



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial

Diseño de un sistema de generación de energía eléctrica basado en la utilización de las energías solar y eólica, e integrado en el medio natural.

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Autor: Diego Martínez Navarro

Director: José Pérez García

Codirectora: Ruth Herrero Martín



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Cartagena, 27 de septiembre de 2016

Índice

Capítulo 1. Objetivo y fases del trabajo	10
1.1 Objetivo general y específicos.....	10
1.2 Resumen y características del sistema de generación a desarrollar.....	10
1.3 Fases del trabajo	11
Capítulo 2. Revisión bibliográfica	12
2.1 Introducción y antecedentes de la energía eólica.....	12
2.1.1 Origen y Evolución de los Molinos de Viento.....	12
2.1.2 Decadencia y resurgimiento de la tecnología eólica.....	14
2.2 Información de los modelos actuales de turbinas eólicas	15
2.2.1 Diseños eólicos actuales. Clasificación y características	15
2.2.2 Aeroturbinas de eje horizontal	16
2.2.3 Aeroturbinas de eje vertical	17
2.3 Revisión de los conceptos relativos a la aerodinámica de perfiles	18
2.3.1 Principios del funcionamiento de las máquinas eólicas. Las fuerzas aerodinámicas.....	18
2.4 Información relativa al diseño y funcionamiento de los diferentes rotores verticales	20
2.4.1 Tipología de turbinas de eje vertical	20
2.4.1.1 Turbina Savonius	20
2.4.1.2 Turbina Darrieus	21
2.4.2 Resumen de las características básicas de ambos diseños	24
2.4.3 La problemática del arranque y el par. Otros diseños	25
2.4.3.1 Diseño Cycloturbine.....	26
2.4.3.2 Diseño Gorlov	27
2.4.3.3 Combinación de diseños Savonius y Darrieus	28
2.5 Búsqueda de información sobre el recurso eólico y la distribución del viento	29
2.5.1 Variación del perfil vertical de velocidades del viento	31
2.5.2 Vientos de carácter local	33
2.5.3 Medición de las magnitudes del viento	34
2.6 Revisión inicial de material referente al recurso solar.....	35
2.6.1 Introducción histórica al aprovechamiento de la energía solar	35
2.6.2 Desarrollo de la energía solar fotovoltaica	37

2.7 Información de los modelos actuales de paneles fotovoltaicos, funcionamiento y rendimiento	39
2.7.1 Funcionamiento	39
2.7.2 Tipología de células solares actuales	40
2.8 Modelos híbridos de producción energética eólico – solar	41
2.8.1 Aplicaciones y características	42
Capítulo 3. Determinación de la potencia instalada y demanda energética del sistema	44
3.1 Acceso a internet	44
3.2 Toma de datos meteorológicos. Estación meteorológica	45
3.3 Prevención de incendios y sistema de vigilancia	46
3.4 Gestión de información y sistemas	47
3.5 Recarga de dispositivos e iluminación	49
3.6 Estimación del consumo y la energía necesaria para el funcionamiento del sistema	49
Capítulo 4. Diseño del prototipo eólico	52
4.1 Evaluación del recurso eólico	52
4.1.1 Estudio de la zona de implantación: el viento en los alrededores de Cartagena	52
4.1.2 Conceptos de potencial eólico y densidad de potencia	54
4.1.3 Consideraciones respecto al diseño de la aeroturbina	55
4.1.4 Eficiencia de un diseño eólico. El coeficiente de potencia	56
4.1.5 Limitación del potencial eólico. Límite de Betz	56
4.2 Diseño inicial de la aeroturbina en base a las especificaciones y el recurso eólico	59
4.2.1 Criterios de diseño iniciales	59
4.2.2 Solidity ratio	61
4.2.3 Forma de la hélice	62
4.3 Estimación y cálculo de la potencia eléctrica generada	64
4.3.1 Análisis del diseño	64
4.4 Revisión de los datos obtenidos y estudio de posibles variaciones en el diseño	64
4.5 Diseño de rotor definitivo	66
4.5.1 Dimensiones del conjunto del rotor. Criterios finales	67
4.5.2 Discos o end plates. Dimensionado	68
4.5.3 Caracterización del diseño. Etapas y álabes	69
4.5.3.1 Posición de los álabes. Solape o “overlap”	69
4.5.3.2 Geometría y número de álabes, etapas y disposición	72

4.5.3.3 Características definitivas del diseño	73
4.5.4 Diseño mecánico de la turbina	74
4.5.4.1 Modelado y simulación en SolidWorks	75
4.5.4.2 Diseño de álabes definitivo en función del eje	77
Capítulo 5. Fabricación del prototipo eólico	78
5.1 Fabricación de los álabes del prototipo.....	78
5.1.1 División de los álabes rotor en partes para su impresión	78
5.2 Diseño y fabricación del cuerpo del rotor.....	80
5.3 Fabricación y montaje mecánico del rotor	84
5.4 Presupuesto	88
Capítulo 6. Ensayo en túnel aerodinámico	89
6.1 Descripción del banco de ensayos	89
6.1.1 Descripción general del banco de ensayos	89
6.1.2 Descripción del equipo del banco de ensayos	89
6.1.3 Sensores e instrumentos de medida utilizados	90
6.1.3.1 Data logger	90
6.1.3.2 Medición de la velocidad del viento. Anemómetros de hilo caliente	91
6.1.3.3 Sensores de velocidad de giro.....	93
6.2 Calibración de sensores	94
6.2.1 Calibración de anemómetros.....	94
6.2.2 Calibración del sistema de captación de pulsos	98
6.3 Ensayos preliminares.....	98
6.3.1 Disposición de la turbina en el banco de ensayos	98
6.3.2 Toma de datos.....	102
6.4 Perfil de velocidades en el banco de ensayo.....	105
6.5 Ensayos definitivos.....	110
6.6 Análisis de los datos obtenidos y estimación de la potencia máxima	113
Capítulo 7. Diseño del sistema de producción fotovoltaico	118
7.1 Evaluación del recurso solar	118
7.2 Estimación y cálculo de la orientación de los paneles	120
7.3 Estimación y cálculo de la potencia generada por éstos.....	122
7.4 Selección de placas fotovoltaicas adaptadas a las condiciones de diseño y generación de energía.....	122
7.4.1 Cálculo de módulos según regulador adoptado.....	123
7.5 Regulador de carga y sistema de acumulación	126
Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros.....	128
8.1 Conclusiones	128

8.2 Trabajos futuros	134
Capítulo 9. Referencias bibliográficas.....	137

Índice de figuras

Figura 1: Aerogenerador Smith-Putnam (años 40). Diseño de gran complejidad y audacia y que por problemas de fatiga de material sufrió graves fallos.	15
Figura 2: Distintos ejemplos de aeroturbinas de eje horizontal. Fuente: Wind Energy Explained, J.F. Manwell et al.	17
Figura 3: Gradiente de presiones en perfil aerodinámico.....	18
Figura 4: Fuerzas actuantes en un perfil aerodinámico	20
Figura 5: Ejemplo de aeroturbina tipo Savonius y su funcionamiento. Fuente: La energía eólica: Principios básicos y tecnología, A. Lecuona.....	21
Figura 6: Diseño de rotor Darrieus.....	22
Figura 7: Ejemplos de aeroturbinas Darrieus tipo H. A la izquierda, de álabes fijos, a la derecha, de álabes móviles, también conocida como Cycloturbine.	22
Figura 8: Vista esquemática de los principios de funcionamiento de un rotor vertical Darrieus. Fuente: Wind Turbine Design: With emphasis on Darrieus concept, Ion Paraschivoiu	23
Figura 9: Comparación de diseños eólicos en función de C_p y TSR. En muchas publicaciones, las curvas de eficiencia del rotor Savonius y el multi - álabes americano están conmutadas, con el consiguiente error en la valoración de éstas (Eldridge, F. R., 1980)	25
Figura 10: Ejemplo de rotor H de álabes móviles o Cycloturbine	26
Figura 11: El profesor Gorlov con uno de sus diseños.....	27
Figura 12: Adaptación del diseño Gorlov a aplicación eólica. Modelo 9M del fabricante UGE (Urban Green Energy)	28
Figura 13: Combinación de rotor Savonius y Darrieus	28
Figura 14: Combinación de rotor Savonius y Gorlov o helicoidal	29
Figura 15: Distintas fuerzas causantes del viento. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica, Miguel Villarrubia López.....	31
Figura 16: Perfil de velocidades del viento con la altura. Ingeniería de la Energía Eólica, Miguel Villarrubia López.....	32
Figura 17: Espejos de Arquímedes en Siracusa. Fuente: recuerdosdepandora.com	36
Figura 18: Mecanismo con 168 piezas de cristal diseñado por Buffon. Fuente: recuerdosdepandora.com	36
Figura 19: Efecto de la temperatura en el rendimiento de módulos solares. Fuente: www.ingelibreblog.wordpress.com	40

Figura 20: Evolución de la eficiencia de las distintas tecnologías. Fuente: Energía Solar Fotovoltaica, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (COIT).....	41
Figura 21: Sistema híbrido de la empresa Kliux Energies instalado en la planta de Bayer MS en Tarragona	43
Figura 22: Mapa cobertura WiMAX (basado en hogares) Fuente: Cobertura de banda ancha en España en el primer trimestre de 2015. Ministerio de industria, energía y turismo.	44
Figura 23: Viento medio (m/s) medido a 80 metros de altura en la Región de Murcia. IDAE: Análisis del recurso. Atlas eólico de España	52
Figura 24: Aplicación web del CENER (Global Wind Map). Mapa de recursos eólicos de la Península Ibérica realizado durante 6 años. Selección de datos de la zona de Cartagena.....	53
Figura 25: Gráfico histórico de las velocidades medias y rachas máximas en la estación meteorológica del aeropuerto de San Javier. Fuente: AEMET.	54
Figura 26: Esquema del volumen de control utilizado en la obtención del límite de Betz.....	57
Figura 27: Características del perfil simétrico E171 -il. La línea azul representa los valores obtenidos con un $Re = 5.104$, la naranja con un $Re = 1.105$. Fuente: airfoiltools.com.....	62
Figura 28: Diseño realizado en el software CAD SolidWorks con 3 álabes.....	63
Figura 29: Diseño realizado en el software CAD SolidWorks con 4 álabes.....	63
Figura 30: Características del perfil simétrico NACA 0012. La línea azul representa los valores obtenidos con un $Re = 5.104$, la naranja con un $Re = 1.105$. Fuente: airfoiltools.com.....	65
Figura 31: Ejemplo de rotor Savonius con end plates. Fuente: Optimization of a Savonius Rotor Vertical-Axis Wind Turbine for Use in Water Pumping Systems in Rural Honduras, Aron Zingman	68
Figura 32: Sección simplificada de un rotor Savonius de dos álabes. $D_f = D_{disco}$. Fuente: Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments, U.K. Saha et al.....	69
Figura 33: Idem a la anterior, pero con eje central. Fuente: (An experimental study on improvement of Savonius rotor performance, N.H. Mahmoud et al.)	70
Figura 34: Funcionamiento de una turbina Savonius con solapamiento	70
Figura 35: Coeficiente de par (CT) en función del TSR (λ) para distintos β	71
Figura 36: Coeficiente de potencia (C_p) en función del TSR (λ) para distintos β	71
Figura 37: Rotores Savonius de una, dos y tres etapas. Fuente: (Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments, U.K. Saha et al.)	72

Figura 38: Vistas isométrica y lateral del álabe, donde se aprecia la torsión de éste.	73
Figura 39: Modelo realizado en SolidWorks para su análisis	74
Figura 40: Detalle del mallado realizado	76
Figura 41: Resultados de deformación del conjunto para el eje seleccionado	76
Figura 42: Vista esquemática de la disposición y dimensiones de los álabes en base al diámetro fijado manteniendo un $\beta = (96-58)/248 = 0,153$	77
Figura 43: Detalle de las tres partes que conforman cada álabe	78
Figura 44: Vista del álabe ensamblado	79
Figura 45: Sección del álabe ensamblado en la que se aprecia el detalle de las pestañas	79
Figura 46: Imagen de los cuatro álabes fabricados	80
Figura 47: Sección del cuerpo del rotor donde se aprecia el eje motriz interior y su unión al disco superior	81
Figura 48: Detalle del soporte colocado en el eje y el rodamiento montado sobre él a través de su pista interior	82
Figura 49: Detalle de la unión del disco inferior con el casquillo y su colocación sobre la pista exterior del rodamiento	82
Figura 50: Detalle del uso de los ángulos y el circlip en su correspondiente ranura	83
Figura 51: Detalle del circlip que sustenta el rodamiento y la unión del eje motriz y el disco superior	84
Figura 52: Cuerpo del rotor junto a elementos de transmisión y generación. Se unieron perfiles a los discos del rotor para mantener la geometría durante su fabricación.....	85
Figura 53: Detalle de la unión del rotor a la bancada, y del eje motriz a la transmisión y generador.....	85
Figura 54: Detalle de la dinamo utilizada. Se puede apreciar el casquillo utilizado para su adaptación al sistema de transmisión mecánica.	86
Figura 55: Transmisión empleada	87
Figura 56: Alzado, planta y sección del acoplamiento elástico utilizado	87
Figura 57: Batería para pruebas de la instalación.....	88
Figura 58: Variador de frecuencia Omron 3G3MX2-A4030-E.....	90
Figura 59: Data logger Agilent Technologies 34970A.....	91
Figura 60: Anemómetro E+E Elektronik EE575	92
Figura 61: Cableado del anemómetro EE 575 de E+E Elektronik.....	92
Figura 62: Fuentes de alimentación de 24 V. Se utilizan las dos de la izquierda	93
Figura 63: Variador de frecuencia DPF Sensors TACO digi	94
Figura 64: Túnel de viento del laboratorio de ensayos	94

Figura 65: Colocación de los anemómetros en el túnel	95
Figura 66: Recta de calibración anemómetro canal 101	97
Figura 67: Recta de calibración anemómetro canal 102	97
Figura 68: Montaje de la estructura del rotor en el banco de ensayos.....	98
Figura 69: Conjunto completo del rotor colocado	99
Figura 70: Centrado de la aeroturbina respecto a columna de ventiladores	100
Figura 71: Disposición de anemómetros en cable vertical	100
Figura 72: Detalle de la colocación del captador de pulsos, la arandela y la banda para el tacómetro óptico.....	101
Figura 73: Disposición del tacómetro óptico	101
Figura 74: Datos extraídos del ensayo realizado sin rejilla	102
Figura 75: Rejilla colocada frente a ventiladores	103
Figura 76: Datos extraídos del ensayo realizado con rejilla	104
Figura 77: Proceso de colocación de los anemómetros para la obtención del perfil de velocidades.....	105
Figura 78: Esquema de las posiciones de los anemómetros frente a cada ventilador	106
Figura 79: Perfiles de velocidades para frecuencias de 25, 35 y 50 Hz.....	107
Figura 80: Perfiles de velocidades para las distintas series de medidas realizadas	109
Figura 81: Tobera desarrollada por el personal del laboratorio.....	110
Figura 82: Proceso de ensayo de la turbina recortada	111
Figura 83: Disposición de la turbina frente a la columna derecha de ventiladores. Se desplazó a la derecha con el objetivo de realizar el ensayo a más velocidad que en los ensayos con tobera	112
Figura 84: Coeficiente de potencia estimado y el valor de λ	114
Figura 85: Potencia en función del par estimado respecto a la velocidad del flujo	115
Figura 86: Curva de potencia tipo de aerogeneradores en función de la velocidad del viento	115
Figura 87: Potencial de electricidad solar fotovoltaica en los países de la Unión Europea. Fuente: Instituto de Estudios de Seguridad de la Unión Europea.	119
Figura 88: Mapa de radiación global del T.M. de Cartagena	120
Figura 89: Comparación RC común y RC MPPT.	123
Figura 90: Características básicas de módulos curvables Techno Sun	125
Figura 91: Esquema de funcionamiento de la solución propuesta en [58].....	135

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación entre diseños Savonius y Darrieus	24
Tabla 2: Resumen de características del último modelo Raspberry Pi	48
Tabla 3: Estimación de consumos pico del sistema.....	50
Tabla 4: Valores críticos del periodo seleccionado. Fuente: AEMET.....	54
Tabla 5: Presupuesto básico del proyecto	88
Tabla 6: Datos del anemómetro EE 575 de E+E Elektronik.....	92
Tabla 7: Valores umbrales de anemómetros.....	95
Tabla 8: Parámetros de calibración de EE 575	96
Tabla 9: Resultados de calibración	96
Tabla 10: Posiciones de los anemómetros en el ensayo del perfil de velocidades	107
Tabla 11: Valores de radiación meses críticos y anuales en T.M. de Cartagena ...	120

Capítulo 1. Objetivo y fases del trabajo

1.1 Objetivo general y específicos

El objetivo general del Trabajo Fin de Grado (TFG) es diseñar un sistema autónomo capaz de generar energía eléctrica a partir del aprovechamiento de las energías eólica y solar, integrando ambas, y con impacto ambiental mínimo, ya que se aplicaría como sistema soporte para equipos de telecomunicaciones y red de sensores ambientales en el medio natural. Una vez realizado el diseño tanto de la aeroturbina como del sistema fotovoltaico, se fabricará un prototipo de la aeroturbina para ser ensayada en el túnel aerodinámico del Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos con objeto de optimizarla, así como un prototipo del sistema completo, para ensayarlo en condiciones reales y medir la potencia eléctrica generada.

Entre los objetivos específicos del TFG se incluyen:

- Revisión bibliográfica de sistemas de generación de energía eléctrica similares.
- Estudio de las necesidades de energía eléctrica para funcionamiento del sistema.
- Estudio del potencial eólico y solar para las condiciones topológicas de operación del equipo y selección de los equipos más adecuados para ambos sistemas de generación.
- Diseño de la estructura soporte para generar mínimo impacto ambiental en condiciones seguras.
- Dimensionado de los sistemas eólico y solar
- Diseño y fabricación de un prototipo de aeroturbina y ensayo en túnel aerodinámico.
- Optimización del diseño inicial.
- Diseño y fabricación de un prototipo completo y ensayo en condiciones reales

1.2 Resumen y características del sistema de generación a desarrollar

Se trata de desarrollar una infraestructura integrada en el medio natural, de uso seguro y autosuficiente energéticamente mediante la integración de energías renovables solar y eólica para dar cobertura WiFi, geolocalización, soporte de comunicación en caso de emergencias, recarga eléctrica de dispositivos móviles, y adquisición de señales generadas por una red de sensores inalámbricos ambientales. Esta infraestructura local y múltiple se ubicaría en lugares estratégicos y a una distancia adecuada para recorridos a pie o en bicicleta.

Características del sistema:

- Debe ser un poste con nulo impacto ambiental.
- Zona inferior anti-vandálica para instalación de baterías y motores de accionamiento de elementos.
- Tecnología de la aeroturbina: estudio de los distintos diseños de aeroturbinas de eje vertical y selección del más adecuado en base a las características del sistema y el potencial eólico disponible.
- Tecnología fotovoltaica: Paneles fotovoltaicos de alta eficiencia con sistema de acumulación.
- Integración de ambos sistemas de generación eléctrica.

- Potencia instalada suficiente para una autonomía de 3 días sin aporte para dar servicio de cobertura WiFi local, posicionamiento, sistema de alimentación de red de sensores, etc.
- Punto de recarga de dispositivos móviles y sistema de iluminación de emergencia.
- Control de uso mediante aplicación web o APP.

1.3 Fases del trabajo

- Revisión bibliográfica sobre metodología de diseño de aeroturbinas verticales y aplicabilidad de las diferentes tecnologías en función del potencial eólico.
- Revisión de equipamiento comercial para el sistema de generación fotovoltaico y diseño del sistema.
- Equipamiento para integración de los sistemas de generación de energía eléctrica y estimación de la potencia eléctrica necesaria y dimensionado básico de cada uno de los sistemas.
- Búsqueda bibliográfica y comercial sobre la tecnología actual de sistemas de generación de energía eólico-solar combinados.
- Diseño mediante SolidWorks de un prototipo de la aeroturbina óptima para las condiciones de operación definidas.
- Fabricación de un prototipo para su ensayo en túnel aerodinámico midiendo la potencia eléctrica generada.
- Optimización del diseño inicial de aeroturbina.
- Diseño del sistema de producción fotovoltaico.
- Dimensionado del resto de componentes eléctricos y electrónicos (inversor, acumulador, generador, etc.)
- Presupuesto
- Montaje de un prototipo completo y ensayo en condiciones reales.

Capítulo 2. Revisión bibliográfica

2.1 Introducción y antecedentes de la energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es a día de hoy la energía más madura y eficiente de todas las energías renovables. Para la descripción de sus orígenes y evolución se toma como referencia la información consultada en [1].

2.1.1 Origen y Evolución de los Molinos de Viento

El origen de los molinos de viento es un tema controvertido y que no ha sido claramente definido. Existen varias tesis en cuanto a los orígenes de estos molinos, y todas ellas cuentan con algún argumento de peso. En cualquier caso, lo que sí es claro es que las referencias históricas a los molinos de viento son muy posteriores a las existentes sobre los molinos hidráulicos, y su origen es aún más incierto que los de estos últimos (Reyes-Mesa, 2001).

El estudio riguroso y paradigmático de Julio Caro Baroja (1952) confirma que las tesis más importantes en cuanto al origen de los molinos de viento son tres:

- Las que opinan que el mundo greco-romano ya conocía los fundamentos mecánicos y los principios que regían el movimiento de la rueda expuesta al aire; no obstante, como se verá más adelante, no hay evidencia de su utilización en el ámbito de la molinería.
- Las que sostienen que los molinos de viento son de invención oriental, fruto de las culturas arábiga y china, y que fueron llevados al mediterráneo por la cultura islámica y a Europa en la Edad Media por los cruzados.
- Las que defienden que los molinos de viento fueron inventados en torno al s. XII en la Europa occidental, surgiendo espontáneamente en este continente; ejemplos serían los típicos molinos de Holanda, Bélgica, etc.

Antecedentes greco-romanos

La cultura griega y su mitología consideraban las fuerzas de la naturaleza (fuego, agua, viento) como de uso y dominio exclusivo de los dioses, y que éstos no aceptaban de buen grado la intromisión en sus dominios. Esta concepción mitológica de la naturaleza no ayudaba al desarrollo de la técnica. El hecho que su economía estuviera basada en una agricultura de subsistencia, con poco intercambio comercial y con una estructura social donde la mano de obra esclava era abundante, no ayudaba al desarrollo de la tecnología, ya que no había condiciones imperativas para el desarrollo de maquinaria que favoreciese una mejora en los métodos de producción.

Tampoco se conocen antecedentes de la utilización de los molinos de viento por parte de los romanos. El hecho de que el general Belisario en el año 537, durante el asedio de Roma, construyera dos molinos hidráulicos fluviales sobre barcazas para bombear agua, parece confirmar el desconocimiento o poco desarrollo de la tecnología eólica, ya que hubiese resultado mucho más sencillo y eficaz un sistema basado en molinos de viento (Cádiz-Deleito, 1992).

Las culturas arábicas y china

Algunos historiadores ven el precedente más inmediato en los denominados "molinos de oración" o "ruedas de oraciones" tibetanos, datados entre los s. VI y IX (White, 1973), aunque no se conoce con precisión la función que estas máquinas desempeñaban en los ritos religiosos. Parece ser que estas máquinas eólicas fueron de uso corriente en la zona del Tíbet y Mongolia, y algunos autores aseguran que su uso era anterior al s. II aC (Cádiz-Deleito y Ramos-Cabrero, 1984).

El primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical. Hasta el s. IX no es posible encontrar un documento histórico irrefutable en el que se mencionen los usos de estos molinos como algo habitual. Los molinos de viento son mencionados, con aplicación directa en la molinería, en el *Libro de ingenios mecánicos* de los hermanos Banu Musa sobre el año 850, así como por los geógrafos árabes Al-Tabari, fallecido en 923, y Al-Masudi, nacido en Bagdad en 912 y fallecido en El Cairo en 957 (Cádiz-Deleito, 1992; Caro-Baroja, 1996).

Todos esos autores hacen mención a la difundida utilización de los molinos de viento en las llanuras del Sijistán, en Persia, región donde soplaban vientos muy fuertes, y con bastante periodicidad. Al-Masudi, en su obra *Las praderas de oro* indica que en esta región, que ocupa el oriente iraní y el occidente afgano, soplan vientos que sobrepasan frecuentemente los 100km/h, comentando que se la conoce como "el país de los 120 días de viento". Este lugar constituyó el germen de la utilización de la energía eólica y su posterior aplicación a la extracción de agua y a la molienda de cereales (Fernández-Lavandera y Fernández-Rodríguez, 1998).

En cuanto a la tipología de los molinos de viento descritos por los autores citados, cabe decir que son molinos de eje vertical, de diseño muy sencillo y elemental, y de fabricación muy tosca.

A principios del s. XX aún existían restos de estos molinos del Sijistán, descubiertos por el explorador sueco Sven Hedin en Niyazarab, región de Bakharz meridional.

Por otro lado, en el Extremo Oriente, los chinos utilizaban desde tiempo inmemorial unos molinos llamados *panémonas*, que se utilizaban fundamentalmente para el bombeo de agua y posterior riego. Las panémonas chinas eran, al igual que los molinos persas descritos, de eje vertical. Sus palas o velas estaban formadas por paneles de tela sujetos a largueros de madera o bambú, y la posición de las palas podía variarse para regular la acción del viento sobre el molino.

Algunos historiadores sostienen que estas panémonas existían con anterioridad al año 400 d.C. (Forbes, 1964). Esta es la razón por la que muchos las consideran como las precursoras de los molinos persas de eje vertical.

Los molinos de eje horizontal también debieron surgir en el área de la antigua Persia, probablemente antes de la época islámica (Cádiz-Deleito, 1992).

Resulta más sencillo tecnológicamente aprovechar la energía del viento con una rueda horizontal, pero su invención debió responder a la necesidad de adaptar las máquinas eólicas de eje vertical al bombeo de agua. La disposición del rotor, en los sistemas de eje horizontal, es más adecuada para mover una noria sin tener que variar la dirección de la fuerza motora mediante un engranaje, que sin duda suponía una complicación técnica para la época.

La difusión del molino de viento como máquina capaz de producir energía mecánica sigue dos canales aparentemente independientes a partir de los s. XI y XII (Cádiz-Deleito, 1992). El primero de ellos se extiende a toda la zona de influencia del Mediterráneo, difundido por la civilización islámica, llegando hasta la mitad sur de la Península Ibérica.

El segundo toma como centro de partida el triángulo formado por Bretaña, Inglaterra y los Países Bajos, donde pudieran haber sido llevados por los cruzados al volver de Palestina y siguiendo las rutas comerciales del sur de Rusia y el mar Báltico.

España a través del Califato de Córdoba, fue la vía de difusión del molino mediterráneo hacia Europa, mientras otros autores como H. P. Vowles y K. Ferdinand sugieren otra ruta a través de la Rusia meridional y los países bálticos (Caro-Baroja, 1996). Esta suposición aporta como prueba el hecho de haberse encontrado en Crimea y otros lugares de Europa, como Dinamarca, molinos de eje vertical que guardan similitudes con los persas (Cádiz-Deleito, 1992).

Una tercera tesis aboga porque el origen de los molinos de viento, al menos los de eje horizontal, como son los europeos, es occidental. Pese al descubrimiento de la rueda de viento en eje horizontal del *Aneuriom* de Herón de Alejandría, así como a la utilización de transmisión indirecta, a través de engranajes, conocida y aplicada por Vitruvio en sus molinos hidráulicos, el hecho es que no hay indicios para creer que dichos conocimientos fuesen aplicados a la molinería mediante el diseño y construcción de un molino de eje horizontal.

En cuanto a los molinos europeos, las primeras referencias de la existencia de molinos de viento de eje horizontal, son del s. XII, tanto en Francia (en Bretaña) como en Inglaterra. En los Países Bajos, las primeras referencias son del s. XIII.

La aparición de los molinos de viento en Europa puede estar relacionada con las Cruzadas, si bien la coincidencia cronológica puede ser el principal argumento en que se apoya esta tesis. La primera cruzada tuvo lugar al final del s. XI, la segunda a mediados del s. XII y la tercera al final del mismo siglo. No obstante, esta coincidencia puede responder al hecho que tanto las Cruzadas como el progreso tecnológico que tuvo lugar en Europa en esa época fueron consecuencia de un proceso renovador, que se manifestó en todo tipo de actividades, tanto científico-técnicas como económico-sociales. Parece claro que Europa tenía por esa época la capacidad técnica para haber desarrollado un molino de viento a partir de las mejoras realizadas en los molinos hidráulicos. Hay relatos que sostienen que el molino de viento de eje horizontal era ya conocido en Occidente antes de las Cruzadas.

Sin embargo, otros autores sostienen que los cruzados habían visto en Oriente esta tipología de molino de viento y los trajeron a Europa.

2.1.2 Decadencia y resurgimiento de la tecnología eólica

Con la introducción de las máquinas de vapor durante la Revolución Industrial comenzó a disminuir el uso de los molinos de viento. La aparición de alternativas más baratas de abastecimiento energético hizo que paulatinamente fueran reemplazándose por máquinas térmicas o motores eléctricos alimentados desde las redes, haciendo que el uso del recurso eólico quedase relegado a satisfacer

necesidades puntuales en medios rurales o comunidades aisladas, sin ninguna participación en el mercado energético.

La toma de conciencia sobre la agotabilidad de los recursos energéticos no renovables, la creciente preocupación por el impacto sobre el medio ambiente de los combustibles fósiles y la energía nuclear, y las bruscas alzas de los precios del petróleo ocurridos en la década del 70, intensificaron la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético, renaciendo el interés por el recurso eólico. Los países industrializados focalizaron sus desarrollos en el abastecimiento de energía eléctrica [3].



Figura 1: Aerogenerador Smith-Putnam (años 40). Diseño de gran complejidad y audacia y que por problemas de fatiga de material sufrió graves fallos.

Los logros alcanzados en el plano de la investigación y desarrollo y, más aún, en las tecnologías de producción de turbinas eólicas, han hecho que, en el presente, el recurso eólico haya dejado de ser una potencial alternativa de abastecimiento para convertirse en una realidad. Las turbinas eólicas son hoy una opción más en el mercado de la generación eléctrica [3].

2.2 Información de los modelos actuales de turbinas eólicas

2.2.1 Diseños eólicos actuales. Clasificación y características

En esencia, una turbina eólica, aeroturbina o aerogenerador es una máquina que intercambia cantidad de movimiento con el viento, haciendo girar un rotor. En estas máquinas, la energía cinética del viento proporciona energía mecánica a un rotor o hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, generalmente hace girar el rotor de un generador, convirtiendo la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Dicha energía mecánica puede tener otras aplicaciones, por ejemplo bombeo de agua.

Las máquinas eólicas se clasifican generalmente según la disposición de su eje, siendo de tipo horizontal y vertical. Dentro de ellas las aeroturbinas de eje horizontal se encuentran más desarrolladas, tanto desde el punto de vista técnico como comercial.

En las máquinas eólicas de eje horizontal, para obtener en las palas una velocidad angular regular y uniforme, para una determinada velocidad del viento, se requiere que tanto la dirección del viento, como su velocidad, se mantengan constantes con respecto a las palas. Por el contrario, en las máquinas eólicas de eje vertical, manteniendo las mismas condiciones regulares en la velocidad del viento y en la velocidad angular de las palas, resulta que éstas pueden estar sometidas a un viento aparente de dirección y velocidad continuamente variables, por lo que en estas máquinas, el flujo aerodinámico resulta ser muy complicado, ignorándose en muchas ocasiones las verdaderas posibilidades de las mismas [4].

2.2.2 Aeroturbinas de eje horizontal

Las aeroturbinas de eje horizontal, también denominadas HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) se suelen clasificar según su velocidad de giro o según el número de palas del rotor (aspectos íntimamente relacionados) en:

Rápidas, que tienen un número de palas no superior a 4

Lentas, de mayor número de palas.

El proceso de funcionamiento de estas máquinas es diferente en lo que respecta al tipo de la acción debida al viento que las hace funcionar.

Las máquinas lentas funcionan principalmente debido a la resistencia aerodinámica, siendo la componente de resistencia de presión mucho más importante que la de sustentación, mientras que en las máquinas rápidas la componente de sustentación es mucho mayor que la de resistencia de presión.

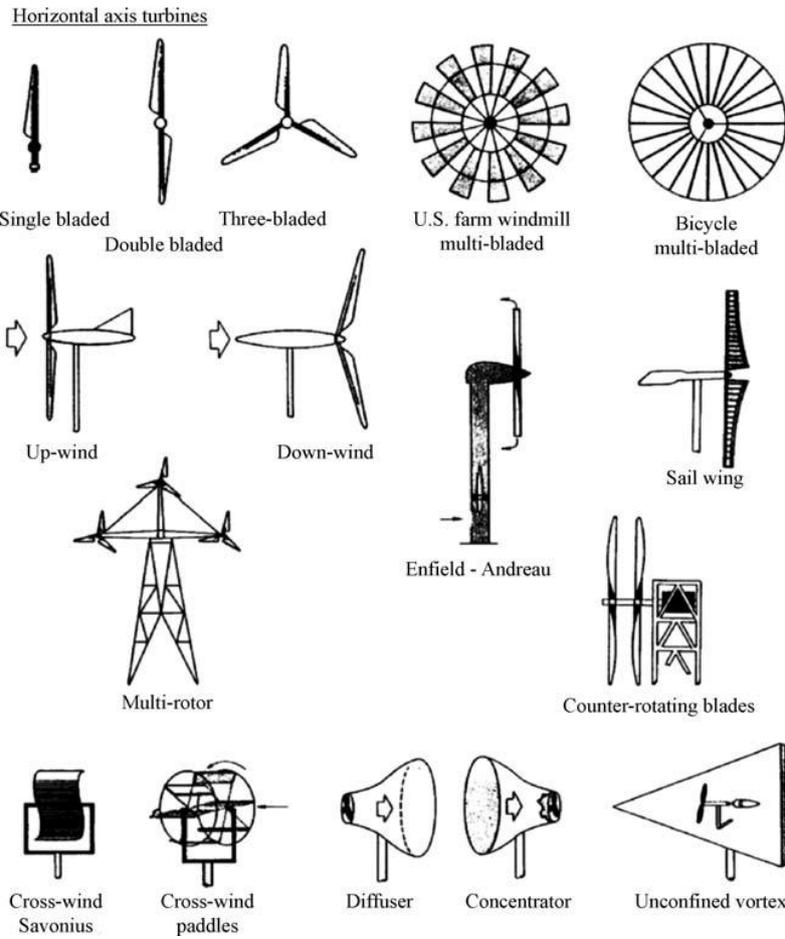


Figura 2: Distintos ejemplos de aeroturbinas de eje horizontal. Fuente: Wind Energy Explained, J.F. Manwell et al.

2.2.3 Aeroturbinas de eje vertical

Las aeroturbinas de eje vertical, también denominadas VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) tienen la gran ventaja de adaptarse a cualquier dirección del viento. Su clasificación suele basarse en dos modelos básicos, denominados Savonius y Darrieus, derivando de ellos distintos diseños.

Al igual que en el caso de las aeroturbinas de eje horizontal, el principio de funcionamiento es diferente en lo que respecta al tipo de la acción debida al viento que las hace funcionar.

Las basadas en el diseño Savonius, dependen principalmente de la fuerza de resistencia, mientras que las basadas en el diseño Darrieus, dependen de la fuerza de sustentación.

Debido al proceso asociado, y a las distintas posibilidades de ubicación del poste, un diseño vertical es más apropiado.

Una turbina eólica de eje vertical funciona adecuadamente con flujos multidireccionales, no dependiendo de sistemas de orientación, como en el caso de turbinas horizontales, demostrando mayor simplicidad en ese aspecto. Además,

asimilan mejor flujos turbulentos, por lo que en nuestra aplicación, situada a baja altitud, será más conveniente. Sin embargo, la eficiencia generalmente es inferior a la de las aeroturbinas de eje horizontal.

2.3 Revisión de los conceptos relativos a la aerodinámica de perfiles

2.3.1 Principios del funcionamiento de las máquinas eólicas. Las fuerzas aerodinámicas

Una vez realizada la clasificación de los distintos tipos de turbinas eólicas actuales, es conveniente revisar los conceptos básicos relacionados con su funcionamiento, que no son otros que las fuerzas aerodinámicas.

Según la RAE, la aerodinámica es la "rama de la Mecánica de Fluidos que estudia el movimiento del aire y otros gases, y su interacción con los cuerpos que se mueven en ellos".

Las fuerzas y momentos que aparecen en un cuerpo sometido a un flujo externo, como es el caso de una turbina eólica, dependen básicamente de su geometría y del ángulo de incidencia del flujo. Para su explicación y desarrollo se toma como referencia [56].

Las principales fuerzas a valorar en este caso son dos:

- **Resistencia**, D (drag): es la fuerza aerodinámica de resistencia al avance de un cuerpo sumergido en el seno de un fluido, actúa en la dirección del flujo pero en sentido contrario al movimiento, puede ser debida a los esfuerzos de fricción del campo de presiones generado alrededor del cuerpo.
- **Sustentación**, L (lift): es una fuerza en dirección perpendicular al flujo, puede ser ascendente o descendente en función de la geometría del cuerpo y aparece normalmente en cuerpos aerodinámicos, es decir, con poca resistencia. Su origen es debido a que el campo de velocidades alrededor del cuerpo es asimétrico, generándose gradientes de presiones que producen una fuerza resultante.

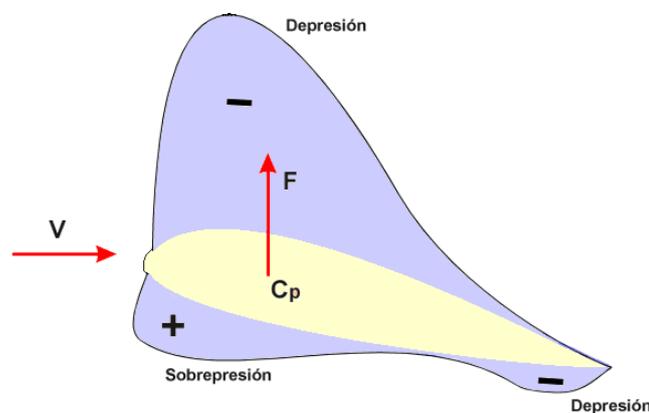


Figura 3: Gradiente de presiones en perfil aerodinámico

Las ecuaciones que determinan ambas fuerzas se obtienen a través de la técnica del "análisis dimensional", en función de las variables que pueden intervenir en su determinación.

En el caso de la resistencia (D), se utiliza la siguiente ecuación, basada en la obtención de un coeficiente de resistencia global de forma experimental y propio de cada geometría:

$$D = \frac{1}{2} C_D \rho U^2 A_c \quad (1)$$

Siendo C_D el coeficiente de resistencia global del cuerpo, adimensional, ρ , la densidad del fluido en kg/m^3 , U , la velocidad del fluido, en m/s y A_c , el área característica del cuerpo. El coeficiente de resistencia dependiendo del tipo de problema puede depender de diferentes parámetros adimensionales,

a) Flujo incompresible totalmente sumergido

$$C_D = f(\text{Re}) \quad (2)$$

Siendo Re el número de Reynolds. En perfiles aerodinámicos, $C_D = f(\text{Re}, \alpha, t/c)$ siendo α el ángulo de ataque y t/c la relación entre el espesor máximo del perfil y la cuerda.

b) Flujo incompresible parcialmente sumergido

$$C_D = f(\text{Re}, \text{Fr}) \quad (3)$$

Siendo Fr el número de Froude.

c) Flujo compresible totalmente sumergido

$$C_D = f(\text{Re}, M) \quad (4)$$

Siendo M el número de Mach. Si $M > 0,7$ entonces:

$$C_D = f(M) \quad (5)$$

El área característica depende de la geometría del cuerpo. En cuerpos romos (no aerodinámicos) suele ser el área proyectada en dirección normal al flujo, mientras que en cuerpos aerodinámicos suele considerarse como el área superficial total del cuerpo.

En el caso de la sustentación (L) Se utiliza la siguiente ecuación:

$$L = \frac{1}{2} C_L \rho U^2 A_p \quad (6)$$

Siendo C_L el coeficiente de sustentación global del cuerpo, adimensional, ρ , la densidad del fluido en kg/m^3 , U , la velocidad del fluido, en m/s y A_p , el área proyectada del cuerpo en dirección normal a la fuerza de sustentación. El coeficiente de sustentación depende en general de la geometría del cuerpo, del

ángulo de ataque, α , de la velocidad de rotación del cuerpo, Ω y de la relación de aspecto entre el espesor del perfil y la cuerda, t/c ,

$$C_L = f(\alpha, \Omega, t/c, \text{geometría}) \quad (7)$$

En perfiles aerodinámicos se suele utilizar la siguiente expresión,

$$C_L = 2\pi \text{sen}(\alpha + 2t/c) \quad (8)$$

$$A_p = L.c \quad (9)$$

La resultante de la acción de dicha fuerza de sustentación y de la fuerza de resistencia (que actúa en la dirección del flujo), así como éstas, se presentan en la siguiente imagen.

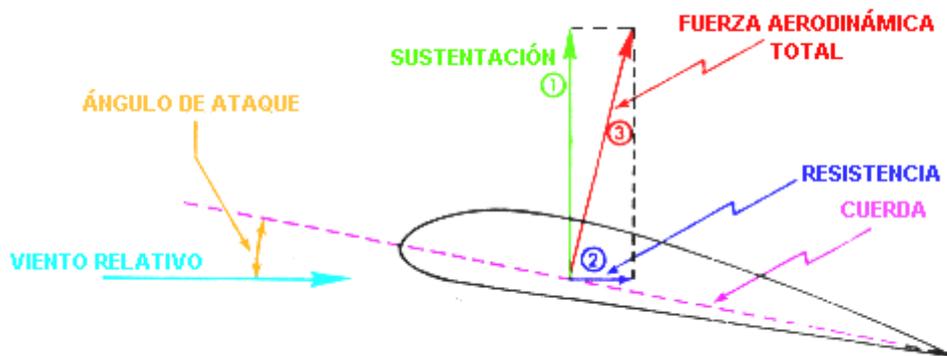


Figura 4: Fuerzas actuantes en un perfil aerodinámico

Como se verá más adelante, el diseño de los distintos tipos de aeroturbinas se basa en el aprovechamiento de dichas fuerzas, existiendo, generalmente, diseños ideados para aprovechar la resistencia aerodinámica y otros la sustentación.

2.4 Información relativa al diseño y funcionamiento de los diferentes rotores verticales

2.4.1 Tipología de turbinas de eje vertical

2.4.1.1 Turbina Savonius

Inventada por el ingeniero finés Sigurd J. Savonius en 1922, su principio de operación se basa en la fuerza de resistencia debida principalmente al campo de presiones diferencial sobre el rotor.

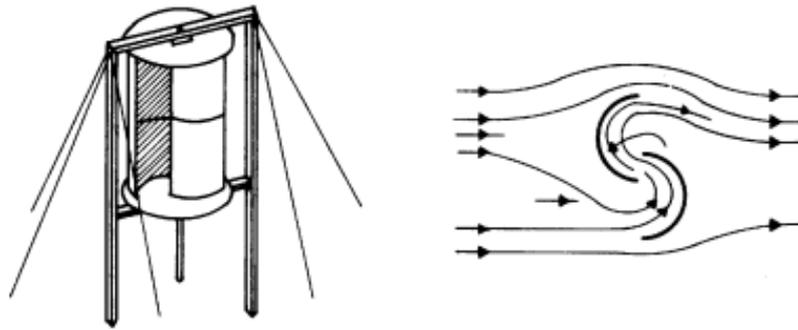


Figura 5: Ejemplo de aeroturbina tipo Savonius y su funcionamiento. Fuente: La energía eólica: Principios básicos y tecnología, A. Lecuona.

Este tipo de turbinas constan de dos o más álabes, que, desde una vista en planta, se asemejan a una "S". Debido su geometría curva, los álabes o palas experimentan menos resistencia por su lado convexo que por su lado cóncavo, lo que origina que, a raíz de esta diferencia, la fuerza neta resultante genere un par motor suficiente para inducir el giro de la turbina.

Por su diseño y principio de funcionamiento, su eficiencia a partir de cierta velocidad del flujo de viento es normalmente inferior a aquellas que se basan en la sustentación, estando además su velocidad de rotación limitada.

Por otro lado, este mismo motivo, el hecho de que el diseño busque el aprovechamiento de la fuerza aerodinámica de resistencia, condiciona que las propiedades de arranque sean por lo general considerablemente mejores en este tipo de turbinas que en las basadas en el aprovechamiento de la fuerza de sustentación, que por lo general requieren de mayores velocidades de viento o algún tipo de asistencia para vencer el par de arranque.

2.4.1.2 Turbina Darrieus

Debe su nombre a su inventor, el ingeniero francés Georges Jean Marie Darrieus, quien fue el pionero en el diseño de turbinas verticales basadas en la fuerza de sustentación, patentándolas en 1931 en la oficina de patentes estadounidense.



Figura 6: Diseño de rotor Darrieus.

a) Rotor Darrieus de álabes recto, tipo H o Giromill

También desarrollado y patentado por Darrieus, se trata de una variante del diseño anterior, también basada en el aprovechamiento de la fuerza de sustentación, pero usando álabes rectos colocados verticalmente.

En lugar de por sus extremos, los álabes en este diseño están sujetos al eje de rotación. Por su diseño, requiere una mayor rigidez estructural, aunque sus álabes rectos presentan una mayor simplicidad constructiva.



Figura 7: Ejemplos de aeroturbinas Darrieus tipo H. A la izquierda, de álabes fijos, a la derecha, de álabes móviles, también conocida como Cycloturbine.

Los álabes de las turbinas Darrieus tienen un perfil aerodinámico orientado verticalmente, de forma que el flujo de aire que circula por la parte exterior del

álabe (o extradós del perfil, haciendo analogía aeronáutica) lo hace a velocidad superior al circulante por la parte interior (o intradós).

De esta forma, se genera un gradiente de presiones que ocasiona una fuerza neta perpendicular a la dirección del flujo de aire, que no es otra que la fuerza anteriormente introducida cuando hablábamos de las fuerzas aerodinámicas básicas, la sustentación.

En la siguiente figura podemos ver la sección de una turbina vertical Darrieus, girando en sentido antihorario con una velocidad ω , y un flujo de aire incidente, a una velocidad V , que unida a la velocidad tangencial V_T del álabe, resulta en una componente relativa V_R .

La velocidad relativa del viento actúa con un ángulo de ataque α sobre el perfil generando las fuerzas aerodinámicas antes descritas. Dichas fuerzas se proyectan en la dirección de la cuerda y radial dando como resultado la fuerza tangencial T y normal N , respectivamente.

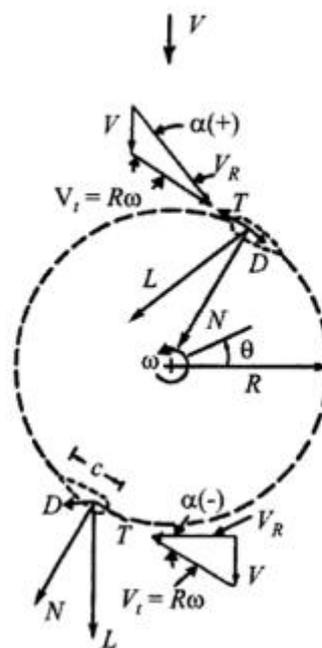


Figura 8: Vista esquemática de los principios de funcionamiento de un rotor vertical Darrieus. Fuente: Wind Turbine Design: With emphasis on Darrieus concept, Ion Paraschivoiu

Por tanto, en definitiva, el rotor de sustentación basa su funcionamiento en la generación de un par oscilante, debido a la fuerza tangencial, durante el giro del álabe.

Para su correcto funcionamiento, la componente tangencial de la sustentación debe ser mayor que la componente tangencial de resistencia, y su sentido el de la rotación. El máximo par se alcanza cuando la cuerda del perfil es perpendicular al flujo.

El problema de arranque de estas turbinas se debe a que, cuando están paradas, la componente de la velocidad relativa debida al giro del rotor desaparece, por lo que la única componente de la velocidad es la del propio viento, en general inferior a la anterior.

Esto motiva que la fuerza y par generados no sean suficientes para vencer el par resistente de la turbina.

Por los motivos anteriores, en ocasiones se hace necesario algún tipo de asistencia que ayude precisamente a vencer dicho par. Una vez en movimiento, con velocidades de viento adecuadas, son capaces de mantener grandes velocidades de giro y un buen rendimiento, que además suele ser superior al de los rotores basados en el aprovechamiento de la resistencia aerodinámica, como el Savonius.

2.4.2 Resumen de las características básicas de ambos diseños

Recapitulando la información anterior, llegamos a las siguientes conclusiones básicas de los diseños basados en resistencia y sustentación.

Diseños Savonius	Diseños Darrieus
Basados en resistencia aerodinámica	Basados en sustentación aerodinámica
Facilidad de arranque	Dificultad de arranque
Velocidad de giro limitada	Velocidad de giro alta
Rendimiento generalmente inferior*	Rendimiento generalmente superior*
Facilidad constructiva	Complejidad constructiva
Par oscilante	Par oscilante

Tabla 1: Comparación entre diseños Savonius y Darrieus

***Comparación entre ambos. Como se tratará a lo largo del proyecto, no siempre es así.**

La eficiencia del conjunto de los aerogeneradores conocidos, en función de su coeficiente de potencia, C_p y su TSR, se muestra en el siguiente gráfico.

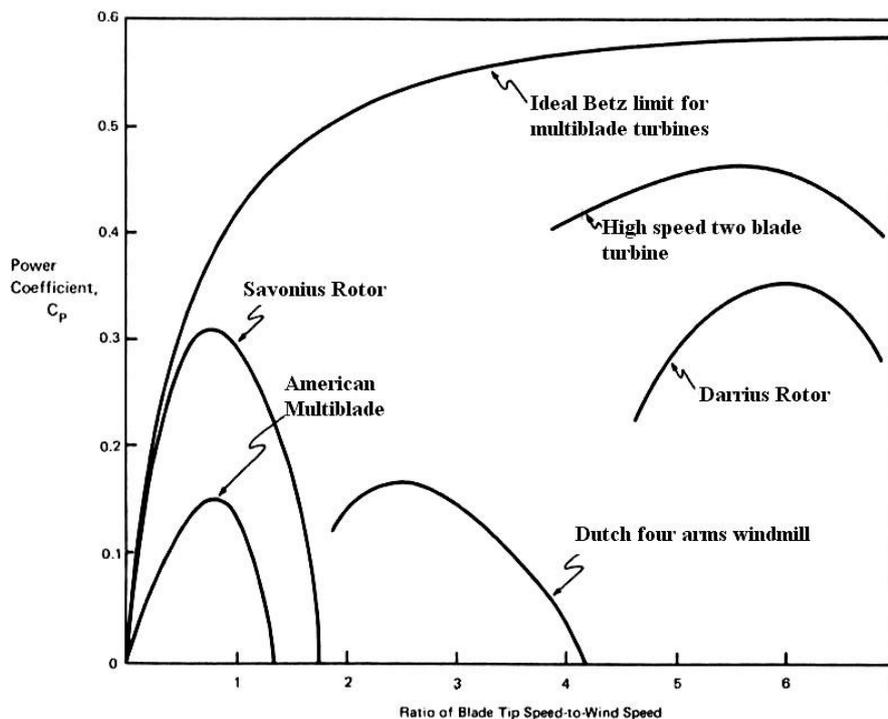


Figura 9: Comparación de diseños eólicos en función de C_p y TSR. En muchas publicaciones, las curvas de eficiencia del rotor Savonius y el multi - álabes americano están conmutadas, con el consiguiente error en la valoración de éstas (Eldridge, F. R., 1980)

2.4.3 La problemática del arranque y el par. Otros diseños

Como se ha comentado en el apartado anterior, el principal problema de funcionamiento de los diseños de tipo Darrius es el arranque. Este problema no se suele dar de la misma manera en las turbinas tipo Savonius, pues, como ya introducíamos, se basan en la fuerza de resistencia, y por tanto, incluso con velocidades de viento bajas, el par generado en el rotor es suficiente para vencer al de arranque (o par resistente).

Sin embargo, en ambos diseños se da el problema del par oscilante. Dependiendo de la orientación de los álabes en cada instante con respecto al flujo de aire, las fuerzas generadas sobre éstos varían, y con ellas el par generado.

Las fluctuaciones de fuerzas y par sobre los álabes generan cargas cíclicas y una velocidad de giro del rotor variable, con la problemática que esto conlleva en la generación de potencia, y en la vida de los propios componentes que integran el conjunto.

Por tanto, a lo largo de los años, los diseños iniciales de Savonius y Darrius se han ido modificando y optimizando con el objetivo de minimizar en la medida de lo posible estos inconvenientes.

2.4.3.1 Diseño Cycloturbine

Un ejemplo de turbina con diseño derivado de Darrieus, con el objetivo de facilitar el arranque, es la denominada Cycloturbine. Se trata, en esencia, de una turbina Darrieus tipo H o Giromill, pero que orienta mediante un dispositivo mecánico los álabes de la turbina para obtener una mejor eficiencia.

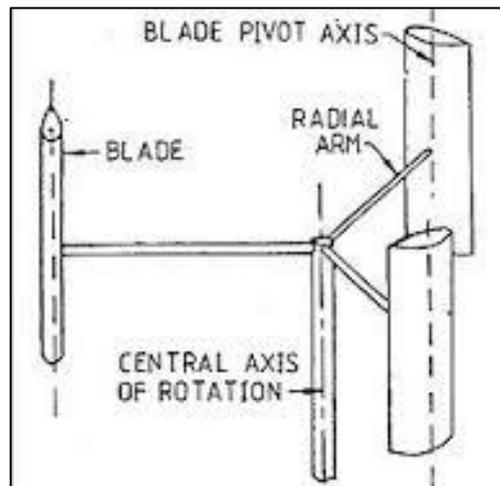


Figura 10: Ejemplo de rotor H de álabes móviles o Cycloturbine

Cuando la turbina está parada, con vientos de baja velocidad, los álabes se colocan perpendiculares en contra del flujo, de manera que se genera resistencia aerodinámica sobre su superficie, generando el par necesario para el arranque del rotor.

A medida que la velocidad rotacional aumenta, los álabes van adoptando una posición favorable al flujo, disminuyendo considerablemente la fuerza de resistencia, y generándose fuerzas de sustentación que permiten que la velocidad de giro del rotor aumente.

Se trata por tanto, de una mezcla del concepto de ambos diseños básicos, consiguiéndose un diseño ciertamente eficiente, pero por supuesto, es más complejo, pesado y costoso que un Giromill simple.

Además de este último, existen otras variantes de diseño de las turbinas Darrieus en general para facilitar su arranque, como su combinación con rotores Savonius o la utilización de un motor o el propio generador eléctrico en sentido inverso para vencer el par resistente durante el arranque.

2.4.3.2 Diseño Gorlov

La turbina Gorlov, desarrollada a mediados de los años 90, debe su nombre a su inventor, el ingeniero Alexander M. Gorlov, profesor de la Northeastern University de Boston. Se trata de una variación de la turbina Darrieus, con su mismo principio de funcionamiento. En primera instancia, se desarrolló como una turbina hidráulica, pero se ha adaptado a usos eólicos.



Figura 11: El profesor Gorlov con uno de sus diseños

Una forma de suplir en parte la problemática del par variable en los diseños Darrieus es introduciendo perfiles aerodinámicos helicoidales. En los diseños clásicos, durante el giro completo del rotor, se producen áreas de estancamiento, en las que el par se reduce, fluctuando considerablemente y generando cargas cíclicas y vibraciones, que reducen la vida útil del conjunto.

Estos inconvenientes se minimizan mediante el diseño Gorlov de álabes torsionados o helicoidales. Al introducir álabes con curvatura helicoidal, el par es más constante durante todo el giro, mejorando el comportamiento de la turbina.

A raíz de esta variante de diseño, se han desarrollado numerosos modelos comerciales, debido, además de a la capacidad de entrega de un par más constante y por tanto, un mejor rendimiento, a sus características estéticas.



Figura 12: Adaptación del diseño Gorlov a aplicación eólica. Modelo 9M del fabricante UGE (Urban Green Energy)

La variante de diseño de Gorlov sigue presentando el importante problema del arranque. Por tanto, hay variaciones de diseño encaminadas a solucionar en la medida de lo posible este hecho.

2.4.3.3 Combinación de diseños Savonius y Darrieus

Dada la facilidad de arranque de las turbinas Savonius, y el buen rendimiento de los diseños Darrieus cuando adquieren velocidad de giro óptima, se han desarrollado diseños que buscan obtener las ventajas y paliar los inconvenientes de los anteriores.



Figura 13: Combinación de rotor Savonius y Darrieus

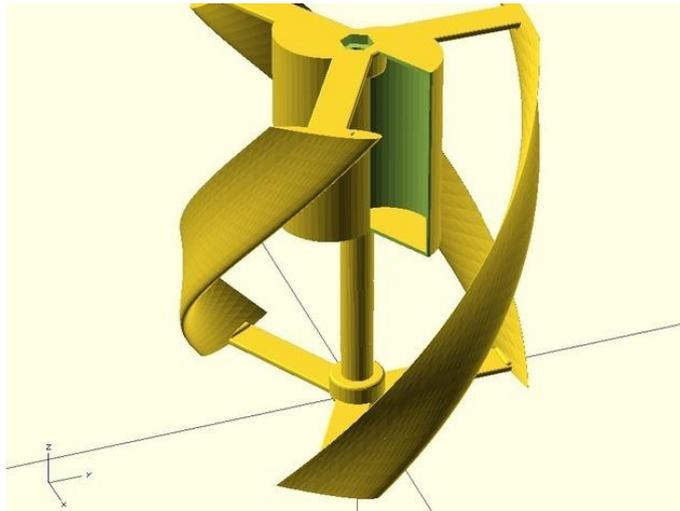


Figura 14: Combinación de rotor Savonius y Gorlov o helicoidal

2.5 Búsqueda de información sobre el recurso eólico y la distribución del viento

Conocidas las posibles alternativas de los sistemas de generación energética en el plano eólico, han de conocerse las características de la zona de implantación del prototipo, para, una vez determinadas, elegir el diseño más adecuado a ellas.

La principal característica que va a determinar el mejor desempeño de un diseño u otro es, obviamente, el viento y su variabilidad, debiendo obtenerse un perfil completo de las velocidades medias dadas en la zona, y otra serie de datos de importancia. La información del presente apartado se ha extraído principalmente de [2].

El movimiento del aire se produce fundamentalmente en la troposfera y sobre el mismo influyen los siguientes factores:

La radiación solar, mayor en la zona ecuatorial que en los polos.

La rotación de la Tierra, que produce el efecto Coriolis, desviando la dirección de los vientos hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el sur.

La acción sobre las masas de aire de las diferencias de presión atmosférica, distintos tipos de superficies terrestres (continentes y mares) y la orografía.

El viento, a escala global, se debe a las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre. Las diferencias de densidad y presión originadas por estas variaciones de temperatura son la causa del movimiento de las masas de aire.

La velocidad del viento es el resultado de la acción de fuerzas de origen diverso: gravedad, gradiente de presión, Coriolis y rozamiento.

El gradiente de presión crea el movimiento de las masas de aire. Cuanto mayor sea su valor, también lo será la velocidad del viento. Por lo tanto, cuanto más próximas se encuentren las isobaras (líneas que unen en un mapa los puntos de igual presión atmosférica), el viento tendrá mayor intensidad.

En la estructura vertical de la troposfera, se distingue entre las capas más próximas de la superficie terrestre, donde el rozamiento es importante y las más alejadas donde es mucho menor y puede considerarse poco significativo (condiciones de atmósfera libre).

En condiciones de atmósfera libre, es decir, sin rozamiento, por efecto de la fuerza de Coriolis el viento se mueve en dirección paralela a las isobaras. En esta atmósfera libre, donde el gradiente de presiones se equilibra con la fuerza de Coriolis se genera el denominado viento geostrófico sin rozamiento. Los efectos de rozamiento son poco importantes y en primera aproximación pueden despreciarse.

En la zona más próxima a la superficie, denominada capa límite, la fuerza de rozamiento es notable, y hace que la componente de la dirección del viento hacia la zona de bajas presiones sea mayor y que la velocidad del viento difiera notablemente de la del viento geostrófico. La capa límite tiene una altura variable, pero se admite que su altura media es de 1000 m.

En aplicaciones eólicas, por tanto, siempre se trabaja dentro de la capa límite, donde los efectos del rozamiento y del perfil orográfico tienen mucha importancia.

En el análisis de las fuerzas causantes de la velocidad del viento cabe distinguir:

Fuerza debida al gradiente horizontal de presión (F_p), dirigida perpendicularmente, desde las isobaras de alta a las de baja presión.

Fuerza debida a la rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis) (F_d) de oeste a este. La trayectoria de una masa de aire en movimiento sufre una desviación hacia la derecha en el hemisferio norte (en sentido contrario en el hemisferio sur).

Fuerza centrífuga debida a la curvatura de las isobaras (F_c), que actúa en la dirección del radio de curvatura de la trayectoria.

Fuerza debida al rozamiento (F_r), que interviene en las capas bajas de la atmósfera próximas a la superficie terrestre (capa límite). Depende de factores diversos tales como el tipo de superficie o la orografía de la misma.

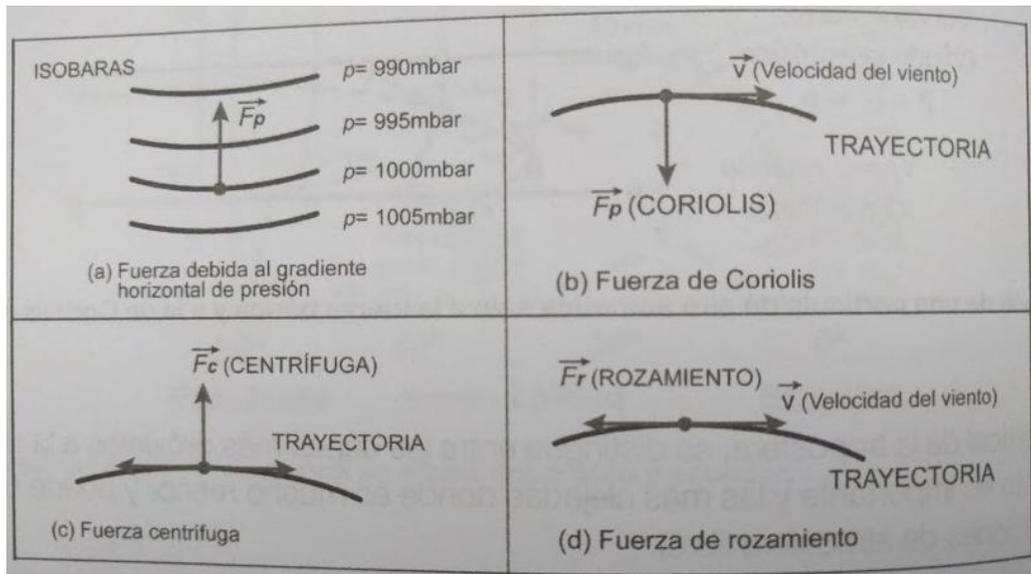


Figura 15: Distintas fuerzas causantes del viento. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica, Miguel Villarrubia López.

Según el tipo de fuerzas considerado, se distinguen los siguientes tipos de viento:

Viento geostrófico

Es el viento resultante de la acción conjunta de las fuerzas debidas al gradiente de presión (F_p) y de Coriolis (F_d). Este tipo de viento es paralelo a las isobaras, siendo tanto mayor cuanto más próximas estén las isobaras (mayor gradiente de presión). Para un mismo valor del gradiente de presión, disminuye cuando aumenta la latitud.

Viento de gradiente

Es el resultante de las fuerzas debidas al gradiente de presión (F_p), a Coriolis (F_d) y a la centrífuga (F_c). La fuerza debida al gradiente de presión actúa perpendicularmente a las isobaras (dirigida desde las altas a las bajas presiones) y la fuerza centrífuga hacia la parte convexa de la trayectoria.

Los vientos geostróficos y los de gradiente describen bastante bien las condiciones de viento real por encima de unos 1000 metros de altura sobre el nivel del suelo. Sin embargo, a alturas inferiores, es decir, dentro de la capa límite, el viento está muy influenciado por el perfil orográfico, la rugosidad del terreno y los obstáculos. Por tanto, en aplicaciones de energía eólica, interesa estudiar los vientos de superficie.

2.5.1 Variación del perfil vertical de velocidades del viento

La dirección del viento geostrófico es paralela a las isobaras dejando a su derecha las altas presiones en el hemisferio norte. Debido al rozamiento, cerca de la superficie del suelo, el viento real disminuye su velocidad y varía su dirección de

forma que esta corta las isobaras dirigiéndose a las zonas de baja presión. Este efecto de la fricción del terreno no solo depende del relieve sino también del tipo de tiempo.

Como ya se ha comentado, en término medio, los efectos del rozamiento del viento con la superficie terrestre se manifiestan hasta una altura media de unos 1000 m.

Dentro de dicha capa límite, se distingue entre la parte más próxima al suelo denominada capa superficial, hasta unos 100 metros de altura, donde la orografía del terreno, la rugosidad y los obstáculos afectan de forma importante a las variaciones de intensidad y dirección y la capa inmediatamente superior (100 – 2000 metros) denominada capa de Elkman, donde los cambios se manifiestan de forma progresiva y más suave.

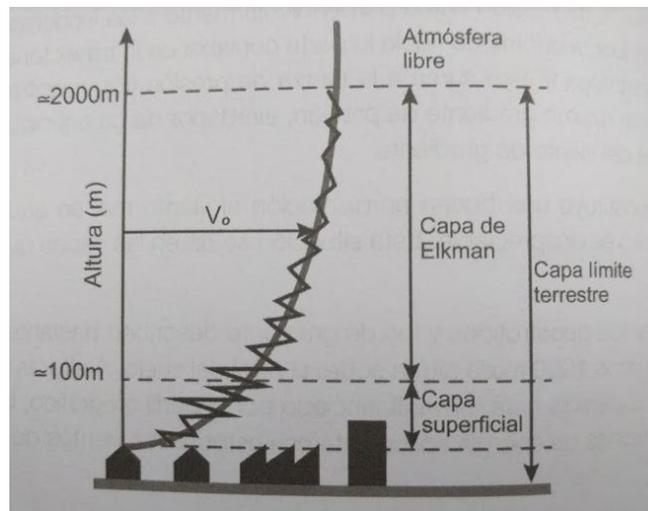


Figura 16: Perfil de velocidades del viento con la altura. Ingeniería de la Energía Eólica, Miguel Villarrubia López.

La velocidad del viento es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo. A medida que se eleva la altura, los efectos de rozamiento disminuyen y la velocidad del viento tiende a aumentar (Figura 16). La rugosidad del terreno influye considerablemente en el gradiente de velocidad a baja altura. Cuando la superficie es lisa (superficies de agua, terrenos llanos sin árboles etc...) el gradiente es suave, y al contrario para superficies rugosas (edificaciones urbanas, terrenos irregulares, bosques etc...).

La rugosidad de un terreno se caracteriza por el parámetro z_0 , denominado longitud de rugosidad, y que se define como la altura respecto al nivel del suelo hasta la que la velocidad del viento es nula.

A partir de la consideración de este parámetro y de la velocidad del viento medio (V_{medio}) a la altura z , se puede determinar la velocidad del viento medio a diferente altura. La velocidad del viento medio o estacionario es la velocidad

obtenida por el promedio de medidas de velocidad para un intervalo de tiempo de 10 minutos, o viento meteorológico.

$$V_{\text{medio}'} = V_{\text{medio}} \cdot \frac{\ln(z'/z_0)}{\ln(z/z_0)} \quad (10)$$

Donde z' es la altura para la que se quiere calcular la nueva velocidad del viento medio $V_{\text{medio}'}$.

Para velocidades medias a largo plazo (velocidad media anual, mensual, etc...), el modelo de cálculo más usado se basa en una ley potencial o Ley de Hellman para la variación de la velocidad con la altura:

$$\frac{V_{\text{medio}'}}{V_{\text{medio}}} = \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha \quad (11)$$

Donde α es un coeficiente que depende de la longitud de rugosidad z_0 del terreno.

2.5.2 Vientos de carácter local

Al margen de los vientos globales a macroescala, ciertas condiciones locales originan vientos que se apartan de las leyes generales que rigen éstos:

Brisas de mar y de tierra

Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar. Se crea una corriente de aire ascendente, originándose una depresión que provoca la circulación del aire de mar a tierra (brisa marina). Durante la noche, el fenómeno se invierte y el viento sopla de tierra a mar (brisa terrestre). Durante el anochecer y el amanecer acostumbran a aparecer períodos de calma. Este fenómeno se observa en las proximidades de las costas, alcanzando el aire un recorrido máximo hacia el interior de alrededor de unos 20 kilómetros (aunque pueden en algunos casos hacerse notar hasta a 50 km de la línea de costa).

La velocidad del viento no acostumbra a sobrepasar unos 20 km/h (5,5 m/s), aunque las condiciones orográficas locales pueden aumentar o disminuir los valores de esta velocidad. En general las brisas de tierra son más débiles que las de mar.

Brisas de valle y de montaña

En zonas montañosas, al anochecer, el aire en contacto con el terreno más elevado se enfría más rápidamente que el aire situado sobre el valle, por lo que tiende a descender hacia el valle siguiendo la ladera. Es el denominado viento catabático, generalmente suave. Durante el día, y por efecto de la radiación solar, el proceso

se invierte y es el viento en contacto con el terreno situado en la proximidad de los valles, el que tiende a ascender por la ladera (viento anabático).

2.5.3 Medición de las magnitudes del viento

El análisis de la viabilidad del viento como fuente de energía, requiere conocer sus características. Debido a su variabilidad y aleatoriedad deben aplicarse técnicas estadísticas.

A diferencia de otras magnitudes, como la presión o la temperatura, la velocidad del viento puede variar rápidamente tanto en módulo como en dirección.

El valor medio de la velocidad del viento "Vmedia" viene dado por la esperanza matemática de la función velocidad v(t):

$$V_{media} = \int_0^{\infty} v(t) \cdot p(v) dv \quad (12)$$

Donde p(v) es la función densidad de probabilidad de la velocidad del viento. En general esta función se determina a partir de mediciones en el punto objeto de estudio. La experiencia demuestra que las distribuciones reales de viento se ajustan bastante bien a una distribución de Weibull de dos parámetros.

La ley de Weibull, expresa el comportamiento de las velocidades para un año "medio" o "tipo", para un lugar y una altura sobre el suelo determinados.

La distribución de probabilidad de la velocidad del viento sigue aproximadamente la función densidad p(v) de probabilidad de Weibull. Su expresión es:

$$p(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (13)$$

Donde "v" es la velocidad del viento en m/s, p(v) es la función de probabilidad de Weibull, "c" es el factor de escala, en m/s, próximo a la velocidad media anual y "k" es el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función p(v).

Además de la velocidad media, se debe tener presente la dispersión, a través de la desviación estándar σ de la distribución de velocidades, definida mediante la varianza σ^2 de la distribución, según la expresión:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v(t) - V_{media})^2 \cdot p(v) dv \quad (14)$$

El índice o intensidad de turbulencia I_t es la relación entre la desviación estándar σ y la velocidad media.

$$I_t = \frac{\sigma}{V_{media}} \quad (15)$$

La media y desviación estándar se consideran también para la dirección del viento, para establecer su variabilidad, y conocer la dirección dominante anual.

Para nuestro caso, es mejor tomar como referencia los datos de mediciones a baja altura, y la dirección no tiene tanta relevancia como en el diseño de una turbina de eje horizontal.

2.6 Revisión inicial de material referente al recurso solar

2.6.1 Introducción histórica al aprovechamiento de la energía solar

Desde las antiguas civilizaciones se han desarrollado técnicas para aprovechar la energía solar pasiva, como en el caso de las construcciones de la antigua Grecia, diseñadas para el aprovechamiento de la luz solar, o la civilización romana, que empezó a utilizar por primera vez vidrio en las ventanas para aprovechar la luz y atrapar el calor solar en sus casas, incluso promulgando leyes que penaban bloquear el acceso a la luz a los vecinos.

También fueron los romanos los primeros en construir casas de cristal o invernaderos para crear condiciones adecuadas para el crecimiento de plantas exóticas o semillas que traían a Roma desde los lejanos confines del imperio.

Otra forma de aprovechamiento solar lo desarrolló inicialmente Arquímedes, que entre otras cosas, desarrolló maquinaria de asedio. Entre sus inventos militares desarrolló un sistema para prender fuego a los barcos de las flotas enemigas utilizando espejos para concentrar la radiación solar en un punto [32].



Figura 17: Espejos de Arquímedes en Siracusa. Fuente: recuerdosdepandora.com

A mediados del siglo XVIII, Georges-Louis Leclerc, conde de Buffon, fascinado por los relatos de la guerra de Siracusa y los espejos de Arquímedes, siguió investigando en ese mismo campo. Para comenzar, utilizó 24 cristales de gafas con los que se percató de que fácilmente podía conseguir un fuego a 20 metros de distancia encendiendo un combustible mezcla de brea y polvo de carbón.

Entonces decidió construir un aparato más ambicioso en el que unió 168 piezas de cristal, consiguiendo de nuevo su objetivo, esta vez a 50 metros de distancia [32].

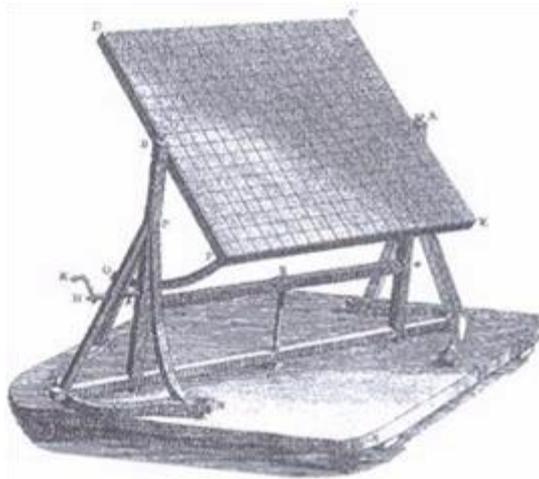


Figura 18: Mecanismo con 168 piezas de cristal diseñado por Buffon. Fuente: recuerdosdepandora.com

Antoine - Laurent de Lavoisier, considerado uno de los padres de la química moderna, creó en 1792 su "horno solar", que consistía en potentes lentes que

concentraban la radiación solar en un foco y que permitían alcanzar altas temperaturas con las que fundir metales.

También en el siglo XVIII Horace Bénédicte De Saussure, suizo, inventó el helietermómetro, instrumento con el que se podía medir la radiación solar (cuyo desarrollo posterior daría lugar a los instrumentos actuales de medición de radiación solar).

A su vez desarrolló el que se conoce como el primer colector solar, que tendría una determinante repercusión en el desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura. Se trataba de "cajas calientes" hechas de madera y cristal con el objetivo de atrapar la energía solar.

Más recientemente, en 1865, el francés Auguste Mouchout, quien ideó diversos inventos relacionados con la energía solar, creó la primera máquina capaz de convertir la energía solar en energía mecánica. El "mecanismo" generaba vapor mediante un colector solar, moviendo un motor mediante su presión. Los altos costes impidieron su uso comercial.

Tras ello, serían muchos los que siguieran desarrollando la energía solar térmica, como John Ericsson, que en 1870 diseñó un colector parabólico que se ha seguido usando durante más de 100 años, y Aubrey Eneas, quien fundó la primera empresa de energía solar en 1900, The Solar Motor Co.

Uno de los más ambiciosos sería sin duda Frank Schuman, quien fundó en 1911 su empresa Sun Power Co, creando su primera planta solar en Tancony, Estados Unidos, el mismo año, generando un total de 20kW, y en 1912 en Maadi, Egipto, consiguiendo generar 88kW.

Tras esto, luchó por conseguir una planta solar capaz de generar toda la energía consumida por el mundo entero. Para lograr su objetivo, planteó construir en el Sahara 52.600 km² de colectores solares para producir 198MW, lo que hubiera sido el equivalente al consumo de energía mundial en 1909.

El inicio de la primera guerra mundial, la muerte de Schuman, la derrota de Alemania y la pérdida de las colonias africanas, hicieron que el proyecto cayese en el olvido [32].

2.6.2 Desarrollo de la energía solar fotovoltaica

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 cuando tenía sólo 19 años. Becquerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino cuando comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol.

Descubierto el efecto fotovoltaico como fenómeno de difícil aplicación práctica, poco a poco los avances técnicos fueron permitiendo aprovecharlo más eficientemente hasta lograr que se convirtiera en una fuente de energía práctica y fiable.

En 1873 el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos. En este caso sobre el Selenio, y pocos años más tarde, en 1877, El inglés William Grylls Adams, profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crean la primera célula fotovoltaica de selenio [33].

La cantidad de electricidad que se producía era muy reducida, y por tanto no tenían aplicación práctica, por lo que la posibilidad de una aplicación práctica del fenómeno no llegó hasta 1953 cuando Gerald Pearson de Bell Laboratories, mientras experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquiera hecha de selenio.

A partir de este descubrimiento, otros dos científicos también de Bell, Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas de ellas.

Pese a los avances técnicos alcanzados en el aumento del rendimiento de las células, los costes eran excesivamente altos y limitaban enormemente su aplicación práctica.

Por fortuna se encontró una aplicación ideal para el estado del desarrollo de los paneles solares fotovoltaicos en aquel momento; la alimentación del equipo de los satélites espaciales en la incipiente carrera espacial. El costo no fue un factor limitante ya que los recursos dedicados en la carrera del espacio eran enormes, y gracias a ello se fomentó el desarrollo de la tecnología fotovoltaica. Sin embargo, el coste de los paneles solares seguía siendo muy elevado para ser competitivo en otras aplicaciones [33].

El aumento de precio del petróleo y gas durante los años 70 fomentó el resurgimiento de esta tecnología. El desarrollo de nuevas células solares con silicio de menor pureza y materiales encapsulantes más baratos hizo que el coste de las placas solares se redujese en aproximadamente un 80 %, lo que unido a su durabilidad y bajo mantenimiento, hizo que empezara a resultar viable su aplicación en numerosos fines, extendiéndose su uso por todo el mundo.

Con el paso de los años, las células fotovoltaicas han experimentado un continuo descenso de coste, junto a un ligero aumento de eficiencia, fomentando su uso desde centrales solares hasta paneles flexibles adaptables a embarcaciones e infinidad de aplicaciones.

2.7 Información de los modelos actuales de paneles fotovoltaicos, funcionamiento y rendimiento

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar (elemento fotovoltaico individual), se genera potencia eléctrica. La información relativa a su funcionamiento se consulta en [34].

2.7.1 Funcionamiento

Las células solares están hechas de materiales semiconductores, que poseen electrones débilmente ligados ocupando una banda de energía denominada "banda de valencia". Cuando se aplica un cuanto de energía por encima de un cierto valor a un electrón de valencia, el enlace se rompe y el electrón pasa a una nueva banda de energía llamada "banda de conducción". Mediante un contacto selectivo, estos electrones pueden ser llevados a un circuito externo y realizar un trabajo útil, perdiendo así la energía captada y regresando por otro contacto a la banda de valencia con la energía inicial, anterior al proceso de absorción de un fotón luminoso.

El flujo de electrones en el circuito exterior se llama corriente de la célula y su producto por el voltaje con el que se liberan los electrones por los contactos selectivos determina la potencia generada. Todo esto ocurre a temperatura ambiente y sin partes móviles, pues las células solares, que convierten en electricidad sólo una parte de la energía de los fotones absorbidos se calientan sólo unos 25 – 30 °C por encima de la temperatura ambiente.

La estructura típica de una célula solar es una unión PN similar a los diodos semiconductores, pero no necesariamente la única posible. En las aplicaciones fotovoltaicas las células se interconectan y encapsulan en elementos llamados módulos fotovoltaicos, que son el producto final vendido al usuario. Estos módulos producen corriente continua, que suele transformarse en corriente alterna mediante un inversor u ondulator.

El rendimiento de las células y por tanto del módulo se ve afectado de forma considerable por la temperatura. Con el aumento de temperatura la tensión disminuye y la intensidad, aunque aumenta ligeramente, prácticamente permanece constante. Como resultado, la potencia final disminuye con el aumento de la temperatura.

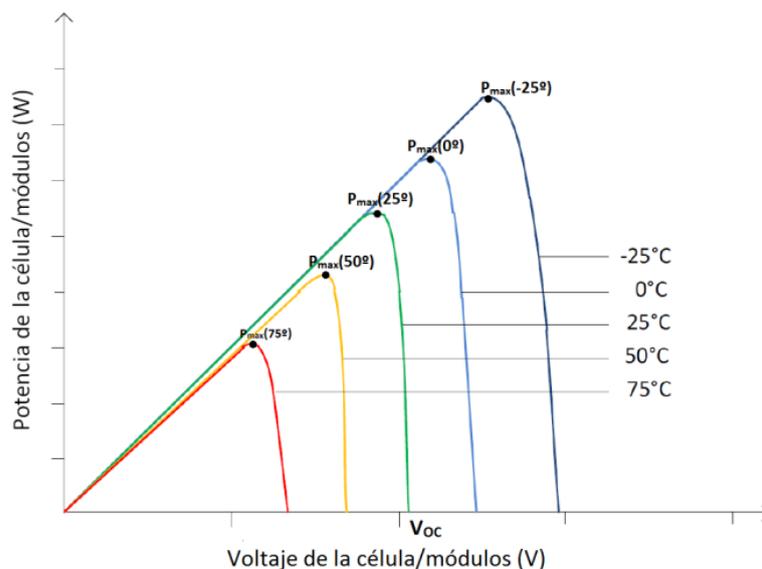


Figura 19: Efecto de la temperatura en el rendimiento de módulos solares. Fuente: www.ingelibreblog.wordpress.com

El resto del sistema, formado por el conjunto de inversor (en caso de transformación a alterna), baterías recargables, estructuras sobre las que se montan y orientan los módulos así como otros elementos necesarios para construir un sistema fotovoltaico se denomina BOS (Balance of System).

2.7.2 Tipología de células solares actuales

Las células más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos se realizan en silicio, mediante una unión PN y contactos en ambas caras. Se utiliza silicio ultrapuro como el empleado en la industria microelectrónica, de cuyos excedentes se ha nutrido la industria fotovoltaica hasta hoy.

Las células de silicio se suelen clasificar en los siguientes tres tipos:

- Las células de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio, normalmente manufacturado mediante el proceso Czochralski [35]. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.
- Las células de silicio policristalino (también llamado multicristalino) están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas [36]. Se caracterizan por un color azul más intenso.
- Las células de silicio amorfo (a-Si). Son menos eficientes que las células de silicio cristalino pero también menos costosas. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

Éstas últimas se agrupan en las denominadas “células de capa delgada” o “thin film solar cells”, otro tipo de células en las que se engloban tecnologías muy distintas, incluyendo células realizadas sobre CdTe (Telururo de Cadmio) y Cu(InGa)Se₂ (CIGS) de menor y mayor eficiencia que las (a-Si) respectivamente. Su principal característica es su bajo coste.

Al margen de las células anteriores, existen otras variantes de células de aplicación menor, como las células multiunión, que son en realidad varias células de distintos materiales construidas en un solo monocristal continuo, que presumen de ser las más eficientes con un rendimiento alcanzado del 40,7 % bajo luz concentrada. Su precio es muy elevado y su aplicación principal aeroespacial [34].

El parámetro estandarizado para clasificar la potencia de un panel fotovoltaico se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25 °C (no temperatura ambiente).

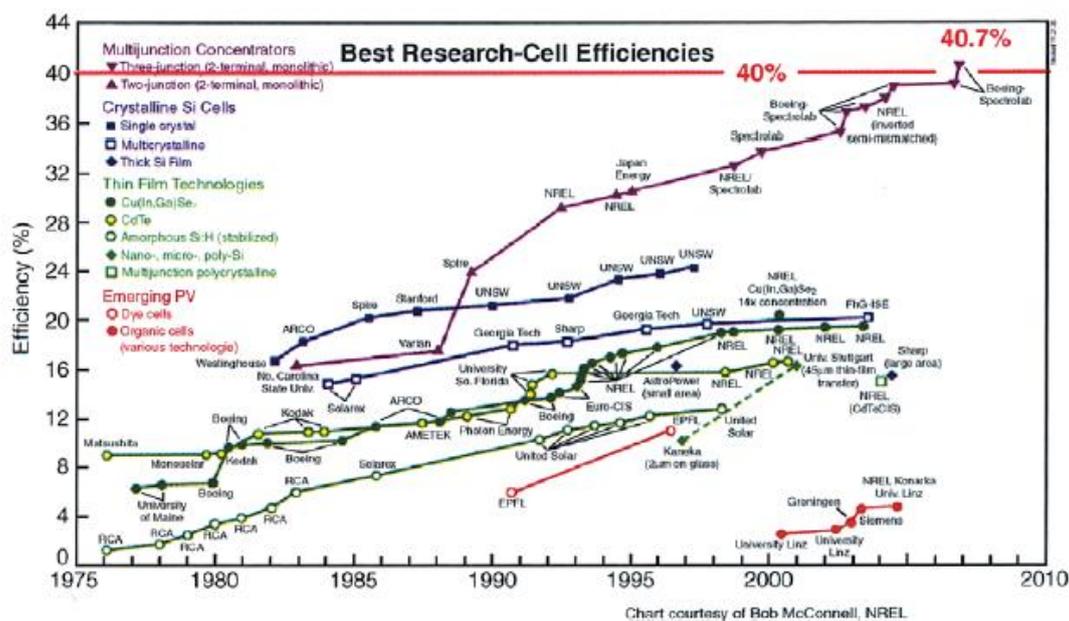


Figura 20: Evolución de la eficiencia de las distintas tecnologías. Fuente: Energía Solar Fotovoltaica, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (COIT)

2.8 Modelos híbridos de producción energética eólico – solar

El gran desarrollo que han experimentado las tecnologías de aprovechamiento energético solar y eólico, unido al carácter renovable de ambas energías, ha hecho que se conviertan en una alternativa real de generación energética en la actualidad.

Los rendimientos cada vez más altos obtenidos tanto en módulos fotovoltaicos como en turbinas eólicas, unido al descenso en coste de su implementación, han llevado al desarrollo de sistemas híbridos basados en ambas tecnologías.

El carácter híbrido del sistema supone una clara ventaja frente a aquellos basados únicamente en energía eólica o fotovoltaica. Ambos sistemas pueden funcionar simultáneamente cuando las condiciones para ambos sean las adecuadas. En condiciones de parada de la turbina eólica, el sistema fotovoltaico, siempre que las condiciones sean adecuadas, podrá generar energía. De la misma forma, cuando no se disponga de irradiación solar suficiente, pero las condiciones de viento sean suficientes, el rotor generará energía.

Durante las estaciones de mayor irradiación solar, favorables para la generación energética fotovoltaica, las velocidades del viento son más bajas, y durante las estaciones de menor irradiación, las velocidades del viento son más altas. Esta correlación negativa entre la generación de energía eólica y solar favorece el uso de sistemas híbridos.

De esta forma, se aseguran condiciones de generación de potencia más estables y durante mayor período de tiempo, y se complementan los descensos de rendimiento de cada sistema. Además, por lo general la combinación de ambos sistemas reduce las dimensiones requeridas para la instalación.

En concreto para la aplicación que nos ocupa, de carácter aislado, y de reducido impacto ambiental, estas características resultan ideales.

2.8.1 Aplicaciones y características

Los modelos híbridos de producción energética eólico – solar se han desarrollado de forma considerable en los últimos años. Su utilización está enfocada principalmente al abastecimiento energético de instalaciones aisladas, siendo su ámbito de aplicación muy variable.

Generalmente están constituidos de:

- Conjunto de módulos solares
- Aeroturbina eólica (incluyendo, en su caso, transmisión y generador eléctrico, pudiendo ser este DC o AC)
- Regulador de carga (combinado para ambos sistemas o independiente)
- Sistema de almacenamiento o batería
- Inversor (en caso de necesidad de transformación DC a AC)

Estos sistemas también pueden combinarse con otras soluciones de generación eléctrica, como turbinas hidráulicas, generadores eléctricos o motores de combustión interna.

Existen diversos estudios de valoración de implantación de este tipo de instalaciones en lugares aislados, como el realizado en [21] que estudia la implantación de sistemas híbridos en un área remota de Etiopía.

Un ejemplo de aplicación enfocada a la iluminación de un sistema aislado se puede consultar en [26]. También se contempla su uso en sistemas de iluminación pública, como en [44].

En España, un ejemplo de empresa que trabaja con sistemas híbridos eólico - solares es Kliux Energies, que se encarga de la gestión integral de este tipo de proyectos.



Figura 21: Sistema híbrido de la empresa Kliux Energies instalado en la planta de Bayer MS en Tarragona

Capítulo 3. Determinación de la potencia instalada y demanda energética del sistema

Entre los requerimientos técnicos iniciales del proyecto, se buscaba dar cobertura WiFi, geolocalización, soporte de comunicación en caso de emergencias, recarga eléctrica de dispositivos móviles, iluminación, cámara de vigilancia y adquisición de señales generadas por una red de sensores ambientales. Además, integrar un sistema de detección de incendios.

3.1 Acceso a internet

En el caso de la cobertura WiFi, geolocalización, comunicación de emergencias y envío de datos meteorológicos, dada la naturaleza aislada de uso, es necesario buscar tecnologías que proporcionen una cobertura fiable de internet.

Para tal fin, lo correcto sería seleccionar la tecnología más adecuada in situ, es decir, conociendo la localización exacta en la que se prevé instalar el sistema. De esta forma, y en función de la cobertura que ofrezca cada tecnología, se podría elegir la más fiable.

Las conexiones a Internet más fiables se realizan por cable, generalmente fibra óptica o ADSL. Dada la naturaleza del proyecto, ideado para uso aislado, difícilmente se disponga de alguna de estas conexiones, al igual que cobertura telefónica, y por tanto, tecnologías 2G, 3G, LTE etc.

Por tanto, ante la ausencia de las tecnologías anteriores, lo habitual será tener que recurrir a otras opciones, asumiendo que generalmente las velocidades son más bajas, los precios más altos y puede haber limitaciones. Distintas tecnologías de suministro rural pueden consultarse en [43].

Los dos sistemas más óptimos tras los anteriores en España podrían ser la tecnología WiMAX y el WiFi 5G o WiFi Rural. Se trata de tecnologías de transmisión de datos inalámbrica que requieren de instalación de antena en el lugar de recepción.

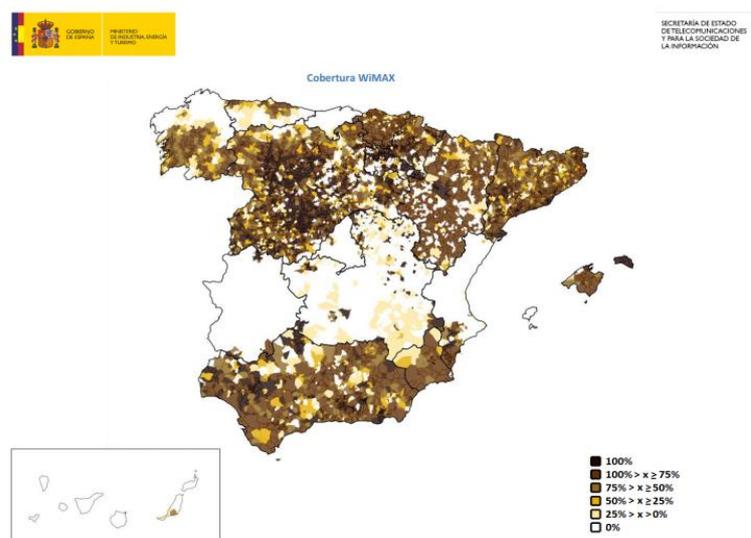


Figura 22: Mapa cobertura WiMAX (basado en hogares) Fuente: Cobertura de banda ancha en España en el primer trimestre de 2015. Ministerio de industria, energía y turismo.

En el caso de WiMAX, es necesario que la antena del operador no esté a más de una cierta distancia, variable según fuentes consultadas, de unos 30 km (hasta 70 km), aunque la presencia de obstáculos (edificios, montañas etc..) dificultan la llegada de las ondas.

En cuanto a el WiFi 5G o Rural, la principal diferencia está en que las distancias de transmisión son menores, de entre 15 y 20 km.

Cuando ninguna de las opciones anteriores es válida, se puede recurrir a internet por satélite. Mediante satélite, es necesario el uso de antena parabólica (siendo la precisión en su instalación fundamental), y se puede disponer de cobertura hasta en el lugar más remoto.

Permite velocidades medianamente altas, de entorno a 20 Mb, aunque tiene desventajas importantes, como, en general, un consumo de datos limitado por el operador (reduciéndose posteriormente la velocidad), y una latencia bastante elevada, es decir, un retardo considerable en las comunicaciones instantáneas, del orden de varias veces el de una conexión por cable, debido a la gran distancia entre el satélite y el sistema de recepción.

3.2 Toma de datos meteorológicos. Estación meteorológica

Una estación meteorológica es una instalación destinada a medir y registrar regularmente diversas variables meteorológicas. Entre sus instrumentos principales se incluyen:

- Anemómetro: Mide la velocidad del viento, existiendo distintos tipos según su principio de operación, siendo los más utilizados los de rotación, tipo cazoleta o de hélice.
- Veleta: Instrumento que indica la dirección del viento.
- Termómetro: mide la temperatura.
- Barómetro: Mide la presión atmosférica.
- Pluviómetro: Mide la cantidad de agua caída sobre el suelo por metro cuadrado en forma de lluvia, nieve o granizo.
- Psicrómetro o higrómetro: Medida de la humedad relativa del aire y la temperatura del punto de rocío.

Los valores instantáneos recogidos por anemómetro y veleta se promedian durante un período de tiempo, de por ejemplo 10 minutos, obteniéndose velocidades y direcciones medias.

La medición de la temperatura debe realizarse a una altura no inferior a 1,5 metros del suelo para evitar los efectos del mismo. El sensor de presión puede instalarse en cualquier lugar, por ejemplo en el armario de registros.

También se pueden incluir otros instrumentos, pero que no suelen incluirse en estaciones meteorológicas básicas como la que nos ocupa, como por ejemplo:

- Termógrafo: Registra automáticamente las fluctuaciones de la temperatura.
- Piranómetro: Medida de la radiación solar global (directa + difusa).
- Heliógrafo: Medida de las horas de luz solar.

Los factores a considerar para la elección del instrumental de medición son:

- Coste
- Precisión, sensibilidad y calibración adecuada para la garantía de fiabilidad
- Robustez y condiciones de intemperie
- Accesibilidad al emplazamiento

En estaciones autónomas, no conectadas directamente a una red de captación y tratamiento de información, los datos medidos por dichos instrumentos se capturan mediante sensores, y normalmente se guardan en un registrador de datos (data logger), recogiendo periódicamente para su posterior tratamiento.

Opcionalmente pueden disponer de un sistema de transmisión de datos a una estación de tratamiento de los mismos, como sería nuestro caso, pudiendo incluso estudiarse la posibilidad de que sean procesados in situ, mediante la incorporación de un sistema informático que se detallará más adelante.

3.3 Prevención de incendios y sistema de vigilancia

Dada la naturaleza del proyecto, y las posibles situaciones de uso en lugares forestales, es adecuado considerar el riesgo de incendios. En la referencia [37] se considera el riesgo de incendio forestal, y se extrae lo siguiente.

El riesgo de incendios se define como la probabilidad de que se produzca un incendio en una zona y en un intervalo de tiempo determinado y dependerá de los factores fundamentales que determinan el comportamiento del fuego como son:

- Las características de la vegetación y las condiciones que los combustibles vegetales presentan.
- Las características orográficas.
- El clima y las condiciones meteorológicas.

Igualmente inciden en el riesgo de incendios las actividades humanas u otros agentes que son susceptibles de originar incendios. El conocimiento del riesgo de incendios previsto contribuye a desarrollar una adecuada política de prevención y a una mejor asignación de los medios de vigilancia y de extinción disponibles.

En este caso, se puede recurrir a los datos recogidos por la estación meteorológica para la evaluación del riesgo meteorológico, derivado de las condiciones meteorológicas existentes como son la temperatura, la humedad, las precipitaciones y el viento.

Sin embargo, cabe destacar que la evaluación del riesgo de incendios ya se lleva a cabo por organismos autonómicos y estatales de forma avanzada y con previsiones previsiblemente mejores a las que pueda aportar nuestra instalación.

El hecho de que el sistema cuente con cámara de vigilancia sí que puede servir como visor y alerta de incendio.

Sistema de vigilancia

El sistema de vigilancia mediante cámara depende, como todo el conjunto, de la inversión y especificaciones exigidas. El mercado puede proporcionar desde cámaras exteriores básicas, con bajo margen de visibilidad y baja resolución, hasta cámaras con sensores infrarrojos y térmicos para la detección de focos calientes con ratios de hasta varios kilómetros, además de altas resoluciones de imagen.

Para este proyecto, teniendo en cuenta que el consumo energético es primordial y que el uso para el que ha sido ideado no es el de detección de incidencias a tan alto nivel (existiendo además torres de vigilancia para tales fines), no se cree necesario ir más allá de una cámara con las siguientes características:

- Bajo consumo
- Sistema antivandálico
- Dimensiones reducidas
- Visión de 360°
- Visión nocturna mediante iluminación LED (alcance mínimo 25 – 30 m)
- Protección ante inclemencias (Con protocolo IP, ante polvo y agua)
- Resolución y fps (fotogramas por segundo) aceptables
- Posibilidad de conexión de transmisión de datos en tiempo real

Habrà de tenerse en cuenta el tratamiento de los datos de dicha cámara. Lo ideal es la transmisión de imagen a tiempo real, para la que es necesaria una conexión a internet suficiente en subida y con una latencia (retardo) baja.

3.4 Gestión de información y sistemas

Para la gestión de los diferentes dispositivos (tratamiento de datos meteorológicos, cámara y envío de información, geolocalización etc...), aunque los distintos sistemas integrados pueden incorporar independientemente sus propios sistemas de gestión (la estación meteorológica, la cámara...) es conveniente integrar un pequeño sistema informático general en el que prime la eficiencia y el bajo consumo.

Para ello, un mercado que ha crecido considerablemente en los últimos años, el de los ordenadores de placa reducida o SBC (Single Board Computer) es el candidato ideal. Se trata de un ordenador completo en un sólo circuito. El diseño se centra en un sólo microprocesador con la RAM, E/S y todas las demás características de un ordenador funcional en una sola tarjeta que suele ser de tamaño reducido, y que tiene todo lo que necesita en la placa base, con un consumo energético muy reducido.

Existen diversos modelos de placas en el mercado, siendo las más comúnmente conocidas Arduino y Raspberry Pi.

El hecho de encontrar una gran comunidad detrás de estas placas es un gran aliciente, tan sólo con realizar una pequeña búsqueda en la red se pueden encontrar infinidad de aplicaciones distintas, y en general, mucha información que puede facilitar el uso y el desarrollo de nuestras propias aplicaciones.

Entre ambas opciones, y en nuestro caso, en el que es necesaria una capacidad de computación apreciable (tratamiento de datos meteorológicos, gestión de internet y principalmente, en la gestión de imágenes de vídeo) Raspberry Pi es mejor opción, debido a su considerable mayor potencia. Además destacan su gran conectividad y posibilidades. En cuanto a software, usa sistemas operativos basados en el núcleo Linux, como puede ser Debian o incluso el famoso Android. En la referencia [40] se reflejan las características del dispositivo.

Características Raspberry Pi 3	
Procesador	1.2GHz 64-bit quad-core ARMv8
RAM	1 GB (compartidos con la GPU) DDR2
Conectividad de red	10/100 Ethernet (RJ-45) vía hub USB, Wifi 802.11n, Bluetooth 4.1
Puertos USB	4 puertos USB 2.0
Entrada de vídeo	Conector MIPI CSI que permite instalar un módulo de cámara
Salidas vídeo / audio	Conector RCA, HDMI, interfaz DSI (para panel LCD) / Conector de 3.5 mm, HDMI
Almacenamiento	MicroSD
Consumo energético	800 mA, (4.0 W)

Tabla 2: Resumen de características del último modelo Raspberry Pi

En caso de que la potencia de procesado no fuera suficiente, existen otros modelos en el mercado de mayores características en cuanto a hardware. Dos ejemplos son:

- *ODROID-C2*, de origen coreano, ligeramente más potente, con mayor frecuencia de CPU y mejor RAM.
- *UDOO X86*, proyecto en Kickstarter [41], que presume de ser 10 veces más potente que Raspberry Pi 3, contando con procesador de origen Intel y RAM de frecuencias de reloj y capacidad variables respectivamente, junto a otras características superiores.

Al margen de ver el desarrollo de ésta última, la comunidad de Raspberry Pi sigue siendo muy amplia, y difícilmente igualable, como se comentaba anteriormente.

El ejemplo más claro es que existen tutoriales desarrollados por usuarios de cómo convertir Raspberry Pi en el controlador de una estación meteorológica [38] o un sistema de vigilancia, con gran similitud a los sistemas a implementar en el presente proyecto [39].

La idea en este proyecto sería conectarlo a una estación meteorológica disponible en el mercado como captador y procesador de datos.

3.5 Recarga de dispositivos e iluminación

La recarga de dispositivos móviles es una característica que también se contempla en el proyecto. Para ello, la tecnología más extendida globalmente es el USB (cuyas siglas en inglés son Universal Serial Bus).

El voltaje estándar con el que trabaja un USB es de 5 V y la intensidad de 500 mA (0,5 A), aunque ésta última puede ser superior. La electricidad generada debe adecuarse por tanto a estos parámetros, siendo la potencia eléctrica estándar de 2.5 W por puerto.

Iluminación

En cuanto a la iluminación, se trataría de tecnología LED para iluminar al conjunto en condiciones de baja luminosidad, facilitando su localización y visibilidad.

Su encendido podría estar programado según el horario, un sensor de luminosidad o en base al paso y uso de usuarios.

3.6 Estimación del consumo y la energía necesaria para el funcionamiento del sistema

La determinación de la potencia instalada y en consecuencia la energía a generar es primordial para el diseño del sistema híbrido, debiendo estimarse lo más fielmente posible los consumos de los equipos necesarios para el correcto funcionamiento del conjunto y sus requerimientos, y en función de esto, dimensionar los sistemas eólico y fotovoltaico.

El hecho de no haber determinado el instrumental concreto y definitivo a instalar (pues no formaba parte de este proyecto) hace que los consumos de cada componente hayan sido estimados.

La estimación de los consumos de éstos se ha realizado en base a modelos comerciales de cada uno de ellos, y de no ser encontrados para la finalidad concreta del proyecto, se han estimado a raíz de consumos observados en otras aplicaciones, tendiendo a la sobreestimación de consumo energético.

Las potencias estimadas para cada una de las partes se detallan en la tabla siguiente:

Componente(s)	Consumo estimado
Cámara	15 W
Placa SBC (Raspberry)	4 W
Hub conexión internet GPS	20 W
Estación meteorológica	5 W*
Recarga de dispositivos / iluminación	6 W*

Tabla 3: Estimación de consumos pico del sistema

La potencia total que se presupone como pico es por tanto de 50 W.

Cabe destacar lo siguiente:

- Para la finalidad y costes asumibles que se dan en el desarrollo e instalación del prototipo completo, no es necesaria la instalación de una estación meteorológica muy avanzada. Los modelos asumibles económicamente y que pueden dar un nivel de precisión factible al propósito de esta instalación suelen funcionar mediante pilas comunes, por lo que su consumo es muy reducido.
- La iluminación está concebida a modo de señalización o localización de la baliza, por lo que no se requiere gran potencia lumínica, y en principio su funcionamiento será únicamente nocturno o cuando un usuario esté en las proximidades del conjunto.
- La recarga de dispositivos se presupone que se dará en contadas ocasiones, por lo que el consumo estimado a tal fin es prácticamente desestimable.

Por lo tanto, podemos suponer que la potencia eléctrica necesaria en todo caso, como máximo será de los valores considerados. A raíz de la potencia total considerada de 50 W, el consumo energético diario será a lo sumo:

$$\text{Consumo diario} = \text{Potencia (W)} \cdot 24 \text{ horas} = 1200 \text{ Wh} \quad (16)$$

Esta estimación al alza del consumo de los componentes, con margen de seguridad suficiente, permite que de ser el consumo real inferior, se acumule energía suficiente en las baterías. El cálculo del sistema fotovoltaico por su parte se desarrolla con márgenes de seguridad holgados, como se verá en el apartado correspondiente, añadiendo un plus de confiabilidad en caso de funcionamientos imprevistos.

Capítulo 4. Diseño del prototipo eólico

4.1 Evaluación del recurso eólico

4.1.1 Estudio de la zona de implantación: el viento en los alrededores de Cartagena

Conocidos los fenómenos físicos que dan lugar al viento, el análisis de sus características y los medios utilizados para llevarlo a cabo, han de valorarse las condiciones que se dan en el lugar de emplazamiento del prototipo eólico – solar.

En cuanto al lugar de implantación, el proyecto está ideado en principio para su uso en múltiples destinos, pero por sencillez de aplicación y cercanía, se recurrió a los valores dados en los alrededores de Cartagena.

En primer lugar, es necesario contemplar las velocidades medias que se dan en la zona, pues su conocimiento es primordial para el diseño de la aeroturbina.

Para ello, se recurre a diversas herramientas disponibles:

- Mapa eólico de España (Global Wind Map)
- CENER: energía eólica. Predicción velocidad del viento (Global Wind Map)
- IDAE: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Meteosim
- Datos históricos AEMET (Agencia Estatal de Meteorología)

Los datos disponibles generalmente en los principales atlas eólicos proporcionan las características del viento a 80 metros de altura, estando ideados para los aerogeneradores de tipo horizontal de gran producción eléctrica.

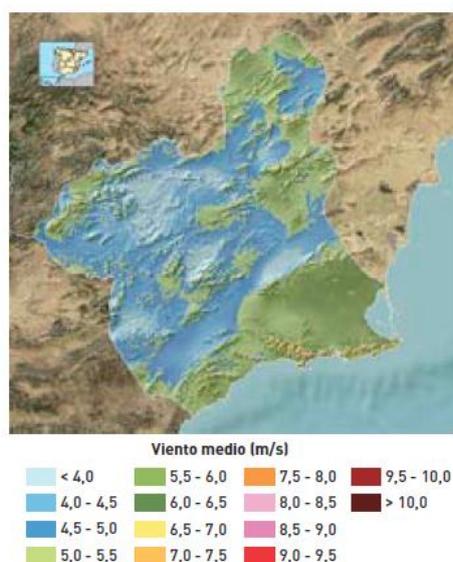


Figura 23: Viento medio (m/s) medido a 80 metros de altura en la Región de Murcia. IDAE: Análisis del recurso. Atlas eólico de España

En nuestro caso, es más conveniente recurrir a mediciones realizadas a cotas más bajas, en torno a 10 metros o incluso menos. Revisando posibles fuentes de datos, se llegó a la conclusión de que no había gran información referente a estas altitudes en la zona concreta de la ciudad de Cartagena.

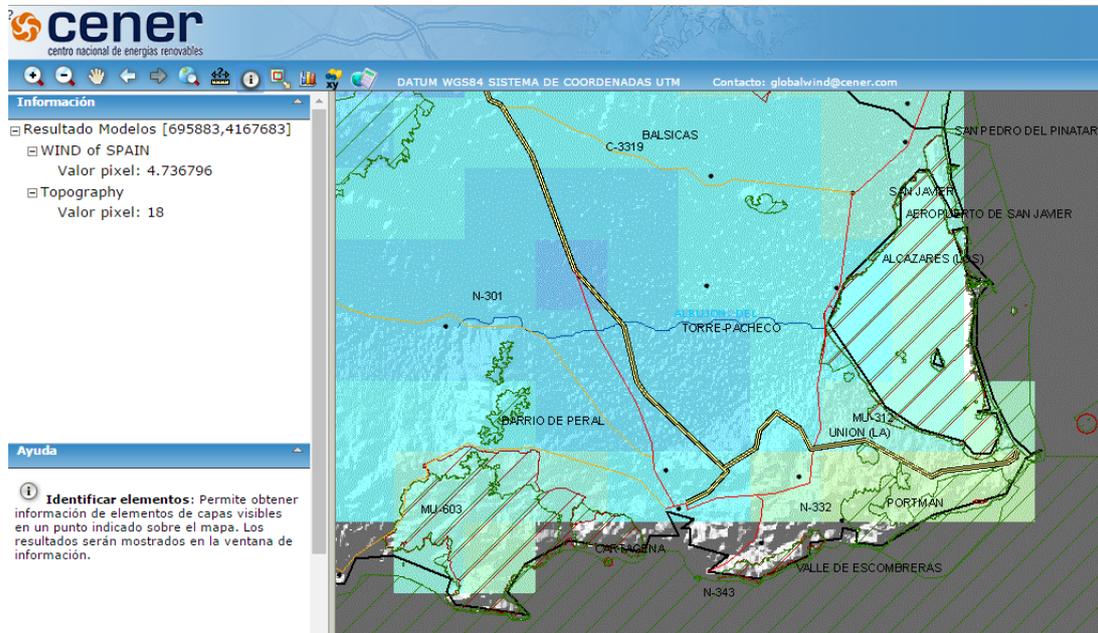


Figura 24: Aplicación web del CENER (Global Wind Map). Mapa de recursos eólicos de la Península Ibérica realizado durante 6 años. Selección de datos de la zona de Cartagena.

Los datos facilitados por el mapa de CENER, se obtienen para distintos puntos de la zona, pero no se dan a conocer las características concretas de dichas mediciones, es decir, la orografía de la zona de medida. Además, se trata de un estudio de 6 años, por lo que es más conveniente recurrir a tomas de datos o estudios de mayor duración.

Revisando los datos históricos de AEMET en los alrededores, encontramos que la estación de medición más cercana, la situada en el aeropuerto de San Javier, se encuentra a una altitud de 4 metros y, a diferencia de otras, se presupone que no está tan influenciada por la edificación u otras características orográficas que puedan influir en la toma de datos.

Cabe recalcar el hecho de su altitud, de 4 metros, similar al rango de altitud que en principio se baraja como máxima del prototipo en su conjunto sobre el terreno, por motivos de impacto ambiental.

El periodo seleccionado contempla los datos de 26 años, en concreto desde el 14 de enero de 1986 hasta la misma fecha del año 2012.

En dicho registro histórico se pueden obtener los datos de racha máxima de viento y la hora a la que se dio ésta, junto con la velocidad media del viento para cada día del periodo de tiempo anterior, en km/h.

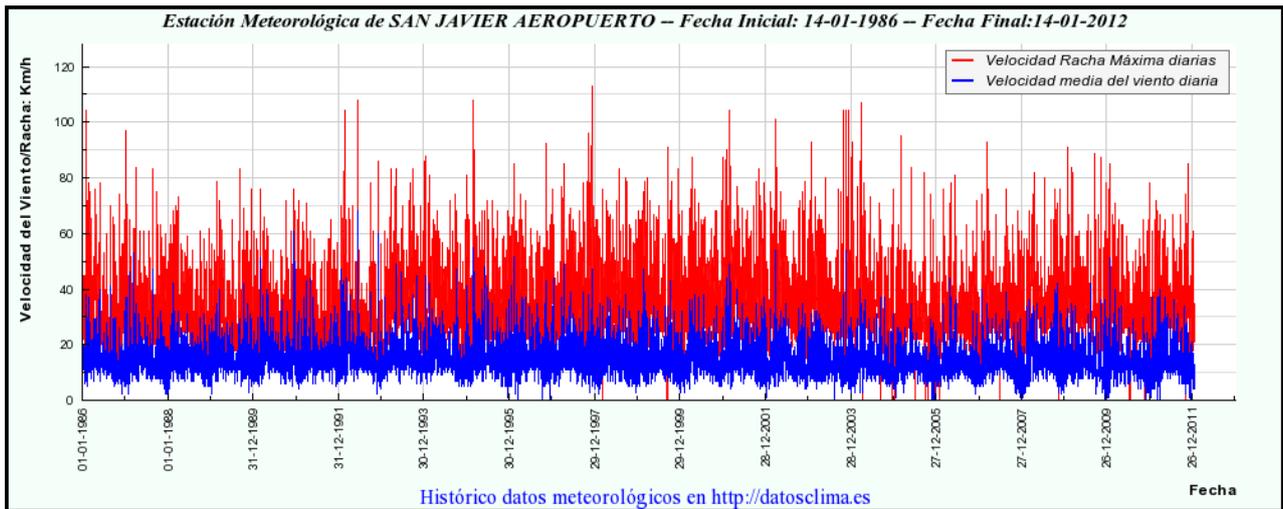


Figura 25: Gráfico histórico de las velocidades medias y rachas máximas en la estación meteorológica del aeropuerto de San Javier. Fuente: AEMET.

Los valores máximos durante el periodo seleccionado y la fecha en que se dieron son los siguientes:

CARACTERISTICA / VALOR	(Velocidad m/s)	(Velocidad Km/h)	FECHA	HORA
Racha de Viento más alta Registrada:	31.4	113.04	05-12-1997	8:28
Velocidad Media más alta Registrada:	18.9	68.04	14-06-1992	

Tabla 4: Valores críticos del periodo seleccionado. Fuente: AEMET

A partir de un fichero Excel proporcionado por dicho archivo histórico, se calcula la velocidad media para dicho periodo, así como la velocidad media de las rachas máximas que se dieron, resultando los siguientes valores:

$$\text{Velocidad media del periodo} = 4.18 \text{ m/s} \quad \text{Velocidad media rachas} = 9,88 \text{ m/s}$$

Del gráfico y el archivo Excel se extrae información muy importante relativa a las rachas de viento. Como se puede observar, las velocidades alcanzadas en dichas rachas son muy superiores a las velocidades medias.

Esta información condiciona el funcionamiento de la aeroturbina y se tratará en el siguiente apartado.

4.1.2 Conceptos de potencial eólico y densidad de potencia

Además de conocer las velocidades usuales del viento en la zona y sus características, es necesaria una correcta evaluación de la densidad de potencia disponible, y en función del área superficial del diseño de la turbina eólica, una estimación del potencial eólico.

Para introducir estos conceptos, hemos de considerar una masa de aire en movimiento.

Una masa de aire (m) con velocidad (v) posee una energía cinética (Ec) dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (17)$$

El caudal másico de aire (\dot{m}) de densidad (ρ) que fluye con velocidad (v) a través de una superficie de área perpendicular a la dirección del flujo, es:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (18)$$

Por tanto, la potencia disponible (W_d) del caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

$$W_d = \frac{1}{2} \rho Av^3 \quad (19)$$

La densidad de potencia es la potencia disponible por unidad de área (W_d/A):

$$\frac{W_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (20)$$

La potencia eólica disponible es la máxima potencia que se podría obtener del viento si se pudiera extraer del mismo toda la energía cinética.

Diversas limitaciones sólo permiten en la práctica aprovechar un porcentaje bastante más reducido de dicha potencia, como se verá más adelante.

De la expresión de la densidad de potencia podemos deducir que:

- La densidad de potencia, y por tanto, el potencial eólico, están muy influenciados por la velocidad del viento, ya que dependen del cubo de ésta. Por tanto, es importante que la turbina esté lo más elevada posible respecto al suelo, pues la velocidad tiende a crecer con la altura, limitando a su vez las turbulencias.
- La potencia eólica disponible es directamente proporcional al área (A) considerada, por lo que cuanto mayor sea la relación altura (h) por diámetro (d) de la turbina vertical, mayor será el potencial y por tanto la energía obtenida finalmente.
- La densidad de potencia depende linealmente de la densidad del aire. Un aire frío tiene una densidad de potencia superior a uno más caliente. Así mismo, a igualdad de temperatura, un lugar situado al nivel del mar presenta una densidad de potencia mayor que otro a mayor altitud, dado que la densidad del aire disminuye con la altura.

4.1.3 Consideraciones respecto al diseño de la aeroturbina

A la hora de tratar la velocidad del viento, ha de considerarse que a lo largo del día, hay momentos en los que es prácticamente nula, y otros en los que es bastante elevada. De aquí viene la importancia de las rachas, que se comentaba en el apartado anterior. Dado que la velocidad del flujo de aire condiciona el potencial eólico, lo conveniente es que la curva de rendimiento del diseño adoptado tenga su valor máximo en torno a una velocidad más elevada que la media de la zona.

Es decir, dado que la potencia que puede desarrollarse es muy superior, lo ideal es que el funcionamiento de la turbina se adapte a velocidades más elevadas que la

media, dentro de un rango usual, conservando un buen rendimiento a velocidades medias.

El área característica, tratada en el segundo punto, depende de otros factores importantes del proyecto, principalmente del impacto ambiental del conjunto, pero también del proceso de fabricación asociado, su dificultad y coste.

La localización inicial del proyecto, en los alrededores de Cartagena, donde la altitud es baja, es conveniente debido a que la densidad es más alta, como se trataba en el tercer punto anterior.

4.1.4 Eficiencia de un diseño eólico. El coeficiente de potencia

La totalidad de la energía cinética del viento no puede extraerse, debido a que se trata de una corriente abierta, por lo que una deceleración substancial hace que la corriente rodee a la masa de aire remansada, reduciéndose el caudal por la sección preparada para su captura.

Adicionalmente, aparecen pérdidas de diverso tipo en la extracción de la energía, en su transmisión mecánica y finalmente en su conversión eléctrica. Por ello se define el coeficiente de potencia C_W , a modo de eficiencia de conversión, como el cociente entre la potencia extraída, es decir, útil ($W_{\text{útil}}$), y la disponible en el viento:

$$C_W = \frac{W_{\text{útil}}}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \quad (21)$$

4.1.5 Limitación del potencial eólico. Límite de Betz

El coeficiente de potencia está limitado y a su vez, por tanto, el potencial eólico aprovechable. El factor limitante se conoce como Límite de Betz (1926).

Este límite establece la máxima eficiencia de una turbina de flujo libre, y por tanto la potencia máxima extraíble para una turbina y flujo dados. Determina, en definitiva, la eficiencia que alcanzaría una turbina bajo condiciones ideales.

Su obtención se basa en el análisis de un volumen de control en forma de tubo de corriente con un flujo axial. La turbina se representa como un "disco actuador" uniforme que crea una discontinuidad de presión en el citado tubo.

El desarrollo del análisis se puede consultar en distintas fuentes, como [7], [8] o [20].

A partir de las consideraciones anteriores, la potencia generada por la turbina es el producto de la velocidad axial en la sección del rotor por el empuje que éste ejerce sobre el fluido:

$$W_{\text{útil}} = U_{\text{rotor}} \cdot F_D \quad (22)$$

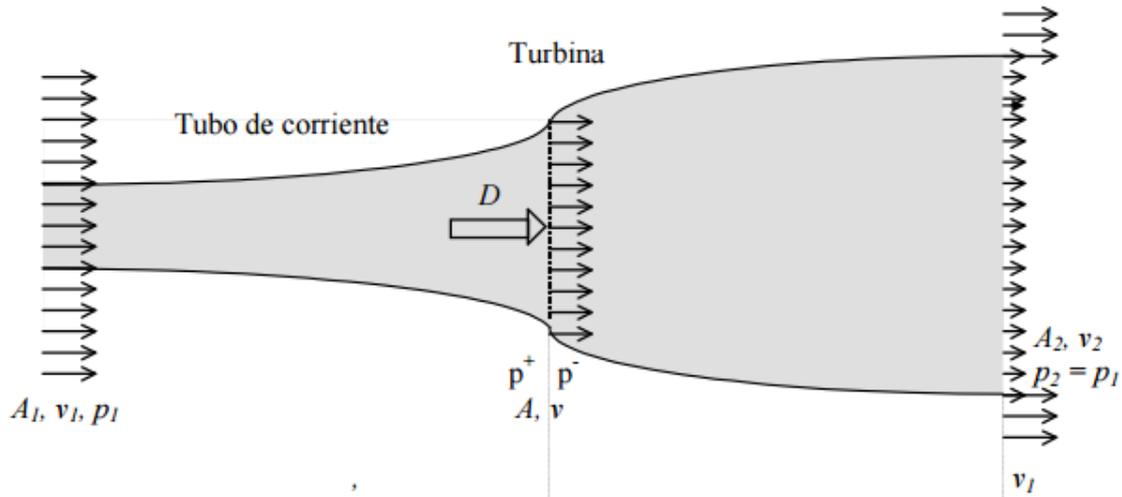


Figura 26: Esquema del volumen de control utilizado en la obtención del límite de Betz

El empuje axial que experimenta el rotor está provocado por la velocidad del flujo y por tanto por una diferencia de presión entre las caras del disco considerado.

Según la ecuación de continuidad:

$$A_1 U_1 = A_{\text{rotor}} U_{\text{rotor}} = A_2 U_2 \quad (23)$$

Según la ley de conservación de cantidad de movimiento, la variación de cantidad de movimiento en dicho volumen de control es igual al empuje axial del rotor:

$$\rho A_1 U_1^2 - \rho A_2 U_2^2 = F_D \quad (24)$$

Combinando las expresiones (23) y (24):

$$F_D = \rho A_{\text{rotor}} U_{\text{rotor}} (U_1 - U_2) \quad (25)$$

Aplicando la ecuación de la conservación de la energía de Bernoulli en ambas caras del rotor:

$$p_{\text{atm}} + \frac{1}{2} \rho U_1^2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho U_{\text{rotor}}^2 \quad (26)$$

$$p_{\text{atm}} + \frac{1}{2} \rho U_2^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho U_{\text{rotor}}^2 \quad (27)$$

La diferencia de presiones entre ambas caras es por tanto:

$$p_1 - p_2 = \frac{1}{2}\rho(U_1^2 - U_2^2) \quad (28)$$

Esa diferencia de presiones aplicada sobre la superficie total del disco nos da la fuerza de empuje F_D :

$$F_D = (p_1 - p_2)A_{\text{rotor}} = \frac{1}{2}\rho A_{\text{rotor}}(U_1^2 - U_2^2) \quad (29)$$

Combinando las ecuaciones (25) y (29) tenemos que:

$$\frac{1}{2}(U_1^2 - U_2^2) = U_{\text{rotor}}(U_1 - U_2) \quad (30)$$

$$U_{\text{rotor}} = \frac{1}{2}(U_1 + U_2) \quad (31)$$

Siendo por tanto la velocidad en el rotor la media de las velocidades de entrada y salida del tubo de corriente. Introduciendo un factor de velocidad axial, "a":

$$a = 1 - \frac{U_{\text{rotor}}}{U_1} \quad (32)$$

$$U_{\text{rotor}} = U_1(1 - a) \quad (33)$$

Teniendo en cuenta este factor, la expresión de la fuerza de empuje y la potencia útil quedan como:

$$F_D = \frac{1}{2}\rho A_{\text{rotor}}U_1^2 4a(1 - a) \quad (34)$$

$$W_{\text{útil}} = \frac{1}{2}\rho A_{\text{rotor}}U_1^3 4a(1 - a)^2 \quad (35)$$

Y el coeficiente de potencia es por tanto:

$$C_p = \frac{\frac{1}{2}\rho A_{\text{rotor}}U_1^3 4a(1-a)^2}{\frac{1}{2}\rho A_{\text{rotor}}U_1^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (36)$$

Derivando el coeficiente de potencia con respecto a "a" e igualando a cero, se obtiene el valor de dicho factor que maximiza la potencia:

$$\frac{dC_p}{da} = 12a^2 - 16a + 4 = 0 \quad (37)$$

De lo que se extrae que el valor óptimo del factor de velocidad axial es $a = 1/3$.

De éste se obtiene que el valor máximo del coeficiente de potencia es:

$$C_{p(\text{máx})} = 4a(1 - a)^2 = \frac{16}{27} \approx 59.26 \% \quad (38)$$

Que es el valor conocido como límite de Betz.

4.2 Diseño inicial de la aeroturbina en base a las especificaciones y el recurso eólico

Conocidos los distintos tipos de aerogeneradores de eje vertical y sus características principales, junto a la estimación de potencia máxima requerida por el consumo del sistema, se va a realizar el diseño inicial del rotor.

El diseño considerado como óptimo inicialmente es el basado en un rotor tipo Gorlov. Por un lado, debido a las características derivadas de los aerogeneradores de sustentación verticales, como son una alta velocidad de giro en condiciones óptimas, ideal para la generación energética, y una eficiencia teórica presumiblemente superior. Por otro lado debido al par más constante obtenido en esta variante del diseño Darrieus.

El carácter primordial de la reducción del impacto ambiental y la discreción del conjunto, con el objetivo de evitar posibles actos vandálicos, derivaron en unas dimensiones límite, a partir de las que ir trabajando.

4.2.1 Criterios de diseño iniciales

Diámetro (D) = 500 mm

Altura (H) = 500 mm

Con estos parámetros fijados, queda por determinar, principalmente, el perfil aerodinámico a utilizar y sus características.

La selección del perfil aerodinámico se basa principalmente en el número de Reynolds, de carácter adimensional y que define las condiciones del flujo. Se trata de la relación entre la fuerza inercial y viscosa que experimenta, en este caso, el álabe del rotor. Recordando su expresión:

$$Re = \frac{Uc}{\nu} = \frac{\rho Uc}{\mu} = \frac{\text{Fuerza inercial}}{\text{Fuerza viscosa}} \quad (39)$$

En nuestro caso, el término U se refiere a la velocidad del flujo de aire, ρ es la densidad y c la dimensión característica, es decir, la cuerda del perfil aerodinámico. Los términos ν y μ se refieren a la viscosidad cinemática y a la dinámica o absoluta, respectivamente.

Los valores medios de la velocidad del viento se han estimado previamente:

$$U_{\text{media}} = 4,18 \text{ m/s}$$

La temperatura media en Cartagena (según datos consultados en AEMET) es $T_{\text{med}} = 19,4 \text{ }^\circ\text{C}$, aproximadamente $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

A partir de dicha temperatura se puede obtener:

Densidad del aire a 20°C : $\rho = 1,205 \text{ kg/m}^3$

Viscosidad dinámica del aire a 20°C : $\mu = 18,19 \cdot 10^{-6} \text{ Ns/m}^2$

Viscosidad cinemática del aire a 20°C : $\nu = 15,1 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

De la expresión del número de Reynolds, y considerando lo anterior, se extrae que los valores que pueden darse para éste son bajos, debido a los siguientes motivos:

- Baja densidad del fluido (aire)
- Dimensiones de turbina reducidas (limitando la longitud de cuerda)
- Velocidad del flujo

Según el número de Reynolds y la geometría del perfil, se puede obtener información de los coeficientes de sustentación y resistencia, C_L y C_D respectivamente, en función del ángulo de ataque. En la consulta de dichos perfiles, se han tomado en cuenta datos bidimensionales.

Es necesario destacar, a su vez, que los datos contrastados para los diferentes airfoils o perfiles aerodinámicos parten de un $Re = 5 \cdot 10^4$. [19].

Considerando los valores anteriores y dicho número de Reynolds, se puede hacer una estimación de la longitud de cuerda mínima del perfil a partir de la cual se pueden obtener datos de los coeficientes aerodinámicos de los distintos perfiles.

Para caracterizar el perfil aerodinámico a usar, se deduce por tanto que la longitud de cuerda mínima necesaria, debe ser de en torno a:

$$c = \frac{Re \cdot \nu}{U} = \frac{Re \cdot \mu}{\rho U} = 0.18 \text{ m} = 180 \text{ mm} \quad (40)$$

Para la velocidad media de 4,18 m/s

$$c = \frac{Re.v}{U} = \frac{Re.\mu}{\rho U} = 0.18 \text{ m} = 150 \text{ mm} \quad (41)$$

Para una velocidad de 5 m/s

De acuerdo a estos parámetros, y tomando la velocidad de 5 m/s, con una cuerda de 150 mm, se desarrolló un primer diseño a modo de prueba en el software SolidWorks.

4.2.2 Solidity ratio

Otro aspecto importante en el desarrollo del diseño Gorlov es el denominado solidity ratio (σ). Se trata de una relación que establece la cantidad de superficie de barrido de la turbina ocupada por los álabes respecto a la superficie total. La expresión es la siguiente:

$$\sigma = \frac{B.c}{\pi.D} \quad (42)$$

Donde B es el número de álabes del rotor, c la cuerda y D el diámetro total.

Según Twidell & Weir, 2006, un dispositivo con alta solidez, por ejemplo $\sigma > 0,3$ tiene un arranque más sencillo, pero la relación entre la velocidad de rotación de la turbina y el flujo (denominada TSR, Tip Speed Ratio) es menor que en aquellos con una solidez reducida, por ejemplo de $\sigma < 0,15$, con mayor dificultad de arranque pero mejor TSR.

El TSR se define como:

$$\text{TSR} = \lambda = \frac{\omega R}{U} \quad (43)$$

En un compromiso entre un TSR conveniente, que proporcionará una mayor velocidad de giro del rotor, y un mejor arranque, se considera el uso de 3 álabes.

$$B = 3 \quad \sigma = \frac{B.c}{\pi.D} = 0.2865 \quad (44)$$

A través de la base de datos de airfoiltools.com, se buscó un perfil aerodinámico que tuviese una alta relación entre los coeficientes de sustentación y resistencia (C_L y C_D) a bajos números de Reynolds para que el funcionamiento fuese el más óptimo posible.

El perfil seleccionado fue el denominado E171 - il, simétrico, caracterizado en las siguientes gráficas:

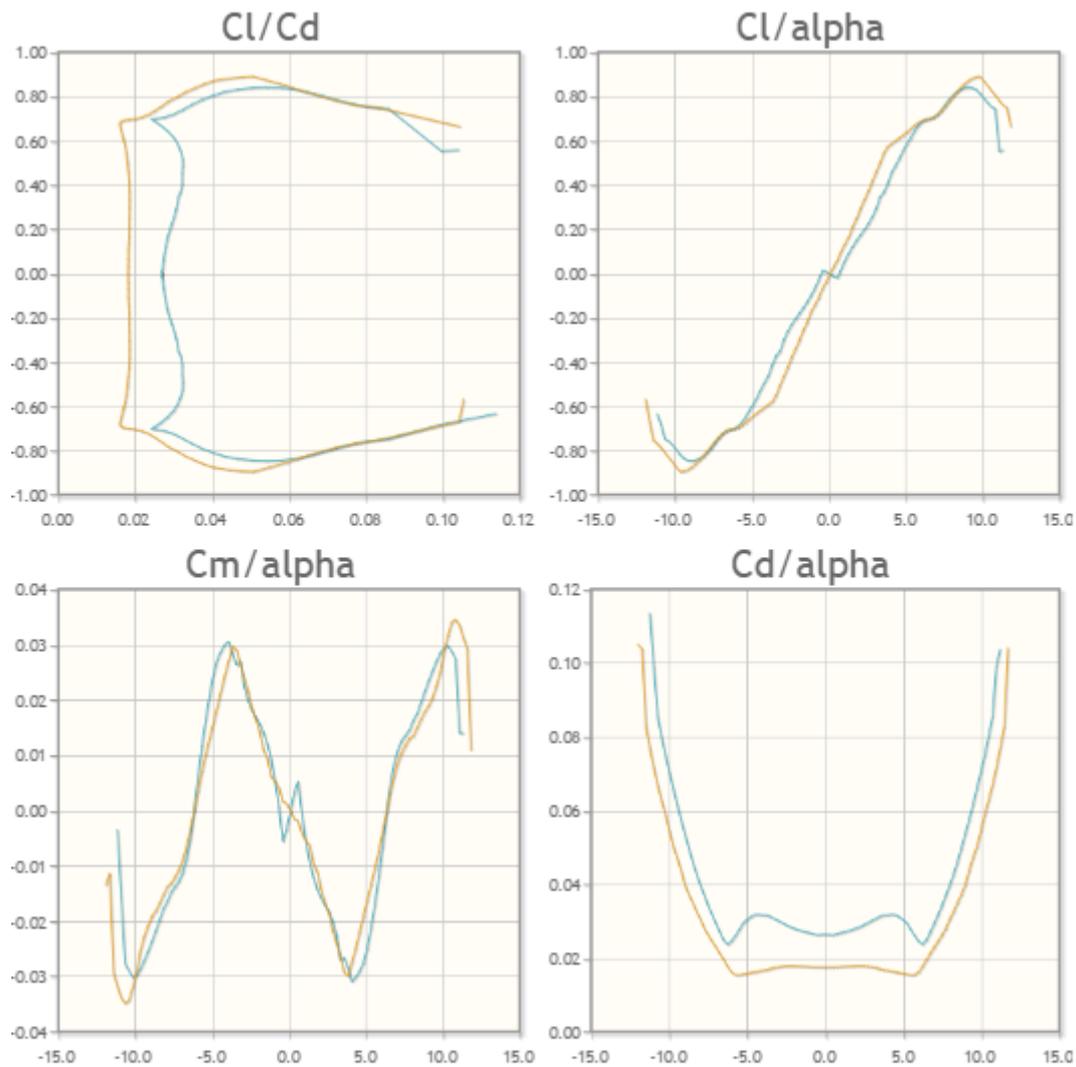


Figura 27: Características del perfil simétrico E171 -il. La línea azul representa los valores obtenidos con un $Re = 5.104$, la naranja con un $Re = 1.105$. Fuente: airfoiltools.com

4.2.3 Forma de la hélice

La idea de introducir una curvatura o hélice trata de solucionar la oscilación de par presente en diseños clásicos, como se comentaba en el apartado del diseño Gorlov.

Se trata de que no haya zonas de la circunferencia de rotación de la turbina sin generación de par, y que este sea constante, debiendo existir una sección del perfil en todo el diámetro exterior.

La unión de la hélice al eje se realiza a través de dos superficies circulares, en la parte superior e inferior de éstos.

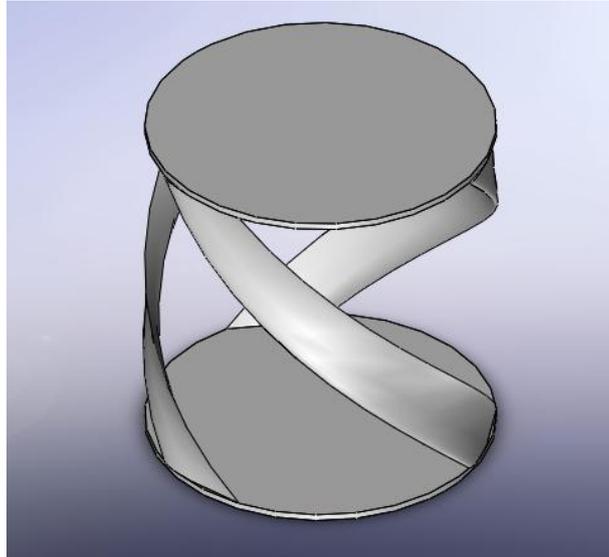


Figura 28: Diseño realizado en el software CAD SolidWorks con 3 álabes

También se realizó un modelo de 4 álabes, para el que:

$$B = 4 \quad \sigma = \frac{B \cdot c}{\pi \cdot D} = 0.382 \quad (45)$$

Presumiblemente, este diseño tendría un mejor arranque.

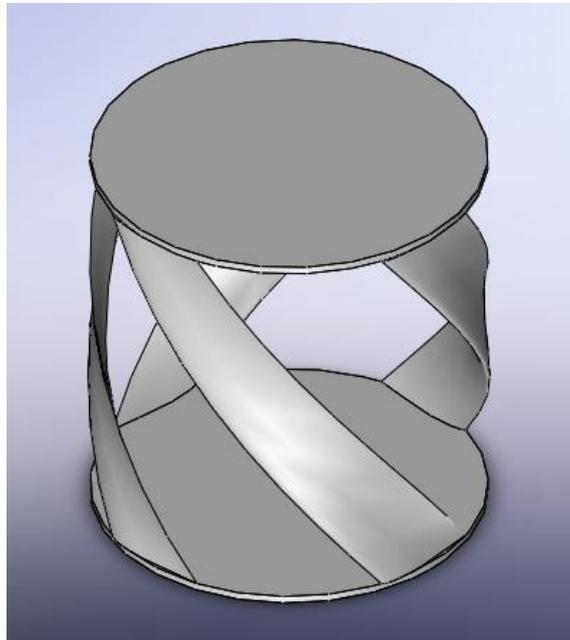


Figura 29: Diseño realizado en el software CAD SolidWorks con 4 álabes

4.3 Estimación y cálculo de la potencia eléctrica generada

4.3.1 Análisis del diseño

Con las velocidades y dimensiones que se concretaron previamente, se puede obtener el potencial eólico disponible, según las velocidades que se consideren. Para la velocidad media calculada (4,18 m/s), el potencial eólico disponible sería de:

$$W_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 = 11 \text{ W} \quad (46)$$

Como muestra de la importancia de la velocidad incidente en el potencial disponible, para una velocidad de 5 m/s (18 km/h), dentro del rango de velocidades asumibles en la zona, como se puede observar en la gráfica del apartado correspondiente, dicho potencial es de:

$$W_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 = 18,75 \text{ W} \quad (47)$$

Recordemos que la generación energética requerida estimada es de 1200 Wh entre los sistemas eólico y fotovoltaico.

Recordando el apartado comparativo de los diseños Savonius y Darrieus, el rendimiento de éstos últimos está en torno al 35 % en los mejores casos [30].

Suponiendo que la eficiencia total del sistema eólico, aún tratándose de un diseño helicoidal al que se presupone un mayor rendimiento [46] fuese, de un 30 %, siendo muy optimistas (incluyendo el rendimiento del rotor, la transmisión mecánica, etc...) los valores de potencia serían:

Para la velocidad media $U = 4,18 \text{ m/s}$

$$W = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 = 0,3 \cdot 11 \text{ W} = 3,3 \text{ W} \quad (48)$$

Para la velocidad de diseño $U = 5 \text{ m/s}$

$$W = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 = 0,3 \cdot 18,75 \text{ W} = 5,625 \text{ W} \quad (49)$$

4.4 Revisión de los datos obtenidos y estudio de posibles variaciones en el diseño

Con dichos valores de potencia, la energía generada sería del orden de [79,2 -135] Wh, muy lejos de la generación necesaria de 1200 Wh, por lo que se precisaría de un sistema de placas solares considerable para generar el resto.

Ante esta situación, la única opción que permitiría seguir adelante con este diseño sería el aumento de las dimensiones generales de la turbina, puesto que el resto de variables de que depende el potencial eólico están determinadas.

El área característica está relacionada linealmente con el potencial eólico disponible. Para obtener buenos rangos de potencia se precisaría un aumento considerable del tamaño total del aerogenerador.

Por otro lado, un número de Reynolds tan bajo no es conveniente. Generalmente la sustentación y el óptimo funcionamiento del perfil, mejoran cuanto mayor es el número de Reynolds, como podemos ver, por ejemplo, en los siguientes gráficos:

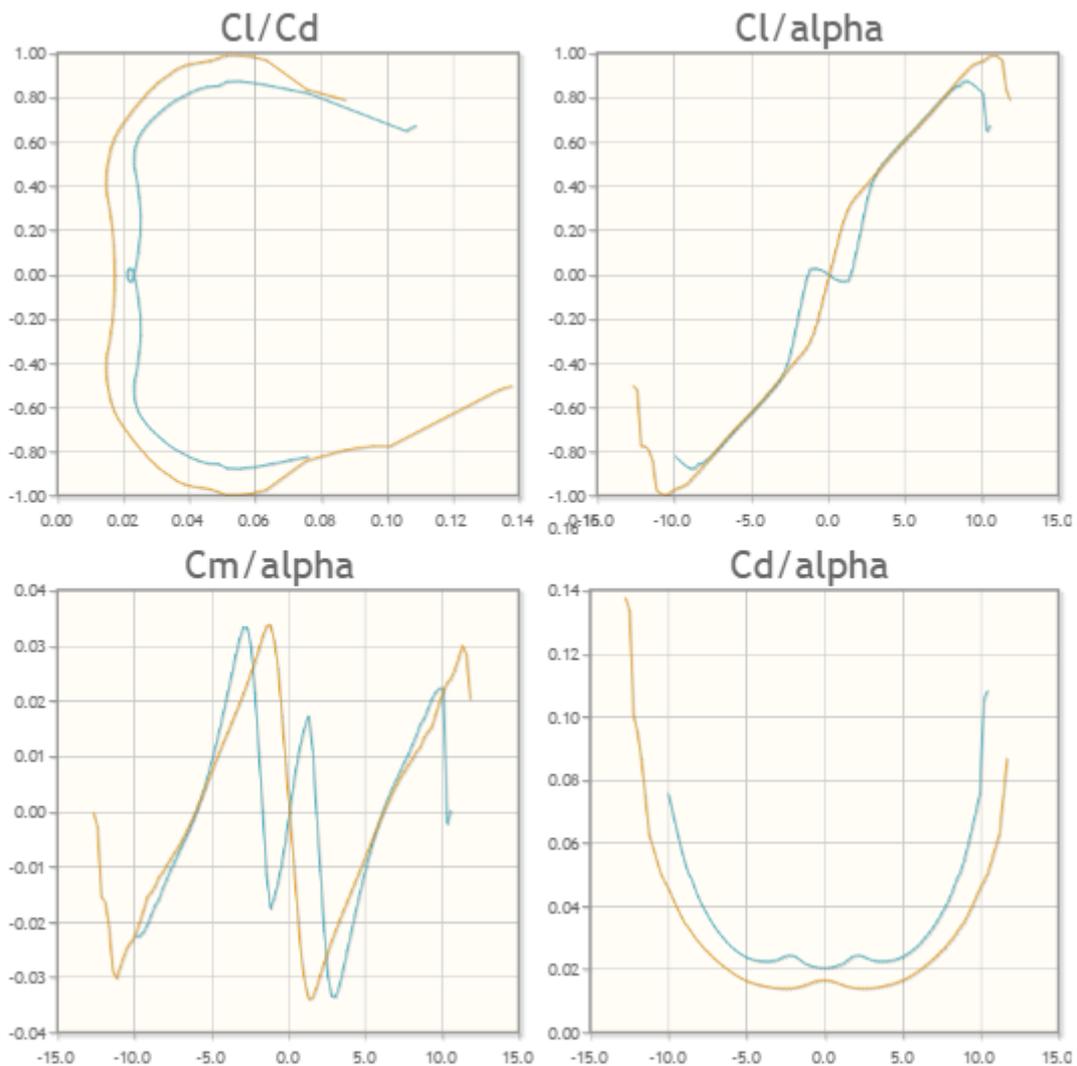


Figura 30: Características del perfil simétrico NACA 0012. La línea azul representa los valores obtenidos con un $Re = 5.104$, la naranja con un $Re = 1.105$. Fuente: airfoiltools.com

Teniendo en cuenta el rango de velocidades usuales a la altura establecida de 4 metros, y las viscosidades a temperatura media, la única variable indeterminada es

la cuerda del perfil. Por tanto, se deberían utilizar perfiles con longitud de cuerda considerablemente superior.

Además, el problema del arranque, aún con las consideraciones de la solidez del diseño (solidity ratio, σ), sigue existiendo.

Un estudio de distintos diseños helicoidales, con ensayo en túnel de viento de uno de los modelos, desarrollado con medios bastante similares a los disponibles en el presente proyecto, obtuvo una velocidad de viento para el autoarranque de 15,7 m/s [11].

La opción de la incorporación de un rotor Savonius al diseño anterior redimensionado también se valoró. De esta forma, se busca un arranque a velocidad baja.

A raíz de los cálculos mediante software CFD llevados a cabo en [20], se observa que la utilización de un rotor Savonius como método de arranque tampoco parece ser muy adecuada.

El conjunto de estos factores, hizo que el diseño basado en turbina helicoidal se desestimase, a favor de otras opciones de aerogeneradores verticales.

4.5 Diseño de rotor definitivo

Ante el abandono del diseño inicial, se buscó asegurar el arranque del rotor y su funcionamiento, aunque esto supusiese recurrir a diseños de supuesta menor eficiencia.

Rememorando la Tabla 1 del apartado 2.4.2, los diseños Savonius, basados principalmente en fuerzas de resistencia aerodinámica, presentan un buen arranque y mayor facilidad constructiva.

Este tipo de turbinas tienen una velocidad de giro generalmente lenta y limitada, que puede llegar a ser de como máximo la velocidad del flujo incidente.

Según la Figura 9, presentada en el mismo apartado, observamos que, en nuestro caso, en el que las velocidades del viento según las consideraciones de implantación son bajas, puede ser una ventaja el hecho de que el rendimiento de estas turbinas se aproxima al valor del Límite de Betz a bajos valores de λ (TSR), es decir, cuando la relación entre la velocidad del flujo y de giro del rotor es baja.

También se extrae que su rendimiento máximo se obtiene para valores de λ de aproximadamente 0,8, y llega a ser supuestamente, de cerca del 30 % del potencial eólico disponible, cantidad nada despreciable en este tipo de diseños.

En base a estos motivos, el diseño del rotor definitivo se basará en el rotor Savonius.

A raíz de la consulta de distintos artículos de investigación sobre las características de diseño del rotor Savonius, como [47] o [48] y otras investigaciones del efecto de dichas características, se escogen los parámetros considerados más convenientes para un correcto y eficiente desempeño del diseño.

En primera instancia, el potencial eólico obtenido anteriormente, en base a las dimensiones iniciales, era insuficiente aun suponiendo rendimientos considerables.

Por tanto, en esta nueva fase, es necesario aumentar las dimensiones totales de la turbina. El aumento de la dimensión de un rotor Savonius debe hacerse considerando la relación de aspecto (aspect ratio, A_R).

Dicho factor de diseño se define como la relación entre la altura (H) y el diámetro del álabe (d), y juega un papel importante en el rendimiento de un rotor Savonius.

$$A_R = \frac{H}{d} \quad (50)$$

Según investigaciones realizadas en túnel de viento para distintos diseños, como [49] o [51], se llega a la conclusión de que el aumento de este factor provoca un incremento del rendimiento del rotor. En [53], la conclusión es que valores elevados de la relación de aspecto favorecen buenos rendimientos en regiones con velocidades de viento altas, y viceversa.

En consecuencia, en nuestro diseño el valor de la altura será mayor que el del diámetro ($H > d$).

Dadas las condiciones imperantes de reducción de impacto ambiental y visual, se marcaron unas nuevas dimensiones máximas, más elevadas, y que tienen en cuenta lo recientemente comentado.

4.5.1 Dimensiones del conjunto del rotor. Criterios finales

Diámetro (D) = 400 mm

Altura (H) = 1200 mm

Definidas las dimensiones totales del rotor, quedan por concretar los parámetros de diseño de los que dependerá la eficiencia del rotor.

En general, estos parámetros definirán las siguientes características relativas al rotor:

- Uso de discos o "end plates" en extremos y dimensionado, en su caso
- Disposición y número de etapas
- Geometría de los álabes y disposición

Lo relativo al primer punto se puede determinar de forma independiente, sin embargo, los dos puntos restantes están íntimamente relacionados. Empecemos por la primera característica.

4.5.2 Discos o end plates. Dimensionado

Los álabes de una turbina Darrieus pueden disponer o no de discos en sus extremos, también denominados "end plates".

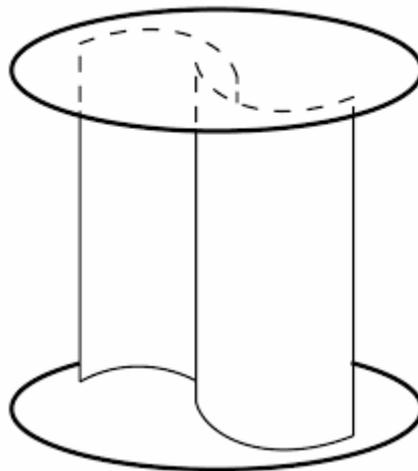


Figura 31: Ejemplo de rotor Savonius con end plates. Fuente: Optimization of a Savonius Rotor Vertical-Axis Wind Turbine for Use in Water Pumping Systems in Rural Honduras, Aron Zingman

Desde un punto de vista mecánico, es evidente que el uso de dichos discos confiere una mayor rigidez al diseño, en comparación a aquellos modelos en los que los álabes se sustentan únicamente a través del eje del rotor.

Según la bibliografía consultada, el uso de éstos normalmente mejora el rendimiento de este tipo de rotores. Ejemplos del mayor rendimiento obtenido se pueden encontrar en [48] o [49].

Además, el diámetro del disco o end plate (D_{disco}) en relación al diámetro total ocupado por los álabes (D) también se ha estudiado experimentalmente. Según

[50], el mayor valor de coeficiente de potencia (C_p) se obtiene para un Ddisco aproximadamente un 10 % superior a D , independientemente del TSR.

En conclusión, en el diseño se utilizarán discos o end plates de un diámetro:

$$D_{\text{disco}} = D \cdot 1,1 = 440 \text{ mm} \quad (51)$$

4.5.3 Caracterización del diseño. Etapas y álabes

4.5.3.1 Posición de los álabes. Solape o "overlap"

Determinado el uso de dichos discos, otro paso en el diseño es la distribución de los álabes. En la siguiente imagen, a modo de ejemplo, podemos ver los parámetros que determinan su posicionamiento básico en un rotor de dos álabes.

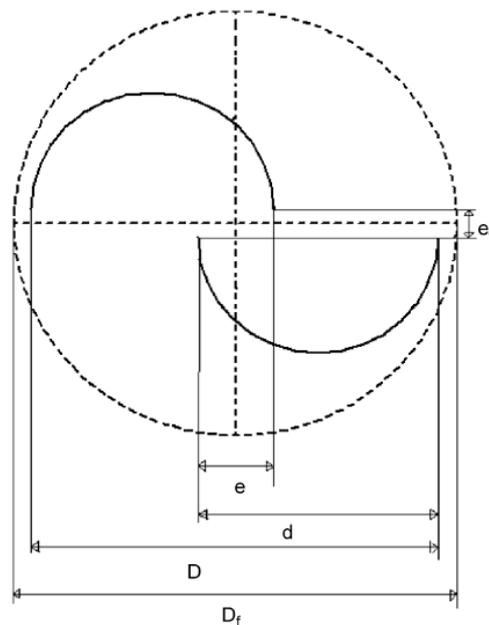


Figura 32: Sección simplificada de un rotor Savonius de dos álabes. $D_f = D_{\text{disco}}$. Fuente: Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments, U.K. Saha et al.

En la figura, "e" es el solape principal o "main overlap", y "e'" solape secundario o "second overlap". El resto de parámetros ya se han definido.

La relación entre e y d se conoce como relación de solape o "overlap ratio" (β), siendo:

$$\beta = \frac{(e-a)}{d} \quad (52)$$

Siendo "a" el valor del diámetro del eje del rotor, en caso de que atraviese este.

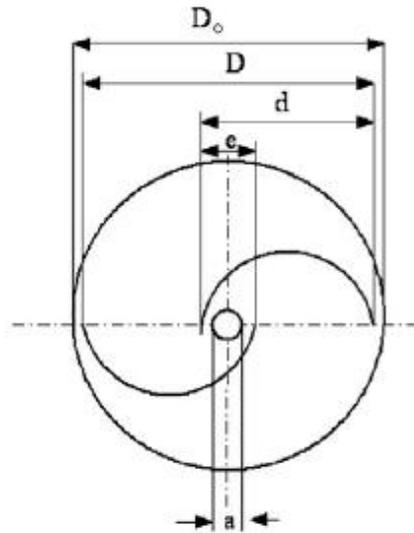


Figura 33: Idem a la anterior, pero con eje central. Fuente: (An experimental study on improvement of Savonius rotor performance, N.H. Mahmoud et al.)

El efecto que se busca con el solape es que el flujo incidente de forma directa en la superficie cóncava de uno de los álabes pase a la del otro, reduciendo así la resistencia total que experimenta éste. En la siguiente imagen podemos verlo de forma sencilla:

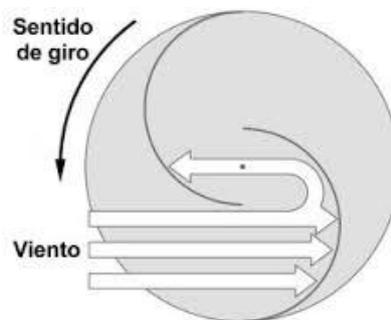


Figura 34: Funcionamiento de una turbina Savonius con solapamiento

El valor de β óptimo varía según los resultados obtenidos por diferentes autores. De acuerdo a [51] los valores óptimos oscilan entre 0.10 y 0.15 y según [50] es de 0.15. Estos valores son aún mayores en [49], de entre el 20 y el 30%.

El análisis mediante CFD's [52], desarrollado a raíz de la variabilidad de resultados anteriores, arroja lo siguiente:

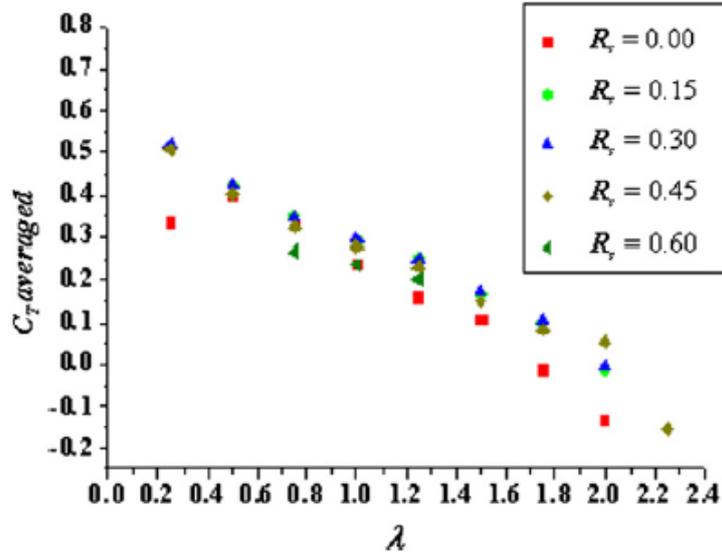


Figura 35: Coeficiente de par (CT) en función del TSR (λ) para distintos β

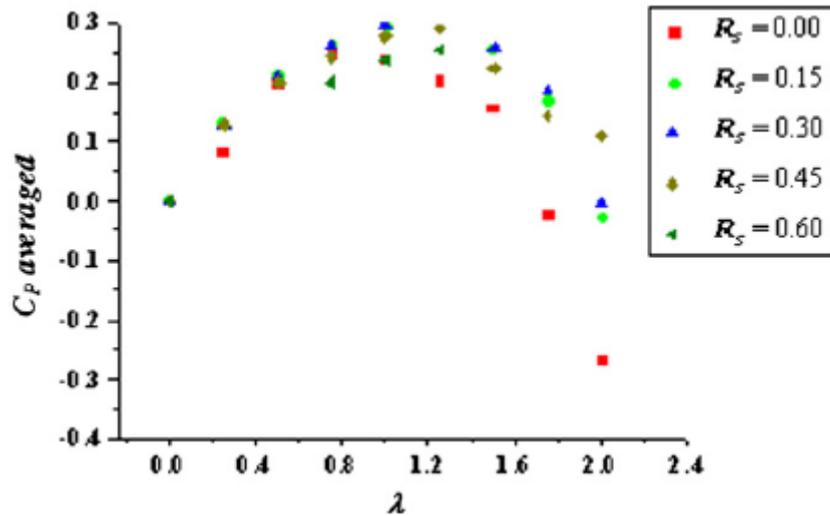


Figura 36: Coeficiente de potencia (C_P) en función del TSR (λ) para distintos β

De los que observamos que los valores de β entre 0.15 y 0.30 parecen ser los más convenientes para un gran rango de TSR.

A partir de la información valorada, y en función del diseño mecánico realizado, que se detallará más adelante, se escogerá un valor para β dentro de este rango, y más próximo al valor 0.15.

Respecto a e' , en [51] y [53] se determina que cuando el valor de e' es distinto de cero, tanto el coeficiente de potencia como el de par se reducen.

Por tanto, no habrá solape secundario.

4.5.3.2 Geometría y número de álabes, etapas y disposición

Quedan por comentar dos aspectos del diseño de la turbina, las etapas del rotor, junto a la disposición de estas en caso de utilizar más de una, y la geometría y número de álabes.

Con el objetivo de paliar la problemática del par oscilante, comentada en el apartado introductorio a las distintas turbinas eólicas verticales, la solución pasa por la utilización de dos o más etapas, y por el uso de un mayor número de álabes.

Introduciendo varias etapas con cierto ángulo entre ellas (en función de la cantidad de éstas), se intenta que el par sea lo más constante posible, de la misma forma que aumentando el número de álabes, se busca reducir las zonas de estancamiento que hay entre ellos.

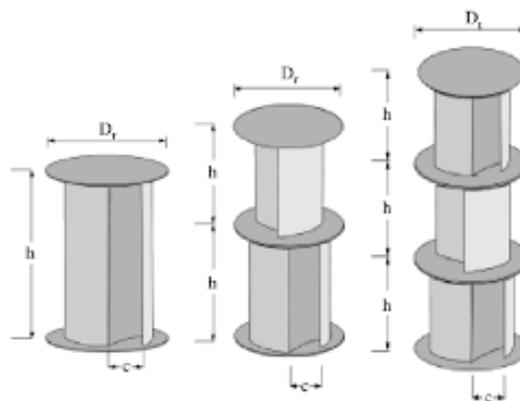


Figura 37: Rotores Savonius de una, dos y tres etapas. Fuente: (Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments, U.K. Saha et al.)

En [49] los rotores con tres y cuatro álabes tienen una eficiencia considerablemente inferior a aquellos con dos álabes. En otras investigaciones [54] se determinó que los rotores Savonius de dos álabes proporcionan picos de potencia de hasta un 50 % superior a los de rotores de tres álabes.

Según los ensayos realizados en [51], la geometría de dos etapas tiene un mayor rendimiento aerodinámico que la de tres, con la excepción del par de arranque.

En investigaciones más actuales, como [47] o [48], se realizan pruebas que determinan que los diseños con dos álabes tienen mejor rendimiento que aquellos con tres o cuatro, al igual que aquellos diseños con dos etapas frente a los de una o tres.

También se considera el uso y características de álabes torsionados [47]. Se trata de que el cuerpo del álabes semicilíndrico tradicional, a razón de un ángulo determinado, va torsionándose gradualmente desde su base hasta su parte

superior. Se observa que la introducción de dicho ángulo de torsión, en valores que oscilen entre 12.5° y 15° mejoran ligeramente el rendimiento del rotor.



Figura 38: Vistas isométrica y lateral del álabe, donde se aprecia la torsión de éste.

4.5.3.3 Características definitivas del diseño

A partir de los apartados anteriores, queda definido el diseño de la forma siguiente:

- Se dispondrá de dos álabes por etapa.
- Los álabes tendrán una torsión definitiva de 12.5°.
- El rotor estará dividido en dos etapas, distribuyéndose la altura total, que recordemos, era de 1200 mm, entre ambas. La altura de los álabes por tanto será de 600 mm.
- El desfase entre dichas etapas será de 90°, con el objetivo de que el par generado sea lo más estable posible.
- El diámetro total ocupado por los álabes en cada fase será de 400 mm.
- En la parte superior, media (entre ambas etapas) e inferior, se dispondrá de discos de cierto espesor y un diámetro de 440 mm.

Como se mencionó en la valoración de la relación de solape u overlap ratio β , su caracterización definitiva depende del diámetro del eje central del rotor.

Para determinar el diámetro de dicho eje y por tanto el tamaño definitivo de cada álabe en función de β , a partir del resto de características, se realiza un diseño en el software SolidWorks.

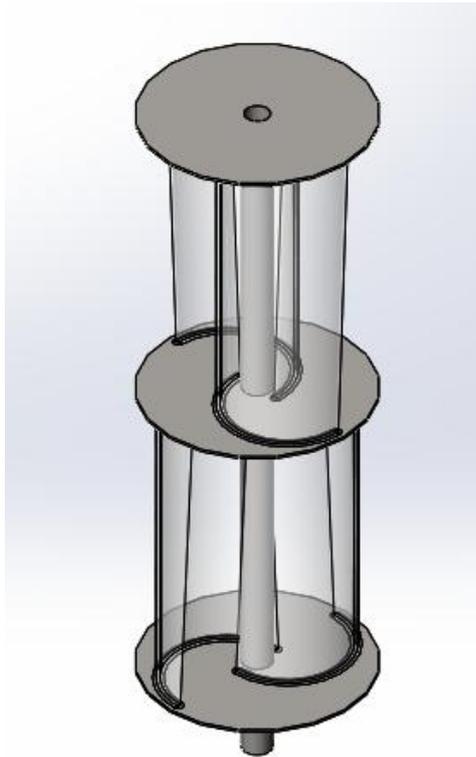


Figura 39: Modelo realizado en SolidWorks para su análisis

4.5.4 Diseño mecánico de la turbina

Ante el tipo de esfuerzo al que se somete un generador eólico vertical, de flexión principalmente, el eje que sustenta el rotor está muy condicionado por su longitud, siendo el factor más crítico.

Es un factor de diseño inevitable debido a la naturaleza del prototipo, por lo que ha de escogerse una sección adecuada para un buen desempeño y seguridad.

La estructura de soporte del conjunto del rotor es una barra cilíndrica, que resiste mayores esfuerzos de este tipo en función de que su diámetro exterior, principalmente, sea mayor, siendo de menor relevancia el hecho de que pueda ser macizo o hueco interiormente, y el diámetro de dicho hueco.

El diámetro del eje condiciona el diseño y a su vez el rendimiento del conjunto. En primer lugar, supone irremediamente un freno aerodinámico al flujo de aire que pasa por el aerogenerador.

En segundo lugar, como ya se ha comentado, dependiendo del diámetro de éste, para mantener los valores de β considerados, ha de modificarse la posición y el tamaño de los álabes, lo que condiciona el rendimiento que presenta el diseño.

4.5.4.1 Modelado y simulación en SolidWorks

Mediante simulación en el software SolidWorks, se realiza un modelo del rotor, en el que se van adoptando distintos perfiles de eje hueco para valorar el más adecuado.

El diseño inicialmente se realiza considerando que el eje sea solidario al conjunto, de forma que el rotor sea un cuerpo único, con una estructura formada por el eje y discos, con los álabes montados en ella.

La comprobación se realiza utilizando un modelo estático basado en la presión del viento a distintas velocidades sobre el conjunto.

Se utilizó un modelo estático debido a su mayor sencillez y reducido tiempo de desarrollo en comparación con un modelo dinámico, más adecuado en general.

Para el desarrollo del modelo estático, se tuvo en cuenta la presión dinámica del viento a altitud del nivel del mar en función de la velocidad observada. Como criterio de viento máximo, se recurrió a la máxima racha dada en el periodo de tiempo contemplado en el apartado de valoración del viento en la zona, que en concreto es de 31,4 m/s.

CARACTERISTICA / VALOR	(Velocidad m/s)	(Velocidad Km/h)	FECHA	HORA
Racha de Viento más alta Registrada:	31.4	113.04	05-12-1997	8:28
Velocidad Media más alta Registrada:	18.9	68.04	14-06-1992	

Tabla 4: Valores críticos del periodo seleccionado. Fuente: AEMET

Bajo estas condiciones y con una $\rho = 1,205 \text{ kg/m}^3$ la presión dinámica es:

$$P_{\text{dinámica}} = 0,5 \cdot 1,205 \cdot 31,4^2 = 594,04 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \quad (53)$$

Aproximando se establece un valor de $P_{\text{dinámica}} = 600 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$

Con este valor de presión dinámica, se realiza un cálculo estático en el que se presupone una dirección fija del flujo, en función del eje y su diámetro, que va variándose.

A partir de la geometría del eje utilizado, y del resultado de la deformación y factor de seguridad del conjunto, se van adaptando las dimensiones y posición de los álabes del rotor con el objetivo de mantener las características adecuadas de solape para un buen rendimiento.

Mesh Details	
Study name	Static 1 (-Default-)
Mesh type	Solid Mesh
Mesher Used	Standard mesh
Automatic Transition	Off
Include Mesh Auto Loops	Off
Jacobian points	4 points
Element size	18.4423 mm
Tolerance	0.922116 mm
Mesh quality	High
Total nodes	68358
Total elements	35239
Maximum Aspect Ratio	34.286
Percentage of elements with Aspect Ratio < 3	43.1
Percentage of elements with Aspect Ratio > 10	2.88
% of distorted elements (Jacobian)	0
Remesh failed parts with incompatible mesh	Off

Figura 40: Detalle del mallado realizado

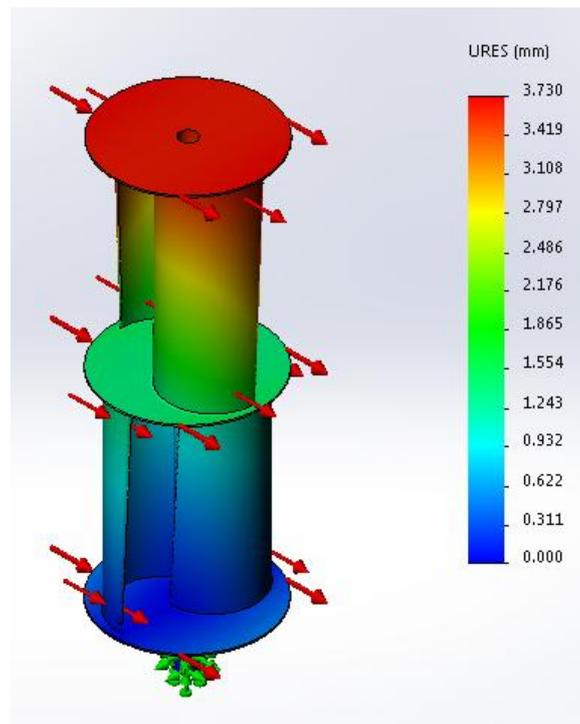


Figura 41: Resultados de deformación del conjunto para el eje seleccionado

Los valores de geometrías del eje se toman a raíz de catálogos comerciales. A raíz de los resultados obtenidos en el análisis, se determina inicialmente un eje de \varnothing 58 mm exterior y \varnothing 49 mm interior, presentando un factor de seguridad $FS = 4.3$ ante la carga simulada de $600 \text{ N} / \text{m}^2$.

Capítulo 5. Fabricación del prototipo eólico

5.1 Fabricación de los álabes del prototipo

Los álabes del rotor fueron fabricados en material ABS mediante impresión 3D en el Servicio de Apoyo a la Investigación Tecnológica (SAIT) de la UPCT.

Dadas las características de los dispositivos de impresión 3D disponibles en el SAIT, que no permitían la elaboración directa en una pieza de los álabes debido a sus dimensiones, se concretaron los parámetros de diseño finales que debían tener los álabes para su fabricación, adecuándolos al tamaño máximo de las piezas que se podían imprimir.

5.1.1 División de los álabes rotor en partes para su impresión

Cada álabe se dividió en tres partes, de 200 mm de altura cada una, y se diseñó un sistema para encajar unas partes con otras mediante pestañas. El espesor de los álabes seleccionado fue de 7,5 mm, y el de la pestaña y el hueco de 2,5 mm. Además en las piezas de los extremos se añadió una pequeña base de apoyo para facilitar la fijación a los discos.

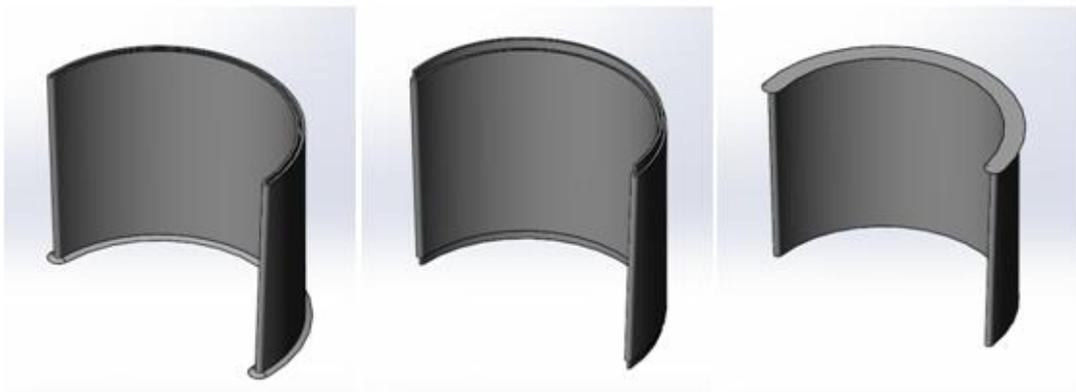


Figura 43: Detalle de las tres partes que conforman cada álabe

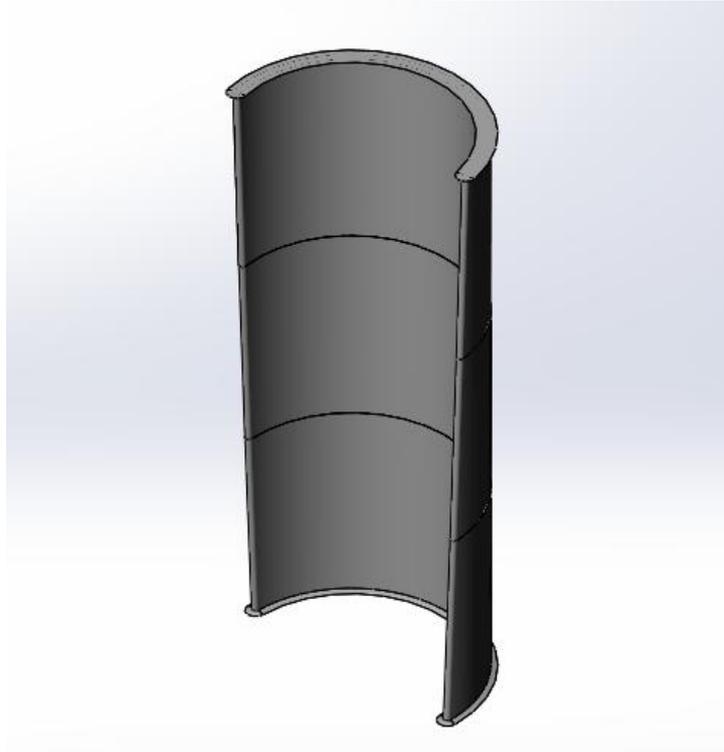


Figura 44: Vista del álabo ensamblado

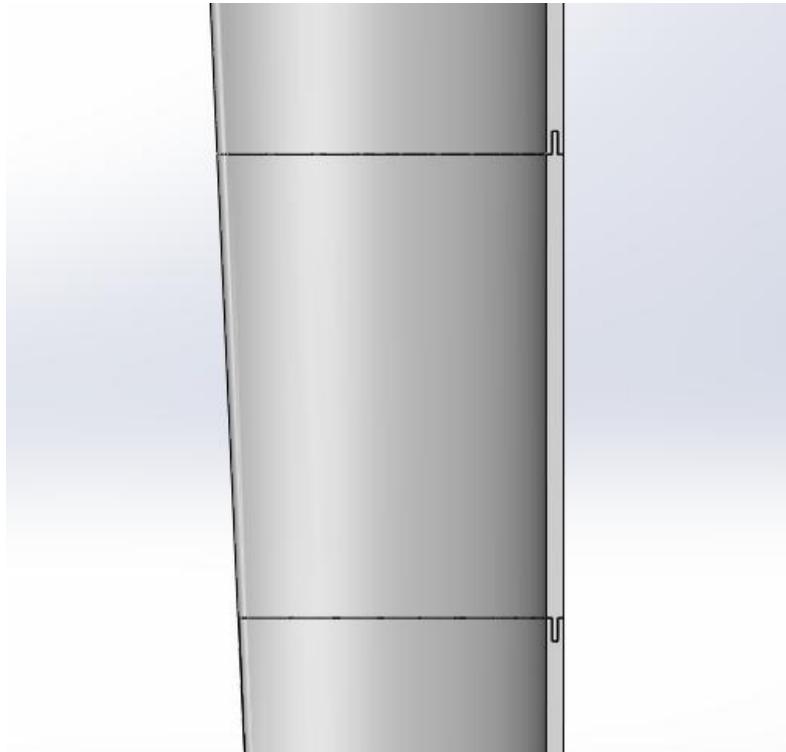


Figura 45: Sección del álabo ensamblado en la que se aprecia el detalle de las pestañas



Figura 46: Imagen de los cuatro álabes fabricados

5.2 Diseño y fabricación del cuerpo del rotor

Para el diseño mecánico del rotor y el análisis de los resultados preliminares en SolidWorks se contó con la colaboración del profesor del Departamento de Ingeniería Mecánica D. Jorge Ripoll Camus.

La idea inicial de realizar el diseño con un eje único solidario al conjunto se desechó debido a la deformación que presentaba. El hecho de utilizar un único eje solidario a los discos que portan los álabes, y que giren en conjunto, es más sencillo de realizar, pero las deformaciones presentadas no son compatibles con el buen funcionamiento dinámico del rotor así como de su unión mecánica con el sistema de generación eléctrica.

Por tanto, se optó finalmente por un nuevo diseño, con dos ejes. Un eje exterior de \varnothing 50 mm a modo de soporte estructural, sobre el que se colocan, mediante rodamientos, los tres discos de \varnothing 440 mm y 3 mm de espesor, que a su vez sirven de soporte a los álabes, y un eje motriz interior de \varnothing 25 mm concéntrico al anterior, unido al disco superior.

El material de todo el conjunto del rotor a excepción de los álabes es acero al carbono. La longitud del eje fijo determinada inicialmente es de 1250 mm, y la del motriz de 1350 mm.

El disco inferior y el intermedio presentan un orificio central para el paso del eje fijo de \varnothing 70 mm y \varnothing 60 mm respectivamente.

Las cargas principales a las que se someten los rodamientos del rotor son la presión dinámica del viento y el peso propio del conjunto. La consulta de catálogos

comerciales de fabricantes, como el de SKF, para un diámetro interno del rodamiento de 50 mm, coincidente con el del eje fijo, muestra que prácticamente la totalidad de los rodamientos de estas dimensiones es capaz de soportar las cargas a las que van a ser sometidos.

En concreto, el rodamiento colocado en la parte inferior tal y como se detallará a continuación, es un 6010 2RS, y el de la parte superior, de menos sollicitación, un 61910 2RS. Se utilizan rodamientos sellados para evitar su deterioro ante las adversidades climáticas.

En cuanto a la disposición de los álabes en el conjunto, recordando la figura 40, la excentricidad entre los álabes era de 96 mm, situándose cada uno a 20 mm del borde del disco en su parte inferior. Esta disposición se mantiene, pero al ser el valor definitivo del diámetro del eje fijo 50 mm varía la relación de solape (β).

Finalmente, el valor de la relación de solape (β) es ahora:

$$\beta = \frac{(96-50)}{248} = 0,1855 \quad (54)$$

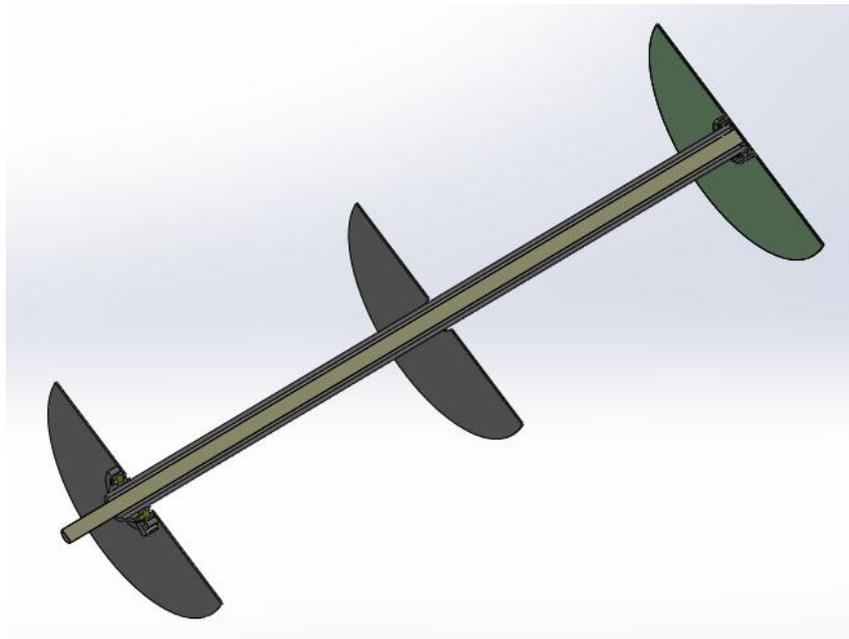


Figura 47: Sección del cuerpo del rotor donde se aprecia el eje motriz interior y su unión al disco superior

El disco inferior está montado sobre el eje exterior mediante un soporte fijado a éste. Dicho soporte permite el apoyo de la pista interna de un rodamiento rígido de bolas, como se muestra en la figura 48.

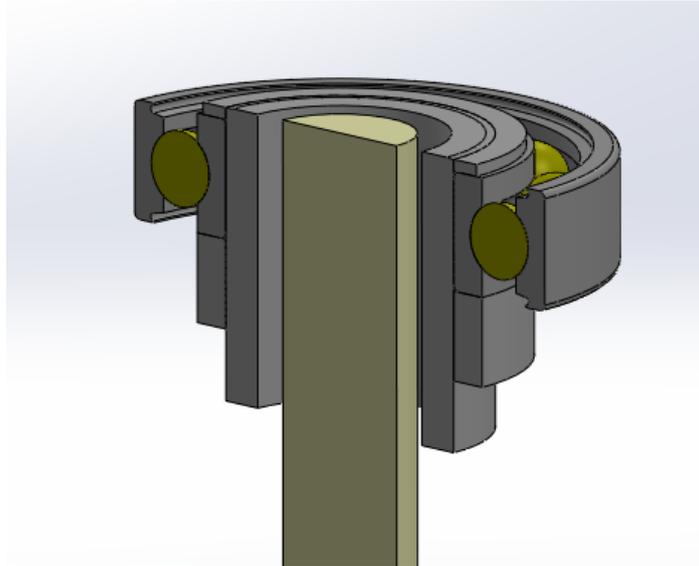


Figura 48: Detalle del soporte colocado en el eje y el rodamiento montado sobre él a través de su pista interior

El disco inferior del conjunto, sobre el que se montan los álabes, está unido a un casquillo que permite alojar el rodamiento antes mencionado, apoyando únicamente en la pista exterior y permitiendo de este modo el giro. El rodamiento utilizado es el de mayor capacidad del conjunto, en concreto el 6010 2RS, puesto que la mayor parte de la carga recae sobre él. Puede observarse la disposición en la figura 49.

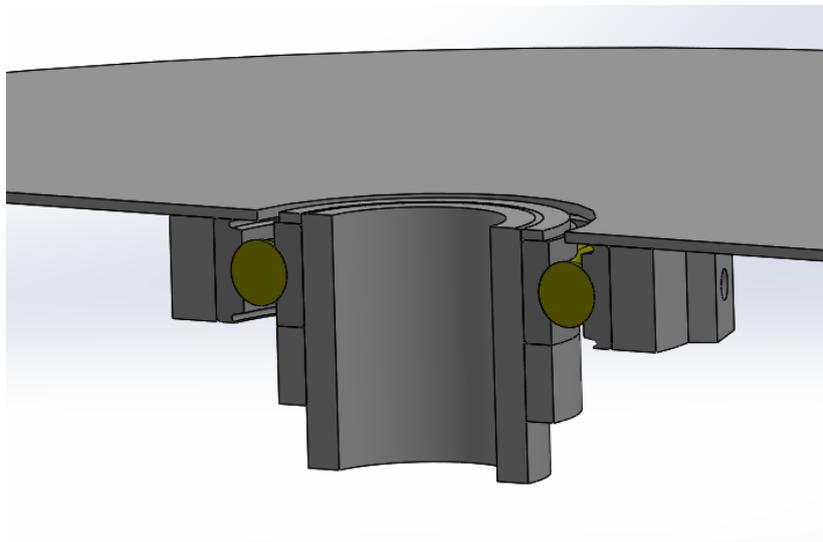


Figura 49: Detalle de la unión del disco inferior con el casquillo y su colocación sobre la pista exterior del rodamiento

Para evitar que, debido a alguna ráfaga de viento ascendente cuya fuerza pueda superar el peso del conjunto y elevarlo, se añadió un sistema de sujeción vertical. Dicho sistema consiste en la utilización de cuatro ángulos, unidos mediante tornillos al casquillo antes mencionado, y al rodamiento.

En la parte superior, se realiza una ranura para introducir un circlip sobre el rodamiento, como puede comprobarse en la figura 50, y de ésta manera, se evita que el aerogenerador pueda elevarse sobre el eje exterior.

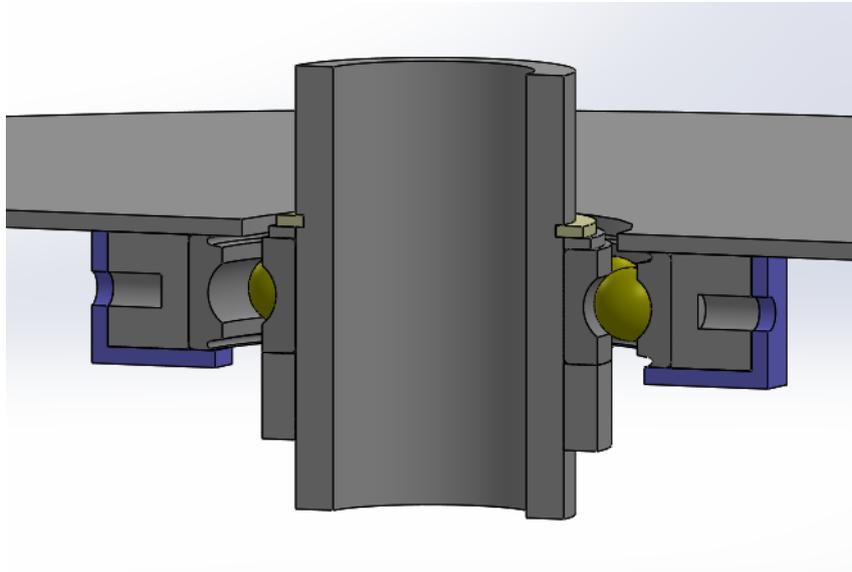


Figura 50: Detalle del uso de los ángulos y el circlip en su correspondiente ranura

El disco intermedio está sustentado por los álabes inferiores y superiores, por lo que, aunque en principio se contempló la idea de utilizar un rodamiento a modo de guiado, finalmente se prescindió de su uso, considerando suficiente la unión inferior y superior.

En el disco superior la solución utilizada tiene cierta similitud con la realizada en el inferior. De nuevo se une a un casquillo en el que se aloja un rodamiento rígido de bolas 61910 2RS (de inferior capacidad de carga, debido a los menores esfuerzos que recibe). Sin embargo, en este caso están sustentados por los álabes, y no por un soporte como anteriormente, por simplicidad, y para que la carga recaiga sobre el rodamiento inferior. Por tanto, la utilidad del rodamiento superior es servir de guía del giro del conjunto. Como método de sujeción del rodamiento al casquillo, se utiliza un circlip en la parte inferior de éste. En la Figura 49 se muestra la solución adoptada.

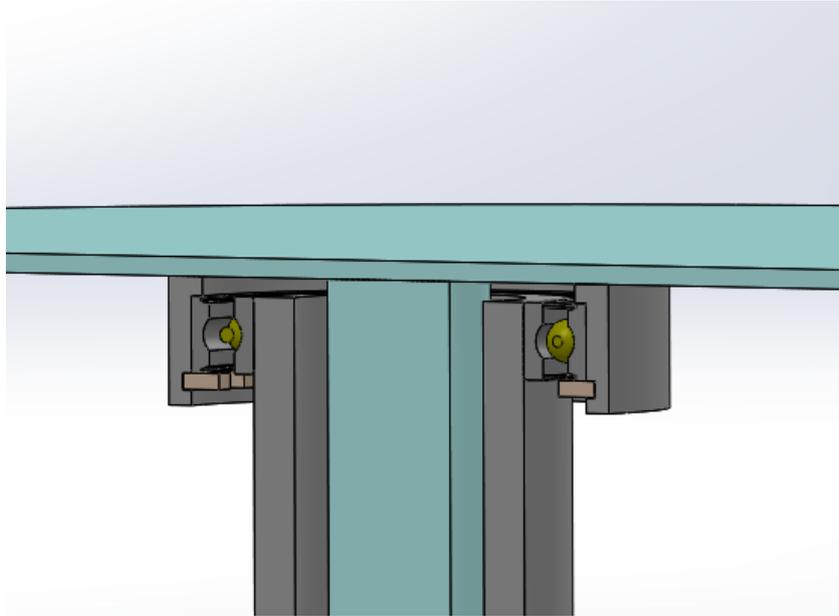


Figura 51: Detalle del circlip que sustenta el rodamiento y la unión del eje motriz y el disco superior

El eje motriz, concéntrico e interior al eje fijo, está unido al disco superior, mediante soldadura, y éste al resto del conjunto móvil a través de los álabes. De esta forma se transmite el movimiento del rotor al sistema de generación eléctrica, formado por transmisión mecánica multiplicadora por engranajes y generador de imanes permanentes (dinamo).

5.3 Fabricación y montaje mecánico del rotor

Con las condiciones anteriores, se desarrolló la estructura del rotor por parte del personal del taller de fabricación mecánica del SAIT de la UPCT, realizando varias adaptaciones básicas al diseño por simplicidad constructiva y para facilitar su posterior colocación en el banco de ensayos.



Figura 52: Cuerpo del rotor junto a elementos de transmisión y generación. Se unieron perfiles a los discos del rotor para mantener la geometría durante su fabricación.

Se desarrollaron además una serie de elementos para la realización del ensayo. En primer lugar, una bancada para la colocación del rotor en el banco de ensayos, junto a una adaptación para unir ambos elementos, que puede apreciarse a la derecha de la imagen anterior.

En segundo lugar, una solución para la colocación de la transmisión y el generador eléctrico, unidos mediante acoplamiento elástico al eje motriz.



Figura 53: Detalle de la unión del rotor a la bancada, y del eje motriz a la transmisión y generador

Sistema de transmisión y generación

Con el objetivo de valorar la generación energética del prototipo eólico, y en consideración de su uso posterior, como alimentación de la batería del conjunto, se adquirió un *generador de corriente continua* (DC) o dinamo, con las siguientes características:

- Tensión de salida: 36 VDC (Baterías de 12/24 V)
- Potencia máxima: 250 W
- Tipo: Motor de imanes permanentes con escobillas
- Velocidad de giro: 6000 rpm
- Dimensiones: 69 x 60 mm
- Peso: 0.45 Kg
- Par: 17 Kgcm / 1.667 Nm (250 W)



Figura 54: Detalle de la dinamo utilizada. Se puede apreciar el casquillo utilizado para su adaptación al sistema de transmisión mecánica.

Para la obtención de un régimen de giro adecuado en el generador, se dispuso también de una transmisión P5-G11L82 del fabricante McLennan Servo Supplies, con una relación de transmisión 25:1.

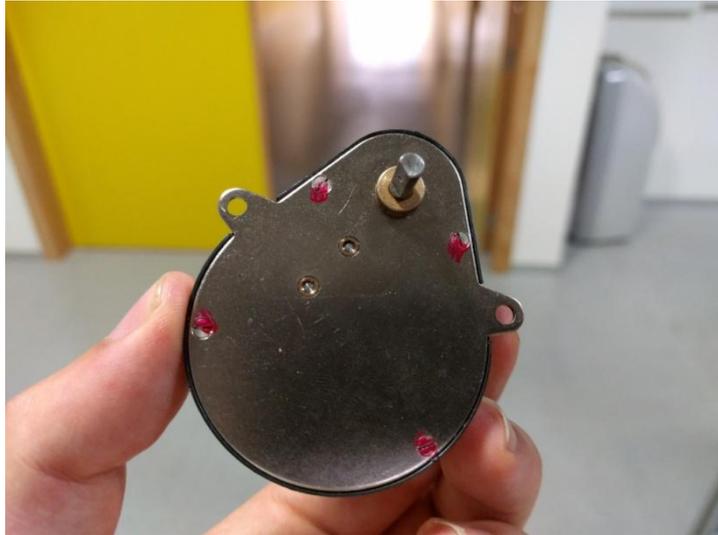


Figura 55: Transmisión empleada

El acoplamiento elástico encargado de la transmisión de potencia entre el eje motriz y el multiplicador es del tipo "K", tal y como el que se muestra en la figura:

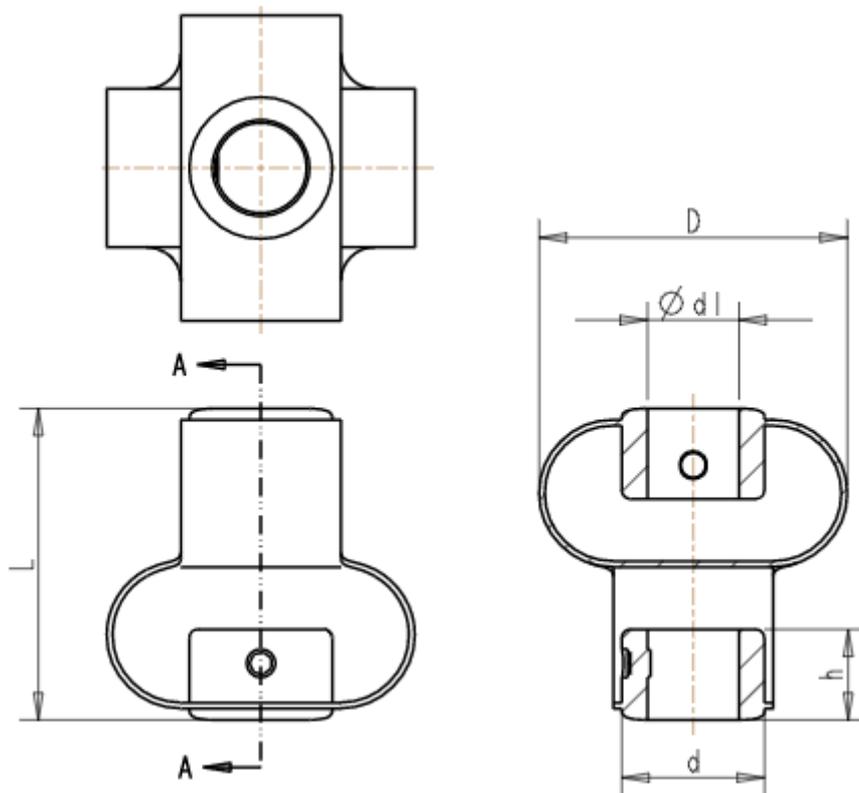


Figura 56: Alzado, planta y sección del acoplamiento elástico utilizado

Como sistema de acumulación se dispone de una batería.



Figura 57: Batería para pruebas de la instalación

5.4 Presupuesto

El presupuesto básico estimado para la realización y ensayo del prototipo eólico se resume en la siguiente tabla:

PRESUPUESTO	
Fabricación de álabes	200 €
Fabricación mecánica (incluyendo materiales y mano de obra)	1100 €
Acoplamiento elástico, transmisión y dinamo	120 €
Instrumentación	Disponible en instalaciones

Tabla 5: Presupuesto básico del proyecto

Capítulo 6. Ensayo en túnel aerodinámico

6.1 Descripción del banco de ensayos

6.1.1 Descripción general del banco de ensayos

El ensayo se ha realizado en el Laboratorio de Túnel Aerodinámico, Ensayo de Ventiladores y Micro-eólica, ubicado en la planta baja del edificio ELDI (Edificio de Laboratorios de Investigación). En concreto, en el banco de ensayo de micro-eólica.

Este banco se ha utilizado previamente en estudios experimentales con aerogeneradores de baja potencia y para el desarrollo de diversos TFG, PFC y TFM.

Se toma como referencia la descripción de la instalación y sus equipos realizada en [55].

El propósito de este banco de ensayos es recrear en la medida de lo posible condiciones reales de entorno, a partir de una serie de condiciones conocidas de temperatura, presión y velocidad del flujo de aire por medio del instrumental necesario, de forma que es posible determinar el comportamiento de aerogeneradores mediante la toma de datos, ya sea de forma manual o a través de un sistema de adquisición de datos (data logger).

Dispone de cuatro ventiladores helicoidales, que permiten simular diferentes condiciones de velocidad del flujo, soportados por una estructura metálica.

El giro de los ventiladores está regulado por variadores de frecuencia, que controlan la frecuencia de alimentación de los motores asíncronos acoplados a los ventiladores, pudiendo variar el régimen de giro.

6.1.2 Descripción del equipo del banco de ensayos

La estructura metálica está formada por perfiles de aluminio de 45 x 45 mm, siendo sus dimensiones de aproximadamente 2700 mm de ancho y 4000 mm de largo. Además, dispone de paneles de rejilla de aluminio, desmontables, que tienen por objetivo principal homogenizar el flujo de aire.

Los *ventiladores* instalados son de tipo helicoidal, modelo CJHCH-56-4T-2 de Sodeca, montados en dos filas horizontales dos a dos.

La instalación tiene dos *variadores de frecuencia* modelo 3G3MX2-A4030-E de la marca Omron, que se encargan de controlar ambas filas de ventiladores (uno por fila). Son trifásicos, alimentados a una tensión de 400 V, con una potencia máxima de salida de 3 KW.



Figura 58: Variador de frecuencia Omron 3G3MX2-A4030-E

El control de dichos variadores de frecuencia, y de forma indirecta, de los ventiladores asociados a ellos, se realiza mediante el software SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) desarrollado en LabVIEW® en [55].

6.1.3 Sensores e instrumentos de medida utilizados

Los sistemas de medida son los encargados de la adquisición de datos. Primeramente, es necesario obtener la magnitud física a medir (velocidad, presión etc...) y convertirla a una señal eléctrica (tensión o intensidad). Ésta función es realizada por los sensores.

Después, dicha señal es enviada a un sistema de medida, denominado *data logger*, capaz de tomar las señales enviadas por dichos sensores y registrarlas durante un intervalo de tiempo.

6.1.3.1 Data logger

El modelo concreto utilizado es un Agilent Technologies 34970A, que también tiene la capacidad de tratar dichas señales y mostrarlas directamente por su pantalla.



Figura 59: Data logger Agilent Technologies 34970A

6.1.3.2 Medición de la velocidad del viento. Anemómetros de hilo caliente

Los anemómetros de los que se dispone en el laboratorio son de hilo caliente. La metodología de anemometría de hilo caliente es la más utilizada para medidas de turbulencia en flujos por ser la más económica y por presentar una alta respuesta en frecuencia [57].

Un anemómetro de hilo caliente consiste en un filamento calentado que queda expuesto al paso de un flujo. Este filamento está conectado a un circuito eléctrico que es capaz de monitorear las variaciones de resistencia eléctrica por la acción del flujo. Entonces, se puede establecer una relación entre la velocidad del flujo y la resistencia observada en el filamento calentado [57].

El principio físico de funcionamiento de los anemómetros de hilo caliente está basado en la transferencia de calor por convección entre el hilo calentado y el flujo que pasa a su alrededor. En estos sensores, un pequeño "hilo" es calentado y expuesto al flujo para medir el intercambio térmico que se produce. La relación entre la velocidad del flujo y la tensión de salida es deducida sobre la base de las ecuaciones de transferencia de calor, tomando por referencia la potencia generada por la corriente eléctrica que pasa por el hilo. El sensor es calentado por una corriente eléctrica (I) y enfriado proporcionalmente, de acuerdo a la componente de velocidad del aire que incide perpendicular al elemento sensible [57].

Para medir la velocidad del flujo en el banco de ensayos se utilizan dos anemómetros de placa caliente EE575 de E+E Elektronik. El concepto de funcionamiento es el mismo que el de los anemómetros de hilo caliente, pero se trata de sensores más robustos.



Figura 60: Anemómetro E+E Elektronik EE575

Parámetro	Valor
Señal de salida	0 – 10 V
Rango de medida	0 – 20 m/s
Alimentación	19 – 29 V

Tabla 6: Datos del anemómetro EE 575 de E+E Elektronik

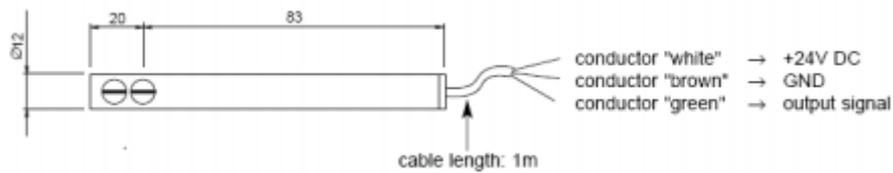


Figura 61: Cableado del anemómetro EE 575 de E+E Elektronik

Es necesario alimentar cada sensor con una fuente de alimentación de 24 V en corriente continua.



Figura 62: Fuentes de alimentación de 24 V. Se utilizan las dos de la izquierda

Ambos anemómetros se conectan al *data logger*. La conexión se realiza en los puertos 101 y 102 de la tarjeta multiplexora.

6.1.3.3 Sensores de velocidad de giro

Para la medición de la velocidad de giro del rotor, se recurre a dos sistemas de medida, un captador de pulsos y convertidor de frecuencia, y un tacómetro óptico.

El *captador de pulsos* utilizado es el modelo BES M12MI – PSC40B – BV03 del fabricante Balluff. Se trata de un sensor inductivo tipo PNP, que capta pulsos de frecuencia máxima de 300 Hz. La distancia estándar de detección asignada por el fabricante es de 4 mm.

La velocidad de giro del rotor no va a ser muy alta, por lo que la frecuencia a medir por el captador será baja. Ante esto, se necesita un *convertidor de frecuencia* de precisión y estabilidad, con filtro estabilizador para bajas frecuencias. El modelo seleccionado es un TACO digi del fabricante DPF Sensors:



Figura 63: Variador de frecuencia DPF Sensors TACO digi

La salida del convertidor de frecuencia se conecta al canal 121 de la tarjeta multiplexora del data logger.

Para la medición del régimen de giro se cuenta además con un *tacómetro óptico* de medida directa en display modelo 1760/TC2 del fabricante Beta, que se utilizará como patrón para la calibración del captador de pulsos.

6.2 Calibración de sensores

6.2.1 Calibración de anemómetros

Para asegurar una correcta medición de dichos sensores, se colocaron ambos en el túnel de viento situado en el mismo laboratorio, y se realizaron una serie de medidas con el objetivo de determinar sus rectas de calibración.



Figura 64: Túnel de viento del laboratorio de ensayos

Los anemómetros se colocaron en el túnel como se muestra en la siguiente imagen:

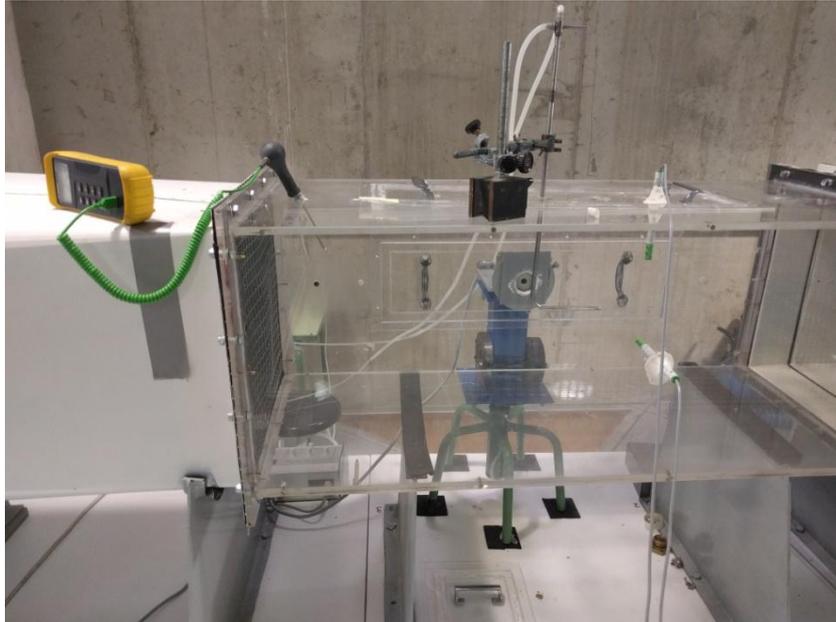


Figura 65: Colocación de los anemómetros en el túnel

La medición de los parámetros de tensión obtenidos en los anemómetros se realizó mediante el *data logger*, de forma manual.

En primer lugar, se obtuvieron los valores umbrales de medición de ambos sensores (valores de calibración o "ceros").

Cero anemómetro canal 101	Cero anemómetro canal 102
0,0988 V	0,102 V

Tabla 7: Valores umbrales de anemómetros

Mediante la variación de frecuencia del motor eléctrico que controla el flujo en el túnel, se fueron obteniendo distintas velocidades del viento en él a partir de la medición de las siguientes variables:

- Temperatura
- Humedad relativa
- Presión en la sala
- Presión dinámica

En función de la velocidad obtenida en el túnel de viento, se realizó una comparación con la velocidad calculada a partir de la ecuación que define la recta

de calibración según las características aportadas por el fabricante de los anemómetros EE 575:

Parámetros	Velocidad (m/s)	Voltaje (V)
Valor inicial	0	V _{cero}
Valor final	20	10

Tabla 8: Parámetros de calibración de EE 575

$$V \left(\frac{m}{s} \right) = \left[\frac{20 \left(\frac{m}{s} \right)}{10 \text{ (V)}} - V_{\text{cero}} \right] \cdot [V_{\text{lectura}} - V_{\text{cero}}] \quad (55)$$

Obteniéndose los siguientes resultados:

Velocidad Flujo	Tension salida [101]	Velocidad calculada [101]	Error [101]	Tension salida [102]	Velocidad calculada [102]	Error [102]
m/s	V	m/s		V	m/s	
7,644	4	7,41696144	2,97%	3,95	7,303504	4,46%
10,007	5,3	9,88852144	1,18%	5,2	9,676004	3,31%
11,556	6,25	11,69466144	-1,20%	6,25	11,668904	-0,98%
13,237	7,15	13,40574144	-1,27%	7,05	13,187304	0,38%
15,550	8,4	15,78224144	-1,49%	8,2	15,370004	1,16%
18,030	9,6	18,06368144	-0,19%	9,35	17,552704	2,65%
16,581	8,8	16,54272144	0,23%	8,6	16,129204	2,72%
14,721	8	15,02176144	-2,04%	7,85	14,705704	0,10%
13,544	7,15	13,40574144	1,02%	7,05	13,187304	2,63%
11,549	6,2	11,59960144	-0,44%	6,15	11,479104	0,61%
10,005	5,25	9,79346144	2,12%	5,25	9,770904	2,34%
8,168	4	7,41696144	9,19%	4	7,398404	9,42%

Tabla 9: Resultados de calibración

Debido al error que presentan los anemómetros, se obtuvieron nuevas rectas de calibración para cada uno de ellos. Dichas rectas de calibración serán las utilizadas para medir la velocidad real del viento en el banco de ensayos a partir de los valores de voltaje de los anemómetros.

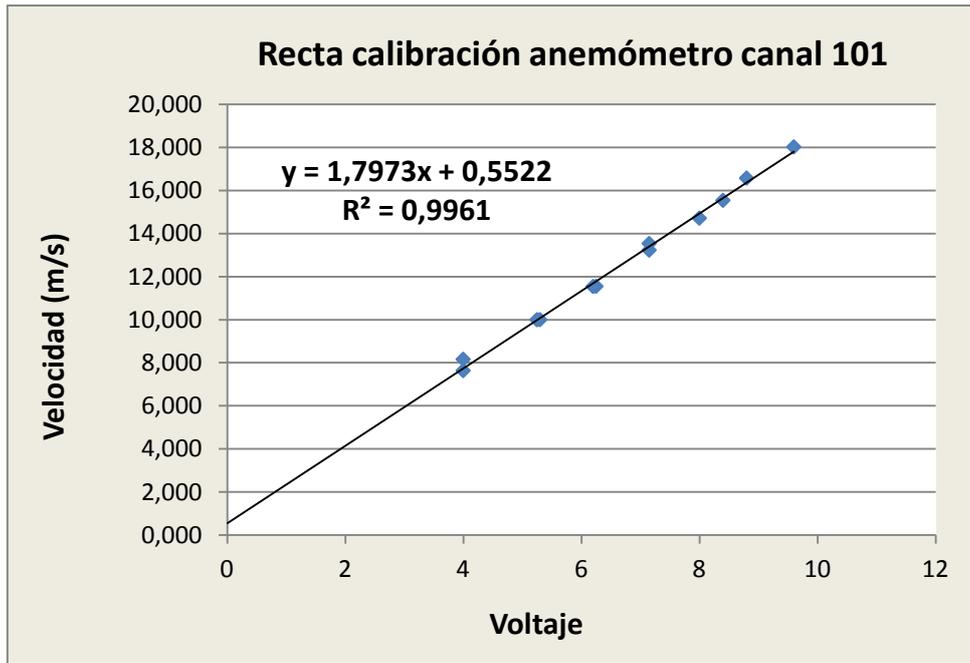


Figura 66: Recta de calibración anemómetro canal 101

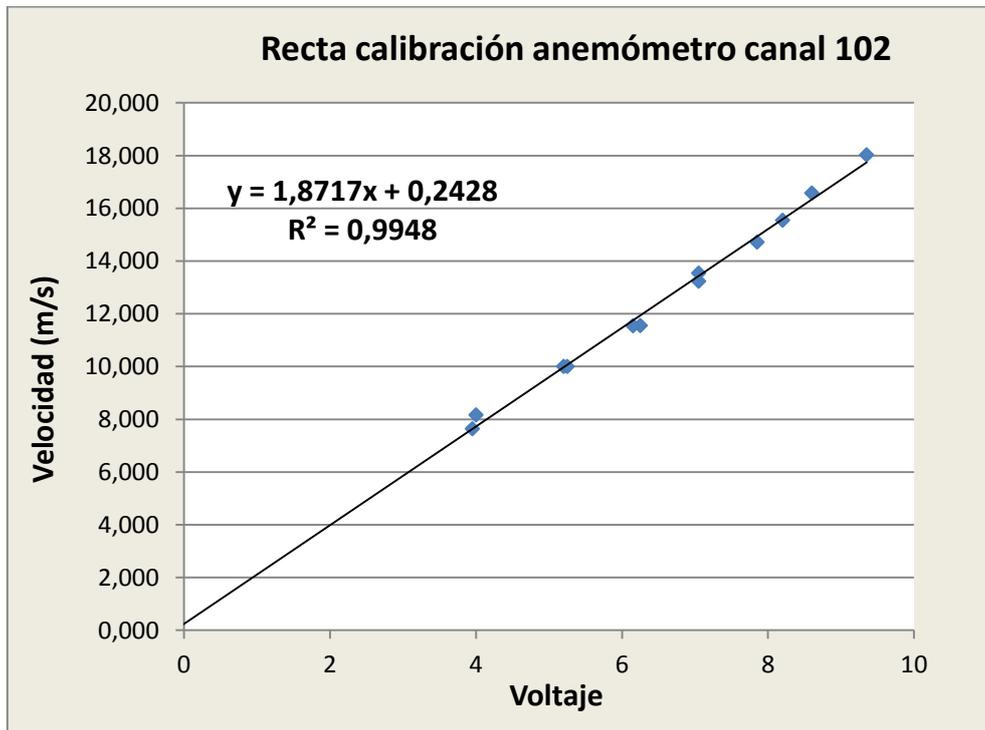


Figura 67: Recta de calibración anemómetro canal 102

6.2.2 Calibración del sistema de captación de pulsos

Para la calibración de la medida de la velocidad de rotación, se intentó utilizar un motor eléctrico alterno conectado a un potenciómetro, con el objetivo de obtener distintos regímenes de giro a bajas y altas revoluciones.

Finalmente, se optó por obtener una recta de calibración del sistema de captación de pulsos en base a las lecturas obtenidas por el tacómetro óptico durante los ensayos.

En resumen, los sensores se conectan de la siguiente forma:

- Anemómetros: canales 101 y 102 del data logger
- Captador y convertidor de frecuencia: canal 121 del data logger

6.3 Ensayos preliminares

6.3.1 Disposición de la turbina en el banco de ensayos

La disposición inicial del rotor en el banco de ensayos se realizó anclándolo al perfil inferior de que dispone, en concreto a la zona central, ideada para ello.



Figura 68: Montaje de la estructura del rotor en el banco de ensayos



Figura 69: Conjunto completo del rotor colocado

Tras la colocación del rotor, se realizó una primera prueba sin mediciones de régimen de giro ni de velocidad del flujo, probando el arranque y generación de potencia.

En contra de lo especificado por el suministrador del generador de corriente continua, este no contaba con un regulador de carga, que impidiese que la batería, con cierto nivel de carga, transmitiese corriente a la dinamo, con el consiguiente funcionamiento inverso del sistema. La transmisión equipada no fue capaz de vencer el par ejercido por el conjunto del rotor, y se produjo el fallo de uno de sus engranajes.

En consecuencia, y ante la espera y retraso en la realización que provocaría la adquisición de una nueva transmisión, más robusta, o el diseño y fabricación de una nueva, se decidió finalmente realizar el ensayo en vacío.

Esta posición se modificó, centrando el rotor frente a una única columna de ventiladores, para aprovechar mejor el perfil de velocidades del viento.



Figura 70: Centrado de la aeroturbina respecto a columna de ventiladores

Los anemómetros se colocan en el banco de ensayos a través de un cable trenzado de acero dispuesto verticalmente, siendo para todos los ensayos realizados el anemómetro superior el correspondiente al canal 102 del data logger (a partir de ahora, "102"), y el anemómetro inferior, el correspondiente al canal 101 (a partir de ahora "101"). En la siguiente imagen se puede apreciar su disposición:



Figura 71: Disposición de anemómetros en cable vertical

El sensor captador de pulsos se dispone en un soporte, muy próximo a los álabes de la etapa inferior, colocándose en uno de ellos una arandela de acero para la lectura. El captador dispone de un LED que se enciende cada vez que envía un pulso al convertidor de frecuencia.



Figura 72: Detalle de la colocación del captador de pulsos, la arandela y la banda para el tacómetro óptico

El tacómetro óptico se coloca en un soporte en el lateral de la estructura metálica del banco, apuntando a la banda colocada en el álabe como se mostraba en la imagen anterior.

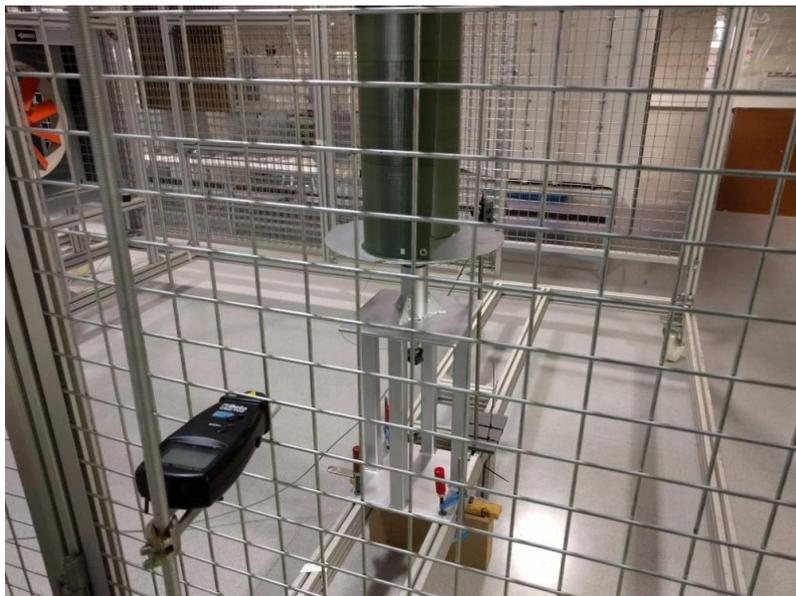


Figura 73: Disposición del tacómetro óptico

6.3.2 Toma de datos

Con los dispositivos de medición colocados y conectados al data logger, y a través del control de los ventiladores por medio del software SCADA desarrollado en [55], se toman mediciones iniciales de velocidad del flujo, valorando su funcionamiento.

Los anemómetros se colocan a una distancia de aproximadamente 1700 mm de los ventiladores. Su disposición, como se comentaba anteriormente, es vertical sobre un cable de acero trenzado, siendo el anemómetro 102 el dispuesto entre las alturas del ventilador y la etapa del rotor superiores, y el anemómetro 101 el dispuesto entre las alturas del ventilador y la etapa del rotor inferiores.

Los datos medidos, tanto de los anemómetros como del sensor captador de pulsos y el tacómetro óptico, se procesan en una hoja de cálculo Excel.

Los resultados obtenidos se reflejan en la siguiente figura.

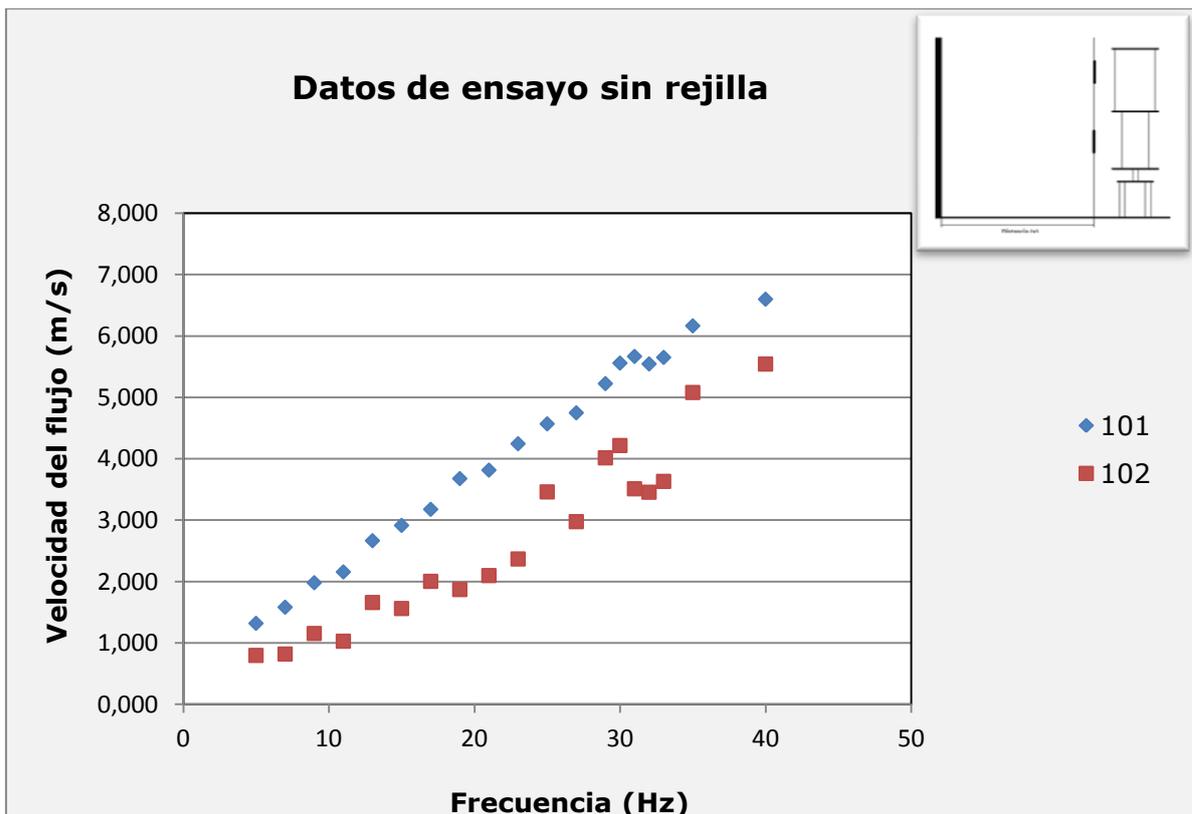


Figura 74: Datos extraídos del ensayo realizado sin rejilla

Como se puede observar, las mediciones iniciales de las velocidades del flujo de aire resultan ser muy oscilantes, variando de forma considerable, principalmente en

el caso del anemómetro colocado en la parte superior (102). Además, los anemómetros, colocados en el punto central de cada etapa, arrojan resultados dispares.

Para reducir la turbulencia y homogenizar el flujo, se instala una rejilla, con huecos de luz 50 x 50 mm frente a los ventiladores del banco de ensayos.



Figura 75: Rejilla colocada frente a ventiladores

Una vez colocada la rejilla, se vuelven a realizar mediciones en distintas frecuencias de los ventiladores. Esta vez se modifica la posición de los anemómetros, colocándolos a la misma altura respecto a los ventiladores, en lugar de respecto a las etapas del rotor. Se obtienen los resultados siguientes para ambos anemómetros (101 y 102):

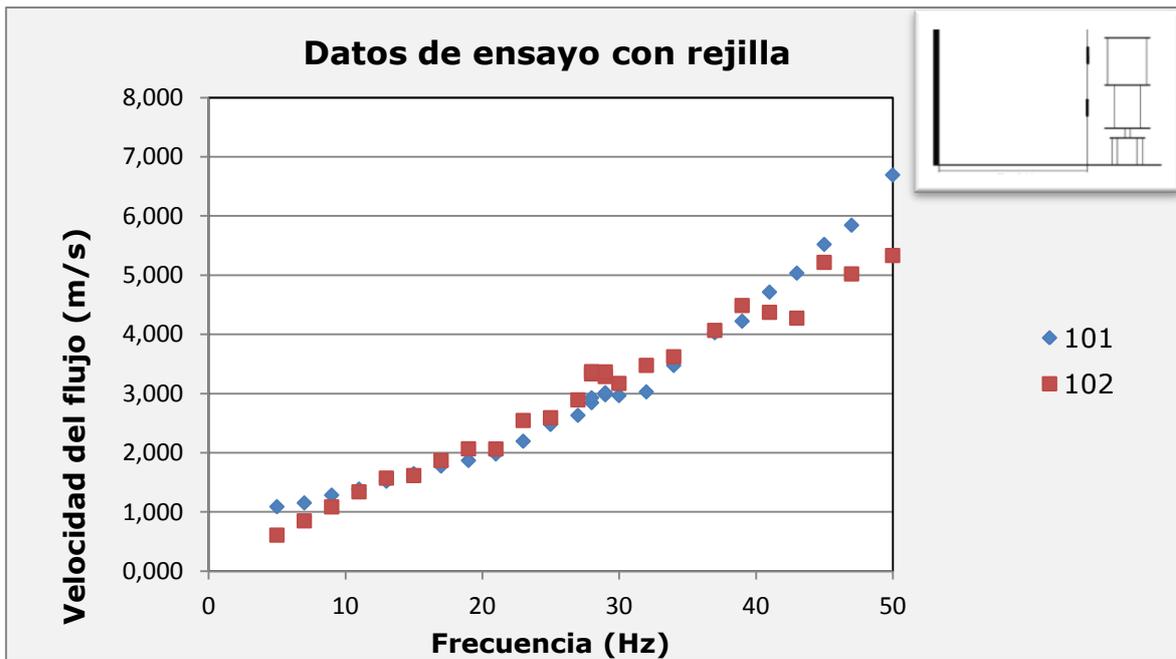


Figura 76: Datos extraídos del ensayo realizado con rejilla

Del ensayo de la turbina en estas condiciones se pueden extraer distintas conclusiones. En primer lugar, la oscilación de las velocidades es menos acusada con el uso de la rejilla, como puede observarse en comparación con la Figura 74. Esto se debe tal y como se esperaba a que la rejilla homogeniza el flujo y reduce su turbulencia, obteniéndose velocidades más estables.

Por otro lado, las velocidades a igualdad de frecuencia de ventiladores son inferiores, puesto que la rejilla supone una resistencia al paso del caudal de aire proporcionado por los ventiladores.

La variación de posición de los anemómetros, colocados ahora a la misma altura respecto a los ventiladores, en lugar de a la misma altura respecto a las etapas del rotor, también afecta a las mediciones realizadas. Como se observa en la Figura 76, los datos obtenidos son más próximos ahora que en el ensayo sin rejilla (Figura 74).

En definitiva, se extrae que el uso de la rejilla, dada la reducción de la turbulencia y aumento de estabilidad en las mediciones, es beneficioso, y por tanto, se utilizará en el desarrollo de los ensayos siguientes.

6.4 Perfil de velocidades en el banco de ensayo

En base a la considerable diferencia de resultados según la posición adoptada por los anemómetros, es necesario valorar el perfil de velocidades proporcionado por los ventiladores y estudiar su influencia.

Para su caracterización, se colocaron los anemómetros en distintas posiciones frente a los ventiladores. Se desplazó el cable trenzado a una distancia de aproximadamente 880 mm respecto a la rejilla colocada, orientado según la línea media vertical de la columna izquierda de ventiladores, frente a los cuales está colocado el rotor.



Figura 77: Proceso de colocación de los anemómetros para la obtención del perfil de velocidades

Los anemómetros se colocaron en cinco posiciones distintas en cada ventilador (superior e inferior):

- Extremo superior
- Parte media superior
- Eje del ventilador
- Parte media inferior
- Extremo inferior

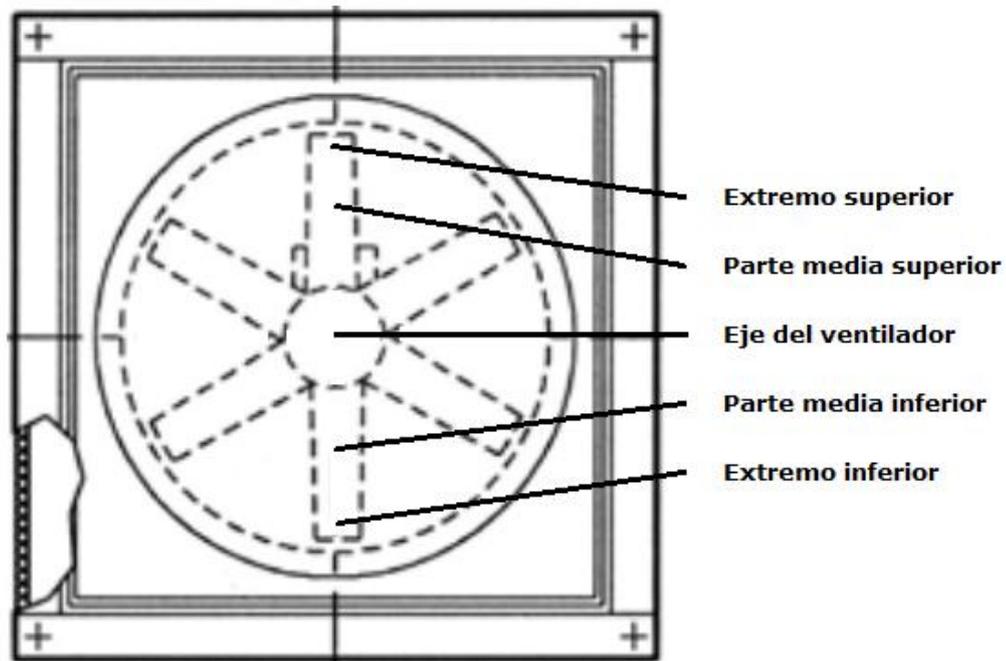


Figura 78: Esquema de las posiciones de los anemómetros frente a cada ventilador

Los resultados se obtuvieron a partir de la medición de la velocidad del flujo proporcionado por los ventiladores a distintas frecuencias de funcionamiento. Las mediciones se realizaron en intervalos de 5 Hz de frecuencia de los ventiladores, desde 50 Hz hasta 25 Hz. Para cada una de estas frecuencias, se elaboró una serie de medidas, procesándose sus valores en una hoja de cálculo Excel.

En la Figura 79 se representan aproximadamente en función de los datos procesados los perfiles de velocidad del viento para las frecuencias de ventilador de 25, 35 y 50 Hz.

La línea vertical asociada a cada perfil de velocidades es el valor medio de la velocidad del flujo, a partir de los datos obtenidos en las posiciones de medida, que recordemos eran cinco por ventilador, y un total de diez posiciones por serie de medidas.

El eje vertical del gráfico representa las distintas posiciones de los anemómetros, siendo en concreto:

Posición	Ventilador superior	Ventilador inferior
Extremo superior	10	5
Parte media superior	9	4
Eje del ventilador	8	3
Parte media inferior	7	2
Extremo inferior	6	1

Tabla 10: Posiciones de los anemómetros en el ensayo del perfil de velocidades

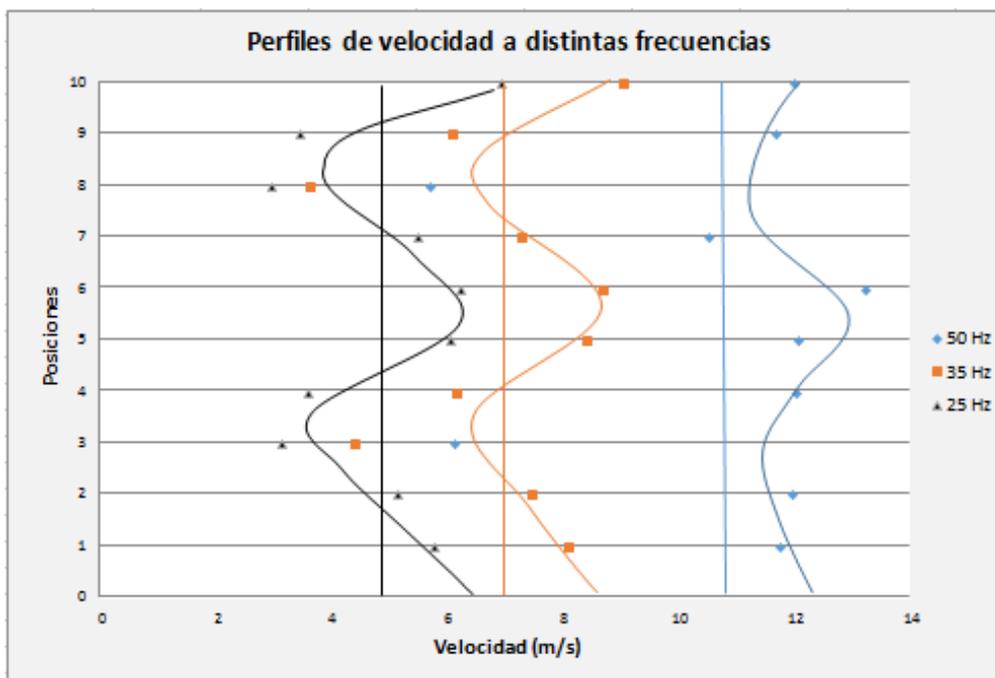


Figura 79: Perfiles de velocidades para frecuencias de 25, 35 y 50 Hz

A partir de este gráfico, se puede observar que la velocidad medida por los sensores depende en gran parte de su posición. Para obtener mediciones similares en ambos sensores, han de colocarse a la misma altura respecto a los ventiladores.

Esto explica, por un lado, la diferencia considerable de los valores de velocidad medidos por el anemómetro 101 respecto al 102 en el ensayo inicial de la turbina sin rejilla, apreciable en la Figura 74, en el que se colocaban a distintas alturas respecto a los ventiladores. Por otro, la similitud de éstos en el ensayo realizado con la rejilla colocada, como podíamos ver en la Figura 76, en el que se dispusieron a la misma altura respecto a cada ventilador.

La velocidad mínima se da a la altura del eje de los ventiladores, y la máxima a la altura de las puntas de las palas de los rotores de los ventiladores. La variación es muy significativa y no corresponde a las condiciones de viento real, de mayor uniformidad.

Además, con el aumento de la frecuencia de los ventiladores, se aprecia que el perfil de velocidades tiende a ser más estable, como puede extraerse del conjunto de perfiles de velocidades obtenido, resumido en la Figura 80.

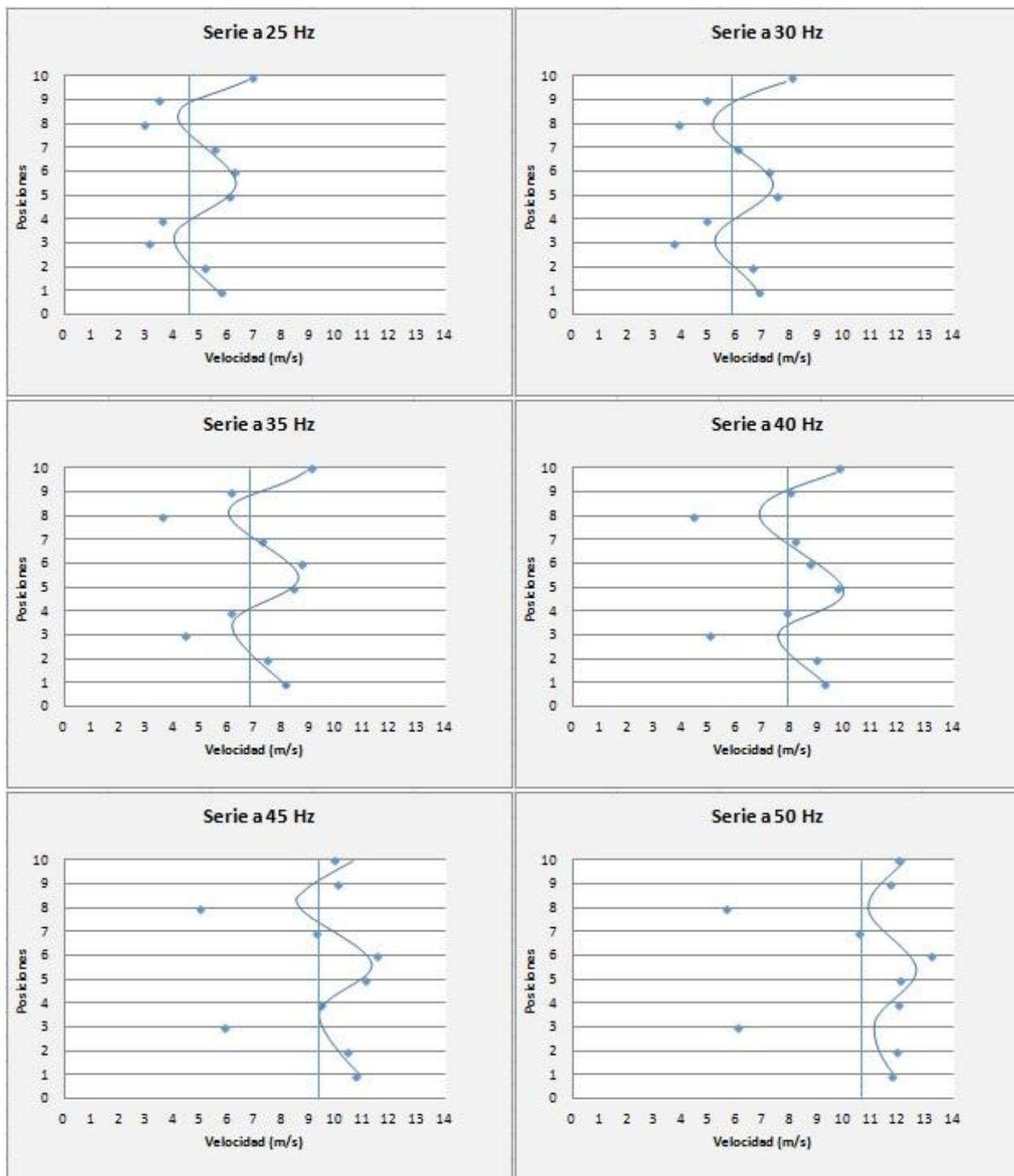


Figura 80: Perfiles de velocidades para las distintas series de medidas realizadas

6.5 Ensayos definitivos

Manteniendo la disposición de la turbina adoptada en los ensayos preliminares, tal y como se mostraba en la Figura 70, con la rejilla y con la consideración de los perfiles de velocidades, se realizan ensayos en los que se aumenta gradualmente la frecuencia de los ventiladores hasta su valor máximo.

Asimismo, se realiza un ensayo bajo las mismas condiciones en el que se reduce gradualmente la frecuencia desde su valor máximo hasta la parada del rotor.

Modificaciones de ensayo

En las condiciones de los ensayos realizados, la velocidad del flujo de aire que llega hasta el rotor, incluso a frecuencia máxima de los ventiladores del banco, es insuficiente para la obtención de las características completas del prototipo.

Ante la situación, se recurre a dos soluciones. La primera, es colocar el conjunto del rotor a menor distancia de los ventiladores, en concreto a unos 900 mm, para intentar que el flujo que incide sobre el rotor lo haga a mayor velocidad.

La segunda, realizar una tobera, colocada en la rejilla sobre una columna de ventiladores, con el mismo objetivo.

La salida de la tobera se desarrolló en base a las dimensiones del conjunto del rotor, para concentrar el flujo sobre él, con 1300 mm de alto por 500 mm de ancho. Las dimensiones de la entrada de la tobera se tomaron en base a una columna de ventiladores, con 1650 mm de alto por 750 mm de ancho.



Figura 81: Tobera desarrollada por el personal del laboratorio

Para la realización de este prueba, la turbina se aproximó a una distancia de aproximadamente 1100 mm, colocando los anemómetros a la misma distancia que en el ensayo del perfil de velocidades (unos 880 mm).

Colocada la tobera sobre la columna izquierda de ventiladores, se procedió a la toma de datos.

Las velocidades medidas por los anemómetros fueron considerablemente más bajas que las obtenidas en el perfil de velocidades a las mismas frecuencias, siendo su distancia respecto a los ventiladores la misma.

Este resultado podría explicarse considerando que el caudal suministrado por los ventiladores es significativamente inferior, al aumentarse la resistencia a su salida.

En base a esto, se recortó la tobera con el objetivo de aumentar el caudal suministrado por los ventiladores. El aumento de velocidad fue poco apreciable.



Figura 82: Proceso de ensayo de la turbina recortada

Se desplazó la turbina con el objetivo de valorar su funcionamiento esta vez sin tobera, y manteniendo la distancia del ensayo de ésta (unos 900 mm) posicionándola frente a la columna derecha de ventiladores, tal y como se muestra en la Figura 83.



Figura 83: Disposición de la turbina frente a la columna derecha de ventiladores. Se desplazó a la derecha con el objetivo de realizar el ensayo a más velocidad que en los ensayos con tobera

Conclusiones del uso de tobera

De los ensayos realizados con la tobera completa y reducida, se extraen conclusiones ambiguas, puesto que aunque las velocidades medidas por los anemómetros son bastante inferiores a las obtenidas a la misma distancia durante el ensayo de los perfiles de velocidades, las velocidades de rotación son significativamente superiores a las de los ensayos previos de la turbina.

El régimen máximo en los ensayos anteriores es de aproximadamente 207 rpm, mientras que para el caso de la tobera completa es de 292 rpm y para la tobera recortada 258 rpm.

Es decir, que con velocidades del flujo inferiores se obtienen velocidades de giro superiores.

En base a lo anterior, se supone que el mejor funcionamiento de la turbina se debe a una incidencia más directa y estable del flujo de aire sobre ella, al estar sus dimensiones adaptadas a ésta. Estos resultados podrían suponer que el funcionamiento de la aeroturbina fuese mejor en condiciones reales.

Debe considerarse que las condiciones de viento que crean los ventiladores helicoidales del banco de ensayos, tal y como podía observarse en el apartado son muy turbulentas e inestables, aún con la colocación de la rejilla, pudiendo incluso suponerse vorticidad en el flujo.

Las condiciones de viento reales son más estables que las proporcionadas por los ventiladores, por lo que el funcionamiento de la aeroturbina en dichas condiciones podría ser mejor al observado durante los ensayos.

6.6 Análisis de los datos obtenidos y estimación de la potencia máxima

Ante la imposibilidad de valorar la potencia generada real a través del generador eléctrico, o medir el par desarrollado por el rotor, ha de estimarse una potencia teórica desarrollada por la aeroturbina.

Para ello, se valoran los resultados obtenidos de los ensayos con el rotor, descartándose los datos de los ensayos sin rejilla y los realizados con tobera.

La potencia máxima que podría generar la turbina diseñada se obtiene a partir de la estimación del par máximo generado, multiplicado por el régimen de giro real medido:

$$W_{\text{estimada}} = T_{\text{estimado}} \cdot \Omega_{\text{medida}} \quad (56)$$

El par generado se estima considerando un viento frontal sobre los álabes de una única etapa, al estar desfasadas 90°, en base a la diferencia de resistencia aerodinámica al incidir el viento por el lado cóncavo y por el lado convexo.

La expresión de dicho par es:

$$T_{\text{estimado}} = F_1 R_1 - F_2 R_2 = \frac{1}{2} C_{D1} \rho A U^2 R_1 - \frac{1}{2} C_{D2} \rho A U^2 R_2 \quad (57)$$

Dónde:

- U es la velocidad del flujo de aire, suponiendo que no existe rotación de la turbina (m/s).
- A es el área frontal del rotor, $A=0,12 \text{ m}^2$.
- $R_1 = R_2 = 0,1 \text{ m}$, es el radio del álabe respecto al eje del rotor.
- C_{D1} y C_{D2} son los coeficientes de resistencia correspondientes a un semicilindro por sus caras cóncava y convexa, respectivamente. Se consideran fijos, para valores de $Re > 1 \cdot 10^3$, siendo $C_{D1} = 2,3$ y $C_{D2} = 1,2$.
- ρ es la densidad del aire a la temperatura del aire media en Cartagena, de aproximadamente 20° según AEMET, para la que $\rho = 1,205 \text{ Kg/m}^3$

Y por tanto, recordando la expresión (21), el coeficiente de potencia estimado es:

$$C_{w(\text{estimado})} = \frac{W_{\text{estimada}}}{W_d} \quad (58)$$

Donde W_d es el potencial eólico disponible, tal y como se expresaba en (19). A partir de estas consideraciones, se obtiene la relación entre los coeficientes de potencia y el valor de λ (TSR):

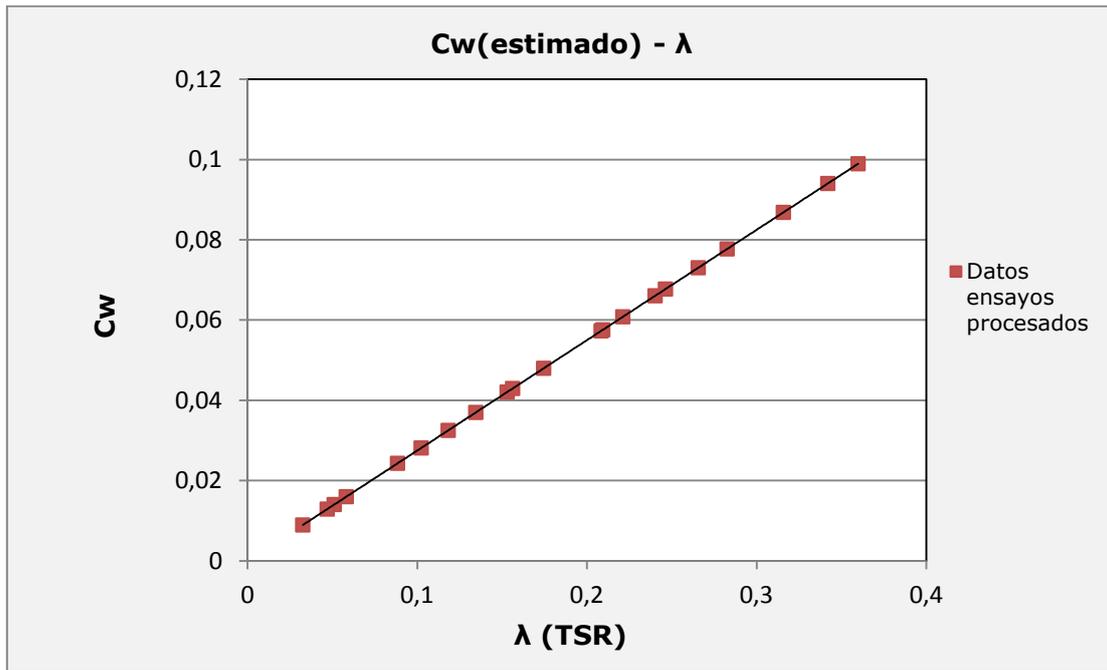


Figura 84: Coeficiente de potencia estimado y el valor de λ

Rememorando la Figura 9, donde se representaban las distintas curvas $C_w - \lambda$ correspondientes a los diseños eólicos principales, se observa que los resultados obtenidos corresponden a parte de la curva del diseño Savonius, en concreto hasta valores de $\lambda < 0,4$.

Según la Figura 9, el punto óptimo de funcionamiento se da aproximadamente para un valor $\lambda = 0,8$. Dadas las características del banco de ensayos, no se han obtenido valores superiores de λ que permitan caracterizar de forma completa el prototipo ensayado.

La relación entre la potencia calculada a partir del par estimado y la velocidad del flujo de aire es:

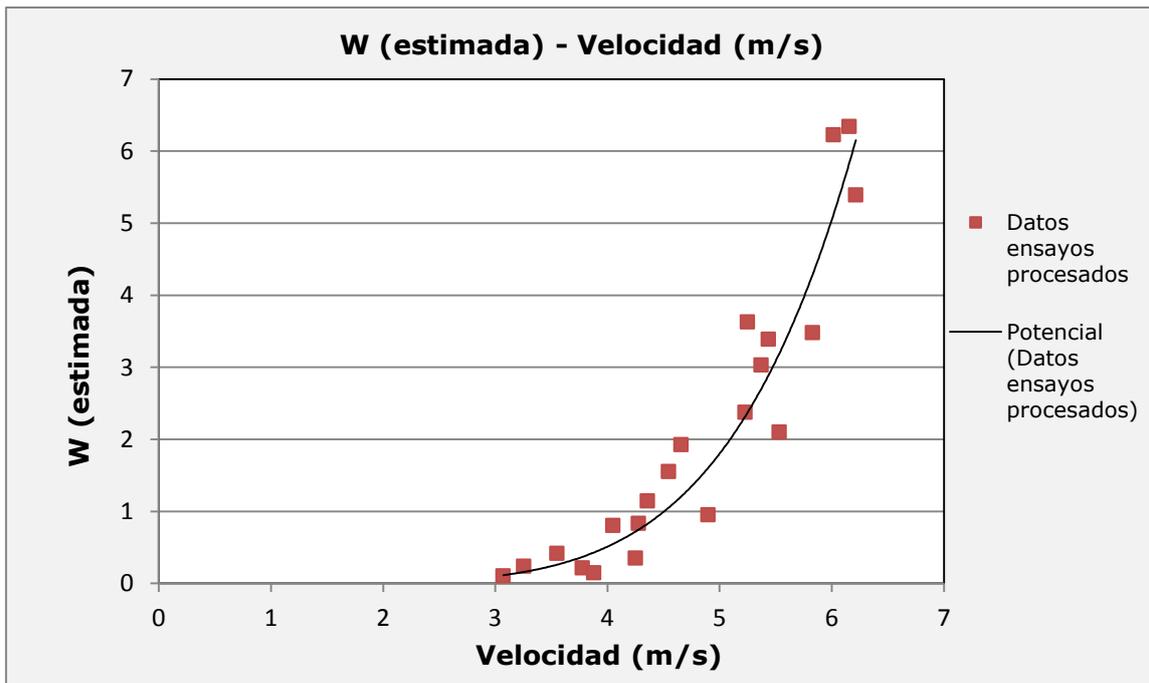


Figura 85: Potencia en función del par estimado respecto a la velocidad del flujo

En cuanto a la potencia generada estimada en función de la velocidad del viento, observamos como la curva de potencia obtenida también se corresponde únicamente con una parte de la curva de potencia típica de aerogeneradores, representada en la Figura 86. En concreto y haciendo alusión a la Figura 86, la curva obtenida está en la Zona 2. De nuevo, dadas las características del banco de ensayos, no se ha podido determinar el comportamiento completo del prototipo eólico.

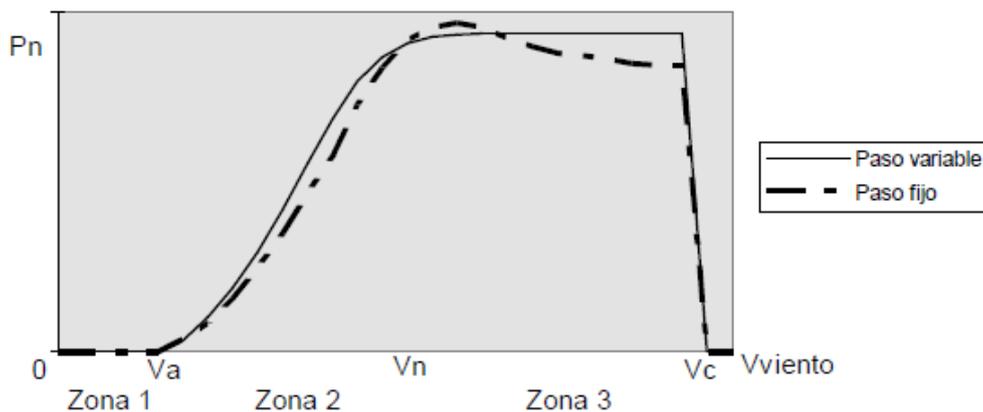


Figura 86: Curva de potencia tipo de aerogeneradores en función de la velocidad del viento

La potencia extraída estimada a partir de las consideraciones tomadas es bastante reducida para las velocidades medias extraídas en el análisis del recurso eólico, de 4,18 m/s.

Para dicha velocidad media, la potencia generada estimada es de:

$$W_{\text{est. media}} = 0,6452 \text{ W} \quad (59)$$

Para este valor, y a la velocidad media, el coeficiente de potencia estimado es:

$$C_{w(\text{est. medio})} = \frac{W_{\text{est. media}}}{W_d} = \frac{0,6452}{21,121} = 0,0305 \quad (60)$$

Con dicha potencia estimada para el valor de la velocidad media, la energía generada a lo largo de un día es:

$$\text{Generación (est. media)} = 24 \cdot W_{\text{estimada}} = 15,4848 \text{ Wh día} \quad (61)$$

Teniendo en cuenta el consumo que se estimó en el capítulo 3 para el conjunto del poste, de 1200 Wh, vemos que la contribución estimada de la turbina es prácticamente desestimable.

La potencia máxima estimada calculada a partir de los ensayos y las consideraciones anteriores es:

$$W_{\text{máxima(est)}} = 6,3452 \text{ W} \quad (62)$$

Para una velocidad del flujo de 6,1561 m/s. En este caso, se obtiene un coeficiente de potencia:

$$C_{w(\text{max})} = \frac{W_{\text{max (est)}}}{W_d} = \frac{6,3452}{67,47} = 0,094 \quad (63)$$

Si considerásemos dicha potencia máxima estimada calculada a partir de los datos procesados de los ensayos, la generación eléctrica sería de:

$$\text{Generación (estimada)} = 24 \cdot W_{\text{max(est)}} = 152,2848 \text{ Wh día} \quad (64)$$

Considerablemente superior que la estimada a la velocidad media, pero aún así, poco contribuyente en el total de la energía requerida por el sistema.

Por último, se valoran los resultados obtenidos durante el ensayo con tobera, con el objetivo de contrastar en la medida de lo posible las conclusiones extraídas de su uso en el apartado 6.5. La potencia máxima estimada en este caso sería:

$$W_{\text{máxima tobera (est)}} = 3,1358 \text{ W} \quad (65)$$

Para una velocidad del flujo de 3,586 m/s. Por lo que el coeficiente de potencia es:

$$C_{w(\text{max tobera})} = \frac{W_{\text{max (est)}}}{W_d} = \frac{2,1358}{13,3366} = 0,23513 \quad (66)$$

Y la generación eléctrica estimada diaria sería:

$$\text{Generación (estimada tobera)} = 24 \cdot W_{\text{max tobera (est)}} = 75,259 \text{ Wh día} \quad (67)$$

Aunque la generación máxima estimada en función de los valores de ensayo es inferior en el caso del uso de la tobera, debido a la menor velocidad del flujo, el coeficiente de potencia es muy superior, y se aproxima a los valores tipo óptimos para el diseño Savonius.

El valor de λ también ronda el valor óptimo $\lambda=0,8$ para la máxima velocidad alcanzada durante el ensayo en estas condiciones, de 3,586 m/s, por debajo de la velocidad media considerada en el análisis del recurso eólico, de 4,18 m/s.

Teniendo en cuenta lo anterior, y las conclusiones extraídas de los ensayos con tobera, valoradas en el apartado 6.5 (donde en resumen se estimaba que las condiciones del ensayo se aproximaban más a las del viento real que en el resto de ensayos), presumiblemente el rendimiento del prototipo en condiciones reales puede ser superior.

Capítulo 7. Diseño del sistema de producción fotovoltaico

A raíz de los plazos de fabricación y ensayo del sistema eólico, no se pudo llevar a cabo la realización del sistema fotovoltaico ni la integración de ambos. Sin embargo, en base a la estimación de potencia generada por la aeroturbina, se ha realizado el cálculo de los módulos, regulador y sistema de acumulación necesarios.

7.1 Evaluación del recurso solar

El aprovechamiento de la energía solar está condicionado principalmente por dos aspectos: por la intensidad de la irradiación solar recibida por la Tierra, que a su vez depende de los ciclos diarios y anuales, y la latitud del lugar de aplicación sobre la superficie terrestre, y de las condiciones climatológicas y meteorológicas imperantes [15].

El aprovechamiento de la irradiación solar como fuente de energía requiere del conocimiento de la cantidad y distribución de la radiación solar que incide en el lugar determinado de uso y de su variación temporal a lo largo de los ciclos anual y diario.

La radiación solar que incide sobre una región determinada se suele representar en mapas mensuales y anuales de radiación solar. El procedimiento más comúnmente usado para la confección de dichos mapas es la interpolación – extrapolación de series temporales de medidas de radiación solar en superficie, realizadas mediante piranómetros en puntos geográficos específicos [15].

Mediante la utilización de estos mapas se evalúa la viabilidad de instalaciones particulares de captación de energía solar (térmica o fotovoltaica). Además, incluso se llega a catalogar zonas como susceptibles o no de la denominada “explotación solar” [15].

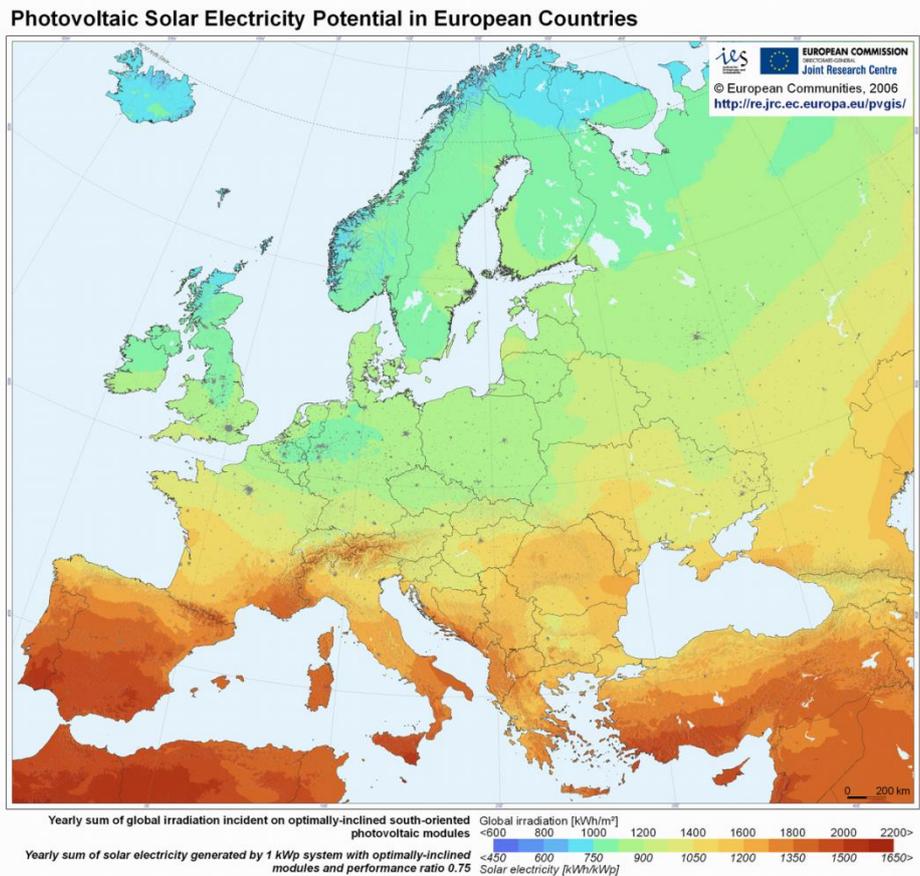


Figura 87: Potencial de electricidad solar fotovoltaica en los países de la Unión Europea.
Fuente: Instituto de Estudios de Seguridad de la Unión Europea.

Ejemplos de mapas de irradiación solar son PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), para Europa en concreto PVGIS – European Communities y S@tel-light.com.

A nivel español la referencia formal que durante muchos años ha estado vigente es ha sido el “Atlas de Radiación Solar de España” (Font, 1984) realizado por el Instituto Nacional de Meteorología de España. Además es posible encontrar mapas actualizados de irradiación solar en los “Informes de coyuntura” del Ministerio de Medio Ambiente.

Otras instituciones, tanto públicas como privadas, también han desarrollado mapas útiles para el aprovechamiento de la energía solar. La institución posiblemente más conocida a nivel nacional es CENSOLAR (Centro de Estudios de Energía Solar).

También han sido varias las Comunidades Autónomas que han realizado un mapa solar o climático con datos de irradiación, en concreto para la Región de Murcia el Atlas de Radiación Solar y Temperatura Ambiente en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, referencia [15], utilizado como base de consulta del presente proyecto.

En nuestro caso, se recurre a los valores del término municipal de Cartagena.

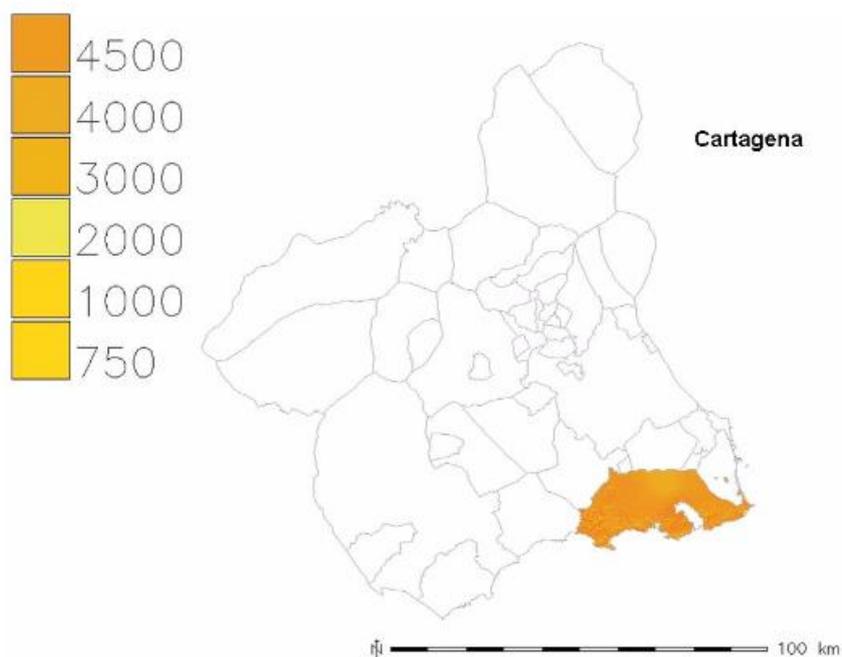


Figura 88: Mapa de radiación global del T.M. de Cartagena

Los valores de radiación de los términos municipales, incluyendo radiación mínima, media y máxima, se recogen de forma mensual y anual. En base a estos valores, puede diseñarse la instalación fotovoltaica.

En concreto, para el de Cartagena los meses de mayor y menor radiación, y la media anual, se muestra en la siguiente tabla:

Unidades: Wh/m ² día	Máxima radiación: JUNIO	Mínima radiación: DICIEMBRE	Radiación anual
Máxima	7306,1	4218,14	5448,38
Mínima	5489,53	472,649	2401,89
Media	6965,24	2057,23	4505,57

Tabla 11: Valores de radiación meses críticos y anuales en T.M. de Cartagena

7.2 Estimación y cálculo de la orientación de los paneles

En base a los datos obtenidos en el apartado anterior, ha de calcularse la orientación más óptima del sistema de módulos fotovoltaicos.

En cuanto a la orientación de la placa, lo ideal es que un sistema de guiado oriente los paneles siguiendo el movimiento del sol de este a oeste. Lo que se busca con ello es maximizar la cantidad de energía que el panel recibe. Dada el añadido de

dificultad constructiva y por tanto económica de esta característica, en nuestro caso es conveniente recurrir a paneles fijos. En este caso, usualmente lo más conveniente es que la orientación sea hacia el sur, aprovechándose en esta disposición principalmente las horas solares centrales.

Los datos de irradiación medidos corresponden al de una superficie sin inclinación. En función del ángulo de inclinación con que se instalen los paneles, el valor de irradiación que les llegará será diferente, pudiendo aplicarse un factor de corrección, que tiene valor unidad para la inclinación 0° .

Dicho valor de corrección varía según mes y ángulo considerado. Generalmente, el valor de irradiación de los meses más desfavorables (octubre – febrero) aumenta cuando lo hace el ángulo de inclinación, y con él dicho factor de corrección, hasta cierto valor en el que disminuyen. Por su contra, dicho factor tiende a disminuir en los meses de mayor irradiación (marzo – septiembre).

En nuestro caso, la instalación tiene un consumo que se presupone constante durante todo el año, como se valoró en el Capítulo 4. El objetivo es asegurar la producción energética en las condiciones más desfavorables, las cuales se dan en el mes crítico, es decir, el mes con menores valores de irradiación.

Este valor es de $2057,23 \text{ Wh/m}^2$ por día, correspondiente a la media de irradiación de Diciembre tratada en el apartado anterior para el T.M. Cartagena.

Considerando lo anteriormente descrito respecto al ángulo de inclinación, en base a los valores observados respecto al factor de corrección y las medias de irradiación mes a mes anuales en [15], se calcula cuál es el ángulo para el que el valor de irradiación en el mes crítico es lo más alto posible, siempre considerando que el valor de irradiación del resto de meses siga siendo superior.

Se estudian los valores de inclinación de $[0-90]^\circ$, en intervalos de diez en diez.

La media anual de irradiación más alta se obtiene para un ángulo de 30° , y es de $5024,72 \text{ Wh/m}^2$ por día. Para un ángulo de 60° , valor para el que el factor de corrección es el más alto para el mes de diciembre, la media anual es de $4579,2 \text{ Wh/m}^2$ por día, similar al valor que se obtiene con inclinación 0° .

Sin embargo para el mes de diciembre en concreto, el valor con inclinación 60° es de $3949,9 \text{ Wh/m}^2$ por día, bastante superior al valor con inclinación de 30° , de $3373,86 \text{ Wh/m}^2$ por día.

Por tanto, y aunque por esta disposición se desaproveche energía anualmente, las dimensiones del sistema y el número de paneles será inferior en esta disposición, en la que los valores medios mensuales de irradiación son más constantes, y el ángulo de inclinación escogido deberá ser de aproximadamente 60° .

7.3 Estimación y cálculo de la potencia generada por éstos

Recordando el Capítulo 3, el consumo pico estimado general del sistema era de 1200 Wh al día. Teniendo en cuenta la generación eléctrica estimada media que proporciona la aeroturbina, que es:

$$\text{Generación (est. media)} = 15,4848 \text{ Wh día} \quad (68)$$

La energía eléctrica que tendría que generar el sistema fotovoltaico sería prácticamente la totalidad del consumo pico estimado del conjunto. Por tanto, se considera despreciable la contribución estimada de la aeroturbina a la velocidad media calculada para la zona.

La energía eléctrica a producir por el sistema fotovoltaico (F.V.) se va a considerar que sea la del sistema en su conjunto, es decir:

$$\text{Generación F. V.} = 1200 \text{ Wh} \quad (69)$$

7.4 Selección de placas fotovoltaicas adaptadas a las condiciones de diseño y generación de energía

Para el cálculo de los módulos, es necesario introducir el concepto de Horas de Pico Solar o HPS, que se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

El valor de este factor que se toma como referencia del cálculo de la instalación es de nuevo el del mes más desfavorable, diciembre, y es para una inclinación de 60°:

$$\text{HPS} = \frac{3949,9}{1000} = 3,9499 \text{ horas} \quad (70)$$

Los paneles consultados para la instalación son flexibles, con el objetivo de mejorar su adaptabilidad a la geometría del conjunto del poste, y con ella la integración del conjunto en el medio de instalación.

El cálculo de la potencia instalada depende del número total de módulos y de la potencia generada por éstos, y se puede realizar de distintas formas, en función del tipo de regulador de carga utilizado.

7.4.1 Cálculo de módulos según regulador adoptado

Cuando un regulador de carga común carga una batería descargada, cierra un circuito que permite conectar los paneles con la batería. De esta manera, los paneles trabajan a la tensión de la batería, que normalmente no coincide con la tensión ideal de funcionamiento de los paneles, es decir, el voltaje para el que el rendimiento del panel es máximo.

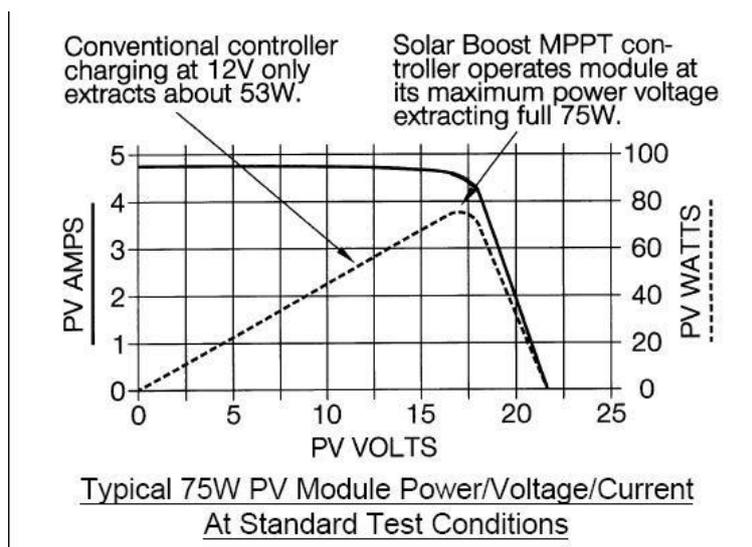


Figura 89: Comparación RC común y RC MPPT.

Los reguladores de carga MPPT (Maximum Power Point Tracking) calculan la tensión a la que el módulo genera la máxima potencia y se adaptan a ella, independientemente del voltaje de la batería. Así, el módulo trabaja a un mayor rendimiento (tensión), y se obtiene mayor intensidad de carga de la batería. Generalmente tienen un convertidor DC - DC que transforma la tensión del panel en la de la batería. Por el contrario, estos reguladores tienen un precio superior.

Utilizando regulador de carga MPPT, se dimensiona en función del consumo estimado, la potencia pico estándar de cada panel y un factor de funcionamiento F_F , debido a la degradación de potencia que sufren los módulos con el paso de los años, suciedad superficial etc...

El valor del factor de funcionamiento se escoge en base al estándar actual del sector fotovoltaico, que ofrece garantías de potencia del 90% los 10 primeros años y del 80% hasta los 25 años.

Con la generación fotovoltaica estimada, el valor de HSP, y un factor de funcionamiento de 0.8, la potencia instalada mínima debe ser:

$$W_{F.V.mínima} = \frac{\text{Generación F.V.}}{F_{F.HSP}} = \frac{1200}{0,8 \cdot 3,95} = 379,747 \text{ W} \quad (71)$$

Por tanto, la potencia instalada total, resultado del número de módulos por su potencia pico, debe ser igual o superior a este valor.

$$N_{\text{módulos}} \cdot W_{\text{módulo}} \geq 379,747 \text{ W} \quad (72)$$

En base al catálogo de paneles solares curvables de la empresa Techno Sun, de silicio cristalino y tensión de 12 voltios, y la ecuación (72), la instalación puede constar de:

- a) 16 módulos de 25 W
- b) 8 módulos de 50 W
- c) 7 módulos de 60 W
- d) 4 módulos de 100 W

Siendo por tanto la potencia instalada de 400 W para a), b) y d) y de 420 W en el caso de c).

Si se utiliza un regulador común, el cálculo debe hacerse en base al consumo de energía medio (QAh), que dependerá de las propiedades de la batería, ya que será la que determine el voltaje (y posiblemente el rendimiento máximo de los módulos), y la generación que debe proporcionar el sistema fotovoltaico.

$$QAh = \frac{\text{Generación F.V.}}{V_{\text{batería}}} = \frac{1200 \text{ Wh}}{12 \text{ V}} = 100 \text{ Ah} \quad (73)$$

Siendo la intensidad total del sistema:

$$I_{\text{total}} = \frac{QAh}{HPS} = \frac{100 \text{ Ah}}{3,95 \text{ h}} = 25,316 \text{ A} \quad (74)$$

Que dividida por la intensidad pico de cada módulo da el total a instalar conectados en paralelo:

$$\text{Número módulos} = \frac{I_{\text{total}}}{I_{\text{pico módulo}}} \quad (75)$$

En base a la ecuación (75), según los valores de intensidad máxima de los distintos módulos del catálogo tomado como referencia, que se resumen en la Figura 90, se calcula el número de módulos:

- a) 20 módulos de 25 W
- b) 9 módulos de 50 W
- c) 8 módulos de 60 W
- d) 5 módulos de 100 W

Como se puede observar, la cantidad total de módulos requeridos mediante el uso de un regulador de carga común es superior a los necesarios con el empleo de un regulador MPPT.

Ante la característica primordial del conjunto de generar el menor impacto ambiental posible, y el posible ahorro económico en la instalación al disponerse de menor número de placas, se propone el uso de un regulador de carga tipo MPPT.

En cuanto a su determinación, habría que valorar las dimensiones para su integración en la baliza principalmente, para que su impacto fuese el menor posible. También el factor económico.

www.technosun.com

PV-FLEX Series

Modelo	Flex018W12V	Flex025W12V	Flex050W12V	Flex060W12V	Flex060W24V	Flex100W12V	Flex120W12V
Potencia máxima	18W	25W	50W	60W	60W	100W	120W
Tensión máxima	19,4V	19,8V	17,6V	17,5V	35,2V	17,8V	22,0V
Corriente máxima	0,93A	1,26A	2,84A	3,43A	1,71A	5,62A	5,45A
Eficiencia de la célula	20,5%	19,5%	21,5%	19,6%	19,60%	19,9%	20,0%
Número de células	36	36	32	64	64	32	40
Tolerancia máxima	±5%	±5%	±5%	±5%	±5%	±5%	±5%
Ancho	277mm	277mm	535mm	535mm	535mm	540mm	540mm
Alto	434mm	626mm	545mm	725mm	725mm	1050mm	1305mm
Profundo	3mm						
Peso	0,29kg	0,55kg	0,70kg	0,93kg	0,93kg	1,35kg	1,80kg
Grado de flexibilidad	Max. 30°						

Figura 90: Características básicas de módulos curvables Techno Sun

Cabe añadir que también se da la posibilidad de considerar el dimensionado y orientación de los paneles del sistema fotovoltaico en función de herramientas como <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, que, basadas en mapas de irradiación, permiten el cálculo rápido de instalaciones solares fotovoltaicas.

Sin embargo, están más enfocadas a la producción eléctrica máxima, por lo que realizan el cálculo de la inclinación de los módulos en base a aquel en el que la media anual de HSP sea la más alta posible.

7.5 Regulador de carga y sistema de acumulación

El regulador de carga se considera en función de la intensidad máxima total de la instalación fotovoltaica, que va a depender de la intensidad máxima de los módulos empleados.

$$I_{\text{total}} = N_{\text{módulos}} \cdot I_{\text{módulo}} \quad (76)$$

Recordando el catálogo anterior (figura 87) tenemos las siguientes posibilidades:

- | | |
|-----------------------|--------------------------------------|
| a) 16 módulos de 25 W | $I_{\text{total}} = 20,16 \text{ A}$ |
| b) 8 módulos de 50 W | $I_{\text{total}} = 22,72 \text{ A}$ |
| c) 7 módulos de 60 W | $I_{\text{total}} = 24,01 \text{ A}$ |
| d) 4 módulos de 100 W | $I_{\text{total}} = 22,48 \text{ A}$ |

Por tanto, se podría valorar el uso de un regulador de carga MPPT de 12 voltios y 25 A.

Para la valoración del sistema de acumulación, se deben tener en cuenta principalmente la autonomía del conjunto y la profundidad de descarga máxima.

La profundidad de descarga máxima de las baterías se presupone del 70 % para el periodo de tres días que se establece de autonomía.

La generación diaria de energía es de 1200 Wh, lo que para los tres días de autonomía supone 3600 Wh. Para este valor, y suponiendo la descarga máxima del 70 %, la energía que debe contener la batería es:

$$\text{Capacidad batería} = \frac{3600}{0,7} = 5142,857 \text{ Wh} \quad (77)$$

Lo que, con una tensión de 12 voltios, se traduce en un amperaje de:

$$\text{Amperaje batería} = \frac{5142,857}{12} = 428,57 \text{ Ah} \quad (78)$$

Por tanto, la capacidad del sistema de acumulación debe ser bajo estas condiciones de, como mínimo, unos 429 Ah.

Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros

8.1 Conclusiones

El estudio inicial referente a las tecnologías energéticas eólica y solar, nos proporciona una visión general del desarrollo de ambas a lo largo del tiempo, y como éstas se han convertido en dos de los referentes actuales en cuanto a generación energética sostenible.

El aprovechamiento de la energía eólica se remonta a tiempos inmemorables, desde el uso de velas en navegación hasta el controvertido origen de los molinos de viento, que han dado lugar a los generadores eólicos actuales.

Entre ellos encontramos dos tipologías en función de la disposición de sus ejes, horizontales y verticales. Los primeros han tenido un mayor desarrollo debido a un rendimiento generalmente superior, pero los segundos, tienen características que también los hacen interesantes, como que no requieren sistemas de orientación.

Se han analizado las fuerzas aerodinámicas básicas y las características de las aeroturbinas de eje vertical, diferenciando entre diseños Savonius, con funcionamiento dependiente principalmente de la resistencia aerodinámica, y Darrieus, basado en la fuerza de sustentación. En consideración de estas características, se han introducido variantes de diseño que intenten solucionar sus problemas principales, el par oscilante y, en concreto, el arranque en las turbinas eólicas tipo Darrieus.

En cuanto al viento, se han valorado los factores y fuerzas que lo originan, se ha revisado su perfil de velocidades y se han consultado las herramientas estadísticas utilizadas para el estudio de sus magnitudes.

El aprovechamiento de la energía solar, igualmente se remonta a las primeras civilizaciones, que aprovechaban su energía de forma pasiva, y su tecnología ha ido desarrollándose a lo largo del tiempo, hasta su aprovechamiento térmico o eléctrico, a partir del efecto fotovoltaico.

Se ha introducido el funcionamiento de las células solares y la tipología y condiciones estándares de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos siendo aquellos basados en el uso de células de silicio los más comunes.

Conocidas ambas tecnologías y su desarrollo comercial, se ha considerado el caso de su uso combinado, objeto de este proyecto, y las características de dicha hibridación. La generación energética es más estable, al basarse en dos fuentes de energía, y además se aprovecha la correlación negativa que existe generalmente entre el rendimiento de ambos sistemas (en periodos de irradiación alta la velocidad del viento generalmente es menor y viceversa). Además generalmente su combinación reduce las dimensiones de la instalación, lo que unido a lo anterior resulta ideal para la aplicación que nos ocupa, de carácter aislado y reducido impacto ambiental.

Se ha revisado brevemente la constitución de este tipo de sistemas, junto con ejemplos de valoración de su implantación en medios aislados y modelos comerciales, generalmente enfocados a la iluminación.

Para el estudio de las necesidades de energía eléctrica del funcionamiento del sistema, en primer lugar han de conocerse y valorarse los distintos sistemas

integrados, y en función de su consumo, realizar el dimensionado del sistema híbrido.

En base a los requisitos técnicos básicos del sistema:

- Se ha valorado el acceso a internet en zonas aisladas y las distintas posibilidades disponibles.
- Se ha considerado el funcionamiento y composición de una instalación meteorológica aislada y los factores a considerar para la elección de su instrumentación.
- Se han valorado los factores fundamentales de los que depende el riesgo de incendios, pudiendo estimarse el riesgo meteorológico en función de los datos obtenidos por la estación meteorológica.
- Se han establecido las características del sistema de vigilancia, que a su vez permite la visión y alerta de incendios.
- Se ha considerado el uso de ordenadores de placa reducida o SBC (Single Board Computer), como Raspberry Pi, para el análisis de los datos obtenidos por los distintos sistemas y la gestión de los dispositivos que integran la infraestructura. Se consideran una buena opción dado su reducido consumo, valor económico y gran comunidad de desarrollo, incluyendo ejemplos de sistemas de vigilancia y meteorológicos gestionados por este modelo.
- También se ha considerado la recarga de dispositivos mediante puertos USB y la iluminación LED del conjunto, para facilitar su localización a los usuarios en condiciones de baja luminosidad.

Conocidos los dispositivos que integran el sistema, se ha valorado su consumo. Al no disponerse de modelos concretos, se ha hecho una estimación de la potencia máxima en base a características comerciales de cada uno de ellos, considerándose un consumo pico de 1200 Wh.

Se ha estudiado en primera instancia, el recurso eólico disponible en la zona de implantación a baja altura, para un impacto ambiental reducido. A partir de la base de datos de AEMET para la estación meteorológica del aeropuerto de San Javier (situada a una altura de 4 metros, dentro rango de alturas barajado para la infraestructura), se ha obtenido a partir de un periodo de 26 años una velocidad media de 4,18 m/s, valorando que se dan rachas muy superiores a este valor.

Se han introducido los conceptos de potencial eólico, densidad de potencia y coeficiente de potencia, relación entre la potencia extraída o útil y dicho potencial eólico, cuya limitación se conoce como Límite de Betz, que marca el rendimiento máximo (59,26%) de las turbinas de flujo libre.

En primera instancia se desarrolla un rotor de álabes helicoidales Gorlov, derivado del diseño Darrieus, estableciendo dimensiones de $D=500$ mm y $H=500$ mm. A partir de la consideración de distintos aspectos del diseño de este tipo de rotores, se diseñan modelos preliminares mediante el software SolidWorks.

Para las condiciones del recurso eólico no se obtiene una potencia aprovechable, siendo imprescindible aumentar dichas dimensiones. Además, no se generan las condiciones suficientes para el buen funcionamiento de los perfiles aerodinámicos, que requieren de números de Reynolds más altos, y tampoco hay velocidad

suficiente para vencer el par de arranque ni alcanzar las condiciones de funcionamiento óptimas.

Se considera su combinación con un diseño Savonius, con buen par de arranque, pero también se desestima, pues no parece mejorar el rendimiento.

Finalmente ante la baja velocidad media a esta altitud, se realiza un diseño Savonius, en valoración de su facilidad de arranque adecuación al recurso eólico disponible y facilidad constructiva. Además, según fuentes consultadas, su rendimiento optimizado no está tan lejos como se cree de los diseños Darrieus.

Se definen nuevas dimensiones máximas del rotor a partir de la consideración de la relación de aspecto (A_R), se establece un $D= 400$ mm y $H= 1200$ mm, para que la potencia extraída sea superior.

A raíz de la consulta bibliográfica de las características que determinan el rendimiento de este tipo de diseños, se establecen los parámetros óptimos de diseño.

Se desarrolla, en base a estos parámetros, un modelo del rotor de un solo eje solidario al conjunto en el software SolidWorks, y se analiza su comportamiento ante cargas estáticas, a partir de la consideración de una presión dinámica de 600 N/m^2 , obtenida a partir del valor máximo de racha de viento ($31,4$ m/s). Se considera este valor dado que la infraestructura está ideada para su uso en zonas aisladas montañosas, en las que es posible que el valor de la velocidad del viento exceda el valor de la media máxima ($18,9$ m/s) de forma prolongada, precisándose una robustez extra.

Los álabes se dimensionan en base al solape (según \emptyset eje), y extremos de mayor superficie, para facilitar su unión a los discos del rotor. Se elaboran, divididos en tres partes, en material ABS mediante impresión 3D en el SAIT de la UPCT.

A partir del diseño preliminar y su análisis estático, se valoró su viabilidad con el profesor del Departamento de Ingeniería Mecánica D. Jorge Ripoll Camus.

Finalmente se optó por un diseño que dispone de dos ejes, fijo y motriz, concéntrico al anterior. El eje fijo absorbe las cargas del viento y el motriz transmite el movimiento del conjunto a la transmisión mecánica.

Tanto la aeroturbina como una serie de elementos para su colocación en el banco de ensayos y su acople con la transmisión y sistema de generación, se fabricaron por el personal del taller de fabricación mecánica del SAIT de la UPCT.

El ensayo se ha realizado en el Laboratorio de Túnel Aerodinámico, Ensayo de Ventiladores y Micro-eólica del edificio ELDI, en concreto en el banco de ensayos de que dispone.

En una prueba preliminar, se produjo el fallo de la transmisión mecánica del sistema, y considerando los plazos de búsqueda o desarrollo de una nueva, se optó por un ensayo en vacío.

Para la realización del ensayo, en primera instancia se realizó la calibración del instrumental necesario. Los anemómetros utilizados, de placa caliente, se

calibraron en el túnel de viento del laboratorio, conectados al mismo data logger que se utilizó posteriormente en los ensayos, obteniéndose una recta de calibración para cada uno de ellos. Para la calibración del sensor de velocidad (captador de pulsos y convertidor de frecuencia) se dispuso de un motor eléctrico regulado por potenciómetro, pero finalmente se optó por calibrarlo en función de las lecturas del tacómetro óptico empleado durante los ensayos.

A partir de la turbulencia observada en ensayos preliminares, se colocó una rejilla que homogenizó el flujo, reduciendo también su velocidad.

Se realizó un análisis del perfil de velocidades a diferentes frecuencias de funcionamiento de los ventiladores, variando su posición a diferentes alturas respecto a éstos. De su análisis se extrae la considerable variación que experimenta la velocidad del flujo en función del punto de altura del ventilador que se tome como referencia de medida, y se aprecia que tiende a ser más estable a frecuencias de ventilador mayores.

Valorando el posicionamiento de los anemómetros según el perfil de velocidades observado, se realizaron ensayos desde frecuencias de ventilador bajas, aumentándose gradualmente hasta el valor máximo, y viceversa, hasta producirse la parada del rotor, y variándose la posición de este en el banco de ensayos.

Las reducidas velocidades tanto del flujo como de giro del rotor no permitían caracterizar totalmente el comportamiento de la aeroturbina.

Para aumentar la velocidad del flujo, se ideó una tobera, adaptada a las dimensiones del rotor, y se colocó este a una distancia menor de los ventiladores. Las velocidades obtenidas con el uso de la tobera fueron significativamente inferiores, y por el contrario, la velocidad de rotación considerablemente mayor.

Presumiblemente se extrae de esto que la incidencia más directa y estable del flujo, en contra de las condiciones de viento generadas por los ventiladores helicoidales, turbulentas e inestables (pudiendo incluso suponerse vorticidad en el flujo), y que se asemejan más a las condiciones reales del viento, suponen un mejor rendimiento.

Ante la imposibilidad de medir la potencia real obtenida a través del generador eléctrico, o del par real obtenido, se realiza una estimación básica de la potencia desarrollada por la turbina, puramente teórica.

Se considera la incidencia del viento sobre una sola etapa y frontalmente a los álabes, el par se estima en base a la diferencia de resistencia aerodinámica al incidir el viento por el lado cóncavo y por el lado convexo. Se considera velocidad de rotación nula y coeficientes de resistencia fijos.

Con estas consideraciones, la geometría del rotor y los datos reales del ensayo se determina el par generado en el eje motriz, y se calcula la potencia estimada generada. Se obtiene el coeficiente de potencia a partir de esta potencia estimada y el potencial eólico disponible.

Se han expresado gráficamente los valores de este coeficiente de potencia frente a los valores reales de λ , y la potencia estimada frente a la velocidad del flujo.

La potencia estimada media (para la velocidad media del periodo de 4,18 m/s) es de 0,6452 W, para la que el coeficiente de potencia sería del 3,05 % y la generación diaria de energía de 15,4848 Wh.

La potencia máxima estimada en función de los datos procesados (para un valor de 6,1561 m/s) es de 6,3452 W, para la que el coeficiente de potencia sería del 9,4 % y la generación diaria de energía de 152,2848 Wh.

No se ha conseguido caracterizar el funcionamiento completo del prototipo, cuyo rendimiento máximo se estima para $\lambda=0,8$, mientras que el valor máximo de dicho parámetro en el ensayo ha sido $\lambda=0,35$. La velocidad del flujo proporcionado por los ventiladores no ha sido suficiente.

Esto explica que, en comparación con su forma y distribución típica, las curvas del coeficiente de potencia frente a λ y de la potencia estimada frente a la velocidad del flujo obtenidas para el prototipo se correspondan únicamente con la parte inicial de éstas.

En cuanto a la potencia generada estimada en función de la velocidad del viento, observamos como la curva de potencia obtenida también se corresponde únicamente con una parte de la curva de potencia típica de aerogeneradores, representada en la Figura 84. En concreto y haciendo alusión a la Figura 84, la curva obtenida está en la Zona 2. De nuevo, dadas las características del banco de ensayos, no se ha podido determinar el comportamiento completo del prototipo eólico.

Los valores de potencia estimada de la aeroturbina son considerablemente bajos, así como los rendimientos estimados. A la velocidad media del viento, la contribución energética diaria en base a las estimaciones es prácticamente despreciable.

Hay que tener en cuenta una serie de conceptos considerados para la valoración de la potencia generada:

- La potencia medida se ha calculado en base a la estimación de un par que presupone coeficientes de resistencia fijos, mientras que en la realidad estos varían de forma continua según el número de Reynolds.
- Se ha despreciado la rotación del conjunto.
- Sólo se ha considerado idealmente la contribución de una etapa, en posición fija, y sin tener en cuenta el efecto del viento sobre los álabes de la otra etapa.
- No se ha valorado el efecto de reducción del par negativo, generado por el álabe que gira en contra del viento, que produce la excentricidad (solape) de los álabes.
- No se ha considerado el efecto de la geometría torsionada de los álabes.
- Tampoco se ha tenido en consideración el efecto de los discos.
- La potencia calculada se presupone en el eje, sin consideración de pérdidas de potencia en los sistemas de transmisión, generación y acumulación, al ser un ensayo en vacío.

El hecho de despreciar las pérdidas mecánicas y eléctricas en la generación de potencia y la velocidad de rotación, suponen una maximización ideal de la potencia generada. Por otro lado, la contribución del resto de puntos al rendimiento aerodinámico del rotor puede ser muy apreciable.

Como apunte y en consecuencia a las consideraciones extraídas de los ensayos con uso de tobera, se observó que el coeficiente de potencia de la aeroturbina en este caso era considerablemente superior y cercano a valores óptimos para este tipo de diseños (23,513 %).

Puede considerarse, en compendio, que el rendimiento de la turbina en condiciones reales es bastante probable que sea superior al calculado teóricamente.

El desarrollo real del sistema fotovoltaico no se ha llevado a cabo, debido a los plazos de fabricación, adquisición de material y ensayo del sistema eólico. Consecuentemente, tampoco se ha realizado la integración de ambos sistemas en la infraestructura objeto del proyecto, que no ha podido desarrollarse.

Se ha analizado el recurso solar en la zona de implantación, y a partir de éste, se ha realizado el cálculo del sistema fotovoltaico, incluyendo módulos, regulador y sistema de acumulación, considerando que el aporte energético del sistema eólico, en base a los resultados obtenidos de su estimación, es despreciable. La energía a generar se estima por tanto que es el total del consumo, 1200 Wh.

Se ha valorado la información referente a la irradiación solar en el Término Municipal de Cartagena, por medio de [15].

Los paneles se han orientado hacia el sur, para un mayor aprovechamiento de las horas solares centrales, y en base al criterio del mes crítico, debido a que la instalación debe funcionar a diario a lo largo de todo el año, se ha considerado que la inclinación óptima es de 60°, siendo la irradiación mínima en este caso 3949,9 Wh al día, y la irradiación media anual 4579,2 Wh al día. El valor de Horas Solares Pico (HSP) es por lo tanto de 3,945 horas.

En función del tipo de regulador utilizado, se calculan las condiciones de la instalación. Usando regulador MPPT, la potencia de los módulos instalados debe ser de cómo mínimo 379,747 W. Usando un regulador común, la intensidad total suministrada por los módulos debe ser de cómo mínimo 25,316 A. Con el primero, el número de placas necesarias es menor.

En base al catálogo comercial consultado para paneles curvables, se valora el número de módulos a instalar y sus características, siendo el mínimo necesario bajo las consideraciones comentadas de cuatro módulos de 100 W, de 540 x 1050 mm.

Se pueden instalar mayor cantidad de módulos de menor potencia y dimensiones, y gracias a su carácter flexible, integrarlos con un menor impacto en la infraestructura que el producido por paneles tan grandes.

El regulador de carga necesario es de unos 25 A en el caso de ser un regulador MPPT, y debe ser superior a 25,316 A si se trata de un regulador común.

Se ha considerado también el caso de que la potencia eólica generada fuera suficiente para estimarse, en el que podría valorarse la implementación de un

regulador combinado, sumando la intensidad proporcionada por el generador eléctrico, o la instalación de reguladores independientes para ambos sistemas.

Se ha calculado el sistema de acumulación necesario teniendo en cuenta una autonomía de tres días con profundidad de descarga máxima del 70%, siendo su capacidad mínima en esas circunstancias de unos 429 Ah.

8.2 Trabajos futuros

Las propuestas de mejora que se han considerado se reflejan en el presente apartado, planteadas a modo de guía como trabajos futuros para otros estudiantes que continúen con el desarrollo del sistema híbrido de generación energética.

Dados los resultados obtenidos, se hace necesario en primera instancia determinar fielmente la potencia generada por la turbina. Para ello, se pueden realizar las siguientes acciones:

- Aplicar un modelo analítico más exacto para estimar la potencia generada
- Uso de una nueva transmisión acoplada al generador adquirido y a un sistema de acumulación, ya que la estimación realizada toma demasiadas suposiciones ideales
- Uso de un torsiómetro (o medidor de par) como alternativa a la medición de potencia generada por parte de la dinamo

Posibles modificaciones del diseño eólico para su optimización

Por otro lado, se pueden tomar una serie de consideraciones para la optimización del funcionamiento del diseño eólico:

- En primer lugar, el diseño mecánico del rotor, basado en un sistema estático, y en las velocidades máximas de viento registradas en el estudio del recurso eólico, es una aproximación y no corresponde con el funcionamiento del rotor. Un estudio más próximo a la realidad requeriría de un modelo dinámico complejo, incluyendo los efectos variables del flujo de viento, tratable en CFD. De esta manera también podrían valorarse los parámetros de diseño aerodinámicos óptimos y contrastarlos con la bibliografía consultada. Este estudio se desestimó por el tiempo de desarrollo asociado.

Además, la presión dinámica considerada en el cálculo podría estimarse en base a la velocidad del viento media máxima diaria observada en el periodo, de 18,9 m/s, aunque en el caso de que se diesen rachas de viento por encima de dicho valor medio durante periodos prolongados, la turbina podría verse afectada.

- En base a la robustez, tanto los discos o "end plates" como ambos ejes, el fijo que sustenta el conjunto y el motriz, están fabricados en acero. La inercia que generan dichos discos, de diámetro considerable y espesor 3 mm, contribuye negativamente al giro del rotor. En menor instancia por estar en el eje de rotación del conjunto, el eje motriz también tiene dimensiones elevadas, con un diámetro de 25 mm, pudiendo ser más liviano.

Como posible solución, podría estudiarse la posibilidad constructiva del conjunto en otro material de menor densidad, como aluminio, comprobándose su viabilidad mecánica con consideraciones más realistas, posiblemente reduciendo sus dimensiones.

- Con las dimensiones marcadas para el desarrollo del prototipo, el uso de un eje de diámetro considerable lleva a que el solape necesario para el paso del flujo de un álabe a otro sea elevado, como puede observarse en la Figura 42.

Un solape elevado de los álabes condiciona que el área de incidencia del flujo sobre la cara cóncava se vea reducida, lo que puede suponer en última instancia una posible reducción del par generado por ésta, y un aumento del par generado sobre la superficie convexa.

En relación al primer punto, un dimensionado mecánico de la turbina con un diámetro de eje fijo inferior, o bien un diseño que no presente eje central, permitirían que dicho solape fuese inferior. Con esto, posiblemente la relación entre el par generado por la superficie cóncava y la convexa sería superior y con ello el rendimiento de la turbina.

- Aunque su aplicación tenga una ligera complicación añadida, la adaptación de pantallas que permitan el direccionado del flujo hacia los álabes del rotor es un motivo de estudio interesante. En [58], por ejemplo, se estudia la posibilidad de empleo de un sistema que permite reducir el par negativo generado por el viento que incide sobre la parte convexa, con coeficientes de potencia de hasta el 38,5 % según los autores, cifra que por otro lado, parece muy elevada.

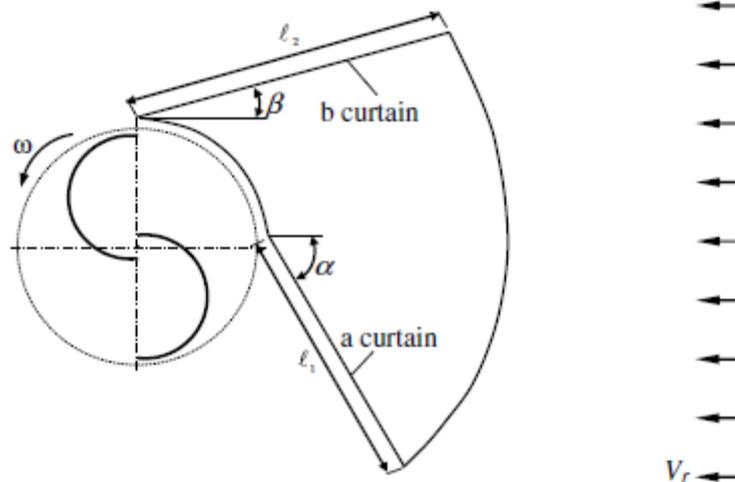


Figura 91: Esquema de funcionamiento de la solución propuesta en [58].

- Podría valorarse el uso de perfiles aerodinámicos en la construcción de los álabes, ya que dada la geometría lateral del álabe del rotor Savonius también experimenta en cierta medida una fuerza de sustentación, aunque comparativamente bastante inferior a la de resistencia.

- Teniendo en cuenta las consideraciones de los puntos anteriores, sería conveniente además optimizar el diseño de los álabes del rotor mediante simulación numérica en software CFD.

Desarrollo del sistema de generación fotovoltaico y diseño global de la infraestructura

En base a la determinación de potencia generada por el diseño eólico adoptado, debería valorarse de nuevo la generación energética diaria asociada al aerogenerador.

A partir de dicha generación eléctrica diaria, habría que desarrollar el apartado de generación fotovoltaica, redimensionando el sistema fotovoltaico siguiendo el procedimiento realizado en el presente proyecto.

Por último, trabajar sobre el diseño global de la infraestructura en base a las consideraciones del proyecto (diseño antivandálico, impacto ambiental mínimo...), considerando la disposición de la aeroturbina y los paneles fotovoltaicos para su correcto funcionamiento, así como las cargas debidas al viento para su dimensionado.

Capítulo 9. Referencias bibliográficas

- [1] Rojas-Sola, José Ignacio, Amezcua-Ogáyar, Juan Manuel. Origen y expansión de los molinos de viento en España. Interciencia, 2005.
- [2] Villarrubia López, Miguel. Ingeniería de la Energía Eólica, colección Nuevas Energías. Ediciones Técnicas Marcombo, 2012.
- [3] Moragues, Jaime, Rapallini, Alfredo. Energía Eólica. Instituto Argentino de la Energía.
- [4] Fernandez Díez, Pedro. Energía Eólica. Universidad de Cantabria, Santander, España.
- [5] J. Sutherland, Herbert, E. Berg, Dale, and D. Ashwill, Thomas. A Retrospective of VAWT Technology. Sandia National Laboratories, 2012.
- [6] Orduz Berdugo, Oscar Iván, Suárez Pérez, Julián Edgardo. Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia. Proyecto fin de carrera. Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011.
- [7] Lecuona Neumann, Antonio. La Energía Eólica: Principios básicos y tecnología. Universidad Carlos III de Madrid, España, 2002.
- [8] Manwell, J. F. and McGowan, J. G. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [9] Hansen, Martin O. L. Aerodynamics of Wind Turbines, second edition. Earthscan, 2008. ISBN 9781844074389.
- [10] John McArthur. Aerodynamics of wings at low Reynolds numbers. University of Southern California, 2007.
- [11] Dr. Michael Hinchey, supervisor. Design, Fabrication and Testing of a Water Current Energy Device. Memorial University of Newfoundland, Faculty of Engineering and Applied Science, Mechanical Design Project II – ENGI 8926
- [12] Professor Paul Mathisen (CE), Project advisor. Design of an Alternative Hybrid Vertical Axis Wind Turbine. Worcester Polytechnic Institute, Massachusetts, 2014.
- [15] Vera García, Fco., García Cascales, J.R., Hernández Guillén, Zaida. Atlas de radiación solar y temperatura ambiente en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. ARGEM, 2007.
- [16] Mapas eólicos de España a diferentes alturas. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
- [17] Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio técnico, PER 2011-2020

- [18] Mapa eólico nacional (10 m altura). Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en colaboración con la Universidad de Atenas.
- [19] Base de datos de perfiles aerodinámicos y sus características <http://airfoiltools.com/>
- [20] Vicente Martínez, Jesús. Proyecto Fin de Carrera: Diseño de una turbina hidrocínética para cauces abiertos. Aplicación para su utilización en los canales del trasvase Tajo-Segura. Universidad Politécnica de Cartagena, 2014.
- [21] Getachew, B. (2009). Study into the Potential and Feasibility of a Standalone Solar Wind Hybrid Electric Energy Supply System: For Application in Ethiopia. Ph. D Dissertation. Ethiopia: Royal Institute of Technology, KTH
- [22] Godson, J., Karthick, M., Muthukrishnan, T., & Sivagamasundari, M. S. (2013). Solar PV-Wind Hybrid Power. Generation System. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 2(11), 5350-5354.
- [23] Farret, F., & Simoes, M. (Inc. IEEE PRESS, 2006). Integration of Alternative Sources of Energy. New Jersey: John Wiley and Sons.
- [24] Fien, J.; Maclean, R.; Park, M.G. (ed.). Work, Learning and Sustainable Development: Opportunities and Challenges. Dordrecht: Springer, 2008. 552 p. ISBN 9781402081934
- [25] Kavita Sharma, Prateek Haksar / International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA) ISSN: 2248-9622 Vol. 2, Issue 1, Jan -Feb 2012, pp.812-815. Designing of Hybrid Power Generation System using Wind energy - Photovoltaic Solar energy-Solar energy with Nanoantenna
- [26] Ođuz, Y., Ođuz H., Yabanova, I., Oguz, E., & Kýrkbađ, A. (2012). Efficiency Analysis of Isolated Wind-Photovoltaic Hybrid Power System with Battery Storage for Laboratory General Illumination for Education Purposes. International journal of renewable energy research, 2(3), 440-445.
- [27] Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020
- [28] L. Niblick, Adam. Experimental and Analytical Study of Helical Cross-Flow Turbines for a Tidal Micropower Generation System. Trabajo fin de master, University of Washington, 2012.
- [29] Ragheb, Magdi, M. Ragheb, Adam. Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio. University of Illinois, USA.
- [30] R. Eldridge, Frank. Wind Machines, 1982. ISBN 9780442221942.
- [31] Paraschivoiu, Ion. Wind Turbine Design: With Emphasis on Darrieus Concept. Presses inter Polytechnique, 2002.

- [32] <http://recuerdosdepondora.com/historia/inventos/historia-de-la-energia-solar/>
- [33] <http://www.sitiosolar.com/Lahistoriadelaenergiasolarfotovoltaica.htm>
- [34] Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (COIT). Energía Solar Fotovoltaica. ISBN 9788493504960.
- [35] Czochralski Crystal Growth Method. http://h2g2.com/edited_entry/A912151
- [36] Saga, Tatsuo. Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. NPG Asia Materials (2010) 2, 96–102.
- [37] Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, Junta de Andalucía. Plan INFOCA, capítulo V: Análisis del riesgo.
- [38] <http://www.raspberrypi.com/>
- [39] <http://www.instructables.com/id/Raspberry-Pi-as-low-cost-HD-surveillance-camera/>
- [40] <https://www.raspberrypi.org/products/raspberry-pi-3-model-b/>
- [41] <https://www.kickstarter.com/projects/udoo/udoo-x86-the-most-powerful-maker-board-ever?lang=es>
- [42] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Cobertura de banda ancha en España en el primer trimestre de 2015
- [43] <https://www.comparaiso.es/manuales-guias/internet-rural>
- [44] Berrocal, Juan, Cabral, Paul, Dolan, Brian and Tangredi, Michael. Design of a Vertical Wind Turbine to Power LED Street Lights
- [45] Datos históricos AEMET para la estación meteorológica del Aeropuerto de San Javier. <http://datosclima.es/Aemethistorico/Viento.php>
- [46] Gorlov, Alexander. Development of the helical reaction turbine. Northeastern University. August, 1998.
- [47] U.K. Saha, S. Thotla, D.Maity. Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics (JWEIA), 2008.
- [48] N.H. Mahmoud, A.A. El-Haroun, E. Wahbaa, M.H. Nasef. An experimental study on improvement of Savonius rotor performance. Alexandria Engineering Journal, 2012
- [49] A.J. Alexander, B.P. Holownia. Wind tunnel tests on a Savonius rotor, Journal of Industrial Aerodynamics 3 (1978) 343–351.
- [50] F. Nobuyuki. On the torque mechanism of Savonius rotors, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 40 (1992) 277–292.

- [51] B.F. Blackwell, R.E. Sheldahl, L.V. Feltz. Wind Tunnel Performance Data for Two- and Three-bucket Savonius Rotors. Sandia Laboratories, 1977.
- [52] Akwa, J.V. et al. Discussion on the verification of the overlap ratio influence on performance coefficients of a Savonius wind rotor using computational fluid dynamics. *Renewable Energy* 38 (2012) 141-149.
- [53] Ushiyama, I., Nagai, H., Mino, M. The optimum design configurations of Savonius wind turbines. *Proceedings of the Seventeenth Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1982, vol. 1, pp. 2096–2101.*
- [54] P.N. Shankar, Development of vertical axis wind turbines. *Proc. Indian Acad. Sci., vol. C 2, Pt. 1, March 1979, pp. 49–66.*
- [55] Rolffot Feliciano, Natanael. Trabajo Fin de Máster: Comparación de aerogeneradores de eje horizontal y vertical mediante estudio experimental. Universidad Politécnica de Cartagena, 2014.
- [56] Apuntes de la asignatura Ingeniería de Fluidos y Máquinas Hidráulicas, tercer curso del Grado en Ingeniería Mecánica.
- [57] Martín R., Patricia, et al. Utilización de anemómetro de hilo caliente a temperatura constante para mediciones de velocidad de aire en túnel de viento. *Ingeniería Electrónica, Automática y Comunicaciones. 2014, vol. 35, no 1, p. 78-92.*
- [58] B.D. Altan, M. Atılgan. An experimental study on improvement of a Savonius rotor performance with curtaining. *Experimental Thermal and Fluid Science* 32 (2008) 1673–1678.
- [59] Alonso Abella, Miguel, CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). Dimensionado de sistemas fotovoltaicos, Master en Energías Renovables y Mercado Energético, Escuela de Organización Industrial, 2005.
- [60] Alcor Cabrerizo, Enrique. Instalaciones solares fotovoltaicas, Editorial Progensa, 2008. ISBN 9788495693457
- [61] Pareja Aparicio, Miguel. Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Colección Nuevas Energías, Editorial Marcombo. ISBN 9788426715968