



UNIVERSIDAD DE ALMERÍA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y FACULTAD DE CIENCIAS
EXPERIMENTALES

TITULACIÓN DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ESP. MECÁNICA

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL AUTOABASTECIMIENTO
ELÉCTRICO DE UNA INFRAESTRUCTURA LINEAL
MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA. EJEMPLO: TRAMO DE
AUTOVÍA ALMERÍA-ROQUETAS DE MAR**

El alumno:

Lucía Gómez Aguilar

Almería, Marzo de 2013

Directores:

Francisco Javier Garrido Jiménez

Juan Antonio Martínez Lao

Resumen

El presente trabajo tiene por objeto analizar la viabilidad de autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica en sustitución de las fuentes convencionales actuales.

Se busca un sistema limpio y fiable que permita el correcto funcionamiento de la infraestructura proveyéndola de energía eléctrica de forma continuada y sin cortes en el suministro.

Debido a la distancia existente entre las centrales eléctricas y los puntos de consumo (en este caso una carretera) es necesaria una gran cantidad de infraestructura para generar una pequeña cantidad de energía eléctrica. Haciendo una infraestructura autosuficiente se conseguiría reducir la inversión y el coste actual.

El hecho de que la generación, transporte y uso de la energía sea una de las actividades del hombre con mayor repercusión negativa sobre el medio ambiente, hace interesante el uso de energías alternativas. No sólo contrarrestamos este efecto negativo gracias a que son un recurso limpio e inagotable que nos proporciona la naturaleza, sino que también favorecen el desarrollo tecnológico y la creación de empleo.

Por otro lado, las fuentes de energía convencionales presentan el inconveniente de que son finitas, llegando el momento en el que la demanda no pueda ser abastecida y el sistema colapse. Este hecho hace necesario un sistema de apoyo de generación de energía para así poder evitar este corte del sistema y alargar la vida de las fuentes de energía convencionales.

La energía eólica, así como otras energías renovables, ha experimentado en la última década un gran auge en España, algo que va extendiéndose al resto de países de la Unión Europea cada vez más concienciados de la importancia de las energías renovables como una fuente alternativa de energía. No sólo se han sumado al reto los países de la Unión Europea, sino todos aquellos acogidos al Protocolo de Kyoto, que a fin de reducir emisiones están potenciando la energía eólica como la fuente de energía renovable hoy día más viable para la generación eléctrica. España es en la actualidad el cuarto productor de energía eólica en el mundo, por detrás de Estados Unidos, Alemania y China.

Las características del sector eléctrico español así como un marco legal favorable, una tecnología propia y un alto potencial eólico dentro de nuestro territorio, hacen que la perspectiva de crecimiento en este tipo de energía siga siendo favorable durante los próximos años.

España dispone de tecnología propia para el sector y cada vez son mayores los avances en cuanto a eficiencia de los aerogeneradores, son más capaces de aprovechar la energía de los vientos menos intensos, lo que amplía las posibles ubicaciones de parques eólicos permitiendo una expansión grande del sector.

La energía eólica es la tercera fuente de generación eléctrica en España, por detrás del gas y la nuclear. En el año 2011, cubrió el 15,75 % de la demanda eléctrica del país, siendo la potencia instalada a finales de este mismo año de 21.673 MW. Actualmente cubre las necesidades de electricidad de más de 10 millones de hogares y evita la emisión de unos 22 millones de toneladas de CO₂.

El gran crecimiento que ha sufrido este tipo de energía durante estos últimos años en España hace que sea un campo de interés a investigar y desarrollar en este trabajo.

En el trabajo se estudia el uso de la energía eólica como sistema de generación de electricidad en un sistema autosuficiente. Para ello se escoge un tramo de autovía. Su situación, alejado de núcleos urbanos y cercano a la costa, hace idónea esta idea. La velocidad del viento se ve incrementada en la costa y el ruido de los aerogeneradores será menos notorio alejado de la ciudad.

Se analizarán los diferentes sistemas de abastecimiento eléctrico con energía eólica realizados hasta ahora. Una vez analizadas todas las alternativas se escogerá la más favorable a implantar en la carretera, según las características de ésta, la cual se desarrollará para comprobar la viabilidad de abastecerla mediante energía eólica.

Índice general

Capítulo 1. Interés y objetivos	15
1.1. Interés	15
1.2. Objetivos	16
1.3. Alcance	17
Capítulo 2. Revisión bibliográfica	18
2.1. Consideraciones históricas sobre la explotación del viento	18
2.1.1. Tratado de Kyoto	24
2.1.2. Eólica en España	26
2.1.3. Eólica mundial	29
2.2. El aerogenerador	30
2.2.1. Conceptos de diseño de aerogeneradores	32
2.2.2. Componentes de un aerogenerador	36
2.2.3. Los aerogeneradores y el medio ambiente	47
2.3. Tipos de aerogeneradores	48
2.3.1. Clasificación de aerogeneradores atendiendo al tipo de eje	48
2.3.2. Clasificación de aerogeneradores atendiendo a la orientación respecto al viento	51
2.3.3. Clasificación de aerogeneradores atendiendo al número de palas	52
2.3.4. Clasificación de aerogeneradores atendiendo a cómo se redireccionan respecto al viento	53
2.4. Experiencias previas	53
2.4.1. Aprovechamiento de energía para suministro de la propia infraestructura	54

2.4.2. Aprovechamiento de energía para suministro general	61
2.4.3. Aprovechamiento de energía tanto para suministro propio de la infraestructura como para suministro general	62
Capítulo 3. Planteamiento del problema. Alternativas	64
3.1. Planteamiento del problema	64
3.2. Situación actual	65
3.2.1. Elementos de la carretera	66
3.2.2. Potencia instalada	70
3.2.3. Suministro actual de la carretera	71
3.3. Estudio de alternativas	73
3.3.1. Aerogeneradores en mediana	73
3.3.2. Postes de luz con aerogeneradores verticales	74
3.3.3. Estructuras similares a las de los paneles informativos pero con turbinas eólicas	75
3.3.4. Túnel como turbina de energía eólica modular	77
3.3.5. Aerogeneradores en postes eléctricos	78
3.3.6. Turbinas eólicas integradas en una estructura entre los pilares de los puentes	78
Capítulo 4. Desarrollo de la alternativa elegida	80
4.1. Evaluación del potencial eólico	80
4.1.1. Recursos eólicos	80
4.1.2. Caracterización energética	82
4.1.3. Energía del viento	86
4.1.4. Estudio del recurso eólico en el tramo de carretera	89
4.2. Disposición de los aerogeneradores	95

4.3. Producción energética de la instalación	100
4.3.1. Energía instalada	100
4.3.2. Energía producida	100
4.3.3. Sistema de producción de energía de apoyo	103
4.4. Análisis de costes	103
4.4.1. Rentabilidad de la instalación	104
4.4.2. Criterios de rentabilidad	106
4.5. Instalación eléctrica	108
4.5.1. Instalaciones	108
4.5.2. Subestación de transformación	109
4.4.3. Líneas de los aerogeneradores de BT	110
4.5.4. Líneas de interconexión de MT	113
4.5.5. Comunicaciones por fibra óptica	114
4.5.6. Red de tierras	115
Capítulo 5. Resultados	116
Capítulo 6. Resumen y conclusiones	123
Referencias	126
Referencias bibliográficas	126
Referencias web	126
Anexo A. Análisis de viento	128
A.1. Distribución de la dirección del viento	128
A.2. Energía del viento	130
A.3. Distribución de la velocidad del viento	132

A.4. Horas de viento equivalente anual	140
Anexo B. Cálculo de la producción energética de la instalación	141
B.1. Energía instalada en el tramo de carretera	141
B.2. Energía producida por la instalación	141
B.3. Sistema de producción de energía de apoyo	146
Anexo C. Costes de la instalación	151
Anexo D. Evaluación financiera	155
D.1. Inversión	155
D.2. Financiación, condiciones del préstamo y amortización	155
D.3. Operación y mantenimiento	156
D.4. Vida útil	156
D.5. Rentabilidad de la instalación	156
D.6. Criterios de rentabilidad	158
Anexo E. Cálculos con DmElect	161
Anexo F. Datos de viento	177
Anexo G. Datos técnicos del aerogenerador	187
Anexo H. Planos	190

Índice de figuras

Figura 2.1. Molino Persa	18
Figura 2.2. Primer aerogenerador	19
Figura 2.3. Primer aerogenerador de corriente alterna	20
Figura 2.4. E-112: aerogenerador más grande del mundo	22
Figura 2.5. Evolución de los aerogeneradores, periodo 1985-2005 (Martínez, 2008)	23
Figura 2.6. Tendencia. Negro: EEUU, Azul: Europa, Rojo: Mundo	25
Figura 2.7. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España (Asociación Empresarial Eólica AEE)	28
Figura 2.8. Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas (Asociación Empresarial Eólica AEE)	28
Figura 2.9. Evolución acumulada de la potencia eólica mundial entre 1997 y 2010	29
Figura 2.10. Top 10 potencia eólica acumulada instalada (Asociación Mundial de Energía Eólica WWEA)	30
Figura 2.11. Aerogenerador	31
Figura 2.12. Representación de tubo de corriente y disco actuador	32
Figura 2.13. Curva de Glauert. Comparativo de coeficientes de rendimiento teórico y real de rotores eólicos	35
Figura 2.14. Conversión de energía en un aerogenerador	36
Figura 2.15. Componentes de un aerogenerador	37
Figura 2.16. Configuración de turbinas de eje horizontal	38
Figura 2.17. Imágenes del buje	39
Figura 2.18. Forma geométrica de la punta de pala	40
Figura 2.19. Imágenes del freno mecánico	41

Figura 2.20. Caja multiplicadora	42
Figura 2.21. Torre de acero tubular (izquierda) y torre de celosía (derecha)	43
Figura 2.22. Izamiento de torre tubular de acero	43
Figura 2.23. Mecanismo de orientación	44
Figura 2.24. Generador eléctrico	45
Figura 2.25. Góndola	46
Figura 2.26. Imágenes del controlador electrónico	46
Figura 2.27. Unidad de refrigeración	47
Figura 2.28. Aerogenerador de eje vertical	49
Figura 2.29. Imágenes aerogeneradores tipo Darrieus	49
Figura 2.30. Aerogenerador tipo Savonius	50
Figura 2.31. Aerogenerador de eje horizontal	50
Figura 2.32. Panel fotovoltaico de Solar Roadway	54
Figura 2.33. Primer túnel ferroviario solar	55
Figura 2.34. Señales luminosas con panel solar	56
Figura 2.35. Propuesta de aerogeneradores en mediana	57
Figura 2.36. Turbine Light	58
Figura 2.37. Turbinas eólicas verticales	59
Figura 2.38. CitySpeed	60
Figura 2.39. T-Box	61
Figura 2.40. Aerogeneradores en poste eléctrico	61
Figura 2.41. Prototipo de Solar Wind	63
Figura 3.1. PMV (mensajes)	67
Figura 3.2. CO(señalización)	67
Figura 3.3. Semáforos en la carretera	68
Figura 3.4. Semáforos a la entrada del túnel	68

Figura 3.5. Entrada túnel	69
Figura 3.6. Puesto SOS	69
Figura 3.7. Opacímetro	70
Figura 3.8. Potencia instalada por puntos kilométricos	71
Figura 3.9. Transformador tramo carretera	72
Figura 3.10. Esquema instalación eléctrica	72
Figura 3.11. Consumo individual elementos del tramo	73
Figura 3.12. Esquema aerogeneradores en mediana	74
Figura 3.13. Esquema aerogeneradores en postes	75
Figura 3.14. Esquema aerogeneradores en estructuras	76
Figura 3.15. Esquema aerogeneradores en túnel	77
Figura 3.16. Esquema aerogeneradores horizontales	78
Figura 4.1. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento	81
Figura 4.2. Mapa eólico europeo. Recursos eólicos a 50 m sobre el nivel del mar (Mur, 2006)	82
Figura 4.3. Tipos de rosas de los vientos	84
Figura 4.4. Histograma de velocidades de viento (Cal Herrera, 2006)	85
Figura 4.5. Distribución de probabilidad de Weibull	85
Figura 4.6. Variación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de la velocidad del rotor λ	87
Figura 4.7. Situación de la carretera (Google maps)	90
Figura 4.8. Rosa de los vientos	93
Figura 4.9. Distribución Weibull para el tramo de carretera	93
Figura 4.10. Distribución Weibull para el nivel de energía	94
Figura 4.11. Plano de localización general del tramo de carretera	95
Figura 4.12. Puente de San Telmo	96

Figura 4.13. Puente de La Garrofa	97
Figura 4.14. Puente de El Palmer	97
Figura 4.15. Esquema de la instalación en el puente de El Palmer	98
Figura 4.16. Esquema de la instalación en el puente de La Garrofa	99
Figura 4.17. Esquema de la instalación en el puente de San Telmo	99
Figura 4.18. Reparto energético de un aerogenerador	101
Figura 4.19. Ingresos y costes anuales de la instalación según número de aerogeneradores	105
Figura 4.20. Centro de transformación	109
Figura 4.21. Esquema unifilar de la instalación eólica	111
Figura 4.22. Esquema de conexión con FO entre aerogeneradores	115
Figura 5.1. Ingresos y costes anuales de la instalación según número de aerogeneradores	119
Figura 5.2. Esquema unifilar de la instalación eólica	121
Figura A.1. Rosa de los vientos	130
Figura A.2. Histograma de velocidades para el tramo de carretera	132
Figura A.3. Distribución Weibull para el tramo de carretera	139
Figura A.4. Distribución Weibull para el nivel de energía	140
Figura B.1. Curva de potencia del aerogenerador	143
Figura B.2. Reparto energético de un aerogenerador	144
Figura B.3. Esquema unifilar de la instalación para eólica de pequeña potencia	148
Figura B.4. Esquema grupo electrógeno	150
Figura D.1. Ingresos y costes anuales de la instalación según número de aerogeneradores	158
Figura G.1. Curva de potencia del aerogenerador	189
Figura G.2. Curva de ruido del aerogenerador	189

Índice de tablas

Tabla 2.1. Evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2008 (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003)	23
Tabla 3.1. Tabla-resumen elementos carretera (Viasneco UTE)	66
Tabla 3.2. Potencia instalada elementos carretera	70
Tabla 3.3. Potencia instalada de cálculo elementos carretera	71
Tabla 3.4. Datos aerogenerador 0,15 kW	74
Tabla 3.5. Datos aerogenerador 0,5 kW	75
Tabla 3.6. Datos aerogenerador 1,5 kW	76
Tabla 3.7. Datos aerogenerador 0,3 kW	77
Tabla 3.8. Datos aerogenerador horizontal	79
Tabla 4.1. Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno	88
Tabla 4.2. Potencia instalada de los elementos de la carretera	100
Tabla 4.3. Producción de un aerogenerador	101
Tabla 4.4. Producción energética de la instalación según número de aerogeneradores	102
Tabla 4.5. Precios unitarios elementos de la instalación	104
Tabla D.6. Resultados estudio de rentabilidad	107
Tabla 4.7. Longitud de los tramos de línea de baja tensión	110
Tabla 4.8. Precio descompuesto de la línea de baja tensión	111
Tabla 4.9. Cuadro General de Mando y Protección	112
Tabla 4.10. Precio descompuesto de la línea de media tensión	113
Tabla 5.1. Potencia instalada de cálculo de los elementos de la carretera	116
Tabla 5.2. Datos generales del aerogenerador	117
Tabla 5.3. Producción de un aerogenerador	117

Tabla 5.4. Producción energética de la instalación	
según número de aerogeneradores	118
Tabla 5.5. Ingresos y gastos anuales de la instalación	
según número de aerogeneradores	119
Tabla 5.6. Resultados estudio de rentabilidad	120
Tabla A.1. Frecuencia distribución de velocidades	129
Tabla A.2. Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno	130
Tabla A.3. Resultados para la distribución Weibull	134
Tabla B.1. Potencia instalada elementos carretera	141
Tabla B.2. Curva de potencia del aerogenerador	142
Tabla B.3. Producción de un aerogenerador	143
Tabla B.4. Producción energética de un solo aerogenerador	145
Tabla B.5. Producción energética de la instalación	
según número de aerogeneradores	146
Tabla C.1. Coste de los aerogeneradores aplicando descuento	151
Tabla C.2. Precio descompuesto de la línea de media tensión	
subterránea	152
Tabla C.3. Precio descompuesto de la línea de media tensión	
subterránea	152
Tabla C.4. Costes de la instalación según número de	
aerogeneradores	153
Tabla C.5. Coste supuesto por la energía generada por	
la instalación	153
Tabla D.1. Ingresos y gastos anuales de la instalación	
según número de aerogeneradores	157
Tabla D.2. Resultados estudio de rentabilidad	160
Tabla E.1. Resultados líneas BT de la instalación	176

Tabla F.1. Datos de viento del último año en Almería	177
Tabla G.1. Tabla curva de potencia	188

Capítulo 1

Interés y objetivos

1.1. Interés

En los últimos años se está produciendo un cambio de paradigma en el modelo energético, una renovación de la estructura energética, un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento de las fuentes renovables.

A nivel mundial se está optando por un modelo energético que, garantizando la cobertura de las necesidades energéticas, resulte menos agresivo con el medio ambiente. Se está apostando por una introducción progresiva de las fuentes de energía renovables ya que se ha desarrollado una conciencia generalizada sobre la necesidad de protección del medio ambiente, a causa de los innumerables problemas ambientales que se venían detectando de manera alarmante: emisiones ácidas, derivados de la utilización masiva e incontrolada del carbón y petróleo; aumento del anhídrido carbónico atmosférico, cuya consecuencia más alarmante es el consiguiente incremento del efecto invernadero; disminución de la capa de ozono y otra serie de problemas, cuyas consecuencias podrían alterar gravemente tanto el clima como la calidad de vida en la Tierra.

La energía eólica representa, hoy día, una de las fuentes energéticas renovables más económicas y viables, con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura capaz de competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales.

En la última década se ha producido en España una expansión extraordinaria del aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad. La disponibilidad de zonas con potencial eólico estimable junto con las políticas de apoyo a las energías renovables, sobre todo a la eólica, han contribuido a un enorme desarrollo industrial y tecnológico de este sector.

Este gran crecimiento que ha sufrido la energía eólica durante estos últimos años hace que sea un campo de interés a seguir investigando y desarrollando.

Por otra parte las infraestructuras lineales han alcanzado un gran desarrollo. Cada vez son más complejas y presentan más elementos, los cuales consumen una cantidad importante de energía. Paneles informativos, alumbrado, señalización, túneles...son elementos de estas infraestructuras que consumen energía. Todos ellos son absolutamente necesarios para su correcto funcionamiento y en ningún caso deben fallar.

Actualmente todas ellas se abastecen mediante fuentes de energía convencionales (suministro eléctrico mediante redes de transporte externas hasta la propia infraestructura), haciéndose necesaria una gran cantidad de infraestructura para poco consumo.

La dificultad existente a la hora del transporte, transformación y distribución de la energía es uno de los principales problemas de este tipo de suministro. La distancia desde el punto de producción hasta el punto de consumo complica la instalación y el cableado es engorroso. A esto se le suma el costo del mantenimiento tanto de la red como de la infraestructura.

La gran carga que supone este tipo de infraestructura para la red y la complejidad de la instalación hacen que sea interesante estudiar una forma alternativa de abastecimiento.

Así como la situación actual de las infraestructuras lineales (forma, ubicación, etc.) hace que sea un buen campo de aplicación para el empleo de energías alternativas.

1.2. Objetivos

El objetivo de este trabajo es el de analizar la viabilidad de suministro mediante energías alternativas generadas en la propia infraestructura atendiendo a sus propias demandas. Es decir, se pretende analizar la autosuficiencia energética de la misma.

Se busca un sistema autosuficiente de generación y abastecimiento de energía viable que permita un correcto funcionamiento de la infraestructura lineal. Con esto se conseguiría el consecuente abastecimiento de la red eléctrica.

Se justificará que siempre se va a estar generando energía, por lo que son necesarios sistemas de generación de ésta distintos a los convencionales para evitar agotar los recursos actuales.

Concretamente se quiere analizar el suministro de la estructura mediante energía eólica. Con esto contribuimos al desarrollo de la explotación de este tipo de energía en España como fuente de generación de electricidad.

Aprovechar las estructuras existentes reduce el cableado de la instalación eléctrica, permitiendo un sistema más económico.

Otro objetivo más secundario es el de estudiar un sistema de generación de energía eólica diferente al tradicional, el campo eólico. La propia infraestructura se aprovechará para generar la energía eléctrica que necesita.

Con este nuevo sistema se pretende disminuir el impacto visual y conseguir una reducción de espacio notable al no tener que implantar un campo eólico.

Recapitulando, se busca proponer soluciones en el ámbito eólico generando un sistema estético que aproveche las infraestructuras existentes, siempre que sea viable económicamente.

1.3. Alcance

La finalidad del análisis de la viabilidad de suministro del tramo de autovía A-15 (Autovía del Mediterráneo) entre el punto kilométrico 435 (Almería) y el 429 (El Parador) mediante energías alternativas, concretamente la eólica, es la de sustituir la actual fuente convencional de energía por otra más limpia.

El propio autoabastecimiento de la infraestructura es un factor importante dentro del análisis que se va a realizar en este trabajo. La autosuficiencia de la infraestructura generaría un descongestionamiento de la red eléctrica beneficioso para ésta.

El análisis del consumo total del tramo de carretera escogido permitirá escoger la mejor forma de suministrar energía a todos los elementos de esta infraestructura.

El tramo de carretera escogido para realizar este análisis está situado al lado de la costa. Presenta la ventaja de que la velocidad del viento es mayor en la costa, por lo que la producción de energía se verá incrementada.

La provincia de Almería destaca por el elevado número de días de viento al año. Otro factor que hace idóneo el tramo elegido.

Atendiendo al factor medioambiental, el emplear una energía más limpia para la generación de electricidad reduciría las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

En resumen, se pretende conseguir una infraestructura que sea capaz de autoabastecerse mediante energía eólica y suministre energía a todos sus elementos.

Capítulo 2

Revisión bibliográfica

2.1. Consideraciones históricas sobre la explotación del viento

El viento es una fuente de energía gratuita, limpia e inagotable. A lo largo de los siglos ha tenido diversas funciones, dese impulsar barcos y mover molinos, hasta bombear agua y moler trigo.

Hacia el año 4500 a.C. los egipcios ya navegaban a vela, pero hasta el siglo 2 a.C., en el que Herón de Alejandría construyó una estructura para proporcionar aire a su órgano, no se tiene conocimiento del uso del viento mediante un molino.

Los molinos más antiguos, pertenecientes a la civilización Persa en el siglo 7 d.C., eran de eje vertical y se utilizaban para la molienda y bombeo de agua (figura 2.1). Posteriormente, a partir del siglo XIII, los molinos aparecieron y se extendieron por toda Europa, sobre todo en Bélgica y los Países Bajos.

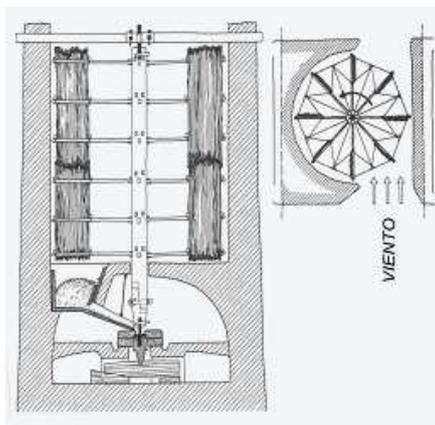


Figura 2.1. Molino Persa

El desarrollo de los molinos de viento se interrumpe con la revolución industrial. Se hace masiva la utilización del vapor, aparece la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. Es en la segunda mitad del siglo XIX cuando tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento: la aparición del popular modelo “multipala americano”. Este modelo, utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo el mundo, sentaría las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos.

El primer aerogenerador capaz de generar corriente continua fue fabricado por Charles Brush en los años 1886-1887 (figura 2.2). Tenía un rotor de 17 m de diámetro, estaba constituido por 144 palas de madera (multipala americano) y podía generar hasta 12 kW de potencia.



Figura 2.2. Primer aerogenerador

Fue entre las guerras mundiales cuando los aerogeneradores empezaron a aparecer con mayor frecuencia, como consecuencia de los progresos técnicos de las hélices de aviación y con ellas los proyectos de grandes aerogeneradores de dos o tres palas. La primera tendencia fue construir bipalas, ya que resultaban más económicas. Incluso se pensó en utilizar una única pala equilibrada con un contrapeso.

Actualmente predominan los molinos tripalas. Estos aerogeneradores giran más rápidamente que los multipalas americanos, lo que constituye una ventaja cuando se trata de alimentar máquinas de gran velocidad de rotación como los alternadores eléctricos. Adicionalmente los estudios aerodinámicos revelaron que el tripala es el compromiso adecuado en cuanto a precio y estabilidad en la rotación del rotor.

En 1925 el finés J. Savonius fue el primero en estructurar el rotor vertical en la generación eléctrica, el cual deriva indirectamente del primer molino de viento utilizado por la civilización Persa en el año 600 d.C. En la actualidad es una solución interesante sobre todo en la conversión a energía mecánica.

Más exitoso fue el rotor de eje vertical patentado en 1931 en EEUU por el ingeniero francés Darrieus, que luego cayó en un olvido casi total. Su estudio volvió a iniciarse en Canadá en 1973 y en Estados Unidos a partir de 1975 ya que estas máquinas, de 1 a 60 kW, podían construirse a precios inferiores al de los molinos de viento clásicos de eje horizontal. En EEUU, los laboratorios

Sandia en Albuquerque (Nuevo México) estudiaron y comercializaron los molinos de viento Darrieus.

En Crimea (Rusia), frente al mar muerto, en 1931 se puso en funcionamiento un aerogenerador de 30 metros, que tenía que proporcionar 100 kW a la red de Sebastopol. El promedio durante dos años fue de 32 kW.

En 1941 la NASA construyó un bipala de 53 m de diámetro, previsto para una potencia máxima de 1250 kW que se instaló en Vermont, en el nordeste de EEUU. Las primeras pruebas, iniciadas en octubre de 1941, continuaron durante unos 15 meses. Un pequeño accidente en 1943 bloqueó la máquina durante dos años, debido a que las dificultades ligadas a la guerra retrasaron la fabricación de piezas nuevas. Vuelto a poner en marcha, el aerogenerador proporcionó energía al sector durante veintitrés días, luego se rompió una de las palas y se abandonó el proyecto.

En 1956, en Dinamarca, se construyó el primer aerogenerador de corriente alterna: el Gedser (imagen 2.3). Tenía muchas innovaciones tecnológicas, no sólo en lo que concierne a la generación de electricidad, sino también en el campo de la aerodinámica y sistema de control (frenos aerodinámicos y regulación por pérdida de velocidad).



Figura 2.3. Primer aerogenerador de corriente alterna

En 1975 se pusieron en servicio los aerogeneradores Mod-0 con unas palas de metal con un diámetro de 38 m, produciendo 100 kW. En 1977 se construyó el Mod-0A que tenía 200 kW. La General Electric terminó el bipala Mod-1 en 1978 que con un diámetro de 60 m acciona un alternador de 2 MW.

En Francia, un vasto programa patrocinado por la Electricité de France, realizó un estudio del viento en todas las regiones y construyó varios grandes aerogeneradores experimentales. El aerogenerador "Best-Romani" tripala de 30 m de diámetro con capas de aleación ligera fue instalado en Nogent le Roy (Beauce). Podía proporcionar 800 kW a la red con un viento de 60 Km/h. Esta máquina experimental aportó, entre 1958 y 1962, mucha información sobre su funcionamiento en condiciones reales de explotación. La compañía Neyrpic instaló en Saint Rémy des Landes (Manche) dos aerogeneradores de tres palas. El primero de 21 m de diámetro que producía 130 kW de potencia, funcionó hasta marzo de 1966. El otro, de 35 m, previsto para producir 1000 kW, proporcionó una potencia satisfactoria durante las pruebas, pero a la ruptura de un palier en 1964 hizo que se abandonase el programa de estudios.

Los primeros grandes aerogeneradores se encuentran en los Estados Unidos, donde ya en 1941 había uno cuya hélice pesaba 7000 kg y tenía un diámetro de 53 m. Desde 1973, y bajo la responsabilidad de la NASA, los Estados Unidos reanudaron la construcción de aerogeneradores gigantes. Los dos más grandes miden 61 y 91 m de diámetro y funcionan desde 1978 en Boone (Ohio) y Barstow (California). Producen de 2000 a 2500 kW de electricidad respectivamente.

El bajo precio del petróleo determinó entonces la suspensión total de los grandes proyectos en todo el mundo. Pero en la década de los setenta, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inició una nueva etapa en el aprovechamiento de la energía eólica. Las aplicaciones de las modernas tecnologías, y en especial de las desarrolladas para la aviación, dieron como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas muy perfeccionadas que permitieron su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica, en zonas de potencial eólico elevado. En aquel momento se estimaba, en efecto, que esta energía renovable podría proporcionar energía a las redes eléctricas a un precio igual o inferior al de las centrales térmicas. Ello sería pronto una realidad con la puesta en servicio de grandes aerogeneradores que producirían potencias eléctricas comprendidas entre 2 y 5 MW. Hay que considerar que eran tiempos en que se empezaba a tomar en serio el hecho de que los yacimientos petrolíferos no durarían eternamente.

Hasta la fecha el aerogenerador instalado más grande es el E-112 de la empresa alemana Enercon (imagen 2.4). Es un aerogenerador de eje horizontal con un rotor de 112 m de diámetro y puede generar una potencia de 4,5 MW. Su generador es de tipo sincrónico especialmente dimensionado para

evitar la utilización de una caja mecánica amplificadora de RPM (revoluciones por minuto). Evitar esta componente mecánica es ventajoso por la mejora sustancial de la eficiencia global del aerogenerador en la conversión de energía.



Figura 2.4. E-112: aerogenerador más grande del mundo

Los factores de disponibilidad de máquina, que en las primeras generaciones de aerogeneradores raramente sobrepasaban el 60 % (debido a mantenimiento y averías), hoy son superiores al 95 % en los nuevos aerogeneradores, alcanzándose el 98 % en los modelos más fiables.

La energía eólica representa hoy día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura. Asimismo, es totalmente competitiva con otras fuentes tradicionales de producción energética.

El espectacular desarrollo experimentado en el aprovechamiento de la energía eólica en la última década ha sido posible gracias a la existencia de programas nacionales y supranacionales de investigación y desarrollo (CEE, AIE).

En la siguiente tabla se presenta una comparativa entre las tecnologías utilizadas en las instalaciones eólicas de finales del siglo XX con los actuales aerogeneradores.

	1985	1995	2008
Diámetro rotor (m)	15	40	72
Altura torre (m)	20	40	62
Potencia nominal (KW)	55	500	1500
Producción anual (MWh)	110	1451	4560
Peso total (t)	12	50	84
Coste estimado (€)	66600	450000	900000
Producción/Área barrida (MWh/m²)	0.621	1.155	1.16
Peso palas/Área barrida (Kg/m²)	1,6	1.2	1.09
Peso góndola/Área barrida (kg/m²)	31	18	10
Peso total/Área barrida (Kg/m²)	68	40	17
Coste /Potencia instalada (€/KW)	1212	900	600

Tabla 2.1. Evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2008 (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003)

La figura 2.5 muestra la evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2005.



Figura 2.5. Evolución de los aerogeneradores, periodo 1985-2005 (Martínez, 2008)

Agredando las actuales protestas ambientalistas, las soluciones energéticas tradicionales de fuerte impacto ambiental y las impopulares centrales nucleares han sido frenadas en la construcción de nuevas instalaciones por parte de la población.

Como se verá a continuación, estos factores medioambientales están definiendo la tendencia de la política energética mediante tratados globales como el de Kyoto, el cual intenta reducir las emisiones de gases responsables del sobre calentamiento del globo terrestre.

2.1.1. Tratado de Kyoto

El tratado de Kyoto es un acontecimiento clave en el desarrollo de la energía eólica por la fuerte preocupación del sobre calentamiento global.

En la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC) de 1992 se definió la legislación internacional relacionada con los Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los cuales se basan en reducir emisiones o capturar carbono. En 1997 se realizó la tercera conferencia de las partes de CMCC, la cual tuvo lugar en Kyoto, donde se especificó el marco jurídico aplicable y se incluyen las decisiones adoptadas por las diferentes partes, que contemplan guías técnicas y de procedimiento.

Este fenómeno es el resultado de los gases invernadero que crean una capa capaz de retener radiaciones y, por ende, generar un aumento de la temperatura promedio de la tierra. El sobrecalentamiento es responsable de cambios climáticos que conllevan desastres colosales en todo el mundo.

Establecido en 1997, el Protocolo de Kyoto es un tratado internacional cuyo objetivo principal es lograr que entre los años 2008 y 2012 los países disminuyan sus emisiones de gases de efecto invernadero a un 5 % menos del nivel de emisiones del año 1990.

Si un país fallara en cumplir este mandato podría ser forzado a reducir su producción industrial. Si bien en sus inicios el Protocolo carecía de especificidades, a partir de las reuniones negociadoras de Marruecos a fines del año 2001 se definieron cinco puntos principales: compromisos legalmente vinculantes para países desarrollados; métodos de implementación del Protocolo diferentes de la reducción de emisiones (implementación conjunta); minimización de impacto en países en desarrollo (incluyendo asistencia en diversificar sus economías); reportes y revisiones por un equipo de expertos y cumplimiento evaluado por un comité.

El gas más importante, por lo menos considerando volumen de emisión, es el dióxido de carbono. La relación entre las emisiones y la generación de energía

reside en el hecho que todas las centrales térmicas, exceptuando la geotérmica y la nuclear, emiten grandes cantidades de CO₂.

Tomando muy seriamente la ratificación del tratado de Kyoto, la CEE (Comunidad Económica Europea) ha invertido mucho esfuerzo en la tarea de reducción de emisiones instalando aerogeneradores para explotar el recurso eólico. El crecimiento del parque generador eólico en los últimos años ha sido exponencial y esto es fácilmente apreciable en la figura 2.6. En él se puede apreciar el paulatino incremento de la potencia instalada en EEUU, esto puede ser visto como una falta de interés sobre la energía eólica por parte de este país con respecto al gigantesco esfuerzo realizado por la CEE. Este desinterés se manifiesta concretamente en la negación a ratificar el Protocolo de Kyoto. Para EEUU la reducción de emisiones no es prioritaria y por lo tanto la generación eólica tampoco. Aún así, EEUU sigue siendo uno de los países con una importante potencia instalada en aerogeneradores pero no tiene particular incidencia considerando la magnitud de su sistema interconectado.

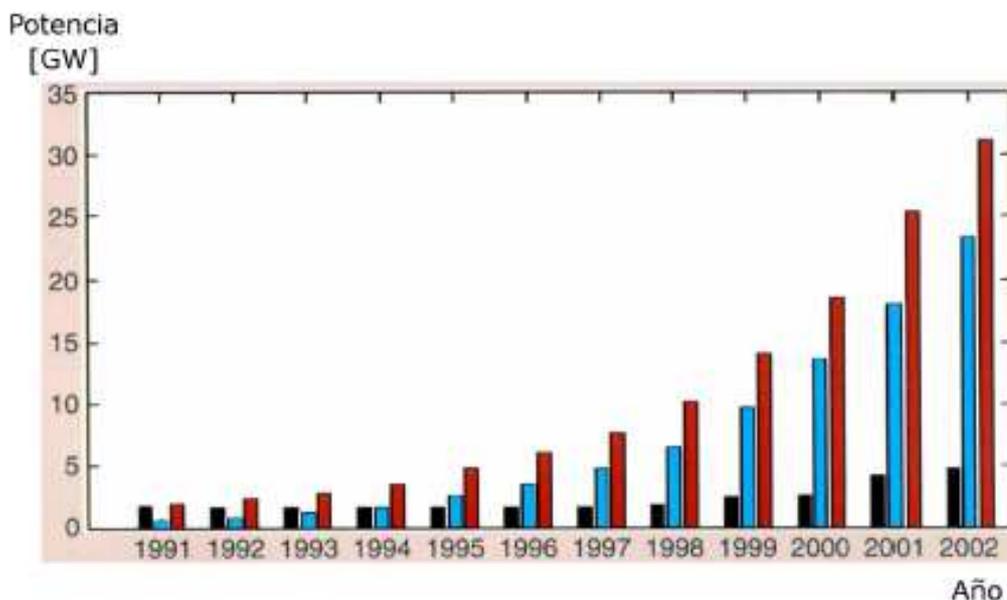


Figura 2.6. Tendencia. Negro: EEUU, Azul: Europa, Rojo: Mundo

Respecto a las otras energías renovables, la que se obtiene del viento es la que ha tenido mayor éxito en cuanto a su aplicación y expansión. Se sigue invirtiendo en investigación y siguen apareciendo aerogeneradores siempre más grandes. Se resuelven problemas técnicos de contaminación acústica y se implementan granjas eólicas de centenares de MW de potencia en el mar (donde se encuentran condiciones de viento más favorables), donde no se sacrifica superficie continental y la contaminación visual no agrede a la población.

La tecnología que envuelve la generación eólica es la que ha tenido el más rápido crecimiento dentro de las energías renovables.

2.1.2. Eólica en España

En 1979 el Ministerio de Industria y Energía, a través de Estudios de la Energía, puso en marcha un programa de investigación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica y su conversión en electricidad.

En 1978 se crea el programa de desarrollo una aeroturbina de 100 KW, con una velocidad de 12 m/s, el cual es financiado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Su objetivo era facilitar el proyecto de grandes aerogeneradores con potencias del orden del MW. La maquina estaba formada por una aeroturbina de eje horizontal con tres palas de fibra de vidrio y poliéster de 20 metros de diámetro. Para su emplazamiento se hizo un estudio previo de las curvas de potencial eólico en España, realizado en el Instituto de Técnica Aeroespacial (INTA).

Los trabajos financiados por el Ministerio a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), realizados entre 1981 y 1986, logran la creación de un embrión industrial nacional basado en ese momento en aeroturbinas de pequeño (20 KW a 100 KW) y medio tamaño (100 KW a 500 KW). El Plan de Energías Renovables de 1986 (PER-86) marcó directrices que favorecieron la instalación de los primeros parques eólicos, de unos 300 KW, creados por la colaboración entre el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDEA-MICT), Comunidades Autónomas, compañías eléctricas y empresas privadas. En 1988 se inició el segundo Plan de Energías Renovables (PER-89) que estableció criterios de competitividad en los que se atendía más a los aspectos productivos, precio y calidad, que a las subvenciones directas para el desarrollo tecnológico.

El progreso de la tecnología nacional permitió tener en 1990 cuatro parques operativos de un total de ocho aeroturbinas, mientras la industria nacional lograba máquinas competitivas que superaban los 100 KW, precursoras de los actuales parques eólicos.

El nivel tecnológico logrado tras esa época, junto con la producción eléctrica, situaron en la década de los noventa a nuestro país en el cuarto lugar en Europa, lo cual totalizó un 25 % de la potencia mundial, siendo el resto prácticamente en EE.UU.

En agosto de 2005 el Gobierno aprobaba el Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, un nuevo texto que revisaba el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, para reconducir los esfuerzos estatales por alcanzar un objetivo común en la Unión Europea: que

las fuentes renovables contribuyan con un mínimo del 12 % al consumo nacional bruto de energía en 2010 (tal y como propuso en 1997 el Libro Blanco de las energías renovables de la Comisión Europea).

La revisión de la planificación anterior venía justificada, en la mayoría de los casos, por el insuficiente desarrollo de las fuentes renovables logrado hasta la fecha, pero no así con la eólica, donde se daba justo el extremo opuesto: con el sector de los aerogeneradores era necesario replantearse los objetivos fijados para el 2010, simplemente porque seis años antes de llegar a esa fecha prácticamente estaban conseguidos. En concreto, el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010 se proponía lograr que en 2010 la energía eólica alcanzase una producción anual media de 1.852.000 toneladas equivalentes de petróleo (tep), pero a finales de 2004 ya proporcionaba para un año medio 1.683 Ktep.

Con la aprobación del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, el objetivo era sumar en los próximos cinco años 12.000 nuevos megavatios instalados a los 8.155 que ya había acumulados en el país hasta finales de 2004, es decir, llegar en 2010 a los 20.155 MW, una meta impensable hace no mucho.

Si se consiguiese el objetivo de 20.155 MW marcado por el PER, en 2010 el parque eólico español generaría unos 45.500 GWh anuales de energía eléctrica y evitaría la emisión a la atmósfera de entre un mínimo de 16,9 y un máximo de 43,7 millones de toneladas de CO₂, según la materia prima utilizada (ciclo combinado con gas natural o central térmica de carbón, respectivamente). Para ello, el documento gubernamental calcula que se necesitará una inversión acumulada en moneda corriente de 11.756 millones de euros para el período 2005-2010, que se espera procedan en su totalidad de la iniciativa privada, ya sea como financiación propia o ajena (en su mayor parte), dado el grado de madurez y los resultados demostrados por este sector.

Durante 2008 se instalaron en España 1.609 MW eólicos con lo que la potencia acumulada a uno de enero de 2009 es de 16.740 MW, lo que supone que en los últimos cinco años se habían instalado en España 10.532 MW, según el Observatorio Eólico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que recoge los datos facilitados por sociedades propietarias y fabricantes y que son contrastados con las administraciones autonómicas.

En 2010 se alcanzó una producción primaria de 3.759 ktep, con una producción de 43.708 GWh. La aportación de electricidad de origen renovable al consumo bruto de electricidad en 2010 fue de un 33,3 %, frente al 17,9 % de aportación que hubo en el año 2004.

En la figura 2.7 se puede ver la evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España entre 1998 y 2011.

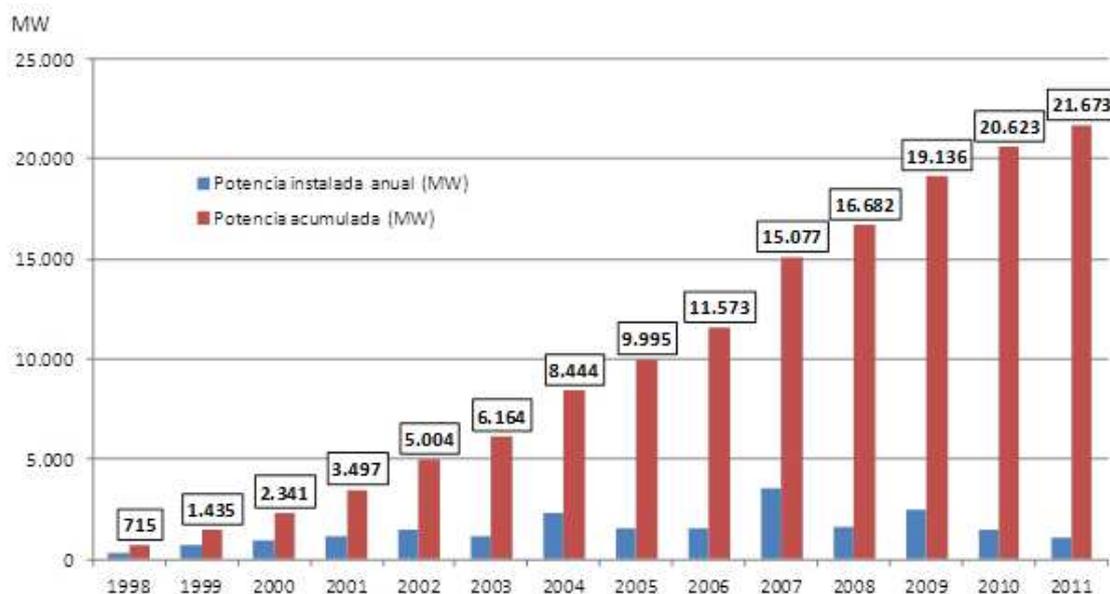


Figura 2.7. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España (Asociación Empresarial Eólica AEE)

Por Comunidades Autónomas, Castilla y León lidera el ranking con 5.233,01 MW, seguida de Castilla - La Mancha con 3.736,79 MW, que se sitúa por delante de Galicia, que a su vez llega a los 3.272,17 MW.

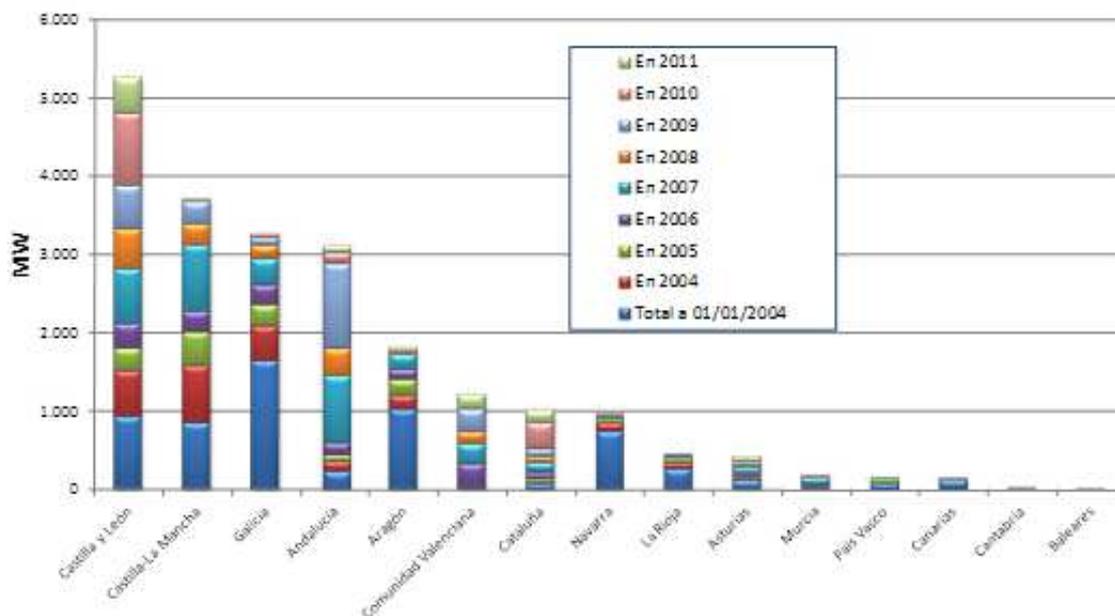


Figura 2.8. Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas (Asociación Empresarial Eólica AEE)

2.1.3. Eólica mundial

Al finalizar 2004 la potencia eólica instalada en el conjunto del planeta se situaba aproximadamente en 47.200 MW. Esto suponía un nuevo récord de crecimiento anual, con 7.700 MW nuevos instalados durante el año 2004. Pero, sobre todo, confirmaba un cambio significativo en el desarrollo de esta industria: la globalización de la energía eólica. La industria eólica internacional está adoptando una visión muy positiva del desarrollo del mercado eólico mundial de cara a los próximos años. Para el año 2012, se esperaba que la potencia instalada a nivel global alcanzase los 208.000 MW, frente a los 120.791 MW registrados a finales del 2008.



Figura 2.9. Evolución acumulada de la potencia eólica mundial entre 1997 y 2010

Si bien la Unión Europea (UE) representa el 55 % de toda la potencia instalada en el mundo, lo cierto es que el aprovechamiento energético del viento ha dejado de ser cuestión de un único continente. Mientras que en 2003 fueron diez los países que construyeron parques eólicos por encima de los 100 MW, en 2004 esta lista aumentaba a 19, de los cuales 9 eran no europeos. Del mismo modo, el continente asiático poseía ya el 10 % de la potencia eólica instalada.

En lo que respecta al ranking mundial, los cinco países del mundo con más potencia eólica acumulada a finales de 2004 volvían a ser: Alemania (16.630 MW), España (8.155 MW), EE.UU. (6.750 MW), Dinamarca (3.120 MW) e India (3.000 MW). Debido a la globalización de la energía, este

ranking ha cambiado a lo largo de los últimos cinco años, siendo en la actualidad China el país que lo lidera, seguido de Estados Unidos, Alemania y España.



Figura 2.10. Top 10 potencia eólica acumulada instalada (Asociación Mundial de Energía Eólica WWEA)

2.2. El aerogenerador

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica).

La función de este elemento es transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. La fuerza del viento mueve las aspas del aerogenerador, convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional. Este movimiento se transmite mediante una serie de engranajes a un generador que produce la energía eléctrica.

Se busca que un aerogenerador sea económico, verde, eficiente, fiable, estético y que presente bajos niveles de ruido.



Figura 2.11. Aerogenerador

Los componentes claves de un aerogenerador son la torre que soporta la góndola, las aspas y el generador eléctrico. La mayoría de los aerogeneradores modernos son de tres palas, de eje horizontal y poseen mecanismos de orientación para obtener el máximo rendimiento y proteger el aerogenerador en caso de vientos fuertes.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

El máximo inconveniente de un aerogenerador es el impacto visual que provoca en la zona donde se instala. Asociaciones ecologistas también se quejan de la mortandad que provocan entre las aves migratorias.

2.2.1. Conceptos de diseño de aerogeneradores

La potencia en el viento soplando con una velocidad v a través de un área A perpendicular a v , es: $P_{viento} = \frac{1}{2} \rho v^3 A$

donde: P_{viento} : potencia en el viento en vatios

ρ : densidad del aire (1,2 Kg/m³ a nivel del mar)

v : velocidad no perturbada del viento en m/s

A : área perpendicular al viento en m²

Aproximaciones teóricas a la extracción de energía del viento comenzó a realizarse con la Teoría de Momento Axial, propuesta por primera vez por Rankine en 1865. Esta teoría propone que la potencia es extraída por medio de un disco actuador en el cual se produce una caída súbita de presión en el fluido en contacto con el disco sin ningún cambio en la velocidad axial del fluido. Al localizar un disco actuador simple con un número infinito de palas en una corriente de flujo, el flujo de aire no perturbado en frente al disco experimenta una reducción en la velocidad debido a la presencia del disco. Al ocurrir una caída de presión a través del disco, la velocidad del aire se disminuye y consecuentemente el tubo de corriente se expande (Ver figura 2.12).

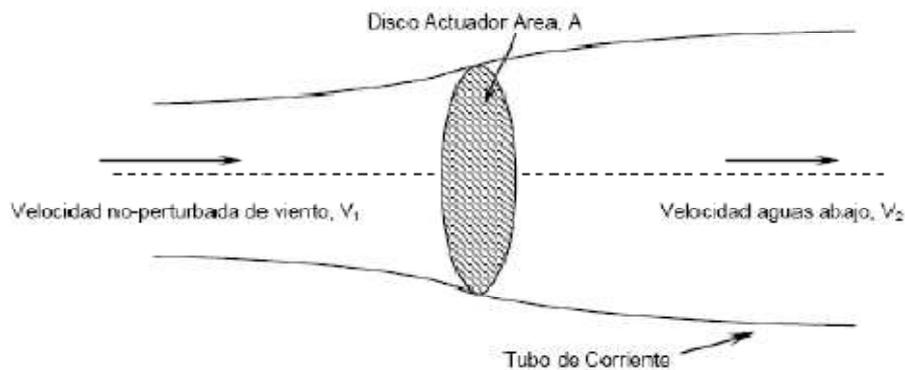


Figura 2.12. Representación de tubo de corriente y disco actuador

En esta teoría, se asume que el flujo de corriente en el tubo de corriente es unidireccional, enteramente axial, incompresible y sin viscosidad.

Combinando los principios de conservación de energía y momento, se puede determinar la máxima potencia extraída por el disco actuador.

Es fácil demostrar que:

1. La velocidad del aire a través del disco actuador es el promedio aritmético de la velocidad no perturbada v_1 y la velocidad aguas abajo v_2 .

$$v_{disco} = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

2. La potencia extraída por el disco se puede expresar como:

$$P = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 + v_2^2) A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right)$$

3. La máxima potencia extraída ocurre cuando:

$$\frac{dP}{dv_1} = 0 \quad \text{ó} \quad v_2 = \frac{v_1}{3} \quad \text{ó} \quad v_{disco} = \frac{2v_1}{3}$$

En otras palabras, la condición de máxima extracción de energía eólica se cumple cuando el disco actuador experimenta 2/3 de la velocidad no perturbada del viento y la velocidad aguas abajo es 1/3 de v_1 .

Así pues, la máxima potencia extraída por el disco actuador es:

$$P = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho v^3 A \right)$$

El factor 16/27 es ampliamente conocido como el Coeficiente de Betz, quien por primera vez lo deduce en 1926. Con esta última ecuación se define el Coeficiente de Rendimiento de Rotores Eólicos (C_p), el cual es la relación entre la potencia extraída por el disco actuador y la potencia disponible en el viento en un tubo de corriente con la misma área (A) del disco.

Entonces: $C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A}$ y el límite de Betz es $C_p = \frac{16}{27} = 59,3\%$

Este límite se debe interpretar como que el disco actuador no puede extraer el total de la energía del viento, ya que debe dejar fluir el viento, representada en una cierta cantidad de energía cinética que no se puede aprovechar. Igualmente con las simplificaciones realizadas en esta sencilla teoría es previsible que el límite de Betz, sea el límite teórico de extracción de energía eólica de rotores reales, por lo tanto sus coeficientes de rendimientos serán menores al límite de Betz.

Otro parámetro importante es el factor de interferencia axial (a), el cual mide la reducción de la velocidad no-perturbada del viento cuando pasa por el disco

actuador y se define por: $a = \frac{v_1 - v_{disco}}{v_1}$ en consecuencia $v_{disco} = v_1(1 - a)$ y $v_2 = v_1(1 - 2a)$.

Vale la pena mencionar que el coeficiente de Rendimiento (C_p) puede expresarse en términos de a como: $C_p = 4a(1-a)^2$. Nótese que cuando $a=1/3$ el coeficiente alcanza su valor máximo y el cual corresponde al Coeficiente o Límite de Betz.

Hasta este momento, la teoría de Momento Axial no provee suficiente información sobre la clase de aparato que puede ser usado para una eficiente extracción y conversión de la energía eólica. Se entiende que la conversión de energía eólica se realiza por medio de un aparato giratorio. Este aparato no puede físicamente tener una velocidad de rotación infinita y esto implica, entonces, generación de momento par en un eje. La generación de un momento par en un eje implica un cambio en el momento angular del aire. Estos cambios ocurren en la medida que el aire pasa por el rotor, así que alguna energía cinética rotacional residual queda en la estela.

En consecuencia, el rotor restringe la rotación de la estela a expensas de su rendimiento. Como resultado entre mayor el momento par generado en el eje del rotor mayor será el momento angular en el aire detrás del rotor. Es por esto que rotores de baja velocidad ó de alto momento-par tendrán un rendimiento inferior a rotores eólicos de más alta velocidad.

Se puede entonces relacionar la potencia extraída por un rotor eólico con su velocidad angular por medio de: $P = \Omega T$ donde Ω es la velocidad angular de rotación del rotor; T es el momento-par en el eje del rotor ó momento-par aerodinámico

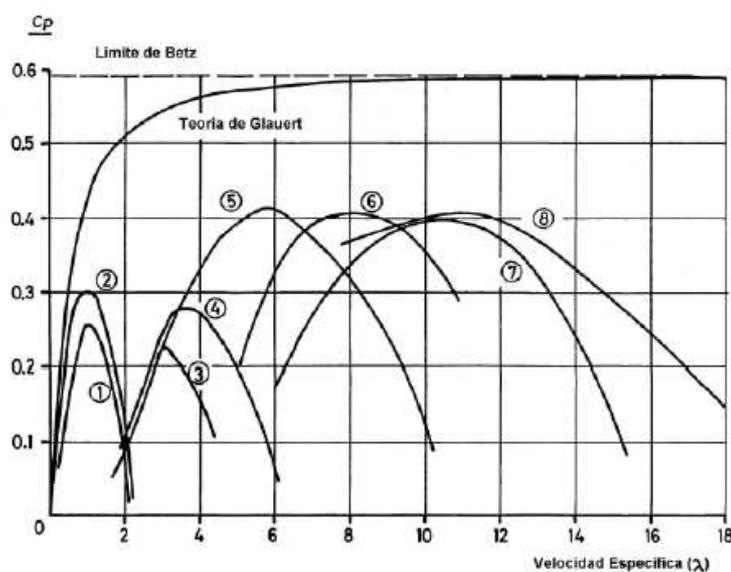
Y aplicando la definición del Coeficiente de Rendimiento (C_p), uno puede expresar C_p como:

$$C_p = \lambda C_t \quad \text{con} \quad \lambda = \frac{\Omega R}{v} \quad \text{y} \quad C_t = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho v^2 AR}$$

El coeficiente adimensional (λ) se conoce con el nombre de velocidad específica y relaciona la velocidad lineal de la punta del rotor (ΩR) y la velocidad no perturbada del viento (v). El Coeficiente (C_t) se conoce como el Coeficiente de Momento-par, mal llamado en español como Coeficiente de Torque.

En el año de 1963, Glauert analiza la Teoría General de Momento, en la cual se considera la rotación de la estela y encuentra límites claros de extracción de potencia para rotores eólicos ideales operando a diferentes velocidades específicas.

La Figura 2.13 ilustra los resultados del Análisis de Glauert, junto con el rendimiento de rotores eólicos reales. La curva de la teoría de Glauert muestra el rendimiento del rotor eólico ideal asumiendo que no existen pérdidas por fricción en la medida que el flujo de aire atraviesa el rotor, y que el rotor tiene un número infinito de palas. Sin embargo esta curva teórica puede ser interpretada como el límite de rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos, cada uno operando con su velocidad específica óptima.



#	Rotor Eólico	Tipo	Diámetro en metros	Número de Palas	Coefficiente de Rendimiento Máximo (Cp máx.)	Velocidad específica (λ_{opt})
1	Kijito – Kenia	Horizontal	6	24	0.255	1
2	Multipala Americano	Horizontal	3	18	0.300	1
3	Musgrove – UK	Vertical	6	2	0.220	3
4	Pionier-I	Vertical	15	2	0.280	3.6
5	Sandia-Darrieus	Vertical	17	2	0.410	5.8
6	ECN-Petten	Horizontal	25	2	0.405	8
7	Cavendish	Horizontal	5	2	0.395	10.5
8	NASA Mod-OA	Horizontal	38	2	0.405	11

Figura 2.13. Curva de Glauert. Comparativo de coeficientes de rendimiento teórico y real de rotores eólicos

La curva de la figura claramente indica que rotores eólicos de baja velocidad específica (λ - bajo) tienen un rendimiento de extracción de potencia inferior a los rotores de alta velocidad específica (λ - alto) en los cuales su rendimiento se aproxima asintóticamente al límite de Betz. La teoría de Momento axial y la Teoría general de Momento no ofrecen información específica sobre el diseño de los rotores que convertirán la potencia eólica en potencia mecánica útil en el eje. Sin embargo se puede anticipar que rotores eólicos reales no tendrán un rendimiento como en el caso ideal y su Coeficiente de Rendimiento (C_p) será menor debido a diversos factores como el número finito de palas, arrastre aerodinámico, cuerdas finitas y ángulos de calaje variables.

La combinación de estas dos teorías con la información aerodinámica de perfiles aerodinámicos facilita el estudio, el diseño y predicción del rendimiento de rotores eólicos reales.

2.2.2. Componentes de un aerogenerador

Para entender la necesidad de todos los sistemas que componen un moderno aerogenerador es importante conocer el principio de funcionamiento de estos sistemas y cómo es el proceso de conversión de la energía que se produce en ellos.

Cuando la velocidad del viento que incide sobre un aerogenerador aumenta, lo hacen también las fuerzas que se producen sobre las palas. Estas fuerzas desarrollan par mecánico y esfuerzos sobre los elementos mecánicos del aerogenerador. El par mecánico desarrollado por la turbina, cuando está girando a una determinada velocidad, produce una potencia mecánica que se transmite al generador y se convierte finalmente en energía eléctrica. En la figura 2.14 se puede ver el proceso de conversión de la energía en una turbina eólica.

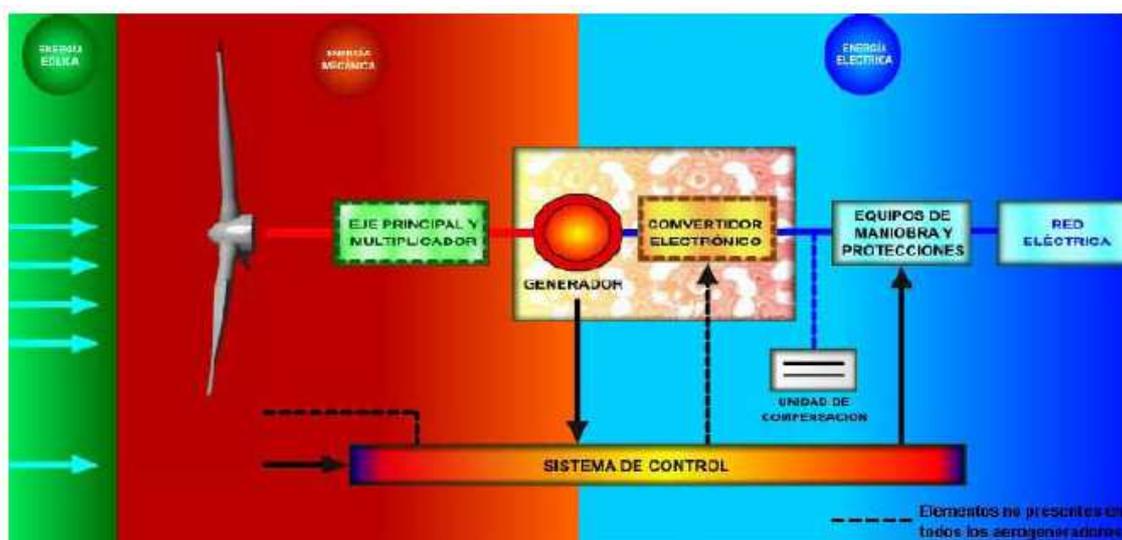


Figura 2.14. Conversión de energía en un aerogenerador

En este proceso de conversión de energía intervienen fundamentalmente: el rotor eólico que es elemento que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica, el tren de potencia que transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico mediante una caja de multiplicación de velocidad, y por último, el generador eléctrico que es el

dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica. Algunos sistemas disponen, entre el generador y la red eléctrica, de convertidores electrónicos cuya función es por una parte controlar la velocidad de giro del generador y por otra acondicionar la energía eléctrica generada.

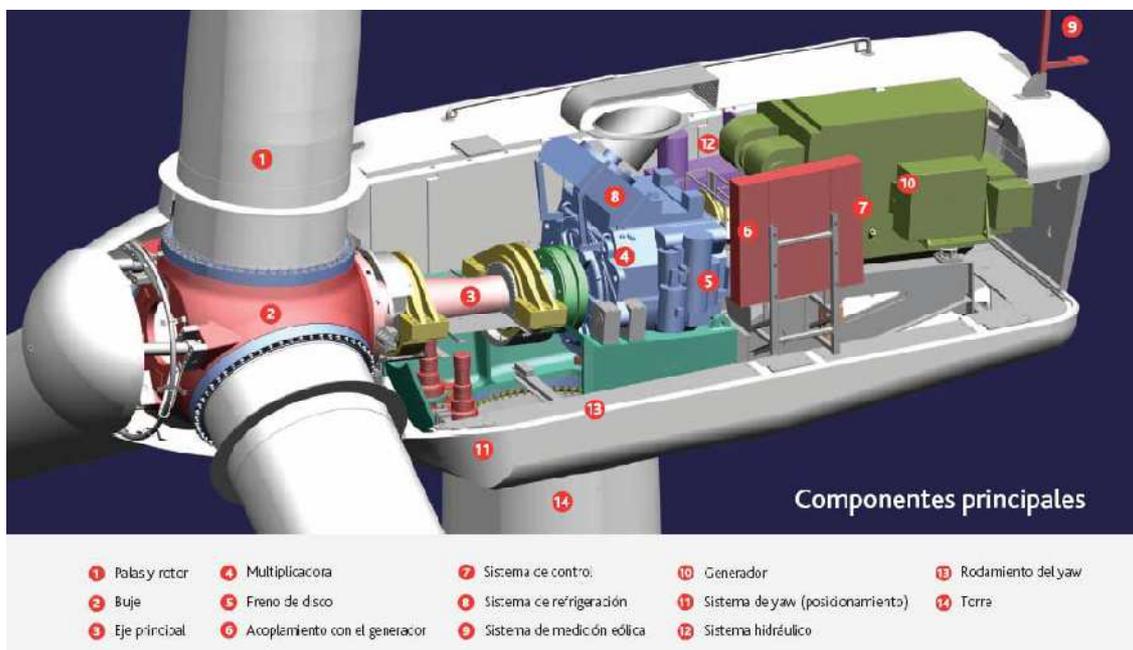


Figura 2.15. Componentes de un aerogenerador

A continuación se procederá a explicar cada una de las partes del aerogenerador.

2.2.2.1. Rotor

El rotor eólico es el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Estos componentes son las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala.

El tipo de rotor más adecuado en turbinas eólicas diseñadas para producir energía eléctrica es el rotor tipo hélice cuyo principio de funcionamiento aerodinámico y estructural es similar al de las hélices utilizadas en la tecnología aeronáutica.

Los parámetros más importantes relacionados con el rotor eólico son:

- **Ángulo de conicidad:** es el ángulo que forma el eje longitudinal de la pala con respecto al plano normal del eje de giro del rotor. Esta disposición

de la pala hace que las fuerzas centrífugas originadas en la pala contrarresten los esfuerzos aerodinámicos de empuje.

- Distancia libre entre la punta de pala y la torre (*clearance*). Esta distancia depende del ángulo de conicidad, de la deformación elástica de la pala cuando esté cargada y del ángulo de inclinación del eje de rotación.
- Ángulo de inclinación. Este ángulo aumenta la distancia libre entre la punta de pala y la torre, pero debe ser necesariamente pequeño ya que reduce el área barrida por el rotor (proyección sobre un plano vertical de la superficie generada por las palas en su movimiento de giro).
- Ángulo de batimiento.

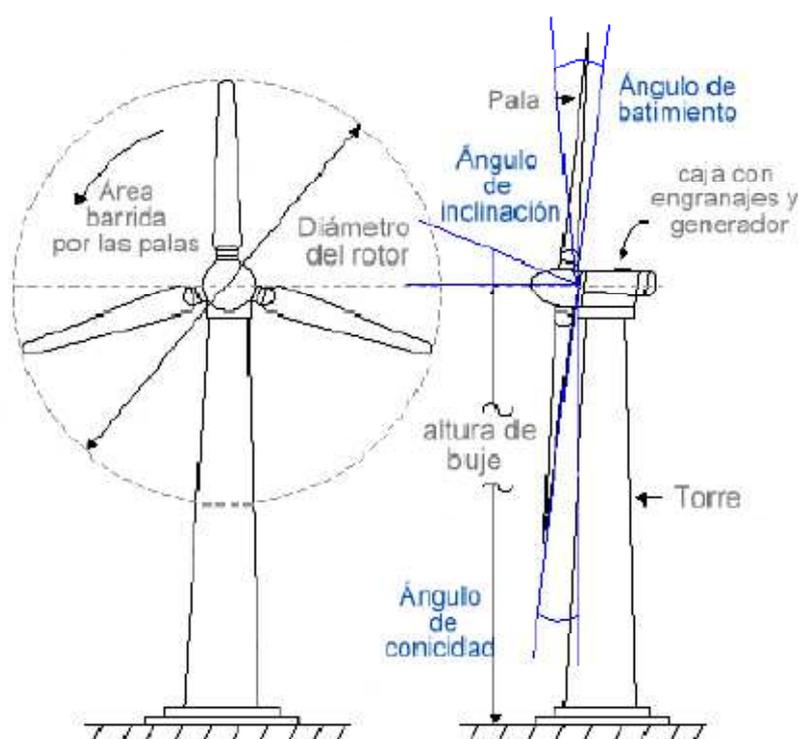


Figura 2.16. Configuración de turbinas de eje horizontal

2.2.2.2. Buje

Es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad. Podemos diferenciar dos tipos:

- Buje rígido
 - Pala atornillada al buje que se fija rígidamente al eje de giro.
 - Las palas se comportan con respecto al sistema de giro como una viga en voladizo que transmite todas las cargas que recibe directamente al tren de potencia.

- Se emplea en máquinas tripala.
- Buje basculante
 - Para reducir cargas.
 - Conectado al tren de potencia a través de un apoyo que les permite pivotar libremente.
 - Frecuencia de movimiento proporcional la velocidad de giro.
 - Se emplea en máquinas bipala.



Figura 2.17. Imágenes del buje

2.2.2.3. Palas

Son los elementos que se encargan de transmitir la energía cinética del viento hacía el buje. En su mayoría los aerogeneradores tienen tres palas.

Las palas giran por la fuerza dinámica del viento y a través de su eje la transmite al generador. En este caso puede tener de 2 a 6 palas, con perfiles aerodinámicos pasivos y construidas en madera, fibra de vidrio ó carbono, plásticos (PPN, PVC), hierro ó aluminio. Debido al medio agresivo que operan tienen robustez y durabilidad. Llevan adosado en su eje un freno mecánico. Sus diámetros varían desde 1 hasta 50 metros para los usados en Parques Eólicos.

El material más utilizado en la actualidad es fibra de vidrio con resina de poliéster (GRP, glass reinforced), siendo muy utilizada, además, la resina epoxi. Estos materiales aseguran una excelente durabilidad y resistencia frente a cargas y agresiones medio-ambientales.

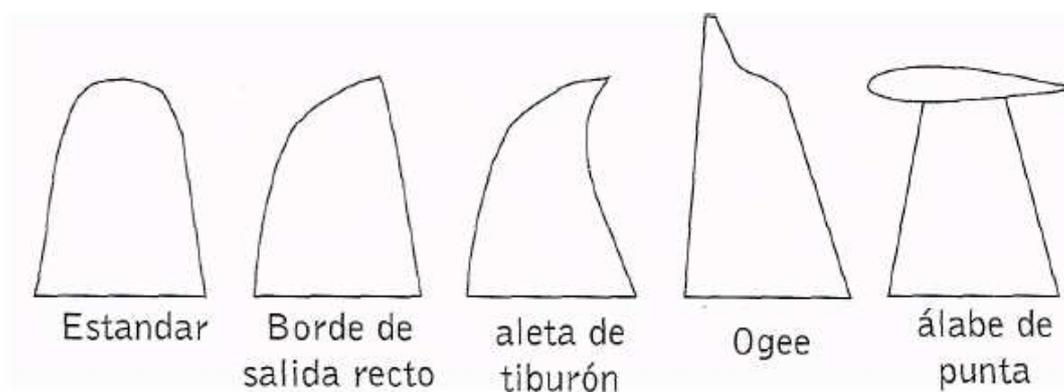


Figura 2.18. Forma geométrica de la punta de pala

2.3.2.4. Freno mecánico

La función del freno mecánico es la de mantener bloqueado el eje de giro durante la puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador. Además del freno mecánico, en periodos de reparación también se colocan unos pernos, para impedir el giro, entre el freno y la góndola.

El freno mecánico también se puede utilizar como freno secundario de apoyo al freno aerodinámico que incorporan las turbinas de cierta potencia.

En turbinas de elevada potencia (cercanas al MW) el freno mecánico se utiliza sólo para funciones de bloqueo ya que un diseño de este componente durante procesos de parada supondría unas dimensiones del disco de frenado excesivamente grandes.

La constitución física del freno consiste en un disco que gira solidario al eje de transmisión y unas zapatas de frenado que rozan con el disco cuando se activan ya sea por vía eléctrica, hidráulica o neumática.

Uno de los aspectos más relevantes en el diseño del freno mecánico es su ubicación en el tren de potencia. Este componente se puede colocar tanto en el eje rápido como en el eje lento. En la mayoría de los diseños está colocado en el eje que acopla la caja multiplicadora con el generador eléctrico, ya que en este eje la potencia mecánica generada por el rotor se transmite con una elevada velocidad de giro y un par reducido, lo que implica diámetros del disco de frenado reducidos.



Figura 2.19. Imágenes del freno mecánico

2.3.2.5. Caja multiplicadora

La necesidad de la caja multiplicadora se justifica por el diferente régimen de giro entre el rotor y el generador eléctrico.

La mayoría de las turbinas de gran potencia cuentan con este sistema de acoplamiento, constituido por el eje de baja (giro lento), la multiplicadora y el eje de alta (giro rápido). Si no se coloca la multiplicadora, teniendo en cuenta las velocidades de giro típicas del rotor de los aerogeneradores (entre las 10-16 rpm), serían necesarios generadores con un número muy elevado de polos, o visto de otra manera, si se pretendiese usar generadores convencionales de 4 o 6 polos sería necesario que el rotor del aerogenerador girase a velocidades muy altas.

El parámetro de diseño más importante es la relación de transformación (cociente entre la velocidad de giro rápido y el eje de giro lento). Cuanto menor sea esta relación, menor será el tamaño de este elemento y por tanto, su coste.

Las dos únicas formas de reducir esta relación son:

- Disminuir la velocidad del generador aumentando el número de polos.
- Aumentar la velocidad de giro de la turbina en la que el diámetro esté fijado.

Existen varios tipos de cajas multiplicadoras: de engranajes rectos (en cajas de ejes paralelos con relación de multiplicación máxima) y de engranajes helicoidales (en cajas de tipo planetario, que son más caras y complicadas).

La necesidad de transmisión requiere de al menos dos o tres etapas de multiplicación.

Para dimensionarlas se debe conocer: velocidades y pares que se transmitirán y las variaciones de par bruscas, así como solicitaciones mecánicas y esfuerzos que soportarán durante su vida útil.

En la caja multiplicadora se producen pocas pérdidas durante la transmisión y las que se producen son debidas a la fricción entre dientes del engranaje y a la fricción de rodamientos y cojinetes. El rendimiento depende del número y tipo de etapas, la potencia transmitida y la velocidad de giro (rectos: pérdidas del 2 % y planetarios: pérdidas del 1 %).



Figura 2.20. Caja multiplicadora

2.2.2.6. Torre

El parámetro de diseño más importante de una torre es la altura. Cuanto mayor es la altura, la producción de energía de la turbina aumenta, pero a su vez aumenta el coste del componente y la dificultad de instalación.

La torre debe presentar la rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico.

Los primeros aerogeneradores solían tener torres de celosía (estructura metálica), que son fáciles de montar y de bajo coste. Sin embargo, a medida que el tamaño de los aerogeneradores ha ido creciendo, se ha hecho necesario disponer de torres más altas, que perturben menos el viento y en las que además se disponga de un cierto volumen interior en el que alojar determinados equipos. Por otro lado, las torres de celosía son poco estéticas, causando un gran impacto visual.



Figura 2.21. Torre de acero tubular (izquierda) y torre de celosía (derecha)

Actualmente, la mayoría de los grandes aerogeneradores destinados a la producción eléctrica tiene torres tubulares de acero (gran rigidez, unión de varios tramos cilíndricos (2 ó 3), en las de elevada altura diseño tronco-cónico). Este tipo de torres son mucho más estéticas que las anteriores y permiten el acceso a la góndola a través de la propia torre. En algunos casos, cuando las cargas son muy elevadas en la base de la torre y la solución tubular de acero se hace inviable por la dificultad de fabricación, es necesario un primer tramo de torre de hormigón. Por otro lado, este tipo de torres son mucho más caras y más difíciles de montar, siendo necesario en muchos casos utilizar grúas para su izamiento.



Figura 2.22. Izamiento de torre tubular de acero

Los criterios de accesibilidad tanto al rotor como a los equipos de la góndola son muy importantes. Para turbinas pequeñas con torres de altura inferior a 15 m, existen escaleras exteriores. Cuando la altura es superior a 30 m se utilizan escaleras interiores.

Las turbinas actuales de gran potencia con alturas superiores a los 60 m, disponen, a veces, de ascensor: si el diseño es tubular, en el interior de la torre y, con acceso exterior en las de hormigón.

2.2.2.7. Mecanismo de orientación

El sistema de orientación es el dispositivo que se emplea para girar automáticamente el rotor eólico y la góndola de tal forma que la dirección del viento incidente sea lo más perpendicular posible al plano de giro de las palas.

Este sistema de orientación es activo ya que utiliza motores eléctricos o sistemas hidráulicos para efectuar el movimiento del rotor, a diferencia de otros sistemas denominados pasivos, donde las fuerzas aerodinámicas realizan las funciones de orientación.

Habitualmente, los sistemas activos disponen de dos motores, uno de giro a derechas y otro de giro a izquierdas.

La velocidad de giro de orientación no debe ser demasiado elevada. Los criterios de orientación dependen del tamaño de la turbina y del viento. Normalmente, la velocidad de alineación de la góndola debe estar acotada entre valores de 0,5 grados/segundo (1 vuelta cada 12 minutos).



Figura 2.23. Mecanismo de orientación

2.2.2.8. Generador eléctrico

Es una de las partes más importantes de un aerogenerador. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

El eje del generador lleva acoplado un sistema de freno de disco (similar al de los coches). Para frenar un aerogenerador, también se pueden girar las palas colocando su superficie en la dirección del viento (posición de bandera).

Finalmente, la electricidad producida en el generador baja por unos cables hasta el transformador del parque eólico, donde se eleva la tensión hasta alcanzar la tensión nominal de la red eléctrica. (Esto es necesario dado que, para inyectar energía en la red, esta electricidad ha de tener la misma tensión que la red eléctrica).

Actualmente son alternadores de imanes permanentes del tipo Brushless (sin escobillas y auto-excitados). Sus partes están selladas para soportar la intemperie. De acuerdo su potencia son: en Bajo Voltaje 12/24 y 48 V en CC ó Trifásica con imanes permanentes y en 110, 220 CA y Trifásica. La Potencia generada y no usada es disipada a través de resistencias, pudiendo aprovechar esa energía para carga de baterías, siendo este el objetivo primario, ó en otra aplicación como por ejemplo calentar agua.



Figura 2.24. Generador eléctrico

2.2.2.9. Góndola

Se denomina así a la carcasa que protege las partes fundamentales del aerogenerador. Se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento. Por el eje principal se transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control de aerogenerador, y unos respiraderos para garantizar la

refrigeración del motor. Se construyen en acero forjado y placas de fibra de vidrio.



Figura 2.25. Góndola

2.2.2.10. Controlador electrónico

Este elemento es un ordenador que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación. Controla el correcto funcionamiento del aerogenerador mediante varios módulos de disposición apareada posibilitando el servicio continuo aún en caso de avería de módulos individuales.



Figura 2.26. Imágenes del controlador electrónico

2.2.2.11. Unidad de refrigeración

Mecanismo que sirve para enfriar el generador eléctrico. Evacúa el calor del generador y demás sistemas eléctricos junto con el de todas las partes vitales sometidas a rozamientos en las que, aunque estén bien lubricadas, el calentamiento podría provocar su degradación y posible avería.



Figura 2.27. Unidad de refrigeración

2.2.3. Los aerogeneradores y el medio ambiente

Los aerogeneradores son siempre elementos muy visibles en el paisaje. De lo contrario, no estarían situados adecuadamente desde un punto de vista meteorológico.

En todo caso el impacto visual es algo consustancial a esta forma de producir energía. Puede minimizarse en lo posible pero nunca evitarse totalmente. En áreas llanas suele ser una buena estrategia disponer las turbinas según una distribución geométrica simple, fácilmente perceptible por el espectador.

Sin embargo, existen límites a la utilización de patrones simples: en paisajes con fuertes pendientes, rara vez es viable la utilización de un patrón simple, y suele ser mejor hacer que las turbinas sigan los contornos del altitud del paisaje, o los cercados u otras características del mismo.

Otro efecto achacado a este tipo de instalaciones es la contaminación acústica. Aunque el sonido no es un problema capital para la industria, dada la distancia a la que se encuentran los vecinos más cercanos (normalmente se observa una distancia mínima de unos 7 diámetros de rotor o 300 metros), no por ello es este un detalle que se descuide totalmente a la hora de diseñar nuevos equipos. Además, ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos y, a velocidades del viento alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, mástiles, etc. enmascarará gradualmente cualquier potencial sonido de los aerogeneradores.

Esto hace que la medición del sonido de los aerogeneradores de forma precisa sea muy difícil. Generalmente, a velocidades de 8 m/s y superiores llega a ser una cuestión bastante abstrusa el discutir las emisiones de sonido de los modernos aerogeneradores, dado que el ruido de fondo enmascarará completamente cualquier ruido de la turbina. Al menos este es el punto de vista defendido por los fabricantes de equipos eólicos.

Por último se hace necesario reseñar, aunque sea muy sucintamente, un debate abierto entre la industria explotadora de parque eólicos y los diferentes grupos de defensa de la naturaleza, quienes paradójicamente deberían ser los mayores defensores de esta fuente no contaminante de energía. Tal debate es la mortandad de aves causadas por colisiones con las aspas de los equipos. Las posturas son enfrentadas y las posiciones dispares.

2.3. Tipos de aerogeneradores

En la actualidad existe toda una enorme variedad de modelos de aerogeneradores, diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica. Esto hace que haya una diversa clasificación de aerogeneradores atendiendo a varios criterios.

2.3.1. Clasificación de aerogeneradores atendiendo al tipo de eje

2.3.1.1. Eje vertical

No son los más habituales debido a su escasa capacidad para producir energía. Su principal característica es que su eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son más económicos que los de eje horizontal, al ahorrarse gran parte de infraestructura, pero generan una menor potencia eléctrica.



Figura 2.28. Aerogenerador de eje vertical

Sus principales características son:

- Palas siempre dispuestas favorablemente al viento.
- Mantenimiento fácil.
- Rendimiento moderado.
- Fueron los primeros en desarrollarse.
- No necesitan sistemas de orientación.
- Tienen menor rendimiento (C_p).
- En general operan con vientos baja velocidad.
- Se puede evitar la construcción de una torre.

Existen tres tipos de estos aerogeneradores:

- Darrieus. Consisten en dos o tres arcos que giran alrededor del eje.



Figura 2.29. Imágenes aerogeneradores tipo Darrieus

- Panemonas. Cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo.
- Sabonius. Dos o más filas de semicilindros colocados opuestamente.



Figura 2.30. Aerogenerador tipo Savonius

2.3.1.2. Eje horizontal

Son los más habituales. Su principal característica es que su eje de rotación se encuentra en paralelo al suelo y a la dirección del viento. Son más costosos que los de eje vertical y además sus aspas no soportan grandes velocidades. Como ventaja tienen que son más eficaces que los anteriores.



Figura 2.31. Aerogenerador de eje horizontal

Sus principales características son:

- Sólo funcionan cuando el viento incide en dirección perpendicular al plano de las palas (orientables).
- Mantenimiento complicado por la altura.
- Alto rendimiento.
- Los más utilizados mundialmente.
- Son los que han captado el mayor interés y experimentado.
- Son los que más cerca están del límite de Betz.
- Empleados en producción eléctrica.

2.3.2. Clasificación de aerogeneradores atendiendo a la orientación respecto al viento

2.3.2.1. A barlovento o a proa

Se evita el abrigo del viento tras la torre. Con mucho la mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

Por otro lado, también hay algo de abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante inflexible, y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además una máquina corriente arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

2.3.2.2. A sotavento o a popa

Las máquinas tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente.

Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. Si la máquina ha estado orientándose de forma pasiva en la misma dirección durante un largo periodo de tiempo y no dispone de un mecanismo de orientación, los cables pueden llegar a sufrir una torsión excesiva.

Un aspecto más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica de potencia

de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que quitarán parte de la carga a la torre.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba.

2.3.3. Clasificación de aerogeneradores atendiendo al el número de palas

2.3.3.1. De una pala

Constituidos por una única pala, haciéndose necesario un contrapeso en el otro extremo para equilibrar. Presentan velocidades de giro muy elevadas. Su gran inconveniente es que introducen en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que acorta la vida de la instalación.

2.3.3.2. De dos palas

Constituidos por dos palas son los más económicos y ligeros. Sin embargo, suelen tener dificultades para entrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual.

2.3.3.3. De tres palas

La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen este diseño, con el rotor mantenido en la posición corriente arriba, usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. Este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño ya que presentan un 4% de rendimiento más que los de dos palas.

2.3.3.4. Multipalas

Con un número superior de palas o multipalas. Se trata del llamado modelo americano, debido a que una de sus primeras aplicaciones fue la extracción de agua en pozos de las grandes llanuras de aquel continente. No son muy usados en Europa.

2.3.4. Clasificación de aerogeneradores atendiendo a cómo se redireccionan respecto al viento

2.3.4.1. Mediante conicidad

Son aquellos que usan el motor de orientación para posicionar la góndola en cada momento, dependiendo de la dirección a la que sopla el viento.

2.3.4.2. Mediante veleta

Usan una especie de aleta en la parte anterior de la góndola, el viento choca transversalmente con este elemento, y mueve todo el conjunto. Este método solo es apto en pequeños equipos de poco peso.

2.3.4.3. Mediante molinos auxiliares

Básicamente se trata de construir varios molinos en distintas caras de la góndola, de esta manera se consigue que gire uno u otro dependiendo de la dirección del viento. Es un sistema muy poco usado.

2.4. Experiencias previas en aprovechamiento de energías alternativas en infraestructuras

El aprovechamiento de las energías renovables para generar electricidad ha tomado una gran importancia en los últimos años. Empresas e ingenieros presentan alternativas que difieren de los modelos tradicionales de generación de energía.

Hay que diferenciar el aprovechamiento de energía eólica del aprovechamiento de energía solar. Este último presenta un mayor desarrollo ya que se han implantado sistemas que funcionan con energía solar, mientras que los sistemas que funcionan con energía eólica son solo meros prototipos.

Actualmente hay varios sistemas destinados a la producción y abastecimiento de energía solar en funcionamiento.

Diferenciados los tipos de energía empleados, podemos diferenciar a su vez dos grandes bloques, la energía para el suministro de la propia infraestructura y la energía para suministro general.

El sistema de generación de energía que se implanta en la infraestructura no tiene por qué introducirse en la red para suministro general, se puede emplear para el abastecimiento de la misma.

2.4.1. Aprovechamiento de energía para suministro de la propia infraestructura

La energía obtenida a partir del sistema integrado en la infraestructura se usa íntegramente para el abastecimiento de la misma.

En este apartado podemos estudiar las diferentes propuestas tanto en el ámbito de energía solar como de eólica.

2.4.1.1. Energía solar

Scott Brusaw, un ingeniero estadounidense, propuso en 2011 sustituir el asfalto de las carreteras por paneles solares especiales para que logran conseguir una importante cantidad de energía solar, con el ahorro que eso supondría de energía eléctrica. Según este experto en energía solar, EE.UU. podría conseguir la energía que necesita si cubriera el 1,7 % de su superficie con conversores solares que logran una eficiencia del 10 %.

Para llevar a cabo este estudio fundó la empresa Solar Roadways, donde se llevan a cabo diversos estudios en este campo. La supuesta carretera que proporcionaría energía solar está basada en tres capas superpuestas: paneles solares, una red eléctrica para suministrar energía a las viviendas y otra red de cables de fibra óptica para poder disfrutar de televisión e internet de alta velocidad. Esta carretera inteligente que es capaz de autoabastecerse, puede mostrar señales a los conductores y calentarse por sí sola. Y se ha calculado que con una milla (1,6 kilómetros) de estos paneles es posible abastecer hasta a 500 hogares.



Figura 2.32. Panel fotovoltaico de Solar Roadway

La idea de aprovechar el sol en las carreteras tiene más seguidores. En Reino Unido, Francia u Holanda, se prueban diversos sistemas que se basan en diferentes instalaciones solares o de suelo radiante para producir energía.

En Junio de 2011 se instaló el primer túnel ferroviario solar (ver figura 2.33), el cual ha sido diseñado para el tren de alta velocidad que une París con Ámsterdam. El túnel se construyó para evitar la necesidad de talar los árboles protegidos, así como para evitar problemas de caída sobre el tendido eléctrico. A lo largo de sus 21 km de longitud se han instalado 16.000 paneles solares, los cuales producen la electricidad equivalente a la necesaria para alimentar a todos los trenes en Bélgica durante un día.



Figura 2.33. Primer túnel ferroviario solar

Estos paneles cubren una superficie de 50.000 metros cuadrados y producen 3.300 MWh, lo mismo que consumen de media 1.000 familias en un año. Esta electricidad generada de forma limpia no solo se destina a mover los motores, sino también a abastecer las infraestructuras ferroviarias, como el alumbrado, la calefacción o los paneles de señalización.

El objetivo de este proyecto es crear un modelo que espera ahorrar 47,3 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono durante los próximos veinte años. Además es el precedente de proyectos paralelos que se están llevando a cabo en otros puntos de la Unión Europea. En estos proyectos se incluyen uno en Italia, financiado por el gobierno, y uno en Francia, en la línea de ferrocarril entre Poitou-Charentes. Sin embargo estos últimos sólo atienden a la producción de energía para alimentar los sistemas de aire acondicionado de los ferrocarriles.

Otro uso importante de este tipo de energía es en señales luminosas, en especial en señales de tráfico. Estas señales de diodos LED llevan en lo alto un pequeño panel solar que recoge luz durante todo el día para poder funcionar por la noche.

El panel solar lleva incorporado un detector de luz que detecta su ausencia automáticamente y el módulo activa los leds de la señal, permaneciendo encendida hasta que la sonda percibe luz y los desconecta.

Otro elemento de este tipo de señales es una caja electrónica de control de la señal solar con alojamiento en su interior para la batería acumulador. Se consiguen 10 días o más de autonomía sin luz solar y 4 días de recarga con luz solar en invierno.



Figura 2.34. Señales luminosas con panel solar

2.4.1.2. Energía eólica

En 2006 uno de los finalistas del premio Next Generation, Mark Oberholzer, presentó un proyecto para integrar aerogeneradores de eje vertical en las barreras que dividen el tráfico en la autopista estadounidense de Nueva Jersey. Además del viento natural que pudiera soplar en la zona, se aprovecharía el generado por el movimiento de los automóviles. Asimismo, Oberholzer proponía un doble aprovechamiento ecológico: construir encima de dichas barreras un sistema de comunicación por tren ligero que aprovecharía la energía eólica generada, descongestionando de paso el tráfico de la autopista.

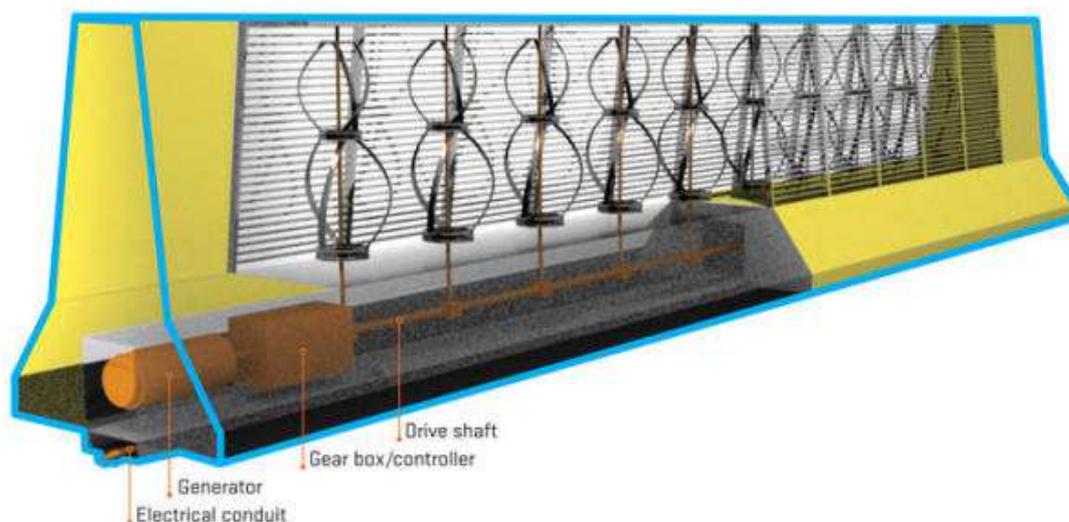


Figura 2.35. Propuesta de aerogeneradores en mediana

Los estadounidenses TAK Studio sugieren una idea similar, si bien serían unos postes de luz con aerogeneradores verticales, de manera que sus bombillas se encenderían con la energía generada. Mientras, el proyecto Green Roadway (Autopista Verde) propone la ubicación de pequeñas turbinas eólicas a lo largo de la carretera.

El diseño de TAK Studio, denominado Turbine Light (figura 2.36), participó en el concurso de diseño Greener Gadgets 2010. Se trata de un sistema que incorpora un aerogenerador que aprovecha el movimiento de los automóviles en las carreteras, moviendo el viento creado la turbina y generando energía limpia que posteriormente se utiliza para alimentar las luces de la misma turbina que hace a la vez de farola por la noche.



Figura 2.36. Turbine Light

Un estudiante de una universidad de Phoenix, en Estados Unidos, propuso un interesante proyecto para una autopista de su ciudad, que se trata de la instalación de paneles similares a los informativos pero que se sustituirían por dos turbinas eólicas. Estas turbinas, no solo aprovechan la energía del viento, sino también las turbulencias generadas por los automóviles y camiones.

La velocidad promedio de los vehículos en las autopistas es de 110 kilómetros por hora. Usando un promedio de velocidad de viento anual de 16 km/h como base, cada turbina de viento podría producir 9600 kWh de energía anualmente (suficiente para suplir una vivienda). Sin duda podría ser una forma muy interesante de convertir la parte de la energía que derrocha el vehículo en energía eléctrica.

Podemos ver cómo sería el diseño de estas turbinas horizontales a lo largo de una autovía en la figura 2.37.

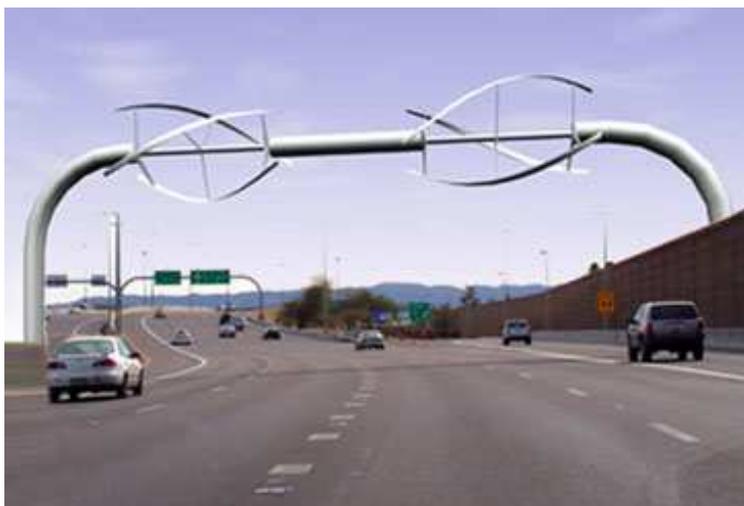


Figura 2.37. Turbinas eólicas verticales

En la misma línea, los arquitectos italianos Alessandra Rapaccini y Giacomo Sanna diseñaron CitySpeed (figura 2.38), un concepto de turbina urbana que ofrece una nueva manera de aprovechar la energía del tráfico de las ciudades. Este proyecto convierte un túnel en una turbina de energía eólica modular que chupa la energía de los vehículos que pasan por él.

Lo realmente novedoso de este sistema es que puede integrarse con estructuras viales existentes de forma muy flexible, poco intrusiva y muy respetuosa con el medio ambiente. Se puede conseguir tanto en túneles como en arcos exteriores. Y además puede ser escalable a otros medios de transporte que viajen en túnel, como ferrocarriles y suburbanos.

La energía producida servirá para proporcionar iluminación al propio túnel, a los carteles luminosos, a los teléfonos de emergencia y demás elementos. Colocadas en el exterior, estas turbinas también podrían alimentar las farolas sobre la carretera.



Figura 2.38. CitySpeed

La energía mecánica generada por el aire de los vehículos se convierte en electricidad a través de un sistema de pequeñas turbinas que incorporan su propia batería. Estas múltiples baterías independientes permiten repararlas de forma individual, sin que afecten al conjunto en caso de fallo, haciendo el mantenimiento más fácil. Una vez que la energía se almacena en el banco de baterías, se envía a una batería principal, que luego distribuye la potencia a los sistemas que requieren la electricidad.

En la actualidad, la turbina CitySpeed sigue siendo un proyecto sin planes inmediatos para comenzar su aplicación, a pesar de conseguir cierta atención por ser el ganador del concurso Mini Design Award del año 2009.

Otro proyecto similar a CitySpeed son las turbinas T-Box, diseñadas para aprovechar las vías de los trenes.

La ventaja más evidente es el nulo impacto ambiental que deriva de su instalación, irían colocadas dentro de las vías, en el espacio que queda entre las traviesas, de modo que son compatibles con las vías de tren actuales.

En un tramo de 1.000 m habría que instalar 150 T-Box, las cuales serían capaces de generar 2,6 KWh tras el paso de un tren a 200 km/h. El diseño actual está pensado para un funcionamiento óptimo en los trenes de alta velocidad, pero sus diseñadores dicen estar pensando en soluciones para todo tipo de trenes.



Figura 2.39. T-Box

2.4.2. Aprovechamiento de energía para suministro general

La energía obtenida a partir del sistema integrado en la infraestructura se introduce íntegramente en la red de suministro general.

En este apartado podemos estudiar las propuestas en el ámbito de energía eólica.

Diversos arquitectos y diseñadores proponen la idea de colocar aerogeneradores en postes eléctricos (figura 2.40). De esta manera, se amplía la producción de energía renovable y se siguen aprovechando las infraestructuras. Una ventaja a destacar de este diseño es que, cuanto más cercana está la fuente de energía de las líneas de transmisión, más eficiente es el sistema y menos hay que construir.





Figura 2.40. Aerogeneradores en poste eléctrico

Este proyecto, denominado "Wind-it", se debe a los arquitectos franceses, Nicola Delon, Julien Choppin y Raphaël Ménard, ganadores del concurso de diseño "Next Generation" 2009. El proyecto propone tres diferentes tamaños, de manera que las turbinas de eje vertical podrían instalarse en cualquier lugar del mundo.

No solo está este ejemplo de aprovechamiento de las infraestructuras para ubicar aerogeneradores. La empresa neoyorquina Urban Green Energy instalaba recientemente turbinas eólicas en antenas de telefonía móvil de la compañía francesa Alcatel-Lucent. A diferencia de otros proyectos vistos, la energía de las turbinas no es vertida a la red, el sistema aprovecha dicha energía en el mismo lugar.

2.4.3. Aprovechamiento de energía tanto para suministro propio de la infraestructura como para suministro general

Así como proyectos que integran energía eólica o solar, se han presentado proyectos que integran ambas tecnologías. Parco Solare Sud es un concurso italiano de ingeniería medioambiental cuyo objetivo es estimular ideas concretas y propuestas revolucionarias para la reutilización de las secciones de carretera entre las poblaciones de Scillia y Bagnara, que serían inutilizadas para el tráfico.

Los diseñadores Francesco Colarossi y Giovana y Lucía Saracino presentaron, en 2011, un diseño conceptual llamado Solar Wind. Se trata de un puente híbrido autosustentable que genera energía solar y eólica utilizando tanto el clima como la actividad humana. Este concepto aprovecha la estructura del

puen-te-carretera actual y le adosa tanto un sistema de alimentación solar como uno eólico a la autopista, por lo que las carreteras tendrían la doble función de transportar personas y generar energía.

Este proceso requeriría la instalación de 20 km de placas solares y más de 25 turbinas de viento que se instalarían entre los pilares del puente. Con esto se pretende generar unos 47,2 millones de kWh por año; 11,2 millones de kWh por año producidos por las placas solares y 36 millones de kWh por año producidos por las turbinas de viento.

Además de la ruta solar y las turbinas eólicas, este diseño incorpora un "paseo ecológico" en el que gracias a invernaderos solares se cosecharían diferentes frutas y verduras, con la intención de comercializarlas en el mismo lugar y contribuir a la economía local de una manera ecológica.



Figura 2.41. Prototipo de Solar Wind

Capítulo 3

Planteamiento del problema. Alternativas

3.1. Planteamiento del problema

Este trabajo se centra en estudiar la posibilidad de abastecer una carretera mediante energía eólica generada en la propia infraestructura en sustitución de la actual fuente de energía, redes de transporte externas hasta la misma.

La carretera a estudiar será el tramo de Autovía del Mediterráneo (A7) comprendido entre los puntos kilométricos 429 y 435, correspondiendo a las salidas de El Parador (Roquetas de Mar) y Almería respectivamente.

Se pretenden aprovechar las infraestructuras existentes para la creación y el suministro de la energía necesaria para posibilitar el buen funcionamiento de la carretera.

No se implantarán aerogeneradores convencionales, se diseñarán unos especiales que se adapten a la forma y a la capacidad de la infraestructura. Se trata de aprovechar el propio diseño de la carretera para su abastecimiento eléctrico, no de implantar aerogeneradores cerca de la misma.

Para poder responder a la pregunta de si se puede abastecer una carretera mediante energía eólica se debe estudiar ésta en profundidad. El consumo de los elementos de dicha carretera y sus propias dimensiones (con la consiguiente distribución de puntos de consumo) son los principales factores a tener en cuenta.

Para poder responder a esta pregunta se seguirán los siguientes pasos:

1. Análisis de la situación actual.

Se estudiará cuál es la situación actual de la carretera; puntos de consumo, consumo total e individual de cada elemento de la carretera y forma de suministro de electricidad actual. Hay que determinar el tramo en su totalidad para determinar el nuevo sistema de abastecimiento de éste.

2. Estudio de las alternativas que se van a estudiar y valoración de la alternativa elegida.

Se estudiarán en más profundidad los distintos sistemas de producción y aprovechamiento de energía eólica que se han indicado anteriormente en el apartado 2.1 y se determinará el más adecuado a implantar en el tramo de carretera.

La alternativa elegida debe ser la que cubra completamente las exigencias energéticas del tramo con el menor coste posible y sin alterar el medio en exceso, ofreciendo una garantía en el suministro.

3. Desarrollo de la alternativa elegida.

Se desarrollará en su totalidad la alternativa elegida para determinar si es posible su implantación en el tramo. Se calculará, según sea el sistema elegido, el número de aerogeneradores necesarios para su correcto abastecimiento así como su distribución a lo largo del tramo de autovía, siempre utilizando la infraestructura ya existente.

4. Extracción de conclusiones.

Se deben extraer las conclusiones necesarias para comparar el nuevo sistema de autoabastecimiento eléctrico del tramo de autovía con el implantado actualmente. En contraste con la situación actual de la carretera el nuevo sistema debe presentar ventajas frente a éste y, globalmente, ser más eficaz.

Teniendo todos estos factores en cuenta se desarrollarán las distintas alternativas que posibiliten el autoabastecimiento eléctrico de la infraestructura mediante energía eólica.

Se desarrollará en su totalidad la alternativa más viable y se obtendrán una serie de resultados, de los cuales se sacarán las conclusiones necesarias que permitan valorar la viabilidad de este sistema auto sostenible.

3.2. Situación actual

Para este estudio se escoge la Autovía del Mediterráneo (A7), concretamente el tramo comprendido entre los puntos kilométricos 429 y 435, correspondiendo con las salidas de El Parador (Roquetas de Mar) y de Almería respectivamente.

El titular de la autovía es el Estado, siendo responsable de su explotación el Ministerio de Fomento. Por otro lado la DGT (Dirección General de Tráfico) es la encargada de la implantación y el mantenimiento de los paneles informativos situados a lo largo de la misma.

Actualmente, los elementos del tramo se abastecen mediante energía eléctrica generada a partir de fuentes convencionales, la cual es transportada a través de las líneas de alta tensión hasta los puntos de consumo de la carretera.

3.2.1. Elementos de la carretera

El tramo de autovía elegido para el estudio cuenta con dos carriles para cada sentido y tiene una longitud de 6 km. Los elementos con los que cuenta este tramo se resumen en la siguiente tabla:

Elemento	Cantidad
Control de gálibo	2
Panel PMV	2
Semáforo	3
Opacímetro	3
CO	3
Red poste SOS	15
Túnel	2

Tabla 3.1. Tabla-resumen elementos carretera (Viasneco UTE)

Los paneles informativos están a cargo de la DGT (Dirección General de Tráfico), la cual utiliza paneles que presentan una integración perfecta con los sistemas de control de tráfico, permitiendo una fácil modificación de los mensajes para adaptarse a las cambiantes circunstancias del tráfico. Los tamaños de señalización RGB están normalizados para las diferentes velocidades de las vías.

Los paneles son de LED (diodos emisores de luz), permitiendo una vida media mayor y un bajo coste de mantenimiento. Lo que presenta una ventaja a la hora de cubrir el coste de mantenimiento de la carretera.

El tramo a estudiar presenta dos tipos de paneles. Uno de ellos es específico para mostrar mensajes de advertencia o informativos, mientras que el otro actúa como señalización electrónica, representando las distintas señales de tráfico según sean necesarias.



Figura 3.1. PMV (mensajes)



Figura 3.2. CO (señalización)

Los semáforos de este tramo están situados, dos a la entrada de cada túnel y otros dos unos 200 m antes de llegar a cada uno de éstos, estando los últimos colocados en pórticos. Cortan el tráfico en caso de mantenimiento, reparación o cualquier otro problema dentro del túnel por el cual no se pueda continuar la circulación.

Cada carril lleva asociado un semáforo, el cual actúa sobre el carril según las condiciones presentes en la carretera. Si hay un carril bloqueado dentro del túnel se cierra el semáforo correspondiente, dejando el otro carril abierto para no tener que parar la circulación.

Los semáforos situados unos 200 m antes del túnel avisan a los conductores para que puedan cambiar de carril antes de llegar al mismo. Los que hay a la entrada indican que carril está cortado.

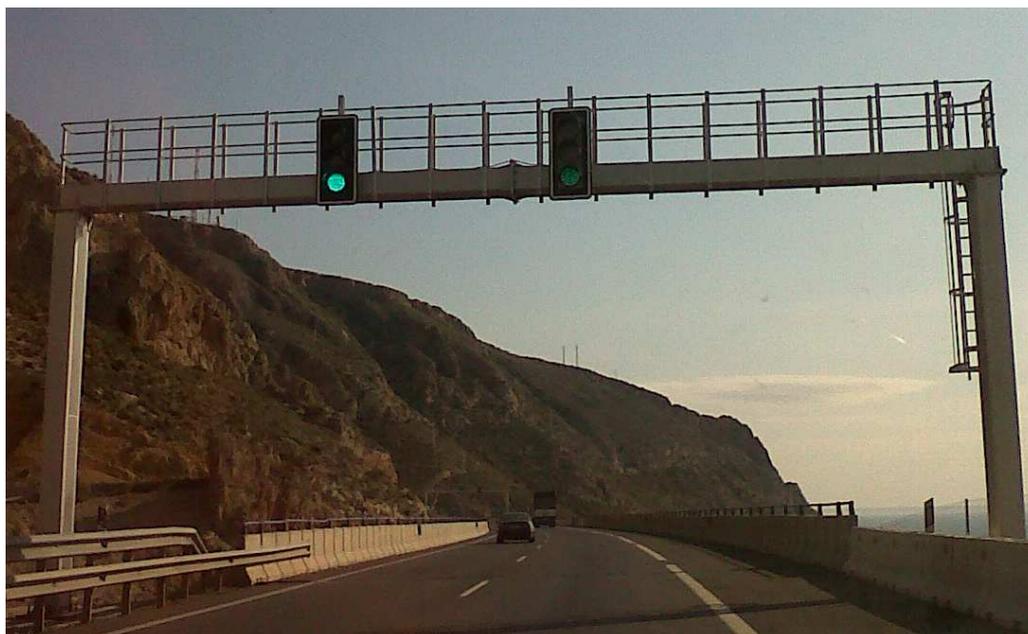


Figura 3.3. Semáforos en la carretera



Figura 3.4. Semáforos a la entrada del túnel

Los dos túneles del tramo tienen una longitud de unos 500 m cada uno. A la entrada de uno de ellos se sitúa el transformador que les suministra la energía a todos los elementos del tramo para su correcto funcionamiento (figura 3.4. a la derecha). Hay que tener en cuenta los distintos elementos del túnel, alumbrado, ventilación, señalización y electrónica.

Para la iluminación dentro del túnel se utilizan lámparas fluorescentes, ya que su vida útil es mayor y tienen una alta eficiencia luminosa. Dentro de éste nos encontramos con semáforos y señalización electrónica, que regulan el tráfico dentro del túnel.

La ventilación es un factor importante, ya que extrae los gases producidos por la combustión de los vehículos y mantiene unas condiciones óptimas dentro del túnel.



Figura 3.5. Entrada túnel

Los postes SOS son cabinas telefónicas en las que, sin echar monedas, podemos encontrar un interlocutor que nos ayude con nuestros problemas. Aunque los avances en la telefonía móvil han reducido su uso, siguen siendo útiles en lugares a los que no llega la cobertura.



Figura 3.6. Puesto SOS

El opacímetro es un sensor electro-óptico cuya función es medir la opacidad en el aire a través de las partículas existentes (polvo en suspensión, emisiones de gas, niebla, lluvia, nieve, etc.). Mide la opacidad del gas de combustión de los automóviles para determinar el nivel de contaminación.



Figura 3.7. Opacímetro

3.2.2. Potencia instalada

El consumo eléctrico de cada elemento de la carretera se indica a continuación:

Elemento	Cantidad	Potencia individual
Control gálibo	2	100 W
Panel PMV	2	3,3 kW
Semáforo	3	100 W
Opacímetro	3	110 W
Co	3	240 W
Alumbrado	-	182,4 kW
Ventilación	12	45 kW
Red poste SOS	15	45 W
Señalización variable	-	500 W
Potencia instalada total		731,725 kW

Tabla 3.2. Potencia instalada elementos carretera

El consumo de los ventiladores encargados de la ventilación del túnel tienen una potencia instalada de 45 kW cada uno. El hecho de presentar esta potencia tan elevada se debe a que están pensados para el caso de en que ocurra un suceso tal como incendio o un gran atasco en el túnel.

Estos sucesos tienen una baja probabilidad de ocurrencia, por lo que los ventiladores no están trabajando a 45 kW, si no a una potencia mucho menor, unos 4 kW.

La instalación energética a estudiar se puede dimensionar tomando como potencia de los ventiladores 4 kW, buscando una solución para el caso en que los ventiladores trabajen a máxima potencia. De esta forma, tendremos una instalación menor así como un importante ahorro monetario.

Elemento	Cantidad	Potencia individual
Control gálibo	2	100 W
Panel PMV	2	3,3 kW
Semáforo	3	100 W
Opacímetro	3	110 W
Co	3	240 W
Alumbrado	-	182,4 kW
Ventilación	12	4 kW
Red poste SOS	15	45 W
Señalización variable	-	500 W
Potencia instalada total		239,725 kW

Tabla 3.3. Potencia instalada de cálculo elementos carretera

Por lo tanto la potencia instalada total del tramo será de 239,725 kW.

En la siguiente figura se puede ver un esquema con la potencia instalada de los componentes del tramo por puntos kilométricos. El consumo indicado es el total de todos los elementos de un punto kilométrico de dicho tramo.

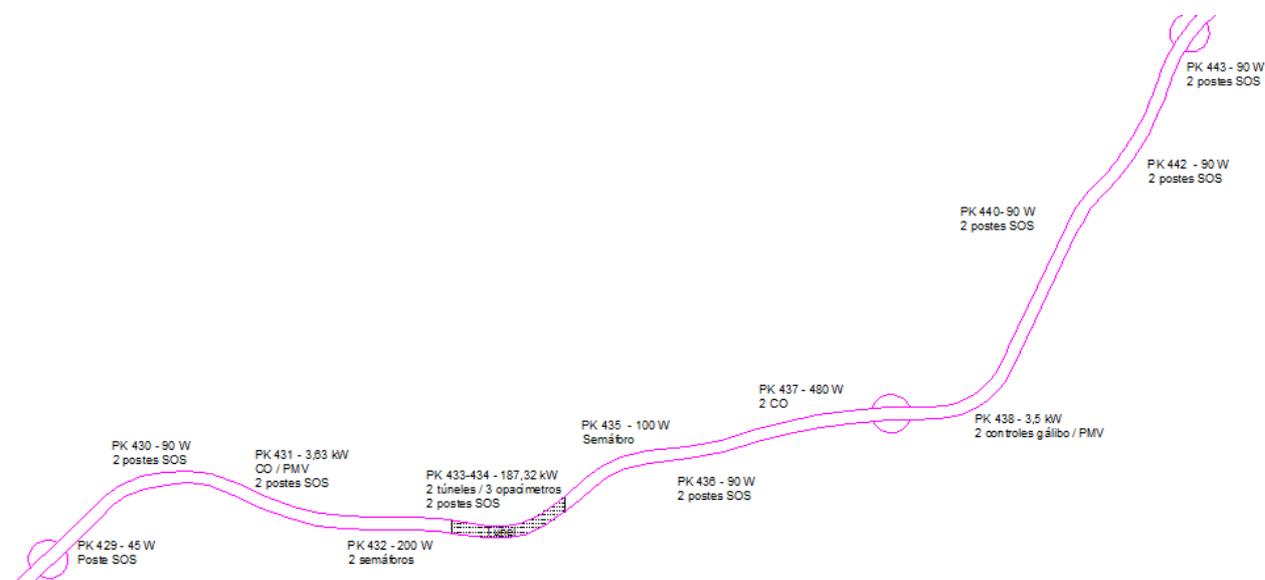


Figura 3.8. Potencia instalada por puntos kilométricos

3.2.3. Suministro actual de la carretera

Actualmente el tramo de autovía escogido para el estudio está suministrado mediante energías convencionales.

La energía generada en las centrales eléctricas es transportada a través de líneas subterráneas de alta tensión hasta los distintos transformadores situados a lo largo de la autopista. En el tramo elegido hay un transformador, donde una vez transformada la electricidad de alta a media tensión, se lleva a través de líneas subterráneas hasta los distintos puntos de consumo.



Figura 3.9. Transformador tramo carretera

El transformador del tramo se alimenta desde dos subestaciones distintas, la de Aguadulce y la de Belén, de 20 kV cada una. Estas líneas de media tensión son independientes, se puede entregar corriente desde cualquiera de las dos sin verse el flujo de electricidad interrumpido si una de las dos se rompe.

La potencia entregada por el transformador que alimenta este tramo es de 1000 kVA, teniendo contratada una potencia de 192 kW.

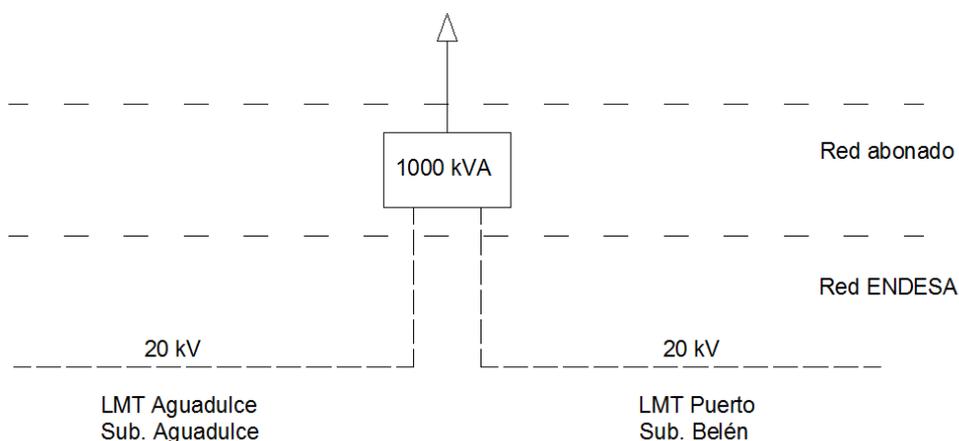


Figura 3.10. Esquema instalación eléctrica

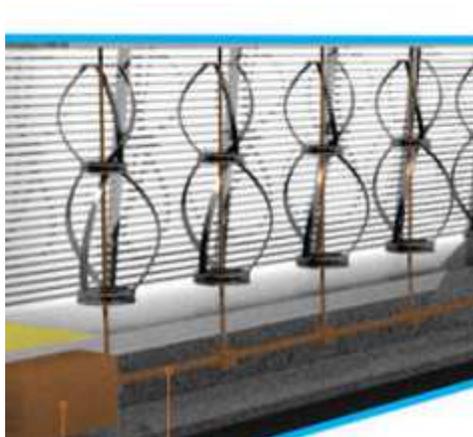


Figura 3.12. Esquema aerogeneradores en mediana

Datos del aerogenerador	
Alto	0,75 m
Ancho	0,5 m
Superficie barrida	0,375 m ²
Potencia	0,15 kW/aerogenerador
Coste	1.459,75 €/aerogenerador

Tabla 3.4. Datos aerogenerador 0,15 kW

Para obtener los 239,725 kW necesarios para abastecer el tramo de autovía habría que instalar 800 parejas de aerogeneradores cada 5,2 m.

El coste aproximado, incluido el 5 % del coste de instalación en el precio del aerogenerador, ascendería a **dos millones ciento trescientos treinta y cinco mil seiscientos Euros** (2.335.600 €). Excluido el IVA y el coste de mantenimiento.

El elevado coste de este sistema hace inviable su implantación, además de ser inviable llenar toda la mediana del tramo de autovía de aerogeneradores.

3.3.2. Postes de luz con aerogeneradores verticales

Con este sistema se implantarían aerogeneradores verticales en los postes de cualquier elemento eléctrico o electrónico de la carretera. La electricidad generada con el aerogenerador abastecería al propio elemento en el que estuviese instalado.



Figura 3.13. Esquema aerogeneradores en postes

Datos del aerogenerador	
Alto	1 m
Ancho	0,6 m
Superficie barrida	0,6 m ²
Potencia	0,5 kW/aerogenerador
Coste	4.866 €/aerogenerador

Tabla 3.5. Datos aerogenerador 0,5 kW

El tramo de autovía cuenta con dieciséis estructuras, pudiendo instalar 36 aerogeneradores. Con esto sólo obtendríamos 18 kW, con lo que no es posible abastecer el tramo.

El coste aproximado, incluido el 5 % del coste de instalación en el precio del aerogenerador, ascendería a **ciento setenta y cinco mil ciento setenta y seis Euros** (175.176 €). Excluido el IVA y el coste de mantenimiento.

La implantación de este sistema no se puede realizar ya que no cubre las necesidades eléctricas del tramo.

3.3.3. Estructuras similares a las de los paneles informativos pero con turbinas eólicas

En este sistema se busca integrar aerogeneradores de eje vertical en estructuras similares a las de los paneles informativos. Como en los

aerogeneradores en las medianas, además del viento natural que sopla en la zona se aprovechará el generado por el movimiento de los automóviles.

Cada estructura, las cuales se dispondrán a lo largo de los 4.160 m de longitud útil de ambos sentidos de circulación, contará con dos aerogeneradores.

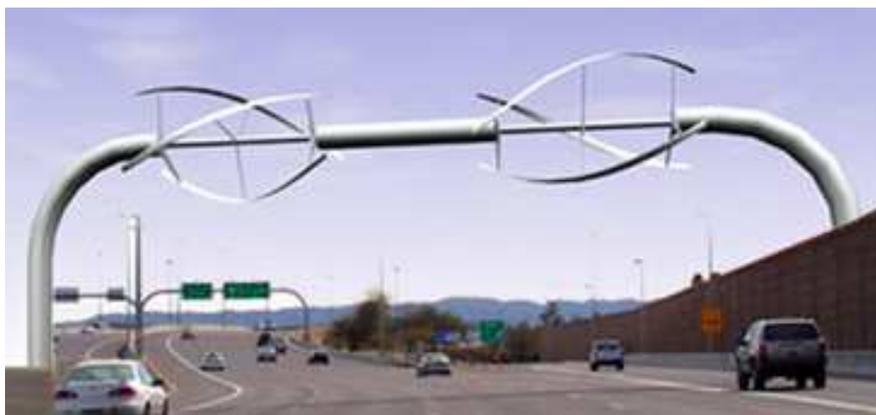


Figura 3.14. Esquema aerogeneradores en estructuras

Datos del aerogenerador	
Alto	1,8 m
Ancho	0,9 m
Superficie barrida	1,62 m ²
Potencia	1,5 kW/aerogenerador
Coste	14.597,5 €/aerogenerador

Tabla 3.6. Datos aerogenerador 1,5 kW

Para cubrir los 239,725 kW necesarios para abastecer el tramo de autovía habría que instalar 160 aerogeneradores repartidos en 80 estructuras (40 para cada sentido cada 104 m).

El coste aproximado, incluido el 5 % del coste de instalación en el precio del aerogenerador, ascendería a **dos millones trescientos treinta y cinco mil seiscientos Euros** (2.335.600 €). Excluido el IVA y el coste de mantenimiento.

El elevado coste de este sistema hace inviable su implantación, así como el elevado número de estructuras necesarias.

3.3.4. Túnel como turbina de energía eólica modular

En este sistema se busca integrar aerogeneradores de eje vertical en estructuras dentro de los túneles, aprovechando la energía de los vehículos que circulan por él.

Cada estructura, la cual contará con cinco aerogeneradores, se dispondrá a lo largo de los 500 m de los túneles.



Figura 3.15. Esquema aerogeneradores en túnel

Datos del aerogenerador	
Alto	0,8 m
Ancho	0,4 m
Superficie barrida	0,32 m ²
Potencia	0,3 kW/aerogenerador
Coste	2.919,5 €/aerogenerador

Tabla 3.7. Datos aerogenerador 0,3 kW

Para cubrir las necesidades energéticas del tramo de carretera, serían necesarios 800 aerogeneradores. Instalando 5 en cada estructura, serían necesarias 160 estructuras, las cuales se instalarían cada 6,25 m entre los dos túneles.

La potencia total obtenida sería de 375 kW, insuficiente para cubrir las necesidades energéticas del tramo de autovía.

El coste aproximado, incluido el 5 % del coste de instalación en el precio del aerogenerador, ascendería a **dos millones trescientos treinta y cinco mil seiscientos Euros** (2.335.600 €). Excluido el IVA y el coste de mantenimiento.

El elevado precio de la instalación hace inviable su implantación.

3.3.5. Aerogeneradores en postes eléctricos

Otro sistema a estudiar es el de colocar aerogeneradores en postes eléctricos, aprovechando las infraestructuras.

Este sistema no se puede implantar por la falta de postes de líneas de alta tensión, dado que éstas son subterráneas. En el tramo encontramos postes de líneas telefónicas, los cuales al ser de madera no soportarían el peso de un aerogenerador, aunque éste sea pequeño.

3.3.6. Turbinas eólicas integradas en una estructura entre los pilares de los puentes

En este último sistema se busca aprovechar las estructuras de los puentes del tramo para adosarles los aerogeneradores.

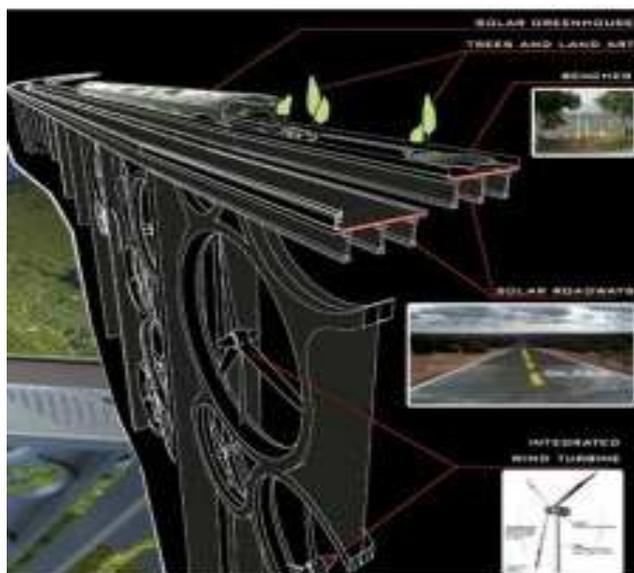


Figura 3.16. Esquema aerogeneradores horizontales

El tramo cuenta con tres puentes. Se pretende integrar una estructura con los aerogeneradores entre los pilares de los puentes que suministre la energía eléctrica necesaria para abastecer a todos los elementos del tramo.

Se diseñarán aerogeneradores especiales para la instalación ya que los comercializados no sirven para ésta a causa de la torre.

Datos del aerogenerador	
Diámetro	10 m
Superficie barrida	78,54 m ²
Velocidad de rotación	60 rpm
Número de palas	3
Potencia a red	50 kW
Tensión	500 V trifásica
Coste	78.570 €/aerog

Tabla 3.8. Datos aerogenerador horizontal

Para cubrir los 239,725 kW necesarios para abastecer el tramo se necesitarían cinco aerogeneradores.

Será necesaria la implantación de estructuras que contengan a los aerogeneradores, las cuales estarán compuestas por pasarelas, escaleras, barandillas, líneas de vida, etc., así como un acceso a la misma para operaciones de mantenimiento. El precio aproximado de cada una de estas estructuras será de unos 100.000 € y, en principio, se contará con dos.

El coste aproximado, incluido el 5 % del coste de instalación en el precio del aerogenerador y contando las estructuras, ascendería a **quinientos noventa y dos mil ochocientos cincuenta Euros** (592.850 €). Excluido el IVA y el coste de mantenimiento.

De las opciones estudiadas esta es la más viable, abastece eléctricamente el tramo en su totalidad y el coste no es tan excesivamente elevado como las otras opciones.

Capítulo 4

Desarrollo de la alternativa elegida

4.1. Evaluación del potencial eólico

4.1.1. Recursos eólicos

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen del Sol, teniendo la energía eólica una procedencia directa de la energía solar.

Los recursos eólicos provienen de las corrientes horizontales en la superficie generadas por el diferente calentamiento del aire en la troposfera (capa que se extiende hasta los 11 Km de altitud) que origina corrientes verticales por efecto del menor peso del aire calentado con respecto al que le rodea. Estas corrientes verticales generan las mucho más intensas horizontales por desplazamiento del aire, lo cual se manifiesta por la aparición de gradientes de presión horizontales. La fuerza de Coriolis, debida al movimiento de la Tierra, desvía las corrientes, haciendo que éstas rodeen las zonas de baja presión (borrasca) dejándolas a su izquierda (movimiento antihorario) en el hemisferio Norte y dejando a su derecha a las zonas de alta presión (anticiclón).

La atmósfera en media emite más calor solar por radiación del que recibe, siendo la diferencia aportada por el suelo, que al recibir la radiación del Sol calienta el aire por convección, el cual tiende a ascender generando la inestabilidad antes citada que induce movimientos verticales y, por lo tanto, un mezclado efectivo. De esta manera se establece un equilibrio dinámico que comporta movimientos aproximadamente cíclicos, debido al periodo día-noche y al anual, aparte de otros de mayor periodo. Además, el suelo radia muy eficazmente en noches claras, enfriándose y absorbiendo calor del aire más próximo por conducción. Esto hace que el aire junto al suelo se densifique tendiendo a permanecer junto a él, creándose una atmósfera estable que previene el mezclado de capas altas de la atmósfera con capas junto al suelo. Se dice que una atmósfera es neutra cuando aparece una indiferencia la traslado de masas a distintas alturas, situación por lo tanto intermedia entre atmósfera estable e inestable.

Cerca de la superficie el viento pierde cantidad de movimiento por la disipación de la energía que supone el rozamiento con el suelo, estableciéndose una capa límite turbulenta de gran espesor, tanto mayor cuanto mayor y más tupidos sean los obstáculos en la superficie.

La inestabilidad de la atmósfera reduce el espesor de la capa límite pues el trasiego de masas altas, por lo tanto con gran velocidad, con bajas más lentas supone una adición de cantidad de movimiento cerca del suelo.

A efectos de aprovechar la energía del viento, conviene que la capa límite sea delgada, con el objeto de lograr altas velocidades del viento con una cierta altura de torre.

La capa límite se ve alterada localmente por la presencia de obstáculos. Así, en el lado de barlovento de una colina, meseta o acantilado se tiene la conjunción de un aumento de la velocidad del viento por la desviación que le impone el obstáculo y una reducción del espesor de la capa límite. A sotavento, sin embargo, se nota una alta turbulencia y un defecto de velocidad, denominándose esta región la estela.

Influye grandemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente.

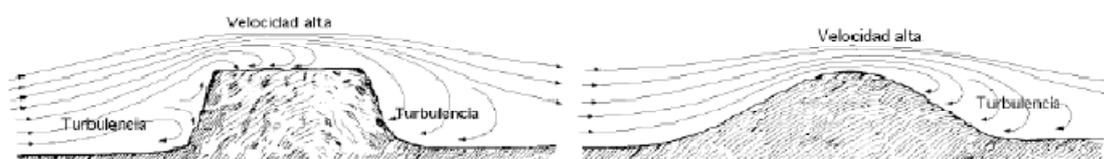


Figura 4.1. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento

La península ibérica se encuentra la mayor parte del año en una zona de vientos generales del Oeste, decayendo su intensidad en verano. Sin embargo, en la zona de los alisios los vientos son muy constantes del Este, lo que genera recursos eólicos interesantes.

Si se observa el mapa eólico europeo, mostrado en la figura 4.2, resulta evidente que los mejores vientos se encuentran en las costas occidentales y en menor medida en las costas del Mediterráneo y cuenca del Ebro.

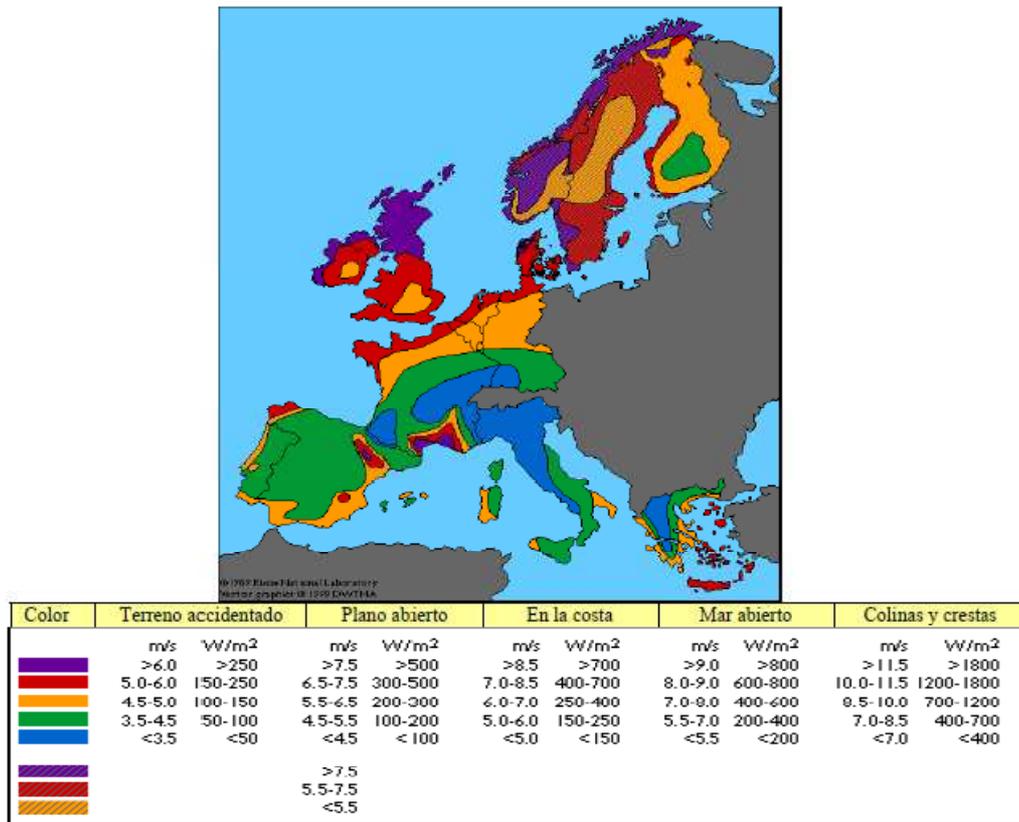


Figura 4.2. Mapa eólico europeo. Recursos eólicos a 50 m sobre el nivel del mar (Mur, 2006)

4.1.2. Caracterización energética

El viento, debido a su origen, presenta una gran variabilidad, tanto en dirección como en intensidad, así como de un lugar a otro. Su caracterización desde el punto de vista energético es de gran importancia para determinar:

Potencial disponible y con ello permitir deducir de él la rentabilidad económica de la instalación.

- Emplazamiento más adecuado.
- Cargas sobre el sistema, que permita el dimensionado idóneo.
- Estrategia operativa de arranque, parada, regulación, orientación al viento, etc.
- Vida útil del sistema por el efecto de la turbulencia, ráfagas, tormentas, etc.
- Comportamiento energético de la explotación eólica.

La valoración del emplazamiento es un interrogante de gran importancia que es necesario despejar antes de la toma de decisiones económicas. Ello requiere la realización de una campaña de medidas y una explotación de datos que ha de incluir:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección del viento (rosa de vientos).
- Distribución de velocidades medias anuales.
- Variación del viento con la altura.
- Influencia de la topografía. Selección de emplazamientos.
- Estadística de ráfagas. Valores extremos.

4.1.2.1. Distribución de direcciones de viento

Las características direccionales del viento son de gran importancia, especialmente para la ubicación de máquinas eólicas en terrenos no uniformes, así como conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más habitual de distribución direccional del viento es la llamada rosa de vientos, que representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección o también puede representar la velocidad media en cada dirección y la distribución direccional de la energía. Ésta última proporcionará una idea de que direcciones son las más energéticas en el emplazamiento seleccionado y, por tanto, las más atractivas desde el punto de vista de potencial eólico.

La gráfica consiste en utilizar barras o extensiones que van desde el centro de un círculo hacia un punto determinado que ilustra la dirección del viento, la longitud de cada extensión indicará el porcentaje de tiempo en el que el viento se dirigió hacia esa dirección. Estas direcciones están representadas por números los cuales varían de acuerdo a las manecillas del reloj iniciando con 360° en el norte, teniendo el este con 90°, el sur con 180° y el oeste con 270°. También existen otras direcciones como NE a la que pertenecen los 45° y así obtener los grados correspondientes a las demás direcciones del viento. La calma se expresa como 0°. Las distintas direcciones del viento referidas a la rosa de los vientos pueden presentarse en 4, 8, 12 y 16 sectores.

La dirección del viento está referida siempre al lugar desde donde procede la corriente de aire. Normalmente, también se refleja en la rosa de vientos la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

La figura 4.3 muestra dos tipos de rosas de viento:

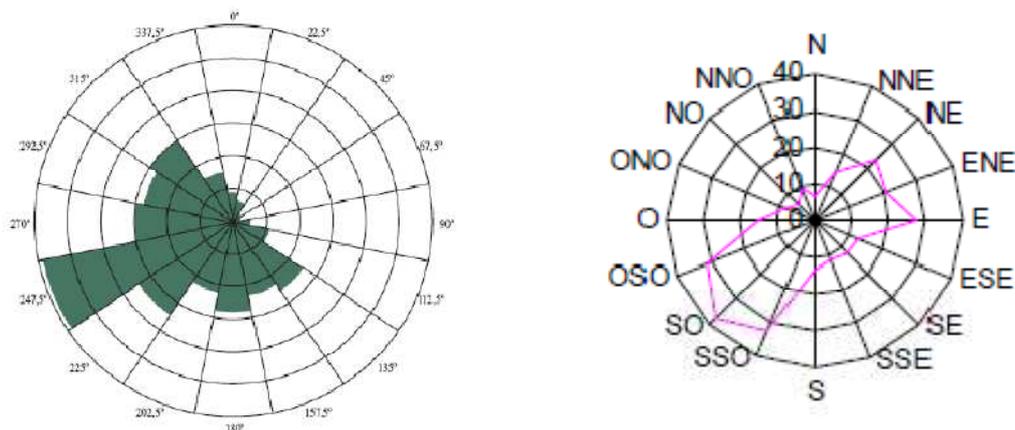


Figura 4.3. Tipos de rosas de los vientos

4.1.2.2. Distribuciones de velocidades

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $p(v)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de para otros parámetros energéticos de interés.

Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento a evaluar, o si se quiere extrapolar datos medidos de un lugar a otro, o de una altura a otra, el utilizar una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento ofrece ciertas ventajas. Las representaciones analíticas más utilizadas, por su similitud con las distribuciones reales normalmente medidas, son la distribución de Rayleigh y de Weibull.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas, la existencia de vientos extremos.

El gráfico siguiente muestra un histograma de velocidades.

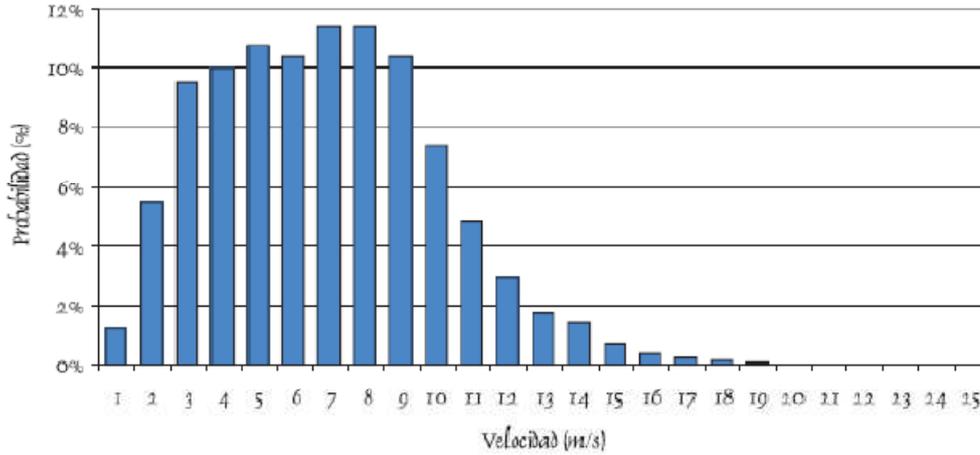


Figura 4.4. Histograma de velocidades de viento (Cal Herrera, 2006)

Se puede apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios.

La velocidad media se obtendría sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad por la probabilidad de obtener esa velocidad.

Las dos funciones de distribución de probabilidades que se utilizan para describir el comportamiento del viento, son las de Rayleigh y Weibull, las cuales se adaptan bien a la forma típica de los histogramas de viento y se utilizan cuando es necesaria una expresión analítica de la probabilidad de la velocidad del viento. La de Weibull se ajusta mejor que la de Rayleigh, puesto que ésta es un caso particular de la primera para un valor de $k=2$.

En la figura 4.5 se muestra la distribución de Weibull para el ejemplo del histograma de velocidades.

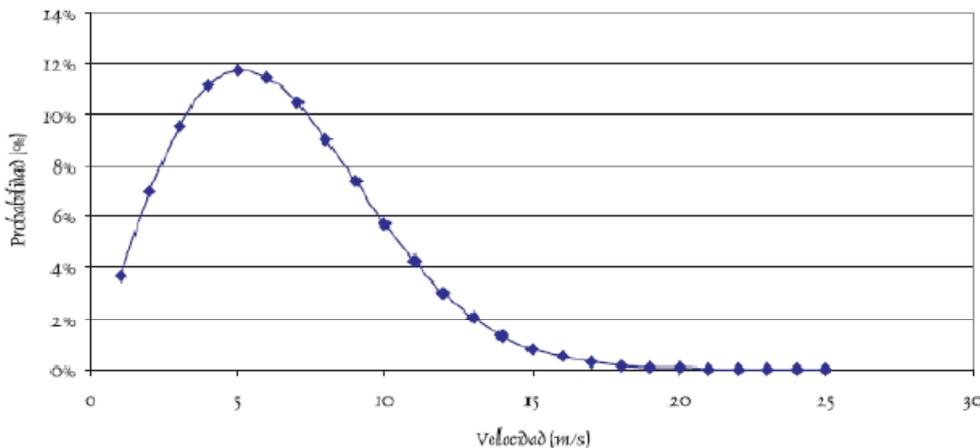


Figura 4.5. Distribución de probabilidad de Weibull

La expresión de la función de densidad de probabilidad de Weibull es la siguiente:

$$f(v) = \left(\frac{k}{C}\right)\left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-(v/C)^k}$$

donde $f(v)$ es la probabilidad asociada a la velocidad v , C es el factor de escala que tiene unidades de velocidad y k es el factor de forma adimensional.

Estas distribuciones sirven para estimar la producción energética de un aerogenerador, al igual que los histogramas, ajustándose a partir de la serie temporal de datos de viento. En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico. Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. En cualquier caso, es recomendable medir, al menos, durante un año para considerar estas posibles variaciones. También hay que tener en cuenta otros aspectos tales como la variación del viento con la altura o perfil vertical del viento, la intensidad de la turbulencia y el factor de rafagosidad, que son parámetros que van a afectar a las características del recurso disponible, y, en definitiva, a la producción energética y a la viabilidad del parque eólico.

4.1.3. Energía del viento

Una masa de aire m con movimiento uniforme unidireccional de velocidad v tiene una energía cinética: $E = \frac{1}{2}mv^2$

Si ρ es la densidad del aire de la corriente uniforme, la energía por unidad de volumen de esta masa es: $e = \frac{1}{2}\rho v^2$

El flujo volumétrico a través de una superficie de control estacionaria de sección frontal A es: $Q = Av$

Luego, el flujo de energía o potencia eólica de la corriente a través de A es: $P = e\dot{Q} = \frac{1}{2}\rho Av^3$

Esta expresión muestra la gran dependencia de la potencia con la velocidad.

Asimismo indica la conveniencia de operar a nivel del mar, donde la densidad es máxima, con un valor medio de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

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 sustancial 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_p , a modo de eficiencia de conversión (con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad), como el cociente entre la potencia extraída, es decir, aprovechada P_a , y la disponible en el viento. Para una corriente estacionaria valdría: $C_p = e\dot{Q} = \frac{1}{2}\rho Av^3$

Un valor representativo máximo es del orden de 0,4 para una aeroturbina moderna de tipo rápido.

La figura 4.13 muestra el coeficiente de potencia máximo obtenible para distintos tipos de aeroturbinas actuales como función del parámetro λ de velocidad del rotor (cociente entre la velocidad de punta de pala y velocidad del viento incidente).

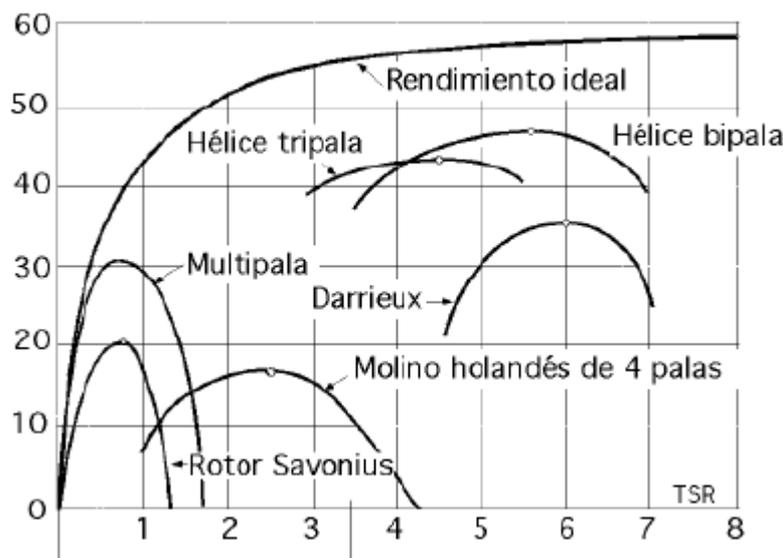


Figura 4.6. Variación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de la velocidad del rotor λ

Las aeroturbinas rápidas presentan una serie de ventajas:

- Se obtienen elevados valores de C_p junto con un amplio margen de velocidades para los que son posibles valores aceptables.
- Proporcionan rotores más ligeros, debido fundamentalmente a aumentar la velocidad relativa a la pala y con ello los efectos aerodinámicos, siendo por lo tanto posible construirlo de menor anchura (cuerda).
- La rapidez del rotor ocasiona que para igual potencia sea menor el par ($P = C w$), reduciéndose las cargas sobre la parte lenta del eje, con lo

que puede construirse más ligero. Un régimen de giro alto del rotor requiere una multiplicación menor en la caja de engranajes, reduciéndose su costo y aumentando su eficiencia.

- Afortunadamente, el reducido C_p a bajas velocidades, que ocasiona pares bajos en el arranque, es compatible con el bajo par de arranque de los generadores eléctricos.

El área de referencia para calcular P en una aeroturbina es la de la sección recta frontal al viento de la zona afectada por el giro de las aspas. Para una aeroturbina de eje horizontal es $A = \pi D^2/4$, siendo D el diámetro del rotor. Esto está basado en el hecho de que no se ha encontrado mecanismo alguno que permita extraer energía del aire que rodee externamente al rotor.

La densidad del aire ρ puede cambiar por efecto de la climatología, afectando de manera detectable la potencia disponible. Una ubicación en montaña supone una densidad menor que a nivel del mar.

La velocidad del viento evoluciona con la distancia al suelo, debido a la capa límite terrestre, siendo afectada por los obstáculos aguas arriba del punto considerado y del perfil del terreno en las inmediaciones. Las mediciones de viento a menudo no se han realizado a la altura a la que se va a instalar la aeroturbina, aunque ello es aconsejable.

Con el objeto de corregir los datos se suele usar una ley de variación con la altura como la siguiente: $v = v_0 (h / h_0)^n$, donde:

v = Velocidad del viento a la altura h sobre el punto de velocidad nula (altura de árboles, de edificios, de hierba, etc.)

v_0 = Velocidad del viento en el punto de medida, típicamente 30 metros por encima del punto de velocidad nula.

Valores orientativos de n se indican en la tabla 4.1:

Tipo de terreno aguas arriba	n
Liso (mar, arena llano, nieve llano)	0.10-0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campo de cereales, regiones rurales)	0.13-0.20
Rugoso (bosques, barrios)	0.20-0.27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27-0.40

Tabla 4.1. Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno

Un estudio de la orografía de la zona permite obtener valores de n más precisos. Este estudio suele ser de simulación numérica y en algunos casos

resultado de ensayos y mediciones en túnel aerodinámico haciendo uso de maquetas de la orografía de la zona.

4.1.4. Estudio del recurso eólico en el tramo de carretera

El presente apartado recoge los resultados del estudio del recurso eólico y producción energética para el tramo de la Autovía del Mediterráneo escogido para el estudio.

La mejor forma de determinar el recurso eólico a largo plazo es mediante datos de viento registrados en el emplazamiento, por ello, se realizará una aproximación mediante datos facilitados por AEMET en la zona de Almería.

4.1.4.1. El emplazamiento

El emplazamiento está situado entre los puntos kilométricos 429 (salida El Parador) y 435 (salida Almería) de la Autovía del Mediterráneo (A7), como muestra la figura 4.7.

La carretera se encuentra situada frente a la costa con una elevación aproximada entre 70 y 100 metros, según el tramo, sobre el nivel del mar. Dada la naturaleza del terreno, el cual se encuentra en una zona montañosa con cierta vegetación, se considera que es un terreno moderadamente rugoso.

El único elemento constructivo que se encuentra en las cercanías de los puentes del tramo, lugar en el que se van a instalar los aerogeneradores, es la propia carretera.



Figura 4.7. Situación de la carretera (Google maps)

4.1.4.2. Datos de viento

El registro de viento facilitado por AEMET para la provincia de Almería contiene datos diarios desde el 1 de Febrero de 1968 hasta el 31 de Agosto de 2012. La estación, indicada como 63250, se encuentra en el aeropuerto de Almería. Las coordenadas de dicha estación son las siguientes:

- Altitud: 21
- Latitud: 36°50'47" N
- Longitud: 02°21'25" W

Los datos no son continuos en el tiempo, hay períodos en los que no hay toma de datos, así como datos incompletos o erróneos. Estos datos se han excluido del análisis.

A continuación se resumen los periodos principales durante los que no hay datos válidos:

- Desde el 1 hasta el 31 de Agosto de 1972.
- 2 de Diciembre de 2005.
- 1 y 22 de Noviembre de 2006.
- 23 de Noviembre de 2009.
- 7 de Marzo de 2010.
- 3 de Junio de 2010.
- 8 de Diciembre de 2010.

- 27 y 31 de Enero de 2011.
- 10 de Febrero de 2011.

A continuación se resumen los periodos de datos erróneos o incompletos:

- Desde el 1 de Febrero de 1968 hasta el 18 de Mayo de 1976.
- Desde el 20 hasta el 23 de Mayo de 1991.
- 25 de Febrero de 2004.
- 4 y 6 de Diciembre de 2004.
- 25 y 26 de Junio de 2005.
- 7 y 22 de Septiembre de 2005.
- 24 de Abril de 2006.
- 1 de Junio de 2007.
- 4 de Julio de 2007.
- 21 de Septiembre de 2007.
- 22 de Abril de 2008.
- 12 de Mayo de 2009.
- 28 de Septiembre de 2009.
- 8 de Febrero de 2010.
- 27 de abril de 2010.
- 4 de Junio de 2010.
- 26 de Septiembre de 2010.
- 19 de Diciembre de 2010.
- 1, 9 y 28 de Enero de 2011.
- 1 de Febrero de 2011.
- 14, 15 y 16 de Marzo de 2011.

4.1.4.3. Descripción de la instalación

4.1.4.3.1. El aerogenerador

El aerogenerador que se ha propuesto para la instalación, el cual está hecho a medida, presenta las siguientes características:

- Diámetro: 10 m
- Velocidad de rotación: 60 rpm
- Número de palas: 3
- Potencia a red: 50 kW
- Tensión: 500 V

4.1.4.3.2. Velocidad media

La velocidad media del viento en la zona a estudiar se determinará a partir de la media de todos los datos válidos de viento durante todo el periodo de toma de datos.

Teniendo en cuenta todos los valores de velocidad media del viento del registro, podemos determinar que la velocidad media de viento es de 4,3 m/s.

Esta velocidad media del viento está tomada a una altura de 21 m. Para cada uno de los puentes del tramo, la velocidad es mayor por estar a una altura superior, por lo que hay que corregir dicha velocidad para cada uno de los puentes del tramo.

Para el puente de San Telmo, el cual está a una altura de 74 m con una rugosidad del terreno de 0,15:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \rightarrow \frac{v}{4,3} = \left(\frac{74}{21}\right)^{0,15} \rightarrow v = 5,2 \text{ m/s}$$

Para el puente de La Garrofa, el cual está a una altura de 70 m con una rugosidad del terreno de 0,2:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \rightarrow \frac{v}{4,3} = \left(\frac{70}{21}\right)^{0,2} \rightarrow v = 5,6 \text{ m/s}$$

Para el puente de El Palmer, el cual está a una altura de 102 m con una rugosidad del terreno de 0,2:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \rightarrow \frac{v}{4,3} = \left(\frac{102}{21}\right)^{0,2} \rightarrow v = 5,9 \text{ m/s}$$

4.1.4.3.3. Distribución de la dirección del viento

Para el aprovechamiento del recurso eólico se utiliza la rosa de los vientos, donde se observa la dirección más favorable de viento.

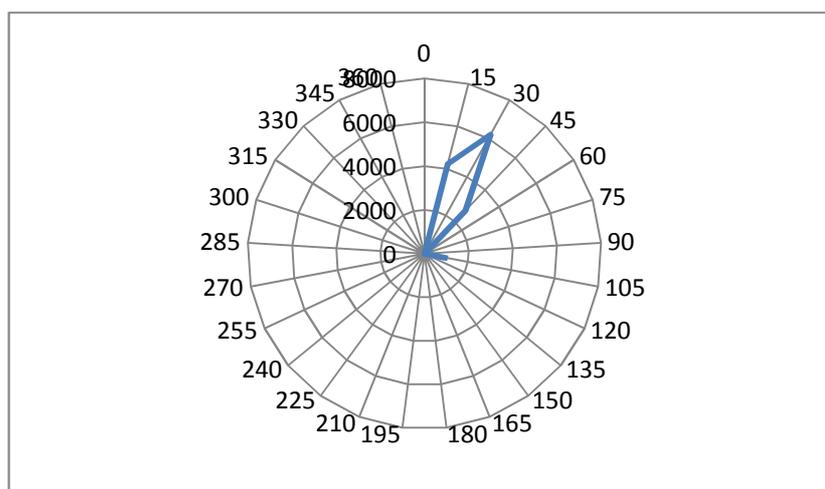


Figura 4.8. Rosa de los vientos

Según los resultados obtenidos, la dirección de viento predominante es la noreste (30°).

4.1.4.3.4. Distribución de la velocidad del viento

Para determinar el potencial eólico disponible se recurre a la distribución de velocidades de viento, calculando ésta mediante la distribución de Weibull.

A partir del gráfico asociado a la distribución de Weibull se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas o la existencia de vientos extremos.

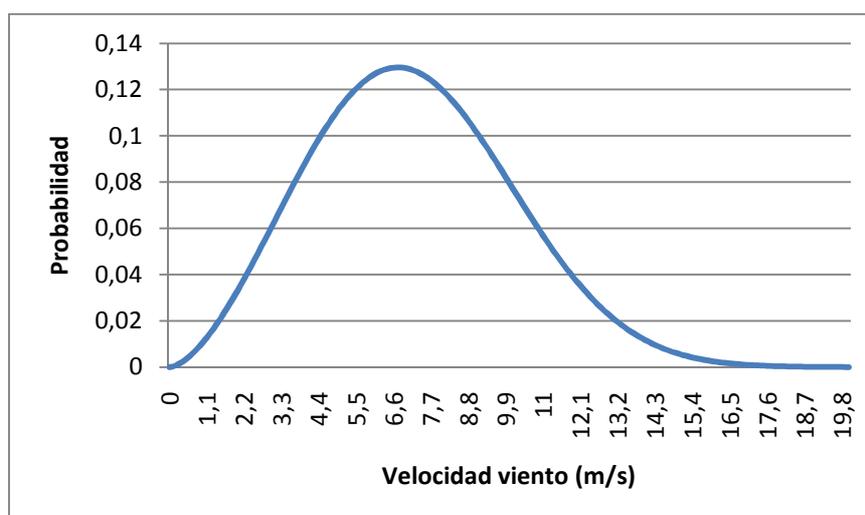


Figura 4.9. Distribución Weibull para el tramo de carretera

A 70 m de altura, la velocidad de viento con más probabilidad de ocurrencia es de 6,5 m/s.

4.1.4.3.5. Energía del viento

Para calcular la velocidad del viento lo primero que hay que tener en cuenta es que ésta evoluciona con la distancia al suelo, debido a la capa límite terrestre, siendo afectada por los obstáculos aguas arriba del punto considerado y del perfil del terreno en las inmediaciones. Las mediciones de viento a menudo no se han realizado a la altura a la que se va a instalar la aeroturbina, por lo que hay que corregir los resultados.

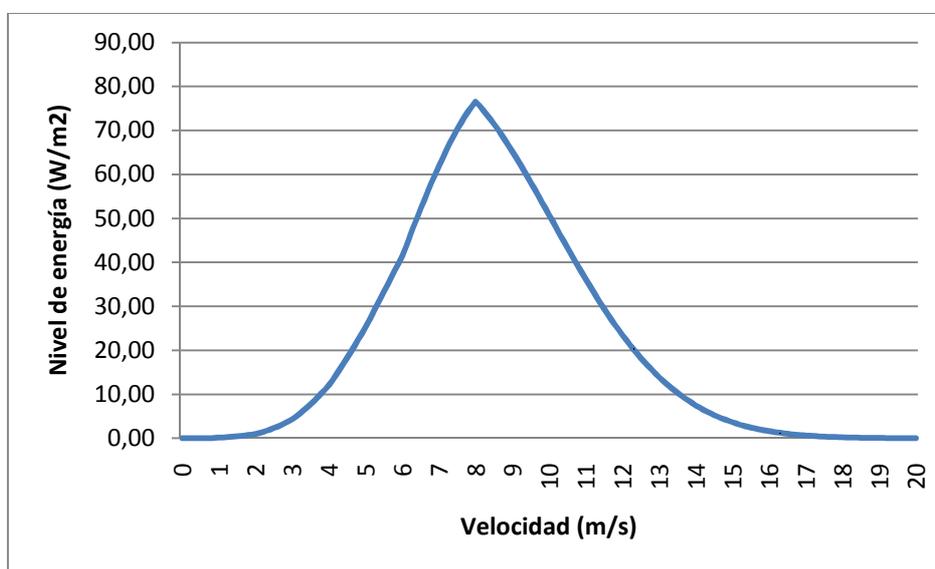


Figura 4.10. Distribución Weibull para el nivel de energía

El nivel máximo de energía se alcanza a los 8 m/s, con un valor $76,56 \text{ W/m}^2$.

4.1.4.3.6. Horas de viento equivalente anual

El viento es un tipo de energía muy discontinuo, no siempre las condiciones de viento son las óptimas para hacer funcionar los aerogeneradores, por lo que hay que determinar las horas anuales de viento en las que los aerogeneradores de la instalación funcionarían.

El estudio se realizará con los datos de viento disponibles para el último año, determinando los días de viento y, de ahí, las horas de viento.

No se puede hacer el estudio por horas directamente ya que los datos disponibles muestran la media diaria de viento, por lo que el resultado no va a ser exacto.

De entre los datos de viento de 366 días, indicados en el anexo F, se determinan los días en los que la velocidad del viento ha sido mayor o igual a 2,5 m/s, la velocidad de arranque del aerogenerador.

Este número de días de viento óptimo es 292, lo que supone 7.008 horas de viento al año.

4.2. Disposición de los aerogeneradores

Estudiadas las diferentes alternativas de suministro eléctrico mediante energía eólica del tramo, se determina integrar turbinas eólicas en estructuras entre los pilares de los puentes por ser la opción más viable tanto económica como energéticamente.

Como se ha mencionado anteriormente, la carretera corresponde a un tramo de la Autovía del Mediterráneo (A7), correspondiendo al comprendido entre los puntos kilométricos 429 y 435.



Figura 4.11. Plano de localización general del tramo de carretera

En dicho tramo hay tres puentes en los cuales se puede llevar a cabo la instalación de los aerogeneradores. Las coordenadas geográficas de cada uno de ellos se indican a continuación:

Puente de San Telmo (Estructura E-10). Latitud ($36^{\circ}49'55.43''$ N), longitud ($2^{\circ}29'35.81''$ O) y elevación (74 m).

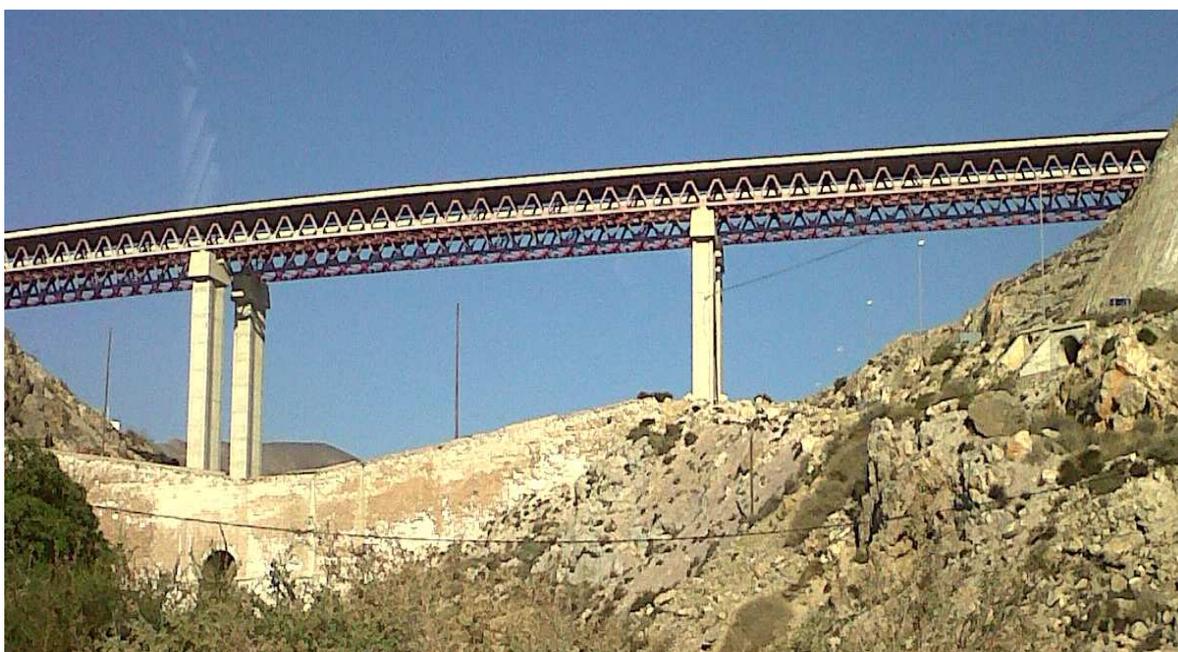


Figura 4.12. Puente de San Telmo

Por las dimensiones de este puente, y siendo los aerogeneradores de 10 m de diámetro, se podrían instalar dos estructuras de (43 x 14) m y una de (45 x 14) m con capacidad para tres aerogeneradores cada una.

Puente de La Garrofa (Estructura E-7). Latitud ($36^{\circ}49'43.31''$ N), longitud ($2^{\circ}31'09.32''$ O) y elevación (70 m).

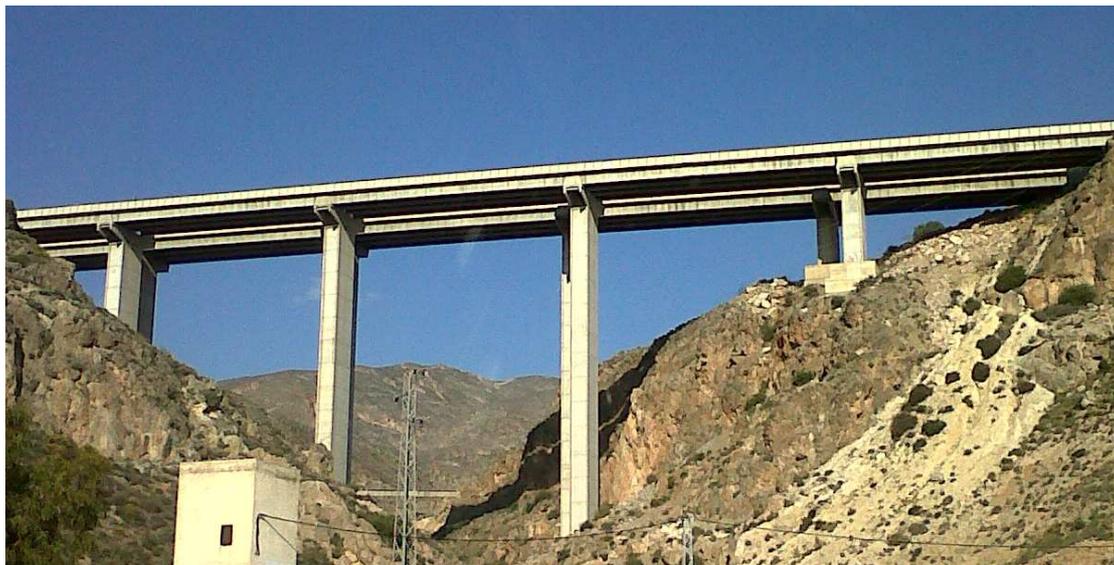


Figura 4.13. Puente de La Garrofa

En este puente se podrían instalar tres estructuras de (43,70 x 14) m y una de (37,20 x 14) m con capacidad para tres aerogeneradores cada una.

Puente de El Palmer (Estructura E-5). Latitud (36°49'36.38" N), longitud (2°31'59.46" O) y elevación (102 m).



Figura 4.14. Puente de El Palmer

En este puente, como en el de La Garrofa, se podrían instalar tres estructuras de (43,70 x 14) m y una de (37,20 x 14) m con capacidad para tres aerogeneradores cada una.

Dado que la velocidad del viento varía de un punto a otro, se deben colocar las estructuras en un plano en el que dicha velocidad sea constante, reduciendo así los cálculos de la instalación.

Los puentes del tramo de carretera se encuentran en una zona montañosa, lo cual afecta a la velocidad del viento. Situando los aerogeneradores en la parte más alta de los pilares del puente se conseguiría reducir este efecto.

Para reducir la carga que se va a sumar al puente, las estructuras que soporten los aerogeneradores deben ser lo más sencillas posible. Son estructuras simples y de poco volumen para que aporten el menor peso a la infraestructura existente. Estas estructuras ya vendrán fabricadas, por lo que no es necesario el cálculo de las mismas en este proyecto.

En la siguiente figura se muestra el esquema de la instalación en el puente de El Palmer:

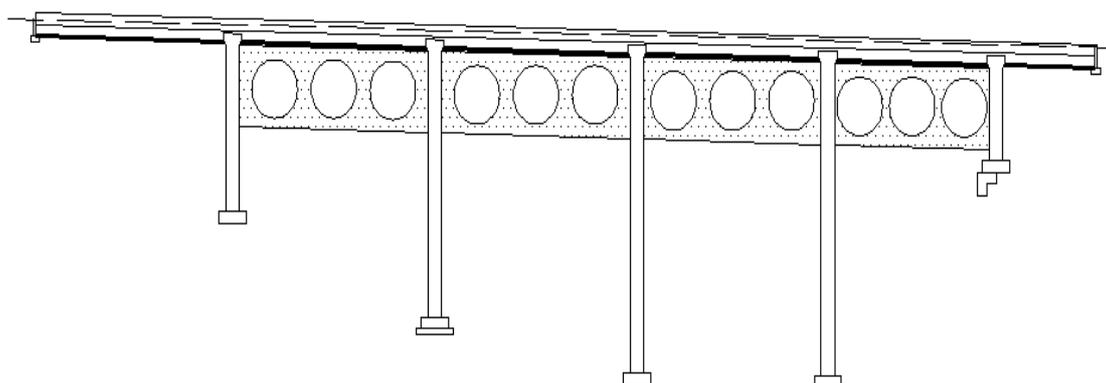


Figura 4.15. Esquema de la instalación en el puente de El Palmer

En la siguiente figura se muestra el esquema de la instalación en el puente de La Garrofa:

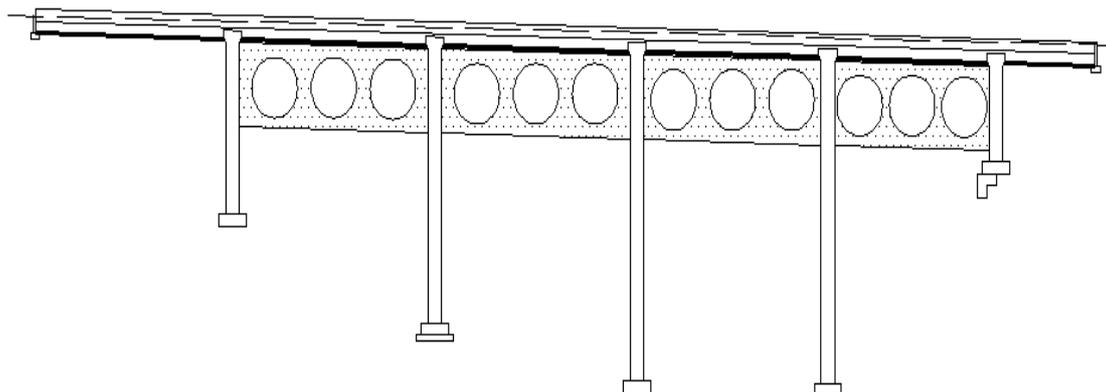


Figura 4.16. Esquema de la instalación en el puente de La Garrofa

En la siguiente figura se muestra el esquema de la instalación en el puente de San Telmo:

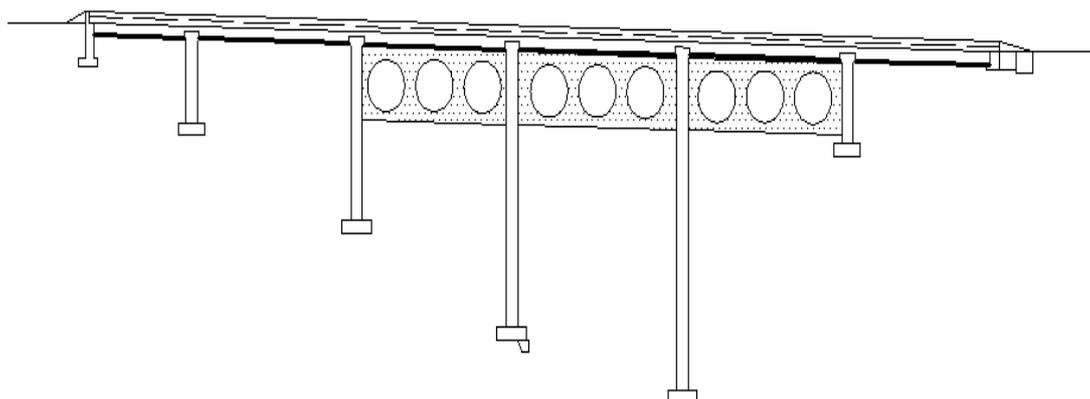


Figura 4.17. Esquema de la instalación en el puente de San Telmo

Los aerogeneradores llevan incorporado un sistema de control de la dirección, lo que les permite posicionarse en la dirección más conveniente según sea la velocidad del viento insuficiente o demasiado alta.

Teniendo en cuenta que la dirección predominante del viento es la noreste, los aerogeneradores estarán ligeramente orientados hacia esta dirección para un mayor aprovechamiento de la energía.

Se instalarán estructuras volumétricas, aportando un menor peso a la estructura del puente, siendo de acero galvanizado dadas las condiciones climáticas de la zona.

4.3. Producción energética de la instalación

4.3.1. Energía instalada

Como se estudió en el apartado 3.2 la potencia instalada total del tramo será de 239,725 kW.

Elemento	Cantidad	Potencia individual
Control gálibo	2	100 W
Panel PMV	2	3,3 kW
Semáforo	3	100 W
Opacímetro	3	110 W
Co	3	240 W
Alumbrado	-	182,4 kW
Ventilación	12	4 kW
Red poste SOS	15	45 W
Señalización variable	-	500 W
Potencia instalada total		239,725 kW

Tabla 4.2. Potencia instalada elementos carretera

Hallamos la energía que consume el tramo de carretera en un año. Ésta se halla multiplicando la potencia por las horas de trabajo (24*365):

$$E = 239,725 * 24 * 365 = 2.099.991 \text{ kWh}$$

La energía consumida por el tramo de carretera es de unos 2 GW anuales.

4.3.2. Energía producida

Conocida la curva de potencia del aerogenerador se procede a calcular la energía producida por la instalación para cada mes del año.

Con los datos de viento disponibles de los últimos 38 años se calcula la velocidad media para cada mes, relacionándola con la potencia que le corresponde. Con esta potencia ya se puede proceder al cálculo de la energía producida por un aerogenerador.

	N días	Vel media	Dir media	Pot (vel)	Consumo (kw)	Producción (kw)	Producción (%)
Enero	31	4,6	24	14,92	239,725	14,92	6,22
Febrero	28	5,1	27	18,54	239,725	18,54	7,73
Marzo	31	6,1	25	26,90	239,725	26,90	11,22
Abril	30	5,9	25	24,91	239,725	24,91	10,39
Mayo	31	5,6	25	22,52	239,725	22,52	9,39
Junio	30	5,4	26	20,93	239,725	20,93	8,73
Julio	31	5,1	25	18,54	239,725	18,54	7,73
Agosto	31	4,8	25	16,33	239,725	16,33	6,81
Septiembre	30	5,1	26	18,54	239,725	18,54	7,73
Octubre	31	4,9	28	17,04	239,725	17,04	7,11
Noviembre	30	4,6	28	14,92	239,725	14,92	6,22
Diciembre	31	4,8	29	16,33	239,725	16,33	6,81

Tabla 4.3. Producción de un aerogenerador

En la siguiente figura se pueden ver estos resultados de forma gráfica:

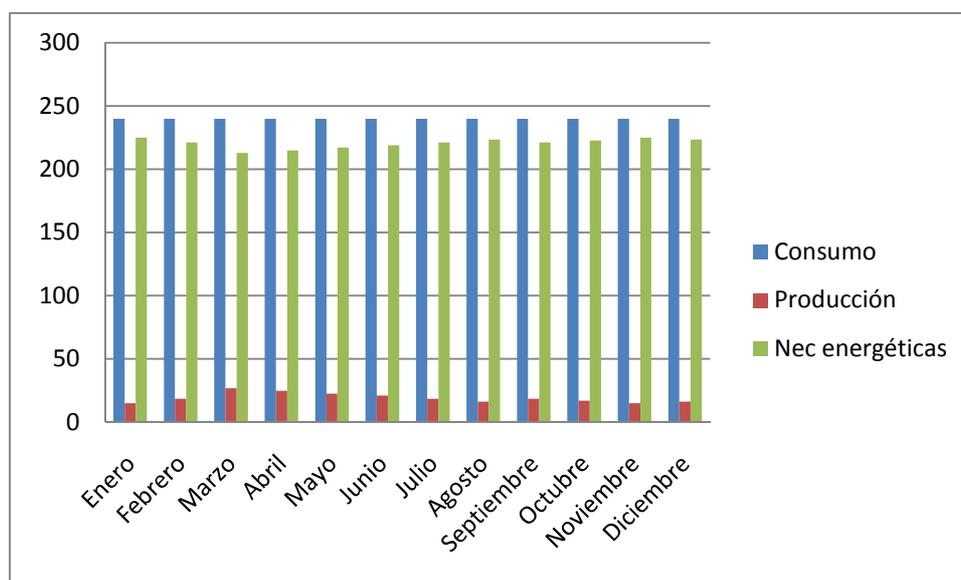


Figura 4.18. Reparto energético de un aerogenerador

Las necesidades energéticas del tramo no se cubren completamente con un aerogenerador, por lo que se realiza un estudio para determinar el número mínimo de aerogeneradores a instalar para que la instalación sea rentable.

En la siguiente tabla se muestran la producción y necesidades energéticas de la instalación según sea el número de aerogeneradores:

Aerog	Potencia generada anual (kWh)	Potencia consumida anual (kWh)	Necesidades energéticas (%)
1	155.089,03	2.099.991	92,61
2	310.178,06	2.099.991	85,23
3	465.267,09	2.099.991	77,84
4	620.356,11	2.099.991	70,46
5	775.445,14	2.099.991	63,07
6	930.534,17	2.099.991	55,69
7	1.085.623,20	2.099.991	48,30
8	1.240.712,23	2.099.991	40,92
9	1.395.801,26	2.099.991	33,53
10	1.550.890,29	2.099.991	26,15
11	1.705.979,32	2.099.991	18,76
12	1.861.068,34	2.099.991	11,38
13	2.016.157,37	2.099.991	3,99
14	2.171.246,40	2.099.991	0,00
15	2.326.335,43	2.099.991	0,00
16	2.481.424,46	2.099.991	0,00
17	2.636.513,49	2.099.991	0,00
18	2.791.602,52	2.099.991	0,00
19	2.946.691,55	2.099.991	0,00
20	3.101.780,57	2.099.991	0,00
21	3.256.869,60	2.099.991	0,00
22	3.411.958,63	2.099.991	0,00
23	3.567.047,66	2.099.991	0,00
24	3.722.136,69	2.099.991	0,00
25	3.877.225,72	2.099.991	0,00
26	4.032.314,75	2.099.991	0,00
27	4.187.403,78	2.099.991	0,00
28	4.342.492,80	2.099.991	0,00
29	4.497.581,83	2.099.991	0,00
30	4.652.670,86	2.099.991	0,00

Tabla 4.4. Producción energética de la instalación según número de aerogeneradores

En la tabla podemos comprobar cómo, a partir de 14 aerogeneradores, las necesidades energéticas del tramo de carretera se cubren completamente.

Con un número menor de aerogeneradores, aunque no se cubriesen completamente las exigencias energéticas del tramo, se conseguiría un ahorro monetario importante en energía.

4.3.3. Sistema de producción de energía de apoyo

La energía eólica es un tipo de energía discontinua, no todos los días y a todas horas hace viento, no llegando en todo momento a producirse la energía eléctrica necesaria para abastecer el tramo de carretera.

No en todos los casos la energía producida por la instalación cubre las necesidades energéticas del tramo de carretera, por lo que es necesario prever un sistema de apoyo que suministre la energía necesaria para abastecer adecuadamente al tramo de carretera.

Por otro lado se debe tener en cuenta que se está diseñando la instalación para los ventiladores del túnel trabajando a mínima potencia. Hay que tener un sistema de apoyo que no solo tenga en cuenta la falta de viento, sino también, la ocurrencia de que los ventiladores trabajen a máxima potencia.

La mejor opción es que el tramo de carretera siga conectado a la red general de suministro sin instalar ningún sistema de apoyo ya que ninguno sería capaz de cubrir estas necesidades energéticas en su totalidad.

En definitiva, el tramo de carretera seguirá conectado a la red general de suministro eléctrico, abonando el coste de la energía consumida tal y como ocurre en la situación actual.

No se consigue una infraestructura autosuficiente eléctricamente dado que el viento es un tipo de energía imprevisible y los sistemas de apoyo son insuficientes, pero la instalación eólica puede suponer un coste menor en energía para el abonado.

4.4. Análisis de costes

Este apartado tiene como objeto realizar un análisis económico de la rentabilidad del proyecto para la implantación de la instalación eólica en el tramo de carretera.

La rentabilidad de cualquier negocio, se basa en los márgenes entre el precio de venta de un determinado producto o servicio, y los costes de producirlo, y deben permitir, al menos, amortizar la inversión en la planta productiva y cubrir los costes variables.

La inversión para la realización de la instalación se repartirá entre el promotor, un 30 % de fondos propios respecto al total de la inversión, y una entidad financiera, el 70 % restante.

Las condiciones del préstamo son un tipo de interés nominal actual, susceptible de ser considerado de un 5% con pagos mensuales y una duración de 10 años.

A parte de la inversión inicial para la realización de la instalación eólica, se deben tener en cuenta los costes de mantenimiento y el seguro de los aerogeneradores, los cuales son anuales.

Los costes de operación ya van incluidos en los precios de cada uno de los elementos de la instalación, mientras que los costes de mantenimiento se fijarán en un 5% del coste total de la instalación, siendo el seguro de los aerogeneradores de 500 € por año y aerogenerador.

La vida útil de la instalación depende de la vida de los aerogeneradores la cual es de 30 años, dato proporcionado por el fabricante.

4.4.1. Rentabilidad de la instalación

Primero hay que determinar si la instalación es rentable, para ello deduciremos el número de aerogeneradores a partir del cual la instalación comienza a tener beneficios, representando gráficamente los costes y los beneficios que supone la instalación dependiendo del número de aerogeneradores.

Actualmente, el cobro del consumo de energía del tramo se divide en tres periodos, en los cuales el precio del kilovatio-hora es constante en los tres, 0,114730 €/kWh. Para obtener los ingresos se multiplicará este valor por la potencia generada por los aerogeneradores instalados.

La energía anual producida por el aerogenerador es de 155.089,03 kWh.

El coste total de la instalación se dividirá entre la vida útil de la instalación, ya que buscamos el coste anual. A continuación se indican estos costes:

	Precio	Unidad
Aerogenerador	65.000	€
Estructura	70.000	€
Arqueta	200	€
Línea MT subterránea	60	€/m
Línea BT subterránea	37	€/m
Costes mantenimiento	5	% coste total
Seguro aerogeneradores	500	€/año y aerogenerador

Tabla 4.5. Precios unitarios elementos de la instalación

Una vez tenemos el coste de cada uno de los elementos de la instalación se puede determinar el número de aerogeneradores necesario para que la instalación sea rentable.

En el momento en el que los ingresos son mayores que los gastos la instalación es rentable.

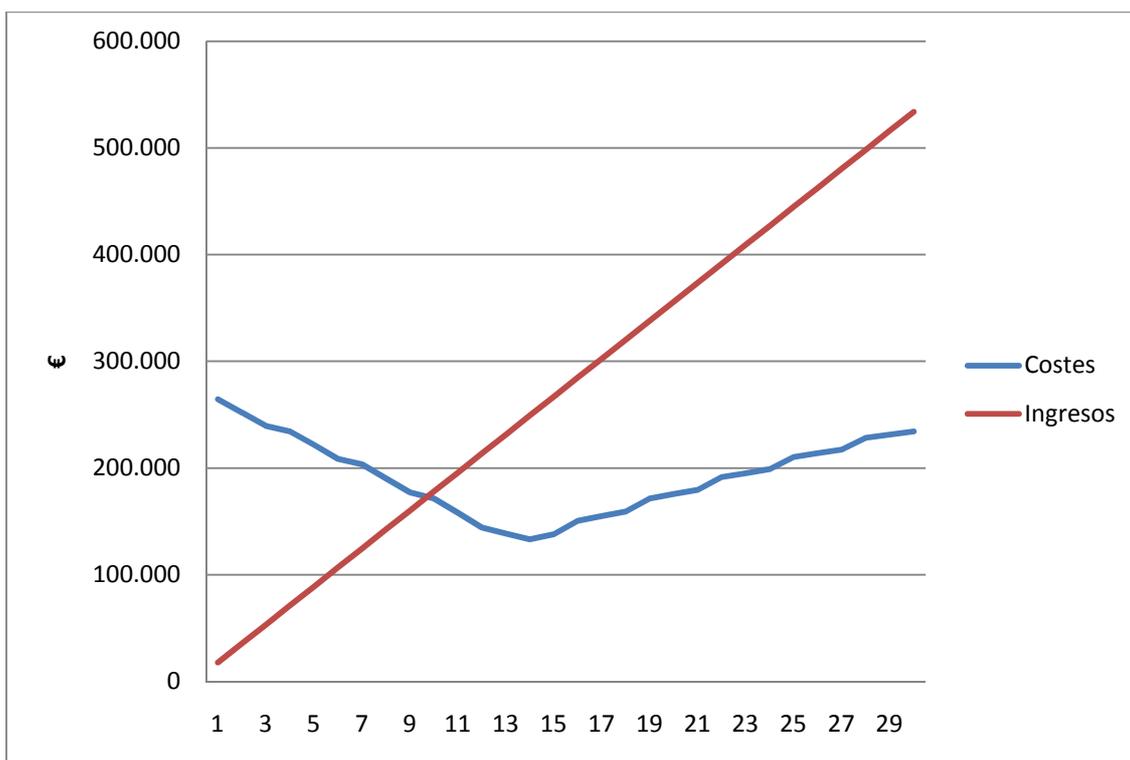


Figura 4.19. Ingresos y costes anuales de la instalación según número de aerogeneradores

Aunque la instalación empiece a generar beneficios con diez aerogeneradores, no será suficiente para cubrir completamente las necesidades energéticas del tramo. Hay que instalar el número necesario para los beneficios sean lo mayor posible.

Como se ha indicado anteriormente, con 14 aerogeneradores se cubren completamente las exigencias del tramo, por lo que no se instalarán más de esta cantidad de aerogeneradores.

4.4.2. Criterios de rentabilidad

La rentabilidad económica y viabilidad financiera del proyecto se va a analizar mediante la aplicación técnica de tres métodos de evaluación:

- Periodo de recuperación (*payback*): determina el tiempo necesario para que el proyecto genere los recursos suficientes para recuperar la inversión realizada.

Este método no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

- Valor actual neto (VAN): el valor actual neto de una inversión es la diferencia entre el valor actual de todos los flujos de caja (*cash-flow*, cobros menos pagos) asociados a la inversión y su desembolso inicial. Para calcular el VAN es necesario estimar una tasa de descuento, tasa a la que se actualizan los valores de flujo futuros. Esta tasa tiene que corresponderse con el nivel de riesgo de la inversión, es decir, la incertidumbre o dificultad de predecir los flujos futuros.

En general, esta tasa se considera aproximadamente equivalente al coste de oportunidad del capital (en torno al 6 %).

Un proyecto de inversión es rentable si tiene un VAN positivo.

$$VAN = -A + \sum \frac{FCL_m}{(1+r)^n}$$

Donde:

A: inversión inicial

FCL_m: flujo de caja libre en el año m

n: número de años

r: tasa de descuento expresada en tanto por uno

- Tasa interna de rentabilidad (TIR): tasa de retorno de una inversión es el tipo de descuento r que hace que el valor actual neto sea cero. Si es superior a la tasa de interés a la que la empresa puede obtener fondos, la inversión será deseable.

$$0 = -A + \sum \frac{FCL_m}{(1+r)^n}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos, indicando solo hasta 14 aerogeneradores ya que éste es el número máximo que se podrían instalar.

Aer	Inv inicial	Manten	Seguro	Elec	FCL (≤ 10)	FCL (> 10)	VAN	TIR	Payback
1	101.970	16.995	500	223.139	-230.335,03	-222.840,24	-3.585.443,48 €		
2	120.630	20.105	1.000	205.345	-199.729,82	-190.863,51	-3.123.133,22 €		
3	139.680	23.280	1.500	187.552	-169.218,26	-158.951,78	-2.662.433,52 €		
4	185.340	30.890	2.000	169.759	-145.097,54	-131.475,05	-2.311.623,07 €		
5	203.610	33.935	2.500	151.965	-114.398,66	-99.433,32	-1.847.702,27 €		
6	221.490	36.915	3.000	134.172	-83.606,11	-67.326,60	-1.382.170,90 €		
7	265.980	44.330	3.500	116.378	-59.204,40	-39.654,87	-1.026.528,80 €		
8	283.080	47.180	4.000	98.585	-28.224,52	-7.418,14	-557.776,33 €	3%	
9	299.790	49.965	4.500	80.792	2.849,02	24.883,59	-87.413,31 €	10%	21 años
10	343.110	57.185	5.000	62.998	27.531,73	52.750,32	273.060,45 €	18%	12 años
11	359.040	59.840	5.500	45.205	58.792,61	85.182,05	746.644,58 €	30%	7 años
12	374.580	62.430	6.000	27.412	90.147,14	117.678,77	1.221.839,26 €	25%	5 años
13	416.730	69.455	6.500	9.618	115.110,85	145.740,50	1.587.144,68 €	28%	4 años
14	431.490	71.915	7.000	0	138.477,58	170.192,10	1.939.888,64 €	33%	4 años

Tabla 4.6. Resultados estudio de rentabilidad

El VAN comienza a ser positivo a partir de diez aerogeneradores, siendo la tasa interna de rentabilidad inferior a la tasa de descuento a partir de ocho aerogeneradores. Teniendo en cuenta estos dos parámetros, la instalación comenzaría a ser rentable a partir de diez aerogeneradores.

Teniendo en cuenta el tiempo de recuperación de la inversión, con once aerogeneradores es cuando se recupera dentro de un límite razonable, 7 años, que es además menor que el tiempo de devolución del préstamo a la entidad financiera.

La mejor opción es instalar 12 aerogeneradores ya que económicamente es rentable y energéticamente cubre gran parte de las exigencias del tramo de carretera. Por otra parte los aerogeneradores se instalarían en un solo puente, simplificando la instalación y las operaciones de mantenimiento.

4.5. Instalación eléctrica

El sistema eléctrico de nuestra instalación tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia el transformador situado en el tramo de carretera en unas condiciones óptimas.

Los aerogeneradores producen energía en baja tensión. Al ser la distancia entre la instalación y el transformador tan grande, 3.000 m, hay que transformarla a media tensión para poder transportarla, ya que las pérdidas que se producirían en baja tensión serían muy altas y serían necesarias una gran cantidad de líneas.

Las características de la infraestructura eléctrica de la instalación eólica han sido calculadas y diseñadas según lo dispuesto en las normas UNE y en los reglamentos vigentes de baja y media tensión.

La instalación está formada por 12 aerogeneradores, a una altura de 70 m, una potencia unitaria de 50 kW y una tensión de generación de 500 V. Al pie de la instalación hay una subestación transformadora, donde se elevará la tensión de salida de los aerogeneradores hasta 20 kV, contando con las protecciones necesarias.

Esta subestación está conectada al transformador del tramo de carretera por medio de cables subterráneos a 20 kV a través de una única línea que recoge la energía generada.

4.5.1. Instalaciones

La infraestructura eléctrica de la instalación eólica está constituida por un conjunto de instalaciones que tienen asignadas las funciones que se describen a continuación:

- Aerogeneradores. Elementos principales en la producción de la energía.
- Subestación transformadora. Situada al pie de la instalación para su conexión a la correspondiente línea de Media Tensión.
- Centro de transformación. Se encarga de bajar la tensión hasta la de consumo de los elementos de la carretera.
- Líneas de baja tensión. Líneas subterráneas que transportan la energía generada desde los aerogeneradores hasta la subestación transformadora.
- Línea de MT. Una línea de 20 KV subterránea que transporta la energía generada desde la subestación transformadora hasta el centro de transformación de la carretera.

- Líneas de comunicación. Conjunto de líneas de fibra óptica para comunicaciones de los sistemas de control y protección de las instalaciones y del sistema de control eólico.

4.5.2. Subestación de transformación

Al ser la distancia entre la instalación eólica y el centro de transformación de la carretera tan grande es necesario elevar la tensión de los aerogeneradores de baja a media para evitar las elevadas pérdidas que se producirían en baja tensión, así como un alto número de líneas para su interconexión.

Para ello será necesario una subestación transformadora intermedia que se encargue de elevar la tensión de los aerogeneradores y llevar sólo una línea desde la instalación hasta el centro de transformación de la carretera.

En dicho tramo de carretera se localizan varios centros de transformación intermedios, los cuales pueden ser utilizados para elevar la tensión, evitando la construcción de otro centro de transformación más.

La subestación transformadora cuenta con los siguientes elementos: un transformador elevador (con entrada independiente), cabinas de interconexión de circuitos y cabina de salida del transformador, caja de fusibles de protección de BT del transformador, todos ellos con sus correspondientes equipos auxiliares.

El edificio cuenta con la ventilación adecuada para los equipos que aloja, y con dos puertas independientes, una peatonal y la otra para la entrada del transformador elevador, cuyo cubículo es independiente de las cabinas y el resto de los armarios.

Asimismo, cuenta también con instalación de alumbrado (alimentada desde el aerogenerador), extintores, placa externa de presencia de tensión, etc.

En la figura 4.20 se muestra un ejemplo correspondiente a un centro de transformación.

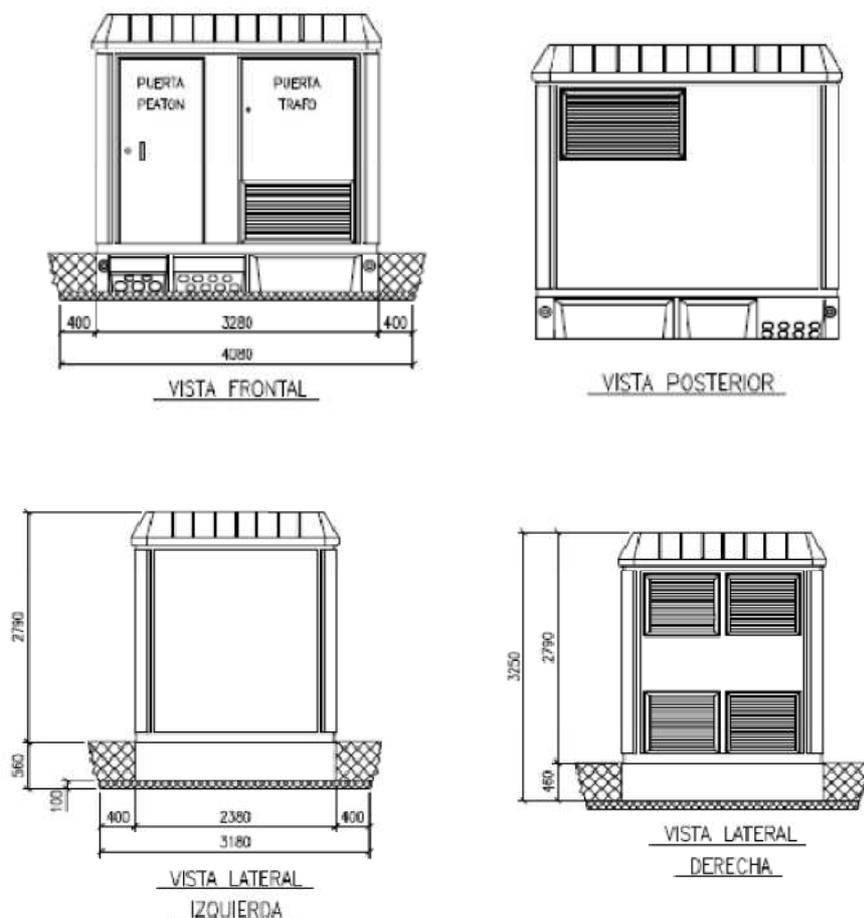


Figura 4.20. Centro de transformación

4.4.3. Líneas de los aerogeneradores de BT

Se han previsto doce circuitos para la interconexión de los aerogeneradores con la subestación transformadora. La longitud de las líneas de cada uno de estos circuitos se especifica en la siguiente tabla:

Aerogenerador	Longitud (m)	Aerogenerador	Longitud (m)
1	137	7	82
2	126	8	93
3	115	9	104
4	104	10	115
5	93	11	126
6	82	12	137

Tabla 4.7. Longitud de los tramos de línea de baja tensión

La secuencia de los aerogeneradores en los circuitos puede verse en la figura 4.21.

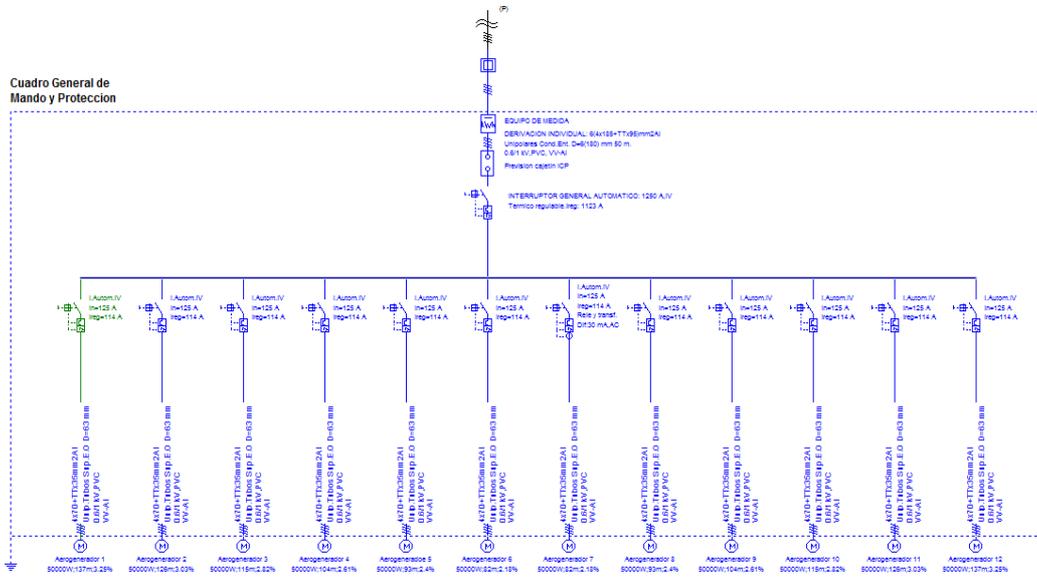


Figura 4.21. Esquema unifilar de la instalación eólica

El precio de la línea de BT, 37 €/m, incluye la instalación de la misma con el tubo de aislamiento y la excavación de la zanja para enterrarla. En la siguiente tabla se puede ver este precio desglosado:

Ud	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
Hr	Oficial primera electricista	0,250	14,80	3,70
Hr	Ayudante electricista	0,250	12,00	3,00
MI	Tuvo PVC corrugado Dext=160	1,000	4,14	4,14
MI	Conductor Rz1-K 0,6/1 kv	1,000	23,30	23,30
%	Costes indirectos (s/total)	41,140	0,07	2,88

Tabla 4.8. Precio descompuesto de la línea de baja tensión

Los resultados obtenidos para el cálculo de la instalación de baja tensión con DmElect se reflejan en la siguiente tabla:

Denominación	Pot Cálculo (W)	Dist Cál (m)	Sección (mm ²)	Inten. Cál (A)	Inten. Adm (A)	C.T. Parc. (%)	C.T. Total (%)	Dim (mm) Tubo, Ca nal, Band
DERIVACION IND	612500	50	6(4x185+TTx95)Al	1105.12	1140	0.6	0.6	6(180)
Aerogenerador 1	62500	137	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.65	3.25	63
Aerogenerador 2	62500	126	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.44	3.03	63
Aerogenerador 3	62500	115	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.22	2.82	63
Aerogenerador 4	62500	104	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.01	2.61	63
Aerogenerador 5	62500	93	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.8	2.4	63
Aerogenerador 6	62500	82	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.59	2.18	63
Aerogenerador 7	62500	82	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.59	2.18	63
Aerogenerador 8	62500	93	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.8	2.4	63
Aerogenerador 9	62500	104	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.01	2.61	63
Aerogenerador 10	62500	115	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.22	2.82	63
Aerogenerador 11	62500	126	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.44	3.03	63
Aerogenerador 12	62500	137	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.65	3.25	63

Tabla 4.9. Cuadro General de Mando y Protección

Para la interconexión de los aerogeneradores estas líneas se conectan a las posiciones de entrada y salida de las celdas de baja tensión situadas en el centro de transformación. Cada una de las líneas está conectada a una de las celdas de protección de línea de la subestación transformadora.

En la misma zanja y con la disposición que figura en planos, se realiza la colocación de la red de fibra óptica para comunicaciones, así como el cable desnudo para puesta a tierra.

En el caso de que exista un cruce con alguna zanja para cables de MT se realiza un cruce de zanjas, pasando los cables de MT de nueva instalación por debajo de la zanja existente. En ningún caso se comparte zanja con las canalizaciones ya existentes.

4.5.4. Líneas de interconexión de MT

Desde la instalación hasta el centro de transformación de la carretera, para evitar elevadas pérdidas y conseguir un número reducido de líneas, se transportará la energía eléctrica en media tensión.

El precio de la línea de MT, 60 €/m, incluye la instalación de la misma con el tubo de aislamiento y la excavación de la zanja para enterrarla. En la siguiente tabla se puede ver este precio desglosado:

Ud	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
Hr	Oficial primera electricista	0,250	14,80	3,70
Hr	Ayudante electricista	0,250	12,00	3,00
MI	Tubo PVC corrugado Dext=240	1,000	8,05	8,05
MI	Conductor Rz1-K 18/30 kv	1,000	40,33	40,33
%	Costes indirectos (s/total)	74,580	0,07	5,22

Tabla 4.10. Precio descompuesto de la línea de media tensión

Los cables de la línea de media tensión tienen las siguientes características:

- Conductores unipolares 4x30 + TT x 192 mm² Al
- Tensión de aislamiento 18/30 KV
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE)
- Canalización enterrada bajo tubo D=240 mm

Esta línea recorrerá los 3 km que hay entre la instalación eólica y el centro de transformación de la carretera.

4.5.5. Comunicaciones por fibra óptica

Los cables de fibra óptica se emplean para comunicaciones del sistema de control y protección del parque o para las comunicaciones del sistema de control eólico.

Todos los aerogeneradores están comunicados con el sistema de control eólico, situado en el edificio de control de la subestación, mediante una red de fibra óptica.

Las principales características de estos cables de FO son las siguientes:

- 16 fibras por cable
- 62,5/125 μm para fibra óptica multimodo
- 9/125 μm para fibra óptica monomodo
- Resistencia al fuego (pasa según UNE-E-50266)
- Contenido libre de halógenos
- Protección contra penetración del agua
- Protección contra roedores
- Atenuación máxima a 1.300 nm de 1dB/Km
- Para tendido subterráneo directamente enterrado

Deben conectorizarse 8 fibras por cada cable que entra en el aerogenerador, montaje de caja de conectorización con capacidad para 24 unidades en armario de BT del aerogenerador, ejecución de rabillos (*pig-tails*) de interconexión entre la caja anterior y los conectores del equipo de comunicaciones de armario de control.

Incluso se suministran 12 latiguillos de empalme (hembra-hembra), debidamente confeccionados, para puenteo de lazo de FO en caso de ausencia de alimentación de aerogenerador.

Se realiza un circuito de FO con recorrido en bucle (ida y vuelta) y con entrada en aerogeneradores de forma alternativa. Un esquema representativo de la conexión se puede ver en la figura 4.22.

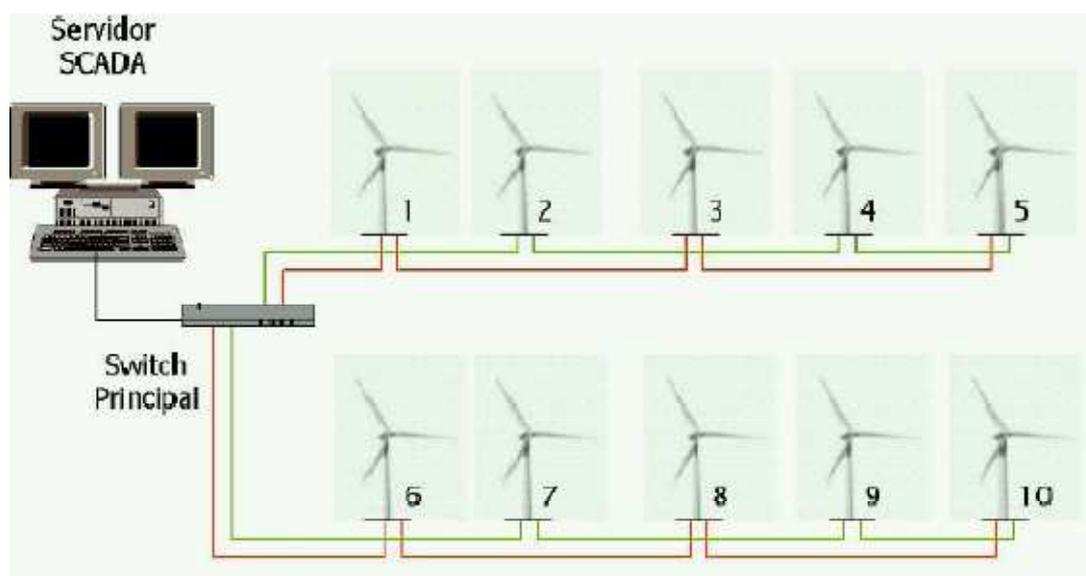


Figura 4.22. Esquema de conexión con FO entre aerogeneradores

4.5.6. Red de tierras

Los aerogeneradores de la instalación deben tener una puesta a tierra de manera que se obtenga una resistencia igual o inferior a 2 ohmios, limitando las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación. En todo caso, para valores ligeramente superiores se tomarán las medidas oportunas para rebajar este valor.

Capítulo 5

Resultados

En este trabajo se ha estudiado la viabilidad de autoabastecimiento eléctrico de un tramo de carretera concreto aprovechando la infraestructura existente mediante energía eólica. Para ello se ha tomado como ejemplo el tramo comprendido entre Almería y Roquetas de Mar de la Autovía del Mediterráneo.

Actualmente, los elementos del tramo se abastecen mediante energía eléctrica generada a partir de fuentes convencionales, la cual es transportada a través de líneas de alta tensión hasta los puntos de consumo de la carretera.

El consumo de los distintos elementos de dicho tramo se resume a continuación:

Elemento	Cantidad	Potencia individual
Control gálibo	2	100 W
Panel PMV	2	3,3 kW
Semáforo	3	100 W
Opacímetro	3	110 W
Co	3	240 W
Alumbrado	-	182,4 kW
Ventilación	12	4 kW
Red poste SOS	15	45 W
Señalización variable	-	500 W
Potencia instalada total		239,725 kW

Tabla 5.1. Potencia instalada de cálculo de los elementos de la carretera

La energía que consume el tramo de carretera en un año se halla multiplicando la potencia por las horas de trabajo:

$$E = 239,725 * 24 * 365 = 2.099.991 \text{ kWh}$$

La energía consumida por el tramo de carretera es de unos 2 GWh anuales.

Estudiadas las diferentes alternativas existentes, se decidió la implantación de los aerogeneradores en estructuras entre los pilares de los puentes. Estas estructuras vendrán ya fabricadas teniendo en cuenta la resistencia del puente, aportando el menor peso posible.

Inicialmente se descartó el puente de El Palmer dado que por debajo pasa una carretera secundaria, interfiriendo la instalación con dicha carretera si se procediese a su implantación. Los otros dos puentes, el de La Garrofa y el de San Telmo, son totalmente válidos, teniendo una capacidad de doce y nueve aerogeneradores respectivamente.

Para los aerogeneradores se escogieron unos de las siguientes características:

Datos generales del aerogenerador	
Potencia a red	50 kW
Diámetro del rotor	10 m
Velocidad del rotor	60 rpm
Velocidad de arranque	2 m/s
Velocidad nominal	8,5 m/s
Velocidad de corte	20 m/s
Frecuencia	50 Hz
Voltaje	500 V
Vida útil	30 años
Control	Pitch colectivo con accionamiento hidráulico

Tabla 5.2. Datos generales del aerogenerador

Conocidos la curva de potencia del aerogenerador (dada por el fabricante) y los datos de viento de los últimos 38 años, se obtiene la producción del aerogenerador.

	N días	Vel media	Dir media	Pot (vel)	Consumo (kw)	Producción (kw)	Producción (%)
Enero	31	4,6	24	14,92	239,725	14,92	6,22
Febrero	28	5,1	27	18,54	239,725	18,54	7,73
Marzo	31	6,1	25	26,90	239,725	26,90	11,22
Abril	30	5,9	25	24,91	239,725	24,91	10,39
Mayo	31	5,6	25	22,52	239,725	22,52	9,39
Junio	30	5,4	26	20,93	239,725	20,93	8,73
Julio	31	5,1	25	18,54	239,725	18,54	7,73
Agosto	31	4,8	25	16,33	239,725	16,33	6,81
Septiembre	30	5,1	26	18,54	239,725	18,54	7,73
Octubre	31	4,9	28	17,04	239,725	17,04	7,11
Noviembre	30	4,6	28	14,92	239,725	14,92	6,22
Diciembre	31	4,8	29	16,33	239,725	16,33	6,81

Tabla 5.3. Producción de un aerogenerador

La velocidad media del viento ha sido previamente corregida, ya que la torre de medición se encontraba a una altura de 21 m sobre el nivel del mar mientras que la instalación va a estar a 70 m.

También se ha determinado que la dirección predominante del viento es la noreste (30°), por lo que los aerogeneradores se van a instalar ligeramente orientados en esta dirección.

En estas condiciones, la potencia generada por cada unidad de generador es la siguiente:

Aerog	Potencia generada anual (kWh)	Potencia consumida anual (kWh)	Necesidades energéticas (%)
1	155.089,03	2.099.991	92,61
2	310.178,06	2.099.991	85,23
3	465.267,09	2.099.991	77,84
4	620.356,11	2.099.991	70,46
5	775.445,14	2.099.991	63,07
6	930.534,17	2.099.991	55,69
7	1.085.623,20	2.099.991	48,30
8	1.240.712,23	2.099.991	40,92
9	1.395.801,26	2.099.991	33,53
10	1.550.890,29	2.099.991	26,15
11	1.705.979,32	2.099.991	18,76
12	1.861.068,34	2.099.991	11,38
13	2.016.157,37	2.099.991	3,99
14	2.171.246,40	2.099.991	0,00

Tabla 5.4. Producción energética de la instalación según número de aerogeneradores

Son catorce los aerogeneradores que generan la energía suficiente para cubrir las necesidades energéticas del tramo en su totalidad. Con menos se cubre un cierto porcentaje representado en la tabla anterior.

Hay que tener en cuenta que la eólica es un tipo de energía discontinuo, por lo que se deja el sistema actual de suministro energético por una cuestión de garantía de suministro.

Como las necesidades energéticas del tramo no se cubren completamente con un aerogenerador, hay que realizar un estudio para determinar el número mínimo de aerogeneradores a instalar para que la instalación sea rentable.

Como la instalación tiene un coste, parte de los ahorros energéticos teóricos están destinados a la amortización.

El coste anual de las instalaciones de la infraestructura, teniendo en cuenta una vida útil de 30 años, y comparada con los ahorros es el siguiente:

Aerog	Costes (€)	Ingresos (€)
1	264.561,78	17.793,36
2	251.846,25	35.586,73
3	239.244,47	53.380,09
4	234.403,94	71.173,46
5	221.574,65	88.966,82
6	208.631,62	106.760,19
7	203.449,84	124.553,55
8	190.279,31	142.346,91
9	176.995,02	160.140,28
10	171.471,99	177.933,64
11	157.960,21	195.727,01
12	144.334,68	213.520,37
13	138.470,39	231.313,74
14	133.201,25	249.107,10

Tabla 5.5. Ingresos y gastos anuales de la instalación según número de aerogeneradores

Estos resultados se representan gráficamente a continuación:

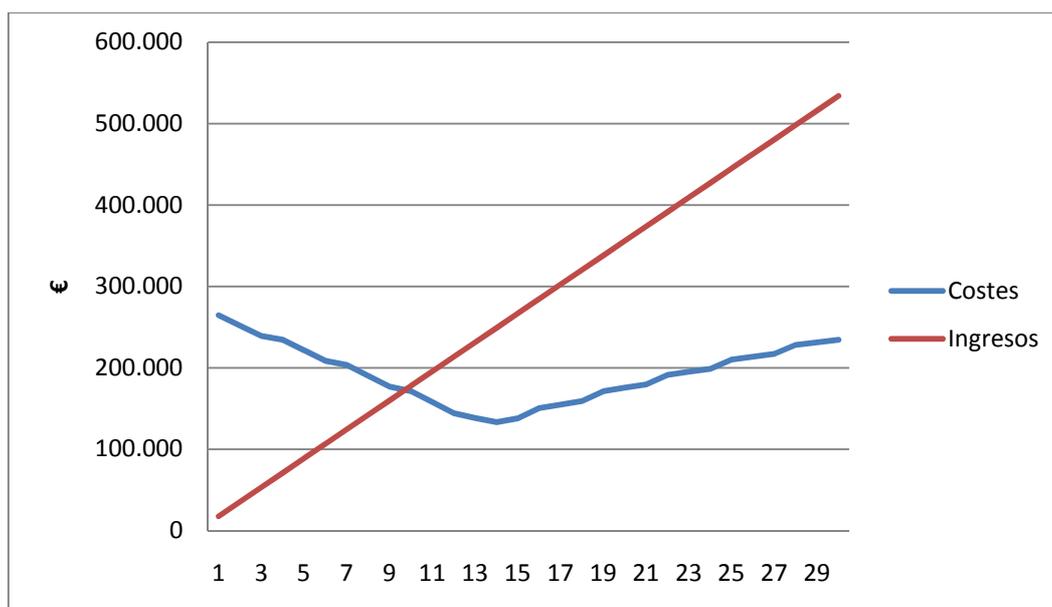


Figura 5.1. Ingresos y costes anuales de la instalación según número de aerogeneradores

Por último se han estudiado la rentabilidad económica y la viabilidad financiera mediante los métodos del periodo de recuperación, el valor actual neto y la tasa interna de rentabilidad.

Como en los estudios anteriores solo se representarán los resultados para 14 aerogeneradores, ya que éste es el mayor número posible a instalar en el tramo por cubrir las necesidades energéticas del mismo.

Aer	Inv inicial	Manten	Seguro	Elec	FCL (≤ 10)	FCL (> 10)	VAN	TIR	Payback
1	101.970	16.995	500	223.139	-230.335,03	-222.840,24	-3.585.443,48 €		
2	120.630	20.105	1.000	205.345	-199.729,82	-190.863,51	-3.123.133,22 €		
3	139.680	23.280	1.500	187.552	-169.218,26	-158.951,78	-2.662.433,52 €		
4	185.340	30.890	2.000	169.759	-145.097,54	-131.475,05	-2.311.623,07 €		
5	203.610	33.935	2.500	151.965	-114.398,66	-99.433,32	-1.847.702,27 €		
6	221.490	36.915	3.000	134.172	-83.606,11	-67.326,60	-1.382.170,90 €		
7	265.980	44.330	3.500	116.378	-59.204,40	-39.654,87	-1.026.528,80 €		
8	283.080	47.180	4.000	98.585	-28.224,52	-7.418,14	-557.776,33 €	3%	
9	299.790	49.965	4.500	80.792	2.849,02	24.883,59	-87.413,31 €	10%	21 años
10	343.110	57.185	5.000	62.998	27.531,73	52.750,32	273.060,45 €	18%	12 años
11	359.040	59.840	5.500	45.205	58.792,61	85.182,05	746.644,58 €	30%	7 años
12	374.580	62.430	6.000	27.412	90.147,14	117.678,77	1.221.839,26 €	25%	5 años
13	416.730	69.455	6.500	9.618	115.110,85	145.740,50	1.587.144,68 €	28%	4 años
14	431.490	71.915	7.000	0	138.477,58	170.192,10	1.939.888,64 €	33%	4 años

Tabla 5.6. Resultados estudio de rentabilidad

Teniendo en cuenta los parámetros de rentabilidad y la capacidad del tramo de carretera, la mejor opción es instalar 12 aerogeneradores.

El VAN es positivo y el TIR es superior a la tasa de descuento. El periodo de recuperación es de 5 años, teniendo en cuenta que la instalación tiene una vida útil de 30 años y que el tiempo de devolución del préstamo son 10 años, es un buen plazo.

Por otro lado, instalando 12 aerogeneradores sólo sería necesario un puente, concentrando la instalación en un solo sitio, lo que reduce los cálculos y facilita las revisiones y el mantenimiento de la misma.

Contando la instalación con 12 aerogeneradores, la energía cubierta por éstos es el 88,62 % de la que necesita el tramo de carretera para funcionar correctamente, lo que son 1.861.068,34 kWh anuales.

Los cables de la línea de media tensión tienen las siguientes características:

- Conductores unipolares 4x30 + TT x 192 mm² Al
- Tensión de aislamiento 18/30 KV
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE)
- Canalización enterrada bajo tubo D=240 mm

Esta línea recorrerá los 3 km que hay entre la instalación eólica y el centro de transformación de la carretera.

Teniendo el número de aerogeneradores a instalar, el esquema de la instalación sería el siguiente:

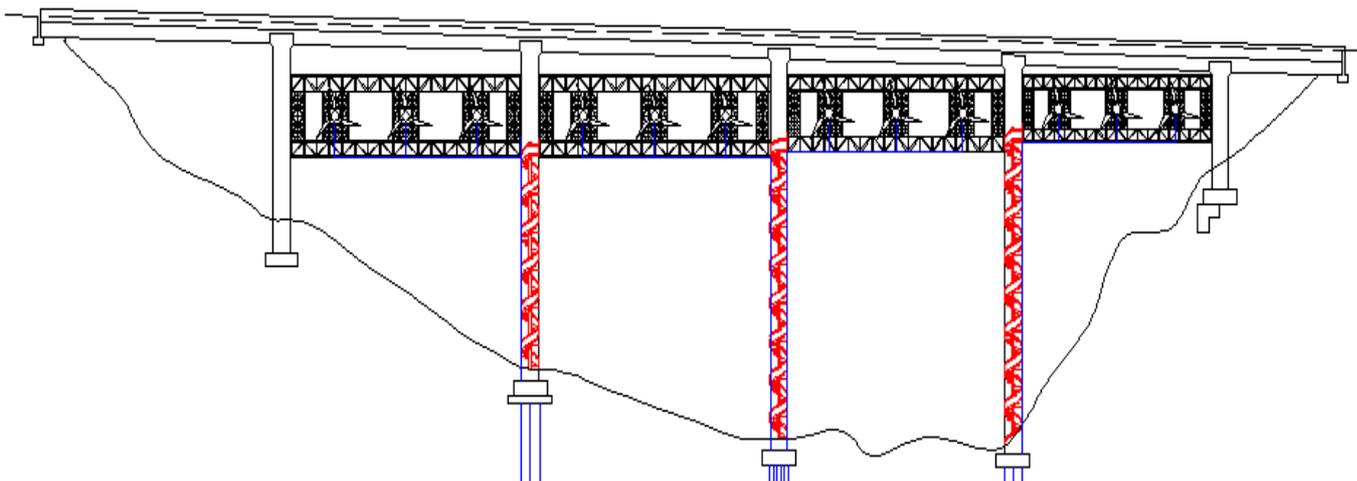


Figura 5.3. Esquema de la instalación eólica

Capítulo 6

Resumen y conclusiones

Atendiendo al desarrollo que han sufrido durante los últimos años los modelos energéticos y al estudio de nuevos modelos, se ha desarrollado el estudio de autoabastecimiento eléctrico de infraestructuras lineales mediante energía eólica. La instalación, ubicada en el tramo de la Autovía del Mediterráneo (A7) entre los puntos kilométricos 429 y 435, aporta un importante ahorro monetario.

Las fases fundamentales para el desarrollo de este estudio de viabilidad se describen a continuación. En primer lugar se ha definido la importancia que puede tener el hecho de hacer autosuficientes energéticamente las infraestructuras lineales utilizando para ello una energía limpia y segura. Una vez vista su importancia, se ha procedido a estudiar el recurso eólico así como las experiencias previas en este campo.

Estudiados los modelos energéticos eólicos desarrollados hasta el momento y las características del tramo de carretera, se elige para el estudio el modelo que mejor se adapte a las necesidades del tramo y se desarrolla el mismo.

Comprobada la viabilidad técnica y económica de la instalación, se está en condiciones de determinar si la instalación es apta para su implantación o no. Dado que energéticamente la opción elegida no llega a ser totalmente autosuficiente se determina el ahorro monetario que puede llegar a suponer dicha instalación, siendo aún viable su implantación.

Las conclusiones más relevantes que se han obtenido en este trabajo son las siguientes:

- Dado que aunque se instalen los 14 aerogeneradores necesarios para cubrir las necesidades energéticas del tramo no se puede asegurar que a todas horas la velocidad del viento sea la adecuada para poder generar esta energía, se instalará un número menor que cubra la mayor parte posible de estas necesidades y signifiquen una instalación más sencilla.
Por esta razón se deciden instalar 12 aerogeneradores, ya que se cubre el 88,62 % de la energía necesaria y se pueden instalar en un solo puente, reduciendo los cálculos de la instalación eléctrica y simplificando la revisión y mantenimiento de la instalación por estar todo situado en la misma zona.
- El ahorro monetario anual que supone la instalación se refleja a continuación.

Coste energético actual del tramo de carretera	
Coste kWh	0,11473 €/kWh
Potencia consumida	239,725 kW
Energía consumida	2.099.991,00 kWh/año
Coste energético anual	240.931,97 €/año

Ahorro monetario que supone la instalación	
Coste kWh	0,11473 €/kWh
Potencia generada	230,40 kW
Energía generada	1.861.068,37 kWh/año
Ahorro monetario en energía	213.520,32 €/año

El ahorro monetario que supone la generación de energía por la instalación es de 213.520,32 €/año. A este valor hay que restarle los costes de mantenimiento, el seguro de los aerogeneradores y el coste de la energía no cubierta para obtener el ahorro monetario real de la instalación.

$$213.520,37\text{€} - 62.430\text{€} - 6.000\text{€} - 27.412\text{€} = 117.678,37 \text{€}$$

Se puede concluir que la instalación eólica supone un ahorro de 117.678,37 € al año.

- La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.
- El desarrollo de la generación eólica también es importante para el sector energético español a la hora de aumentar la seguridad estratégica de suministro puesto que no requiere importaciones de combustible, con los consiguientes riesgos asociados, ni está condicionada por las fluctuaciones de los precios de la energía primaria.
- La política energética nacional posibilita, mediante la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del Protocolo de Kyoto.

- Al ser la energía eólica un modelo energético discontinuo no se puede determinar cuando la instalación va a cubrir completamente las necesidades energéticas del tramo y cuando no, por lo que no puede ser el único sistema de abastecimiento eléctrico presente en la carretera.
- La implantación de la instalación propuesta aunque no pueda cubrir completamente las necesidades energéticas del tramo en su totalidad puede generar la energía necesaria como para poder cubrir éstas en gran parte, haciendo la infraestructura medianamente autosuficiente.

Referencias

Referencias bibliográficas

Miguel Villarubia López (2011): "Ingeniería de la energía eólica". Editorial Marcombo S.A.

Manuales de energías renovables. Energía eólica. IDAE

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Reglamento de Líneas de Alta Tensión, REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Referencias web

<http://albertogonzalez.over-blog.es/article-bateria-gel--que-como-funciona-85905125.html>

ftp://ftpdatos.aemet.es/series_climatologicas/

<http://angelongo.en.eresmas.com/historiaenergiaeolica.htm>

<http://blogs.lainformacion.com/futuretech/2011/06/06/se-pone-en-funcionamiento-cerca-de-amberes-el-primer-tunel-ferroviario-solar-del-mundo/>

<http://cparq.blogspot.com/2009/09/wind-it-nuevas-ideas-en-la-generacion.html>

<http://erenovable.com/2007/04/30/utilizando-el-espacio-sobre-las-autopistas-para-generar-energia-eolica/>

<http://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador>

http://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_transporte_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

<http://libros.redsauce.net/>

<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4a.html>

<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno03/alternativa.htm>

<http://www.aeeolica.org/>

<http://www.alcion.es/Download/ArticulosPDF/en/09articulo.pdf>

<http://www.cambioclimatico.org/content/resumen-del-protocolo-de-kyoto>

http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2009/05/25/185516.php

<http://www.ecologiaverde.com/solar-roadways-la-carretera-mas-ecologica/>

<http://www.elreporterosf.com/editions/?q=node/3670>

http://www.energiaycambioclimatico.com/export/sites/foro/resources/pdf/programa_investigacion/investigacion/101126_SET-TE_exlica.pdf

<http://www.energiza.org/AEROGENERADORdefinicionyfuncionamiento.html>

<http://www.evwind.com/2009/06/09/nueva-bateria-de-sodio-azufre-para-almacenar-energia-eolica/>

<http://www.govoid.es/2011/04/una-de-diseno-ecologico-cityspeed-solar-wind-1limit/>

<http://www.iluminet.com.mx/energia-eolica-de-autos-para-iluminar-carreteras/>

<http://www.mailxmail.com/curso-energia-eolica/aerogeneradores-tipos-primera-parte>

<http://www.mailxmail.com/curso-energia-eolica/aerogeneradores-tipos-segunda-parte>

<http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Plan/Paginas/planRenovables.aspx>

<http://www.neoteo.com/solar-wind-central-hibrida-de-energia-renovable-en>

http://www.opex-energy.com/eolica/principales_elementos_aerogeneradores.html

<http://www.renovables-energia.com/2009/07/partes-de-un-aerogenerador/>

Anexo A

Análisis de viento

A.1. Distribución de la dirección del viento

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones se dibuja la llamada rosa de los vientos basándose en observaciones meteorológicas.

Un vistazo a uno de estos esquemas es extremadamente útil para situar aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento procede de una dirección particular, al colocar una turbina eólica en el paisaje se deseará encontrar la menor cantidad de obstáculos posibles en ese ángulo, así como un terreno lo más liso posible.

La gráfica consiste en utilizar extensiones que van desde el centro de un círculo hacia un punto determinado que ilustra la dirección del viento, la longitud de cada extensión indicará el porcentaje de tiempo en el que el viento se dirigió hacia esa dirección. Estas direcciones están representadas por números los cuales varían de acuerdo a las manecillas del reloj iniciando con 360° en el norte, teniendo el este con 90° , el sur con 180° y el oeste con 270° . También existen otras direcciones como NE a la que pertenecen los 45° y así obtener los grados correspondientes a las demás direcciones del viento. La calma se expresa como 0° . Las distintas direcciones del viento referidas a la rosa de los vientos pueden presentarse en 4, 8, 12 y 16 sectores.

La dirección del viento está referida siempre al lugar desde donde procede la corriente de aire. Normalmente, también se refleja en la rosa de vientos la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

Con los datos de viento tomados para la zona a instalar los aerogeneradores, se representan en la siguiente tabla la frecuencia con la que la dirección del viento ha incidido sobre una dirección determinada.

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
0	0
15	4231
30	6212
45	2703
60	0
75	0
90	0
105	890
120	0
135	0
150	0
165	0
180	0
195	0
210	0
225	0
240	0
255	0
270	0
285	0
300	0
315	0
330	0
345	0
360	0

Tabla A.1. Frecuencia distribución de velocidades

La rosa de los vientos asociada a estos resultados se obtiene de un gráfico radial a partir de los datos anteriores.

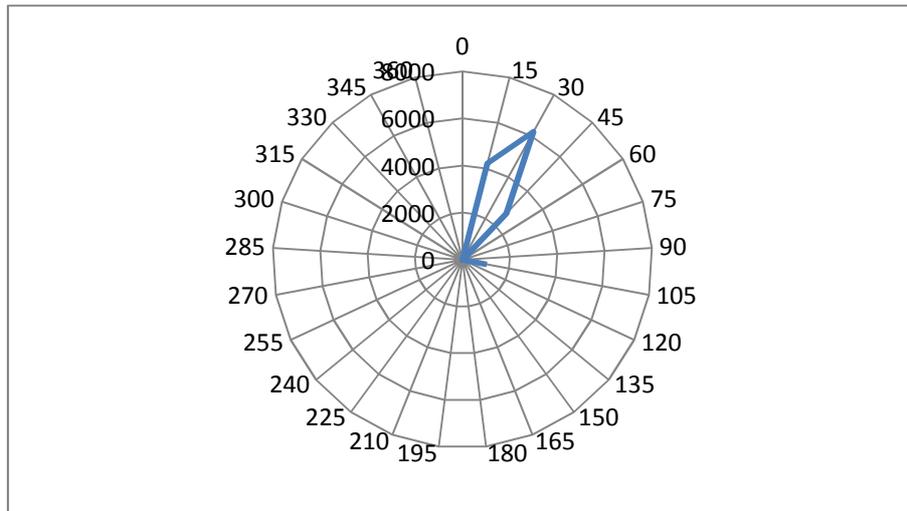


Figura A.1. Rosa de los vientos

Según los resultados obtenidos, la dirección de viento predominante es la noreste (30°).

A.2. Energía del viento

Para calcular la velocidad del viento lo primero que hay que tener en cuenta es que ésta evoluciona con la distancia al suelo, debido a la capa límite terrestre, siendo afectada por los obstáculos aguas arriba del punto considerado y del perfil del terreno en las inmediaciones. Las mediciones de viento a menudo no se han realizado a la altura a la que se va a instalar la aeroturbina, por lo que hay que corregir los resultados.

Con el objeto de corregir los datos se suele usar la ley de variación con la altura siguiente: $v = v_0 (h / h_0)^n$.

Donde v es la velocidad a la altura h , v_0 y h_0 son la velocidad media y la altura a la que se realizó la campaña de medida de vientos y n es un parámetro empírico recogido en tablas y que varía según el tipo de terreno.

Valores orientativos de n se indican en la tabla A.2:

Tipo de terreno aguas arriba	n
Liso (mar, arena llano, nieve llano)	0.10-0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campo de cereales, regiones rurales)	0.13-0.20
Rugoso (bosques, barrios)	0.20-0.27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27-0.40

Tabla A.2. Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno

La velocidad media del viento tomada a una altura de 21 m, teniendo en cuenta los valores de velocidad media mensual de los últimos 38 años, es de 4,3 m/s. Para cada uno de los puentes del tramo, la velocidad es mayor por estar a una altura superior, por lo que hay que corregir dicha velocidad para cada uno de los puentes del tramo.

Para el puente de San Telmo, el cual está a una altura de 74 m con una rugosidad del terreno de 0,15:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \rightarrow \frac{v}{4,3} = \left(\frac{74}{21}\right)^{0,15} \rightarrow v = 5,2 \text{ m/s}$$

Para el puente de La Garrofa, el cual está a una altura de 70 m con una rugosidad del terreno de 0,2:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \rightarrow \frac{v}{4,3} = \left(\frac{70}{21}\right)^{0,2} \rightarrow v = 5,6 \text{ m/s}$$

Para el puente de El Palmer, el cual está a una altura de 102 m con una rugosidad del terreno de 0,2:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \rightarrow \frac{v}{4,3} = \left(\frac{102}{21}\right)^{0,2} \rightarrow v = 5,9 \text{ m/s}$$

Una masa de aire m con movimiento uniforme unidireccional de velocidad v tiene una energía cinética: $E = \frac{1}{2}mv^2$

Si ρ es la densidad del aire de la corriente uniforme, la energía por unidad de volumen de esta masa es: $e = \frac{1}{2}\rho v^2$

El flujo volumétrico a través de una superficie de control estacionaria de sección frontal A es: $Q = Av$

Luego, el flujo de energía o potencia eólica de la corriente a través de A es: $P = e\dot{Q} = \frac{1}{2}\rho Av^3$

Esta expresión muestra la gran dependencia de la potencia con la velocidad.

Esta energía se calculará en el siguiente apartado.

A.3. Distribución de la velocidad del viento

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se recurre al histograma de velocidades, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando la probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas, la existencia de vientos extremos.

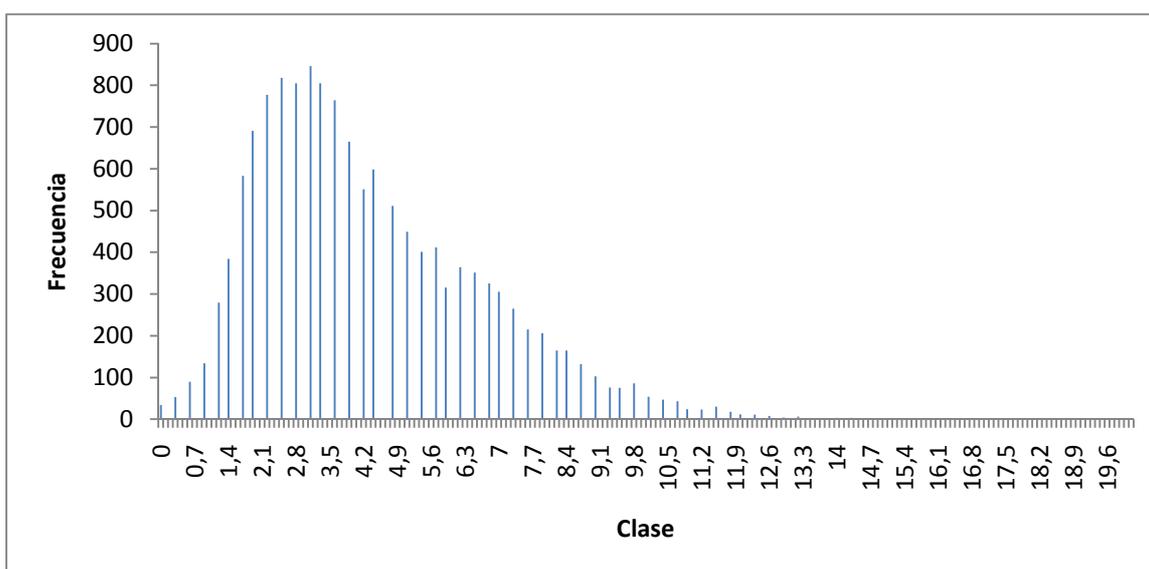


Figura A.2. Histograma de velocidades para el tramo de carretera

Para una velocidad del viento de 3,1 m/s la probabilidad de ocurrencia es más alta que para las otras velocidades. También se puede observar que a partir de los 12,6 m/s hay calma.

Para conocer esta distribución de probabilidad de velocidades se recurre a una representación analítica. En este caso, usaremos la distribución de Weibull.

La función de densidad de probabilidad de la distribución de la velocidad del viento $f(v)$ es de la forma:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Se trata de una distribución de dos parámetros en la que c es el parámetro de escala y k es el factor de forma, que indican las características promediadas

del viento en el emplazamiento. Un valor muy utilizado es $k = 2$ (distribución de Rayleigh).

La función de distribución es: $F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$

El momento enésimo de la distribución de Weibull es: $v(n) = \int_0^{\infty} v^n f(v) dv = \dots = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right)$

La curva normal de error o integral de Gauss es: $\int_0^{\infty} e^{-t^2} dt = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$ que se obtiene a partir de: $\Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = 2 \int_0^{\infty} e^{-t^2} dt = \sqrt{\pi}$

La velocidad media del viento es el primer momento de la función de densidad ($n=1$) siendo por tanto: $v(1) = \hat{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$

Si se multiplica la distribución de la velocidad del viento $f(v)$ por la energía del viento N_{viento} se obtiene la distribución de energía del viento. La energía total E del viento es:

$$E = \int_0^{\infty} N_{viento} f(v) dv = \int_0^{\infty} \frac{\rho A v^3}{2} f(v) dv = \frac{\rho A}{2} c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

En determinadas situaciones, como en lugares tierra adentro, la energía calculada por la distribución de Weibull es un 10% superior a la calculada experimentalmente.

Para determinar los parámetros c de escala y k de forma de la distribución, se puede utilizar una aproximación de mínimos cuadrados. Partiendo de la función de distribución de Weibull en la forma:

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

y tomando logaritmos dos veces se puede poner en la forma:

$$-\ln\{1 - F(v)\} = \left(\frac{v}{c}\right)^k \Rightarrow \ln[-\ln\{1 - F(v)\}] = \ln\left(\frac{v}{c}\right)^k = k \ln v - k \ln c$$

$$y = kx + b, \text{ con: } \begin{cases} y = \ln[-\ln\{1 - F(v)\}] \\ x = \ln v ; b = -k \ln c ; c = e^{-b/k} \end{cases}$$

Para n pares de valores (x, y) mediante mínimos cuadrados se obtienen los valores de k y b :

$$k = \frac{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}}{\sum_{n=1}^n x^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}} \quad ; \quad b = y - k x = \frac{\sum_{n=1}^n y}{n} - \frac{k \sum_{n=1}^n x}{n}$$

$$c = e^{-b/k} = \exp \left\{ - \left(\frac{\sum_{n=1}^n y}{n} - \frac{k \sum_{n=1}^n x}{n} \right) \frac{\sum_{n=1}^n x^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}}{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}} \right\}$$

Los datos obtenidos se recogen en la siguiente tabla, en la cual tomaremos como altura de la instalación 70 m:

Viento	Prob 21 m	W/m ² (21 m)	Prob 70 m	W/m ² (70 m)
0	0	0,00	0	0,00
0,1	0,01	0,00	0,00	0,00
0,2	0,01	0,00	0,00	0,00
0,3	0,02	0,00	0,00	0,00
0,4	0,02	0,00	0,00	0,00
0,5	0,03	0,00	0,00	0,00
0,6	0,03	0,08	0,00	0,01
0,7	0,04	0,19	0,01	0,03
0,8	0,04	0,33	0,01	0,06
0,9	0,05	0,49	0,01	0,09
1	0,06	0,67	0,01	0,13
1,1	0,06	0,83	0,01	0,18
1,2	0,06	1,01	0,01	0,23
1,3	0,07	1,20	0,02	0,29
1,4	0,07	1,40	0,02	0,36
1,5	0,08	1,62	0,02	0,43
1,6	0,08	1,85	0,02	0,52
1,7	0,09	2,09	0,03	0,61
1,8	0,09	2,34	0,03	0,72
1,9	0,10	2,60	0,03	0,83
2	0,10	2,87	0,03	0,95
2,1	0,10	3,40	0,04	1,18
2,2	0,11	3,96	0,04	1,42
2,3	0,11	4,54	0,04	1,70

2,4	0,11	5,14	0,04	1,99
2,5	0,12	5,76	0,05	2,31
2,6	0,12	6,40	0,05	2,66
2,7	0,12	7,05	0,05	3,02
2,8	0,12	7,71	0,05	3,42
2,9	0,13	8,38	0,06	3,84
3	0,13	9,05	0,06	4,28
3,1	0,13	10,04	0,06	4,90
3,2	0,13	11,04	0,07	5,56
3,3	0,13	12,04	0,07	6,25
3,4	0,13	13,05	0,07	6,98
3,5	0,14	14,06	0,07	7,74
3,6	0,14	15,07	0,08	8,54
3,7	0,14	16,07	0,08	9,37
3,8	0,14	17,07	0,08	10,24
3,9	0,14	18,05	0,09	11,14
4	0,14	19,02	0,09	12,06
4,1	0,14	20,31	0,09	13,24
4,2	0,14	21,58	0,09	14,46
4,3	0,14	22,83	0,10	15,71
4,4	0,14	24,06	0,10	16,99
4,5	0,14	25,25	0,10	18,31
4,6	0,14	26,41	0,10	19,66
4,7	0,14	27,54	0,11	21,04
4,8	0,14	28,63	0,11	22,44
4,9	0,14	29,68	0,11	23,86
5	0,14	30,69	0,11	25,29
5,1	0,13	31,81	0,11	26,88
5,2	0,13	32,88	0,12	28,48
5,3	0,13	33,90	0,12	30,09
5,4	0,13	34,87	0,12	31,71
5,5	0,13	35,78	0,12	33,34
5,6	0,13	36,64	0,12	34,96
5,7	0,13	37,44	0,12	36,58
5,8	0,12	38,18	0,12	38,19
5,9	0,12	38,86	0,13	39,79
6	0,12	39,49	0,13	41,37
6,1	0,12	40,65	0,13	43,56
6,2	0,12	41,73	0,13	45,75
6,3	0,11	42,72	0,13	47,90
6,4	0,11	43,64	0,13	50,03
6,5	0,11	44,47	0,13	52,13
6,6	0,11	45,23	0,13	54,18
6,7	0,11	45,90	0,13	56,19
6,8	0,10	46,48	0,13	58,14
6,9	0,10	46,99	0,13	60,04

7	0,10	47,42	0,13	61,87
7,1	0,10	47,83	0,13	63,71
7,2	0,09	48,15	0,13	65,48
7,3	0,09	48,40	0,13	67,17
7,4	0,09	48,57	0,13	68,78
7,5	0,09	48,66	0,13	70,31
7,6	0,08	48,69	0,13	71,75
7,7	0,08	48,64	0,12	73,10
7,8	0,08	48,53	0,12	74,35
7,9	0,08	48,35	0,12	75,50
8	0,08	48,11	0,12	76,56
8,1	0,07	46,65	0,12	75,64
8,2	0,07	45,21	0,12	74,67
8,3	0,07	43,79	0,12	73,64
8,4	0,07	42,38	0,11	72,56
8,5	0,06	41,00	0,11	71,44
8,6	0,06	39,63	0,11	70,27
8,7	0,06	38,28	0,11	69,05
8,8	0,06	36,95	0,11	67,80
8,9	0,06	35,65	0,10	66,51
9	0,05	34,37	0,10	65,19
9,1	0,05	33,12	0,10	63,84
9,2	0,05	31,89	0,10	62,46
9,3	0,05	30,69	0,10	61,05
9,4	0,05	29,52	0,09	59,63
9,5	0,04	28,37	0,09	58,18
9,6	0,04	27,25	0,09	56,72
9,7	0,04	26,16	0,09	55,25
9,8	0,04	25,10	0,08	53,76
9,9	0,04	24,06	0,08	52,27
10	0,04	23,06	0,08	50,78
10,1	0,03	22,08	0,08	49,28
10,2	0,03	21,13	0,08	47,79
10,3	0,03	20,21	0,07	46,29
10,4	0,03	19,32	0,07	44,81
10,5	0,03	18,46	0,07	43,33
10,6	0,03	17,62	0,07	41,86
10,7	0,03	16,81	0,06	40,41
10,8	0,03	16,03	0,06	38,97
10,9	0,02	15,28	0,06	37,55
11	0,02	14,55	0,06	36,15
11,1	0,02	13,85	0,05	34,77
11,2	0,02	13,18	0,05	33,41
11,3	0,02	12,53	0,05	32,07
11,4	0,02	11,91	0,05	30,76
11,5	0,02	11,31	0,05	29,47

11,6	0,02	10,74	0,04	28,22
11,7	0,02	10,18	0,04	26,99
11,8	0,02	9,65	0,04	25,79
11,9	0,01	9,15	0,04	24,62
12	0,01	8,66	0,04	23,48
12,1	0,01	8,20	0,04	22,38
12,2	0,01	7,75	0,03	21,30
12,3	0,01	7,33	0,03	20,26
12,4	0,01	6,93	0,03	19,25
12,5	0,01	6,54	0,03	18,27
12,6	0,01	6,17	0,03	17,33
12,7	0,01	5,82	0,03	16,42
12,8	0,01	5,49	0,02	15,54
12,9	0,01	5,17	0,02	14,70
13	0,01	4,87	0,02	13,89
13,1	0,01	4,58	0,02	13,11
13,2	0,01	4,31	0,02	12,36
13,3	0,01	4,05	0,02	11,64
13,4	0,01	3,80	0,02	10,96
13,5	0,01	3,57	0,02	10,30
13,6	0,01	3,35	0,02	9,68
13,7	0,00	3,14	0,01	9,08
13,8	0,00	2,95	0,01	8,51
13,9	0,00	2,76	0,01	7,97
14	0,00	2,59	0,01	7,46
14,1	0,00	2,42	0,01	6,97
14,2	0,00	2,26	0,01	6,51
14,3	0,00	2,12	0,01	6,07
14,4	0,00	1,98	0,01	5,66
14,5	0,00	1,85	0,01	5,27
14,6	0,00	1,72	0,01	4,90
14,7	0,00	1,61	0,01	4,55
14,8	0,00	1,50	0,01	4,23
14,9	0,00	1,40	0,01	3,92
15	0,00	1,30	0,01	3,63
15,1	0,00	1,21	0,01	3,36
15,2	0,00	1,13	0,00	3,11
15,3	0,00	1,05	0,00	2,87
15,4	0,00	0,97	0,00	2,65
15,5	0,00	0,90	0,00	2,44
15,6	0,00	0,84	0,00	2,24
15,7	0,00	0,78	0,00	2,06
15,8	0,00	0,72	0,00	1,90
15,9	0,00	0,67	0,00	1,74
16	0,00	0,62	0,00	1,60
16,1	0,00	0,57	0,00	1,46

16,2	0,00	0,53	0,00	1,34
16,3	0,00	0,49	0,00	1,22
16,4	0,00	0,45	0,00	1,12
16,5	0,00	0,42	0,00	1,02
16,6	0,00	0,39	0,00	0,93
16,7	0,00	0,36	0,00	0,84
16,8	0,00	0,33	0,00	0,77
16,9	0,00	0,30	0,00	0,70
17	0,00	0,28	0,00	0,63
17,1	0,00	0,26	0,00	0,57
17,2	0,00	0,24	0,00	0,52
17,3	0,00	0,22	0,00	0,47
17,4	0,00	0,20	0,00	0,42
17,5	0,00	0,18	0,00	0,38
17,6	0,00	0,17	0,00	0,34
17,7	0,00	0,15	0,00	0,31
17,8	0,00	0,14	0,00	0,28
17,9	0,00	0,13	0,00	0,25
18	0,00	0,12	0,00	0,22
18,1	0,00	0,11	0,00	0,20
18,2	0,00	0,10	0,00	0,18
18,3	0,00	0,09	0,00	0,16
18,4	0,00	0,08	0,00	0,14
18,5	0,00	0,08	0,00	0,13
18,6	0,00	0,07	0,00	0,11
18,7	0,00	0,06	0,00	0,10
18,8	0,00	0,06	0,00	0,09
18,9	0,00	0,05	0,00	0,08
19	0,00	0,05	0,00	0,07
19,1	0,00	0,04	0,00	0,06
19,2	0,00	0,04	0,00	0,06
19,3	0,00	0,04	0,00	0,05
19,4	0,00	0,03	0,00	0,04
19,5	0,00	0,03	0,00	0,04
19,6	0,00	0,03	0,00	0,03
19,7	0,00	0,02	0,00	0,03
19,8	0,00	0,02	0,00	0,03
19,9	0,00	0,02	0,00	0,02
20	0,00	0,02	0,00	0,02
TOTAL		2881,67		4251,17

Altura torre medición	21	Altura buje	70
Velocidad media	4,3	Velocidad media	5,6
Desviación típica	2,31	Desviación típica	2,31
k	1,97	k	2,62
c	6,06	c	8,08

Tabla A.3. Resultados para la distribución Weibull

La distribución Weibull obtenida para el histograma de velocidades del tramo de carretera es la siguiente:

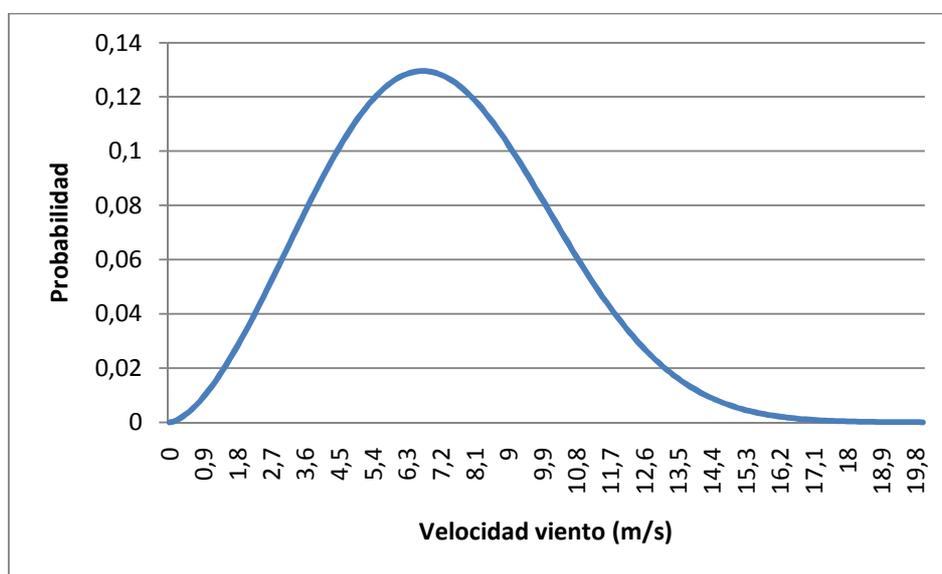


Figura A.3. Distribución Weibull para el tramo de carretera

A 70 m de altura, la velocidad de viento con más probabilidad de ocurrencia es de 6,5 m/s.

El nivel de energía asociado a esos resultados se representa en la siguiente gráfica:

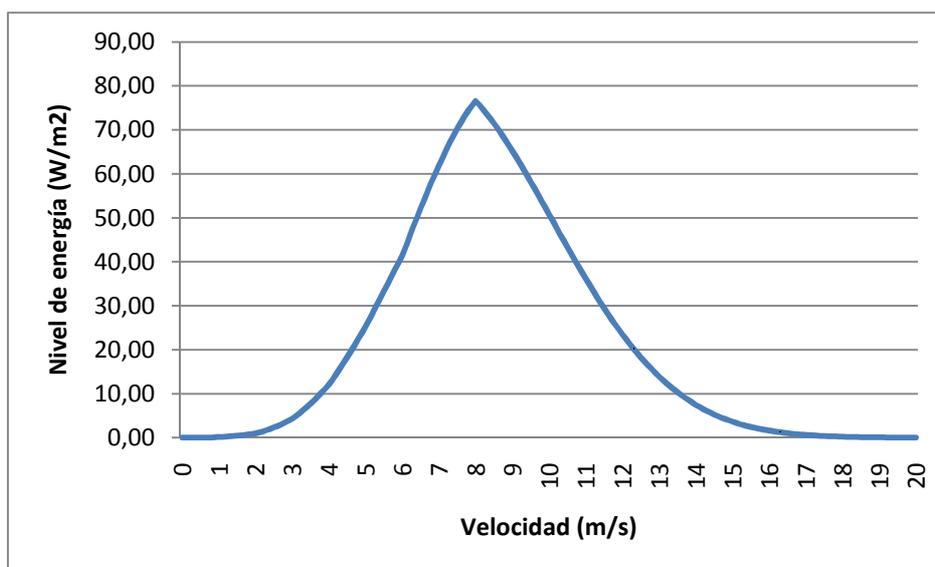


Figura A.4. Distribución Weibull para el nivel de energía

El nivel máximo de energía se alcanza a los 8 m/s, con un valor $76,56 \text{ W/m}^2$.

A.4. Horas de viento equivalente anual

El viento es un tipo de energía muy discontinuo, no siempre las condiciones de viento son las óptimas para hacer funcionar los aerogeneradores, por lo que hay que determinar las horas anuales de viento en las que los aerogeneradores de la instalación funcionarían.

El estudio se realizará con los datos de viento disponibles para el último año, determinando los días de viento y, de ahí, las horas de viento.

No se puede hacer el estudio por horas directamente ya que los datos disponibles muestran la media diaria de viento, por lo que el resultado no va a ser exacto.

De entre los datos de viento de 366 días, indicados en el anexo F, se determinan los días en los que la velocidad del viento ha sido mayor o igual a 2,5 m/s, la velocidad de arranque del aerogenerador.

Este número de días de viento óptimo es 292, lo que supone 7.008 horas de viento al año.

Anexo B

Cálculo de la producción energética de la instalación

B.1. Energía instalada en el tramo de carretera

Como se estudió en el apartado 3.2 la potencia instalada total del tramo será de 239,725 kW.

Elemento	Cantidad	Potencia individual
Control gálibo	2	100 W
Panel PMV	2	3,3 kW
Semáforo	3	100 W
Opacímetro	3	110 W
Co	3	240 W
Alumbrado	-	182,4 kW
Ventilación	12	4 kW
Red poste SOS	15	45 W
Señalización variable	-	500 W
Potencia instalada total		239,725 kW

Tabla B.1. Potencia instalada elementos carretera

Hallamos la energía que consume el tramo de carretera en un año. Ésta se halla multiplicando la potencia por las horas de trabajo (24*365):

$$E = 239,725 * 24 * 365 = 2.099.991 \text{ kWh}$$

La energía consumida por el tramo de carretera es de unos 2 MW anuales.

B.2. Energía producida por la instalación

Conocido el consumo energético de los elementos del tramo de carretera es necesario calcular la energía producida por la instalación, así como la cobertura de esta energía producida sobre la energía necesaria para abastecer al tramo de carretera.

Previo a este cálculo es necesaria la determinación de la potencia producida por el aerogenerador según sea la velocidad del viento incidente sobre el mismo. Esta relación velocidad-potencia viene dada por el fabricante.

<u>Curva potencia aerogenerador</u>	
<u>Vel viento (m/s)</u>	<u>Potencia (kW)</u>
0,0	0,00
0,5	0,00
1,0	0,48
1,5	0,96
2,0	1,62
2,5	2,27
3,0	3,92
3,5	5,56
4,0	8,13
4,5	10,7
5,0	14,22
5,5	17,74
6,0	21,73
6,5	25,71
7,0	31,68
7,5	37,64
8,0	43,82
8,5	50,00
9,0	50,00
9,5	50,00
10,0	50,00

Tabla B.2. Curva de potencia del aerogenerador

En la siguiente figura se pueden apreciar estos datos de forma gráfica.

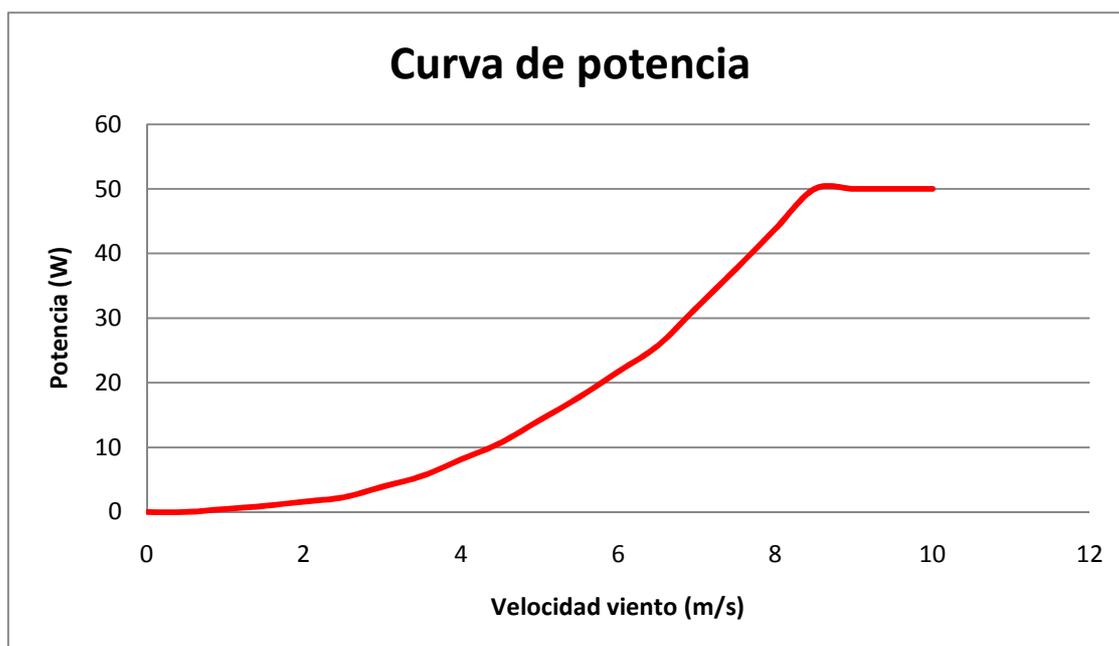


Figura B.1. Curva de potencia del aerogenerador

Conocida la curva de potencia del aerogenerador se procede a calcular la energía producida por la instalación para cada mes del año.

Con los datos de viento disponibles de los últimos 38 años se calcula la velocidad media para cada mes de un solo aerogenerador, la cual ha sido previamente corregida, relacionándola con la potencia que le corresponde.

	N días	Vel media	Dir media	Pot (vel)	Consumo (kw)	Producción (kw)	Producción (%)
Enero	31	4,6	24	14,92	239,725	14,92	6,22
Febrero	28	5,1	27	18,54	239,725	18,54	7,73
Marzo	31	6,1	25	26,90	239,725	26,90	11,22
Abril	30	5,9	25	24,91	239,725	24,91	10,39
Mayo	31	5,6	25	22,52	239,725	22,52	9,39
Junio	30	5,4	26	20,93	239,725	20,93	8,73
Julio	31	5,1	25	18,54	239,725	18,54	7,73
Agosto	31	4,8	25	16,33	239,725	16,33	6,81
Septiembre	30	5,1	26	18,54	239,725	18,54	7,73
Octubre	31	4,9	28	17,04	239,725	17,04	7,11
Noviembre	30	4,6	28	14,92	239,725	14,92	6,22
Diciembre	31	4,8	29	16,33	239,725	16,33	6,81

Tabla B.3. Producción de un aerogenerador

En la siguiente figura se pueden ver estos resultados de forma gráfica:

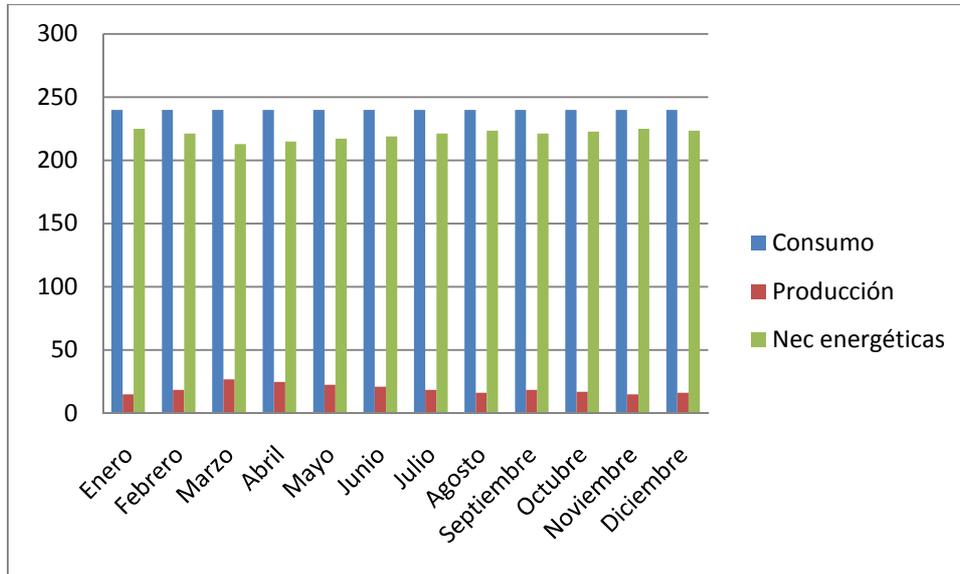


Figura B.2. Reparto energético de un aerogenerador

Las necesidades energéticas del tramo no se cubren completamente con un aerogenerador, por lo que hay que realizar un estudio para determinar el número mínimo de aerogeneradores a instalar para que la instalación sea rentable.

El cálculo de la energía generada por la instalación en kWh se realiza como el de la energía instalada en el tramo de carretera del apartado A de este mismo anexo. Sólo hay que aplicar unos factores de corrección a la energía calculada para conseguir la energía real.

Los factores de corrección a aplicar son: pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación ($p_i = 0,98$); pérdidas por transporte ($p_t = 0,97$); pérdidas por mantenimiento ($p_m = 0,97$).

Las pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación contemplan las posibles averías que sufrirán los aerogeneradores y que impedirán su funcionamiento durante el tiempo que dure la avería y la reparación así como los tiempos que deben permanecer inactivos mientras se realiza en ellos labores de mantenimiento.

Las pérdidas por transporte son las pérdidas que se producen en la línea de evacuación del parque (desde el parque a la subestación) y dentro del propio parque en el tendido de media tensión a 20 kV. Estas pérdidas son

básicamente debidas al calor (efecto Joule) por la intensidad que circula por los conductores.

Las pérdidas por mantenimiento contemplan todos los momentos en los que el conjunto no puede estar trabajando debido a una parada para el mantenimiento de cualquiera de sus elementos componentes. Ya sea un mantenimiento preventivo como un mantenimiento estipulado a partir de una serie de horas de trabajo.

Para un aerogenerador:

	N días	Nec instalación (kWh)	Prod mensual (kWh)
Enero	31	178.355,40	11.100,48
Febrero	28	161.095,20	12.458,88
Marzo	31	178.355,40	20.013,60
Abril	30	172.602,00	17.935,20
Mayo	31	178.355,40	16.754,88
Junio	30	172.602,00	15.069,60
Julio	31	178.355,40	13.793,76
Agosto	31	178.355,40	12.149,52
Septiembre	30	172.602,00	13.348,80
Octubre	31	178.355,40	12.677,76
Noviembre	30	172.602,00	10.742,40
Diciembre	31	178.355,40	12.149,52

168.194,40 Producción bruta anual (kWh)

155.089,03 Producción neta anual (kWh)

7.008 Horas equivalentes

Tabla B.4. Producción energética de un solo aerogenerador

En la siguiente tabla se muestran la producción y necesidades energéticas de la instalación según sea el número de aerogeneradores:

Aerog	Potencia generada anual (kWh)	Potencia consumida anual (kWh)	Necesidades energéticas (%)
1	155.089,03	2.099.991	92,61
2	310.178,06	2.099.991	85,23
3	465.267,09	2.099.991	77,84
4	620.356,11	2.099.991	70,46
5	775.445,14	2.099.991	63,07
6	930.534,17	2.099.991	55,69
7	1.085.623,20	2.099.991	48,30
8	1.240.712,23	2.099.991	40,92
9	1.395.801,26	2.099.991	33,53
10	1.550.890,29	2.099.991	26,15
11	1.705.979,32	2.099.991	18,76
12	1.861.068,34	2.099.991	11,38
13	2.016.157,37	2.099.991	3,99
14	2.171.246,40	2.099.991	0,00
15	2.326.335,43	2.099.991	0,00
16	2.481.424,46	2.099.991	0,00
17	2.636.513,49	2.099.991	0,00
18	2.791.602,52	2.099.991	0,00
19	2.946.691,55	2.099.991	0,00
20	3.101.780,57	2.099.991	0,00
21	3.256.869,60	2.099.991	0,00
22	3.411.958,63	2.099.991	0,00
23	3.567.047,66	2.099.991	0,00
24	3.722.136,69	2.099.991	0,00
25	3.877.225,72	2.099.991	0,00
26	4.032.314,75	2.099.991	0,00
27	4.187.403,78	2.099.991	0,00
28	4.342.492,80	2.099.991	0,00
29	4.497.581,83	2.099.991	0,00
30	4.652.670,86	2.099.991	0,00

Tabla B.5. Producción energética de la instalación según número de aerogeneradores

En la tabla podemos comprobar cómo, a partir de 14 aerogeneradores, las necesidades energéticas del tramo de carretera se cubren completamente.

B.3. Sistema de producción de energía de apoyo

La energía eólica es un tipo de energía discontinua, no todos los días y a todas horas hace viento, no llegando en todo momento a producirse la energía eléctrica necesaria para abastecer el tramo de carretera.

Se debe diseñar un sistema de producción energético de apoyo que se encargue de abastecer el tramo en caso de que ocurra dicho suceso. El sistema debe resultar económico y fiable, además de suministrar al tramo en su totalidad en el caso de que los aerogeneradores no produzcan energía eléctrica.

Por otro lado se debe tener en cuenta que se está diseñando la instalación para los ventiladores del túnel trabajando a mínima potencia. Hay que tener un sistema de apoyo que no solo tenga en cuenta la falta de viento, sino también, la ocurrencia de que los ventiladores trabajen a máxima potencia.

A continuación se estudiarán varios sistemas de apoyo energético para determinar el más apropiado para la instalación.

B.3.1. Baterías

El uso de baterías es muy frecuente en instalaciones de pequeña potencia tanto fotovoltaica como eólica, desarrollándose, en los últimos años, su uso en instalaciones de gran potencia.

El sistema con baterías funciona de la siguiente forma:

- Si la instalación produce menos energía eléctrica de la necesaria, se hace uso de las baterías para que suministren la diferencia de energía hasta la necesaria.
- Si la instalación produce justo la energía necesaria, ésta se suministra directamente a los elementos del tramo.
- Si la instalación produce más energía de la necesaria, se cargarán las baterías, haciéndose uso de esta energía cuando la instalación produzca menos energía.

El coste de las baterías, así como su mantenimiento tiene un alto coste, además de necesitar un número elevado para cubrir las exigencias energéticas del tramo en su totalidad.

Este hecho hace que el uso de baterías como sistema de apoyo quede descartado.

B.3.2. Conexión a red de la instalación

El 18 de Noviembre de 2011 se aprobó el nuevo Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020). Una de las principales misiones del PER es fomentar la generación distribuida por medio de la cual se pretende potenciar el

autoconsumo, de forma que cada usuario pueda ser capaz de generarse la energía que puede llegar a consumir.

La forma de conexión que se establece en el PER es el Balance neto, un sistema de compensación de saldos de energía de tal forma que nos permite utilizar la red como una batería almacenando los excedentes de producción, pudiéndolos recuperar gratuitamente en un periodo de 12 meses.

Para poderse conectar simplemente será necesario contactar con la compañía distribuidora y realizar el contrato pertinente. Ésta podrá optar por instalar un contador bidireccional o dos contadores. Las lecturas de los mismos se verán reflejadas en la factura con la compensación de saldos de energía correspondientes.

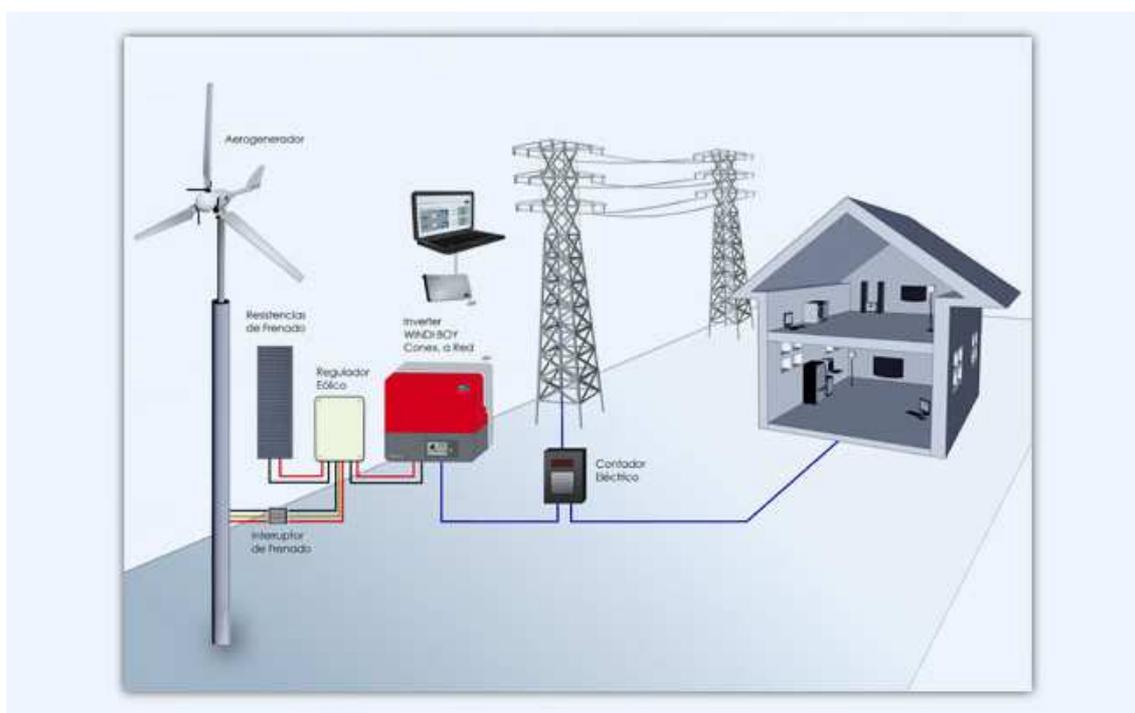


Figura B.3. Esquema unifilar de la instalación para eólica de pequeña potencia

En el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, se regula lo establecido por el PER.

Del documento extraemos el fragmento del ámbito de aplicación:

1. El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 100 kW de las

tecnologías contempladas en las categorías b) y c) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en cualquiera de los dos casos siguientes:

a) cuando se conecten a las líneas de tensión no superior a 1 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor,

b) cuando se conecten al lado de baja de un transformador de una red interior, a una tensión inferior a 1 KV, de un consumidor conectado a la red de distribución y siempre que la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supere los 100 kW.

2. También será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 1000 kW de las tecnologías contempladas en la categoría a) y de los subgrupos b.6, b.7 y b.8 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que se conecten a las líneas de tensión no superior a 36 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor.

Nuestra instalación, por su potencia, entraría dentro del punto 2, no siendo posible realizar la conexión ya que las instalaciones de energía eólica no entran dentro de las categorías establecidas de este punto.

Además de no entrar en la categoría, este documento se hizo para instalaciones particulares, por lo que la instalación no se puede beneficiar de este acuerdo.

Aunque no se pueda realizar este acuerdo, se puede mantener el tramo conectado a la red general con las condiciones actuales. Cuando la instalación no produzca la energía suficiente para conseguir el correcto funcionamiento de la carretera se recurrirá a tomar la energía necesaria de la red, abonando el coste pertinente de la energía consumida.

B.3.3. Grupo electrógeno

El grupo electrógeno es una unidad capaz de convertir energía mecánica en energía eléctrica de forma autónoma a partir de un carburante mediante combustión interna.

Son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico, puesto que es un sistema independiente de la red eléctrica general.

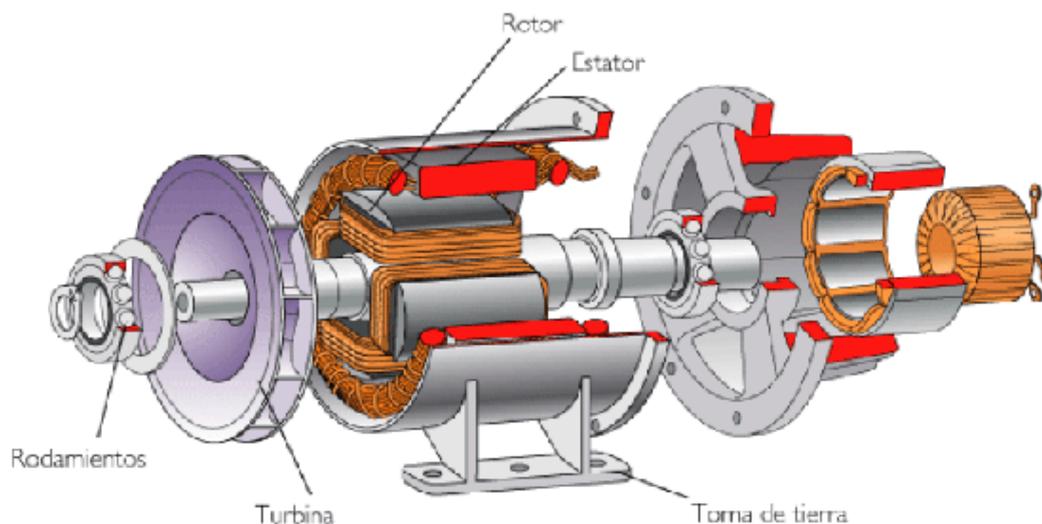


Figura B.4. Esquema grupo electrógeno

En nuestra instalación el grupo debería poder cubrir la energía consumida por los ventiladores a máxima potencia, siendo 12 ventiladores de 45 kW cada uno, unos 540 kW en total.

Los grupos electrógenos miden la potencia reactiva, por lo que para pasar los 540 kW de potencia activa, se divide entre el factor de potencia que es 0,8. Para cubrir las necesidades energéticas de los ventiladores del túnel será necesario un grupo de 675 kVA.

El grupo que mejor se adapta a las condiciones necesarias de la instalación de ventilación es de 688 kVA con un precio de 49.229 €. Las principales características son:

- Dimensiones: (5.031x1.690x2.662) mm
- Peso: 5.170 kg
- Capacidad del depósito: 610 l
- Nivel de ruido: 75 dB
- Insonorizado

Anexo C

Costes de la instalación

La instalación eólica a implantar en el tramo de carretera conlleva una serie de costes, los cuales varían según sea el número de aerogeneradores necesarios.

Este número de aerogeneradores será como máximo de 14, ya que éstos son los necesarios para cubrir las exigencias energéticas del tramo de carretera en su totalidad.

Estos costes se dividen en los costes que suponen la inversión inicial y los costes anuales para el mantenimiento de la instalación.

Los costes que suponen la inversión inicial son el de los todos los elementos que van a formar la instalación eólica, los cuales se indican a continuación:

- Aerogenerador 65.000 €
El descuento realizado sobre el precio de los aerogeneradores comienza en un 5 % para dos aerogeneradores y va incrementándose un 1 % a cada aerogenerador añadido.
El coste de los aerogeneradores incluye el montaje.

Aerogenerador	Coste total (€)
1	65.000,00
2	123.500,00
3	183.300,00
4	241.800,00
5	299.000,00
6	354.900,00
7	409.500,00
8	462.800,00
9	514.800,00
10	565.500,00
11	614.900,00
12	663.000,00
13	709.800,00
14	755.300,00

Tabla C.1. Coste de los aerogeneradores aplicando descuento

- Estructura 90.000 €
Cada estructura tiene capacidad para 3 aerogeneradores e incluye accesos a la misma, así como barandillas, líneas de vida, etc.
El coste de la estructura incluye el montaje.
- Arqueta 200 €/arqueta
Las arquetas se colocan cada 50 m.
- Línea MT subterránea 60 €/m

Ud	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
Hr	Oficial primera electricista	0,250	14,80	3,70
Hr	Ayudante electricista	0,250	12,00	3,00
MI	Tubo PVC corrugado Dext=240	1,000	9,05	9,05
MI	Conductor Rz1-K 18/30 kv	1,000	69,33	69,33
%	Costes indirectos (s/total)	74,580	0,07	5,22

Tabla C.2. Precio descompuesto de la línea de media tensión subterránea

- Línea BT subterránea 37 €/m

Ud	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
Hr	Oficial primera electricista	0,250	14,80	3,70
Hr	Ayudante electricista	0,250	12,00	3,00
MI	Tubo PVC corrugado Dext=110	1,000	10,14	10,40
MI	Conductor Rz1-K 0,6/1 kv	1,000	24,30	24,30
%	Costes indirectos (s/total)	41,140	0,07	2,88

Tabla C.3. Precio descompuesto de la línea de media tensión subterránea

A estos costes se le añaden, cada año, los costes de mantenimiento, así como el del seguro de los aerogeneradores.

- Costes de mantenimiento 5 % del coste de la inversión
- Seguro de los aerogeneradores 500 € / año y aerogenerador

El coste de la inversión según sea el número de aerogeneradores se indica en la siguiente tabla:

Aerog	Inv. inicial total (€)	Mantenimiento (€/año)	Seguro (€/año)	Elec. no cubierta (€/año)
1	339.900,00	16.995,00	500,00	223.138,60
2	402.100,00	20.105,00	1.000,00	205.345,24
3	465.600,00	23.280,00	1.500,00	187.551,87
4	617.800,00	30.890,00	2.000,00	169.758,51
5	678.700,00	33.935,00	2.500,00	151.965,15
6	738.300,00	36.915,00	3.000,00	134.171,78
7	886.600,00	44.330,00	3.500,00	116.378,42
8	943.600,00	47.180,00	4.000,00	98.585,05
9	999.300,00	49.965,00	4.500,00	80.791,69
10	1.143.700,00	57.185,00	5.000,00	62.998,32
11	1.196.800,00	59.840,00	5.500,00	45.204,96
12	1.248.600,00	62.430,00	6.000,00	27.411,60
13	1.389.100,00	69.455,00	6.500,00	9.618,23
14	1.438.300,00	71.915,00	7.000,00	0,00

Tabla C.4. Costes de la instalación según número de aerogeneradores

Además de los costes de la instalación hay que tener en cuenta el coste que supondría la energía generada por la instalación si en vez de producirla la propia infraestructura se tuviese que comprar.

Actualmente, el cobro del consumo de energía del tramo se divide en tres periodos, en los cuales el precio del kilovatio-hora es constante en los tres, 0,114730 €/kWh.

En la siguiente tabla se muestran los resultados:

Aerog	Coste energía generada (€)
1	17.793,36
2	35.586,73
3	53.380,09
4	71.173,46
5	88.966,82
6	106.760,19
7	124.553,55
8	142.346,91

9	160.140,28
10	177.933,64
11	195.727,01
12	213.520,37
13	231.313,74
14	249.107,10

Tabla C.5. Coste supuesto por la energía generada por la instalación

Anexo D

Evaluación financiera

D.1. Inversión

En el cálculo de la inversión se puede partir de la siguiente distribución de costes, usual en parques comerciales: los aerogeneradores representan la mayor carga del proyecto, situándose en un 86,5% del coste; la obra civil alcanza un valor del 6%, mientras el sistema eléctrico puede representar un 5%; el resto de la inversión representa costes varios, principalmente ingeniería, establecimiento, maquinaria, transporte, etc. No obstante lo anterior, en la fase previa al lanzamiento final del proyecto deberá considerarse el coste real y detallado de las partidas que puede representar variaciones significativas con la aproximación propuesta.

D.2. Financiación, condiciones del préstamo y amortización

Se considerará intervinientes por un lado a los socios promotores del proyecto (constructor, operador del negocio, compañía eléctrica que adquiere el producto, propietarios del terreno, administración central y local, inversores privados y otros) y por otro las entidades financieras.

La proporción razonable, dependiendo de las condiciones de viabilidad económica del proyecto y de las garantías adicionales que se aporten, puede estimarse entre el 20% y el 30% de fondos propios, respecto al total de la inversión.

En nuestro caso, el tanto por ciento que aportará el promotor será del 30%, siendo el resto (70%), aportado por una entidad financiera.

Las condiciones del préstamo son un tipo de interés nominal actual, susceptible de ser considerado de un 5% con pagos mensuales y una duración de 10 años.

Se considerará el criterio de amortización con cuota constante o uniforme, con una tasa que varía según las partidas.

Ha de ser también contemplado el importe que corresponda a la capitalización o activación de los intereses financieros derivados de los fondos de las entidades de crédito durante el proceso de construcción.

D.3. Operación y mantenimiento

Dentro del mantenimiento se incluye la gestión de la instalación, la revisión de los sistemas de seguridad, las revisiones periódicas de tornillería y elementos mecánicos, el cambio de consumibles, los ajustes de componentes, la protección anticorrosiva, el mantenimiento de la obra civil, etc.

Los costes de operación ya van incluidos en los precios de cada uno de los elementos de la instalación, mientras que los costes de mantenimiento se fijarán en un 5% del coste total de la instalación.

Los costes de mantenimiento serán anuales, así como el seguro de los aerogeneradores, el cual se estima en unos 500 € por año y aerogenerador.

D.4. Vida útil

La vida útil de un parque suele ser superior a 15 años, llegando hasta a 25-30 años en condiciones normales de funcionamiento. En el caso de parques eólicos marinos se estiman vidas útiles en torno a los 30 años.

El fabricante da una vida útil de 30 años para sus aerogeneradores, por lo que podemos estimar que ésta es la vida útil de la instalación.

D.5. Rentabilidad de la instalación

Primero hay que determinar si la instalación es rentable, para ello deduciremos el número de aerogeneradores a partir del cual la instalación comienza a tener beneficios.

Para ello se representarán gráficamente los costes y los beneficios que supone la instalación dependiendo del número de aerogeneradores. Interesa una instalación con un número de aerogeneradores que soporte la infraestructura existente y que genere el mayor beneficio posible. En este caso el beneficio es un ahorro monetario.

Actualmente, el cobro del consumo de energía del tramo se divide en tres periodos, en los cuales el precio del kilovatio-hora es constante en los tres, 0,114730 €/kWh. Para obtener los ingresos se multiplicará este valor por la potencia generada por los aerogeneradores instalados.

La energía anual producida por el aerogenerador es de 155.089,03 kWh.

Aerog	Costes (€)	Ingresos (€)
1	264.561,78	17.793,36
2	251.846,25	35.586,73
3	239.244,47	53.380,09
4	234.403,94	71.173,46
5	221.574,65	88.966,82
6	208.631,62	106.760,19
7	203.449,84	124.553,55
8	190.279,31	142.346,91
9	176.995,02	160.140,28
10	171.471,99	177.933,64
11	157.960,21	195.727,01
12	144.334,68	213.520,37
13	138.470,39	231.313,74
14	133.201,25	249.107,10
15	137.917,50	266.900,46
16	150.395,00	284.693,83
17	154.883,75	302.487,19
18	159.258,75	320.280,56
19	171.395,00	338.073,92
20	175.542,50	355.867,29
21	179.576,25	373.660,65
22	191.371,25	391.454,01
23	195.177,50	409.247,38
24	198.870,00	427.040,74
25	210.323,75	444.834,11
26	213.788,75	462.627,47
27	217.140,00	480.420,84
28	228.252,50	498.214,20
29	231.376,25	516.007,56
30	234.386,25	533.800,93

Tabla D.1. Ingresos y gastos anuales de la instalación según número de aerogeneradores

En el momento en el que los ingresos son mayores que los gastos la instalación es rentable. En este caso, podemos comprobar como con un aerogenerador la instalación comienza a obtener beneficios. Gráficamente se refleja a continuación:

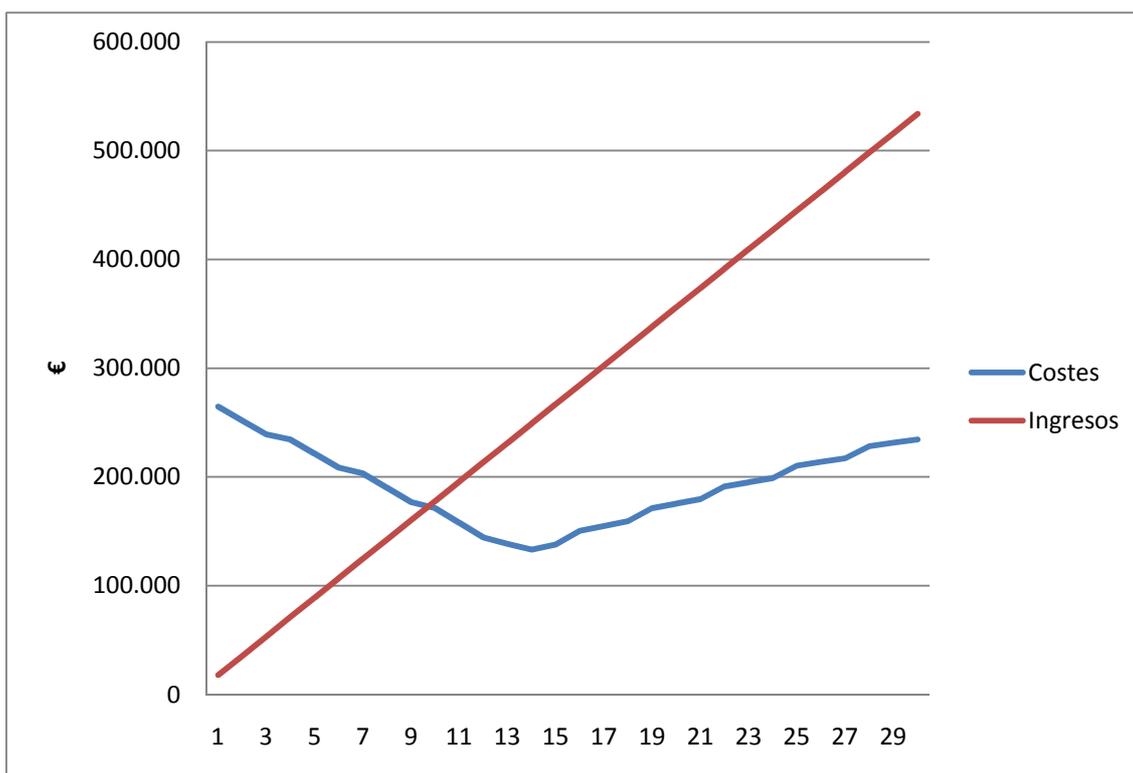


Figura D.1. Ingresos y costes anuales de la instalación según número de aerogeneradores

Aunque la instalación empiece a generar beneficios con un aerogenerador, no será suficiente para cubrir completamente las necesidades energéticas del tramo. Hay que instalar el número necesario para los beneficios sean lo mayor posible.

D.6. Criterios de rentabilidad

La rentabilidad económica y viabilidad financiera del proyecto se va a analizar mediante la aplicación técnica de tres métodos de evaluación:

- **Periodo de recuperación (*payback*):** determina el tiempo necesario para que el proyecto genere los recursos suficientes para recuperar la inversión realizada.
Este método no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- **Valor actual neto (VAN):** el valor actual neto de una inversión es la diferencia entre el valor actual de todos los flujos de caja (*cash-flow*, cobros menos pagos) asociados a la inversión y su desembolso inicial. Para calcular el VAN es necesario estimar una tasa de descuento, tasa a la que se actualizan los valores de flujo futuros. Esta tasa tiene que

corresponderse con el nivel de riesgo de la inversión, es decir, la incertidumbre o dificultad de predecir los flujos futuros.

En general, esta tasa se considera aproximadamente equivalente al coste de oportunidad del capital (en torno al 6 %).

Un proyecto de inversión es rentable si tiene un VAN positivo.

$$VAN = -A + \sum \frac{FCL_m}{(1+r)^n}$$

Donde:

A: inversión inicial

FCL_m : flujo de caja libre en el año m

n: número de años

r: tasa de descuento expresada en tanto por uno

- Tasa interna de rentabilidad (TIR): tasa de retorno de una inversión es el tipo de descuento r que hace que el valor actual neto sea cero. Si es superior a la tasa de interés a la que la empresa puede obtener fondos, la inversión será deseable.

$$0 = -A + \sum \frac{FCL_m}{(1+r)^n}$$

Con la ayuda de un modelo económico se ha calculado el valor de estos tres indicadores.

La tasa de descuento, facilitada por el Departamento de Finanzas de EDPR, se estima en el 6,58 % ya que el riesgo de la inversión es bajo puesto que la predicción de los flujos de caja futuros tiene una incertidumbre razonable.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos:

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos:

Aer	Inv inicial	Manten	Seguro	Elec	FCL (≤ 10)	FCL (> 10)	VAN	TIR	Payback
1	101.970	16.995	500	223.139	-230.335,03	-222.840,24	-3.585.443,48 €		
2	120.630	20.105	1.000	205.345	-199.729,82	-190.863,51	-3.123.133,22 €		
3	139.680	23.280	1.500	187.552	-169.218,26	-158.951,78	-2.662.433,52 €		
4	185.340	30.890	2.000	169.759	-145.097,54	-131.475,05	-2.311.623,07 €		
5	203.610	33.935	2.500	151.965	-114.398,66	-99.433,32	-1.847.702,27 €		
6	221.490	36.915	3.000	134.172	-83.606,11	-67.326,60	-1.382.170,90 €		
7	265.980	44.330	3.500	116.378	-59.204,40	-39.654,87	-1.026.528,80 €		
8	283.080	47.180	4.000	98.585	-28.224,52	-7.418,14	-557.776,33 €	3%	
9	299.790	49.965	4.500	80.792	2.849,02	24.883,59	-87.413,31 €	10%	21 años
10	343.110	57.185	5.000	62.998	27.531,73	52.750,32	273.060,45 €	18%	12 años
11	359.040	59.840	5.500	45.205	58.792,61	85.182,05	746.644,58 €	30%	7 años
12	374.580	62.430	6.000	27.412	90.147,14	117.678,77	1.221.839,26 €	25%	5 años
13	416.730	69.455	6.500	9.618	115.110,85	145.740,50	1.587.144,68 €	28%	4 años
14	431.490	71.915	7.000	0	138.477,58	170.192,10	1.939.888,64 €	33%	4 años

Tabla D.2. Resultados estudio de rentabilidad

El VAN comienza a ser positivo a partir de diez aerogeneradores, mientras que la tasa interna de rentabilidad es superior a la tasa de descuento a partir de ocho aerogeneradores. Teniendo en cuenta estos dos parámetros, la instalación comenzaría a ser rentable a partir de diez aerogeneradores.

Teniendo en cuenta el tiempo de recuperación de la inversión, con once aerogeneradores es cuando se recupera dentro de un límite razonable, 7 años, que es además menor que el tiempo de devolución del préstamo a la entidad financiera.

Anexo E

Cálculos con DmElect

CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN

Fórmulas

Emplearemos las siguientes:

Sistema Trifásico

$$I = P_c / 1,732 \times U \times \cos j \times R = \text{amp (A)}$$

$$e = (L \times P_c / k \times U \times n \times S \times R) + (L \times P_c \times X_u \times \text{Sen} j / 1000 \times U \times n \times R \times \cos j) = \text{voltios (V)}$$

Sistema Monofásico:

$$I = P_c / U \times \cos j \times R = \text{amp (A)}$$

$$e = (2 \times L \times P_c / k \times U \times n \times S \times R) + (2 \times L \times P_c \times X_u \times \text{Sen} j / 1000 \times U \times n \times R \times \cos j) = \text{voltios (V)}$$

En donde:

P_c = Potencia de Cálculo en Watios.

L = Longitud de Cálculo en metros.

e = Caída de tensión en Voltios.

K = Conductividad.

I = Intensidad en Amperios.

U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).

S = Sección del conductor en mm².

$\cos j$ = Coseno de ϕ . Factor de potencia.

R = Rendimiento. (Para líneas motor).

n = N^o de conductores por fase.

X_u = Reactancia por unidad de longitud en mW/m.

Fórmula Conductividad Eléctrica

$$K = 1/r$$

$$r = r_{20}[1+a (T-20)]$$

$$T = T_0 + [(T_{\max}-T_0) (I/I_{\max})^2]$$

Siendo,

K = Conductividad del conductor a la temperatura T .

r = Resistividad del conductor a la temperatura T .

r_{20} = Resistividad del conductor a 20°C.

$$Cu = 0.018$$

$$Al = 0.029$$

a = Coeficiente de temperatura:

$$Cu = 0.00392$$

$$Al = 0.00403$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T_0 = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables enterrados} = 25^\circ\text{C}$$

$$\text{Cables al aire} = 40^\circ\text{C}$$

T_{\max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{XLPE, EPR} = 90^\circ\text{C}$$

$$\text{PVC} = 70^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I_{\max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Fórmulas Sobrecargas

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

I_b: intensidad utilizada en el circuito.

I_z: intensidad admisible de la canalización según la norma UNE 20-460/5-523.

I_n: intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación escogida.

I₂: intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. En la práctica I₂ se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos (1,45 I_n como máximo).

- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles (1,6 I_n).

Fórmulas compensación energía reactiva

$$\cos\varnothing = P/\sqrt{(P^2+ Q^2)}.$$

$$\operatorname{tg}\varnothing = Q/P.$$

$$Q_c = P \times (\operatorname{tg}\varnothing_1 - \operatorname{tg}\varnothing_2).$$

$$C = Q_c \times 1000 / U^2 \times \omega; \text{ (Monofásico - Trifásico conexión estrella).}$$

$$C = Q_c \times 1000 / 3 \times U^2 \times \omega; \text{ (Trifásico conexión triángulo).}$$

Siendo:

P = Potencia activa instalación (kW).

Q = Potencia reactiva instalación (kVAr).

Q_c = Potencia reactiva a compensar (kVAr).

∅₁ = Angulo de desfase de la instalación sin compensar.

∅₂ = Angulo de desfase que se quiere conseguir.

U = Tensión compuesta (V).

ω = 2πf ; f = 50 Hz.

C = Capacidad condensadores (F); cx1000000(μF).

Fórmulas Resistencia Tierra

Placa enterrada

$$R_t = 0,8 \cdot \rho / P$$

Siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

P: Perímetro de la placa (m)

Pica vertical

$$R_t = \rho / L$$

Siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

L: Longitud de la pica (m)

Conductor enterrado horizontalmente

$$R_t = 2 \cdot \rho / L$$

Siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

L: Longitud del conductor (m)

Asociación en paralelo de varios electrodos

$$R_t = 1 / (L_c/2 \rho + L_p/r + P/0,8 \rho)$$

Siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

Lc: Longitud total del conductor (m)

Lp: Longitud total de las picas (m)

P: Perímetro de las placas (m)

DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

Aerogenerador 1	50000 W
Aerogenerador 2	50000 W
Aerogenerador 3	50000 W
Aerogenerador 4	50000 W
Aerogenerador 5	50000 W
Aerogenerador 6	50000 W
Aerogenerador 7	50000 W
Aerogenerador 8	50000 W
Aerogenerador 9	50000 W
Aerogenerador 10	50000 W
Aerogenerador 11	50000 W
Aerogenerador 12	50000 W
TOTAL....	600000 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 600000

- Potencia Máxima Admisible (W): 0

Cálculo de la DERIVACION INDIVIDUAL

- Tensión de servicio: 400 V.

- Canalización: D-Unip.o Mult.Conduct.enterrad.

- Longitud: 50 m; Cos φ : 0.8; Xu(mW/m): 0;

- Potencia a instalar: 600000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 + 550000 = 612500$ W.
(Coef. de Simult.: 1)

$$I = 612500 / (1,732 \times 400 \times 0.8) = 1105.12 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares $6(4 \times 185 + TT \times 95) \text{ mm}^2 \text{ Al}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 25°C (Fc=1) 1140 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 6(180) mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.19

$$e(\text{parcial}) = 50 \times 612500 / (28.87 \times 400 \times 6 \times 185) = 2.39 \text{ V.} = 0.6 \%$$

$$e(\text{total}) = 0.6\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 1250 A. Térmico reg. Int.Reg.: 1123 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 1

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 137 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500$ W.

$$I = 62500 / (1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1) = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares $4 \times 70 + TT \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$e(\text{parcial}) = 137 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 10.6 \text{ V.} = 2.65 \%$

$e(\text{total}) = 2.65\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 2

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 126 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W.}$

$I = 62500 / 1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²AI

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial})=126 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 9.75 \text{ V.} = 2.44 \%$$

$$e(\text{total})=2.44\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 3

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 115 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W.}$

$$I=62500 / 1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-Al

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial})=115 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 8.89 \text{ V.} = 2.22 \%$$

$$e(\text{total})=2.22\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 4

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 104 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500$ W.

$$I = 62500 / (1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1) = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial}) = 104 \times 62500 / (28.86 \times 400 \times 70 \times 1) = 8.04 \text{ V.} = 2.01 \%$$

$$e(\text{total}) = 2.01\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 5

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 93 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500$ W.

$$I=62500/1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial})=93 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 7.19 \text{ V.} = 1.8 \%$$

$$e(\text{total})=1.8\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 6

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 82 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): 50000x1.25=62500 W.

$$I=62500/1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$e(\text{parcial})=82 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 6.34 \text{ V.} = 1.59 \%$

$e(\text{total})=1.59\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 7

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 82 m; Cos j: 0.8; $X_u(\text{mW/m})$: 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W.}$

$I=62500 / 1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$e(\text{parcial})=82 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 6.34 \text{ V.} = 1.59 \%$

$e(\text{total})=1.59\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Protección diferencial:

Relé y Transformador. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase AC.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 8

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 93 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500$ W.

$$I = 62500 / (1.732 \times 400 \times 0.8 \times 1) = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial}) = 93 \times 62500 / (28.86 \times 400 \times 70 \times 1) = 7.19 \text{ V.} = 1.8 \%$$

$$e(\text{total}) = 1.8\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 9

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra

- Longitud: 104 m; Cos j: 0.8; $X_u(\text{mW/m})$: 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W}$.

$$I = 62500 / (1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1) = 112.77 \text{ A}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial}) = 104 \times 62500 / (28.86 \times 400 \times 70 \times 1) = 8.04 \text{ V} = 2.01 \%$$

$$e(\text{total}) = 2.01\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 10

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 115 m; Cos j: 0.8; $X_u(\text{mW/m})$: 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W}$.

$$I = 62500 / (1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1) = 112.77 \text{ A}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$e(\text{parcial})=115 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 8.89 \text{ V.} = 2.22 \%$

$e(\text{total})=2.22\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 11

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 126 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W.}$

$I=62500 / 1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-AI

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial})=126 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 9.75 \text{ V.} = 2.44 \%$$

$$e(\text{total})=2.44\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Cálculo de la Línea: Aerogenerador 12

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 137 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0; R: 1
- Potencia a instalar: 50000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47): $50000 \times 1.25 = 62500 \text{ W.}$

$$I=62500 / 1,732 \times 400 \times 0.8 \times 1 = 112.77 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x70+TTx35mm²Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, PVC. Desig. UNE: VV-Al

I.ad. a 40°C (Fc=1) 116 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 68.35

$$e(\text{parcial})=137 \times 62500 / 28.86 \times 400 \times 70 \times 1 = 10.6 \text{ V.} = 2.65 \%$$

$$e(\text{total})=2.65\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 114 A.

Los resultados obtenidos se reflejan en la siguiente tabla:

Cuadro General de Mando y Protección

Denominación	Pot Cálculo (W)	Dist. Cálculo (m)	Sección (mm ²)	Inten. Cálculo (A)	Inten. Adm (A)	C.T. Parc. (%)	C.T. Total (%)	Dim (mm) Tubo, Ca nal, Band
DERIVACION IND	612500	50	6(4x185+TTx95) Al	1105.12	1140	0.6	0.6	6(180)
Aerogenerador 1	62500	137	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.65	3.25	63
Aerogenerador 2	62500	126	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.44	3.03	63
Aerogenerador 3	62500	115	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.22	2.82	63
Aerogenerador 4	62500	104	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.01	2.61	63
Aerogenerador 5	62500	93	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.8	2.4	63
Aerogenerador 6	62500	82	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.59	2.18	63
Aerogenerador 7	62500	82	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.59	2.18	63
Aerogenerador 8	62500	93	4x70+TTx35Al	112.77	116	1.8	2.4	63
Aerogenerador 9	62500	104	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.01	2.61	63
Aerogenerador 10	62500	115	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.22	2.82	63
Aerogenerador 11	62500	126	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.44	3.03	63
Aerogenerador 12	62500	137	4x70+TTx35Al	112.77	116	2.65	3.25	63

Tabla E.1. Resultados líneas BT de la instalación

Anexo F

Datos de viento

Los datos diarios de viento de la zona han sido facilitados por AEMET. La estación en la cual han sido tomados es la situada en el aeropuerto de Almería, denominada 6325O, la cual recoge datos desde el 1 de Enero de 1968 hasta el 31 de Agosto de 2012. Las coordenadas de la estación son las siguientes:

Altitud: 21m

Latitud: 36°50'47" N

Longitud: 02°21'25" W

Dada la extensión del archivo de datos, a continuación sólo se representarán los datos tomados en el último año (desde Agosto de 2011 hasta Agosto de 2012), pero para los cálculos se tendrán en cuenta todos los recogidos en el archivo.

ftp://ftpdatos.aemet.es/series_climatologicas/valores_diarios/estacion/

Año	Mes	Día	Racha	Dirección	Hora	Vel. media
2011	8	1	16,9	7	17:04	5,8
2011	8	2	9,2	99	Varias	4,2
2011	8	3	11,4	32	2:44	2,8
2011	8	4	7,8	99	Varias	4,2
2011	8	5	7,2	23	Varias	2,2
2011	8	6	7,2	99	Varias	2,5
2011	8	7	8,3	20	15:04	1,9
2011	8	8	14,4	99	Varias	3,6
2011	8	9	17,5	9	14:07	10,8
2011	8	10	18,1	8	15:24	10
2011	8	11	13,3	11	12:41	5
2011	8	12	11,7	11	10:15	5,6
2011	8	13	9,2	99	Varias	3,9
2011	8	14	5,8	99	Varias	1,7
2011	8	15	5,8	99	Varias	1,7
2011	8	16	8,3	17	11:54	3,6
2011	8	17	8,9	35	5:32	4,4
2011	8	18	16,1	25	4:55	6,7
2011	8	19	16,9	10	17:02	7,8
2011	8	20	16,4	8	13:42	7,2
2011	8	21	10,8	32	4:56	4,7

2011	8	22	10,8	22	12:44	5,8
2011	8	23	7,8	28	23:58	2,2
2011	8	24	7,8	22	17:57	3,3
2011	8	25	11,4	23	Varias	3,9
2011	8	26	12,8	99	Varias	4,4
2011	8	27	13,9	99	Varias	6,4
2011	8	28	12,8	99	Varias	4,4
2011	8	29	9,2	21	16:58	3,1
2011	8	30	10,3	23	15:37	3,1
2011	8	31	12,8	25	16:31	4,7
2011	9	1	13,3	26	17:16	5
2011	9	2	13,3	99	Varias	4,4
2011	9	3	11,4	24	16:38	4,4
2011	9	4	7,8	23	16:18	1,4
2011	9	5	5	21	Varias	1,7
2011	9	6	13,9	12	13:08	6,1
2011	9	7	7,8	25	12:45	3,3
2011	9	8	5	22	12:54	1,7
2011	9	9	6,1	99	Varias	2,5
2011	9	10	8,9	34	2:19	3,3
2011	9	11	5,8	99	Varias	2,2
2011	9	12	14,4	99	Varias	5,8
2011	9	13	13,9	9	14:32	5,6
2011	9	14	16,9	9	10:50	7,2
2011	9	15	16,1	11	Varias	7,5
2011	9	16	7,8	12	10:06	2,2
2011	9	17	9,2	99	Varias	3,9
2011	9	18	12,8	8	Varias	2,8
2011	9	19	13,9	8	1:14	5,8
2011	9	20	15,3	9	14:11	7,5
2011	9	21	9,7	11	Varias	4,2
2011	9	22	6,7	99	Varias	3,1
2011	9	23	12,8	25	17:04	2,8
2011	9	24	9,2	99	14:00	4,2
2011	9	25	13,3	9	16:46	6,1
2011	9	26	14,4	99	Varias	6,7
2011	9	27	15	11	Varias	5,6
2011	9	28	16,4	9	15:30	6,9
2011	9	29	15	99	Varias	6,7
2011	9	30	16,9	11	14:27	7,2
2011	10	1	18,1	10	14:32	9,2
2011	10	2	14,4	9	Varias	6,9
2011	10	3	7,2	99	Varias	2,5
2011	10	4	7,2	36	7:35	2,8
2011	10	5	9,7	23	11:52	3,6
2011	10	6	7,8	32	3:51	4,2

2011	10	7	12,5	9	23:14	1,7
2011	10	8	13,3	12	11:59	4,7
2011	10	9	9,2	16	15:15	5
2011	10	10	11,7	7	15:32	5,8
2011	10	11	8,9	36	0:24	1,9
2011	10	12	4,7	99	Varias	1,1
2011	10	13	7,8	99	Varias	2,2
2011	10	14	7,8	99	Varias	3,1
2011	10	15	9,2	99	Varias	4,2
2011	10	16	10,3	36	7:57	3,3
2011	10	17	10,3	8	12:42	5,3
2011	10	18	9,7	99	Varias	4,2
2011	10	19	10,3	34	5:30	3,1
2011	10	20	16,4	99	Varias	5,6
2011	10	21	15	9	15:20	6,4
2011	10	22	12,5	7	Varias	4,7
2011	10	23	10,8	34	2:55	4,2
2011	10	24	9,2	99	Varias	3,3
2011	10	25	12,8	99	Varias	5,8
2011	10	26	9,2	34	6:33	2,5
2011	10	27	16,4	27	15:39	4,2
2011	10	28	9,2	15	13:58	1,9
2011	10	29	8,3	99	Varias	2,5
2011	10	30	11,7	99	Varias	4,4
2011	10	31	6,1	99	Varias	2,8
2011	11	1	7,2	99	Varias	2,5
2011	11	2	6,7	34	5:46	1,4
2011	11	3	13,3	99	Varias	5,8
2011	11	4	18,1	99	Varias	6,4
2011	11	5	16,4	35	20:49	5,6
2011	11	6	19,7	34	5:37	6,1
2011	11	7	7,8	99	Varias	2,5
2011	11	8	8,9	99	Varias	3,9
2011	11	9	6,7	36	7:59	2,8
2011	11	10	5,8	99	6:38	1,9
2011	11	11	6,7	36	23:50	1,9
2011	11	12	14,4	99	Varias	6,9
2011	11	13	16,9	6	10:20	7,2
2011	11	14	11,7	26	18:33	3,3
2011	11	15	11,7	99	Varias	4,7
2011	11	16	7,8	99	Varias	2,2
2011	11	17	10,3	10	14:20	5,3
2011	11	18	9,2	7	13:04	3,1
2011	11	19	8,9	99	Varias	4,4
2011	11	20	14,4	99	Varias	5,3
2011	11	21	11,4	32	1:15	4,4

2011	11	22	14,4	99	Varias	5
2011	11	23	10,8	4	21:28	3,1
2011	11	24	13,9	5	22:05	4,4
2011	11	25	14,4	8	10:24	5,8
2011	11	26	16,1	8	15:21	6,4
2011	11	27	13,3	99	Varias	5
2011	11	28	10,8	99	Varias	2,8
2011	11	29	9,7	34	8:01	3,6
2011	11	30	8,3	35	8:09	2,8
2011	12	1	9,7	99	Varias	3,9
2011	12	2	16,4	25	14:30	6,9
2011	12	3	13,9	35	3:21	3,1
2011	12	4	9,7	99	Varias	5,6
2011	12	5	9,2	2	8:24	3,3
2011	12	6	9,2	35	23:39	2,2
2011	12	7	10,3	35	0:36	3,3
2011	12	8	8,3	1	3:30	1,1
2011	12	9	7,8	36	8:13	2,5
2011	12	10	9,2	25	14:28	2,5
2011	12	11	13,9	99	Varias	5,8
2011	12	12	10,3	33	22:33	2,5
2011	12	13	10,8	22	14:48	3,9
2011	12	14	7,8	36	20:06	2,5
2011	12	15	10,3	9	13:32	3,1
2011	12	16	21,1	32	19:03	1,9
2011	12	17	11,4	99	Varias	4,4
2011	12	18	9,7	99	Varias	3,6
2011	12	19	11,7	99	Varias	3,6
2011	12	20	11,4	23	13:39	6,4
2011	12	21	5,8	31	8:57	0,6
2011	12	22	8,3	99	Varias	2,2
2011	12	23	7,2	34	23:23	1,4
2011	12	24	13,9	9	15:16	5,3
2011	12	25	11,7	10	12:11	6,4
2011	12	26	11,7	9	Varias	5
2011	12	27	11,4	32	8:16	1,7
2011	12	28	10,3	99	Varias	3,3
2011	12	29	8,3	99	Varias	1,4
2011	12	30	10,8	34	8:08	5,6
2011	12	31	6,1	22	12:22	1,7
2012	1	1	6,7	23	16:15	1,7
2012	1	2	11,7	2	20:57	1,9
2012	1	3	10,3	99	Varias	3,3
2012	1	4	5	99	Varias	0,8
2012	1	5	7,8	99	Varias	1,9
2012	1	6	5,8	99	Varias	0,3

2012	1	7	9,2	35	8:30	4,4
2012	1	8	9,2	34	7:40	3,6
2012	1	9	11,7	9	16:26	3,9
2012	1	10	12,8	9	Varias	5,8
2012	1	11	14,4	99	Varias	7,2
2012	1	12	10,8	99	Varias	6,1
2012	1	13	8,9	31	0:37	3,6
2012	1	14	10,3	99	Varias	4,4
2012	1	15	8,3	34	2:01	2,2
2012	1	16	10,8	99	Varias	4,4
2012	1	17	15	2	3:36	5,8
2012	1	18	11,7	99	Varias	4,2
2012	1	19	9,7	34	Varias	4,7
2012	1	20	9,7	23	Varias	4,4
2012	1	21	10,8	2	0:19	2,5
2012	1	22	9,2	35	2:04	4,2
2012	1	23	8,3	99	Varias	4,4
2012	1	24	9,7	3	3:28	2,2
2012	1	25	9,2	36	3:44	2,5
2012	1	26	7,8	99	Varias	2,8
2012	1	27	10,3	1	17:48	4,7
2012	1	28	11,7	99	Varias	3,3
2012	1	29	12,8	32	23:29	3,1
2012	1	30	14,4	34	1:04	2,5
2012	1	31	9,2	99	Varias	6,1
2012	2	1	6,7	35	8:19	1,4
2012	2	2	21,1	33	21:02	3,3
2012	2	3	21,7	33	4:47	8,6
2012	2	4	23,6	34	1:25	8,1
2012	2	5	12,8	99	Varias	2,8
2012	2	6	14,4	99	Varias	3,6
2012	2	7	18,6	33	23:02	5,8
2012	2	8	18,9	99	Varias	7,8
2012	2	9	11,4	34	7:52	5
2012	2	10	9,7	23	14:03	5,3
2012	2	11	7,8	99	Varias	3,3
2012	2	12	8,9	7	7:55	3,1
2012	2	13	9,2	35	5:53	3,9
2012	2	14	11,4	99	Varias	6,1
2012	2	15	9,2	99	Varias	3,9
2012	2	16	8,3	36	1:20	1,4
2012	2	17	14,4	8	14:29	7,5
2012	2	18	11,4	31	7:31	5
2012	2	19	8,3	99	Varias	5
2012	2	20	10,8	13	11:55	4,7
2012	2	21	11,7	33	8:03	5,3

2012	2	22	9,7	99	Varias	4,4
2012	2	23	9,7	35	5:01	2,8
2012	2	24	9,7	99	Varias	4,4
2012	2	25	9,2	99	Varias	4,7
2012	2	26	9,2	24	Varias	3,6
2012	2	27	5,8	99	Varias	3,1
2012	2	28	10,8	99	Varias	5,6
2012	2	29	6,1	99	Varias	2,2
2012	3	1	9,7	33	23:10	3,1
2012	3	2	14,4	99	15:29	5,8
2012	3	3	7,8	22	14:48	2,8
2012	3	4	9,7	36	23:54	4,2
2012	3	5	12,5	34	Varias	3,3
2012	3	6	7,2	99	Varias	2,5
2012	3	7	14,4	11	12:11	5,6
2012	3	8	12,8	8	21:41	2,8
2012	3	9	9,2	99	Varias	3,1
2012	3	10	12,5	99	Varias	4,4
2012	3	11	7,2	99	Varias	3,3
2012	3	12	6,1	99	Varias	2,8
2012	3	13	8,3	99	Varias	3,6
2012	3	14	7,8	99	7:33	3,3
2012	3	15	11,7	9	12:05	5,6
2012	3	16	8,3	99	Varias	3,1
2012	3	17	8,9	99	Varias	4,2
2012	3	18	9,2	20	17:35	4,2
2012	3	19	16,4	99	Varias	8,6
2012	3	20	13,9	34	7:37	3,9
2012	3	21	9,7	99	Varias	2,8
2012	3	22	9,2	99	Varias	5
2012	3	23	19,7	7	Varias	8,9
2012	3	24	12,8	99	Varias	5,6
2012	3	25	15	99	Varias	6,4
2012	3	26	21,7	7	15:06	8,6
2012	3	27	16,9	9	14:31	8,1
2012	3	28	16,4	10	12:22	8,3
2012	3	29	15,3	7	11:57	6,9
2012	3	30	9,7	35	7:09	3,9
2012	3	31	7,2	99	Varias	2,5
2012	4	1	11,7	25	19:08	4,4
2012	4	2	16,4	99	Varias	6,4
2012	4	3	15	99	Varias	6,7
2012	4	4	16,4	24	14:24	7,2
2012	4	5	17,5	99	14:34	8,1
2012	4	6	19,7	25	16:36	9,2
2012	4	7	16,4	25	16:17	8,1

2012	4	8	9,7	36	7:19	3,3
2012	4	9	5	99	Varias	1,1
2012	4	10	24,7	25	16:43	11,1
2012	4	11	15	25	15:14	4,7
2012	4	12	10,3	23	14:01	3,1
2012	4	13	21,7	99	14:01	6,4
2012	4	14	28,9	26	11:44	11,4
2012	4	15	16,4	34	Varias	7,8
2012	4	16	20,6	99	Varias	9,2
2012	4	17	15,3	33	0:44	3,6
2012	4	18	21,7	25	14:36	7,5
2012	4	19	21,1	99	Varias	9,4
2012	4	20	18,6	35	7:11	5,3
2012	4	21	7,2	99	Varias	2,2
2012	4	22	7,8	23	10:11	2,8
2012	4	23	11,4	25	14:21	1,9
2012	4	24	8,3	23	14:56	1,9
2012	4	25	10,8	22	Varias	3,1
2012	4	26	6,7	19	21:08	1,7
2012	4	27	11,4	24	17:24	3,6
2012	4	28	22,8	26	13:37	8,9
2012	4	29	16,9	26	Varias	5,3
2012	4	30	16,9	25	14:35	6,1
2012	5	1	7,8	36	7:28	3,6
2012	5	2	6,1	99	Varias	1,7
2012	5	3	18,1	25	17:10	6,4
2012	5	4	22,8	26	15:13	10,6
2012	5	5	15	99	18:19	7,8
2012	5	6	12,8	99	Varias	3,1
2012	5	7	7,2	99	Varias	3,1
2012	5	8	8,3	3	20:51	1,4
2012	5	9	8,9	25	15:40	2,2
2012	5	10	15,3	9	13:16	8,3
2012	5	11	14,4	7	17:32	6,4
2012	5	12	9,2	24	12:54	2,8
2012	5	13	6,1	8	22:30	0,8
2012	5	14	11,4	10	13:08	4,4
2012	5	15	10,3	11	9:02	4,7
2012	5	16	17,5	8	Varias	7,8
2012	5	17	7,8	99	Varias	2,8
2012	5	18	17,5	24	16:17	5,3
2012	5	19	24,7	26	15:36	10
2012	5	20	23,3	26	12:30	12,2
2012	5	21	18,6	34	4:57	5,8
2012	5	22	6,1	16	8:32	1,7
2012	5	23	5,8	29	4:03	1,1

2012	5	24	10,8	99	19:25	2,2
2012	5	25	8,9	34	5:51	3,1
2012	5	26	5,8	21	10:51	1,9
2012	5	27	10,8	25	18:18	4,4
2012	5	28	8,3	99	Varias	4,2
2012	5	29	6,1	24	12:54	2,2
2012	5	30	16,9	10	15:53	6,1
2012	5	31	16,9	8	Varias	7,2
2012	6	1	16,9	8	12:39	7,2
2012	6	2	8,3	3	4:18	2,8
2012	6	3	5	99	Varias	2,2
2012	6	4	7,8	99	Varias	2,2
2012	6	5	7,2	21	13:31	3,6
2012	6	6	5,8	99	Varias	2,2
2012	6	7	11,4	34	0:49	3,1
2012	6	8	15,3	99	Varias	5,8
2012	6	9	6,7	99	Varias	2,2
2012	6	10	9,2	20	16:36	2,2
2012	6	11	20,6	99	Varias	6,4
2012	6	12	12,8	99	Varias	4,7
2012	6	13	16,4	8	17:01	8,3
2012	6	14	13,3	11	9:32	3,6
2012	6	15	5,8	99	Varias	2,5
2012	6	16	5,8	99	Varias	1,9
2012	6	17	10,8	99	Varias	3,6
2012	6	18	17,5	24	20:50	4,4
2012	6	19	13,3	31	1:47	4,4
2012	6	20	8,9	22	18:32	3,1
2012	6	21	10,3	21	12:56	3,1
2012	6	22	11,7	8	19:30	1,4
2012	6	23	13,3	34	23:34	3,9
2012	6	24	10,8	33	0:02	2,5
2012	6	25	9,7	11	12:30	4,4
2012	6	26	7,2	99	Varias	3,1
2012	6	27	6,1	99	Varias	2,2
2012	6	28	5,8	99	Varias	1,1
2012	6	29	9,2	99	Varias	3,9
2012	6	30	16,4	25	17:01	7,2
2012	7	1	8,9	24	8:15	2,5
2012	7	2	12,8	99	Varias	7,5
2012	7	3	10,3	16	11:27	3,6
2012	7	4	8,9	99	Varias	3,3
2012	7	5	18,1	99	16:07	5,6
2012	7	6	8,9	23	12:23	3,3
2012	7	7	7,8	99	Varias	4,7
2012	7	8	6,7	99	Varias	3,1

2012	7	9	8,9	11	8:14	3,6
2012	7	10	6,7	22	Varias	1,9
2012	7	11	14,4	34	3:16	1,7
2012	7	12	13,3	10	10:33	4,2
2012	7	13	7,2	99	Varias	1,4
2012	7	14	12,5	21	13:11	3,9
2012	7	15	16,1	8	13:22	9,4
2012	7	16	18,6	99	Varias	10,8
2012	7	17	16,9	8	10:40	8,1
2012	7	18	15	11	15:21	5,8
2012	7	19	6,7	99	Varias	1,4
2012	7	20	7,2	22	12:03	2,2
2012	7	21	11,7	11	13:13	4,4
2012	7	22	7,8	17	Varias	1,9
2012	7	23	9,7	99	Varias	4,2
2012	7	24	13,9	9	18:12	7,5
2012	7	25	18,1	8	15:14	6,4
2012	7	26	9,2	99	Varias	3,6
2012	7	27	12,8	99	Varias	6,1
2012	7	28	8,3	99	Varias	3,6
2012	7	29	6,1	22	Varias	2,5
2012	7	30	8,9	25	17:42	3,3
2012	7	31	6,1	22	10:34	2,2
2012	8	1	7,2	34	3:24	3,1
2012	8	2	7,8	25	18:39	2,8
2012	8	3	6,7	99	Varias	2,5
2012	8	4	6,1	99	23:06	2,2
2012	8	5	16,4	23	14:49	8,6
2012	8	6	9,2	99	Varias	3,1
2012	8	7	21,1	8	13:56	10,6
2012	8	8	12,5	99	Varias	5,6
2012	8	9	17,5	32	2:18	3,6
2012	8	10	16,9	34	2:11	1,7
2012	8	11	7,2	24	15:37	1,1
2012	8	12	11,4	22	14:03	2,2
2012	8	13	7,2	9	Varias	2,8
2012	8	14	6,7	22	12:40	1,7
2012	8	15	10,8	22	12:21	2,5
2012	8	16	10,3	34	Varias	2,8
2012	8	17	15,3	32	21:27	5,3
2012	8	18	12,8	35	0:00	2,5
2012	8	19	13,3	11	11:06	3,9
2012	8	20	8,9	25	12:38	2,8
2012	8	21	6,1	22	10:06	1,9
2012	8	22	5	99	Varias	1,7
2012	8	23	7,2	21	15:51	2,5

2012	8	24	13,9	25	Varias	4,7
2012	8	25	7,2	24	16:01	1,9
2012	8	26	7,2	22	12:27	1,4
2012	8	27	7,8	23	12:02	3,3
2012	8	28	7,2	99	Varias	2,2
2012	8	29	8,9	2	3:52	3,1
2012	8	30	13,3	99	Varias	1,7
2012	8	31	16,1	99	Varias	9,7

Tabla F.1. Datos de viento del último año en Almería

Anexo G

Datos técnicos del aerogenerador

Aerogenerador media potencia

Síncrono / Imanes permanentes

Control de paso

Convertidor Full Power

Conexión directa a redes de distribución

Estabilidad frente a huecos de tensión (REE, EON)

Control de activa/reactiva

Filtros de eliminación de armónicos (IEC)

Protección contra rayos

Capacidad de control remoto

DATOS GENERALES

Potencia a red	50 kW
Velocidad de arranque	2 m/s
Velocidad nominal	8,5 m/s
Velocidad de corte	20 m/s
Peso	2400 kg
Vida útil	30 años

ROTOR

Número de palas	3
Diámetro del rotor	10 m
Área barrida	78,54 m ²
Velocidad del rotor	60 rpm

Material Fibra de vidrio

Control: Pitch colectivo con accionamiento hidráulico

GENERADOR

Síncrono / Imanes permanentes

Frecuencia 50 Hz

Voltaje 380-500 V

Tipo Trifásico con generador magnético permanente

Eficiencia del generador >0,85

Sistema principal de freno Protección automática del sistema de frenos

Seguridad secundaria Sistema de freno hidráulico

Curva de potencia del aerogenerador

Valores curva de potencia

m/s	kw	m/s	kw
0	0	5,5	17,74
0,5	0	6	21,73
1	0,48	6,5	25,71
1,5	0,96	7	31,68
2	1,62	7,5	37,64
2,5	2,27	8	43,82
3	3,92	8,5	50
3,5	5,56	9	50
4	8,13	9,5	50
4,5	10,70	10	50
5	14,22		

Tabla G.1. Tabla curva de potencia

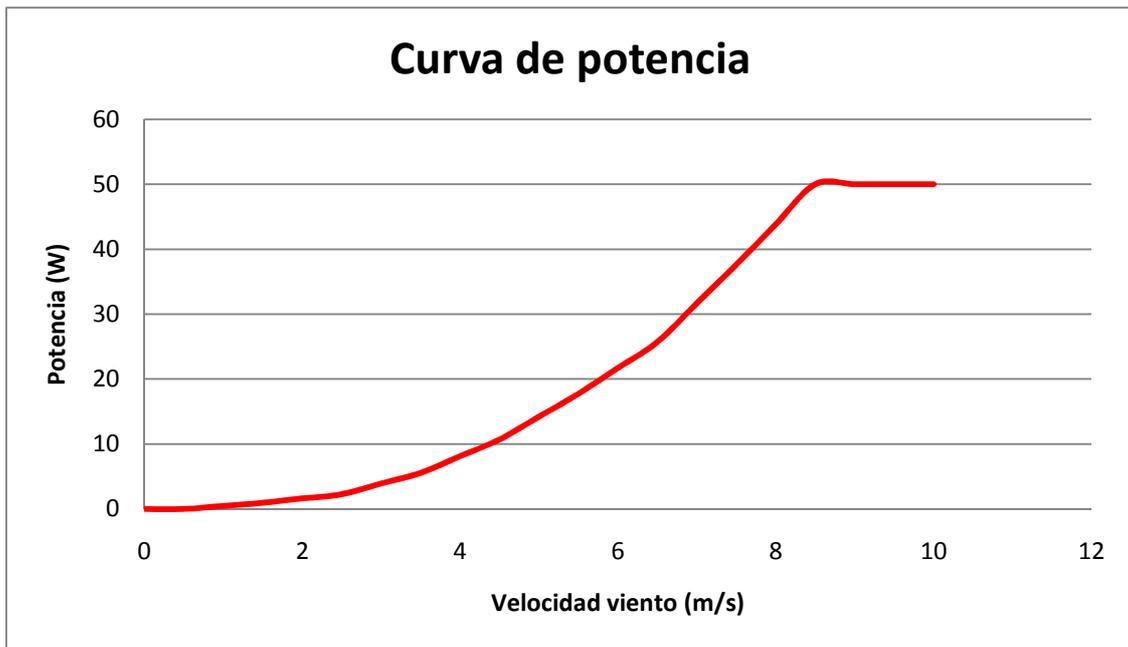


Figura G.1. Curva de potencia del aerogenerador

Curva de ruido del aerogenerador

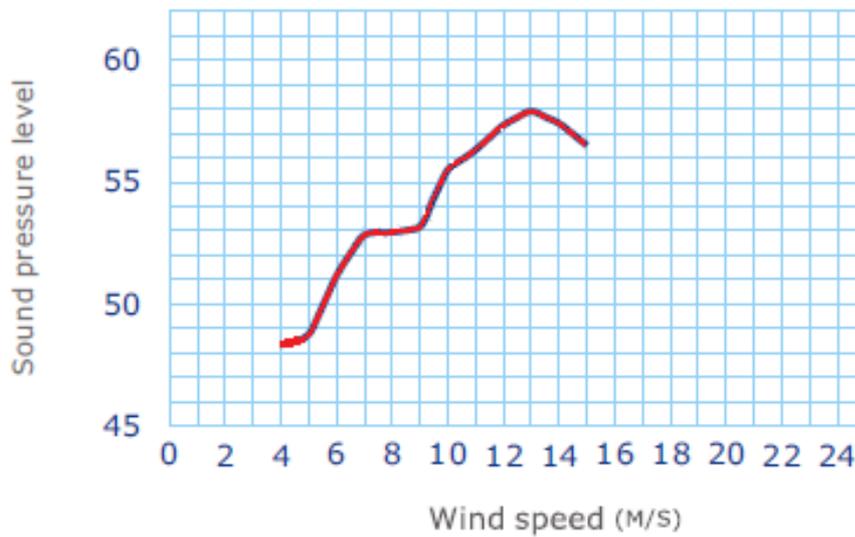


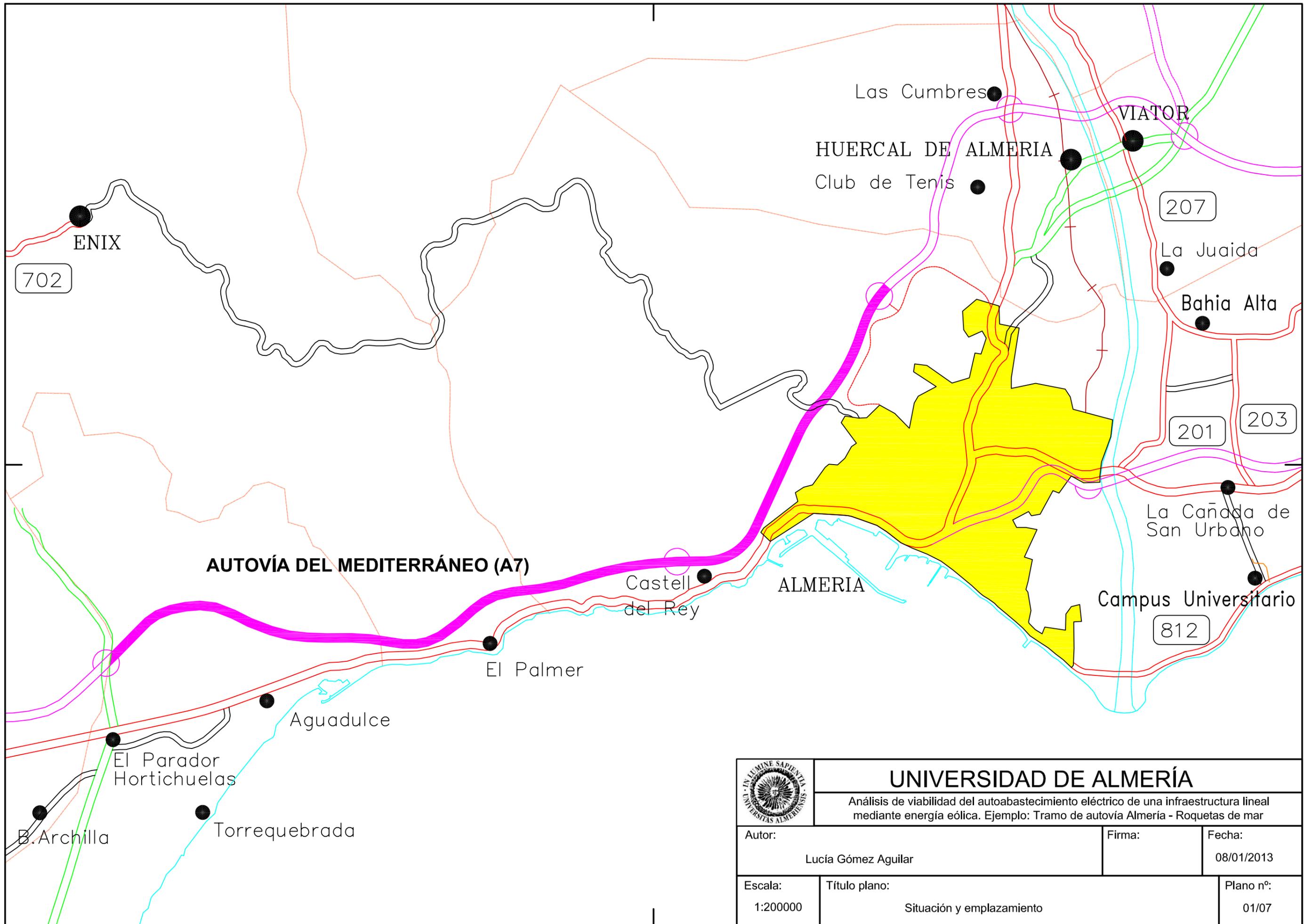
Figura G.2. Curva de ruido del aerogenerador

Anexo H

Planos

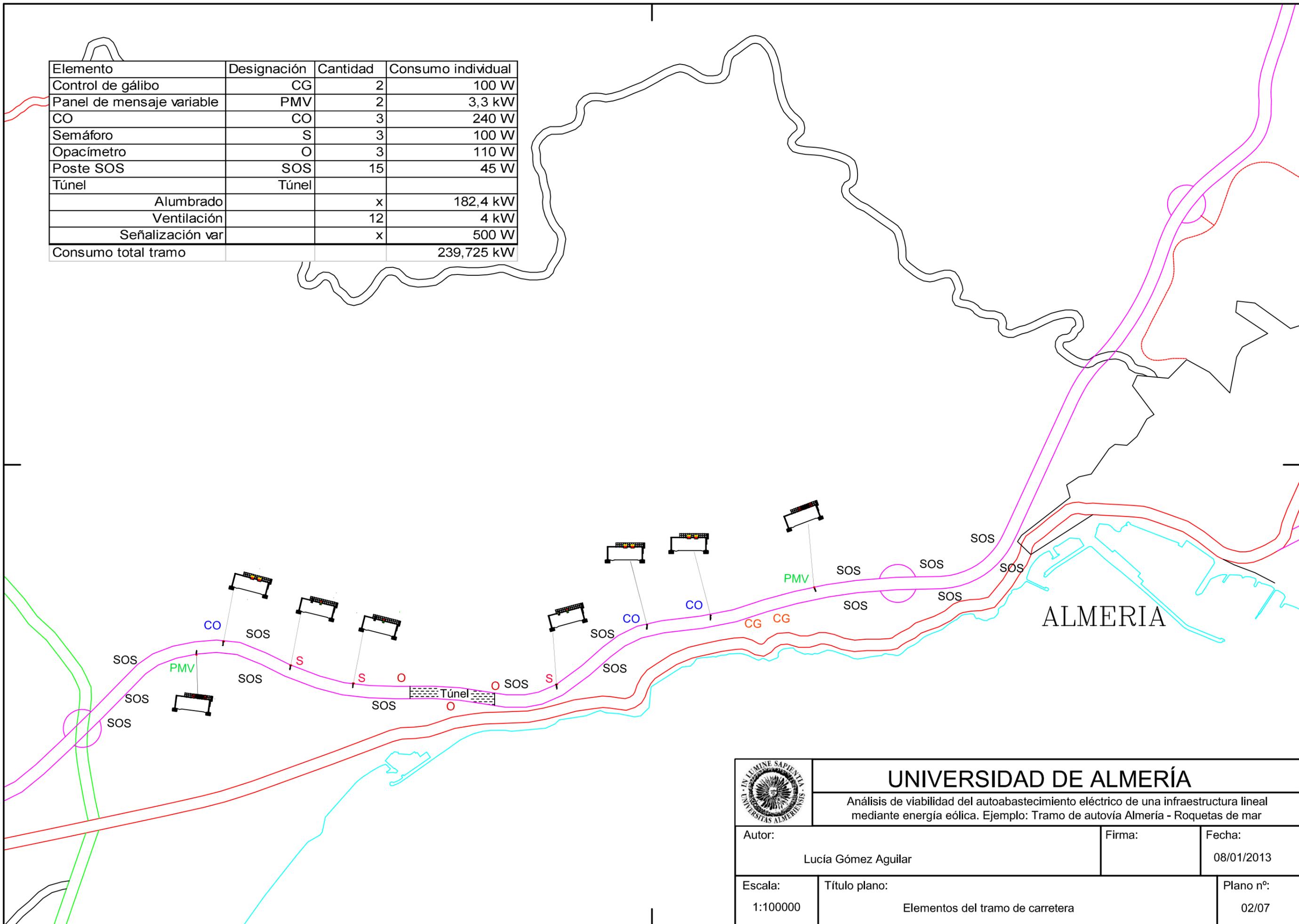
Índice

1. Situación y emplazamiento
2. Elementos del tramo de carretera
3. Estructuras de los puentes
4. Esquema de la instalación eólica en la estructura E-7
5. Estructura de la instalación eólica
6. Esquema unifilar
7. Detalles de la obra civil

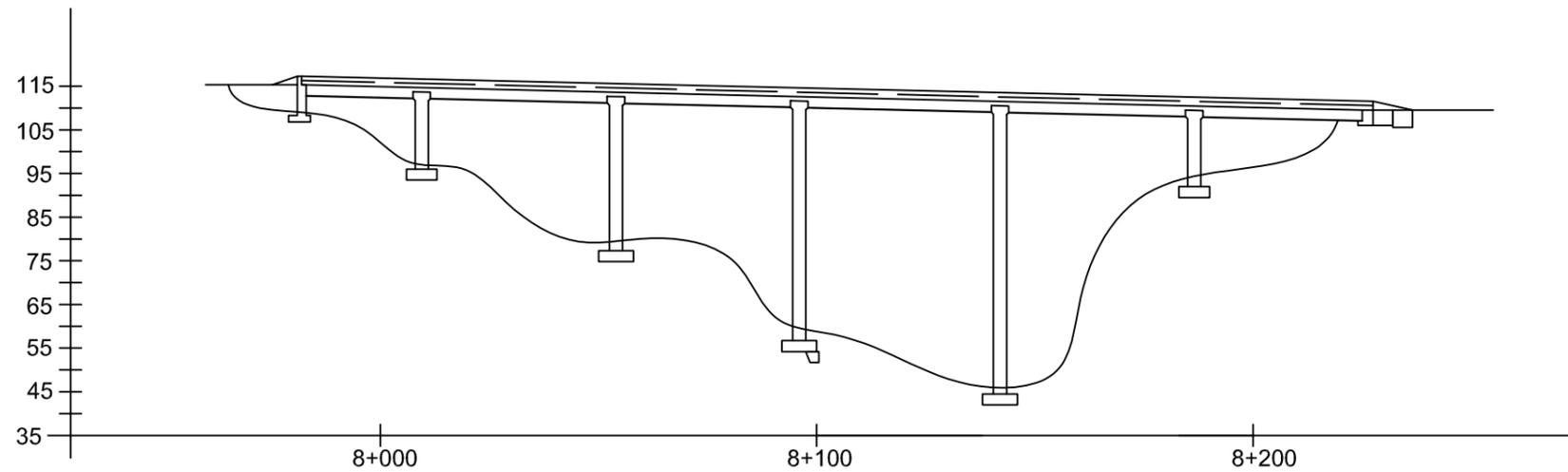


	UNIVERSIDAD DE ALMERÍA		
	Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar		
Autor: Lucía Gómez Aguilar		Firma:	Fecha: 08/01/2013
Escala: 1:200000	Título plano: Situación y emplazamiento		Plano nº: 01/07

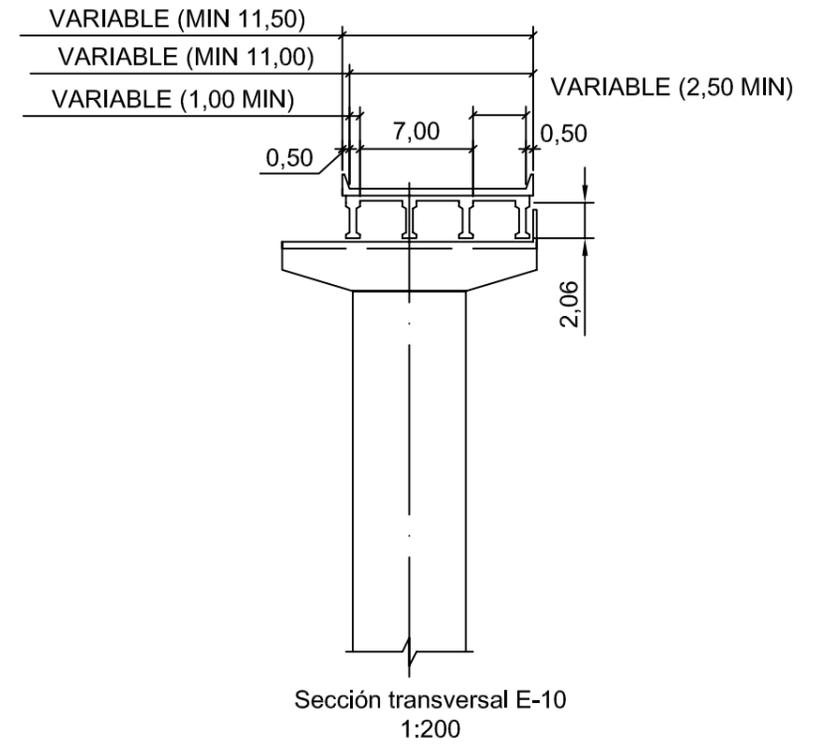
Elemento	Designación	Cantidad	Consumo individual
Control de gálibo	CG	2	100 W
Panel de mensaje variable	PMV	2	3,3 kW
CO	CO	3	240 W
Semáforo	S	3	100 W
Opacímetro	O	3	110 W
Poste SOS	SOS	15	45 W
Túnel	Túnel		
Alumbrado		x	182,4 kW
Ventilación		12	4 kW
Señalización var		x	500 W
Consumo total tramo			239,725 kW



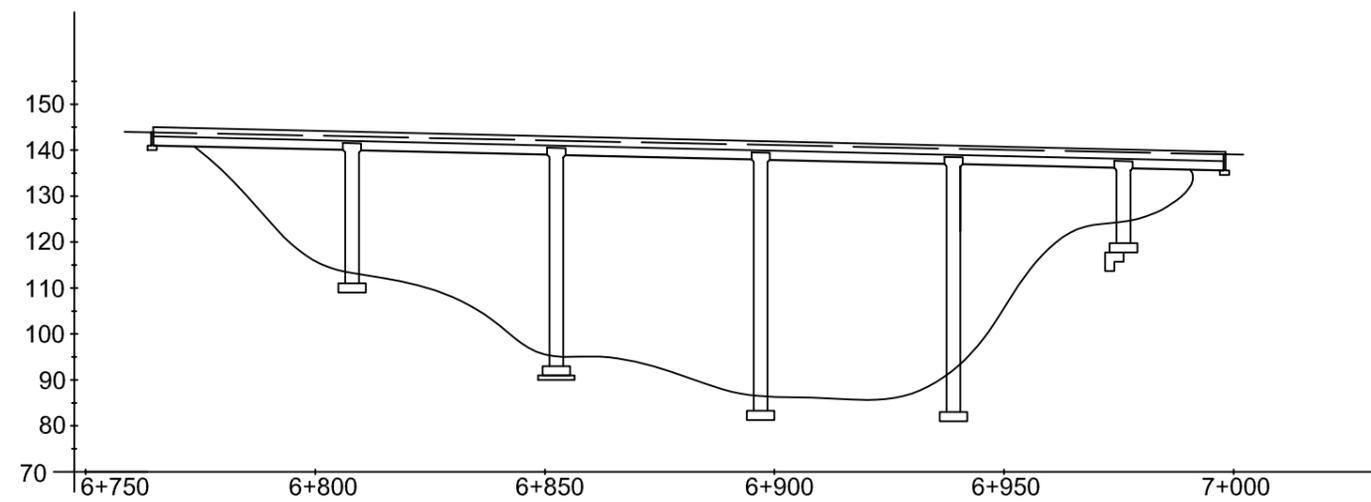
	UNIVERSIDAD DE ALMERÍA		
	Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar		
Autor:		Firma:	Fecha:
Lucía Gómez Aguilar			08/01/2013
Escala:	Título plano:		Plano nº:
1:100000	Elementos del tramo de carretera		02/07



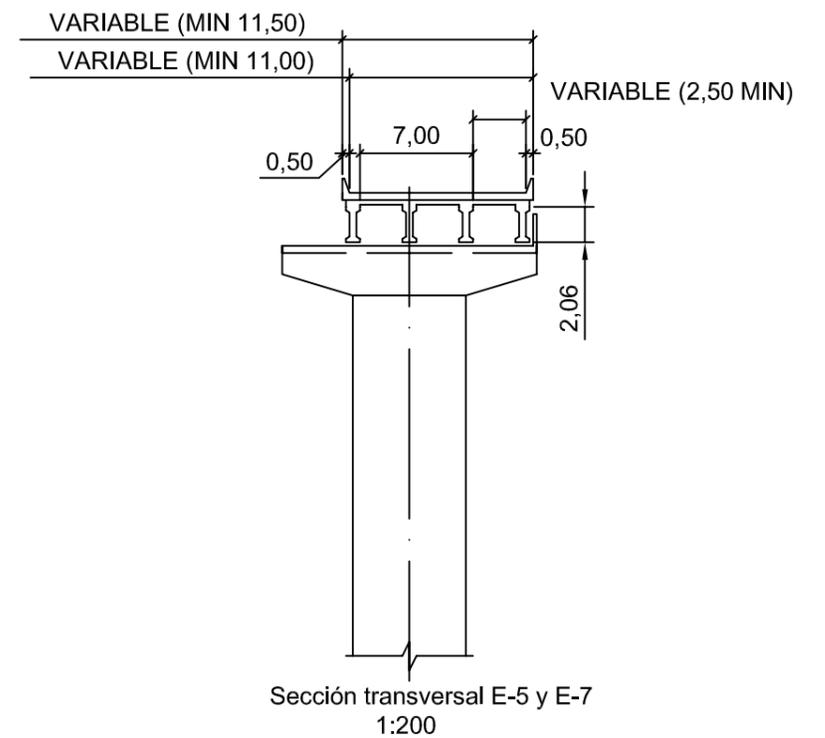
Estructura E-10 - Alzado



Sección transversal E-10
1:200

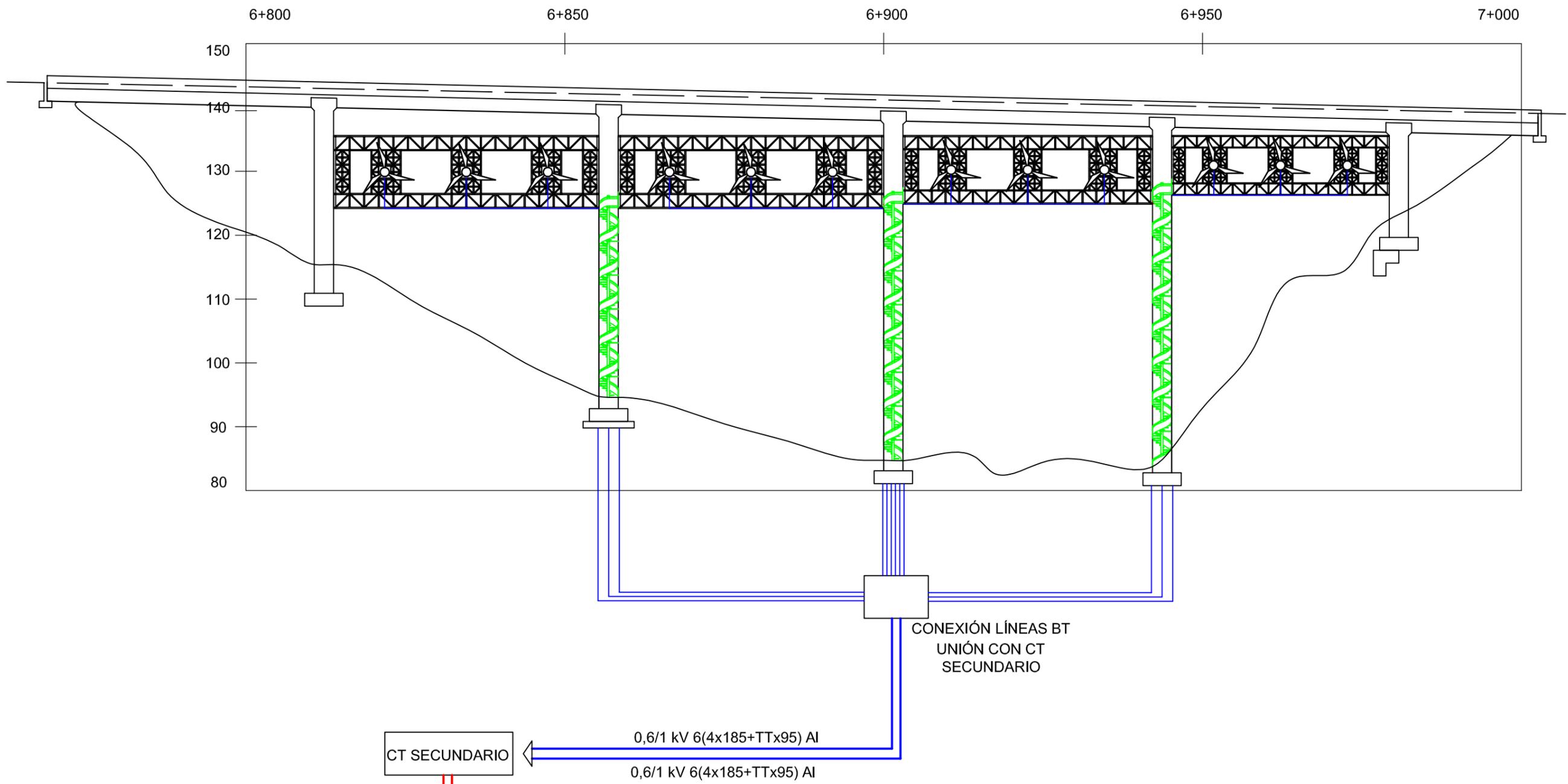


Estructuras E-5 y E-7 - Alzado

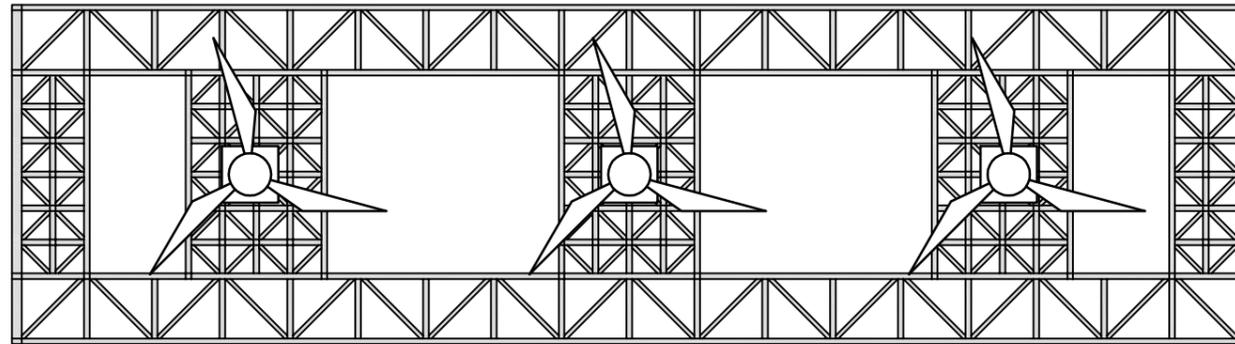


Sección transversal E-5 y E-7
1:200

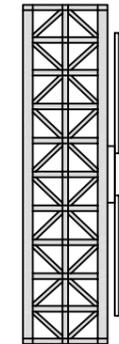
	<h2>UNIVERSIDAD DE ALMERÍA</h2>		
	<p>Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar</p>		
<p>Autor: Lucía Gómez Aguilar</p>		<p>Firma:</p>	<p>Fecha: 08/01/2013</p>
<p>Escala: 1:200</p>	<p>Título plano: Estructuras de los puentes</p>		<p>Plano nº: 03/07</p>



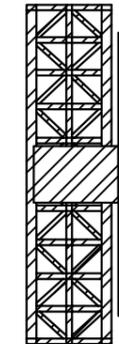
	UNIVERSIDAD DE ALMERÍA		
	Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar		
Autor: Lucía Gómez Aguilar	Firma:	Fecha: 08/01/2013	
Escala: 1:100	Título plano: Esquema de la instalación eólica en estructura E-7	Plano nº: 04/07	



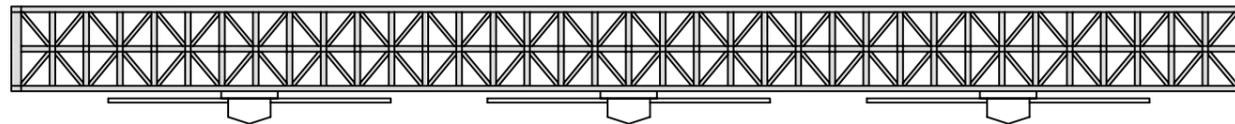
ALZADO



PERFIL

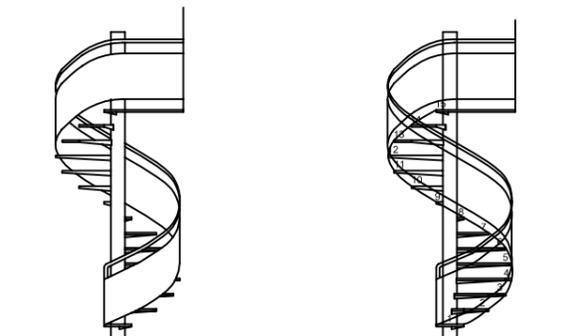


CORTE TRANSVERSAL



PLANTA

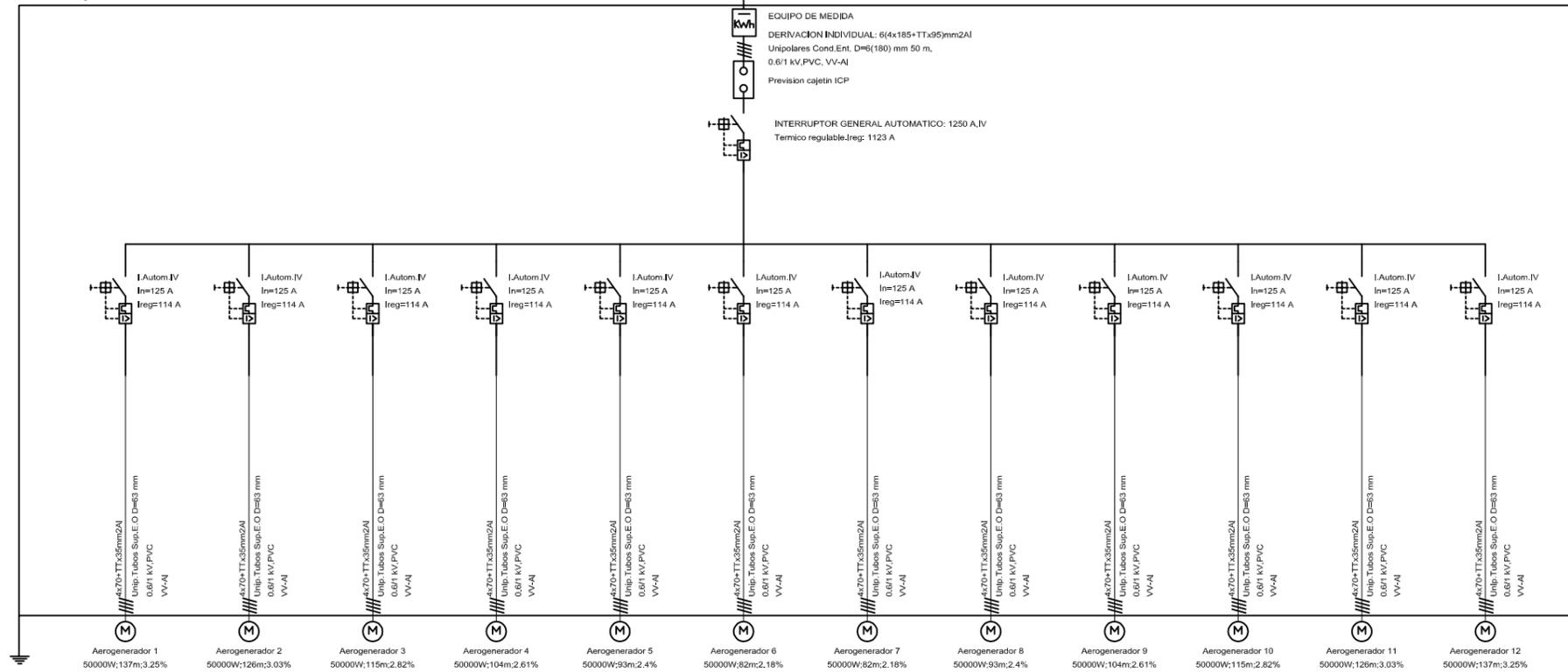
ESCALERA



Las dimensiones de la estructura son 12 m de alto y 3 de fondo.
 El largo de la misma está sujeto a la distancia existente entre los pilares del puente.
 Se trata de una estructura volumétrica de acero galvanizado, dadas las condiciones climáticas de la zona.
 Este tipo de estructura aporta un menor peso a la estructura del puente y evita la carga que ejercería el viento sobre la misma si esta fuese maciza.

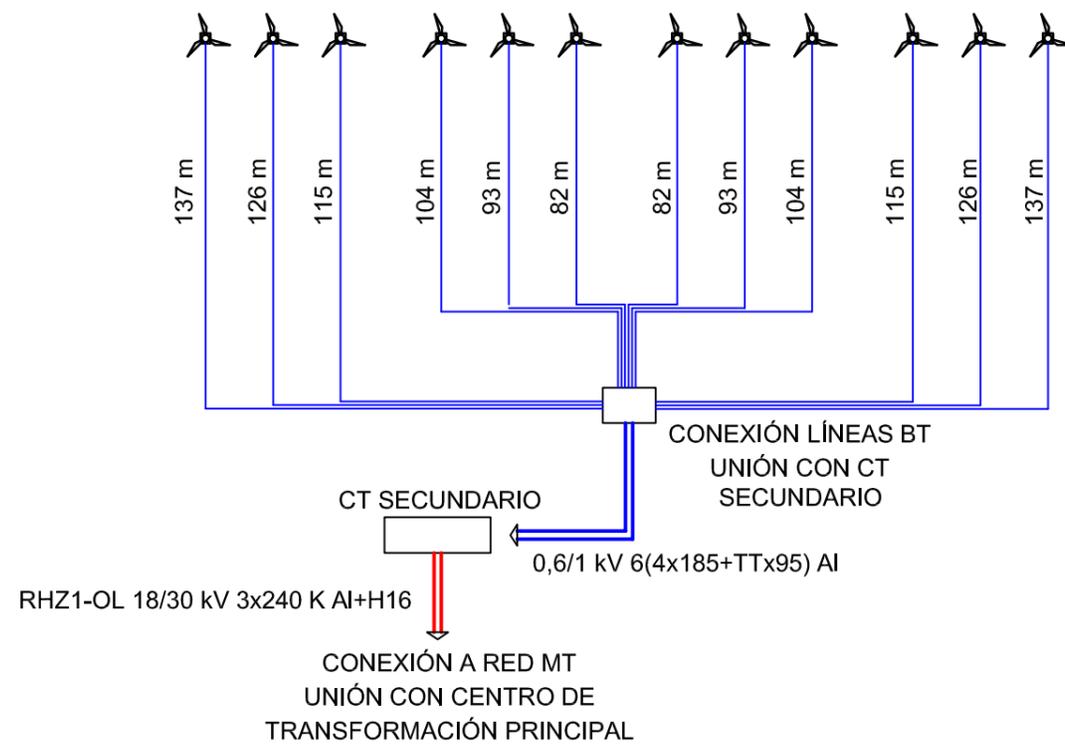
	UNIVERSIDAD DE ALMERÍA		
	Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar		
Autor: Lucía Gómez Aguilar		Firma:	Fecha: 08/01/2013
Escala: SE	Título plano: Estructura de la instalación eólica		Plano nº: 05/07

Cuadro General de Mando y Protección



SITUACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

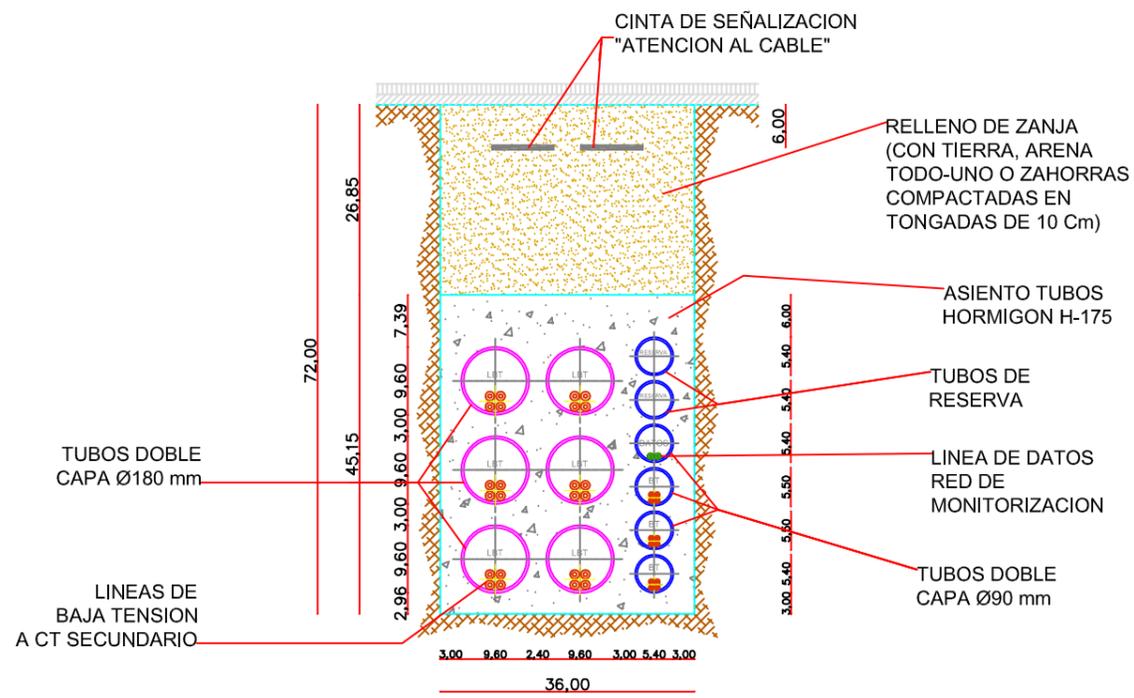
(ESCALA 1:100)



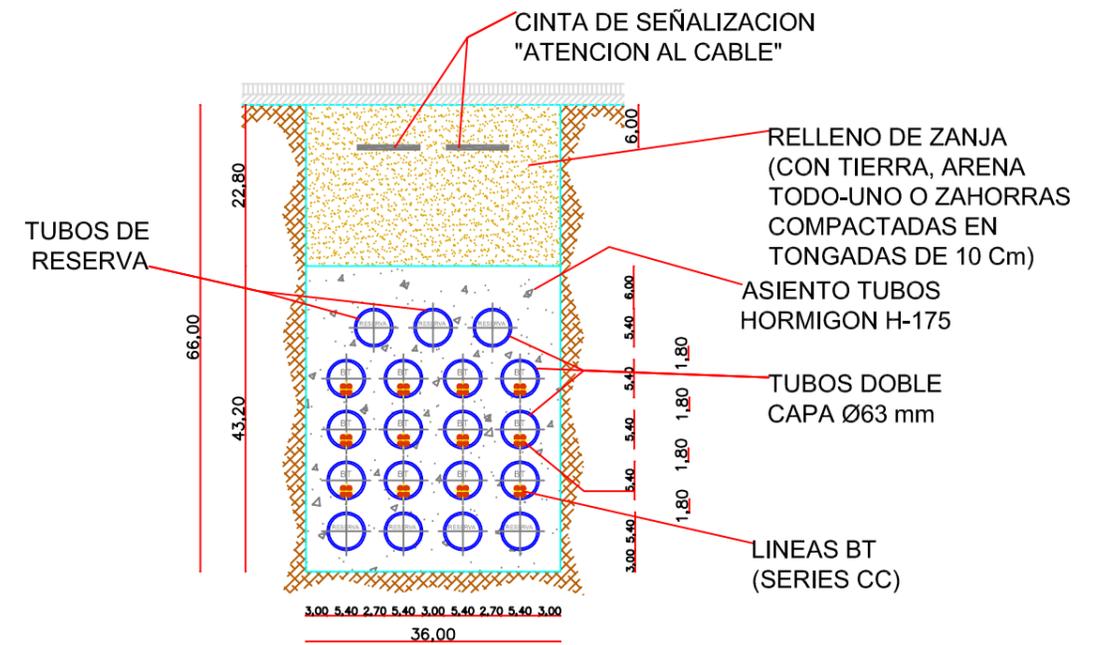
CUADRO DE MANDO Y PROTECCIÓN

(SIN ESCALA)

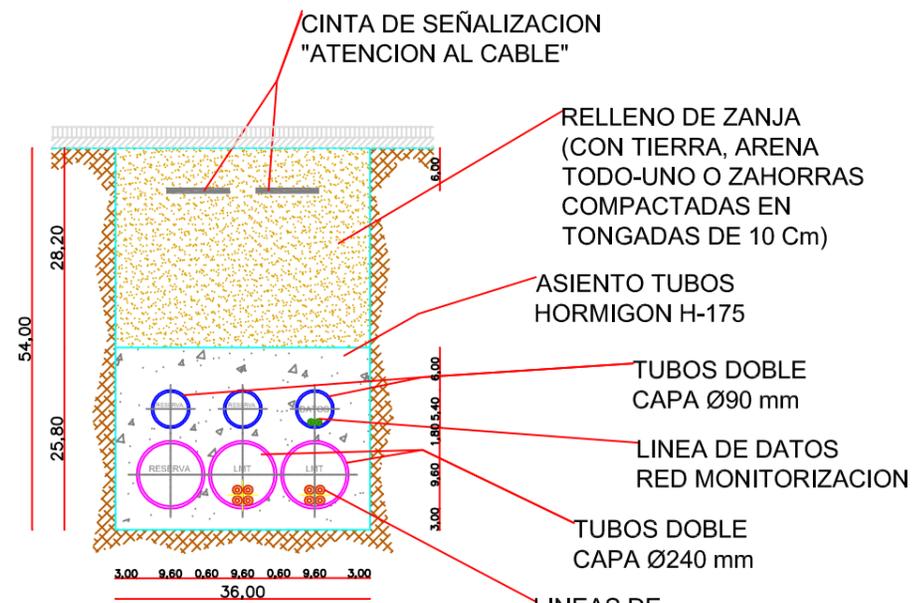
	UNIVERSIDAD DE ALMERÍA		
	Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar		
Autor: Lucía Gómez Aguilar	Firma:	Fecha: 08/01/2013	
Escala: SE	Título plano: Esquema unifilar		Plano nº: 06/07



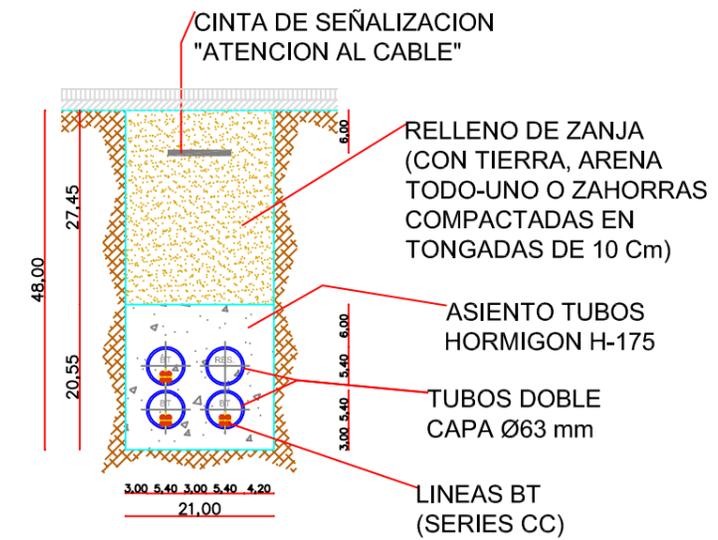
ZANJA TIPO
 6T Ø180+6T Ø90 mm
 ESCALA 1/10



ZANJA TIPO
 19T Ø63 mm
 ESCALA 1/10



ZANJA TIPO
 3T Ø240+3T Ø90 mm
 ESCALA 1/10



ZANJA TIPO
 4T Ø63 mm.
 ESCALA 1/10

	UNIVERSIDAD DE ALMERÍA		
	Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería - Roquetas de mar		
Autor:		Firma:	Fecha:
Lucía Gómez Aguilar			08/01/2013
Escala:	Título plano:		Plano nº:
1:100	Detalles obra civil		07/07