas y estructuras	3814	Industrial
Airtificial	Ingeniería integral	1118	Oficinas
AIRVANT	Desarrollo de drones	240	Oficinas
Alestis Aerospace	Fabricación y montaje de aeroestructuras	240	Oficinas
ALTEN	Consultoría ingeniería e informática	240	Oficinas
ALTRAN	Consultoría de ingeniería	720	Oficinas
ASSYSTEM	Ingeniería de piezas	240	Oficinas
CADTECH	Consultoría y formación	240	Oficinas
Cámara de Comercio	Oficinas	1300	Oficinas
Canagrosa SL	Ensayos químicos y aeronáuticos	1292	Industrial
CATEC	I+D+i aviónica + robótica	3729	Industrial
CAYCO	Logística	9323	Logística
Centro de Educación Infantil Aerópolis	Colegio	240	Oficinas

CESA	Montaje + ensayos de piezas aeronáuticas	1340	Industrial
COMPOSITE OPERATIONS	Diseño de piezas de composite + testing	240	Oficinas
CONSUR SA	Montaje y fabricación de aerestructuras	240	Oficinas
CT INGENIEROS DE ANDALUCIA	Ingeniería	240	Oficinas
Curtiss Wright	Fabricación de piezas	1702	Industrial
CUSTAR SL	Gestión documental y digitalización	240	Oficinas
D&Btech	Consultoría ingeniería	240	Oficinas
ELEMENT	Ensayo de materiales	1340	Industrial
Elimco	Aviónica y electrónica	4344	Industrial
ENASA Formación aeronáutica	Formación	240	Oficinas
FLAVIA AERONAUTICA Y SISTEMAS	Fabricación y montaje de sistemas hidráulicos	240	Oficinas
Galvatec Tratamientos Superficiales	Trats superficiales y fabricación piezas	1201	Industrial
GAZC	Mecanizado de piezas y montaje	3215	Industrial
GECI	Ingeniería náutica/aero	240	Oficinas
Grabysur	Fabricación paneles cockpit + MRO	1243	Industrial
GRUPO FAASA	Formación y mantenimiento aeronáutico	240	Oficinas
HUTCHINSON AEROSPACE	Fabricación acondicionamiento cabinas	240	Oficinas
IAAS365	Software transformación digital	240	Oficinas
IDENER	Ingeniería simulación	3620	Oficinas
IMPULSO INGENIERÍA	Consultoría ingeniería y arquitectura	240	Oficinas
INASOR	Ingeniería autómatas y CNC	240	Oficinas
INERCO	Ingeniería acústica	3123	Oficinas
Inespasa	Aeroestructuras (proceso y montaje)	5844	Industrial
KeyTech	Ingeniería	240	Oficinas
Latesys	Consultoría ingeniería	240	Oficinas
LTK400	Logística y servicios	8933	Logística
Magtel	Oficinas ingeniería y formación	5454	Oficinas
MAQUINSER	Distribución maquinaria de mecanizado y CNC	240	Oficinas
MARLO	Software transformación digital	240	Oficinas
MaskLogik	Distribución de protecciones y lean-manufact	240	Oficinas
Mecanisur	Mecanizado y reparación de piezas met.	2021	Industrial
MECAPRES	Chapa + Utilaje de chapistería	1040	Industrial
Metalnex	Distribución máquinas-herramientas	3129	Industrial
NAVAIR	Equipos náuticos/aero	860	Industrial
NINGENIA	Consultoría ingeniería	240	Oficinas
ONSI COM	Telecomunicaciones fibra óptica	240	Oficinas
Ontech Security	Fabricación de seguridad electrónica (sensores)	1860	Industrial
REDIMA	Distribución de máquinas-herramientas	240	Oficinas

Restaurante Aerópolis	Restauración	645	Oficinas
SDI	Automatización y control I+D	240	Oficinas
SEILAF	Formación y ensayos	3262	Industrial
SIMGI SL	Mecanizado	1040	Industrial
SINTERSA	Fabricación de cables	240	Oficinas
SOFITEC COMPOSITES	Fabricación de aerestructuras composite	6323	Industrial
SOLAR MEMS	Desarrollo de sensores	240	Oficinas
SONOVISION	Documentos técnicos	240	Oficinas
STTS	Tratamientos superficiales	240	Oficinas
TITANIUM AERO	Mecanizado y procesos - software 100 %	240	Oficinas
TRESCAL	Calibración y calidad	240	Oficinas
TTI	Ingeniería antenas	240	Oficinas
UMI AERONAUTICA	Uillaje y submontajes	240	Oficinas
TEAMS SL	Laboratorio de ensayos	1430	Industrial

Índice de Figuras

1.1	Capacidad energética del viento en España [25]	10
2.1	Configuración de red típica europea [63, p. 55]	12
3.1	Onda de la potencia como producto de $V(t)$ por $I(t)$ [66]	17
3.2	Triángulo de la potencias [66]	18
3.3	Diagrama de flujo del algoritmo Perturbación y Observación (P/O) [64, p. 9]	21
3.4	Funcionamiento de MPPT por conductancia incremental [64, p. 5]	21
4.1	Ejemplo de tres clústers con ruido [27]	25
4.2	Clustering industrial por sectores [Sección A.11]	25
4.3	Clustering industrial por sectores en escala logarítmica [Sección A.11]	25
4.4	Curva de demanda diaria clusterizada [Sección A.11]	26
4.5	Curva de demanda mensual clusterizada [Sección A.11]	26
4.6	Curva típica de demanda diaria residencial e industrial	27
4.7	Perfiles de demanda industrial, residencial y comercial [Sección A.1]	30
4.8	Curva diaria demanda de caso estudio	31
5.1	Rosa de los vientos de procedencia y potencia [60]	37
5.2	Distribución de velocidades descritas por Jensen [42]	38
5.3	Proforma de compra de datos de viento [24]	40
5.4	Características del viento de Sevilla (aeropuerto) [57]	42
5.5	Introducción de coordenadas en WaSP	43
5.6	Resumen de los datos del viento introducidos en Climate Analyst	43
5.7	Datos obtenidos del OMWC	44
5.8	Distribución Weibull de los datos reales de viento	44
5.9	Gráfica anual de los datos del viento	45
5.10	Gráfica anual de las rachas de viento	45
6.1	Tipos de aerogenerador [13]	48
6.2	Curva de potencia de Suzlon S.52-600 (arriba) y Bornay Wind+ 25.3 (abajo)	49
6.3	Comparación de potencia generada	50
6.4	Curva de potencia de Suzlon S.52-600 (arriba) y Bornay Wind+ 25.3 (abajo)	50
6.5	Equipos Bornay Wind+ MPPT Controller (arriba) y Bornay Wind+ Interface (abajo).	51
6.6	Datasheet Bornay Wind+ Interface [10, p. 16]	53
6.7	Esquema de conexión típica de Bornay Wind+ Interface [10, p. 13]	55
6.8	Rango de potencia aprovechable en cada inversor [1]	56

6.9	Curva de potencia de Bornay Wind+ 25.3 [11, p. 16]	57
6.10	Distribución al tres-bolillo [16]	59
6.11	Mapa del relieve de la zona de la instalación	59
6.12	Mapa de la zona de la instalación [31]	60
6.13	Distribución final de aerogeneradores de la instalación	61
7.1	Fases del montaje del aerogenerador [9, p. 8]	63
7.2	Cimentación y puesta a tierra de torre basculante [9, p. 9]	64
7.3	Tablas de los anexos de obra civil de torres Bornay [44]	65
7.4	Sección de los cables de aerogeneradores Bornay	66
7.5	Costes de la energía eólica [39, p. 29]	68
7.6	Sumatorio de costes de la energía eólica [38, p. 2]	69
8.1	Herramientas de simulación en tiempo real.	71
8.2	Red de estudio en PowerWorld	73
8.3	Configuración de cargas en PowerWorld	73
8.4	Diferentes casos de potencias aplicadas en los nudos	74
8.5	Modelo de la red en MATLAB/Simulink	76
8.6	Comparación del precio según tarificación	78

Índice de Tablas

1.1	Evolución anual potencia eléctrica renovable en Andalucía (MW) [4]	9
1.2	Evolución del consumo de energías renovables [3]	10
2.1	Geometría de líneas aéreas de red de distribución europea [63]	12
2.2	Geometría de cables subterráneos de red de distribución europea [63]	13
2.3	Conexiones y parámetros de línea del feeder residencial [63]	13
2.4	Conexiones y parámetros de línea del feeder industrial [63]	13
2.5	Conexiones y parámetros de línea del feeder comercial [63]	14
2.6	Resistencias de puesta a tierra de la red [63]	14
2.7	Parámetros de los transformadores [63]	14
5.1	Rugosidad del terreno [67]	35
6.1	Opciones de aerogenerador	49
6.2	Opciones de inversor	54
7.1	Longitudes y secciones de cables de conexión de aerogenerador	66
8.1	Cálculo de cargas de la red industrial de estudio	73
8.2	Reparto porcentual de las cargas en 6 feeders	73
8.3	Costes de la instalación	79
B.1	Empresas de Aerópolis (28/9/2018)	103

Índice de Códigos

A.1	Cargas.m	85
A.2	ComparacionAerogeneradores.	87
A.3	ComparacionPotencia.m	89
A.4	RMSTrifasico.m	92
A.5	Rachas.m	92
A.6	ParametrosBornay.m	93
A.7	Potencia.m	98
A.8	Precioenergia.m	99
A.9	Viento.m	99
A.10	Weibull.m	100
A.11	Clustering.m	100
A.12	EsfuerzosTorres.m	101

Bibliografía

- [1] ABB, *SOLAR INVERTERS ABB string inverters*, Tech. Report G, 2017.
- [2] Ahmed Abrous, Rene Wamkeue, and El Madjid Berkouk, *Modeling and simulation of a wind model using a spectral representation method*, Proceedings of 2015 IEEE International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2015, 2016.
- [3] Agencia Andaluza de la Energía, *Datos Energéticos de Andalucía 2018*, Tech. report, 2018.
- [4] _____, *INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS ANDALUCÍA Actualización: 31 de diciembre de 2018*, Tech. report, 2018.
- [5] Albert Betz, *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, 1919.
- [6] N. Alkadi, M. Starke, O. Ma, S. Nimbalkar, D. Cox, K. Dowling, B. Johnson, and S. Khan, *IGATE-E (Industrial Geospatial Analysis Tool for Energy Evaluation)*, Tech. report, 2013.
- [7] John J. Bertin and Russell M. Cummings, *Aerodynamics for engineers*, 5th ed., 2008.
- [8] Bornay Aerogeneradores SLU, *Bornay: Regulador de carga MPPT Charge controller*, Tech. report.
- [9] _____, *Wind 25.3+ Manual v1.5*, Tech. report, 2017.
- [10] _____, *Wind+ Interface Manual*, Tech. report, 2017.
- [11] _____, *Catalogo Wind Plus*, Tech. report, 2018.
- [12] Brian S. Everitt, Sabine Landau, Morven Leese, and Daniel Stahl, *Cluster Analysis*, 5th ed., 2011.
- [13] Francesco Castellani, Davide Astolfi, Mauro Peppoloni, Francesco Natili, Daniele Buttà, and Alexander Hirschl, *Experimental Vibration Analysis of a Small Scale Vertical Wind Energy System for Residential Use*, *Machines* **7** (2019), 35.
- [14] Bygningsdynamik Christensen and Jørgen Erik, *El Atlas Eólico Europeo. Roskilde: Risø National Laboratory.*, Tech. report, 1990.
- [15] R. Cormack, *A Review of Classification*, *Journal of the Royal Statistical Society.* **134** (1971), no. 3, 321–367.
- [16] O G Estévez and J G García Clúa, *Profitability Analysis of a Wind Generation Project in Bolivia Using the Monte Carlo Method*, 2018 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA), 11 2018, pp. 1–6.

- [17] European Commission, *Guidance on Energy Transmission Infrastructure and EU nature legislation*, (2018), 129.
- [18] G Giebel and Et. Al., *The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power*, Tech. Report 1.1, 2011.
- [19] M H Haque, K G Jayaratne, and C W Bernardo, *Estimation of annual energy delivered by a variable speed wind generating system using historical wind data*, Proceedings of 2014 3rd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology, ICDRET 2014, 2014.
- [20] Pablo Ralon Harold Anuta and Michael Taylor, *Renewable Power Generation Costs in 2018*, Tech. report, 2019.
- [21] <http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/buscadorCatalogo.do?codFamilia=02101#>, *Centro Nacional de Información Geográfica*.
- [22] <https://connecticuthistory.org/>, *Halladay's Revolutionary Windmill*, 2018.
- [23] <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises>, *Expansión | Datosmacro.es*.
- [24] <https://es.windfinder.com/historical-weather-data/>, *Windfinder [Historical Data]*.
- [25] <https://globalwindatlas.info/>, *Mapa eólico de España*, 2020.
- [26] <https://opendata.aemet.es/centrodedescargas/inicio>, *AEMET OpenData*.
- [27] <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/tool-reference/spatial-statistics/densitybasedclustering.htm>, *ArcGIS*.
- [28] <https://whc.unesco.org/en/tentativelists/6192/>, *UNESCO | Asbads (windmill) of Iran*, 2017.
- [29] <https://www.energias-renovables.com/eolica/que-20-anos-no-es-nadaa—20160614>, *www.energias-renovables.com*.
- [30] <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>, *e-sios*.
- [31] <https://www.google.es/maps/>, *Google Maps*.
- [32] <https://www.opal-rt.com/microgrid-overview/>, *OPAL-RT*.
- [33] <https://www.typhoon-hil.com/solutions/microgrids/>, *Typhoon-HIL*.
- [34] https://www.wasp.dk/wasp#details__wakeeffectmodel, *Wake Effect Model*.
- [35] http://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/Lineas_aereas/Apoyo_metalico_de_celosia.html#gsc.tab=0, *www.generadordeprecios.info*.
- [36] <http://www.history.alberta.ca>, *The Halladay and Jacobs Windmills*.
- [37] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, *Energía Eólica (Manuales de Energías Renovables)*, (2006).
- [38] IRENA, *Wind Power*, 2012.
- [39] ———, *Renewable Power Generation costs in 2019*, Tech. report, 2019.

- [40] José Antonio Jardini, Carlos M V Tahan, M R Gouvea, A.U. Ahn, and F M Figueiredo, *Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers*, IEEE Transactions on Power Delivery **15** (2000), no. 1, 375–380.
- [41] Jefatura del Estado BOE-A-1997-25340, *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*, 1997, p. 35097 a 35126.
- [42] Niels Otto Jensen, *A note on wind generator interaction*, 1983, pp. 1–16.
- [43] Niels Otto Jensen, J Højstrup, and I Katic, *A Simple Model for Cluster Efficiency*, EWEC'86. Proceedings **1** (1987), 407–410.
- [44] S.L. Juan y David Bornay, *Manual de Instrucciones y Montaje*, JBornay Aerogeneradores (2002), no. 1.0.
- [45] Salman Kahrobaee, *Reliability Modeling and Evaluation of Distributed Energy Resources and Smart Power*, University of Nebraska-Lincoln, skahrobaee@huskers.unl.edu (2014), 209.
- [46] J C Kaimal, J C Wyngaard, Y Izumi, and O R Coté, *Spectral characteristics of surface-layer turbulence*, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society **98** (1972), no. 417, 563–589.
- [47] L. Landau and E. Lifshitz, *Mecanica de fluidos*, reverté ed., Reverté, 1986.
- [48] Samira Louassa, Ouahiba Guerri, Mustapha Merzouk, Nachida Kasbadji Merzouk, and Sidi Mohammed Boudia, *Wind Resources Assessment of an Algerian Arid Area Using a CFD Model*, 2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria, ICWEAA 2018 (2019), 1–6.
- [49] Xiao Hui Ma, De Tian, Zi Hang Zhang, Ying Deng, and Yan Wei Li, *Combined wind speed model based on real wind data*, IET Conference Publications, vol. 2015, 2015.
- [50] Ranjan Maitra, Anna Peterson, and Arka Ghosh, *A systematic evaluation of different methods for initializing the K-means clustering algorithm*, (2010).
- [51] James F. Manwell, *Editorial [selected papers from the european wind energy conference (EWEC) 2007]*, IET Renewable Power Generation **2** (2008), no. 1, 1–2.
- [52] Ministerio de Ciencia y Tecnología, *ITC-BT-10: Guía técnica de Aplicación: Instalaciones de enlace Previsión de cargas para suministros de baja tensión*, 2014, pp. 1–6.
- [53] Ministerio de Industria, *Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico*, 2014, pp. 1–102.
- [54] Ministerio de Industria y Energía, *Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, por el que se dan normas sobre acometidas eléctricas y se aprueba el Reglamento correspondiente.*, Tech. report, 1982.
- [55] Ministerio para la Transición Ecológica, *Disposición 5089 del BOE núm. 83 de 2019*, Tech. report, 2019.
- [56] I. P. Panapakidis, M. C. Alexiadis, and G. K. Papagiannis, *Electricity customer characterization based on different representative load curves*, 9th International Conference on the European Energy Market, EEM 12, 2012.
- [57] Erik Lundtang Petersen, Ib Troen, Hans Ejsing Jørgensen, and Jakob Mann, *The new European wind atlas*, Energy Bulletin **15** (2014), no. 17, 34–39.

- [58] Prysmian Group, *El libro blanco de la instalación*, 2018.
- [59] Teemu Räsänen, Dimitrios Voukantsis, Harri Niska, Kostas Karatzas, and Mikko Kolehmainen, *Data-based method for creating electricity use load profiles using large amount of customer-specific hourly measured electricity use data*, *Applied Energy* **87** (2010), no. 11, 3538–3545.
- [60] J.L. Rodriguez, *Energía Eólica Guía Técnica*, Tech. report, 2002.
- [61] Michael Starke and Nasr Alkadi, *Assessment of Industrial Load for Demand Response across U.S. Regions of the Western Interconnect*, Tech. Report September, 2013.
- [62] Brian Stott and Ongun Alsac, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-93** (1974), no. 3, 859 – 869.
- [63] Kai Strunz, Ehsan Abbasi, Chad Abbey, Christophe Andrieu, Udaya Annakkage, Stefano Barsali, Ryan C. Campbell, Robert Fletcher, Feng Gao, Trevor Gaunt, Ani Gole, Nikos Hatziaargyriou, Reza Iravani, Géza Joos, Hiroo Konishi, Maren Kuschke, Erkki Lakervi, Chen-Ching Liu, Jean Mahseredjian, Farid Mosallat, Dharshana Muthumuni, Antje Orths, Stavros Papathanassiou, Krzysztof Rudion, Zbigniew Styczynski, and Suresh C. Verma, *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*, Tech. report, 2014.
- [64] Fatima-Ezzahra Tahiri, Khalid Chikh, and Mohamed Khafallah, *Modeling and Performance Analysis of a Solar PV Power System Connected to a Three Phase Load Under Irradiation and Load Variations*, *Modeling, Identification and Control Methods in Renewable Energy Systems*, 2019, p. 374.
- [65] T. von Karman, *Progress in the Statistical Theory of Turbulence*, *Proceedings of the National Academy of Sciences* **34** (1948), no. 11, 530–539.
- [66] Alexandra von Meier, *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*, IEEE Press, 2006.
- [67] Pablo Zapico, Pedro García, Fernando Silván, and José Alejandro Alonso de Linaje, *Guía rápida del programa de evaluación de emplazamiento eólico WAsP 11*, Tech. report, 2019.