

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Análisis de viabilidad técnico- económica para convertir edificio "LECA" en autosostenible



Grado en Ingeniería
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

Autor: Javier Ozores Arconada

Tutor: Pedro M. Diéguez Elizondo

Pamplona, Marzo 2017



A mi familia, por el todo el apoyo recibido,
sobre todo, en los meses de más trabajo.

A Luis Cano, por guiarme en el proyecto
desde el principio, y en general, a todos los
ingenieros del CEDER del departamento
de eólica, por ayudarme a resolver dudas,
y por su amable actitud durante todas
las prácticas.

A mi tutor, Pedro Diéguez, por aconsejarme
y mostrarse atento a cualquier mejora del
proyecto.

A la Universidad Pública de Navarra, por el
conocimiento aportado durante estos años.

A mis amigos y compañeros.

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES	13
1.1. INTRODUCCIÓN.....	14
1.2. MOTIVACIÓN	16
1.3. OBJETIVOS.....	17
1.4. ESTADO ACTUAL ENERGÉTICO Y DEL AUTOCONSUMO	19
1.4.1. CONTEXTO ENERGÉTICO	19
1.4.2. CONTEXTO DEL AUTOCONSUMO.....	22
1.5. EMPLAZAMIENTO	24
1.6. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO.....	27
2. ESTADO DE LA TÉCNICA.....	31
2.1. NORMATIVA	32
2.1.1. TÉRMINOS Y COMPONENTES DE FACTURACIÓN.....	34
2.2. TECNOLOGÍA	38
2.2.1. SOLAR FOTOVOLTAICA	38
2.2.2. MINI-EÓLICA.....	41
2.3. METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN.....	44
3. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR	47
3.1. FACTORES DE LOS QUE DEPENDE.....	48
3.1.1. POSICIÓN SOLAR.....	49
3.1.2. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS.....	51
3.1.3. CARACTERÍSTICAS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	52
3.2. ANÁLISIS DE DATOS	54
3.2.1. PROBLEMÁTICA DEL ANÁLISIS	54
3.2.2. PRESENTACIÓN DE DATOS	56
4. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO	59
4.1. ASPECTOS IMPORTANTES	60
4.1.1. TORRE ANEMOMÉTRICA.....	60
4.1.2. RUGOSIDAD.....	61
4.1.3. FRECUENCIA Y VELOCIDAD SEGÚN DIRECCIÓN.....	63
4.1.4. PERFIL VERTICAL.....	64
4.1.5. OTROS FACTORES	65
4.2. ANÁLISIS DE DATOS	66
5. NECESIDADES ENERGÉTICAS	69

5.1. INTRODUCCIÓN	70
5.2. PRESENTACIÓN DE DATOS	71
5.2.1. ANUALIDAD 2015	71
5.2.2. HORARIO DE INVIERNO	73
5.2.3. HORARIO DE VERANO	74
6. RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA. ESTUDIO PRINCIPAL	75
6.1. POTENCIALIDAD ENERGÉTICA	76
6.2. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO	83
6.3. ELECCIÓN AEROGENERADOR	91
6.4. ESTUDIO DE FLUJO	97
6.5. ESTUDIO MECÁNICO DE LA CUBIERTA	100
7. NORMATIVA Y PEAJE	109
7.1. CONSIDERACIONES PREVIAS	110
7.2. SELECCIÓN DEL PEAJE	113
8. OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA	117
8.1. INTRODUCCIÓN Y RECOGIDA DE DATOS	118
8.2. DEFINICIÓN DE VARIABLES	120
8.2.1. PV: PLACAS FOTOVOLTAICAS	121
8.2.2. AEROGENERADOR	122
8.2.3. BATERÍAS	123
8.2.4. CONSUMO	123
8.2.5. ENERGÍA SOLAR/ENERGÍA EÓLICA	124
8.2.6. GRID	124
8.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS (HOMER)	128
9. CONCLUSIONES Y ALTERNATIVAS	131
9.1. CONCLUSIONES	132
9.2. ALTERNATIVAS	134
9.2.1. CAMBIO EN LA NORMATIVA ACTUAL	134
9.2.2. REDUCCIÓN DE POTENCIA DE AEROGENERADOR	136
9.2.3. INFLUENCIA VELOCIDAD DE VIENTO Y COMPENSACIÓN POR VERTIDO	137
10. BIBLIOGRAFÍA	141
ANEXO I. TABLAS RADIACIÓN SOLAR	145
ANEXO II: TABLAS VELOCIDAD DE VIENTO	155
ANEXO III: TABLAS CONSUMO MENSUAL	169



ANEXO IV: PLANOS	183
CATÁLOGOS WINDSPOT.....	188

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Participación estimada en la producción de electricidad.....	19
Ilustración 2. Incremento en la capacidad de renovables 2014-2025.	20
Ilustración 3. Histórico del valor en bolsa de RENIXX.	21
Ilustración 4. %Coste de las pérdidas y de la red según generación fotovoltaica.	23
Ilustración 5. Clima Soria.....	24
Ilustración 6. Irradiación media diaria de España.....	25
Ilustración 7. Velocidad media de viento a 30m.	25
Ilustración 8. Perspectiva del edificio LECA (CEDER).....	27
Ilustración 9. Lateral del edificio LECA (CEDER).	28
Ilustración 10. Cargos variables de peaje de respaldo 2016.....	35
Ilustración 11. Pagos por capacidad dentro del peaje de respaldo.....	35
Ilustración 12. Cargo por otros servicios del sistema dentro de peaje de respaldo.....	36
Ilustración 13. Caso 1 de términos fijos de potencia.....	36
Ilustración 14. Caso 3 de cargos fijos de potencia.....	37
Ilustración 15. Cargos fijos dentro del peaje de acceso.....	37
Ilustración 16. Descripción gráfica interna de una placa solar.	38
Ilustración 17. Detalle de la superficie receptora de una placa solar.	39
Ilustración 18. Sistema de acumulación fotovoltaico.	40
Ilustración 19. Componentes de un aerogenerador.	41
Ilustración 20. Buje de un aerogenerador.....	42
Ilustración 21. Mapa de irradiación solar en Europa.	48
Ilustración 22. Representación de algunas de las coordenadas explicadas.....	50
Ilustración 23. % de energía respecto al máximo como consecuencia de inclinación y orientación.....	51
Ilustración 24. Muestra de cómo se presentan los datos en Access.....	54
Ilustración 25. Media anual de radiación solar.	57
Ilustración 26. Torre anemométrica utilizada.	60
Ilustración 27. Autocad del emplazamiento de la torre.	61
Ilustración 28. Rosa de los vientos de la rugosidad.	62
Ilustración 29. Rosa de los vientos velocidad según dirección.	63
Ilustración 30. Rosa de los vientos de frecuencia según dirección.	63
Ilustración 31. Perfil vertical.	65
Ilustración 32. Velocidad viento anualidad 2015.	67

Ilustración 33. Potencia aparente año 2015.	71
Ilustración 34. Potencia aparente por horas año 2015.....	71
Ilustración 35. Factor de potencia por horas año 2015.	72
Ilustración 36. Potencia aparente, horario invierno, por fecha año 2015.....	73
Ilustración 37. Potencia aparente, horario invierno, por horas año 2015.	73
Ilustración 38. Potencia aparente, horario verano, por fecha año 2015.....	74
Ilustración 39. Potencia aparente, horario verano, por horas año 2015.....	74
Ilustración 40. Curva de potencia Windspot 3,5KW certificada por el CEDER.	76
Ilustración 41. Minitab17. Elección de la orden ejecutada.	78
Ilustración 42. Minitab17. Gráfica de distribución Weibull.....	79
Ilustración 43. Minitab17. Densidad de Weibull con parámetros indicados.	81
Ilustración 44. Energía anual según velocidad media de viento.	82
Ilustración 45. AutoCad. Uso de coordenadas SigPag para localización	84
Ilustración 46. AutoCad. Ajuste de dimensionamiento para hoja Excel	84
Ilustración 47. AutoCad. Localización opción 1.	85
Ilustración 48. Programa de cálculo de abrigo de viento.	88
Ilustración 49. Programa de cálculo de abrigo de viento.	89
Ilustración 50. Curva de potencia Kingspan KW6.	91
Ilustración 51. Potencialidad energética 20m Kingspan KW6.	92
Ilustración 52. Potencialidad energética 26m Kingspan KW6.	92
Ilustración 53. Potencialidad energética 30m Kingspan KW6.	93
Ilustración 54. Catálogo Windspot. Energía anual.	96
Ilustración 55. Vectores de la dirección del viento con ANSYS.	98
Ilustración 56. Velocidad de viento con ANSYS.	99
Ilustración 57. Cubierta del edificio LECA.	100
Ilustración 58. Croquis simplificado aerogenerador de perfil.	105
Ilustración 59. Esquema general planteado en HOMER.....	120
Ilustración 60. Características placas solares.	121
Ilustración 61. Introducción manual de la curva de potencia del aerogenerador.	122
Ilustración 62. Información de consumos, registrada por HOMER.	123
Ilustración 63. Información de energía solar registrada por HOMER.....	124
Ilustración 64. Periodos tarifarios para peaje 3.0.	125
Ilustración 65. Datos registrados por HOMER en GRID.....	127
Ilustración 66. Despliegue de opciones en Overall.	128
Ilustración 67. Despliegue de opciones en Categorized.	128

Ilustración 68. Resultados del balance neto, modelo California.	135
Ilustración 69. Curva de potencia, Windspot 1,5 KW.	136
Ilustración 70. Resultados HOMER para Windspot 1,5 KW.	136
Ilustración 71. Coste medio anual de la energía.	138
Ilustración 72. Coste total anual de operación y mantenimiento.	138
Ilustración 73. Coste total anual de operación y mantenimiento.	139
Ilustración 74. Comparación entre energía consumida y vendida a la red.	140
Ilustración 75. Radiación solar año 2007.	146
Ilustración 76. Radiación solar año 2008.	147
Ilustración 77. Radiación solar año 2009.	148
Ilustración 78. Radiación solar año 2011.	149
Ilustración 79. Radiación solar año 2012.	150
Ilustración 80. Radiación solar año 2013.	151
Ilustración 81. Velocidad viento enero 2015.	156
Ilustración 82. Velocidad viento febrero 2015.	157
Ilustración 83. Velocidad viento marzo 2015.	158
Ilustración 84. Velocidad viento abril 2015.	159
Ilustración 85. Velocidad viento mayo 2015.	160
Ilustración 86. Velocidad viento junio 2015.	161
Ilustración 87. Velocidad viento julio 2015.	162
Ilustración 88. Velocidad viento agosto 2015.	163
Ilustración 89. Velocidad viento septiembre 2015.	164
Ilustración 90. Velocidad viento octubre 2015.	165
Ilustración 91. Velocidad viento noviembre 2015.	166
Ilustración 92. Velocidad viento diciembre 2015.	167
Ilustración 93. Potencia aparente por fecha enero 2015.	170
Ilustración 94. Potencia aparente por horas enero 2015.	170
Ilustración 95. Potencia aparente por fecha febrero 2015.	171
Ilustración 96. Potencia aparente por horas febrero 2015.	171
Ilustración 97. Potencia aparente por fecha marzo 2015.	172
Ilustración 98. Potencia aparente por horas marzo 2015.	172
Ilustración 99. Potencia aparente por fecha abril 2015.	173
Ilustración 100. Potencia aparente por hora abril 2015.	173
Ilustración 101. Potencia aparente por fecha mayo 2015.	174
Ilustración 102. Potencia aparente por horas mayo 2015.	174

Ilustración 103. Potencia aparente por fecha junio 2015.	175
Ilustración 104. Potencia aparente por horas junio 2015.	175
Ilustración 105. Potencia aparente por fecha julio 2015.	176
Ilustración 106. Potencia aparente por horas julio 2015.	176
Ilustración 107. Potencia aparente por fecha agosto 2015.	177
Ilustración 108. Potencia aparente por horas agosto 2015.	177
Ilustración 109. Potencia aparente por fecha septiembre 2015.	178
Ilustración 110. Potencia aparente por horas septiembre 2015.	178
Ilustración 111. Potencia aparente por fecha octubre 2015.	179
Ilustración 112. Potencia aparente por horas octubre 2015.	179
Ilustración 113. Potencia aparente por horas noviembre 2015.	180
Ilustración 114. Potencia aparente por fecha noviembre 2015.	180
Ilustración 115. Potencia aparente por fecha diciembre 2015.	181
Ilustración 116. Potencia aparente por hora diciembre 2015.	181

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Media anual de radiación solar.	57
Tabla 2. Tabla resumen de frecuencia y velocidad según dirección.....	64
Tabla 3. Velocidad viento anualidad 2015.	67
Tabla 4. Tabla Excel para el cálculo de la potencialidad energética.....	77
Tabla 5. Tabla Minitab17, preparación de datos	78
Tabla 6. Minitab17. Elección de la orden ejecutada.	79
Tabla 7. Minitab17. Densidad de Weibull con parámetros indicados.	80
Tabla 8. Tabla Excel potencialidad energética.	82
Tabla 9. Hoja Excel para opción 1.....	86
Tabla 10. Tabla de ruidos según distancia y velocidad de viento.	90
Tabla 11. Comparación potencia según alturas.	93
Tabla 12. Energía anual Kingspan 3,5KW.	94
Tabla 13. Comparación energía anual según aerogenerador.	95
Tabla 14. Comparación energía anual según fabricante.	95
Tabla 15. Parámetros de diseño para análisis estructural.	102
Tabla 16. Fórmulas previas para análisis estructural.	102
Tabla 17. Hipótesis de carga de diseño para el método de cálculo de cargas simplificado.....	103
Tabla 18. Solicitaciones significativas en viento extremo.	105
Tabla 19. Resumen localización fuerzas.	106
Tabla 20. Comprobación cargas.	107
Tabla 21. Número de veces superado un determinado consumo en balance energético	113
Tabla 22. Número de veces superado un determinado consumo en balance energético	114
Tabla 23. Excel de datos para HOMER.	118
Tabla 24. Excel de datos para HOMER.	119
Tabla 25. Resumen de cargos según el peaje de acceso y el peaje de respaldo.	125
Tabla 26. Precios medios mensuales marcados en el Pool eléctrico.	126
Tabla 27. Resumen de cargos para el GRID en HOMER.	127
Tabla 28. Despliegue de gastos anuales.	129
Tabla 29. Información sobre la electricidad.....	130
Tabla 30. Radiación solar año 2007.	146
Tabla 31. Radiación solar año 2008.....	147
Tabla 32. Radiación solar año 2009.	148
Tabla 33. Radiación solar año 2011.	149

Tabla 34. Radiación solar año 2012.	150
Tabla 35. Radiación solar año 2013.	151
Tabla 36. Radiación solar año 2014.	152
Tabla 37. Radiación solar año 2015.	152
Tabla 38. Radiación solar año 2016.	153
Tabla 39. Velocidad viento enero 2015.	156
Tabla 40. Velocidad viento febrero 2015.	157
Tabla 41. Velocidad viento marzo 2015.	158
Tabla 42. Velocidad viento abril 2015.	159
Tabla 43. Velocidad viento mayo 2015.	160
Tabla 44. Velocidad viento junio 2015.	161
Tabla 45. Velocidad viento julio 2015.	162
Tabla 46. Velocidad viento agosto 2015.	163
Tabla 47. Velocidad viento septiembre 2015.	164
Tabla 48. Velocidad viento octubre 2015.	165
Tabla 49. Velocidad viento noviembre 2015.	166
Tabla 50. Velocidad viento noviembre 2015.	167

1. ANTECEDENTES

1.1. INTRODUCCIÓN

Existe en la actualidad una fuerte transformación en el sector energético mundial que poco a poco se va materializando y obligando tanto a empresas como a consumidores a cambiar los medios de generación y abastecimiento de energía.

La demanda global se encuentra en continuo crecimiento sustentada todavía en su mayoría por combustibles fósiles como el petróleo, carbón o el gas natural, que además de tener precios fluctuantes controlados bajo unos pocos lo que no garantiza que resulten asequibles, no hay que olvidar que presentan un carácter finito, debido a su progresivo agotamiento no renovable. Esto hace que la necesidad hoy en día de conseguir un suministro seguro y rentable sea cada vez mayor.

Tal como comentó en 2014 la Agencia Internacional de la Energía se tienen principalmente 4 tendencias que motivan esta transformación en búsqueda de energías alternativas.

Por un lado, la relación directa entre la emisión de carbonos y gases contaminantes, con el uso de combustibles fósiles tradicionales, choca contra la creciente preocupación de una sociedad cada vez más sensible a los efectos medioambientales que estos métodos causan, incentivándose así una transición energética que debe pasar por acuerdos tanto a nivel local, como nacional, como sobre todo internacional. De hecho desde 1979 se han pactado 20 acuerdos, el último el de París en 2015 que obligará por ejemplo a países como China a cambiar su fuente energética basada en carbón.

Por otro lado, los avances tecnológicos abaratan determinadas tecnologías renovables haciéndolas accesibles incluso a un nivel particular como la energía solar o minieólica.

Además, nuevos cambios demográficos concentran a la población en grandes ciudades obligando a las eléctricas a adaptarse a la demanda puntual del momento y sin tener que depender de otros países, si se quiere evitar el pago de grandes peajes.

Por último, se está produciendo un desplazamiento en los poderes económicos mundiales, es decir, en el interés de las grandes empresas productoras influyentes a nivel gubernamental, que han pasado de intentar frenar cualquier iniciativa de cambio a empezar a ver rentabilidad en estas nuevas energías.

De este modo, la creciente influencia de las renovables es una realidad que se ha de tener presente. En palabras del Comisario Europeo de Acción por el Clima y Energía, hay que "invertir en energía limpia, está aquí para quedarse y seguirá creciendo". Para el proceso de cambio no obstante no solo se tienen en cuenta los sectores industriales, sino que los consumidores deben ir adquiriendo también cada vez más responsabilidad y capacidad para operar, y es en este punto donde entra el concepto de autoconsumo, que adopta un papel trascendental, facilitando una independencia o soporte energético dentro de una amplia gama de energías renovables a elegir.

Este aspecto junto a otros se desarrollará con amplitud en el presente proyecto, así como las especificaciones técnicas necesarias para ello y la viabilidad para su implantación en España, un

país hasta hace poco, pionero en el sector, y con grandes recursos de los que sacar grandes beneficios en esta nueva transformación energética que está teniendo lugar.

1.2. MOTIVACIÓN

El presente proyecto surge dentro de un periodo de prácticas de verano no curriculares en la empresa CEDER (Centro de Desarrollo de Energías Renovables) localizada en los Altos de Luvia, provincia de Soria. Tras analizar distintas propuestas que se hicieron se determinó tanto desde un punto de vista personal como del centro, que la idea a desarrollar resultaría atractiva para ambas partes.

La empresa CEDER como su nombre indica, trata a nivel de investigación distintos aspectos en relación con las energías renovables, con lo que pretende favorecer un desarrollo sostenible en la provincia de Soria, ejecutando proyectos, asesorando y promoviendo en general todo tratamiento con este tipo de energías. Actualmente, se centra en particular en el aprovechamiento energético de la biomasa, en la eficiencia energética en la edificación y en la instrucción técnica en energía mini eólica. Es por ello que un estudio de cómo conseguir el autoabastecimiento de uno de sus edificios le es de su interés.

A nivel personal, me llamó la atención la idea de poder desarrollar un proyecto genérico, que englobase conocimientos diversos como se han tratado de tipo estadístico, estructural, mecánico, eléctrico e incluso normativo, frente a uno más específico, pudiendo así abarcar más áreas de conocimiento, algo característico justamente de lo que debería ser un Ingeniero Industrial.

Además, en los últimos meses a nivel nacional ha estado habiendo mucha polémica en torno al nuevo real decreto que regula el autoconsumo (RD/900 2015), convirtiéndose en tema de actualidad pública y política, al imponer lo que popularmente se ha conocido como "el impuesto al sol". España con los años y por una serie de motivos que no serán objeto de estudio, ha pasado de ser un país en el que se fomentaba el autoconsumo con políticas de "feed-in tariffs" premiando económicamente el vertido horario a la red, minimizando el periodo medio de amortización a niveles que hasta los bancos veían oportunidades en la inversión en renovables; a un país en el que el autoconsumo para el pequeño consumidor se ha complicado bastante.

De este modo, el hecho de ser un tema de calado actual unido a lo comentado en la introducción del aparente inminente cambio en la manera de sustentarnos energéticamente con el consecuente auge de las renovables, me ha incitado a realizar con interés el presente estudio, con el que determinar de qué manera se optimiza el autoabastecimiento y hasta qué punto sale rentable a nivel económico ciñéndose a las nuevas leyes al respecto.

1.3. OBJETIVOS

El objetivo del proyecto consiste en realizar un estudio con el que determinar la manera más eficiente de autoabastecer energéticamente el edificio LECA (Laboratorio de Ensayos de Componentes de Aerogeneradores) situado dentro del recinto cercado que compone la empresa CEDER localizada en los Altos de Lubia, Soria, Castilla y León. Se analizarán de manera principal aspectos energéticos aunque también la viabilidad económica y legal bajo el actual marco normativo.

Como centro de investigación y desarrollo de energías renovables, la empresa cuenta con registros anuales diarios tanto de radiación solar como de velocidades de viento a través de distintos sensores y anemómetros. Además, también posee datos correspondientes al consumo de potencia del propio edificio a analizar.

De este modo, a modo resumen se realizará un balance de la energía que se consume y de la energía que se puede llegar a disponer, con el fin de dimensionar un sistema híbrido solar-eólico con el que cubrir la mayor demanda posible, minimizando la dependencia de la red eléctrica.

Se ha de comentar a este respecto que no se pretende desligarse por completo de esta red por motivos prácticos y económicos. Entre los objetivos del proyecto está el realizarlo con el mayor realismo posible. Se parte de una base de datos real y se va a seguir de manera estricta toda normativa referente. Es por ello que aunque desde un punto de vista de autoconsumo puro lo ideal resultaría ser por completo independientes, esto supondría la instalación de un generador diesel y una modificación en los cableados que actualmente unen la red interna del Ceder con el edificio Leca, lo que resultaría económicamente menos rentable que el continuar con la presente situación de conexión a la red.

No obstante, dado el carácter impredecible y no continuo que ofrecen la energía eólica y solar se va a plantear a su vez un determinado almacenamiento a través de un banco de baterías con el que dotar de mayor autonomía al sistema en aquellos momentos de escasa generación.

Se ha de comentar que dentro de los pertinentes estudios para llegar a la solución del problema, lo relativo a la energía eólica pretende tener un peso mucho mayor que todo aquello relacionado con la energía solar. Esto implica que se van a realizar:

- Cálculos de curvas de potencia de aerogeneradores
- Estudios de emplazamientos
- Cálculos de estructuras
- Estudios de flujo
- Así como otras consideraciones que se irán teniendo en cuenta, de forma exclusiva, para la parte eólica

De esta forma el objetivo del dimensionamiento general de la instalación pretende pasar por:

- Analizar las bases de datos

- Determinar el aerogenerador o aerogeneradores adecuados así como el emplazamiento de los mismos
- Optimizar una solución mediante el programa informático HOMER
- Establecer una conclusión basada en la seguridad, normativas, fiabilidad energética, funcionalidad y máxima optimización económica

1.4. ESTADO ACTUAL ENERGÉTICO Y DEL AUTOCONSUMO

1.4.1. CONTEXTO ENERGÉTICO

De acuerdo a un estudio de Bloomberg New Energy Finance, se espera que para 2040 el porcentaje de energía obtenida por fuentes renovables sea de un 60%, frente al actual casi 20% que se pretende obtener para 2020 como tarde, según el proyecto europeo Horizonte 2020. La realidad es que estas expectativas en algunos mercados están siendo superadas, ya que a fecha de 2015, por ejemplo, el 23,7% de la energía con la que se obtuvo electricidad ya procedía de renovables.

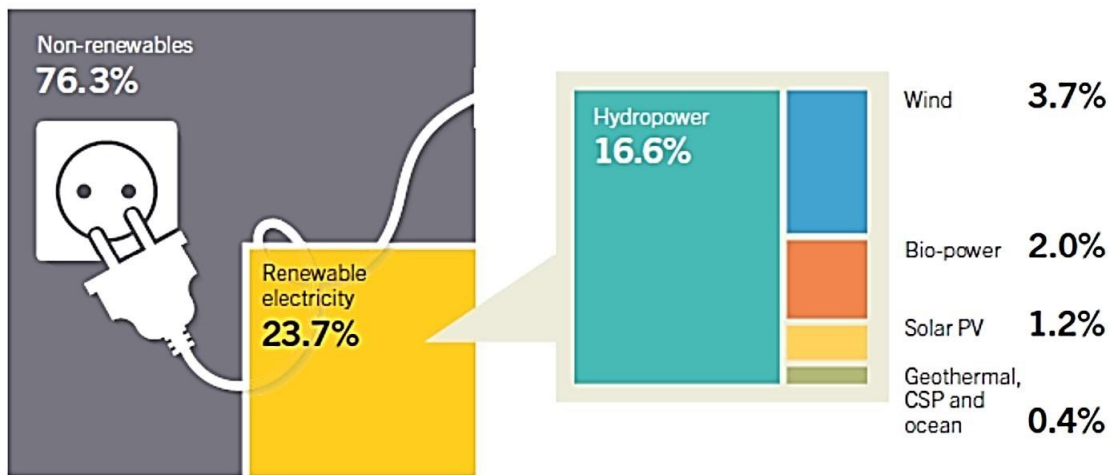


Ilustración 1. Participación estimada en la producción de electricidad. FUENTE: Renewable 2016 Global Status Report

A pesar de que a día de hoy uno de los principales motivos que frenan el cambio energético es la enorme inversión en centrales existentes que todavía tienen que amortizar su vida útil (por ejemplo, en España, la mayor parte de las centrales de ciclo combinado que representan el 25% de la potencia instalada son posteriores a 1997), se estima que en los próximos 10 años, el mundo deberá aumentar en un 35% su energía generada, lo que da entrada libre a las renovables. De hecho las inversiones han pasado de 43 billones de dólares en 2004 a 270 billones de dólares en 2014.

Así, de aquí en adelante se prevé que los combustibles fósiles reduzcan drásticamente su influencia debido sobre todo a la menor contribución del carbón y el petróleo, el gas y la energía nuclear subirán levemente y las energías renovables, siendo la eólica y la solar las que presentan una mayor proyección mundial dentro de este sector, aumentarán de forma drástica.

Este auge comentado de la energía solar es lo que en parte explica la importancia que en el futuro adoptará el autoconsumo ya que actualmente de los 137 GW de potencia solar fotovoltaica instalados, 87 GW ya corresponden a un uso residual o comercial, al resultar con diferencia la opción más económica y cómoda por el sencillo emplazamiento en los tejados de viviendas o en pequeños huertos fotovoltaicos que no requieren de un entorno tan específico como los aerogeneradores. No obstante y como breve comentario, se ha de señalar que las

placas fotovoltaicas presentan un gran problema a día de hoy que se encuentra en pleno estudio, y es el hecho de que para su producción se requiere más energía de media que la que luego van a poder generar, salvo aquellas que se localicen en zonas con una muy alta irradiación solar. Por lo que este aspecto debe ser resuelto de forma categórica si se quiere ir cumpliendo con las expectativas previstas.

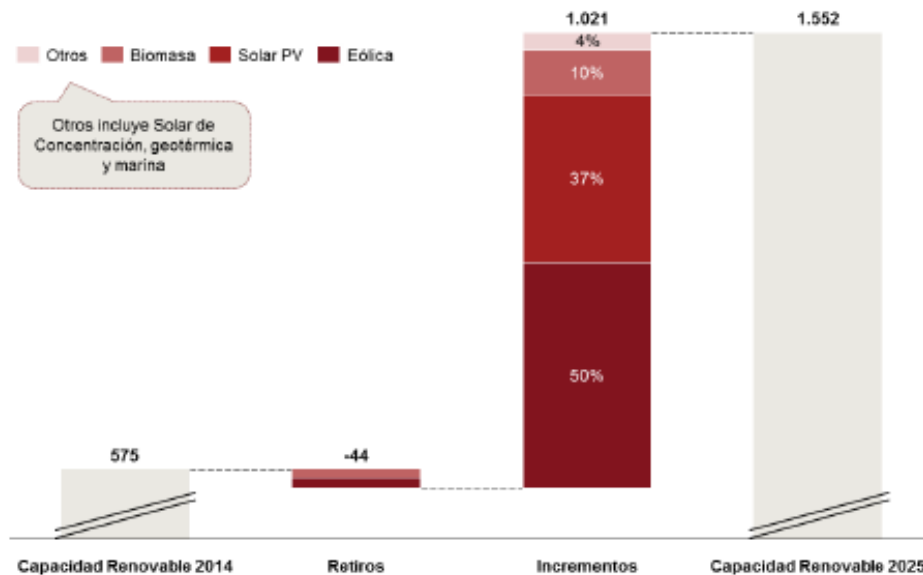


Ilustración 2. Incremento en la capacidad de renovables 2014-2025. FUENTE: World Energy Outlook 2014

En referencia al aumento en energía eólica (unos 433GW a 2015), el precio por KW viene reduciéndose de forma lineal y prácticamente sin pausa alguna desde 1984. Esto se explica ya que se aprovecha de un recurso como el viento, disponible e inagotable para todos los países en grandes cantidades, además de que probablemente se trate de la energía menos contaminante que se tiene, dado que los componentes necesarios para su puesta en marcha son de fácil construcción y no produce ninguna alteración en el entorno una vez que esté en funcionamiento, más allá del impacto que pueda suponer desde un punto de vista estético la instalación de los aerogeneradores.

Además, en su versión de generadores con potencias inferiores a 100KW, la energía minieólica está suponiendo un apoyo fuerte para el autoabastecimiento al ocupar poco espacio, requerirse vientos moderados en torno a sólo 3 m/s para su puesta en marcha, poder emplazarse en lugares cercanos al punto de consumo reduciéndose así las pérdidas de energía, resultar de fácil instalación, servir para fines de telecomunicaciones al ser útiles como antenas o repetidores de señal, o incluso para labores de ingeniería agraria para el bombeo de agua y drenaje de tierras inundadas; y en general, tener además un bajo coste de operación y mantenimiento con una elevada fiabilidad y larga vida útil sobre los 25 años.

Cabe señalar en referencia a la evolución de las energías renovables a nivel mundial, que las estimaciones de generación que exponen las agencias de valores o incluso la Agencia Internacional de la Energía, solamente se cumplirán si se realiza una gestión eficiente y prudente por parte de los gobiernos que ofrecen subvenciones y de las empresas o grupos privados a

través de sus inversiones, lo que no resulta una tarea nada sencilla, tal como se demostró en España hace unos años.

Breve reseña histórica:

Como dato anecdótico, en España en 2008 se llegó a liderar la instalación mundial de potencia por energía fotovoltaica con un total de 2707 MW (el 40% de todo el mundo), algo que no se pudo sostener y produjo lo conocido como “burbuja de las renovables”.

En una época de bonanza económica y plena expansión internacional de las energías renovables, se ofertaron por parte del gobierno del momento una serie de subvenciones que durarían presuntamente 20-25 años, para toda instalación bien de energía eólica bien de solar fotovoltaica, con el objetivo de conseguir un modelo industrial sostenible ecológicamente hablando, que priorizaría la venta dentro del pool eléctrico de toda aquella energía proveniente de estos nuevos sectores renovables.

Así, inversores particulares, empresarios e incluso bancos, se lanzaron de forma masiva a la construcción de grandes parques eólicos o solares, donde se preveía un negocio seguro, ya que aunque el coste de generación fuese más caro que el de centrales convencionales como hidráulicas o de carbón, el Estado pagaría la diferencia. Los precios de vertido horario a la red se llegaron a pagar a 45 céntimos por KW/h (frente a los 9-15 céntimos actuales, por ejemplo) y se crearon miles de puestos de trabajo, todo en un rapidísimo crecimiento hasta que el dinero dejó de llegar.

Al año siguiente, en 2009, España advierte que no subvencionará más allá de 500 MW. Los empresarios ven reducidos sus beneficios aumentándose drásticamente los años de amortización y se llenan de deudas, se producen despidos, los bancos retiran la inversión y en definitiva, el crecimiento energético renovable se estanca con un fuerte déficit económico, hasta día de hoy prácticamente.

Lo ocurrido en este periodo evidencia la dificultad de alcanzar las estimaciones previstas ya que en cualquier momento estas se pueden ver truncadas por circunstancias no previsibles. De hecho a nivel mundial ocurrió algo parecido e inesperado (Ilustración 3)

Con esta reseña se pretende entender mejor la cautela con la que hoy en día se está retomando la inversión en las renovables así como determinadas propuestas en relación al autoconsumo (en directa relación con la energía eólica y solar) que más adelante se explicará.



Ilustración 3. Histórico del valor en bolsa de RENIXX. FUENTE: PWC

RENIXX: principal indicador bursátil que reúne a las grandes empresas de energías renovables, entre las que se encuentra Gamesa (Euskadi).

1.4.2. CONTEXTO DEL AUTOCONSUMO

Aunque se considere como un elemento fundamental para el progreso en la transformación energética, se ha de comentar que como prácticamente todo, el autoconsumo tiene sus ventajas pero también sus inconvenientes, en general esto dependerá de si se mira desde la perspectiva del propio autoconsumidor o desde el resto del sistema.

Como puntos positivos sin duda la mayor independencia de la red eléctrica permite una gestión particular que a la larga generará beneficios económicos al particular, ya no sólo por el consecuente ahorro que se tiene al reducir la demanda en la factura, sino también por el consumo responsable que fomenta. Un consumidor, que se genere él mismo o a través de una comunidad la energía, es más fácil que tome conciencia del coste eléctrico que esto supone y acabe disminuyendo su consumo.

También por supuesto, el autoconsumo casi en su totalidad se alimenta de energías renovables no perjudiciales para el medio ambiente, y, aunque no sea el caso en España, puede ser la solución para aquellas zonas aisladas donde el acceso a la red resulte complicado.

No obstante, como se ha comentado desde el punto de vista del "utility" o gran empresa distribuidora de corriente eléctrica, existen una serie de inconvenientes que pueden limitar las ventajas económicas que a priori tienen los autoconsumidores y sobre todo afectar a los consumidores tradicionales que se abastecen de la red.

De acuerdo a un análisis del Edison Electric Institute realizado en 2013, un aumento en la generación particular bien sea a través de placas fotovoltaicas o aerogeneradores resultará a su vez en un aumento del coste de distribución de la red, dado que en momentos tanto de máxima generación como de máximo consumo, los flujos de energía que se tienen que soportar serán mayores lo que lleva a tener que realizar inversiones por parte del "utility" en filtros activos, elementos protectores bidireccionales,... y otros, que incrementarán sus gastos.

Además, las compañías de luz y electricidad suelen incluir como parte de su factura un coste fijo por el simple hecho de proporcionar la red y poder disponer de ella cuando se necesite. Con este hecho unido al anterior, si ven disminuida la demanda nacional se verán obligados a subir sus tarifas para poder mantener sus infraestructuras, lo que hará más atractiva la idea de autoconsumirse para aquellos que puedan afrontar el gasto de la fuerte inversión inicial que se requiere. Así, se generará un ciclo en el que al haber más generación particular, se volverá a subir el precio, lo que llevará a aumentar de nuevo la brecha económica entre una clase adinerada financiada energéticamente, de hecho, por hogares más pobres que soportarían los excesivos precios del utility. Esto se conoce como "utility death spiral".

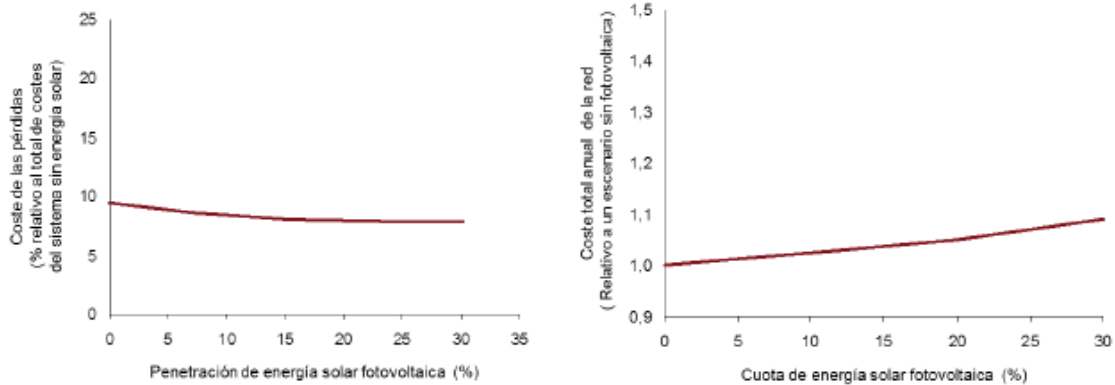


Ilustración 4. %Coste de las pérdidas y de la red según generación fotovoltaica. FUENTE: The Future Of Solar Energy (MIT)

También es cierto que el autoconsumo, reduciría las pérdidas por distribución así como la inversión de la compañías eléctricas deben hacer para afrontar las máximas demandas, ya que estas serán menores. No obstante a nivel general, ejemplos como el de Dinamarca en 2011 en el que a pesar de llegarse a alcanzar un 56% de impuestos en la factura de la luz (el mayor de toda Europa), debido a la gran acogida del autoabastecimiento energético el país redujo su ingreso en conceptos de tasas e impuestos en 270 millones de €. Se evidencia así una necesidad de o bien cambiar el modelo de negocio de las utilities o bien imponer tasas por autoconsumo mediante regulaciones estatales.

Por este motivo en capítulos posteriores del proyecto se analizará el actual Real Decreto 900/2015 que regulan las condiciones del autoconsumo

1.5. EMPLAZAMIENTO

El edificio objeto de estudio del proyecto es el departamento de energía minieólica conocido como LECA (Laboratorio de Ensayos de Componentes de pequeños Aerogeneradores), se sitúa dentro de las instalaciones del CEDER, como se ha comentado, en los Altos de Lubia, provincia de Soria (Castilla y León), comarca de Soria, en el valle del río Mazos, afluente del Duero.

Se encuentra a una altitud de 1101m de altura, con coordenadas 41º 36' N y 2º 30'W.

El clima de la zona es prácticamente idéntico al que se tiene en la capital de provincia a 15 km del centro de estudio. De acuerdo a la clasificación climática "Köppen, se trata de un clima oceánico tipo Cfb, caracterizado por veranos cortos y cálidos, e inviernos largos y fríos, con precipitaciones moderadas y frecuentes nevadas en invierno.

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. abs. (°C)	18.6	21.2	24.0	27.0	32.4	35.4	37.6	37.0	36.4	29.6	24.8	19.8	37.6
Temp. máx. media (°C)	7.7	9.6	13.2	14.6	18.7	24.6	28.7	28.3	23.6	17.4	11.5	8.4	17.2
Temp. media (°C)	3.2	4.3	7.1	8.7	12.5	17.2	20.5	20.3	16.4	11.6	6.7	4.0	11.0
Temp. mín. media (°C)	-1.3	-1.0	1.0	2.8	6.2	9.9	12.4	12.2	9.3	5.8	1.9	-0.4	4.9
Temp. mín. abs. (°C)	-13.4	-14.0	-12.8	-4.8	-2.0	0.0	4.4	3.2	-1.2	-3.8	-9.6	-12.8	-14.0
Precipitación total (mm)	37.1	35.5	30.2	54.6	67.4	40.1	29.9	30.1	32.9	55.3	49.5	49.5	512.1
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	7.1	6.4	5.8	8.6	9.6	5.6	3.7	3.8	5.2	7.7	7.6	7.7	78.8
Días de nevadas (≥)	5.0	5.1	3.0	2.5	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	2.1	3.9	21.4
Horas de sol	138	158	202	208	244	293	339	313	233	180	143	126	2571
Humedad relativa (%)	77	71	63	64	63	56	50	52	60	70	75	78	65

Ilustración 5. Clima Soria. FUENTE: AGENCIA ESTATAL DE METEOROLOGÍA

En referencia a los datos de más trascendencia para el trabajo, la radiación solar y la velocidad de viento, se sitúa en un punto intermedio para ambas variables a nivel nacional. En cuanto a irradiación solar se engloba dentro del grupo III entre 4,2-4,6 KWh/m², tal como se puede apreciar en la Ilustración 6.

Por su parte, en lo que respecta a la velocidad del viento, existen diferencias según la fuente de datos que se consulte, así como dos valores principales que se deberán tener en cuenta.

Por un lado, y de cara a la seguridad estructural tanto del edificio objeto de estudio como del posible aerogenerador que se emplace sobre él o a sus alrededores, se ha de tomar en consideración el denominado "**valor básico de la velocidad de viento**".

De acuerdo al actual Código Técnico de la Edificación, en el documento básico SE-AE de Seguridad Estructural, Acciones en la edificación, este se refiere al valor correspondiente a una toma de medidas en un periodo de 10 minutos a una altura de 10m sobre el suelo en espacio completamente despejado, cuya probabilidad de ser sobrepasado es de 0,02. Así, los Altos de Lubia se encuentran en lo que se denomina zona A, con una velocidad básica de viento de 26 m/s, que el consultor encargado de la construcción del edificio debió considerar, y que para el

presente trabajo, se usará para el cálculo de los momentos máximos que se ejercerán sobre la base del aerogenerador a estudiar.

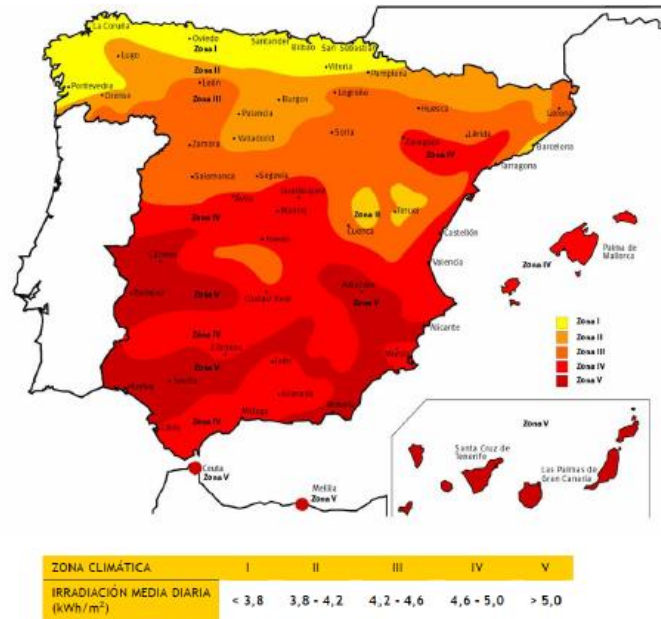


Ilustración 6. Irradiación media diaria de España. FUENTE: Ministerio De Industria, Energía Y

Turismo

Por otro lado, el dato de viento más importante para la estimación energética que se pueda obtener debido a él, es el de la velocidad media del viento. En este sentido existe una gran diversidad de valores según la fuente consultada, así que se ha recurrido al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, donde se estima una velocidad media entre 4-5 m/s a una altura de 30 m sobre el nivel del suelo en terreno despejado.

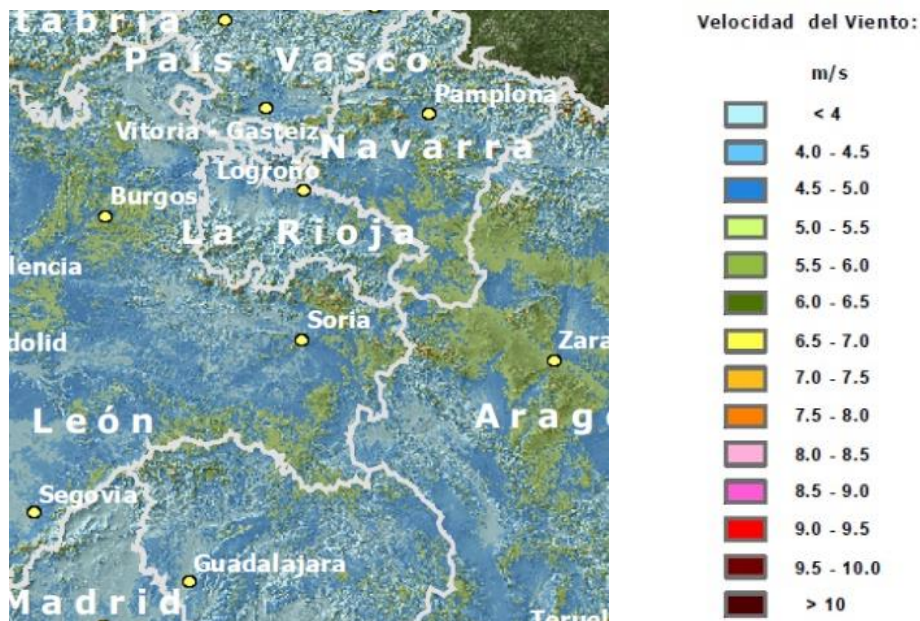


Ilustración 7. Velocidad media de viento a 30m. FUENTE: Ministerio De Industria, Comercio Y

Turismo

Este dato, es el más parecido al obtenido mediante el registro de datos real que se obtuvo a lo largo del año 2015 en el propio centro del CEDER y que será con el que se trabaje, con un valor de 3,745 m/s a dichos 30m de altura.

1.6. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

Como ya se ha comentado el edificio objeto de estudio es el denominado LECA (Laboratorio de Ensayos de Componentes de pequeños Aerogeneradores) y es utilizado en la actualidad por el departamento de energía minieólica que conforma una de las cuatro unidades de trabajo principal del centro de desarrollo CEDER.

Las labores que se llevan a cabo en este edificio son en su mayoría de carácter experimental o de investigación aplicada, centradas en el desarrollo y asesoramiento técnico a empresas e instituciones en lo referente a la energía minieólica o de pequeña o mediana potencia. Se utilizan equipos aislados o conectados a la red eléctrica, se predicen y caracterizan recursos eólicos, y se supervisa el funcionamiento de cuatro puestos emplazados tanto en los dominios del CEDER como en el puerto soriano de Oncala, parque eólico de Magaña.

Para ello cuenta con un taller o laboratorio de ensayos que ocupa la mayor parte del volumen del edificio donde entre otras actividades, además, se prueban y estudian generadores o turbinas para aerogeneradores y se ensayan palas de diversos tamaños con el fin de obtener y optimizar sus límites y propiedades mecánicas que les hagan funcionar dentro de las condiciones de uso deseadas por la empresa o fabricante, o por el propio centro de desarrollo.

Además, dispone de dos pisos o alturas transitables. La primera responde a una recepción así como a los almacenes y salas desde las que controlar y dirigir los ensayos llevados a cabo en el taller. Por su parte la segunda altura, está dedicada en su totalidad a los despachos y salas de reuniones donde los ingenieros realizan su labor.



Ilustración 8. Perspectiva del edificio LECA (CEDER). FUENTE: CEDER

En lo que responde al diseño exterior en sí del edificio, se ha de decir que desde un principio fue pensado para la instalación en su cubierta de pequeños aerogeneradores con los que conseguir un autoabastecimiento energético, de forma que pudiesen aislarse de la red eléctrica del CEDER y estudiar la viabilidad económica y técnica de dicha situación, con el fin de con el tiempo conseguir optimizarla, y servir como ejemplo y fuente de datos en lo referente al autoconsumo sostenible a través de energías renovables. En una gran medida, esta actividad

descrita es el objetivo del presente Trabajo Fin de Grado, que responde así a una de las tareas que el Departamento de Energía Minieólica tenía previsto hacer cuando dispusiese de tiempo para ello.

Para habilitar dicho objetivo de emplazar aerogeneradores, el lateral del edificio presenta una forma curva a lo largo de la mayor parte de su perfil de forma que el viento procedente de la dirección sur, se viese frenado en la menor medida posible, y no ejerciese el llamado “efecto montaña” sobre los rotores de la cubierta.

Para la instalación de un molino de viento y según la potencia del rotor y la altura de la torre, se requiere no obstante de una zona llana suficientemente amplia para la zapata o base. Es por ello que en su parte más alta, el edificio cuenta con una zona de unos 4 metros de anchura, suficiente para permitir los trabajos de emplazamiento necesarios. Además, esta zona se encuentra dividida en 9 secciones, pertinentemente dispuestas para poder llegar a situar en su superficie diferentes combinaciones de aerogeneradores de pequeña escala.

De hecho, en los trabajos de consultoría y asesoramiento que la empresa EMEÁ realizó para estudiar el diseño de este edificio, planificó la cubierta de forma de cada una de sus 9 secciones de la zona llana pudiesen aguantar estructuralmente los pesos y momentos de fuerza generados por rotores de diferentes potencias, con una sobrecarga de uso de hasta 2000 N/m^2 .



Ilustración 9. Lateral del edificio LECA (CEDER). FUENTE: CEDER

Se ha de comentar también que para poder tener medidas lo más realistas posibles de cara a obtener una base de datos fiable con la que poder estudiar el recurso eólico del lugar exacto del

edificio LECA, se situó en dirección oeste y a escasos 60 metros, una torre meteorológica con diferentes anemómetros, tanto de veleta como sónicos. (Ilustración 9)



2. ESTADO DE LA TÉCNICA

2.1. NORMATIVA

Dado que el proyecto trabaja con datos reales y tiene en parte como finalidad el servir de apoyo o referencia a una tarea que el propio centro del CEDER pretende llevar a cabo, es conveniente conocer el marco normativo que rige actualmente el autoconsumo de forma que toda decisión final tomada pueda ser llevada a cabo desde un punto de vista legal.

De este modo, y siendo responsabilidad del CEDER el cumplimiento de las normativas, se contemplan los siguientes reales decretos u órdenes en relación al autoconsumo:

- **Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre**, “por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”
Se va a tomar como principal referencia a seguir ya que dicta el tipo de autoconsumidor que se puede ser, definiendo las distintas restricciones para llegar a poder declararse como tal, así como las consecuentes obligaciones y derechos en términos de vertido horario, demanda horaria, cargos y peajes, así como en otros conceptos a tratar.
- **Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre**, “por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015”. En el artículo 9, “peajes de acceso”, apartado 1, establece que “los precios de los términos de potencia y energía actica de aplicación a partir de la entrada en vigor de la presente orden a cada uno de los peajes de acceso” son los fijados en el anexo I de la Orden IET/107/2014, de 31 de Enero
- **Orden IET/1077/2014, de 31 de enero**, “por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014” y se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica según el tipo de peaje elegido en función de la demanda energética requerida.
- **Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio**, “de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico”. Fija el componente de pago por capacidad dentro del cargo transitorio por energía autoconsumida.

De esta manera, atendiendo a los reales decretos y órdenes planteados, se van a resumir los **artículos y apartados más relevantes empleados** para guiar de forma correcta el presente proyecto bajo el marco normativo actual.

En el título II, artículo 4, del Real Decreto 900/2015, se definen y clasifican las distintas modalidades de autoconsumo, distinguiéndose entre:

- *Autoconsumo tipo I*: es apta para todos aquellos consumidores que no estén dados de alta como instalaciones de producción, de forma que toda su generación de energía

esté destinada a su red interior en un único punto de suministro o instalación. Deben ser de menos de 100 kW. Están obligados a instalar un contador de consumo

- *Autoconsumo tipo II*: se debe estar dado de alta en el RAIPRE (Registro Autonómico de Instalaciones de Producción en Régimen Especial) como instalación de producción de energía eléctrica bien sea de forma independiente o asociado a una red con la que se compartan infraestructuras. Podrán además adquirir la energía "bien como consumidores directos en el mercado de producción, bien a través de una empresa comercializadora". No es necesario que el titular del suministro y de la instalación sean la misma entidad, distinguiéndose así entre sujeto productor y consumidor. No existe límite de contratación de energía.

En el título II, artículo 5, del Real Decreto 900/2015, establece "los requisitos generales para accederse a una modalidad de autoconsumo":

- *Autoconsumo tipo I*: fija un máximo de 100KW de potencia contratada por el consumidor, imponiendo la premisa además de que esta deberá ser superior o igual a la suma de potencias instaladas de generación.
- *Autoconsumo tipo II*: impone la misma condición de que la potencia contratada por el consumidor deberá ser superior o igual a la suma de potencias instaladas de generación.

En su apartado 5, establece la posibilidad de instalar elementos de acumulación siempre y cuando se disponga de un equipo de medida que registre la generación neta y la energía horaria consumida.

En el título III, artículo 7, del Real Decreto 900/2015, se establece en el punto 2, que todas aquellas instalaciones acogidas dentro de la modalidad de autoconsumo tipo I que contraten una potencia menor o igual de 10KW, estarán exentas "del pago de los estudios de acceso y conexión" a la red, es decir, los denominados cargos fijos en el artículo 25, apartado 3. No obstante, para ello, se imposibilita el vertido horario a la red de forma remunerada.

En el título III, artículo 14, del Real Decreto 900/2015, se establece:

- *Autoconsumo tipo I*: la adquisición de la energía será la correspondiente a la demanda horaria del momento, entendiéndose como demanda horaria al "saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución", según el artículo 3, apartado e.
- *Autoconsumo tipo II*: la energía adquirida será la correspondiente a la demanda horaria que presente el consumidor asociado. Se permitirá según el apartado 3 una contraprestación económica por el vertido horario que el consumidor pueda realizar, a precio que cotice el mercado en dicho instante de vertido, menos el impuesto de generación aplicado según tipo de peaje, para productores eléctricos.

De esta manera quedan definidas las condiciones generales de mayor trascendencia para distinguir entre modalidad de autoconsumo tipo I y modalidad de autoconsumo tipo II.

2.1.1. TÉRMINOS Y COMPONENTES DE FACTURACIÓN

Se ha de comentar antes de la explicación del presente sub-apartado, que el Real Decreto actual 900/2015 sobre el que se regula el autoconsumo en España está denunciado por parte de diversas asociaciones y partidos políticos ante la comisión europea debido a lo que se consideran unos componentes de facturación excesivamente perjudiciales para el autoconsumidor, hecho que se considera que desincentiva la puesta en marcha de instalaciones particulares o a nivel comunitario de autoconsumo con energías renovables, frenando el avance y desarrollo en consecuencia de estas energías, algo que dificulta además el cumplimiento del ya explicado proyecto europeo Horizonte 2020. No obstante y a pesar de desconocerse si se cambiará el decreto en un futuro próximo, al ser el actual, debe ser objeto de estudio.

De este modo, existen hasta 6 cargos distintos diferenciando entre peajes de acceso a la red eléctrica y peajes de respaldo, pudiéndose dividir estos últimos en cargos fijos o variables.

1. PEAJES DE ACCESO

Los denominados peajes de acceso son todos aquellos que el utility o empresa comercializadora considera necesarios para poderse conectar a las redes de transporte y distribución que ella dispone. Se incluyen aquí entre otros, los pagos que el estado hace para retribuir a las centrales térmicas en aquellos momentos pico de demanda, la moratoria nuclear, el sobrecoste por distribución a las islas Canarias y Baleares, la gestión de los recursos nucleares, la retribución a las energías renovables,... Todos estos puntos quedan definidos en el capítulo VI de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de Junio, y según la Orden IET/2444/2014 de 19 de Diciembre, en el artículo 9, apartado 1, se dicta que el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de acceso de actual aplicación quedan definidas según el anexo I de la Orden IET/1077/2014.

Aquí se distinguen entre un total de 8 peajes distintos en función de si se trata de una instalación de baja o alta tensión, y de la potencia contratada. A su vez, se establecen dos cobros diferentes:

- Término de facturación de potencia, medido en €/KW de potencia contratada y de carácter anual
- Término de facturación de energía activa, medido en €/KWh y con discriminación horaria de acuerdo a los periodos tarifarios definidos en cada tipo de peaje

2. PEAJES DE RESPALDO

Se trata del peaje más polémico del actual real decreto y es el popularmente conocido como "impuesto al sol". De acuerdo al punto 3 de la Disposición Transitoria Primera, se hace mención a los costes asociados de nuevo a los servicios del sistema así como a un conjunto de cargos por otros servicios requeridos para poder habilitar la aplicación del autoconsumo. Es decir, en líneas generales este peaje se justifica por la función de respaldo que la red eléctrica ejerce tanto para ofrecer un apoyo energético en caso necesario como para garantizar un determinado equilibrio entre generación y demanda en el corto, medio y largo plazo.

Se divide en un término fijo en función de la potencia contratada y un término variable denominado cargo transitorio por energía autoconsumida y que se aplicará sobre el autoconsumo horario durante el periodo tarifario previsto. Así:

Término variable sobre el autoconsumo:

Establece un primer concepto de costes del sistema a los que les descuenta, según el Anexo IV, apartado a), "el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución y las pérdidas correspondientes a cada peaje de acceso y periodo tarifario":

Peaje de acceso	Componente de cargo variable (€/kWh) asociado a los costes del sistema					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,033367					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,047227	0,000000				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,047999	0,000000	0,000144			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,045062	0,000000				
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,058165	0,009375				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,058936	0,011896	0,005402			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,007116	0,004244	0,003569			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003807	0,001496	0,006713			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,000000	0,003466	0,000554	0,002411	0,003160	0,001395
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,001159	0,000000	0,001798	0,002764	0,001142
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,001288	0,003464	0,000711	0,001589	0,001889	0,000910
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,003648	0,004684	0,001338	0,001717	0,001846	0,000941
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000408	0,000000	0,000997	0,001430	0,000768

Ilustración 10. Cargos variables de peaje de respaldo 2016. FUENTE: BOE

Por otro lado impone también unos pagos por capacidad, en respuesta a que los organismos públicos consideran que el hecho de autoconsumir energía no ayuda a aumentar la potencia firme y estable del sistema, sino que crea una desestabilidad en la red sin beneficio alguno para el utility, por lo que debe ser el propio autoconsumidor, el que haga frente a estos pagos por capacidad, definidos en el anexo III, de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, y que básicamente se trata de un pago para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo, que las compañías eléctricas ofrecen.

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Peajes de baja tensión:						
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,008181					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,008430	0,001422				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,008430	0,001920	0,001138			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,008181					
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,008430	0,001422				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,008430	0,001920	0,001138			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,014798	0,007606	0,000102			
Peajes de alta tensión:						
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,011365	0,006119	0,000000			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000

Ilustración 11. Pagos por capacidad dentro del peaje de respaldo. FUENTE: BOE

Por último dentro de los términos variables por autoconsumo se definen unos componentes asociados a otros servicios del sistema:

* Componente	* Precio (€/kWh)
* Retribución operador del mercado	* 0,000025
* Retribución operador del sistema	* 0,000109
* Servicio de interrumpibilidad	* 0,001951
* Servicios de ajuste	* 0,005400

Ilustración 12. Cargos por otros servicios del sistema dentro de peaje de respaldo. FUENTE: BOE

Términos fijos de potencia:

Hace referencia a la potencia que requiere la instalación del consumidor en un periodo tarifario, y se pueden distinguir hasta tres supuestos distintos según los cuales este cargo será de obligado cumplimiento o por su parte, no se contabilizará.

Los cargos fijos están expresados en €/KW, donde esta potencia señalada responde a la diferencia entre: una potencia de aplicación de cargos, y una potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso.

La "potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso", se trata de forma genérica como la potencia contratada a la red eléctrica.

Por su parte, la "potencia de aplicación de cargos" tiene hasta tres posibles interpretaciones, de ahí lo comentado de que pueda llegar a ser posible que dicha diferencia de potencias mencionada sea nula, y por tanto, no se aplique este cargo fijo. El detalle principal entre una interpretación u otra reside en un contador de consumo opcional.

Caso 1: En el caso de que una instalación de menos de 100 KW esté registrada dentro de la modalidad de autoconsumo tipo 2, siendo diferentes el consumidor y el productor, si se cuenta con el contador de consumo mencionado que registre la energía consumida total por el consumidor asociado, entonces la mencionada "potencia de aplicación de cargos" coincidirá con la potencia contratada siendo así el **cargo fijo total cero**. No se hace mención alguna a los elementos de acumulación en este apartado, así, se considera que sí puede haber acumulación.

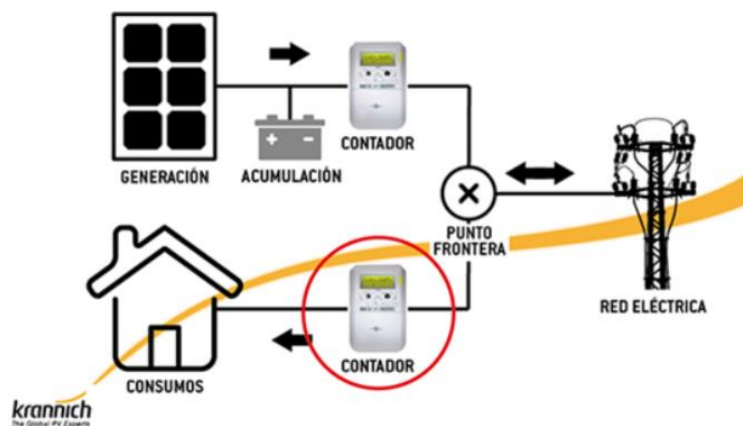


Ilustración 13. Caso 1 de términos fijos de potencia. FUENTE: Krannich Solar

Caso 2: no debe haber baterías que acumulen energía y será la obligatoria para aquellas instalaciones de autoconsumo tipo I de menos de 100KW, así como opcional para las de tipo II de también menos de 100KW siendo el productor y el consumidor la misma entidad. No resulta necesaria la presencia del contador de consumo. De igual manera que en el caso I, **los cargos fijos totales serán nulos.**

Caso 3: la instalación sí que cuenta con un sistema de almacenamiento. En ese caso la “potencia de aplicación de cargos”, será la suma de la **potencia contratada, más la potencia “máxima de generación en el periodo tarifario”**. Esta situación se podrá dar al resto de supuestos según el anexo I, apartado 9, supuesto b), 2º. El contador de consumos es opcional.

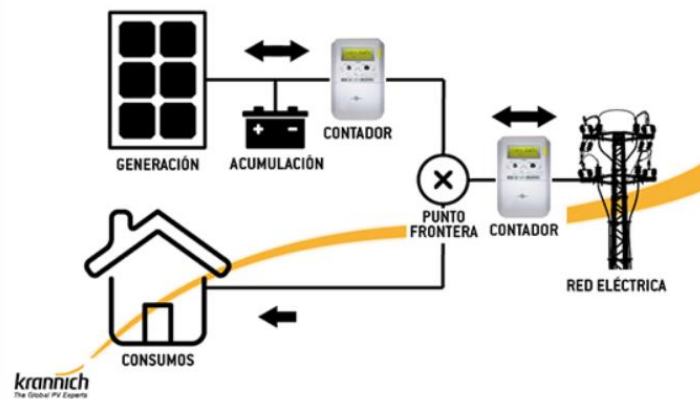


Ilustración 14. Caso 3 de cargos fijos de potencia. FUENTE: Krannich Solar

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Ilustración 15. Cargos fijos dentro del peaje de acceso. FUENTE: BOE

2.2. TECNOLOGÍA

Se va a describir a continuación brevemente la tecnología que permite la obtención de energía eléctrica a través de la energía solar fotovoltaica y mini-eólica.

2.2.1. SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene de la transformación directa de la energía térmica procedente del sol, en energía eléctrica. Como ya se ha comentado en el apartado 1.4.1. del presente trabajo, se trata de la energía considerada como renovable de mayor uso en la actualidad, y junto a la eólica, la que tiene a su vez una mayor proyección, tanto en un futuro presente como a medio largo plazo.

Esto es debido principalmente al continuo descenso del precio de las instalaciones solares, tanto para consumo de pequeña escala a nivel comunitario o personal, como de cara a las grandes compañías energéticas. No obstante y a día de hoy, el coste por unidad de una instalación residencial, es un 70% más elevado que el correspondiente al que presentaría una utility.

A nivel tecnológico, el fundamento físico en el que se basa es la creación de un campo eléctrico debido a los electrones arrancados en un semiconductor por la llegada de un fotón de energía presente en los rayos de luz procedentes del Sol.

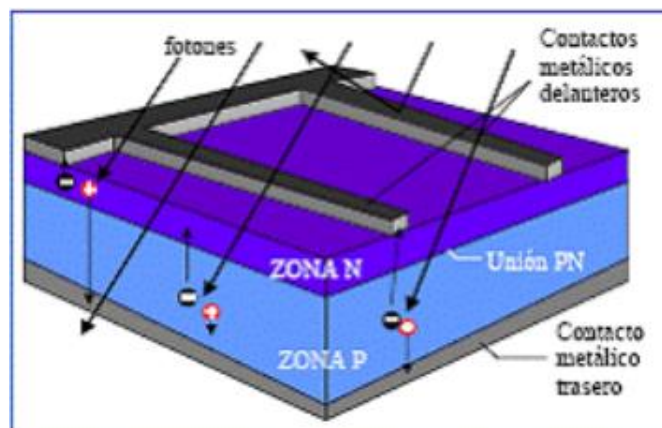


Ilustración 16. Descripción gráfica interna de una placa solar. FUENTE: TWENERGY

De una manera natural este proceso de liberación de un electrón se disipa en forma de calor, por lo que la misión de las placas fotovoltaicas es dirigir la dirección de este electrón hacia zonas opuestas menos libres de cargas generando en consecuencia la aparición de una diferencia de potencial que deriva en un campo eléctrico permanente. De esta manera, en el interior de una célula fotovoltaica se diferencian dos zonas que se preparan con antelación para optimizar la función de cada una de ellas:

- Una zona superior de silicio generalmente denominado "tipo n", al que de una manera artificial se le han dispuesto un mayor número de electrones libres propiciando de este modo la liberación de los mismos con la llegada de fotones.
- Una zona inferior de silicio generalmente denominado "tipo p", que ejerce de sumidero o receptor y que en cuanto a número de electrones libres se encuentra menos cargada

Así, los electrones de la capa "n", se moverán hacia la capa "p", se instalarán en el hueco presente en esta, creándose en la unión "pn" cargada positivamente en la región n y negativamente en la "p". En esta zona, llamada de carga de espacio, será donde tenga lugar el campo eléctrico, que permite en consecuencia el movimiento de electrones de la zona "p" a la "n" y de huecos de la "n" a la "p". Este funcionamiento se asemeja bastante al de los diodos actuales.

Para la optimización del mecanismo físico explicado es vital el contar con una primera superficie receptora sea antireflectante con una alta absorción y una baja emisividad tal como se muestra en la figura.

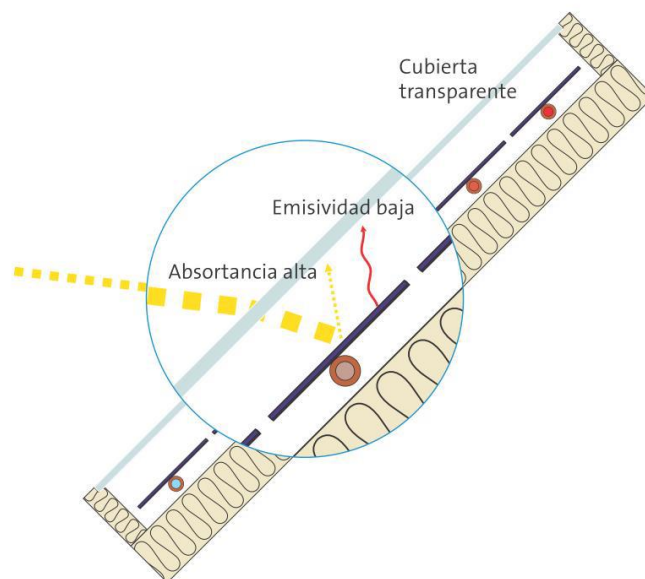


Ilustración 17. Detalle de la superficie receptora de una placa solar. FUENTE: UPNA

A nivel práctico, la energía fotovoltaica tiene tanto ventajas como desventajas.

Por un lado al depender de una fuente inagotable como es el sol, dispone de un recurso base ilimitado no contaminante. No genera emisiones durante su proceso de funcionamiento, posee costes de mantenimiento y operación reducidos, es flexible en lo relativo al tamaño de la placa solar, su transporte es sencillo y compacto, a nivel acústico no generan ruido, y puede solventar los problemas de acceso de las compañías eléctricas a determinadas zonas aisladas geográficamente.

No obstante, todavía a día de hoy su precio de instalación es alto, así como los elementos de acumulación necesarios; los llamados parques eólicos, requieren de una gran superficie de terreno; y durante su fabricación se dedica una alta cantidad de energía debido a la alta necesidad de electricidad empleada en la fusión de sílice y en el carbón para obtener la pureza

de sílice deseado. Los nuevos fabricantes, sin embargo, ya han logrado que esta energía sea inferior a la conseguida durante la larga vida útil de una placa (20-25 años), aunque el balance energético todavía no resulta excesivamente positivo, en comparación con otras renovables como la eólica, por ejemplo.

Se describen a continuación los componentes que han de estar presentes en una instalación fotovoltaica:

- *Paneles solares o generadores fotovoltaicos:* representan el elemento principal ya que son los encargados de captar la radiación solar. Están compuestos por un conjunto de módulos fotovoltaicos, compuestos a su vez por células fotovoltaicas que son en sí, las que producen la electricidad por el efecto anteriormente explicado. En función de las características del silicio con el que se hayan construido, hay dos tipos bien diferenciados. Los paneles con célula amorfa, en las que el silicio no se ha cristalizado; y los paneles con célula cristalina, distinguiendo entre monocristalinas (si estas células se forman por secciones de un único cristal de silicio, se distinguen visualmente por sus lados curvos recortados) y policristalinos. Junto con los soportes mecánicos y los cables eléctricos conforman el llamado sistema de captación solar.

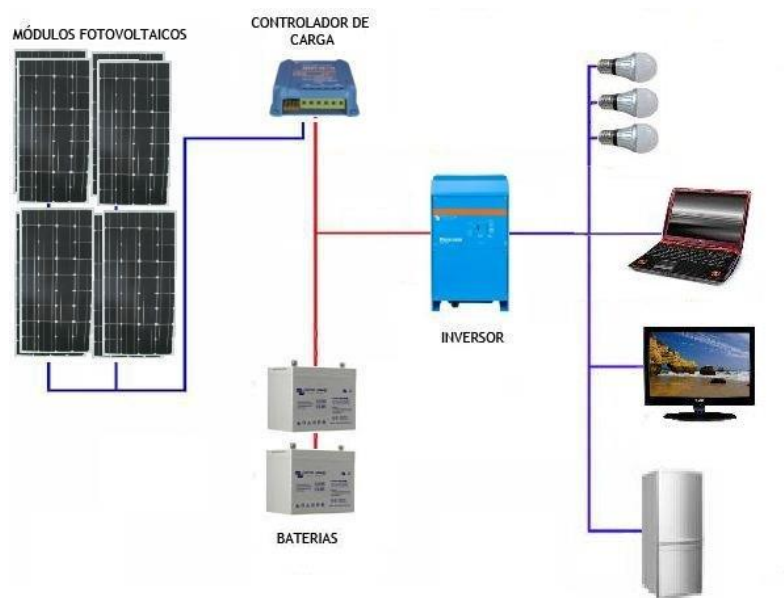


Ilustración 18. Sistema de acumulación fotovoltaico. FUENTE: Riovalle CL

- *Convertidores:* transforman la corriente eléctrica según las necesidades. Esta corriente se presenta inicialmente en corriente continua. Si la instalación general tiene como fin el autoconsumo y dado que los hogares suelen funcionar con alterna, se utilizan convertidores DC-AC. Por su parte, en otros casos en los que se quiere modificar la tensión nominal, se emplea un convertidor DC-DC. Tras ellos se suele colocar un panel de distribución
- *Baterías:* son imprescindibles para conformar un buen sistema de acumulación que permita cierta independencia de la radiación solar de los días cercanos. A pesar de que las células actuales captan también la radiación que entra difusa en los días nublados, el contar con un sistema que permita almacenar la energía obtenida de aquellos

momentos de máxima radiación, se genera una cierta estabilidad o seguridad, en lo que se refiere a la continuidad de la instalación

- *Reguladores:* es un sistema preventivo. Si la batería llega a su máximo de almacenamiento, puede resultar peligroso el que siga recibiendo energía, por lo que se instalan estos reguladores, con los que además se evita también una descarga excesivamente rápida que agote en poco tiempo la reserva acumulada.

2.2.2. MINI-EÓLICA

La energía mini-eólica es energía eólica proveniente de aerogeneradores de una potencia inferior a 100KW y un área de barrido en la zona del rotor de menos de 200 m². Su principio de funcionamiento se basa en la transformación del viento en energía eléctrica a través de la rotación de las palas del rotor.

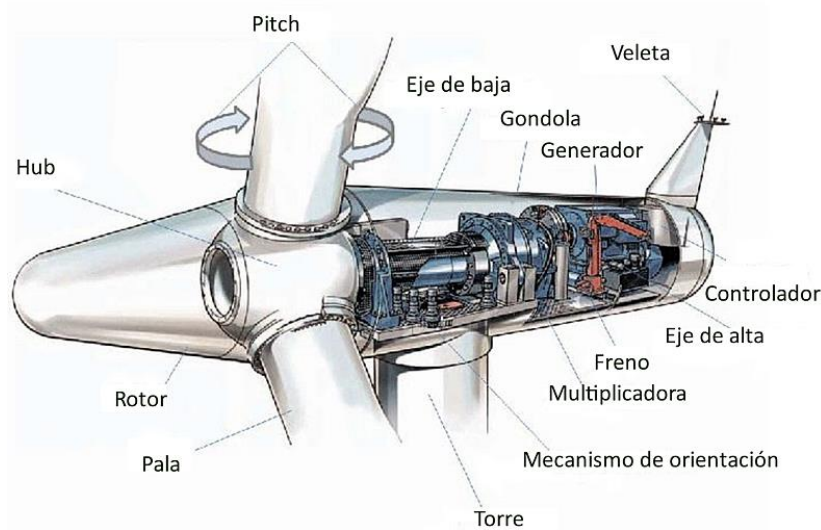


Ilustración 19. Componentes de un aerogenerador. FUENTE: TEISA

Se ha de comentar aquí que en realidad la fuente natural de este proceso es de nuevo la energía solar, en este caso, al transmitirse el calor que genera en forma de radiación. La atmósfera de la Tierra absorbe esta radiación de una manera distinta atendiendo a diversos factores del entorno, lo que se hace que se creen masas de aire con una variación suficiente de temperatura entre ellas como para generar unas diferencias de presión tal que el aire tienda a moverse de aquellas zonas con alta presión hacia las de baja presión. De esta manera se genera lo que se conoce como viento.

La disposición básica necesaria de un aerogenerador es la siguiente:

- *Góndola:* no es más que un cubículo que contiene los componentes principales de un aerogenerador y al que el personal de servicio puede acceder desde la torre.
- *Rotor:* se denomina rotor de un aerogenerador al conjunto de las palas y el buje. Se suele disponer en posición horizontal por ser de esta manera más eficiente y está situado en general a barlovento de la torre, es decir, con el rotor de cara al viento, ya

que de esta manera se evita el abrigo generado por la torre y las alteraciones sobre el viento que esta produce.

- *Palas del rotor:* son las encargadas de capturar el viento a través de su rotación y transmitir su potencia al buje. Suelen estar fabricadas de un material compuesto o plástico reforzado con fibra de vidrio para dar más resistencia ("GRP").
- *Buje:* es la estructura al que se acoplan las palas y el eje de baja velocidad de la góndola.



Ilustración 20. Buje de un aerogenerador FUENTE: IZARO

- *Eje de baja velocidad:* representa la unión entre el buje y a multiplicadora. Suele contener un sistema hidráulico por medio de conductos de forma que permita el funcionamiento de unos frenos aerodinámicos
- *Eje de alta velocidad con freno mecánico:* es el eje en el que se transmite el movimiento tras la multiplicadora y cuenta con una serie de discos de freno necesarios para parar el molino en situaciones de mantenimiento o emergencia por fallo o exceso de velocidad.
- *Multiplicadora:* adecúa la velocidad de los ejes a la requerida por el aerogenerador en cada momento para optimizar su funcionamiento. Puede llegar a aumentar 50 veces el giro del eje de baja velocidad.
- *Generador eléctrico:* es el encargado de realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica
- *Controlador electrónico:* se emplea para monitorizar o controlar el mecanismo de orientación del aerogenerador así como para pararlo si se detecta alguna anomalía que pueda resultar perjudicial.
- *Unidad de refrigeración:* su función es la de evitar un sobrecalentamiento del aceite del multiplicador y del sistema en general, que pueda dar lugar a fallos de tipo electrónico o eléctrico. Para ello se emplean ventiladores eléctricos, corrientes de agua fría o ambos métodos
- *Mecanismo de orientación:* busca la posición aerodinámica que bajo las condiciones de viento del momento consiga la obtención de una mayor potencia generada. Para ello, un conjunto de ordenadores reciben la información captada por una serie de veletas y anemómetros colocados sobre la góndola, ocasionando por medio de un soporte mecánico un giro de pocos grados pero constante según los cambios de dirección del viento.

- *Cimentación*: es el elemento, normalmente de hormigón armado, que ancla al aerogenerador al suelo o superficie donde se sitúe, adecuándose su diseño, peso y tamaño, a las propiedades del terreno, a las cargas de viento predominantes en la zona y a la potencia del propio aerogenerador.
- *Torre*: se trata del elemento sobre el que se sustenta el rotor y la góndola, aportando apoyo estructural y altura respecto al suelo, variable proporcional a la velocidad del viento y en consecuencia de la potencia generada. Generalmente son tubulares de acero con hormigón en la parte inferior. En el mercado, aunque las más comunes son las mencionadas torres tubulares, resultan frecuentes también las de celosía y las de mástil sostenidas por cables tensores.

2.3. METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN

A continuación se presenta un esquema sinóptico que resume de forma visual cual será el procedimiento a seguir para dar respuesta a la necesidad del proyecto, que es satisfacer la demanda energética que requiere el edificio del Departamento de Energía Minieólica del CEDER:

Tal como se puede apreciar, el consumo energético del edificio responde exclusivamente a la demanda eléctrica que tiene, debido a la puesta en marcha de ensayos (principalmente de palas y generadores), dispositivos electrónicos, ordenadores, alumbrado interior en pasillos, despachos, almacenes y laboratorios, así como al consumo continuado de las luces de emergencia y la máquina de agua presente en la segunda planta del edificio.

Así, una vez determinada la demanda energética requerida a través de una base de datos de consumos con la que contaba el centro, se ha de ver la disponibilidad o recursos de los que dispone la zona. En este sentido, se han planteado dos medios: solar y eólico. De nuevo, para ambos se tiene una base de datos real con registros diarios.

Para el recurso solar, a parte de los datos, solamente se van a estudiar distintas alternativas de placas fotovoltaicas. No obstante, para el eólico se tendrán en cuenta: la curva de potencia, el emplazamiento, la estructura de la cubierta, el flujo aéreo desde el punto de vista de la aerodinámica y la elección del tipo de aerogenerador.

Con todo ello se conseguirá una estimación de la energía que se puede obtener. Se estudiará también un sistema de acumulación con baterías, así como el marco normativo, con el que se decidirá qué tipo de peaje y qué modalidad de autoconsumo, resulta más rentable dada la situación analizada.

Mediante el programa de optimización (HOMER), en el que se introducirán las bases de datos de consumos, radiación solar, y velocidad de viento, según promedios horarios, se dará respuesta a qué combinación de placas fotovoltaicas y aerogeneradores es la que aporta una mejor solución a nivel técnico-económico.

Por último, se comentarán las soluciones y conclusiones del proyecto.

NECESIDAD INICIAL

SATISFACER EL CONSUMO ELÉCTRICO

ALUMBRADO

ENSAYOS

LUCES DE EMERGENCIA

RECURSO ENERGÉTICO

RECURSO SOLAR

PV

BASE DE DATOS

RECURSO EÓLICO

FLUJO DE VIENTO

EMPLAZAMIENTO

ESTUDIO ESTRUCTURA

AEROGENERADOR

CURVA DE POTENCIA

BASE DE DATOS

NORMATIVA

OPTIMIZACIÓN CON HOMER

CONCLUSIONES Y ALTERNATIVAS



3. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

3.1. FACTORES DE LOS QUE DEPENDE

La mayor parte de la energía que llega a la Tierra así como la mayoría de fuentes de energía empleadas hoy en día, tienen su origen en el sol. En lo que respecta a los módulos fotovoltaicos comentados, la variable que resulta de interés es la radiación solar. Aproximadamente un 70 % de esta radiación solar emitida, es capaz de llegar a la superficie terrestre y ser absorbida por océanos, nubes, desiertos, montañas,...., por lo que puede ser de utilidad.

No obstante, el aprovechamiento energético que se puede conseguir depende de una gran cantidad de factores, tanto a nivel geométrico como climático, por lo que varía mucho según las condiciones de la zona de estudio. Factores como la posición relativa Sol-Tierra, así como las coordenadas geométricas, afectan de forma directa al ángulo con el que inciden los rayos del Sol, algo que genera diferencias notables entre unas zonas y otras.

A su vez, otras variables como la presencia de nubes, elementos contaminantes como aerosoles o incluso la cantidad de ozono que pueda haber presente, influyen en un aumento o disminución de la absorción de dicha radiación solar y por tanto en la irradiancia aprovechable.

Se dice, que en condiciones de radiación aceptables, esta irradiancia o potencia de la radiación solar, es de unos 1000 W/m². Tal como se observa en el siguiente mapa ,expresado en términos de energía (irradiación solar en kWh/m²) en lugar de potencia, sin embargo, existen grandes diferencias dentro incluso de un mismo continente.

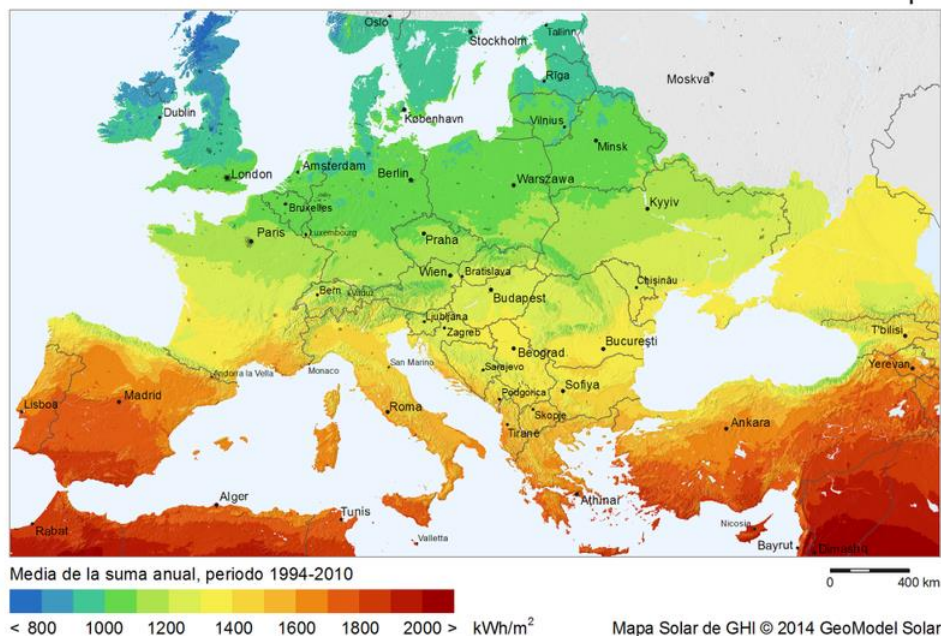


Ilustración 21. Mapa de irradiación solar en Europa. FUENTE: SolarGIS

A su vez, en lo que respecta propiamente a esta radiación solar capaz de llegar a la superficie, se pueden diferenciar tres tipos o componentes.

- *Radiación solar directa*: tal como su nombre indica, es la que llega de tal forma que en su camino no ha habido interferencia terrestre. Gracias a ella, se crean las sombras.

- *Radiación solar difusa*: en días soleados se considera que representa en torno a un 15% de la radiación global registrada. Su porcentaje aumenta considerablemente con la presencia de nubes, ya que en sí, es consecuencia de la dispersión con la atmósfera, de la propia radiación. Presenta especial importancia en superficies horizontales.
- *Radiación solar reflejada*: engloba a toda radiación, bien sea directa o difusa, que incide sobre una superficie tras haber sido reflejada en otra. El coeficiente de reflexión o albedo, por tanto, influye en gran medida. Las superficies horizontales, esta vez, al no percibir superficie terrestre alguna, no reciben ninguna radiación reflejada.

Se exponen a continuación algunas de las variables y consideraciones más importantes para el cálculo del aprovechamiento energético del recurso solar.

3.1.1. POSICIÓN SOLAR

El empleo de placas fotovoltaicas requiere de conocer la posición del Sol en un instante determinante, hecho que no solo influye en las posibles sombras que se puedan dar, sino sobre todo en la inclinación que habrá que darle a la instalación.

En el estudio del movimiento relativo del Sol respecto a la Tierra, se considera que un observador cualquiera posicionado sobre la Tierra dispone de dos sistemas de coordenadas sobre para referirse a la posición del Sol. EXPLICAR MERIDIANOS,

COORDENADAS HORIZONTALES:

Es el más empleado ya que incluye en sí las variables de las que depende el segundo sistema. Queda definido por la elevación y el acimut:

- *Elevación (α)*: es el ángulo observado entre el rayo de Sol y el plano del horizonte. También se conoce como altura solar. Empieza y acaba en 0° a lo largo de un día y depende de la latitud y la declinación solar.
- *Acimut (ψ)*: es el ángulo observado entre el meridiano que se correspondería con la máxima elevación y la posición del Sol en el instante de la toma de datos.

COORDENADAS HORARIAS POR LA DECLINACIÓN Y EL ÁNGULO HORARIO:

Depende principalmente de:

- *Declinación (δ)*: se considera declinación al ángulo entre el plano orbital terrestre y el plano ecuatorial. Es el debido a la inclinación que presenta el eje rotacional de la Tierra respecto del plano eclíptico. Oscila entre $23,45^\circ$ el 21 de junio y $-23,45^\circ$ el 21 de diciembre, pasando por un valor nulo en los equinoccios de primavera y otoño. Cuando esta declinación coincide con la latitud, se da el caso de que la radiación solar incide perpendicularmente sobre la superficie terrestre, obteniéndose entonces los valores más altos de irradiación solar.

- *Ángulo horario (w)*: se refiere a la posición angular del Sol a lo largo de un día, considerando 15° en una hora. Oscila entre 0 y 360°. Suele tomarse el signo positivo por la mañana y negativo a la tarde. El mediodía registra un valor nulo.

Además de estas coordenadas, para la interpretación de la posición solar, conviene también tener en cuenta:

- *Latitud (φ)*: varía entre 0° y 90° y proporciona la localización de un lugar desde el ecuador en dirección Norte o Sur. Físicamente es la distancia angular entre el punto de estudio y la línea del ecuador. Así, el propio ecuador tiene una latitud de 0° y el polo Sur, por ejemplo, de 90°S.
- *Ángulo cenital (Θ_z)*: es el recorrido angular horizontal que hace el sol, considerándose 0° en el mediodía local (12 horas solar)
- *Coordenadas horarias*: aunque incluyen un conjunto de coordenadas en las que se incluyen por ejemplo la declinación o el ángulo horario, en general, se emplean para determinar cuándo sale y se pone el sol.
- *Orientación o acimut de la placa fotovoltaica (γ)*: es el ángulo acimutal que marca la superficie fotovoltaica
- *Inclinación (β)*: ángulo que se levanta la placa respecto a un plano horizontal tangente a la tierra.
- *Ángulo de incidencia solar (Θ)*: tal como indica su nombre es el ángulo con el que el rayo solar incide sobre una sobre la superficie inclinada de trabajo, respecto a la normal de esta superficie.

La fórmula matemática de algunas de estas variables es:

- *Elevación (α)*: $\text{sen}(\alpha) = \text{sen}(\varphi) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w)$
- *Declinación (δ)*: $\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(360 \cdot \frac{n+284}{365}\right)$ n: es el día del año, del 1 al 365
- *Ángulo horario (w)*: $w = 180 - 15 \cdot \text{hsl}$ hsl: hora solar del día
- *Ángulo azimut (Ψ)*: $\text{sen}(\Psi) = \frac{\cos \delta \cdot \text{sen } w}{\cos \alpha}$

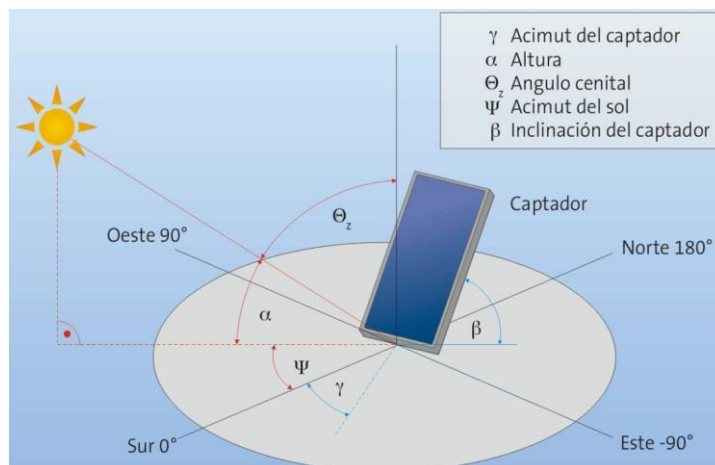


Ilustración 22. Representación de algunas de las coordenadas explicadas. FUENTE: UPNA

3.1.2. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS

En este apartado, se estudian las pérdidas de irradiación solar por orientación e inclinación y sombras. Los ángulos a tener en cuenta para el caso son la inclinación (β) y el ángulo de acimut (ψ).

De acuerdo al Código Técnico de la Edificación: "DB_HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica", el ángulo de inclinación debe ser lo más cercano posible a la latitud de la zona, y el ángulo de acimut, para instalaciones orientadas al sur, como se ha comentado que se encuentra el tejado del edificio del departamento, debe tomar un valor de 0° .

Así, determinadas estas dos variables, se procede al cálculo de los límites de inclinación máximos y mínimos que se han de respetar, por si por cualquier circunstancia no resulta posible ajustarse a la inclinación ideal. En este sentido, se han de considerar las pérdidas máximas por este concepto, que según el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red" son del 10%. Con este dato así, hay que ir a la ilustración X.

Con un ángulo de acimut de 0° y una inclinación de $41,36^\circ$, la situación dentro de dicho gráfico corresponde de forma aproximada al punto negro en ella situado. Atendiendo a este acimut y con el porcentaje del 10%, se obtienen dos extremos, uno en torno a 60° de inclinación y otro alrededor de unos 7° . Por tanto, atendiendo a la expresión que marca el CTE, los límites de inclinación que nunca se deben superar son:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{inclinación máx}(\varphi = 41,36^\circ) - (41,36^\circ - \text{latitud}) = 60^\circ - (41,36^\circ - 41,36^\circ) = 60^\circ \quad (1)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{inclinación mín}(\varphi = 41,36^\circ) - (41,36^\circ - \text{latitud}) = 7^\circ - (41,36^\circ - 41,36^\circ) = 7^\circ \quad (2)$$

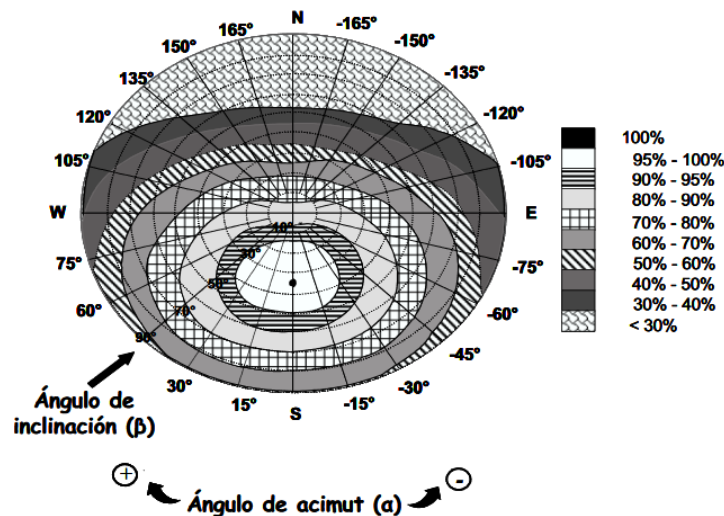


Ilustración 23. % de energía respecto al máximo como consecuencia de inclinación y orientación

FUENTE: CTE DB_HE 5

Se debería aplicar ahora un determinado factor de corrección k que tenga en cuenta esta inclinación presente. Dicho factor relaciona la energía total que por día incide sobre una superficie orientada hacia el ecuador inclinada un ángulo concreto, y otra que se encuentre en horizontal.

El cálculo se basará en multiplicar la irradiación sobre superficie horizontal según el mes, por el factor k . Se ha de señalar en este punto, que el ángulo estándar de referencia más cercano a $41,36^\circ$ es de 40° , por lo que sería necesario interpolar dentro de dicha tabla.

A pesar de que este coeficiente es recomendable, para el presente trabajo no se ha hecho uso del mismo, debido a la gran cantidad de incertidumbres que se presentan a lo largo del proyecto y que en suma, generan igualmente unos resultados aproximados. Además, dado que entre otros aspectos, la finalidad del proyecto de cara a la empresa CEDER, es hacerse una idea general de lo aquí estudiado, no resulta necesario trabajar con datos excesivamente precisos.

Respecto a las pérdidas por sombra, al no haber edificios alrededor ni objeto alguno que pueda interferir en la llegada de la irradiación a la placa fotovoltaica situada sobre el tejado, este apartado se considerará nulo. Hay que señalar sin embargo, que una mala colocación de las placas podría ocasionar sombras entre ellas mismas, así que se deberá respetar una distancia mínima de separación entre filas que depende de la inclinación del panel, la altura mínima del sol al mediodía solar, y la longitud del panel, de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{distancia entre filas} = d = \frac{\text{sen}(\beta) \cdot h}{\text{tg}(H_M)} \quad (3)$$

Donde:

h = longitud del panel fotovoltaico

H_M = altura mínima del sol al mediodía solar = $(90^\circ - \varphi) - 23^\circ = 90^\circ - 41,36^\circ - 23^\circ = 25,64^\circ$

Al no disponer todavía de la información relativa a la longitud de la placa fotovoltaica, se pospone este cálculo para cuando se vaya a realizar la instalación, en el supuesto de que esta se llegue a implementar.

3.1.3. CARACTERÍSTICAS PANELES FOTOVOLTAICOS

A la hora de valorar las diferencias entre paneles fotovoltaicos, existe una gran cantidad de variables que se pueden tener en cuenta, no obstante, las más relevantes desde un punto de vista técnico, son 6:

1. Estructura cristalina

En el apartado 2.5.1. se hace ya mención a esta característica. Las células de silicio que componen los paneles pueden presentarse en el mercado como monocristalinas o policristalinas, obteniéndose un rendimiento algo mayor en estas primeras. La diferencia no

suele ser tan grande como para que suponga un factor de demasiado peso, a no ser que el espacio disponible sea pequeño, y haya que optimizarlo energéticamente en consecuencia para cubrir la demanda de consumo.

1. Potencia

A la potencia teórica de salida se le suele conocer como capacidad del panel. Llegar a dicho valor marcado por el fabricante resulta complicado ya que está medido en condiciones óptimas de trabajo estándar (STC), no obstante, es de utilidad a la hora de comparar a igualdad de tamaño.

2. Respuesta eléctrica a temperatura nominal de trabajo

Ciertas placas solares sufren una disminución importante de su rendimiento cuando no trabajan bajo estas condiciones estándar, por ello, la respuesta real a las condiciones nominales marcará la potencia útil que se tiene en realidad. Es frecuente obtener valores entorno un 30% inferiores a su capacidad teórica.

3. Características térmicas

Probablemente sea el más significativo. En las fichas técnicas aparecen un conjunto de variables en relación a la respuesta térmica de la placa. De entre ellas, el coeficiente de temperatura y el llamado NOCT, son los que más implicación tienen.

El coeficiente de potencia ofrece una estimación de la pérdida de potencia por grado centígrado que se vaya alejando la temperatura de la célula del ideal (25°C). Por su parte, el NOCT (Nominal Operation Cell Temperature), hace referencia a la temperatura alcanzada por las células de trabajo en un ambiente de unos 20°C. A menor NOCT, más rendimiento, debido justamente al propio coeficiente de potencia.

4. Tolerancia

Es la variación de potencia que sufre cada placa fotovoltaica, en relación a su potencia de salida ideal, debido a la posible pequeña degradación de los materiales de los que está compuesta, por fallos o leves desviaciones en el proceso de fabricación. Se acostumbra a poner una tolerancia de $\pm 5\%$, hecho que puede repercutir sustancialmente en el ratio €/W. Las marcas de más prestigio del mercado garantizan una mínima potencia al indicar una tolerancia siempre positiva.

5. Eficiencia

En términos de placas fotovoltaicas la eficiencia es la potencia teórica capaz de generar 1 metro cuadrado de panel al recibir una irradiación solar de 1000 W/m². Al igual que la estructura cristalina, esta variable sólo supone una ventaja significativa en casos de necesidad de optimización del espacio, ya que un leve aumento de la eficiencia, suele suponer un incremento de coste no proporcional a ese aumento. Los valores medios de eficiencia oscilan en torno a un 15%, siendo los máximos alcanzados un 22-23%.

3.2. ANÁLISIS DE DATOS

Todos los datos con los que se trabaja en este proyecto pertenecen a una base de datos con la que contaba el CEDER, dado que como centro de investigación, registra diariamente un conjunto de variables meteorológicas para después poder emprender diversos estudios. En lo relativo a la energía solar, la variable de interés es la irradiación solar, medida en W/m^2 .

3.2.1. PROBLEMÁTICA DEL ANÁLISIS

El trabajo de recopilación de los datos que han servido de utilidad ha sido una tarea ardua, debido a la gran cantidad de tiempo que ha supuesto ordenarlos de una manera relativamente clara para poder comenzar su análisis. Inicialmente, el centro tenía todo el registro en Access, en carpetas ordenadas por anualidades. Tras aplicar una serie de filtros de forma que quedase solo la información relativa a la irradiación, se fue traspasando esta poco a poco a Excel, agrupándola según años y meses, para después desde ahí, empezar ya con las consideraciones que se creyesen oportunas. Durante este proceso, se presentaron dos problemas o inconvenientes principales que retrasaron significativamente un avance rápido de cara al análisis.

Numero de estación	Fecha	Parámetro	Cálculo	Valor	Control
325	05/07/2006 15:20:00	1	1	13.20305	0
325	05/07/2006 15:20:00	1	4	13.27767	0
325	05/07/2006 15:20:00	1	5	13.13613	0
325	10/08/2006 9:20:00	1	1	14.53011	0
325	10/08/2006 9:20:00	1	4	14.71086	0
325	10/08/2006 9:20:00	1	5	13.09551	0
325	05/07/2006 15:20:00	2	1	0	0
325	10/08/2006 9:20:00	2	1	19.69607	0
325	05/07/2006 15:20:00	4	2	0	0
325	05/07/2006 15:20:00	4	4	0	0
325	10/08/2006 9:20:00	4	2	0	0
325	10/08/2006 9:20:00	4	4	0	0
325	05/07/2006 15:20:00	5	1	0	0
325	05/07/2006 15:20:00	5	4	0	0
325	10/08/2006 9:20:00	5	1	157.2987	0
325	10/08/2006 9:20:00	5	4	187.4031	0
325	05/07/2006 15:20:00	6	1	60	0
325	05/07/2006 15:20:00	6	4	60	0
325	05/07/2006 15:20:00	6	5	60	0
325	10/08/2006 9:20:00	6	1	23.04669	0
325	10/08/2006 9:20:00	6	4	60	0
325	10/08/2006 9:20:00	6	5	18.28949	0
325	05/07/2006 15:20:00	7	1	0	0
325	05/07/2006 15:20:00	7	4	0	0
325	05/07/2006 15:20:00	7	6	0	0
325	10/08/2006 9:20:00	7	1	3.346277	0

Ilustración 24. Muestra de cómo se presentan los datos en Access. FUENTE: CTE DB_HE 5

ALTO NÚMERO DE DATOS:

En primer lugar, el número total de datos registrados sobrecargaba la capacidad de almacenamiento de Excel ralentizando el procesamiento de cálculos, selección de casillas u orden cualquiera que se le diese en determinados momentos. Aunque este problema se manifestó de forma mucho más intensa en el análisis de velocidad del viento para el apartado de eólica, aquí también supuso un factor en contra. En el registro inicial de partida, la frecuencia

de captación es de 1 dato cada 10 minutos, siendo en realidad este dato o valor, un promedio diezminutal. En consecuencia, al tratar con ordenadores de escasa potencia, y tenerse información desde 2006, el proceso general de análisis fue lento.

Se ha de señalar a este respecto, que aunque desde un punto de vista práctico, un estudio de los últimos dos o tres años hubiera sido suficiente, se tuvo también en consideración el resto de anualidades, a modo de actividad de orden y filtración de datos para uso del propio centro, así como de apoyo para aquellos meses en los que, fruto de algún error técnico, no se cuenta con registros completos, completándose en aquellos casos entonces los datos faltantes, con los promedios derivados de otros años.

DIFERENTES ESTACIONES

En lo relativo al segundo inconveniente planteado, está el hecho de que el registro de datos de irradiación solar se obtuvo con el empleo de 2 estaciones meteorológicas distintas. Se tuvo en consecuencia que determinar si las diferencias técnicas y de localización de una estación frente a otra supusieron una variable significativa, además de establecer cual registraba con más precisión, en caso de que sí hubiese notables diferencias en los valores obtenidos.

Para ello se realizó un pequeño estudio con el programa Minitab 17, analizando intervalos de tiempo en los que se tenían registrados datos con ambas estaciones.

En primer lugar se realiza un análisis de fiabilidad no paramétrico por variable mediante el estimador Kaplan-Meier, creando una variable denominada "estación", con dos valores cualitativos ("1" y "2"), y estableciendo la hipótesis inicial de que los dos son iguales. Minitab muestra lo siguiente:

Test Statistics			
Method	Chi-Square	DF	P-Value
Log-Rank	1,18604	1	0,276
Wilcoxon	0,01900	1	0,890

La aceptación o rechazo de la hipótesis inicial planteada se decide en función del p-valor, así, si este es mayor de 0,01 no se puede rechazar. Como se puede observar, independientemente del método seguido para la estimación, el p-valor indica que no se puede rechazar que los dos valores de estación sean iguales, es decir, que pueda o no pueda haber diferencias significativas en los resultados según este valor.

Para afianzar este resultado, se decide crear un modelo de regresión, para analizar la relación entre dos variables que van tomando distintos valores. Así, se crea una primera variable llamada "radiación" y una segunda denominada "estación" que puede asociarse con un "1" o un "2" como se ha comentado, según si es una u otra estación, siendo por tanto una variable cualitativa, no cuantitativa.

El modelo planteado es el siguiente: $\mu = \beta_0 + \beta_1 * \text{variable estación}$, donde β_0 representa la intersección entre la variable estación y μ que es la radiación solar. β_1 es el parámetro para medir la influencia de la variable estación

Dentro del programa Minitab, en estadística/confiabilidad y supervivencia/regresión con datos de vida útil, se ejecuta el análisis:

- Se observa en primer lugar, que los datos registrados por la estación 465 presentan una media superior en 23 unidades a la de la estación 325, lo que no supone una desviación demasiado grande ni una media alta para los datos que se tienen de años anteriores en las fechas del estudio comparativo.
- La tabla de regresión muestra unos p-valores altos. En este caso, la hipótesis inicial debe ser que $\beta_1 = 0$:

Predictor	Coef	Standard Error	Z	P	95,0% Normal CI	
					Lower	Upper
Intercept	456,381	13,6777	33,37	0,000	429,574	483,189
ESTACIÓN	23,8889	19,5145	1,22	0,221	-14,3589	62,1366
Scale	47,4705	4,52165			39,3863	57,2140

- Puede verse que el p-valor para "ESTACIÓN" es 0,221 por lo que se puede aceptar que $\beta_1 = 0$, lo que implica que no tiene porqué influir la estación en los resultados

Sin embargo, la estación 325 se adapta algo mejor a los valores de anualidades anteriores, y se ajusta a su vez mejor a las distintas distribuciones probabilísticas a las que se les han sometido, presentando siempre un parámetro Anderson-Darling (AD) menor. Esto quiere decir que tiene tendencia a sufrir menos variaciones bruscas por posibles errores en las mediciones.

Por este motivo, se escoge dicha estación como fuente de datos para la radiación solar.

3.2.2. PRESENTACIÓN DE DATOS

Se presentan a continuación los datos de irradiación solar sobre superficie horizontal medidos en W/m^2 . En su momento, estos datos habrá que pasarlos a unidades de energía, es decir, Wh/m^2 , no obstante, en valor absoluto se tendrá la misma cantidad ya que el registro original trabaja con datos diezminutales promedio.

Determinadas anualidades no disponen de datos para ciertos meses, en dichos casos, el valor indicado será de 0. Se han tenido en cuenta a su vez los valores offshore.

De este modo:

MES	RADIACIÓN (W/m2)
ENERO	84.68175
FEBRERO	117.5965
MARZO	164.927
ABRIL	203.3194
MAYO	243.6056
JUNIO	291.8678
JULIO	309.0632
AGOSTO	271.3706
SEPTIEMBRE	205.337
OCTUBRE	140.799
NOVIEMBRE	89.312
DICIEMBRE	67.512
MEDIA ANUAL	182.4493042
RADIACIÓN TOTAL	9589535.427

Tabla 1. Media anual de radiación solar. FUENTE: elaboración propia

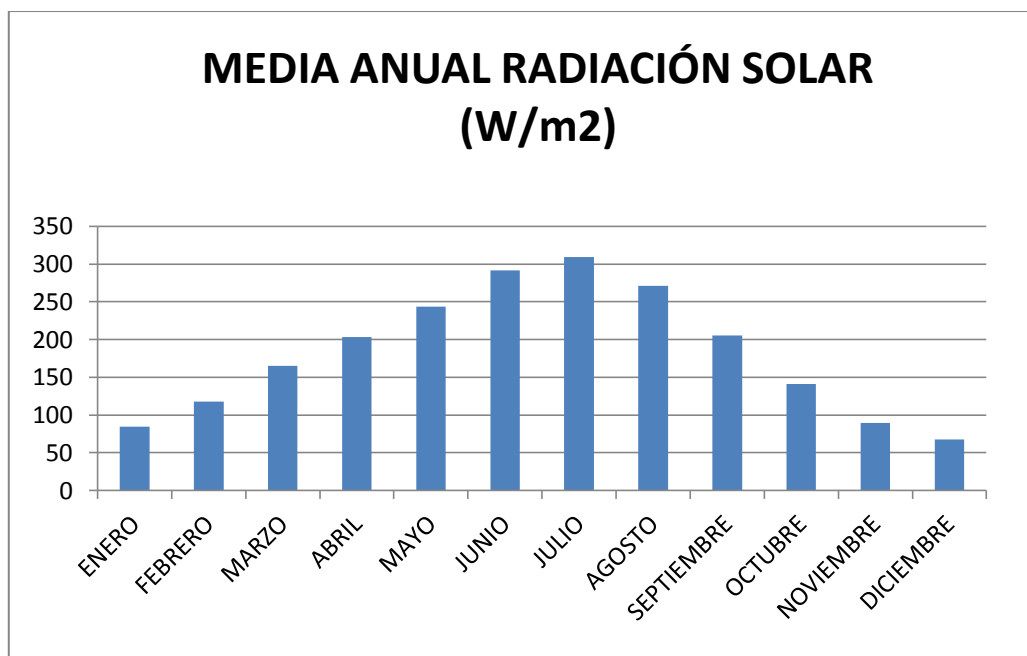


Ilustración 25. Media anual de radiación solar. FUENTE: elaboración propia



4. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

Señalar que un anemómetro de cazoletas basa su registro en el número de revoluciones por segundo que electrónicamente son registradas, de las propias cazoletas que captan el viento. Es el método más empleado en la actualidad por su buena fiabilidad general y su coste de mercado.

Respecto a la localización de la torre, se ha de decir que para lo que es el registro de datos fiables, no está en el lugar idóneo. Como se ha comentado, tiene el edificio del departamento al Este a escasos metros, un árbol de considerables dimensiones a unos 33,5 metros a 18°N y unos tanques de propano a unos 70 metros dirección Oeste. Su emplazamiento, es debido a un proyecto de caracterización de flujos turbulentos, que tuvo en el CEDER hace años.

Por su parte, en la actualidad, no es aconsejable usar la torre anemométrica del edificio ya que tiene una frecuencia de muestreo de 20 Hz. Eso supone que cada día hay más de 1728000 datos de cada variable. Se usa para hacer estudios CFD, no para estudios energéticos.

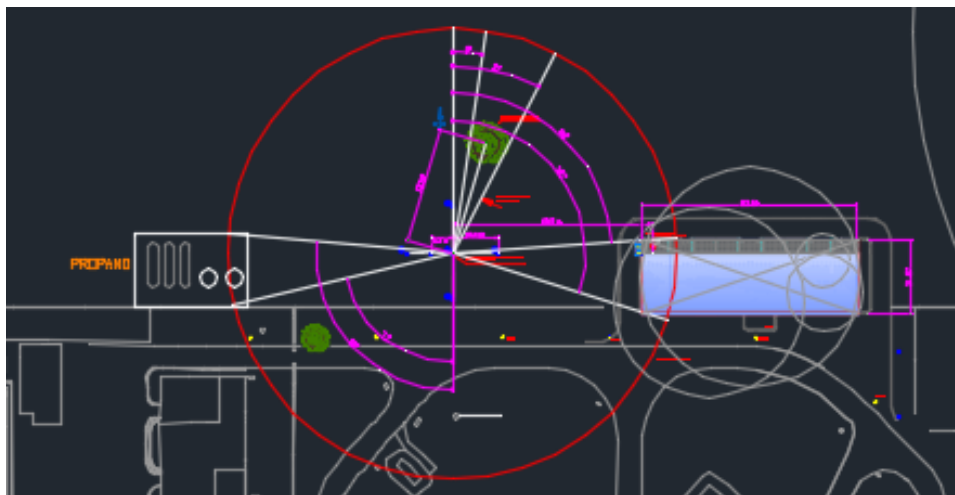


Ilustración 27. AUTOCAD DEL EMPLAZAMIENTO DE LA TORRE. FUENTE: CEDER

4.1.2. RUGOSIDAD

La rugosidad de un terreno es fruto de las irregularidades que este presenta, por lo que cuantificar este concepto es un trabajo difícil y aproximado. En relación a la velocidad del viento, tiene gran transcendencia ya que a alturas bajas, la fricción que ejercen los obstáculos en el camino modifica su valor y dirección, creando incertidumbres y turbulencias que dificultan un buen tratamiento de datos.

A nivel general, a mayor rugosidad, más cantidad de obstáculos y mayor ralentización del viento en consecuencia. En este sentido, los valores límite los suelen aportar por bajos, las superficies llanas con hierba o sobre todo hielo; y por altos, los bosques frondosos o los terrenos urbanos con edificios cada pocos metros.

En el sector eólico respecto a este concepto se suelen diferenciar dos apartados, ligeramente distintos. La rugosidad en sí, definida como una longitud o altura respecto al nivel de suelo, hasta que la velocidad es nula. Y el exponente de Hellmann. Este exponente deriva de la ley

exponencial de Hellmann para la determinación de la variación de la velocidad media a largo plazo con la altura, representada matemáticamente de la siguiente manera:

$$\frac{V_A}{V_B} = \left(\frac{H_A}{H_B} \right)^\alpha$$

(4)

Donde:

V_A = velocidad de viento a altura H_A

V_B = velocidad de viento a altura H_B

α = exponente de Hellmann

Aplicando logaritmos a esta expresión se despeja el exponente de Hellmann. Para el presente trabajo se ha hecho uso del concepto de rugosidad partiendo de esta fórmula, en lugar de como altura respecto al suelo. Se ha de señalar, no obstante, que existen otros métodos de cálculo más precisos, pero estos precisan de modelos matemáticos y de un software avanzado de que no se disponía.

La manera comúnmente utilizada para representar esta rugosidad es lo que se conoce como rosa de los vientos, en la que se representa el valor de rugosidad respecto a las direcciones cartográficas, divididas en 16 sectores de 22,5° cada uno. Así, recopilando los datos del anemómetro de 5,7 metros de la torre anemométrica, se ha obtenido la siguiente rosa de los vientos:

Rugosidad según dirección viento

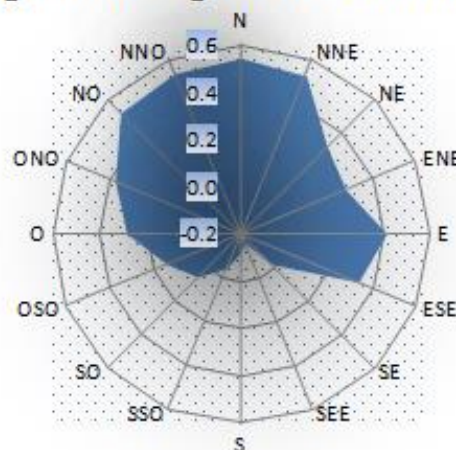


Ilustración 28. Rosa de los vientos de la rugosidad. FUENTE: elaboración propia

La rugosidad media del conjunto es: 0,264

4.1.3. FRECUENCIA Y VELOCIDAD SEGÚN DIRECCIÓN

La influencia de la dirección predominante de viento es considerable. Es un aspecto que se tiene en cuenta a la hora de pensar el emplazamiento, tanto de una torre meteorológica como de un aerogenerador, dado que una zona "limpia" libre de obstáculos en dicha dirección, facilita la llegada de viento a mayor velocidad y sin turbulencias, lo que normalmente se traduce en un aumento del rendimiento y de la potencia eólica.

Del mismo modo, conocer las zonas de viento menos frecuentes, así como la velocidad media a la que tiende a llegar según direcciones, posibilita una toma de decisión más fiable y seguro. Debido a ello, se han calculado la frecuencia y velocidad de viento según direcciones. Se recuerda que esta medición corresponde al anemómetro de cazoletas de 5,7 metros de altura. Mediante la fórmula de Hellmann y la rugosidad, sus valores serán extrapolables a otras alturas.

Velocidad (m/s) según dirección

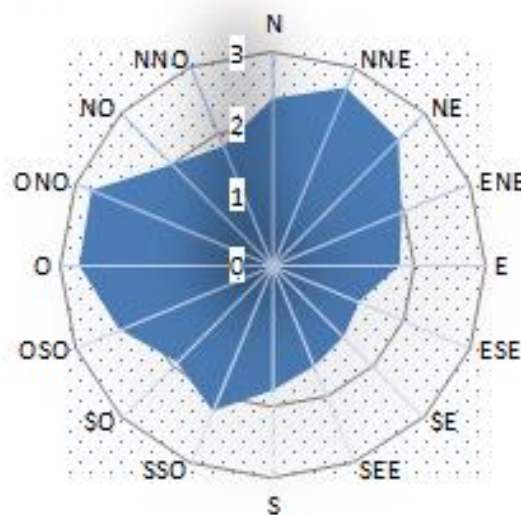


Ilustración 29. Rosa de los vientos velocidad según dirección. FUENTE: elaboración propia

Frecuencia (%) dirección viento

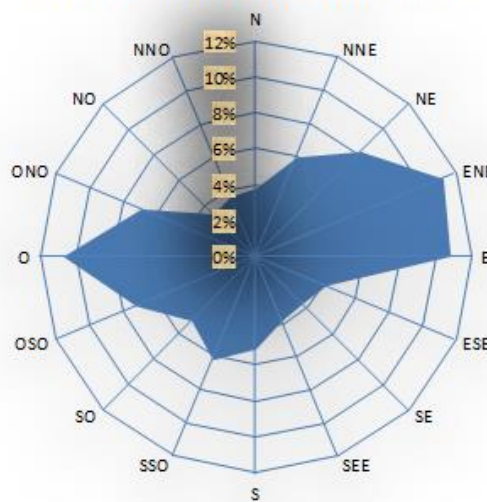


Ilustración 30. Rosa de los vientos de frecuencia según dirección. FUENTE: elaboración propia

Respecto a la rosa de los vientos de frecuencia según dirección, destaca que el viento predominante es el procedente del Este, del Oeste y sobre todo del Estenordeste. Por su parte toda la zona comprendida entre Oeste Noroeste y el Noreste, así como prácticamente todo el Sur, reciben una cantidad de viento bastante menor.

Respecto a la rosa de velocidad de viento, se ha de comentar primero, que para poder extrapolar valores con los que trabajar con el menor error posible, se ha aplicado un determinado coeficiente de corrección según la procedencia del viento, atendiendo a la cercanía de los obstáculos que rodean a la torre meteorológica. Este hecho, inicialmente no estaba previsto, pero al analizar los datos de viento de distintos años de dirección Norte, donde se sitúa un árbol tal como se aprecia en la Ilustración 30, se fue viendo que la velocidad de ahí procedente iba disminuyendo a medida que el árbol y sus ramas crecían poco a poco.

Así, basándose en experiencia previas, desde el departamento se decidió aplicar unos coeficientes oscilantes entre 1-1,2. De este modo, la rosa muestra como el viento procedente de Norte a Estenordeste y de Sursuroeste a Oeste Noroeste adquiere una mauro velocidad media. Según estos datos y la frecuencia de cada dirección, la velocidad media a una altura de 5,7 metros se ha deducido que es de: 2,188 m/s.

La siguiente tabla muestra el resumen de los datos analizados:

DIRECCIÓN	ÁNGULOS (º)	VALOR MEDIO RUGOSIDAD	VALOR MEDIO VELOCIDAD (m/s)	FRECUENCIA (%)
N	(-11.25,11.25)	0.542	2.348	100.000
NNE	(11.25,33.75)	0.522	2.705	98.049
NE	(33.75,56.25)	0.316	2.502	92.077
ENE	(56.25,78.75)	0.282	1.962	83.845
E	(78.75,101.25)	0.417	1.786	72.575
ESE	(101.25,123.75)	0.339	1.318	61.761
SE	(123.75,146.25)	-0.017	1.416	57.525
SEE	(146.25,168.75)	-0.157	1.531	53.839
S	(168.75,191.25)	-0.123	1.758	49.992
SSO	(191.25,213.75)	-0.041	2.216	44.843
SO	(213.75,236.25)	0.059	1.915	38.616
OSO	(236.25,258.75)	0.139	2.343	33.560
O	(258.75,281.25)	0.285	2.729	26.355
ONO	(281.25,303.75)	0.378	2.765	15.657
NO	(303.75,326.25)	0.522	2.010	8.770
NNO	(326.25,348.75)	0.533	1.814	5.441

Tabla 2. Tabla resumen de frecuencia y velocidad según dirección. FUENTE: elaboración propia

4.1.4. PERFIL VERTICAL

Como ya se ha comentado, el rozamiento que generan los obstáculos del terreno con la corriente de aire, afecta a su movimiento, gradiente de temperatura y velocidad, ocasionando que el perfil vertical del viento que se pueda representar, no sea constante, sino creciente exponencial con la altura. El hecho de que este perfil disminuya conforme se acerca al suelo, se denomina cizallamiento del viento.

Este cizallamiento además de al emplazamiento, afecta en gran manera al diseño de los rotores de los aerogeneradores, ya que es el responsable de que durante el movimiento de rotación de las palas, las fuerzas que actúan en la parte inferior del giro sean significativamente menores que en la parte más alta, algo que puede crear una diferencia de tensiones que repercute en la estabilidad y mantenimiento de la propia pala.

Por ello, un perfil de velocidades o perfil vertical que ponga de manifiesto el gradiente de la velocidad con la altura, es un elemento a tener en cuenta. Para su cálculo, de nuevo se utiliza la ley exponencial de Hellmann, junto con la velocidad media, rugosidad media, y la altura de 5,7 metros. Así:

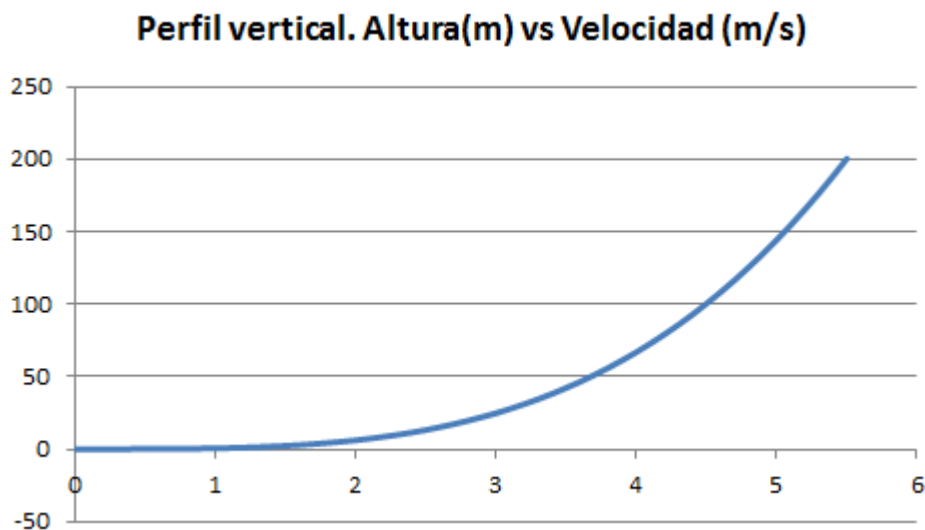


Ilustración 31. Perfil vertical. FUENTE: elaboración propia

4.1.5. OTROS FACTORES

Además de los mencionados factores o aspectos que se deben tener en consideración, en lo relativo al funcionamiento de los sistemas eólicos, hay una gran variedad de factores que afectan pero que por no excederse en las explicaciones, no se han descrito. A continuación, no obstante, se enumeran algunos de ellos:

- Cambios bruscos en la dirección del viento
- Densidad del aire
- Frecuencia con la que se dan condiciones de viento consideradas como extremas
- Hielo, nieve, lluvias fuertes, arena, granizo, ...
- Interacción entre estelas generadas por aerogeneradores cercanos

4.2. ANÁLISIS DE DATOS

En el presente punto se exponen los datos relativos a la velocidad media del viento a lo largo de la anualidad 2015, que será la empleada para el estudio final por cantidad total de datos de irradiación, consumo eléctrico y velocidad de viento.

La exposición de los datos que se presenta va en relación a la frecuencia con la que por mensualidades se supera un determinado valor en m/s. Al organizarse la información de esta manera, se facilita notablemente el posterior tratamiento para el cálculo de la potencialidad energética por aerogeneradores, imprescindible en el proyecto, y que se desarrollará en siguientes apartados.

Tal como ya se ha comentado, el análisis de datos de velocidad del viento ha supuesto una gran inversión de tiempo. Al igual que con la irradiación solar, los datos provenían de la base central en Access de la que dispone el CEDER, teniéndose un registro por cada minuto en este caso. De este modo, los cálculos posteriormente hechos con Excel, fueron lentos y ralentizaron el avance de este proyecto.

Se presenta así, la base de datos de la que se ha partido para realizar los posteriores estudios de análisis de aerogeneradores, flujo de aire, emplazamiento y optimización mediante el programa Homer.

Tal como se ve en las siguientes tablas y gráficos, la velocidad registrada a esta altura de 5,7 metros no es muy alta, superándose los 4 m/s apenas un 11,5% del tiempo, y solo un 40% los 2 m/s. Valores superiores a 6 m/s, solo se superan en 1,3% del tiempo total. Cuando estos datos se extrapolen a alturas superiores que serán las consideradas dentro del estudio del emplazamiento, estos valores de velocidad serán bastante mayores, llegando incluso a la conclusión de que el recurso eólico medio del que dispone la zona, resulta bastante aceptable para un aerogenerador.

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	79.181
1	67.792
1.43	56.227
2.07	40.696
2.54	31.435
3.05	22.950
3.52	16.505
3.98	11.404
4.49	7.148
4.99	4.272
5.5	2.393
5.99	1.293
6.49	0.671
7	0.342
7.5	0.182
8	0.104
8.5	0.060
8.98	0.033
9.49	0.018
10.01	0.009
10.5	0.005
10.99	0.002
11.51	0.001
11.99	0.000

Tabla 3. Velocidad viento anualidad 2015. FUENTE: elaboración propia

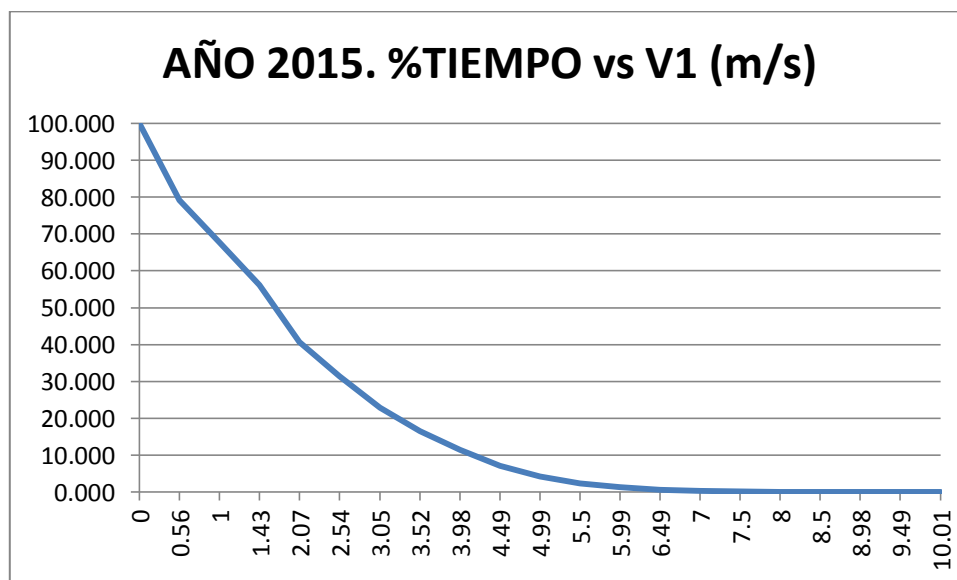


Ilustración 32. Velocidad viento anualidad 2015. FUENTE: elaboración propia



5. NECESIDADES ENERGÉTICAS

5.1. INTRODUCCIÓN

Este apartado permite conocer la demanda energética que tiene el edificio, aspecto que junto al recurso eólico y el solar, forman la base numérica del proyecto. Para este caso, la base de datos de la que proviene la información es de un archivo Excel con registros cada minuto de tensión, intensidad de corriente, factor de potencia, potencia reactiva, potencia aparente y la hora y fecha del instante determinado.

La manera de proceder ha sido mediante uso del factor de potencia y la potencia aparente, determinar luego la potencia activa. Se recuerda que el factor de potencia es una relación entre la potencia activa y la aparente de un sistema eléctrico, aportando información de la capacidad resistiva y de absorber potencia activa. Un factor de potencia igual a 1, indica que toda esa potencia aparente, es en realidad potencia activa.

Se ha de comentar que la potencia reactiva que aparece en determinados momentos se debe a la presencia de un SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpida) que se tiene en el centro, que puede estar haciendo tareas de ecualización de las baterías que tiene y consume reactiva para ello.

Con esto presente, los puntos de consumo que se dan en el edificio son los siguientes:

- Alumbrado interior de pasillos
- Alumbrado de despachos, almacenes y laboratorios
- Luces de emergencia
- Ensayos de palas de aerogeneradores
- Ensayos de generadores
- Otros ensayos
- Máquina de agua de la segunda planta
- Cochera de acceso al taller
- Ordenadores y demás dispositivos electrónicos

En relación al consumo, debido a los distintos horarios y carga de proyectos que se tienen entre el horario de verano y el de invierno, la potencia aparente total en invierno es bastante superior a la de verano.

También, dentro del análisis de datos, se han de destacar aquellos momentos puntuales en los haya habido consumos pico. Esto es, porque de acuerdo con el RD 900/2015 ya explicado, se recuerda que para determinados peajes de tipo 2.X, es obligatorio contar con un interruptor de control de potencia ICP que corte la luz cada vez que se sobrepasase un consumo de potencia eléctrica procedente de la red, superior a la potencia contratada.

Por tanto, y dado que los picos de potencia se tienen durante ensayos que no se pueden cortar si se quiere conseguir resultados de ellos, es necesario conocer estos valores picos de consumo, ver si en dichos instantes se puede abastecer ese pico con recurso eólico y/o solar, y analizar en consecuencia, cuál es la estimación del número de veces que a lo largo de un año, se va a sobrepasar el consumo de potencia de red eléctrica superior a la potencia contratada. Esta estimación, se realiza en siguientes apartados.

5.2. PRESENTACIÓN DE DATOS

5.2.1. ANUALIDAD 2015

POTENCIA APARENTE (VA) vs FECHA 2015:

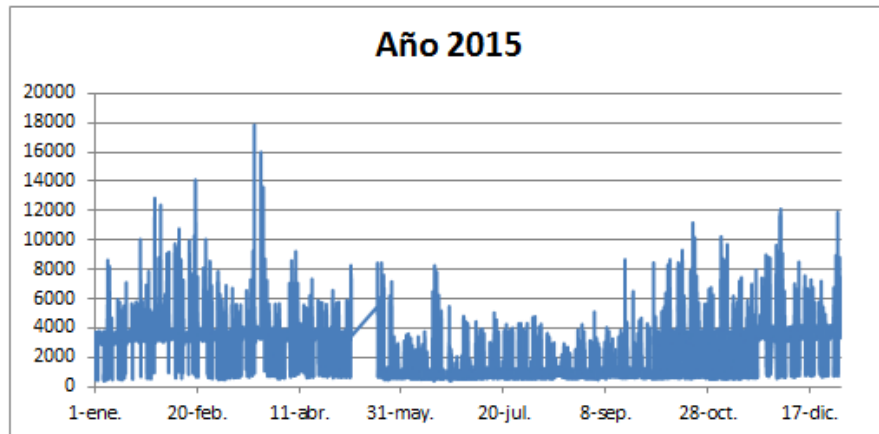


Ilustración 33. Potencia aparente año 2015. FUENTE: elaboración propia

El gráfico muestra una clara diferencia entre el horario de invierno (15 de septiembre – 15 de junio) y el de verano (15 de junio – 15 de septiembre). El de verano presenta un consumo pico medio de unos 4000 VA mientras que el invierno asciende con frecuencia a valores sobre los 7000-8000 VA.

El resumen de datos es el siguiente:

- Potencia aparente total anual consumida: 603168750 VA
- Potencia activa total consumida: 409786817,1 W
- Consumo pico: 17842 VA
- Consumo basal: 1380 VA

POTENCIA APARENTE (VA) vs HORAS

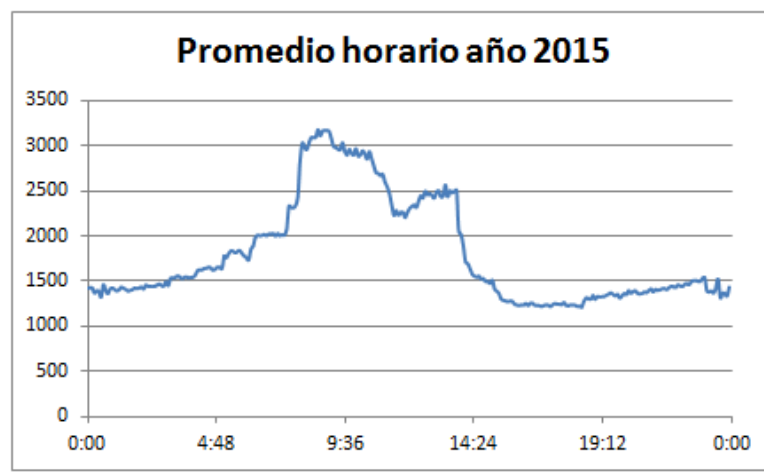


Ilustración 34. Potencia aparente por horas año 2015. FUENTE: elaboración propia

En esta gráfica se observa claramente el consumo basal comentado. Entre las horas 8:30h – 11h, se aprecian los consumos máximos. Esto es debido a que en los días en los que se tiene previsto realizar un ensayo, todo el equipo y entorno necesarios suelen ser preparados el día anterior, de esta forma, a primera hora de la mañana es cuando se suelen ejecutar la mayor parte de los trabajos prácticos.

Además, se observa como hay un marcado valle entre las 10:45h – 11:45h. Su motivo es el descanso de 20-30 minutos que suelen tomarse los ingenieros entre dicho periodo. A partir de la 13:30h aproximadamente no se suele dar inicio a nuevos ensayos, y empieza entonces el consumo basal hasta la apertura de nuevo del centro a las 7:45h.

FACTOR DE POTENCIA vs HORAS:

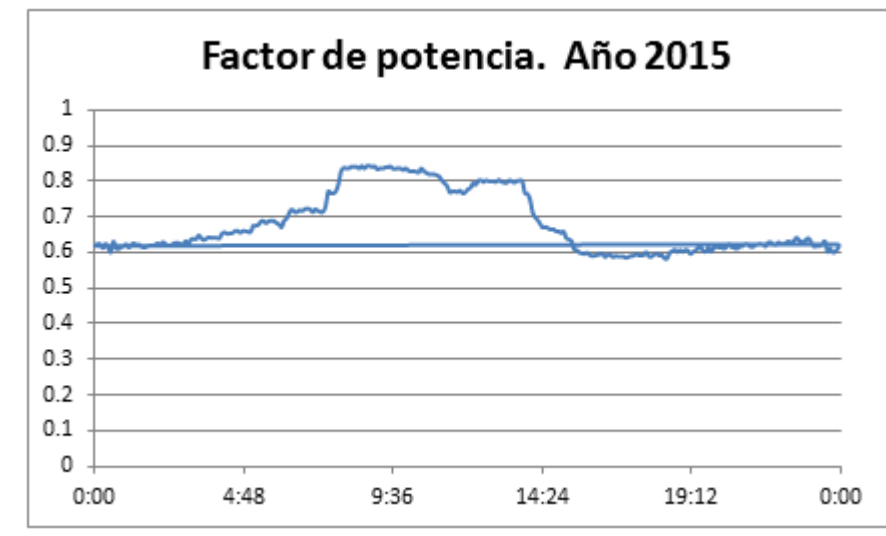


Ilustración 35. Factor de potencia por horas año 2015. FUENTE: elaboración propia

Debido al consumo de potencia reactiva comentado, durante las horas no laborables el factor de potencia toma valores muy bajos en torno a 0,6. No obstante, en periodos de actividad en la empresa, asciende a una media de 0,75 con valores incluso sobre los 0,85 entre la apertura y las 11h. El valor medio anual es de 0,67939.

5.2.2. HORARIO DE INVIERNO

El horario de invierno Incluye el periodo del 15 de septiembre al 15 de Junio. Tras analizar los datos se tiene:

POTENCIA APARENTE (VA) vs FECHA 2015

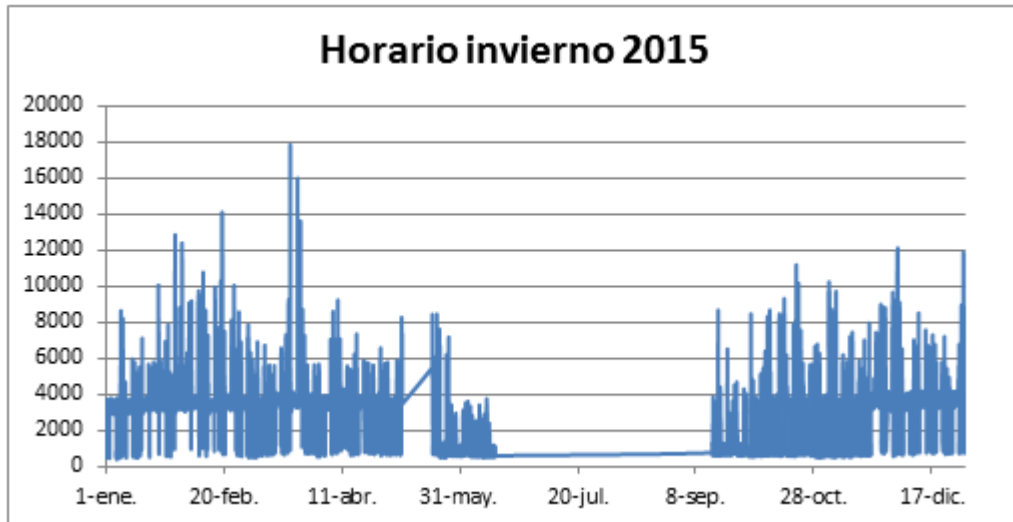


Ilustración 36. Potencia aparente, horario invierno, por fecha año 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia aparente promedio consumida: 603168750 VA
- Consumo pico: 17842 VA
- Consumo basal: 1840 VA
- Factor de forma: 0,78

POTENCIA APARENTE (VA) vs HORAS 2015:



Ilustración 37. Potencia aparente, horario invierno, por horas año 2015. FUENTE: elaboración propia

5.2.3. HORARIO DE VERANO

El horario de verano Incluye el periodo del 15 de Junio al 15 de Septiembre. Tras analizar los datos se tiene:

POTENCIA APARENTE (VA) vs FECHA 2015

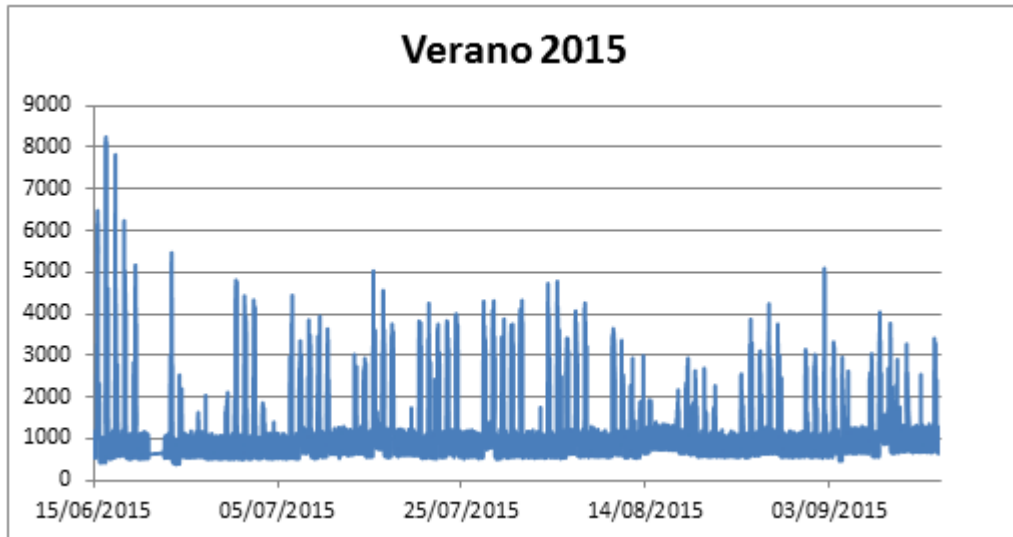


Ilustración 38. Potencia aparente, horario verano, por fecha año 2015. FUENTE: elaboración propia

POTENCIA APARENTE (VA) vs HORAS 2015:

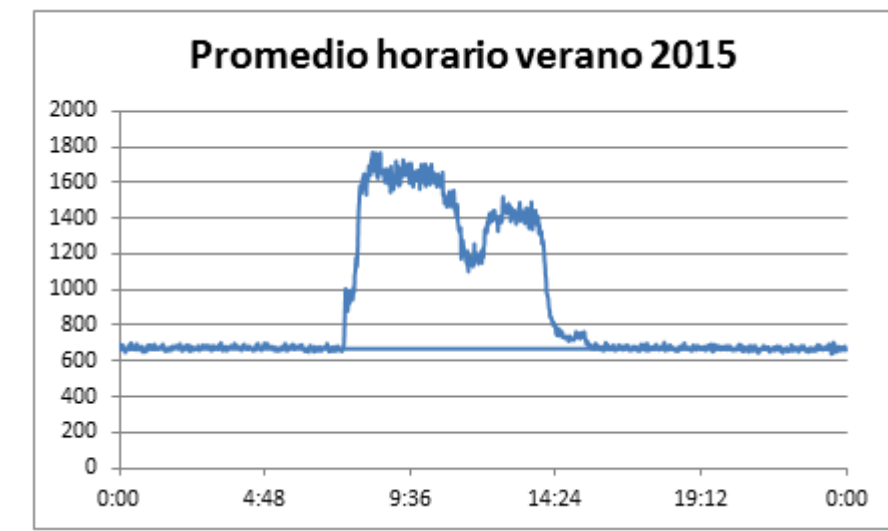


Ilustración 39. Potencia aparente, horario verano, por horas año 2015. FUENTE: elaboración propia

6. RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA. ESTUDIO PRINCIPAL

A continuación se presentan los apartados desarrollados con el fin de analizar el recurso eólico en profundidad

6.1. POTENCIALIDAD ENERGÉTICA

La potencialidad energética es la capacidad de producir energía. A nivel teórico se puede distinguir entre potencialidad energética del viento en sí mismo, sin tener en cuenta el aerogenerador con el que se trabaje, y potencialidad energética en relación a la energía que a través de un viento cualquiera, un aerogenerador es capaz de generar. En el presente proyecto se estudia esta segunda opción, dado que existen fuertes diferencias entre unos fabricantes y otros. Así, el objetivo es determinar la densidad de probabilidades ($f(v)$) de la variable "Velocidad de Viento", y multiplicarla por la potencia eléctrica resultante. Es decir:

$$\text{Potencialidad eléctrica} = f(v) \cdot \text{Pot. eléctrica}$$

(5)

Se va a proceder ahora a la explicación paso por paso del cálculo de esta potencialidad energética:

1. RELACIÓN POTENCIA (W) – VELOCIDAD (m/s)

Una de las primeras características técnicas que se tiene en consideración a la hora de analizar un aerogenerador, es su curva de potencia. De hecho, una de las labores fundamentales en las que se centra el trabajo del Departamento de Energía Minieólica del CEDER, es realizar ensayos para determinar la curva de potencia de distintos proveedores.

Esta curva te ofrece la potencia que se puede generar a nivel teórico a una determinada velocidad de viento. Es imprescindible para el cálculo de la potencialidad energética. Se coge del propio fabricante directamente. Se suele presentar de la siguiente manera:

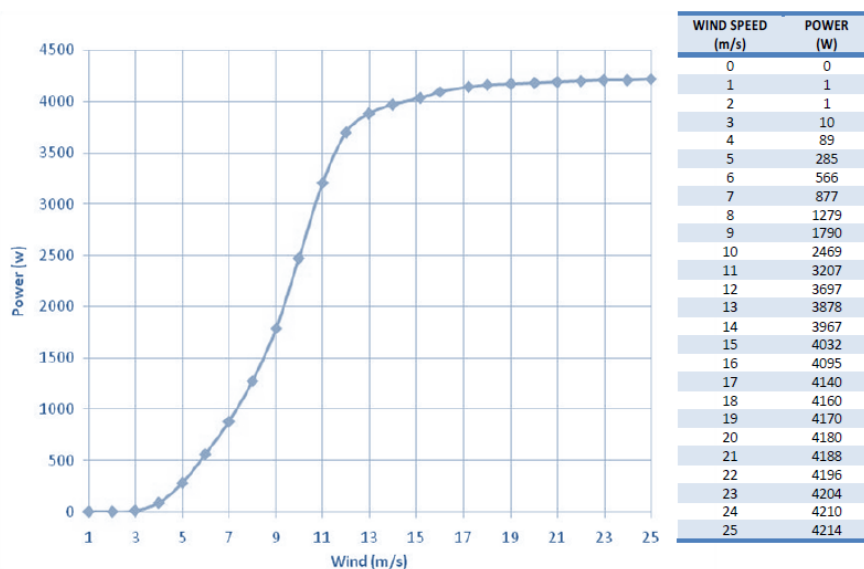


Ilustración 40. Curva de potencia Windspot 3,5KW certificada por el CEDER. FUENTE: WINDSPOT

2. DIFERENCIA DE PROBABILIDADES

Con esta diferencia se hallan los parámetros estadísticos de la distribución de probabilidades de la variable Velocidad de Viento. Este apartado permite conocer la frecuencia con la que se obtienen determinados valores de velocidad, algo que junto al cálculo de la potencia resultante a dichos valores según la curva de potencia anterior, permitirá obtener la potencialidad energética.

Con la experimentación, se ha comprobado que el viento se ajusta con cierta precisión a una distribución estadística Weibull, que es la que realmente proporciona la densidad de probabilidades expresada en la fórmula (x). Así, con este apartado se pretende preparar la base numérica con la que obtener los parámetros Weibull comentados, que son: factor de escala (c) y factor de forma (k).

Para ello, primero se ha de conocer la frecuencia con la que la velocidad de viento se encuentra entre dos valores concretos. Partiendo del registro de datos del punto 4.2. del presente proyecto, tomado a 5,7m del suelo, se hace uso de la siguiente expresión en Excel:

`=CONTAR.SI(A2:A343533,">="&C2)`

(6)

	A	B	C	D	E	F	G
1	V. baja corregida (m/s)		Velocidad (m/s)	Potencia (W)	Repeticiones	Percentil	Diferencia de prob
2	2.34737892		0	0	343532	100	0
3	2.44559412		1	1	240758	70.08313636	29.91686364
4	1.49837412		2	1	158161	46.03967025	24.04346611
5	0.04552212		3	10	95685	27.85330042	18.18636983
6	0.03638892		4	89	51855	15.09466367	12.75863675
7	0.03654972		5	285	23680	6.893098751	8.20156492
8	4.19897892		6	566	9070	2.640219834	4.252878917
9	0.03630972		7	877	2970	0.864548281	1.775671553
10	0.02665572		8	1279	895	0.260528859	0.604019422
11	2.18141172		9	1790	244	0.071026862	0.189501997
12	0.46403652		10	2469	71	0.020667653	0.05035921
13	0.36624252		11	3207	19	0.00553078	0.015136872
14	0.02661612		12	3697	5	0.001455468	0.004075312
15	0.02661612		13	3678	1	0.000291094	0.001164375
16	0.02761692		14	3967	0	0	0.000291094
17	4.88129412		15	4032	0	0	0
18	1.38303732		16	4095	0	0	0
19	0.41953572		17	4140	0	0	0
20	0.02673612		18	4160	0	0	0
21	1.32403572		19	4170	0	0	0
22	0.21539532		20	4180	0	0	0
23	0.02685612		21	4188	0	0	0
24	3.41632572		22	4196	0	0	0

Tabla 4. Tabla Excel para el cálculo de la potencialidad energética

Se aplica una condición de forma que solo cuente si entre las casillas A2-A343533 (base de datos), hay datos mayores o iguales que la casilla C2 (intervalos de velocidad del fabricante del aerogenerador para referenciar la curva de potencia).

De esta manera, se conoce la repetitividad de cada intervalo, su percentil o porcentaje de datos que son mayores que la velocidad que marca la columna "C", y la diferencia de probabilidades deseada, columna "G" que indica, tal como se ve en la ilustración (x), que por ejemplo, la probabilidad de que un dato se encuentre entre 0m/s y 1m/s a una altura de 5,7m de rotor, es de 29,91%

3. AJUSTE ESTADÍSTICO (PARÁMETROS WEIBULL)

Con el fin de obtener los parámetros estadísticos de factor de forma y factor de escala, se hace uso del programa de análisis matemático Minitab17. Se aplica así un estudio de confiabilidad y supervivencia de datos, con distribución de censura arbitraria paramétrica, asumiendo Weibull como distribución estándar:

- 1) Preparación de datos, con tres variables: INICIO, FIN, DIF.PROB

↓	C1	C2	C3
	INICIO	FIN	DIF. PROB
1	0	0	0.0000
2	0	1	29.9169
3	1	2	24.0435
4	2	3	18.1864
5	3	4	12.7586
6	4	5	8.2016
7	5	6	4.2529
8	6	7	1.7757
9	7	8	0.6040
10	8	9	0.1895
11	9	10	0.0504
12	10	11	0.0151
13	11	12	0.0041
14	12	13	0.0012
15	13	14	0.0003
16	14	15	0.0000

Tabla 5. Tabla Minitab17, preparación de datos FUENTE: elaboración propia

- 2) Análisis de confiabilidad:

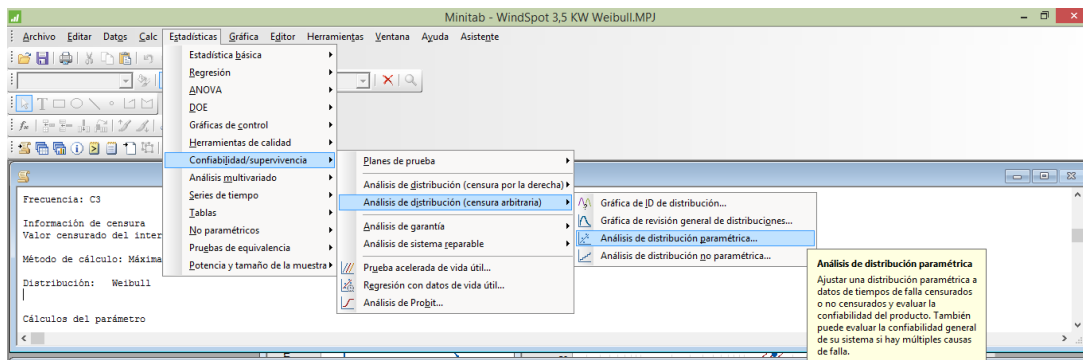


Ilustración 41. Minitab17. Elección de la orden ejecutada. FUENTE: elaboración propia

- 3) Análisis de resultados. Se tiene con un intervalo de confianza al 95% que el factor de forma (k) es: 1,360 y el factor de escala (c) es: 2,281

Parámetro	Estimación	Error estándar	IC normal de 95,0%	
			Inferior	Superior
Forma	1,36031	0,131435	1,12562	1,64393
Escala	2,28134	0,187190	1,94243	2,67937

Tabla 6. Minitab17. Elección de la orden ejecutada. FUENTE: elaboración propia

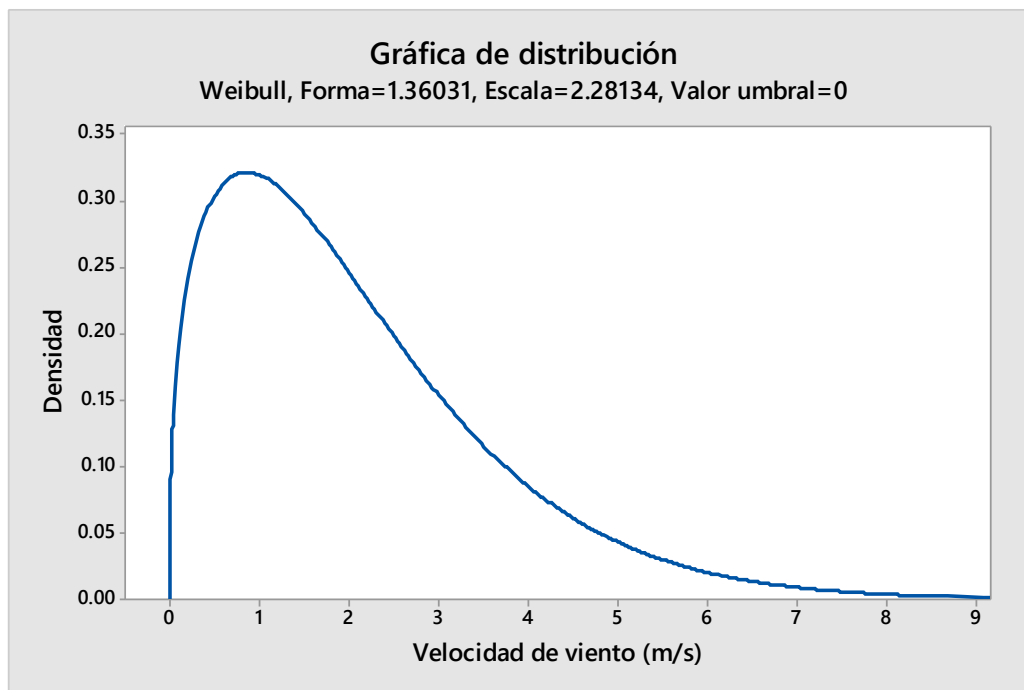


Ilustración 42. Minitab17. Gráfica de distribución Weibull. FUENTE: elaboración propia

No obstante, estos datos están referenciados a la altura de 5,7m a la que se han tomado las medidas, por lo que habrá que extrapolarlos a la altura real de estudio, que será desarrollada con más amplitud en el apartado 6.1.5. pero que ya se adelanta que toma un valor de 29,8 metros respecto al nivel del suelo.

De acuerdo al manual de Principios de Conversión de la Energía Eólica del CIEMAT, en el apartado de variaciones espaciales del viento, se establece que "si únicamente se conoce la distribución de velocidades a una determinada altura Z_a (sin información de estabilidades atmosféricas), puede utilizarse el siguiente procedimiento para extrapolar la distribución de velocidades a otra altura. Los parámetros de distribución c y k , se determinan mediante":

$$K(Z) = K_a \frac{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_a}{10}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z}{10}\right)} \tag{7}$$

$$C(Z) = C_a \cdot (Z/Z_a)^\alpha$$

(8)

Donde:

K_a : factor de forma distribución a 5,7m

C_a : factor de escala distribución a 5,7m

α : rugosidad media del terreno = 0,29618

Aplicando las fórmulas expuestas se tiene:

- $K(Z) = 1,5793$
- $C(Z) = 3,7234$

4. DENSIDAD DE PROBABILIDAD

Una vez conocidos los parámetros que definen la distribución estadística, simplemente queda aplicarla para determinar la densidad de probabilidad ($f(v)$).

Weibull con forma = 1.57936 y escala = 3.72347	
x	f(x)
0	0.000000
1	0.174700
2	0.203431
3	0.183836
4	0.144291
5	0.102308
6	0.066825
7	0.040681
8	0.023263
9	0.012565
10	0.006438
11	0.003140
12	0.001461
13	0.000651
14	0.000278
15	0.000114
16	0.000045
17	0.000017
18	0.000006
19	0.000002
20	0.000001
21	0.000000
22	0.000000

Tabla 7. Minitab17. Densidad de Weibull con parámetros indicados. FUENTE: elaboración propia

6. POTENCIALIDAD ENERGÉTICA

Llegados a este punto se multiplica la densidad de probabilidad obtenida por la potencia según velocidad de viento aportada por el fabricante, determinándose así la potencialidad energética por intervalos de 1 unidad de velocidad de viento.

Para hallar el sumatorio total, se ha de calcular el área inscrita en la gráfica resultante:

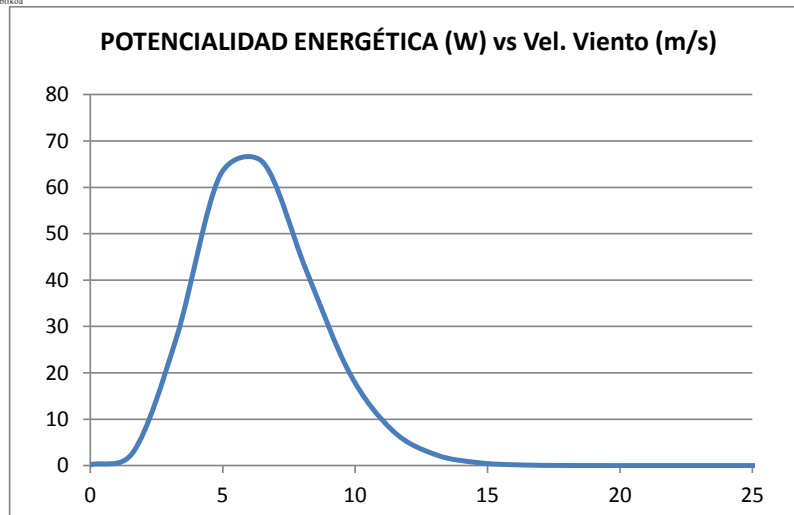


Ilustración 43. Minitab17. Densidad de Weibull con parámetros indicados. FUENTE: elaboración propia

En un primer momento se pretendió hacer un ajuste por mínimos cuadrados mediante la función "Solver" de Excel, pero tras varios intentos no se logró una aproximación precisa que se pudiese considerar válida, por lo que se hizo un ajuste por valor medio a intervalos de 1 unidad en el eje de abscisas (velocidad de viento).

Con todo esto presente, **la potencialidad energética en resultante en términos de potencia fue de: 205,6145 W.**

Dicho valor, expresado en términos energéticos anuales es de: **1776,6509 KWh**

POTENCIALIDAD ENERGÉTICA (W)	ÁREA TOTAL (W)
0	0.08735
0.1747	0.1890655
0.203431	1.0208955
1.83836	7.3401295
12.841899	20.9998395
29.15778	33.490365
37.82295	36.7500935
35.677237	32.715307
29.753377	26.1223635
22.49135	19.193386
15.895422	12.982701
10.06998	7.7356485
5.401317	3.8978475
2.394378	1.748602
1.102826	0.781237
0.459648	0.3219615
0.184275	0.1273275
0.07038	0.04767
0.02496	0.01665
0.00834	0.00626
0.00418	0.014654
0.025128	0.018858
0.012588	0.006294
0	0
	205.614506
	ENERGÍA ANUAL (Wh)
	1776509.332

Tabla 8. Tabla Excel potencialidad energética. FUENTE: elaboración propia

Se ha de aclarar que el resultado obtenido es bastante preciso. El fabricante Windspot marca para el aerogenerador estudiado de 3,5KW una energía anual de 2417 KWh para una velocidad media de viento de 4 m/s, valor que interpolando con el resto de datos que proporciona, da para una velocidad de 3,745 m/s a la altura del rotor de 29,8m, una energía anual de 1808,825 KWh, lo que supone un **error de apenas un 1,78%**.

Este error puede estar debido a varios motivos. El más probable es la imprecisión cometida al realizar el ajuste por valor medio del paso 6 de este subapartado. También puede ser la distribución Rayleigh que ha usado Windspot, en lugar de la Weibull aquí empleada. De cualquier manera, **se considera que el cálculo se ha ejecutado correctamente.**

Annual Energy Production (Kwh) 4 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 5 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 6 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 7 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 8 m/s Average wind speed
2417	4802	7736	10839	13818

Ilustración 44. Energía anual según velocidad media de viento. FUENTE: WINDSPOT

6.2. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento es un aspecto esencial para maximizar la captación de energía y lograr en consecuencia reducir en lo posible los costes de producción. Un correcto análisis ha de tener en cuenta el recurso eólico del lugar objeto de estudio, la energía disponible a la altura del rotor, y una estimación de estos recursos eólicos pero a largo plazo para garantizarse la continuidad de un viento adecuado durante la vida útil del aerogenerador.

A gran escala, la selección de un emplazamiento requiere de tres fases. La fase de exploración en la que se estudian las variables meteorológicas, los niveles de turbulencias y de vientos extremos, las variaciones diurnas y estacionales, etc. La fase de planificación en la que se analiza el diseño y distribución del parque eólico; y una última fase de operación. En conjunto además, se consideran otros factores de tipo ambiental, institucional, más técnicos, aceptación pública,...

No obstante, para instalaciones eólicas de pequeña potencia de uso particular, se elige dentro del entorno que rodea la vivienda o edificio, el lugar más favorable atendiendo además de a las características del viento, a elementos como la vegetación, edificaciones y rugosidad del terreno. Así, junto a la aplicación de la normativa UNE EN 61400-12-1 "Medida de la Curva de Potencia de Aerogeneradores productores de Electricidad", se hace el estudio del emplazamiento.

Según el Anexo A1 de la normativa mencionada, lo primero que se ha de tener presente, es que la distancia del mástil meteorológico o del aerogenerador, a aerogeneradores u objetos colindantes debe ser de como poco 2 veces el diámetro del rotor. Según el Anexo A2, "solamente pequeñas edificaciones, relacionadas con la operación del aerogenerador o el equipo de medida, son aceptables". Para el análisis de la transcendencia de un obstáculo se considera que un objeto es significativo si "el flujo está afectado un 1% o más entre la posición de la turbina a altura del buje y el mástil meteorológico a altura del buje para cualquier dirección del sector de medida. Para ello, la normativa 6140012-1 ha creado un modelo físico-matemático, que desde el CEDER han resumido en una hoja Excel que se emplea en el presente proyecto.

Por otro lado, no se ha hecho calibración del emplazamiento dado que para una distancia menor a 2L no se tiene una pendiente máxima del terreno de 3%, tal como establece el Anexo B de esta normativa.

En lo relativo a la hoja Excel empleada, primero, se considera como plano de trabajo el propio suelo que tiene menos de un 3% de pendiente. De esta forma, si se sitúa un aerogenerador en el techo del edificio para la hoja Excel será como si se situase sobre el propio suelo aunque coincida físicamente con la localización del propio edificio.

Esta hoja Excel se basa en el empleo de coordenadas SigPac Cyl (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas de Castilla y León) para posicionar todos los elementos. En cada hoja, se han de marcar siempre las coordenadas del aerogenerador objeto de estudio, del mástil meteorológico y de los obstáculos de la zona. Además, se especifican las dimensiones de cada uno, la rugosidad del terreno y la porosidad estimada, que es la capacidad que tiene el

objeto en sí de dejar pasar el viento. Un mástil por ejemplo, tendría una porosidad cercana a 0, mientras que una valla, cercana a 1.

Con estas variables así como con otras que se van modificando a raíz de estas primeras como el exponente del perfil de velocidad (n), la constante de Karman (k), la influencia del obstáculo, la distancia calculada según las coordenadas entre obstáculo y objeto, ...; se determina si el flujo es <1%, y en caso de que no lo sea, cuántos ángulos perturba y en consecuencia, qué sectores se consideran no válidos, por lo que las medidas o vientos de ahí provenientes no pueden ser fiables.

Para ver qué zonas pueden ser las más favorables, se ha hecho un mapa con AutoCad donde se han posicionado los obstáculos más cercanos que pueden influir. Las distancias entre los mismos también se han basado en las coordenadas SigPac.

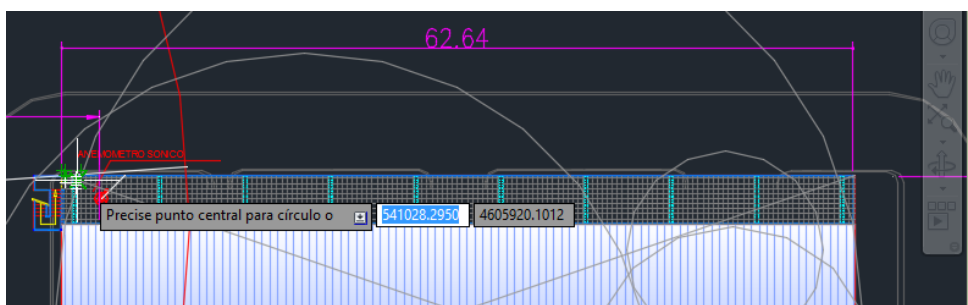


Ilustración 45. AutoCad. Uso de coordenadas SigPag para localización FUENTE: propia

De este modo, se han estudiado 6 opciones diferentes

Se ha de destacar que, de cara a dimensionar dentro de la hoja Excel lo mejor posible al edificio Leca, se ha dividido este en tres círculos con los que se cubre de una forma más precisa el verdadero área que abarca. Se ha tenido que hacer este ajuste ya que en la hoja Excel solo se pueden aportar datos dimensionales de diámetro que ocupa y altura hasta la que llega. Estas tres subdivisiones se han llamado: Edificio Leca c1, Edificio Leca c2, Edificio Leca c3. A su vez, se han considerado también 7 árboles distintos, una valla, los tanques de propano al oeste del edificio y los árboles que rodean a estos.

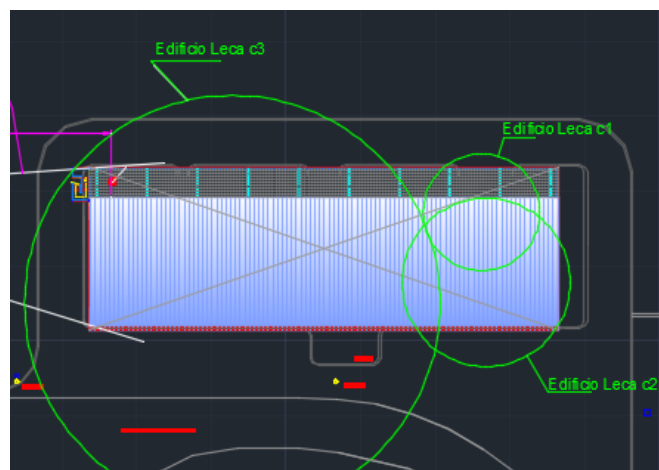


Ilustración 46. AutoCad. Ajuste de dimensionamiento para hoja Excel FUENTE: propia

1. AEROGENERADOR EN CAMPO. TORRE EN EDIFICIO LECA

Se ha buscado una localización cercana al edificio para minimizar los costes de la instalación eléctrica teniendo en cuenta la rosa de los vientos de frecuencia y velocidad de viento, y buscando una zona de escasa afectación por los obstáculos de alrededor.

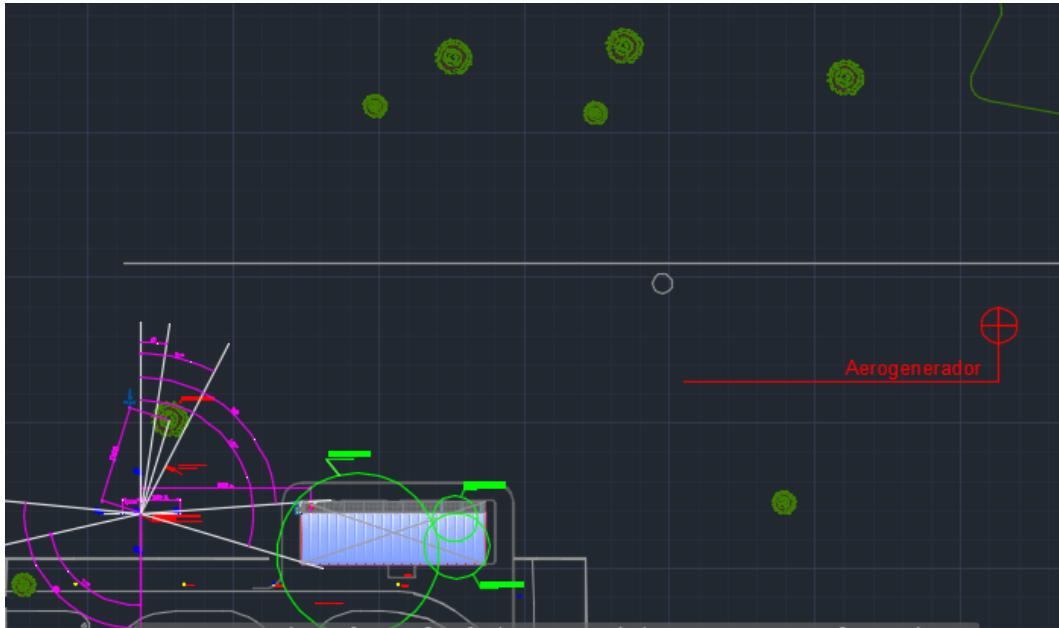


Ilustración 47. AutoCad. Localización opción 1. FUENTE: propia

Poniendo sus coordenadas que aporta AutoCad en la hoja Excel, se ha determinado la afectación de los obstáculos, tanto desde el punto de vista de la torre meteorológica, situada encima del edificio LECA, en la zona Noreste del tejado, como desde el aerogenerador:

- Aerogenerador: se ve afectado en un total de $34,54^\circ$ desde los $232,06^\circ$ - $266,6^\circ$ debido a la presencia del edificio. Ningún otro obstáculo le genera sectores no válidos. No obstante, esta afectación es en dirección Oeste, dirección poco significativa según muestran las rosas. Estaría situado a una altura aproximada de 18m sobre el nivel del suelo
- Torre meteorológica: se ve afectada por el llamado "Árbol grande", en $32,7^\circ$ desde $271,7^\circ$ - $304,4^\circ$. También, al tener el edificio justo debajo suyo, este ocasiona turbulencias al llegar al sensor en todas las direcciones. Sin embargo, la decisión de ver si es significativa o no la presencia del edificio bajo la torre o incluso el aerogenerador en otras opciones planteadas, se estudia en el apartado 6.1.4.

CÁLCULOS AEROGENERADOR																		
OBJETO	(0,0) Torre 100m		Dimensiones TENER EN CUENTA posición del obstáculo respecto del aerogenerador				¿Está en Aerogenerador? St = 1	Distancia entre aerogenerador a la misma altura De = 2(Lh+Ll)-(Lh-Ll)	Requisito Para aerogeneradores en operación Distancia > 2D	Porosidad del obstáculo	K	n	Influencia obstáculo	Requisito Flujo < 0,2	Angulo perturbado = 13° arctan(2,5 * Def/e + 0,15) - 10	Angulo con el eje vertical y altura [(7b-Xa) / (7b-Ya)]	Angulo real	Sectores no válidos
	X ESTE	Y NORTE	Alto = Lh	Diam = Ll	Distancia	De												
1 Aerogenerador	541266.00	4605360.00	18	3	1													
2 Torre meteorológica	541085.00	4605315.09	16,7	0,2	0	0,40	182,3		0	0,07	119	42,22	INFLUYE	0	NO	70,27	250,27	
3 ÁRBOL GRANDE	540981,40	4605348,86	9	6	0	7,20	286,3		0,2	0,08	129	11,85	INFLUYE	0	NO	83,76	253,76	
4 ÁRBOL 1	541052,46	4605057,83	5	3	0	3,75	227,3		0,2	0,1	177	6,27	INFLUYE	0	NO	88,97	250,03	
5 ÁRBOL 2	541073,65	4605071,73	5,5	4,5	0	4,95	207,3		0,2	0,1	176	7,61	INFLUYE	0	NO	82,70	256,22	
6 ÁRBOL 3	541163,63	4605055,56	4,5	3,5	0	3,94	189,3		0,2	0,1	222	5,25	INFLUYE	0	NO	81,6	258,4	
7 ÁRBOL 4	541195,49	4605073,23	5	4	0	4,44	184		0,2	0,1	207	6,63	INFLUYE	0	NO	82,76	257,24	
8 ÁRBOL 5	541195,49	4605064,96	4	5	0	4,44	190,2		0,2	0,11	2,8	3,78	INFLUYE	0	NO	-32	329	
9 ÁRBOL 6	541192,28	4605313,23	5,5	4	0	4,62	39,5		0,2	0,1	2,53	7,67	INFLUYE	0	NO	50,5	230,5	
10 EDIFICIO LECA c1	541079,00	4605314,53	10	14,8	0	11,84	188,1		0	0,08	145	22,15	INFLUYE	31,8	SI	70,7	250,7	
11 EDIFICIO LECA c2	541080,30	4605305,00	8,5	22	0	12,26	200,3		0	0,09	149	18,23	INFLUYE	31,9	SI	68,01	248,01	
12 EDIFICIO LECA c3	541046,00	4605302,00	8	56	0	14,00	233,4		0	0,09	143	16,2	INFLUYE	31,7	SI	70,48	250,48	
13 VALLA	541176,67	4605002,45	2	60	0	3,87	92,1		0,2	0,14	3,77	0,47	NO INFLUYE	0	NO	-75,89	284,11	
14 TANQUES DE PROPANO	540907,58	4605308,37	8	3	0	4,36	365,5		0,2	0,09	116	8,57	INFLUYE	0	NO	78,7	258,7	
15 ÁRBOL TANQUES	540929,58	4605882,24	5,5	4	0	4,62	347,7		0,1	1,38	7,18		INFLUYE	0	NO	75,38	255,38	
16																		

Tabla 9. Hoja Excel para opción 1. FUENTE: propia

Esta opción 1 planteada podría ser una buena solución al verse poco afectada por los obstáculos. El mayor inconveniente es la altura del aerogenerador, que está a solo 18m, lo que quizá obligaría entonces a tener que comprar un aerogenerador de mayor potencia para compensar la pérdida de altura respecto a su posible ubicación sobre el propio tejado del edificio.

2. AEROGENERADOR EDIFICIO ESTE. TORRE EDIFICIO OESTE

Esta segunda opción localiza al aerogenerador encima del edificio LECA, en la parte este de la zona plana de la cubierta a unos 3,5-4 metros del lateral, y a la torre meteorológica en la zona oeste del edificio, coincidiendo con la actual ubicación de la torre anemométrica ahí instalada.

El análisis de obstáculos que ofrece la hoja Excel es el siguiente:

- **Aerogenerador:** se ve influido en 33,2° por el árbol grande entre 272,27°-305,47°. Destaca que a una altura de 29,8 metros, con 18 m sobre el techo del edificio, no parece afectar este a la estela que recibe el rotor. En otros apartados, se hace un estudio detallado del caso.
- **Torre meteorológica:** se ve influida en 47,4° por el aerogenerador desde 66,3°-113,7° y en 41,7° desde 283,94°-325,64° por el árbol grande.

Por parte del aerogenerador, la zona de afectación es escasa y viene del Oeste, teniendo la ventaja respecto a una hipotética ubicación en el suelo, de que al emplazarlo en esta segunda opción en el edificio, se le suman 11,4 metros a la altura del rotor, por lo que para conseguir una potencia aceptable no es necesario invertir en un gran aerogenerador, además de que los rotores de menor potencia pesan menos, facilitando así que la estructura aguante todos los momentos de fuerzas y cargas verticales que sobre ella se puedan ejercer en estado estático y de funcionamiento.

Respecto a la torre meteorológica, se ha de decir que la porción total de sectores no válidos es relativamente alta. La mitad de ella no obstante se solucionaría talando el árbol grande.

3. AEROGENERADOR EDIFICIO ESTE. TORRE CAMPO

Emplaza al aerogenerador al igual que en la opción anterior, en la parte Este del edificio, y a la torre en la ubicación actual de la torre meteorológica mediante la que se han obtenido los datos de velocidad de viento para el presente trabajo.

Así, la hoja Excel muestra:

- *Aerogenerador*: influencia por parte del árbol grande de 33,2° en el sector comprendido entre 272,27°-305,47°.
- *Torre meteorológica*: se ve afectada en un total de 134,8° debido a la posición del aerogenerador, el árbol grande, el edificio LECA y los tanques de propano

Este pequeño estudio del emplazamiento evidencia una mala localización de la torre meteorológica, de ahí que para que los datos obtenidos pudiesen ser de utilidad, el centro decidiese aplicar unos determinados coeficientes de corrección en función de la influencia que ejerce cada obstáculo sobre la torre, como ya se ha comentado en anteriores apartados. No obstante, queda evidente que esta tercera opción no resulta la más eficaz energéticamente.

4. AEROGENERADOR EDIFICIO OESTE. TORRE EDIFICIO ESTE

En esta cuarta opción el aerogenerador se emplaza en la zona Oeste del edificio y la torre en la Este, buscando así para ambos casos el beneficio de esa altura extra de 11,4 metros.

Mediante la hoja Excel empleada se tiene:

- *Aerogenerador*: de nuevo el árbol grande influye en unos 42,2° desde 284,69°-326,89°. No hay más obstáculos alrededor
- *Torre meteorológica*: se ve afectada en 41,4° por el aerogenerador y en 33,3° por el árbol grande

Puede ser una opción bastante viable debido a que el único inconveniente es la presencia del árbol grande, que afecta sin embargo unos 10° más que en la opción 2 de emplazamiento del aerogenerador en la zona Este.

5. AEROGENERADOR EDIFICIO OESTE. TORRE CAMPO

Aunque para esta última y quinta opción la ubicación del aerogenerador sí puede ser considerada desde el punto de vista energético, se ha visto con la opción 3 que la torre meteorológica con la que se han tomado los datos, presenta numerosas zonas de afectación, por lo que esta opción se descarta sin ejercer análisis alguno.

Tras este análisis de las posibles opciones de emplazamiento, quedan pendientes por resolver determinadas cuestiones que pueden resultar trascendentes para los resultados.

Por un lado, se ha observado que la torre meteorológica se ve muy afectada por su entorno, con un amplio sector considerado no válido. De acuerdo a la sección 5.2.2. de la normativa 61400-12-1, en estos casos, se deberían eliminar para el estudio eólico todos los datos provenientes de

dichos sectores no fiables. Sin embargo, como se ha comentado, esta cuestión se ha solventado con la aplicación de unos coeficientes de corrección.

Por otro lado, para las dos opciones que mejor resultado han dado (las que incluían al aerogenerador sobre la cubierta del edificio, bien al Este bien al Oeste), el problema encontrado ha estado en relación al denominado árbol grande de unos 9 metros de altura y 6m de diámetro. Atendiendo a la normativa bajo cuyas fórmulas se ha creado la hoja Excel, al menos, este árbol influye en un 1% en el flujo aéreo que llega a los rotores, por lo que sería convenientes comprobar si la influencia se queda en ese 1% o si asciende a valores más significativos y por tanto, el centro se debería plantear el talarlo.

A través de la página danesa de Danish Wind Industry Association, se ofrece un programa de cálculo del abrigo del viento, o de la influencia de los obstáculos, con el que se puede conocer el porcentaje de afectación en la energía del viento que llega al rotor. Para ello piden datos acerca de: altura buje de la turbina, distancia entre el obstáculo y la turbina, longitud de rugosidad, altura y anchura del obstáculo y porosidad. Así, estudiando la opción del aerogenerador en la parte Este del edificio se tiene:

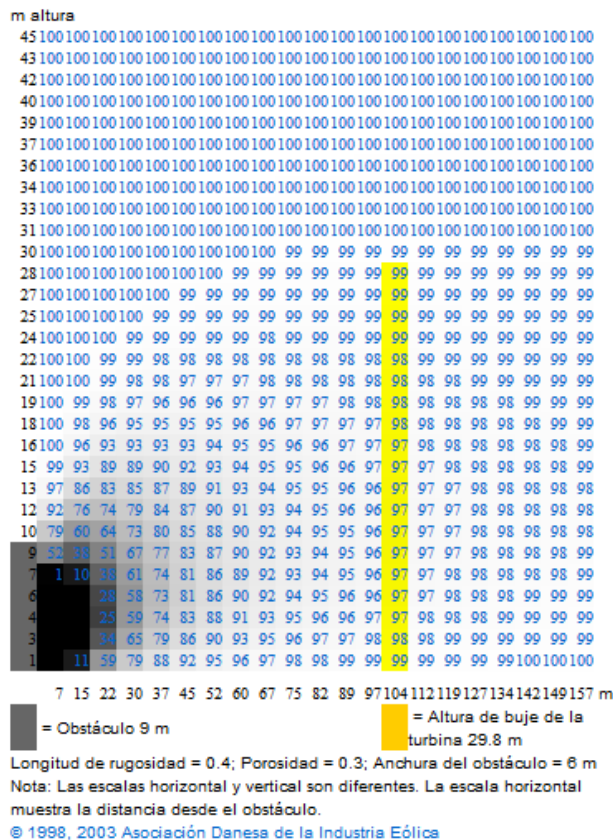


Ilustración 48. Programa de cálculo de abrigo de viento. FUENTE: WindPower

Por su parte, respecto a la torre anemométrica emplazada en la parte izquierda del edificio, la afectación energética sería:

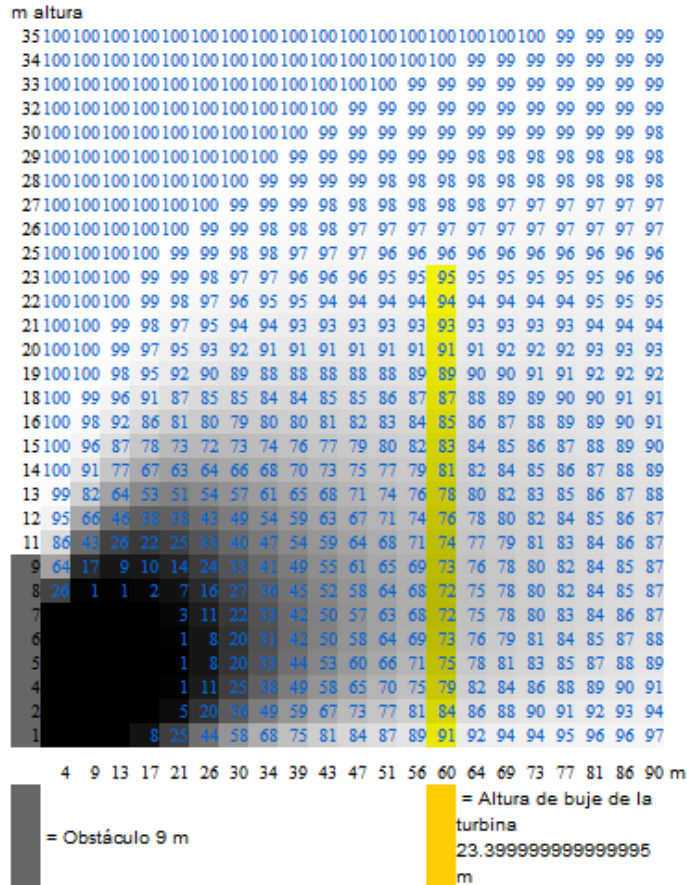


Ilustración 49. Programa de cálculo de abrigo de viento. FUENTE: WindPower

Puede apreciarse que en relación al aerogenerador, apenas influye un 1% en el valor total de la energía que podría haber en la base del rotor sin la presencia del árbol, e incluso un 0% en la parte alta de rotación de las palas en funcionamiento. Respecto a la torre, el porcentaje de un 5% sí es más significativo. Así, aunque siga resultando recomendable el no tener en la zona el árbol grande, no parece que sea tan trascendente su presencia.

Teniendo todo este apartado en cuenta, se concluye que la mejor elección para el emplazamiento es la opción 2: aerogenerador edificio Este, torre meteorológica Oeste. De acuerdo a la norma UNE-EN 61400-12-1, apartado 5.2.1. “Ubicación del mástil meteorológico”, este debe estar entre 2-4 veces el diámetro del rotor D del aerogenerador, recomendado una distancia mínima de 2,5 veces. El diámetro estudiado mide 4,05 metros, por lo que se cumple este requisito.

Por otro lado, se ha de considerar también que el hecho de situar un aerogenerador en la cubierta de un edificio podría suponer problemas de ruido que afecten al bienestar de los residentes. Así, se ha recurrido al catálogo del aerogenerador que se va a elegir para responder a este problema.

Tras analizar las tablas al respecto, que aportan información a velocidades de viento de 6 m/s y 8 m/s, superiores en realidad a las que se acostumbra a tener en la zona, puede deducirse que no se tendría inconveniente alguno:

Distance m	LpA 6m/s dB(A)	LpA 8m/s dB(A)
25	40.7	43.4
30	39.6	42.3
35	38.5	41.3
40	37.6	40.6
45	36.7	39.4
50	35.8	38.6
55	35.1	37.8
60	34.4	37.1
65	33.7	36.4
70	33.1	35.8
75	32.5	35.2
80	31.9	34.6
85	31.4	34.1
90	30.9	33.6
95	30.4	33.1

Tabla 10. Tabla de ruidos según distancia y velocidad de viento. FUENTE: Windspot

Los despachos de los ingenieros, no se encuentran justo debajo de la zona donde se emplazaría el aerogenerador, sino que están a una cierta distancia tanto en horizontal, como en vertical, ya que se recuerda que el tejado del edificio LECA es curvo, así, mientras el aerogenerador se emplaza a 11, 4 metros, los despachos se encuentran entre 3-6 metros aproximadamente. Así, se pueden considerar esos 25 metros de distancia representados en la tabla, lo que supone unos 40 db de ruido, equivalente al que puede haber en una biblioteca con cierto silencio.

6.3. ELECCIÓN AEROGENERADOR

Basándose en los estudios anteriores de potencialidad energética y de emplazamiento, y teniendo en cuenta alguna consideración más que se expone en este apartado, es posible determinar qué aerogenerador resulta el más idóneo para las condiciones del proyecto.

Hasta ahora se ha concluido que la potencialidad energética es la variable más importante que hay que tener en cuenta a la hora de determinar la capacidad de un aerogenerador; y que en relación al emplazamiento, el lugar con menos influencia por el entorno resulta ser la cubierta plana del edificio.

Esta elección de emplazamiento, no obstante, lleva consigo una serie de inconvenientes derivados de una compleja y cuidadosa instalación, mayores ruidos de funcionamiento por proximidad, y posible exceso de carga sobre la estructura, algo que se estudia en el 6.1.5. Análisis mecánico. De este modo, y dado que la opción 1 planteada anteriormente de "aerogenerador en campo, torre en LECA" tampoco se veía excesivamente afectada por los obstáculos, se ha de comprobar hasta qué punto, el aumento de altura de rotor que supone la instalación sobre la cubierta, es una ventaja para la consecución de energía.

Con este fin, se ha calculado la potencialidad energética de un mismo generador pero para diferentes rangos de altura, desde 20 metros de rotor, hasta 30. El aerogenerador estudiado ha sido un Kingspan KW6 de 5,2 KW de potencia.

El procedimiento de cálculo seguido es el explicado en el punto 6.1.1. La curva de potencia que aporta el fabricante es la siguiente:

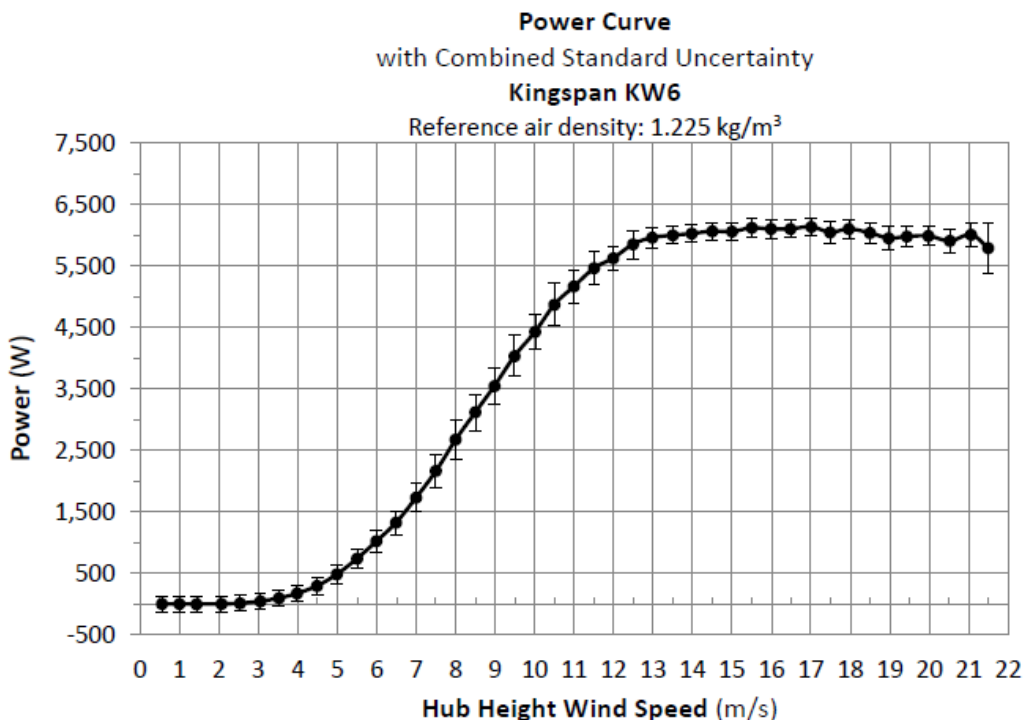
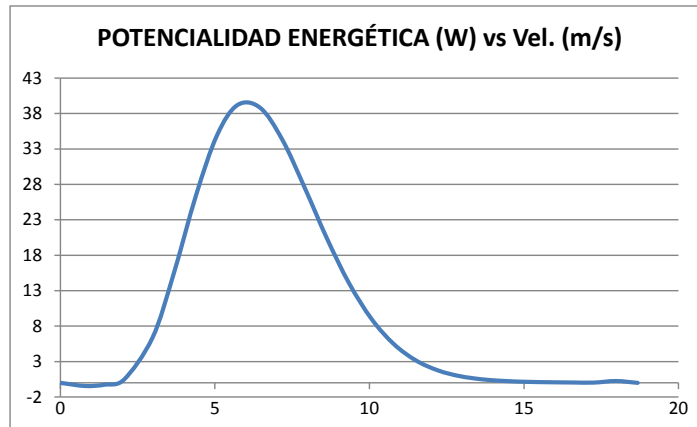


Ilustración 50. Curva de potencia Kingspan KW6. FUENTE: Kingspan

Dado que mostrar el avance en el cálculo paso a paso de cada una de las alturas estudiadas resultaría muy largo y repetitivo, se muestran solo los resultados finales, con gráficas a modo de ejemplo para las alturas 20m, 26m y 30m.

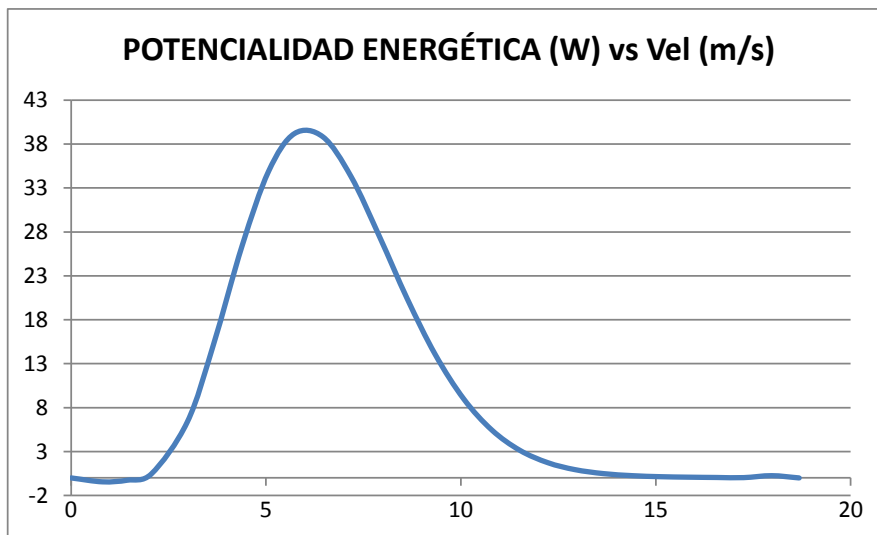
1. ALTURA ROTOR: 20m



POTENCIA (W)	205.593
ENERGÍA ANUAL (Wh)	1776323.408

Ilustración 51. Potencialidad energética 20m Kingspan KW6. FUENTE: Elaboración propia

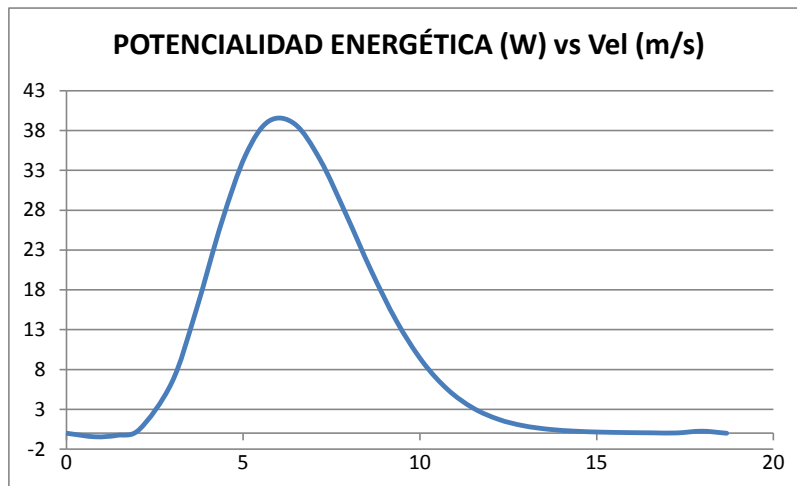
2. ALTURA ROTOR: 26m



POTENCIA (W)	245.849
ENERGÍA ANUAL (Wh)	2124132.869

Ilustración 52. Potencialidad energética 26m Kingspan KW6. FUENTE: Elaboración propia

3. ALTURA ROTOR: 30 m



POTENCIA (W)	275.867
ENERGIA ANUAL (Wh)	2383493.426

Ilustración 53. Potencialidad energética 30m Kingspan KW6. FUENTE: Elaboración propia

Puede apreciarse un aumento importante proporcional a la altura. Dicho incremento, queda cuantificado en la siguiente tabla.

ALTURA (m)	Potencia (W)	INCREMENTO ANTERIOR (%)	INCREMENTO 20 (%)
20	205.413	0.000	0.000
21	213.676	4.023	4.023
22	216.814	1.469	5.550
23	231.216	6.643	12.562
24	239.301	3.497	16.497
26	245.682	2.667	19.604
27	253.303	3.102	23.314
28	260.831	2.972	26.979
29	268.314	2.869	30.622
30	275.708	2.756	34.221

Tabla 11. Comparación potencia según alturas. FUENTE: elaboración propia

La columna "incremento anterior", representa el aumento en % respecto al anterior registro, evidencia una potencia mayor a mayor altura. En cuanto a la columna "incremento 20", indica el aumento en % respecto a la medición inicial de 20 metros, comparación con la que destaca el hecho de que incrementar en 10 metros la altura del rotor, para el caso concreto de este aerogenerador, supone un aumento de un 34% en la potencia y consecuente potencialidad energética. Se desconoce si este comportamiento se replicaría con exactitud para otros aerogeneradores, pero la lógica incita a pensar que el resultado sería similar.

Por tanto, con este pequeño análisis se llega a la conclusión que a pesar de las mayores dificultades que pueda suponer una instalación en la cubierta del edificio LECA, la diferencia en energía que se obtiene, hace que merezca la pena **emplazar al aerogenerador** de acuerdo a la opción 2 "**Aerogenerador edificio Este, torre edificio Oeste**". Se ha de decir a este respecto,

que un aumento en la altura se podría conseguir también con una torre más alta, no obstante, estas suelen estar asociadas a generadores de potencias superiores, lo que conlleva un coste mucho más elevado, anulando consigo la viabilidad económica del proyecto.

Así, decidido ya el emplazamiento, de cara a escoger la marca y modelo de mayor producción energética, se decide seguir dos vías de trabajo. Una primera a través de la base de datos real, determinando la potencialidad energética de 3 aerogeneradores distintos. Y una segunda, yendo directamente al catálogo que cada empresa fabricante aporta, comparando el apartado de energía anual en Kwh/año.

1. COMPARACIÓN EXPERIMENTAL SOBRE LA BASE DE DATOS REAL

Se tiene ya un registro para la potencialidad energética de un aerogenerador. Se trata del Windspot 3,5KW, con el que se calculó una energía de 1776,51 KWh/año. Fijando la misma altura de 29,8 metros de rotor (11,4m de edificio+ 18m de torre + 0,4m entre la unión góndola-torre y la altura del rotor), se ha estudiado la potencialidad para un aerogenerador Kingspan 3,5KW y otro Kingspan 5,2KW.

Se muestra a modo de ejemplo, el Kingspan 3,5KW:

POTENCIALIDAD ENERGÉTICA (W)	POTENCIA TOTAL (W)
0	0
0	0
0	0
0	0
0	1.974435208
4.858282679	7.717821385
14.13213939	14.75732503
22.17964044	19.45029992
26.65636353	21.90905481
27.25291697	21.08951787
24.63981616	18.21306352
20.17513176	14.36102112
15.16150519	10.43967264
10.5262867	7.025714796
6.761142306	4.301890615
4.040086883	2.617456237
2.274125	1.410343777
1.26698	0.793267927
0.68493	0.410917427
0.3683	0.234383116
0.18624	0.112487612
0.096195	0.059223245
0.046672	0.027885824
0.023344	0.014801631
0.011676	0.007118607
0.00584	0.003560117
0.00292	0.001139237
0	POTENCIA (W)
0	146.9324017
	ENERGÍA ANUAL (Wh)
	1269495.95

Tabla 12. Energía anual Kingspan 3,5KW. FUENTE: elaboración propia

La siguiente tabla agrupa los resultados obtenidos:

FABRICANTE	POTENCIA (KW)	ENERGÍA ANUAL (KWh)
Windspot	3.5	1776.509
Kingspan	3.5	1269.496
Kingspan	5.2	1780.160

Tabla 13. Comparación energía anual según aerogenerador. FUENTE: elaboración propia

Salta a la vista que a igual potencia de generador la marca Windspot ofrece una energía anual de hasta un 39% mayor, lo que evidencia la mejor calidad de este fabricante respecto a Kingspan, descartándose así la elección de esta segunda marca. El estudio del Kingspan de 5,2KW se llevó a cabo por tener referencia de aerogeneradores de más potencia en el supuesto de que la estructura de la cubierta del edificio aguantase el extra de peso, solicitudes y cargas que lleva consigo un aumento de la potencia del aerogenerador. De cualquier manera, en lo que respecta a la comparación aquí efectuada, casi no hay diferencia en términos de energía anual entre el Windspot 3,5KW y el Kingspan 5,2 KW. Se desconocía en su momento que este fabricante aportaría valores tan bajos.

2. COMPARACIÓN A TRAVÉS DE CATÁLOGOS DE FABRICANTES

En las fichas técnicas que se muestran al público de los fabricantes, no suele estar registrado el valor de energía anual que son capaces de producir sus aerogeneradores. Este dato, junto a otros, suele aparecer en los catálogos más detallados que se ofrecen a clientes interesados que lo solicitan. No obstante, se pueden encontrar determinados fabricantes que sí lo ofrecen, con características de aerogeneradores parecidas, de forma que sea posible comparar varios de ellos y determinar cuál podría ser el ideal para el presente proyecto.

De este modo, se tiene información de las marcas: Windspot, Xzeres Wind Corporation, Sumec HardWare, Aeolos Wind Turbine y Kestrel Renewable Energy.

FABRICANTE	POTENCIA (KW)	VELOCIDAD DE VIENTO (m/s)	ENERGÍA ANUAL (KWh)
Windspot	3.5	5	4802
Xzeres	2.1	5	3420
Aeolos	3	5	3504
Kestrel	3.5	5	3922
Sumec	3	5	6397

Tabla 14. Comparación energía anual según fabricante. FUENTE: elaboración propia

Se aprecian notables diferencias entre los valores encontrados. A igualdad de potencia de 3,5 KW, parece que el Windspot supera al Kestrel así como al Aeolos, que a pesar de contar con 0,5KW menos, obtiene algo menos de 1KWh anual.

En lo relativo al **Xzeres de 2,1 KW** se podría pensar en un principio como una marca equiparable con Windspot. Sin embargo, se ha de comentar, que a dicha velocidad de 5m/s no existen grandes diferencias entre potencias que oscilan de 1,5KW-5KW. De hecho, el Windspot 1,5 KW ofrece para 5m/s una energía anual de 3876 KWh, mayor que la del Xzeres de 2,1KW, por lo que a priori, sin realizar un estudio más profundo, se descarta esta marca.

En cuanto al **Sumec HardWare de 3KW**, con menos potencia ofrece un 33% más de energía. Así, para estos valores medios de viento, aporta sin duda unas prestaciones excelentes destacándose entre los comparados hasta ahora. No obstante, presenta dos inconvenientes.

Por un lado, a medida que aumenta la velocidad media de viento, su incremento de energía es bastante inferior al que presenta el Windspot 3,5KW. A 7 m/s ofrece 10707 KWh por los 10839 KWh del Windspot. A 8 m/s 11764 KWh frente a 13818 KWh. Y a 10 m/s 12068 KWh frente a 18740 KWh. Dado que no es frecuente alcanzar estos valores de velocidad, tampoco toma excesiva trascendencia esta inferioridad a fuertes vientos.

Por otro lado, dentro de esta potencia, sólo permite acoplar un modelo de torre, con una altura de 10m, lo que situaría el rotor a 10,2 metros de altura. Se ha analizado ya la importancia que adquiere la altura en relación a la energía. En este sentido, el Windspot ofrece torres de 8,12 y 18 metros. De este modo, con un Windspot de 3,5 KW y torre de 18 metros, se lograrán valores notablemente superiores a un Sumec 3KW con torre de 10 metros.

Con todo lo analizado en este apartado, **se concluye que el aerogenerador elegido es el Windspot 3,5KW de 18 metros de torre.**

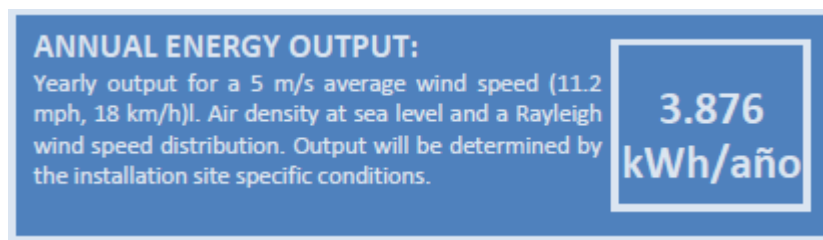


Ilustración 54. Catálogo Windspot. Energía anual. FUENTE: Windspot

6.4. ESTUDIO DE FLUJO

Al decidirse como emplazamiento la cubierta del edificio, se ha de cuantificar la influencia de la propia fachada del edificio en el aerogenerador con el fin de analizar la viabilidad técnica de esta propuesta. En el supuesto de turbulencias creadas por el choque con la pared que lleguen al rotor, o una disminución notable de la velocidad del viento, habría que reconsiderar esta opción y plantear otras en su lugar.

Con este fin, se ha hecho uso del programa ANSYS R15.0, para realizar un estudio de flujo y determinar así la influencia ocasionada por el choque con la pared del edificio.

Primeramente, se ha establecido un contorno de estudio lo suficientemente amplio como para que los límites del mismo no afecten a los resultados. De esta manera, se ha considerado un ancho de 220 m y una altura de 100m. El edificio LECA se ha situado a altura 0m y en el centro del ancho, con 20 metros de longitud. Dado que el programa realiza las simulaciones en 3D, pero para el caso presente, no es necesario más que una visión-estudio en 2D, se le ha dado a todo el contorno un espesor no significativo de 1mm, imponiendo una condición de simetría en las dos caras creadas por dicho espesor.

En lo referente a las variables de entrada y salida, se ha impuesto un viento horizontal de 3 m/s constante como entrada, sin dependencia de la altura, y una presión de salida atmosférica. Lo más correcto en cuanto a la definición de esta entrada, hubiera sido establecer un perfil de velocidades en función de la altura, tal como ocurre en la realidad. Sin embargo, la finalidad de este apartado es la de determinar la viabilidad técnica del emplazamiento del aerogenerador, comprobando si dicha fachada afecta de forma negativa a los datos que llegan al rotor, para poder así conocer la situación más desfavorable posible, y estudiar posteriormente cómo cubrirla. De esta manera, si con un análisis inicial básico se obtienen conclusiones positivas, no será necesario detallar más el estudio, ya que de ello se derivará que la situación real será más favorable que la prevista y estudiada en el proyecto. Solo en el caso de que el beneficio fuese sustancialmente apreciable, se consideraría tener en cuenta dicha diferencia en el estudio general.

Con todo esto presente, y el entorno definido, se ejecutan los análisis con el programa indicado:

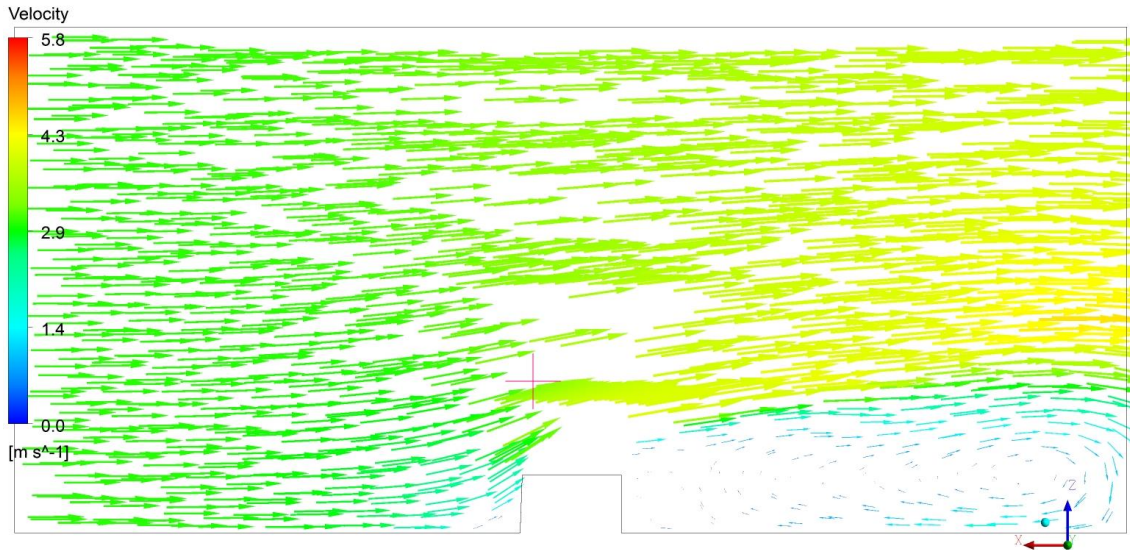


Ilustración 55. Vectores de la dirección del viento con ANSYS. FUENTE: Elaboración propia

El primer gráfico derivado, sirve para comprobar que el estudio se ha establecido de forma correcta. En la parte izquierda de la imagen se aprecia cómo el flujo de viento es completamente horizontal, y posteriormente, cómo se ve afectado por la presencia del edificio, sobre el que la "cruz" en rojo marcada, representa la altura del rotor, a 29,8 metros respecto al suelo, y a 2,4 metros en el eje "x" de la pared izquierda, distancia bastante cercana a la que se tendría que considerar en la realidad debido a la geometría de la cubierta.

Resalta la gran influencia que el edificio ejerce en todo el entorno establecido. A unos 30 metros antes del mismo, los vectores de dirección marcan una creciente componente vertical que alcanza su cota máxima alrededor del propio aerogenerador y se mantiene con cierto valor hasta llegar al extremo final del contorno derecho. A pesar de ello, el flujo de aire que llega al rotor mantiene cierta linealidad, sin casi turbulencias, algo que no ocurre como se aprecia a la altura del edificio, 100 metros a su derecha, en donde las grandes fluctuaciones en la dirección del viento harían imposible un emplazamiento en dicha zona del aerogenerador.

Así, en lo relativo a las posibles turbulencias que generaría la fachada del edificio, el emplazamiento sería viable.

Para el análisis de velocidad, se hace uso de la siguiente figura:

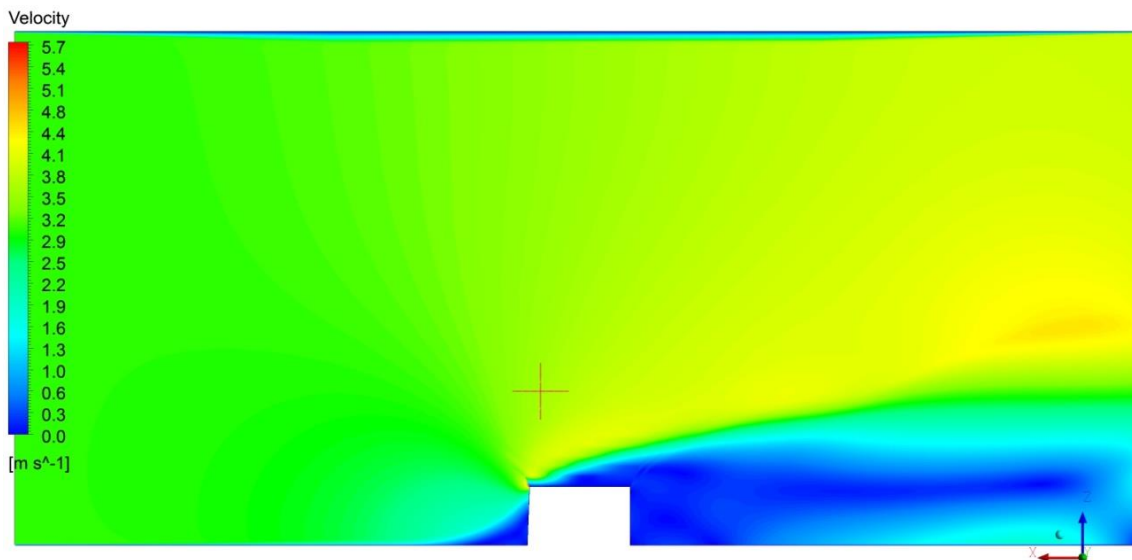


Ilustración 56. Velocidad de viento con ANSYS. FUENTE: Elaboración propia

Mediante una escala de colores, se conoce la velocidad de viento exacta en cada localización. A la altura del rotor, se aprecia:

- Velocidad horizontal: 3,45 m/s, lo que es un incremento de un 15%.
- Velocidad vertical: 0,85 m/s. Este dato no es significativo, al no ser lo suficientemente grande como para influir en el registro

Con lo aquí expuesto se evidencia que en lo relativo a la velocidad de viento, de nuevo, la localización del rotor no supone un problema para el estudio general. De hecho, se aprecia un aumento de un 15% en el valor horizontal.

Como resultado a destacar, resalta el hecho de que en las zonas hasta 100 metros a la derecha del edificio, hasta una altura de unos 30 metros, la velocidad en dicho entorno se ve reducida hasta valores 3 veces inferiores al inicial. De ello se puede deducir que, las opciones de emplazamiento planteadas en el apartado 6.2. Estudio del emplazamiento, en las que el aerogenerador se localizaba a menos de 100 metros a la altura del suelo respecto al edificio, sufrirían una muy fuerte afectación en todo viento procedente de la dirección edificio-aerogenerador, tal como ya indicaba el estudio realizado con la hoja Excel explicada en dicho apartado.

De este modo, se concluye que sí hay viabilidad técnica en lo relativo al flujo de viento, para el emplazamiento del aerogenerador sobre la cubierta del edificio. De hecho, sería aconsejable tras los positivos resultados, el llevar a cabo un estudio más preciso, con un perfil de viento adecuado a la realidad, para determinar la influencia exacta de las paredes del edificio. Sin embargo, con el fin de contar con un cierto margen de seguridad, se decide seguir con el estudio, sin aumentar la velocidad media del viento, de forma que si la solución global del proyecto garantiza el suministro energético sin dicho incremento, para el caso real, se tendrá una garantía muy fiable de que en todo momento, se cubrirá la demanda de consumo necesitada.

6.5. ESTUDIO MECÁNICO DE LA CUBIERTA

Al igual que en el anterior apartado, en este también se ha hecho uso de una normativa donde se aclara de forma extensa todos los cálculos que se han de realizar para determinar los momentos de fuerzas y cargas que ejerce un aerogenerador en las distintas situaciones de movimiento en las que se puede encontrar según la velocidad del viento.

La normativa empleada ha sido la UNE EN 61400-2-2015 “Aerogeneradores pequeños”.

Así, el objetivo general de este apartado es el de verificar que la estructura mecánica de la cubierta del edificio LECA, aguanta las exigencias del aerogenerador elegido WindSpot 3,5KW. Para ello el procedimiento ha sido ver cuáles son las previsiones de carga y momentos máximos establecidos para dicha estructura, y por medio de la normativa y de una hoja de cálculo Excel adaptada, comprobar si se está dentro o fuera de los límites establecidos. Así:

1. LÍMITES DE CARGA Y MOMENTOS DE LA ESTRUCTURA (CONSULTORA EMEÁ INGENIERÍA)

Cuando hace unos años se decidió la construcción del edificio LECA del CEDER (es la instalación más reciente del centro), se contrató a la consultora soriana EMEÁ INGENIERÍA, en cuyo proyecto se especifica en la parte de seguridad estructural, los ensayos hechos sobre la plataforma de cubierta.

Así, se exponen en el apartado de “Banco de Ensayos”, “las distintas hipótesis de cargas que se han utilizado para el análisis estructural de la plataforma sobre la que se prevé el montaje de pequeños aerogeneradores para su ensayo. Su construcción es completamente a base de perfiles de acero IPE longitudinales sobre los que se atornillan perfiles HEB transversales sobre los que, a su vez, se anclan los aerogeneradores objeto de ensayo”.



Ilustración 57. Cubierta del edificio LECA. FUENTE: CEDER

Se consideran 5 estados de carga y para cada uno de ellos 10 hipótesis de carga de forma no simultánea según el lugar de aplicación de las mismas, dividiéndose la cubierta en 9 sectores. Así, las hipótesis de carga consideradas son:

- Carga vertical: 714 kg
- Carga horizontal: 1184 Kg
- Momento flector: 463300 mKg
- Momento torsor: 10200 mKg

Además, el coeficiente de seguridad medio empleado ronda los 1,5, se ha considerado una sobrecarga de uso de 2000 N/m² y una sobrecarga de nieve de 920 N/m².

2. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES PARA EL CÁLCULO ESTRUCTURAL (UNE EN 61400-2-2015)

Para calcular las cargas y momentos máximos que pueden llegar a ser ejercidos, primero se ha de identificar qué variables influyen en la obtención de unos y otros. Aparte de la velocidad de viento, hay que tener en consideración características estructurales del aerogenerador con el que se va a tratar, información que aporta la ficha técnica del fabricante.

Así, en la hoja Excel de cálculo estructural, se han ido recopilando una serie de variables cuyo valor posteriormente es empleado en las fórmulas de los momentos y cargas: masas de diferentes partes, áreas, distancias a los centros de gravedad, momentos de pala, diámetro del rotor, etc. Parte de esa recopilación de datos se muestra a continuación:

Explicacion	Variable	Unidad	Valor
Velocidad de rotacion de diseño	n design	rpm	250.0
Velocidad de viento de diseño	V design	m/s	11.0
Densidad del aire	ρ	kg/m ³	1.225
Par en el eje del rotor de diseño	Q design	N·m	250.0
Potencia eléctrica de diseño	P design	kW	3.5
Variacion máxima de orientacion	w yaw, max		2.9
Velocidad de rotacion máxima	n máx	rpm	288.9
Diámetro del rotor	D	m	4.1
Area del rotor	A	m ²	12.9
Masa de la pala	mB	kg	7.5
Masa del buje	mhub	kg	50.0
¿se sabe la masa del aerogenerador? SI=0; NO=1 (Introducirlo en E13)			0
Masa de la nacelle	mnacelle	kg	92.5
Masa de otros elementos (timon de cola, rodamientos, etc)	m otros	kg	20.0
Centro de gravedad	Rcog	m	0.9
Número de palas	B	-	3.0
Distancia entre el centro del rotor y el primer rodamiento	Lrb	m	0.8

Par de frenado mecánico o eléctrico	Mbrake	Nm	230.2
¿Tiene caja multiplicadora? SI=1, NO=0 (Introducirlo en E30)			0
Coefficiente de arrastre	Cd	-	1.5
¿Se conoce el valor de este coeficiente? (poner 0 ó 1 en E32) SI=1 (introducir el valor de Cd en D32) . NO=0			0
Coefficiente de fuerza para las torres (ver tabla 3 pagina 52)	Cf torre	-	0.7
Coefficiente de fuerza para la gondola (ver tabla 3 pagina 52)	Cf gondola	-	1.5
Coefficiente de fuerza para el timon de cola (ver tabla 3 pagina 52)	Cf timon de cola	-	1.5
Area proyectada para la torre en la direccion	Aproj, T	m2	3.6
Area proyectada por la gondola	Aproj, N	m2	2.0
Area proyectada por el timon de cola	Aproj, TC	m2	0.5
Masa de la torre entre el punto de subida y el punto mas alto	moverhang	kg	85.0
Distancia entre el punto de izado y la parte alta de la torre	Llt	m	18.0
Area de la seccion de la raiz	Ab	m2	0.1
Area de la seccion del eje rotor	A_shaft		0.06
Altura del buje del aerogenerador	z_hub	m	18.4

Tabla 15. Parámetros de diseño para análisis estructural. FUENTE: CEDER/propia

Explicacion	Variable	Valor	Unidades
Área del rotor	A	12.9	m2
Relación de velocidad en punta de pala	landa design	4.8	-
Velocidad de rotacion de diseño	wn design	26.2	rad/seg
Velocidad de rotacion maxima	wn, max	30.3	rad/seg
Parámetro de diseño de cargas en el eje normales	er	0.0101	
Masa del rotor	mr	72.5	kg
Velocidad media	Vave	7.9	m/s
Velocidad de referencia	Vref	39.3	m/s
Velocidad extrema a 50	Ve50	55.0	m/s
Velocidad extrema a 1	Ve1	41.3	m/s
Landa de la punta d la pala	lamda e50	1.1	
Masa del aerogenerador	mtower top	235.0	kg
Eficiencia del tren de potencia	η	0.6	
Par de diseño	Q_design_calculado	216.502	Nm
Comprobación de Q_design con la que da el fabricante		13%	
Variacion máxima de orientacion	w yaw, max	2.9	rad/seg

Tabla 16. Fórmulas previas para análisis estructural. FUENTE: CEDER/propia

3. IDENTIFICACIÓN DE FUERZAS Y MOMENTOS A TENER EN CUENTA (UNE EN 61400-2-2015)

En este apartado se exponen todas aquellas expresiones matemáticas necesarias para el cálculo final estructural. Se ha de tener en cuenta que para verificar la integridad estructural de todos los componentes desde la cimentación hasta las propias palas, las solicitaciones límite y de fatiga que generen no deben superar los valores anteriormente expuestos por la consultora EMEÁ.

La metodología de diseño más común y la empleada aquí es la denominada "metodología de cargas simplificadas", que establece que el cálculo de las cargas significativas puede obtenerse con el uso de una serie de ecuaciones simples para un conjunto de hipótesis de carga limitado. Sin embargo, para que estas ecuaciones mencionadas sean útiles el aerogenerador, tal como establece esta norma UNE, debe ser de:

- Eje horizontal
- Rotor del tipo hélice de dos o más palas
- Palas en voladizo

- Movimiento coordinado de las palas
- Buje rígido (sin cabeceo ni buje articulado)

Todas estas condiciones se cumplen en el Windspot 3,5KW, por lo que teóricamente la metodología de cálculo es la correcta. Se ha determinado ahora la situación de diseño con la que se pretende trabajar, es decir, las condiciones de trabajo en las que se encontrará el aerogenerador. Así, lo ideal es trabajar en aquellos momentos de solicitaciones y cargas máximas, de forma que si los valores de aquí derivados son inferiores a los límites establecidos, se puede asegurar que la estructura del edificio aguanta para cualquier condición de funcionamiento de aerogenerador.

Atendiendo a la tabla 2 de esta UNE EN 61400-2, se tiene que esta situación límite se da en "carga extrema del viento", con un flujo de viento en el rotor igual a la velocidad extrema del viento esperada en 50 años, que suele considerarse 5 veces el valor de velocidad de viento de diseño (11m/s).

Situación de diseño	Hipótesis de carga	Flujo del viento	Tipo de análisis	Observaciones	
Producción de energía	A	Operación normal	F		
	B	Orientación	$V_{\text{limb}} = V_{\text{design}}$	U	
	C	Error de orientación	$V_{\text{limb}} = V_{\text{design}}$	U	
	D	Empuje máximo	$V_{\text{limb}} = 2,5 V_{\text{ave}}$	U	Rotación del rotor pero puede estar plegándose o aleteando
Producción de energía más ocurrencia de fallo	E	Velocidad de rotación máxima		U	
	F	Cortocircuito en la conexión de carga	$V_{\text{limb}} = V_{\text{design}}$	U	Par generador en cortocircuito máximo
Parada	G	Desconexión (frenado)	$V_{\text{limb}} = V_{\text{design}}$	U	
Carga extrema del viento	H	Carga extrema del viento	$V_{\text{limb}} = V_{50}$	U	El aerogenerador puede estar inmobilizado (en ralenti o parada) o regulado. Ninguna intervención manual
Condiciones de inmovilización y de falta	I	Inmovilización con carga del viento y exposición máxima	$V_{\text{limb}} = V_{\text{ref}}$	U	El aerogenerador es cargado con la exposición más desfavorable
Transporte, montaje, mantenimiento y reparación	J	Deberá estar indicado por el fabricante		U	
Leyenda F análisis de cargas debidas a fatiga. U análisis de cargas críticas.					

Tabla 17. Hipótesis de carga de diseño para el método de cálculo de cargas simplificado. FUENTE: UNE EN 61400-2

La "U" que aparece en la columna "tipo de análisis", hace referencia a que las fórmulas con las que se opera son para análisis de las cargas críticas como "análisis del exceso de resistencia del material, análisis de la deformación extrema y análisis de la estabilidad".

De este modo, en el apartado de hipótesis de carga extrema del viento, se plantea el cálculo de las siguientes variables:

1) Carga de empuje en el eje:

Es la fuerza aplicada sobre el eje horizontal derivada del movimiento de rotación de las palas:

$$F_{x_shaft} = 0,17 \cdot B \cdot \lambda_{e50}^2 \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj_B} \quad (9)$$

Donde:

B= número de palas

λ_{e50} = relación de velocidad en la punta de la pala

ρ = densidad del aire (1,225 Kg/m³)

A_{proj_B} =área proyectada por la pala en la dirección paralela al viento (según estudios previos del centro, para este aerogenerador es de 0,6 m²)

Aplicando dicha expresión se tiene una carga de empuje en el eje de 1372,04N

2) Fuerza de arrastre de la góndola: $F_{xy_góndola}$

$$F_{xy_góndola} = C_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj_góndola} \quad (10)$$

Donde:

C_f =coeficiente de fuerza (1,5)

$A_{proj_góndola}$: área proyectada por la pala en la dirección perpendicular a la dirección del viento

Como resultado se tiene una fuerza de arrastre de la góndola de: 5558,4 N

3) Fuerza de sustentación de la torre: F_{xy_torre}

$$F_{xy_torre} = C_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj_torre} \quad (11)$$

Donde:

A_{proj_torre} : área proyectada por la pala en la dirección perpendicular a la dirección del viento.

4) Fuerza del timón: $F_{xy_timón}$. Emplea la misma ecuación que las anteriores y toma un valor de 709 N

Eje	Fuerza en el eje en la dirección X en función de si la máquina para o NO para velocidades de viento superiores a Ve50	Fx- shaft	N	1 372.0
Torre	Fuerza en la torre	Fxy- torre	N	4 669.1
Gondola	Fuerza en la gondola	Fxy-gondola	N	5 558.4
Timon	Fuerza timon	Fxy-timon	N	709.0

Tabla 18. Solicitaciones significativas en viento extremo. FUENTE: elaboración propia

Por otro lado, además de estas tres fuerzas que establece la normativa, también se han de tener en consideración la fuerza que ejerce el timón, el peso de la torre, el peso de la góndola, así como el de otros componentes.

4. RESOLUCIÓN ESTRUCTURAL

En el anterior apartado se han identificado todas las cargas que se consideran influyentes, se ha de determinar ahora cómo hacer uso de las mismas. Para ello, se plantea un sistema de tres ecuaciones, teniendo en cuenta que en todo momento se debe cumplir la conservación de momentos y que el sumatorio de fuerzas tanto verticales como horizontales tiene que ser 0.

Se han de tener en cuenta las distancias y centros de gravedad para los momentos de fuerza, algunas de las cuales ya fueron recogidas entre las variables de las tablas Excel del apartado 2. Se muestra un esquema aportado por el fabricante con el aerogenerador visto de perfil y tres cotas:

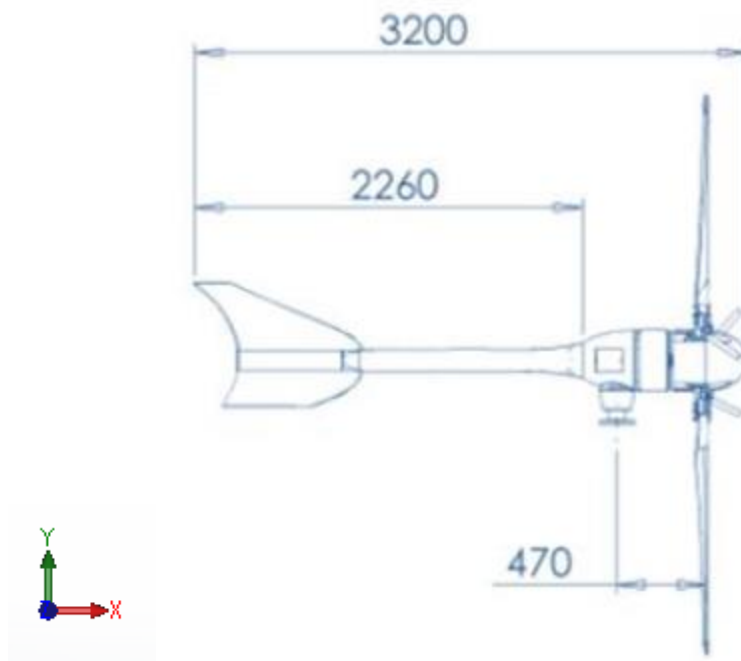


Ilustración 58. Croquis simplificado aerogenerador de perfil. FUENTE: WINDSPOT

Debido al trabajo previo que realizó el CEDER sobre este modelo antes de su comercialización en el mercado, se conocen más cotas que las reflejadas en la ficha técnica. Para evitar confusiones, se plantea un resumen de la localización de cada fuerza, considerándose el centro de referencia el punto de anclaje de la torre al suelo, punto de A de ahora en adelante.

Las fuerzas horizontales son:

- F_{x_shaft} : es debida a la rotación de las palas, por lo que se debe situar sobre el eje x, en el extremo derecho, sentido hacia la derecha.
- $F_{xy_gondola}$: debida al viento al incidir sobre la góndola
- F_{xy_torre} : esta fuerza es la de sustentación de la torre o en realidad, de arrastre del viento. Es una carga distribuida a lo largo de los 18 metros de torre elegidos, que se puede tomar para el cálculo simplificado, como una fuerza puntual a 9 metros de altura, en el centro de gravedad de la torre, al ser la misma homogénea en toda su superficie. Su sentido se toma positivo en el eje "x", ya que así es como se tendrá una situación más desfavorable.
- $Peso\ propio\ torre$: se sitúa justo encima de la torre en el eje "y", sentido negativo
- $Peso\ propio\ palas$: se sitúa a la altura de las palas sobre el eje horizontal, a 0,47metros del punto en el eje x, sentido negativo en el eje "y".
- $Peso\ propio\ buje$: se sitúa en el eje horizontal, a 0,35 metros del punto A en el eje x, sentido negativo en el eje "y".
- $Peso\ propio\ gondola + otros$: se sitúa a 0,2m a la izquierda del punto A en el eje x, sobre el eje horizontal, sentido negativo en el eje y. Su ubicación es debida a que la parte de la góndola que mayor peso aporta al conjunto es el generador, con coordenadas "x" negativas.
- $F_{xy_timón}$: se toma a 2,10m negativos en el eje x, en el eje horizontal, sentido negativo en el eje y.

SOLICITACIÓN	POSICIÓN EJE "x"	POSICIÓN EJE "y"	SENTIDO APLICACIÓN	VALOR
F_{x_shaft}	0.47	18.4	+x	1372 N
$F_{xy_gondola}$	0.47	9	+x	5558.4 N
F_{xy_torre}	-2.1	18.4	+x	4669.1 N
Peso propio torre	0	18.4	-y	85 Kg
Peso propio palas	0.47	18.4	-y	22.5 Kg
Peso propio buje	0.35	18.4	-y	50 Kg
Peso propio góndola + otros	-0.2	18.4	-y	112.5 kg

Tabla 19. Resumen localización fuerzas. FUENTE: elaboración propia

Con estas fuerzas así, se plantean las 3 ecuaciones mencionadas, con el objetivo de obtener la reacción horizontal y vertical en el punto A, así como el momento de fuerza M_{zA} . Este punto A, se considera un empotramiento:

Eje x:

$$\sum F_x = 0; R_{xA} = F_{xy_torre} + F_{xy_gondola} + F_{x_shaft} = \mathbf{2648,7 N} \quad (12)$$

Eje y:

$$\sum F_y = 0; R_{yA} = g \cdot (P.palاس + P.buje + P.torre + P.gondola_otros + P.timón) = \mathbf{11599,56 N} \quad (13)$$

Momentos:

$$\sum M_z = 0; M_{zA} = F_{xy_torre} \cdot 9 + F_{xy_gondola} \cdot 18,4 + F_{x_shaft} \cdot 18,4 + P.palas \cdot 0,47 \cdot g + P.buje \cdot g \cdot 0,35 - P.gondola_otros \cdot g \cdot 0,2 - F_{xy_timón} \cdot 2,10 = \mathbf{168107,05 Nm}$$

(14)

Estos resultados se han de pasar a las unidades en las que fueron expresadas las cargas máximas por la consultora EMEÁ, que es en Kg y mKg. De este modo, se aporta una tabla resumen:

SOLICITACIÓN	LÍMITE PERMITIDA	LÍMITE CALCULADO	AGUANTA
Carga vertical	714 kg	270 kg	SÍ
Carga horizontal	1184 kg	1182,4 Kg	SÍ
Momento flector	463300 mKg	17141,88 mKg	SÍ

Tabla 20. Comprobación cargas. FUENTE: elaboración propia

Puede observarse como la estructura aguantará incluso en condiciones de funcionamiento de viento extremo. Queda un pequeño margen de duda en lo relativo a la carga horizontal. Sin embargo, si se le añade a esa carga límite el coeficiente de seguridad empleado de 1,5, queda todavía un margen amplio, pudiéndose concluir que tampoco debería dar problemas esta sollicitación.



7. NORMATIVA Y PEAJE

7.1. CONSIDERACIONES PREVIAS

En este apartado se pretende exponer las consideraciones que se han de tener en cuenta para decidir cómo se estaría registrado dentro de la red eléctrica, atendiendo al conjunto de normativas expuesto en el apartado 2.1. Normativa.

Tal como ahí se comenta, para empezar, existen dos maneras dentro del actual real decreto 900/2015 para declararse como autoconsumidor. Estas son modalidad de autoconsumo tipo I, y tipo II. Cada una de ellas, conllevan una serie de derechos y obligaciones que en conjunto, pueden crear una gran diferencia en el pago de la factura final, según la elección de una u otra, así, este apartado cobra gran importancia en el análisis económico del proyecto.

Atendiendo a las normativas existentes comentadas, se deducen tres posibles soluciones:

1. AUTOCONSUMIDOR TIPO II, CASO 1

Según el título III, artículo 14, la única manera de poder recibir una contraprestación económica por vertido horario a la red eléctrica es inscribirse dentro de la modalidad de autoconsumo tipo II, por lo que no hay más opción que elegir dicha modalidad.

Dentro de ella, cabe la opción de que el titular de la instalación generadora y el que recibe el suministro eléctrico, no sean la misma entidad, generándose así las figuras de sujeto productor y sujeto consumidor. Según el caso 1 explicado en el apartado 2.1., es posible estar exentos del pago de los cargos fijos de potencia siempre y cuando los sujetos mencionados difieran, y se realice la instalación de un contador para el sujeto consumidor.

Esta opción obligaría a **la instalación realizada (sujeto productor)** a declararse centro productor de energía independiente del **CEDER (sujeto consumidor)**, y verter a él la energía resultante, a un precio inferior al de la red eléctrica acordado por las dos partes.

Cabe la opción no obstante de que esto se considere ilegal, ya que se plantea como solución del proyecto el instalar el aerogenerador y las placas solares necesarias, sobre la cubierta del edificio LECA. Este edificio, al ser el departamento de energía mini-eólica, realiza ensayos con frecuencia, y tiene en consecuencia un determinado consumo. Cabría la posibilidad de que el estado no considerase la instalación de forma independiente al edificio, y no pudiesen ser entonces dos sujetos distintos. La normativa actual no aclara el caso planteado, por lo que habría que consultar a expertos, para ver si sería viable desde el punto de vista legal, esta primera opción.

2. AUTOCONSUMIDOR TIPO II, CASO 3

De nuevo, como se pretende tener vertido que poder ceder a la red, se tiene que declarar la instalación como modalidad de autoconsumo tipo II, registrándose con ello en el RAIPRE (Registro Autonómico de Instalaciones de Producción en Régimen Especial).

A diferencia del caso anterior, se plantea aquí la opción de que el sujeto generador y consumidor sean la misma entidad. Con esto presente, y según se decida instalar o no sistemas de acumulación de energía se podrá estar en el autodenominado "caso 2" con el que no se

paga el peaje de cargos fijos a la red; o en el "caso 3", con el que sí se debe efectuar dicho importe, pero permite la instalación de un conjunto de baterías. Dado que según el diseño planteado de aerogenerador + placas solares, teniendo en cuenta las buenas condiciones de irradiación solar y potencialidad eléctrica que ofrece la zona, queda de manifiesto que en una porción importante de los días, la energía generada superará a la consumida, viéndose entonces positivo a nivel económico el contar con un sistema de acumulación.

Así, a pesar de tener que hacer frente a los cargos fijos, esta opción plantea la instalación de baterías dentro de modalidad de autoconsumo tipo II, "caso 3", siendo la **misma entidad el sujeto productor y consumidor**. Se independizaría así energéticamente el edificio LECA respecto al CEDER, y se vertería el excedente a la red eléctrica.

3. NO DECLARARSE COMO AUTOCONSUMIDOR

Esta opción plantea aprovecharse de la condición de Centro de Investigación y Desarrollo en la que está declarado el CEDER, no teniendo en consecuencia que registrarse ni como autoconsumidor tipo I ni tipo II. Se acoplaría la nueva instalación al contrato que tiene el CEDER con ENDESA, de forma que simplemente el consumo general del CEDER fuese inferior al autogenerar energía, cediendo el excedente al resto de la red del CEDER.

En este caso dado que no se estaría declarado legalmente como centro productor de energía no se podría considerar como tipo II, por lo que el excedente de energía no podría verterse a la red y obtener una compensación económica por ello, sino que solo serviría para reducir el consumo general del centro.

Para entender esta tercera opción, hay que tener en consideración que el centro cuenta con un aerogenerador Bornay de 50 KW así como otros más pequeños emplazados dentro del terreno del CEDER, que ocupa una extensión aproximada de $x \text{ m}^2$. En ocasiones hay momentos en los que debido al buen funcionamiento de los aerogeneradores, el propio centro cede energía a la red, con consumo 0 en dichos momentos. Esto a priori indica una autoproducción de energía, lo que al no estar declarados como autoconsumidores no sería una práctica legal en teoría.

No obstante, al ser el centro como se ha dicho, un centro de investigación, ENDESA permite este hecho sin poner objeción alguna hasta el momento. Si sin embargo se añadiesen más aerogeneradores y placas solares para el autoconsumo como plantea este proyecto, probablemente ENDESA daría un aviso y se tendría que declarar el centro como autoconsumidor. Esta opción por tanto, puede que supusiese un problema para todo el centro.

Tras analizar estas tres opciones, parece claro que la única opción viable sería la segunda. Tanto la primera como la tercera, si de forma legal, pudiesen desarrollarse, resultarían mucho más económicas, sin embargo, al no detallarse con exactitud en la ley el caso planteado en la primera opción, y al desconocerse la postura que adoptaría ENDESA cuando viese de manera sistemática reducido el consumo del CEDER tras la instalación de la unidad de energía planteada en el proyecto, **se considera prudente elegir la segunda opción de modalidad de autoconsumo tipo II, con misma entidad sujeto productor y consumidor**.

En el supuesto de que se pretendiese desarrollar esta unidad de energía en la realidad, sería aconsejable preguntar a expertos sobre la legislación, y hablar con ENDESA en búsqueda de algún acuerdo que permitiese la tercera opción.

7.2. SELECCIÓN DEL PEAJE

Habiendo fijado la modalidad de autoconsumo en la que se declararía la instalación, se ha de determinar el peaje o tipo de tarifa que se contrataría a la red eléctrica. Para ello, hay que realizar un pequeño balance de las necesidades energéticas basándose en los recursos y consumos, y determinar en función de ello la opción más económica.

De este modo, si en un primer momento se cogen los datos registrados cada minuto de consumos, se tiene el siguiente recuento de potencia:

- Pico máximo: 17521W
- >15000W: 2 veces
- >10000W: 197 veces
- > 5000W: 6674 veces

Dado que la red eléctrica penaliza con un alto cargo cuando el consumidor se pasa de la potencia contratada, hay que intentar exceder esta el mínimo número de veces posible. Para este supuesto nos estamos poniendo, no obstante, en el peor caso posible que sería consumo máximo y producción mínima.

Esta no es la realidad claramente. Por ello, se realiza el balance real con datos promedios por horas, suponiendo que se cuenta con 1 aerogenerador Windspot 3,5KW y 25 m² de placas solares, solución cercana a la que se tomará como final en el proyecto. Con esto presente, se tiene:

POTENCIA (W)	VECES SUPERADO EL CONSUMO
15000	0
14000	0
13000	0
12000	1
11000	4
10000	6
9000	10
8000	13
7000	23
6000	46
5000	94
4000	255
3000	1829
2000	2420
1000	2700
500	2967
400	3190
300	4023
200	4811
100	5035
>0	5124
<0	3637

Tabla 21. Número de veces superado un determinado consumo en balance energético FUENTE: elaboración propia

La tabla muestra cuántas veces el balance horario entre energía generada y consumida, requiere de un consumo a la red eléctrica superior a un determinado valor que oscila entre 0 y 15KW.

Puede apreciarse que en ningún caso será necesario coger de la red más de 15KW, y apenas en 6 ocasiones se superarán los 10KW.

Así, de acuerdo a los diferentes peajes que se pueden contratar y que se muestran en la Ilustración 15, del apartado 2. Normativa, en un principio, podría considerarse el contratar el peaje 2.1.DHS (con una potencia contratada entre 10-15 KW). Sin embargo, según el nuevo decreto, para aquellas tarifas 2.x de menos de 15KW, es de obligado cumplimiento el tener un **interruptor de control de potencia (ICP)**, que hace que se corte la luz cada vez que se sobrepase esa potencia, lo que podría hacer que se parase el ensayo o trabajo que se estuviese realizando, perdiendo todo el progreso realizado, algo totalmente inasumible para cualquier empresa. Este hecho obliga a situarse en el **Peaje 3.0A con una potencia mínima de 15,1KW**.

Nótese que este balance se ha realizado sin la presencia de un sistema de alimentación que acumule energía cuando la generación supere al consumo. Esto suele tener lugar a la tarde, cuando en el centro no hay actividad, pero sigue soplando viento y habiendo sol hasta una determinada hora.

El programa HOMER que se empleará en el apartado 8 del presente proyecto, realiza un balance energético mucho más completo teniendo en cuenta estas consideraciones. Sin embargo, un breve análisis cuantitativo del número de veces por promedios horarios a lo largo de un año, en las que el consumo es inferior a la generación, evidencia que la necesidad real de contar con la red eléctrica de acuerdo a la solución que se está planteando, es meramente un aspecto legislativo de cumplir con la actual normativa:

POTENCIA (W)	VECES SUPERADO EL CONSUMO
-1000	3265
-2000	2953
-3000	2702
-4000	2501
-5000	2303
-6000	2103
-7000	1904
-8000	1714
-9000	1537
-10000	1368
-11000	1205
-12000	1044
-13000	928
-14000	849
-15000	755
-16000	653
-17000	540
-18000	454
-19000	374
-20000	282

Tabla 22. Número de veces superado un determinado consumo en balance energético FUENTE: elaboración propia

Puede observarse como hasta en 3265 veces, lo que supone un 37,78% del tiempo del año, se podría acumular hasta 1 KW de potencia. Posteriormente se entrará en más detalles relativos a este peaje, sin embargo, por ahora se concluye que:

La instalación se acogerá a una modalidad de autoconsumo tipo II con misma entidad sujeto productor y consumidor, y Peaje 3.0 de 15,1KW



8. OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA

8.1. INTRODUCCIÓN Y RECOGIDA DE DATOS

En este apartado se ha hecho uso de un programa de cálculo llamado HOMER, que de forma resumida y entre otras opciones, permite la optimización de un problema planteado en relación a la red eléctrica, simplificando con ello la tarea de evaluar las consecuencias de distintos diseños. Así, introduciéndole el recurso eólico, el recurso solar, el consumo de potencia, el precio de la red eléctrica, diferentes características de aerogeneradores, placas solares y baterías, y otra serie de información que el programa requiere, es capaz de generar un conjunto de opciones que plantean la mejor combinación de las variables consideradas, según una serie de variables de salida.

De este modo, según cuál sea la finalidad del proyecto, se puede conocer de una manera rápida mediante las simulaciones que ofrece el programa, cuál sería la solución idónea que se ajusta al planteamiento general. Aporta además una gran cantidad de tablas y gráficas que justifican sus resultados, tanto desde un punto de vista técnico como económico.

En lo relativo a la información y datos con los que trabaja, en el caso de que estos sean personales de cada usuario en lugar de obtenerse de la base con la que cuenta el programa, HOMER impone la condición de que la introducción sea por promedios horarios, es decir, un total de 8760 datos. Este hecho ha supuesto un problema adicional inesperado, cuya solución, al no haberse planteado mediante programas como Matlab, sino con el uso de Excel, ha supuesto cierta dedicación de tiempo.

Se presenta a continuación una breve descripción de cómo se han logrado dichos promedios horarios:

1. CONTEO ACUMULADO POR HORAS

Partiendo de una base de datos con registros cada minuto, y con el fin de poder organizarlos por promedios horarios, se ha de contar con la posibilidad que no haya 60 datos por hora, dado que es frecuente la presencia de errores puntuales en la medición, quedándose en consecuencia sin registro ese minuto concreto. De esta forma, separando la fecha horaria inicial hasta el dígito que indica las horas, y, realizando un conteo de cuántas celdas se repiten con exactitud hasta dicho dígito, se puede tener un conteo exacto por horas.

FECHA COMPLETA	FECHA CONTAR	FECHA HORARIA	CONTEO	Fila	CONTEO ACUMULADO	
19/03/2015 0:00	19/03/2015 0	19/03/2015 0		60	1	60
19/03/2015 0:01	19/03/2015 0	19/03/2015 1		60	2	120
19/03/2015 0:02	19/03/2015 0	19/03/2015 2		60	3	180
19/03/2015 0:03	19/03/2015 0	19/03/2015 3		60	4	240
19/03/2015 0:04	19/03/2015 0	19/03/2015 4		60	5	300
19/03/2015 0:05	19/03/2015 0	19/03/2015 5		60	6	360
19/03/2015 0:06	19/03/2015 0	19/03/2015 6		60	7	420
19/03/2015 0:07	19/03/2015 0	19/03/2015 7		60	8	480
19/03/2015 00	19/03/2015 0	19/03/2015 8		50	9	530
19/03/2015 0:09	19/03/2015 0	19/03/2015 9		59	10	589

Tabla 23. Excel de datos para HOMER. FUENTE: Elaboración propia

Con dicho conteo, se crea una columna de "conteo acumulado", necesaria para el promedio horario.

2. PROMEDIO HORARIO

Una vez establecida la columna mencionada de "conteo acumulado", se sabe, por ejemplo, que entre las filas en las que en la columna "fila", se indican los números comprendidos entre 180-240, se han de coger los datos con los que se promedia para el 19 de Marzo de 2015, entre las 2 y las 3 de la mañana.

Extrapolándolo al resto de la anualidad, se puede obtener el promedio deseado haciendo uso de la siguiente expresión en Excel:

=PROMEDIO.SI.CONJUNTO(F:F;G:G;"<="&J5;G:G;">"&J4)

(10)

En donde:

- F: columna de datos de velocidad de viento
- G: columna "fila".
- J: columna de "conteo acumulado"

De este modo se ordena, para el caso señalado, que haga el promedio de todos aquellos valores de la columna "F" (valores de velocidad de viento), para los que la columna "G" (Fila), sea un número menor que J5, pero mayor que J4.

El resultado es el siguiente, quedándose agrupados todos los datos según el buscado promedio horario:

FECHA HORARIA	CONTEO	Fila	CONTEO ACUMULADO	PROMEDIO	
19/03/2015 0		60	1	60	3,472
19/03/2015 1		60	2	120	3,286
19/03/2015 2		60	3	180	4,461
19/03/2015 3		60	4	240	3,861
19/03/2015 4		60	5	300	3,523
19/03/2015 5		60	6	360	1,723
19/03/2015 6		60	7	420	3,232
19/03/2015 7		60	8	480	4,135
19/03/2015 8		50	9	530	3,008
19/03/2015 9		59	10	589	3,186
19/03/2015 10		60	11	649	4,399

Tabla 24. Excel de datos para HOMER. FUENTE: Elaboración propia

Se ha realizado la tarea explicada, para la irradiación solar, el consumo de potencia del edificio, y la velocidad de viento. Con ello preparado, es posible empezar a trabajar con el programa HOMER.

8.2. DEFINICIÓN DE VARIABLES

Se van a describir y justificar las diferentes variables que el programa necesita para implementarse de forma correcta, explicando el porqué de los valores introducidos en cada apartado.

En primer lugar para la ejecución del programa, se plantea un esquema general del equipamiento a considerar y las fuentes de energía que se disponen. Así, se indica que se pretende autoabastecerse con uno o varios aerogeneradores, placas solares y baterías. Se ha de señalar aquí también los consumos, el tipo de convertidor, que puede trabajar tanto como inversor (DC a AC) o rectificador (AC a DC), posibilitando el vertido eléctrico cuando se disponga del excedente para ello; y si se tiene intención o no de estar conectado a la red eléctrica. Esta opción viene planteada ya que el programa fue diseñado de acuerdo a la normativa estadounidense, donde sí es posible un autoconsumo totalmente independiente de la red eléctrica. Para el caso del presente proyecto, tal como ya se ha indicado, es de obligado cumplimiento la conexión con el utility.

Así, el esquema queda de la siguiente manera:

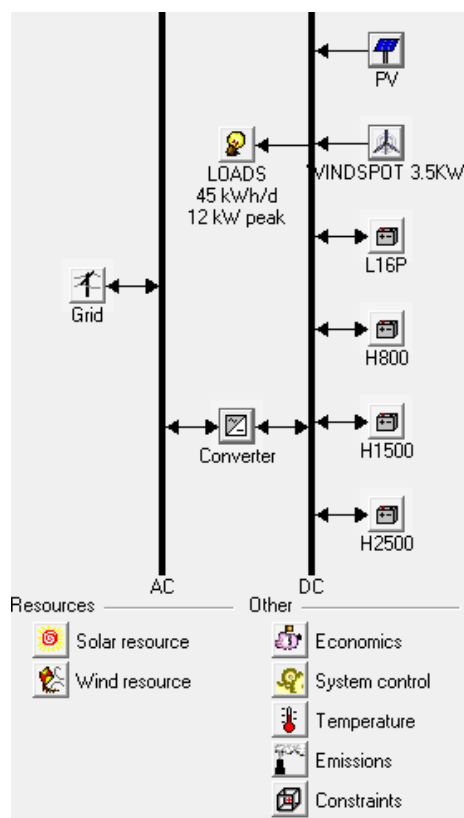


Ilustración 59. Esquema general planteado en HOMER. FUENTE: Elaboración propia

Tal como se puede apreciar, el aerogenerador es el estudiado WINDSPOT 3,5 KW, las placas solares son genéricas, y se han planteado hasta 4 tipos de baterías diferentes con el fin de que el programa elija por sí mismo con cuál es recomendable trabajar.

Se expone a continuación una breve descripción de los componentes de mayor importancia:

8.2.1. PV: PLACAS FOTOVOLTAICAS

Tras un pequeño estudio comparativo de diferentes fabricantes de placas fotovoltaicas, prestando atención a variables como potencia, tolerancia, eficiencia o precio, se determinó el trabajar con el modelo: **PVS-200P/24 de la marca Sonne Photovoltaic Systems**, considerando que presenta una buena relación calidad/precio.

Al ser su potencia nominal relativamente pequeña, de 200 W, y, ocupar apenas 1,48 m², se facilita la tarea de optimización de acercarse a la potencia exacta por fotovoltaica requerida, sin preocuparse por el espacio ocupado para su instalación.

En lo relativo a sus características técnicas:

- Esperanza de vida: 20 años
- Factor de disminución o rendimiento esperado en condiciones ambientales: 80%
- Fracción de radiación solar reflejada al incidir contra el suelo: 20%
- Eficiencia: 15,52
- NOCT o temperatura alcanzada por las células de trabajo en un ambiente de unos 20°C: 46°C
- Coeficiente de potencia: estimación de la pérdida de potencia por grado centígrado que se vaya alejando la temperatura de la célula del ideal (25°C): 0,38%/°C

Se considera además un sistema fotovoltaico sin sistema de orientación automática (Tracking System), dado que el disponer del mismo, aumentaría considerablemente el coste por unidad. Con la aceptable radiación de la zona y los consumos registrados, no es necesario buscar un pequeño aumento de la energía solar acumulable.

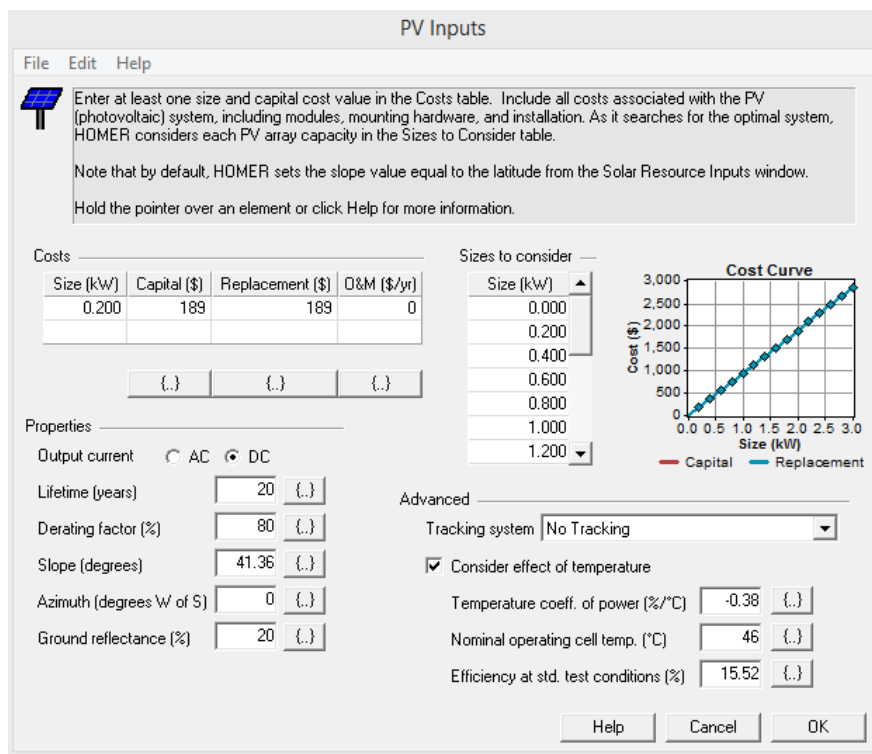


Ilustración 60. Características placas solares. FUENTE: HOMER

Se ha indicado además, que el programa tenga en consideración un posible número de placas que oscile entre 0 y 25.

8.2.2. AEROGENERADOR

Tal como se ha ido explicando en distintos apartados del presente proyecto, el aerogenerador a emplear será el **Windspot 3,5 KW**. Se ha ido verificando que a nivel técnico ofrece una potencialidad energética y una energía anual total, superiores a la de mayoría de fabricantes del mercado. Para completar los datos de cara al programa HOMER, se ha hecho uso del catálogo oficial que ofrece la marca.

La curva de potencia, es una de las características fundamentales que todo modelo de aerogenerador debe mostrar, de ahí, que HOMER disponga de un espacio donde en caso de no querer recurrir a la amplia base de datos del programa, se pueda trabajar con información personalizada:

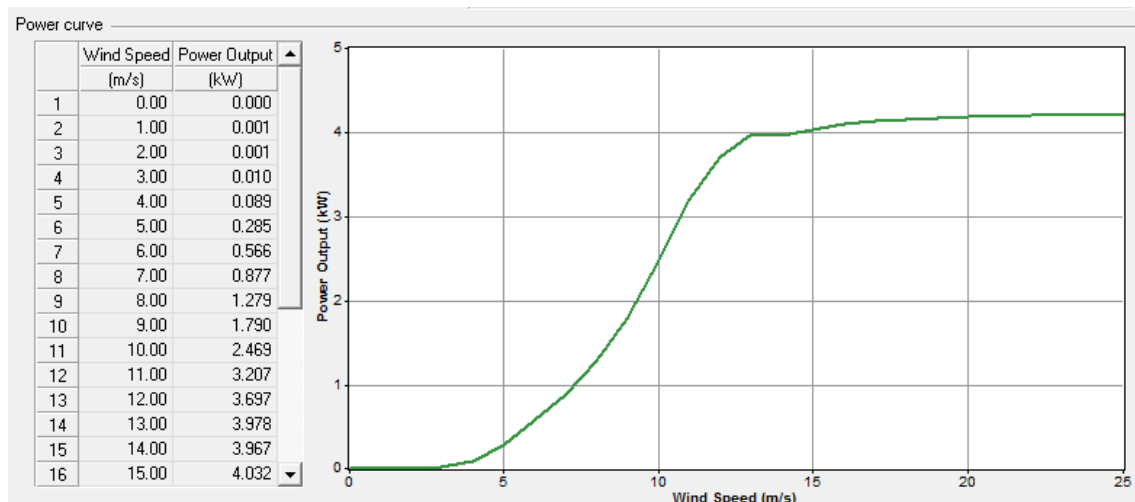


Ilustración 61. Introducción manual de la curva de potencia del aerogenerador. FUENTE: HOMER

Por otro lado, se han de especificar también otros factores como la vida útil esperada (25 años), la altura del rotor (29,8 metros) o el precio por unidad o unidades considerando un pequeño descuento proporcional al número de aerogeneradores comprados.

El coste por reemplazamiento se considera en torno a un 80%, y los gastos de operación y mantenimiento se estiman sobre unos 25€/KW año. Respecto a este dato, se ha de decir que hace apenas unos 5 años, el precio era muy superior al actual (+30 % aproximadamente), sin embargo, debido al notable aumento de empresas dedicadas a dichas labores, se ha logrado mejorar el proceso de reparación y optimizar los tiempos requeridos para ello, lo que ha llevado a una considerable reducción en la factura final.

Al igual que con las placas solares, se ha considerado un número de aerogeneradores variable, comprendido en este caso entre 1 y 5.

8.2.3. BATERÍAS

Para la elección de las baterías se recurre al catálogo que HOMER tiene registrado desde donde se puede optar a un total de 22 modelos diferentes en función del fabricante y de las características requeridas.

Con esto presente, se decide coger 5 de ellos con capacidades nominales entre 1,6 KWh y 5 KWh, y unidades entre 1-25. El programa, al realizar las diferentes simulaciones y balances energéticos, considerará la mejor combinación de ellas.

Los modelos escogidos han sido:

- Hoppecke 8 OPzS 800 de 1,6KWh
- Hoppecke 12 OPzS 1500 de 3 KWh
- Trojan L16P de 2,16 KWh
- Hoppecke 20 OPzS 2500 de 5 KWh

Los precios base de cada una de ellas, información que no tiene registrada HOMER, se han encontrado en sus respectivos catálogos. Todos los datos técnicos ya se encontraban registrados, por lo que no se ha necesitado introducir ninguno más adicional.

8.2.4. CONSUMO

Dado que se dispone de los datos reales de consumo con su correspondiente promedio horario preparado para HOMER, se introduce en el programa en el apartado "import file". En la siguiente ilustración se muestran los datos ya analizados.

Cabe señalar, que tal como se concluyó en el apartado 5. Necesidades energéticas del presente proyecto, las horas de mayor consumo corresponden a las 9-10 h de la mañana, y en el horario de invierno, se tiene un gasto energético considerablemente superior al de verano

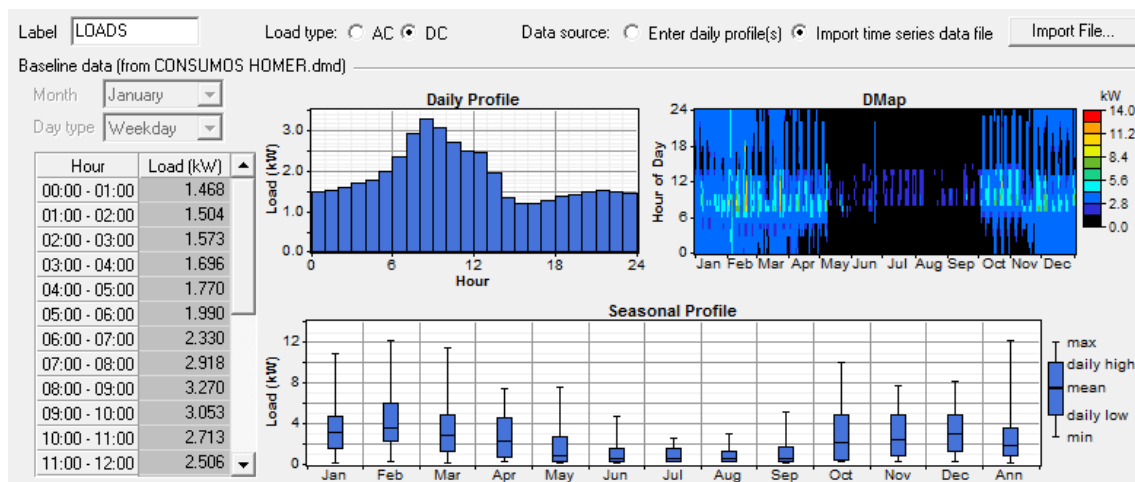


Ilustración 62. Información de consumos, registrada por HOMER. FUENTE: HOMER

8.2.5. ENERGÍA SOLAR/ENERGÍA EÓLICA

De igual manera que con los consumos, tras prepararse la base de datos de velocidad de viento, y de radiación solar por promedio horario, se introduce sin más preámbulos en el programa.

Puede observarse una muestra de cómo registra HOMER la información:

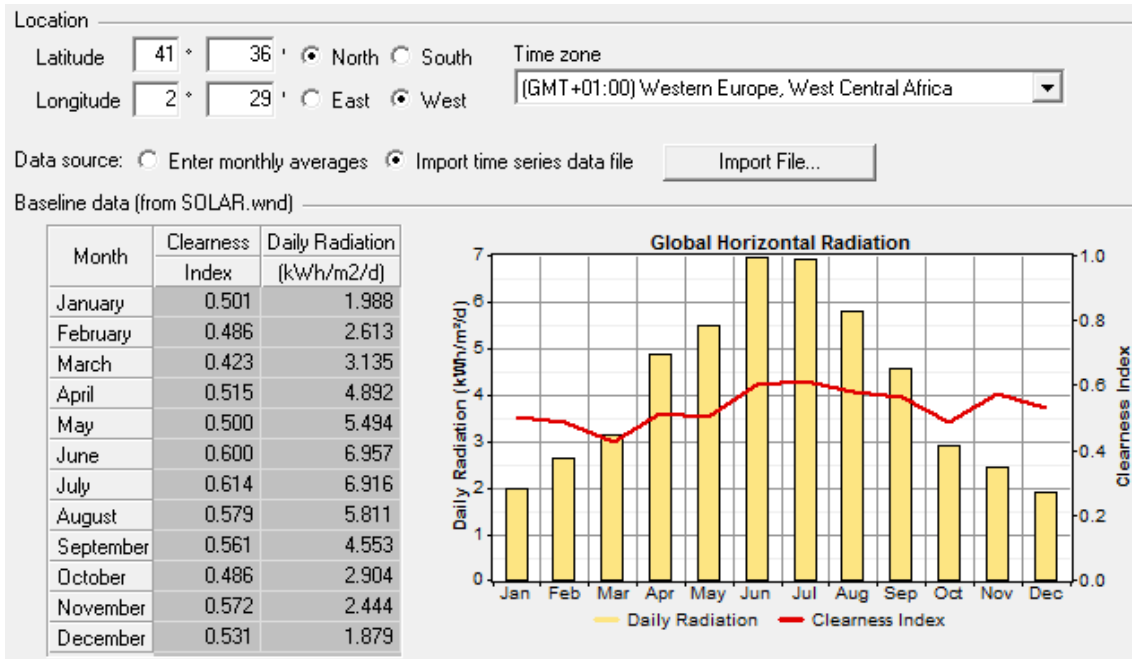


Ilustración 63. Información de energía solar registrada por HOMER. FUENTE: HOMER

8.2.6. GRID

En el apartado de "Grid" o conexión con la red eléctrica, se han de indicar todos aquellos gastos asociados a la contratación de la propia red. Para conocerlos con detalle, hay que atenerse a las normativas explicadas que regulan el autoconsumo, así como a la elección de modalidad de autoconsumidor y tipo de peaje, elegidos anteriormente.

Se recuerda que la opción escogida es modalidad tipo II con pago de cargos fijos, y peaje 3.0A con potencia contratada (Pc) de 15,1 KW. Se aporta un cuadro resumen de los pagos que en consecuencia se han de ejercer, distinguiendo entre el peaje de respaldo y el peaje de acceso:

	PEAJE DE RESPALDO PARA 3.0A Pc>15KW			
	CARGO FIJO (€/KW año)	VARIABLE ASOCIADO A SISTEMA (€/KWh)	VARIABLE ASOCIADO A CAPACIDAD (€/KWh)	OTROS CARGOS (€/KWh)
PERIODO 1	32.174358	0.007116	0.014798	0.007485
PERIODO 2	6.40325	0.00424	0.007606	0.007485
PERIODO 3	14.266872	0.003569	0.000102	0.007485

	PEAJE DE ACCESO PARA 3.0A P _c >15KW	
	TÉRMINO POTENCIA (€/KW año)	TÉRMINO ENERGÍA (€/KWh)
PERIODO 1	40.7288	0.18762
PERIODO 2	24.4373	0.012575
PERIODO 3	16.29155	0.00467

Tabla 25. Resumen de cargos según el peaje de acceso y el peaje de respaldo. FUENTE: elaboración propia

Los periodos que aparecen son los denominados popularmente como pico, llano y valle. Varían en función de la hora y fecha dentro del año, y su diferencia responde a las mayores o menores dificultades que supone la generación de energía para las utilities, así como a las tendencias de consumo de la población española.

Cada tipo de peaje, conlleva un número de periodos que oscila entre 1 y 6. En concreto, el que se ha de aplicar para el presente proyecto, responde a la siguiente distribución:

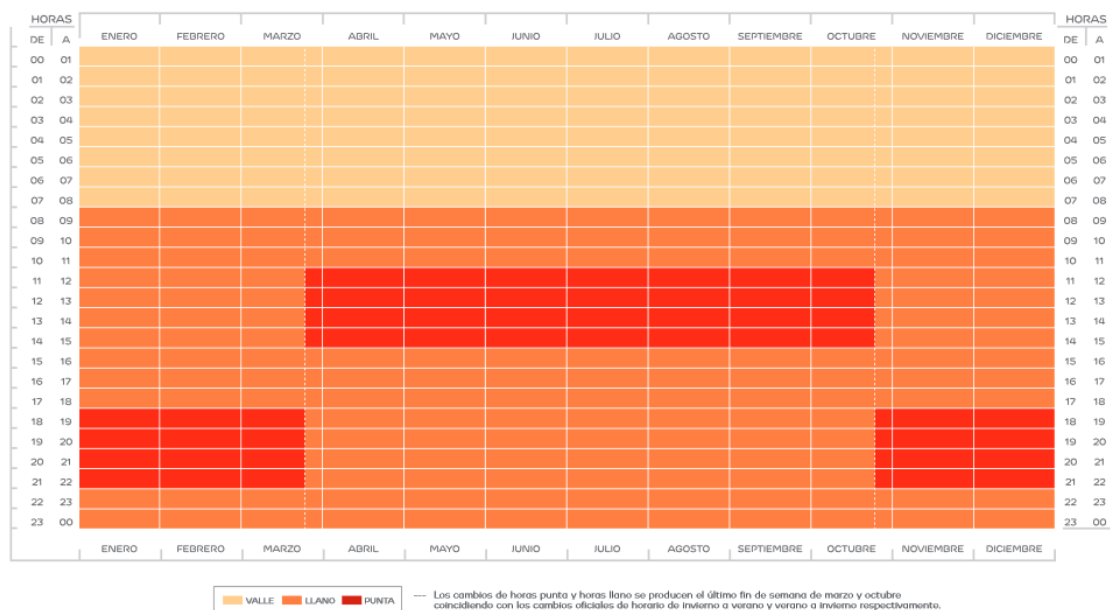


Ilustración 64. Periodos tarifarios para peaje 3.0. FUENTE: ESIPE

Considerando esto, se adaptan dichos costes a las variables con las que trabaja HOMER, que son ligeramente distintas al estar adaptado el programa al sistema eléctrico de EEUU. Se distinguen 5 variables:

1. "POWER PRICE" (€/KWh). CARGO ANUAL

HOMER define esta variable como "el coste de comprar energía a la red eléctrica en €/KWh". Se trata de un cargo anual que hace en función de la energía total utilizada, por lo tanto **se ha de englobar dentro de los gastos variables.**

En el sistema actual español de autoconsumo, responde a la suma del **término variable de energía del peaje de acceso, más los términos variables del peaje de respaldo**, asociados a los gastos de sistema, capacidad y otros.

2. "SHELLBACK RATE" (€/KWh). CARGO ANUAL

Es el vertido horario permitido para los autoconsumidores tipo II. Se paga al precio al que cotice el mercado en ese instante puntual de concesión del excedente energético, de acuerdo al conocido como "pool" eléctrico.

	Precio Medio Mensual (€/MWh)		Energía Adquirida (GWh)	
	2016	2015	2016	2015
Ene	36,53	51,60	15.561	15.445
Feb	27,50	42,57	16.003	13.966
Mar	27,80	43,13	15.291	13.743
Abr	24,11	45,34	13.653	12.815
May	25,77	45,12	13.981	14.107
Jun	38,90	54,73	14.325	15.172
Jul	40,53	59,55	15.979	16.952
Ago	41,16	55,59	15.669	14.892
Sep	43,59	51,88	15.382	13.667
Oct	52,83	49,90	14.719	14.410
Nov	56,13	51,20	16.390	15.041
Dic	60,49	52,61	17.018	15.759
Año	39,67	50,32	183.970	175.968

Tabla 26. Precios medios mensuales marcados en el Pool eléctrico. FUENTE: OMIE

Los valores medios de los últimos años son:

- Media 2016: 31.76€/MWh
- Media 2015: 50.32€/MWh
- Media 2014: 42.13€/MWh
- Media últimos 33 meses: 42.28 €/MWh

Así, se decide tomar un valor de 0,043 €/KWh

3. "DEMAND RATE" (€/KW). CARGO MENSUAL

HOMER lo define como: "el cargo mensual cobrado por el utility según el pico mensual máximo". En España, el cargo que más se asemeja a esta definición es el cargo fijo de potencia dentro del peaje de respaldo.

El RD 900/2015 dicta que la "aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso". Al tratarse de modalidad de autoconsumo tipo II con mismo sujeto consumidor y productor, dicha potencia de aplicación de cargos es la suma de la potencia contratada, más la potencia máxima de generación en el periodo tarifario.

Por tanto, según esta aplicación de cargos, para que el "demand rate" fuese igual al cargo fijo del peaje de respaldo, habría que sumarle la parte correspondiente a la potencia máxima de generación en el periodo. Esta cantidad se puede estimar e introducirse en la variable "stand by"

que se explica a continuación, compensando así las diferencias entre el sistema real español y el norteamericano.

Para calcular, en consecuencia, la cantidad mencionada, basta con hacer una media de la producción máxima mensual, y multiplicarla por el importe medio que tiene el cargo fijo del peaje de respaldo. Partiendo de datos que proporciona HOMER de generaciones máximas de energía eólica y solar, se puede considerar que los picos alcanzados mensualmente rozan los 110 KW. Sabiendo además, que para el peaje 3.0A se está la mitad de tiempo en periodo llano, un tercio en valle, y un sexto en pico, es posible concluir que, sumando una cantidad anual de 1476 € aproximadamente, se puede adaptar la variable "demand rate" a la normativa actual.

4. " INTERCONNECTION CHARGE" (€). CARGO ANUAL

Se trata de una tarifa que se cobra una única vez por parte del utility, por el derecho del consumidor a servirse de red eléctrica a partir de ese momento. No existe en el RD 900/2015 ningún cargo similar, así que se considera nulo.

5. "STAND BY CHARGE" (€) CARGO ANUAL

Es un cargo anual por el servicio que ofrece el utility al proporcionar la potencia contratada. Puede asemejarse a la tarifa de potencia del peaje de acceso, que cobra una cantidad anual según esta potencia contratada. Para el caso particular del presente proyecto, es de 15,1 KW.

Es en este apartado, en donde se añaden los 1476€ procedentes de la compensación para el "demand rate".

El resumen de los valores que en consecuencia deben adquirir cada variable es:

	POWER PRICE (€/KWh año)	Shellback rate (€/KWh año)	Demand rate (€/KWh mes)	Standby Charge (€/año)
PERIODO 1 (PICO)	0.217019	0.043	2.6811965	205.0016267
PERIODO 2 (LLANO)	0.031906	0.043	0.533604167	184.501615
PERIODO 3 (VALLE)	0.015826	0.043	1.188906	41.00040083
				1906.503643

Tabla 27. Resumen de cargos para el GRID en HOMER. FUENTE: elaboración propia

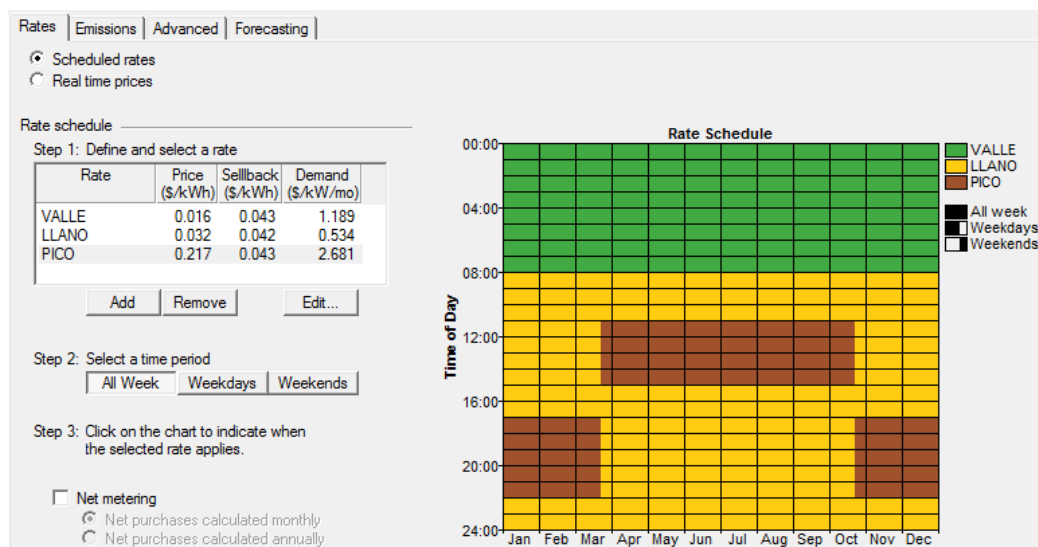


Ilustración 65. Datos registrados por HOMER en GRID. FUENTE: HOMER

8.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS (HOMER)

Tras indicarle al programa el valor de todas las variables explicadas, el entorno de trabajo está preparado, y se le manda la orden de simular. Con esto, HOMER estudia una a una todas las posibles combinaciones existentes, sacando para cada una un conjunto de variables de salida que permiten la interpretación de los resultados.

Así, y después de unos 12 minutos de simulación que tarda el programa, se tienen las primeras soluciones. Primeramente, y en cuanto al formato de cómo las presenta HOMER, se distinguen dos pestañas.

En la denominada "categorized", se presenta la mejor opción para cada combinación de componentes: placas solares con aerogenerador, solo placas solares, solo aerogenerador, aerogenerador con baterías, sin baterías,... En la siguiente pestaña, "overall", se despliegan unas 100 opciones diferentes, ya que para estas combinación de componentes, tiene en cuenta el número óptimo de cada componente.

Double click on a system below for simulation results.

Categorized Overall Export... Details...

	PV (kW)	WS3.5	L16P	H800	H1500	H2500	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
							12	14	\$ 12,000	3,035	\$ 50,802	0.243	0.00	
							12	15	\$ 12,000	3,035	\$ 50,803	0.243	0.00	
		3.2		14			6	15	\$ 13,993	4,197	\$ 67,648	0.324	0.20	10.0
		3.2		14			6	14	\$ 13,993	4,197	\$ 67,648	0.324	0.20	10.0
		3.4		14			6	15	\$ 14,182	4,183	\$ 67,651	0.324	0.21	10.0
		3.4		14			6	14	\$ 14,182	4,183	\$ 67,651	0.324	0.21	10.0
		3.6		14			6	15	\$ 14,371	4,169	\$ 67,663	0.324	0.22	10.0
		3.6		14			6	14	\$ 14,371	4,169	\$ 67,663	0.324	0.22	10.0
		3.8		14			6	15	\$ 14,560	4,155	\$ 67,672	0.324	0.23	10.0
		3.8		14			6	14	\$ 14,560	4,155	\$ 67,672	0.324	0.23	10.0
		4.0		14			6	15	\$ 14,749	4,141	\$ 67,690	0.324	0.24	10.0
		4.0		14			6	14	\$ 14,749	4,141	\$ 67,690	0.324	0.24	10.0
		3.2		16			6	15	\$ 14,694	4,256	\$ 69,097	0.331	0.20	10.0
		3.2		16			6	14	\$ 14,694	4,256	\$ 69,097	0.331	0.20	10.0
		3.0		16			6	15	\$ 14,505	4,271	\$ 69,098	0.331	0.19	10.0
		3.0		16			6	14	\$ 14,505	4,271	\$ 69,098	0.331	0.19	10.0
		2.8		16			6	15	\$ 14,316	4,286	\$ 69,105	0.331	0.18	10.0
		2.8		16			6	14	\$ 14,316	4,286	\$ 69,105	0.331	0.18	10.0
		2.6		16			6	15	\$ 14,127	4,301	\$ 69,109	0.331	0.17	10.0
		2.6		16			6	14	\$ 14,127	4,301	\$ 69,109	0.331	0.17	10.0
		3.4		16			6	15	\$ 14,883	4,242	\$ 69,110	0.331	0.21	10.0
		3.4		16			6	14	\$ 14,883	4,242	\$ 69,110	0.331	0.21	10.0

Ilustración 66. Despliegue de opciones en Overall. FUENTE: HOMER

Por ejemplo, en la imagen mostrada, se aprecian distintas posibilidades para la solución técnica de: placas solares con baterías.

Escogiendo de este modo las opciones planteadas en "categorized", se estudian los resultados:

	PV (kW)	WS3.5	L16P	H800	H1500	H2500	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
							12	15	\$ 12,000	3,035	\$ 50,803	0.243	0.00	
		3.2		14			6	15	\$ 13,993	4,197	\$ 67,639	0.324	0.20	10.0
				18			6	15	\$ 12,371	4,657	\$ 71,909	0.344	0.00	10.0
		3.6					12	15	\$ 15,402	4,569	\$ 73,805	0.353	0.22	
		3.0	1	14			6	15	\$ 34,325	4,228	\$ 88,376	0.423	0.24	10.0
			1	16			6	15	\$ 32,191	4,606	\$ 91,069	0.436	0.06	10.0
		3.4	1				12	15	\$ 35,734	4,600	\$ 94,533	0.452	0.26	
			1				12	15	\$ 32,521	4,951	\$ 95,810	0.458	0.06	

Ilustración 67. Despliegue de opciones en Categorized. FUENTE: HOMER

HOMER organiza los resultados según la variable Total NPC: Total Net Present Cost, que representa el valor neto actual de todos los costes que se prevén que se tendrán durante la

vida útil del sistema, menos los descuentos o ingresos que se puedan generar debido a vertido eléctrico u otros motivos. Incluye costes de mantenimiento y operación.

Por tanto, puede observarse que aparentemente la mejor opción dados los cargos actuales de la red eléctrica y los altos precios de aerogeneradores es hacer uso de 3,2 KW de placas solares, es decir 16 placas, junto con 14 baterías L16P y 6 convertidores que serían necesarios para dicha solución. Solo durante un 20% del tiempo se haría uso de la energía solar, requeriría de una inversión de 13993€, y, el gasto medio por año de funcionamiento sería de 4197€. Se ha de comentar en este punto que el gasto medio actual que presenta el LECA sin autoabastecimiento es de unos 3400€ anuales.

Por su parte, la primera combinación que cuenta con un aerogenerador, es la quinta solución a nivel económico, e incluye el Windspot 3,5KW, 15 placas solares y 14 baterías L16P. Sin embargo su **inversión inicial asciende a 34325€**, y aunque el coste anual de operación no es demasiado elevado (4228€/año), de los cuales 2934€ corresponden a la red eléctrica, el COE marca un valor nada favorable de **0,423€/KWh** frente a los 0,324€/KWh de la opción primera.

Por otro lado, solamente en un 24% del tiempo, resultaría más rentable autoabastecerse que tomar directamente la energía de la red eléctrica. Además, el balance económico anual, resultaría positivo a partir del vigésimo quinto año tras la adquisición de los componentes, hecho que no anima a invertir el capital requerido.

A continuación, se aporta un resumen de los gastos anuales que supondría esta opción en los primeros años:

Component	Capital (\$/yr)	Replacement (\$/yr)	O&M (\$/yr)	Fuel (\$/yr)	Salvage (\$/yr)	Total (\$/yr)
PV	222	69	0	0	-39	252
WINDSPOT 3.5KW	1,605	0	88	0	0	1,693
Grid	0	0	2,934	0	0	2,934
Trojan L16P	389	338	124	0	-45	805
Converter	469	196	600	0	-36	1,229
System	2,685	603	3,745	0	-120	6,913

Tabla 28. Despliegue de gastos anuales. FUENTE: HOMER

El mayor cargo reside en la red eléctrica, en concreto, se debe en un alto porcentaje al comentado cargo fijo por peaje de respaldo. La compra del aerogenerador, cuyo precio de venta se estima en unos 20520€, más los 6 conversores necesarios, representan los otros motivos de gastos principales.

Respecto al origen de la energía generada, se tiene que un 19% se obtendría de las placas solares, apenas un 5% por el aerogenerador, y un amplio 76% por alimentación directa con la red. Esta poca dependencia de las energías renovables se debe a dos motivos. Primero, el consumo basal debido a la potencia reactiva se produce en horas nocturnas o con falta de luz donde la energía solar es nula, y la eólica no aporta en exceso, ya que se tienen en general mayores velocidades durante el día que por la noche. Además, respecto a ese escaso 5% de energía eólica, se debe a que a velocidades medias de viento, el rotor no genera lo suficiente como para abastecer por si solo la demanda, y tiene que verse ayudado por el aporte a la red eléctrica.

En lo relativo al vertido de excedentes, este supone un 7% del flujo de energía que circula por el sistema, se vierten en total así, 1302 KWh/año.

Production			Consumption		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%
PV array	3,806	19	DC primary load	16,343	93
Wind turbine	1,088	5	Grid sales	1,302	7
Grid purchases	15,194	76	Total	17,646	100
Total	20,089	100			

Tabla 29. Información sobre la electricidad. FUENTE: HOMER

Aparte de las soluciones comentadas, existen otras posibles opciones, que no obstante, no se tienen en consideración por los superiores costes que suponen.

9. CONCLUSIONES Y ALTERNATIVAS

9.1. CONCLUSIONES

Llegados así a este punto, cabe preguntarse la inminente cuestión de si en consecuencia merece la pena por motivos económicos escoger una opción que incluya el autoconsumo. Queda claro a día de hoy que, los costes de la tecnología y sobre todo los que la red eléctrica impone para permitir el autoconsumo son demasiado abultados como para que esta práctica pueda desarrollarse en la realidad. Deberían desaparecer los denunciados “cargos fijos del peaje de respaldo”, abaratarse la compra de componentes mediante financiación pública u otras vías, y conseguir mejoras en la energía mini-eólica a nivel técnico, dado que requiere de una velocidad de viento de casi 4 m/s para empezar a producir con eficiencia, algo que en condiciones normales o emplazamientos no situados sobre colinas o puntos muy altos, es difícil de alcanzar.

Sin embargo, en la introducción del presente trabajo se manifestaba la intención que se tiene a nivel mundial pero sobre todo europeo, por fomentar el abastecimiento por medio de energías renovables, para lo cual el autoconsumo ejerce un papel de gran importancia. Las preocupaciones medioambientales, el continuo desarrollo tecnológico y el cambio demográfico, están propulsando un cambio de actitud de los gobiernos y grandes empresas, proyectos como el H2020 financian desde hace años otros proyectos de investigación, innovación y desarrollo en relación a las energías renovables, y la tendencia hacia un claro ascenso del uso de estas tecnologías frente a los combustibles fósiles actuales parece evidente.

Por otro lado, además, en relación al centro donde se llevaría a cabo la instalación, se ha de recordar que se trata como sus siglas indican de un Centro de Desarrollo de Energías Renovables. Por ello, la puesta en marcha de la solución que incluye aerogenerador y placas solares, no solo perseguiría una posible mejora económica (algo que se ha comprobado que no se podría conseguir), sino que serviría como base para estudios de desarrollo y posibles cambios tecnológicos en la energía eólica o interconexión de la misma con la red eléctrica, de cara al autoabastecimiento, generando con ello una base de conocimiento, necesaria, dada la comentada tendencia energética actual.

De este modo, por todo lo explicado, se decide a pesar del inconveniente económico, tomar la decisión de considerar esta **opción de aerogenerador, 15 placas solares, 6 convertidores y 14 baterías, como la solución técnica del presente proyecto**. Se recuerda también, que la finalidad del proyecto es realizar un estudio de la viabilidad técnica y económica para el autoabastecimiento del edificio LECA, estudio que se ha desarrollado y concluido con éxito, respondiendo con claridad a ambos apartados. No se ha conseguido por su parte, llegar a una combinación de componentes y tecnologías que llevasen a una positiva consideración a nivel económico, pero tal como se ha ido comentando, eso es debido a los precios actuales que impone la red eléctrica y al alto coste de la tecnología necesaria para ello.

Se espera que con los años, se produzcan modificaciones al actual Real Decreto, o haya cambios significativos en los precios de mercado de placas solares, baterías, convertidores eléctricos, y aerogeneradores en el mercado. Mientras, se proponen algunas alternativas a la opción elegida, en función de la modificación de ciertas variables.

Se ha de comentar además, en estrecha relación con el centro, que el CEDER debería prestar atención al consumo basal que presenta debido en su mayoría a la potencia reactiva consumida por el SAI comentado. Esta potencia, es la causante de necesitar un aporte energético en horas nocturnas, horas en las que al no poder contar con la energía solar, en aquellos momentos en los que tampoco se dispone de un fuerte recurso eólico, se ha de coger de forma obligatoria energía de la red, aumentando notablemente tanto la dependencia del utility como el gasto total. Corregir este apartado haría mucho más económica la solución elegida.

9.2. ALTERNATIVAS

Dado que la solución planteada tras estudiar el entorno real tanto energético como legislativo, carece de una respuesta a nivel económico que pueda satisfacer al CEDER, se plantean a continuación alternativas que serían más viables, a condición de que se modificasen determinadas variables o cargos de peajes. Estas modificaciones no dependen en su mayoría del centro, pero aun así, se realiza un pequeño estudio de sus consecuencias, para tener una estimación de la situación en caso de que se diesen, o conocer, a partir de qué punto, el balance económico ya se puede considerar beneficioso.

De este modo:

9.2.1. CAMBIO EN LA NORMATIVA ACTUAL

Queda evidenciado el hecho de que la normativa actual no permite un autoconsumo rentable obligando a elegir la contratación de la red eléctrica como cliente convencional, sino se quiere pagar un precio excesivo por el abastecimiento energético.

Dado que sí existen países donde el autoconsumo es una práctica habitual, puede verse debido a qué diferencias, en dichos lugares sí hay rentabilidad económica.

En este sentido, y aunque actualmente se han endurecido las políticas al respecto debido al comentado "utility death spiral", una zona donde prestar atención es California. En California, se aplica un balance neto consistente en un intercambio de energía con la red, de forma que, todo KWh generado pueda ser aprovechado por el consumidor, cogiendo del utility exclusivamente aquellos que necesita, y pudiendo ceder los sobrantes en caso de excedente de generación. Este vertido a la red, se contabiliza, y posteriormente, se pueden consumir de forma gratuita tantos KW como KW hayan sido vertidos.

Hace unos años en lugar de esta compensación al vertido, se utilizaban las llamadas feed-in tariffs, que suponían una contraprestación económica por la cesión de energía de acuerdo a un conjunto de tarifas. Sin embargo, al no conseguirse con ello una paridad de red para el sistema, se transformó al método actual.

Así, un autoconsumidor en California, además de solo consumir lo requerido, tiene 3 pagos en total:

- Un cargo fijo entre 75-150€ por poderse conectar a la red. Solo se paga una vez. Es el "interconnection charge".
- 2-3 céntimos/KWh consumidos de la red. Corresponde al "Power Price"
- 10€/mes por motivos de mantenimiento de la red.

Se aplica esta situación en HOMER para ver qué resultado se tendría. Tras simularlo, destaca el hecho de que la opción económicamente más viable hace uso de 4 placas solares. En cuanto a

la comparación directa a la solución general del proyecto con PV, aerogenerador, baterías y convertidores, se tiene el siguiente despliegue de gastos:

	PV (kW)	WS3.5	L16P	H800	H1500	H2500	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
	0.8		16				6	15	\$ 12,539	1,814	\$ 35,733	0.171	0.05	10.0
			18				6	15	\$ 12,484	1,894	\$ 36,698	0.176	0.00	10.0
							12	15	\$ 12,000	2,000	\$ 37,563	0.180	0.00	
	0.2						12	15	\$ 12,302	2,114	\$ 39,329	0.188	0.01	
	1.8	1	14				6	15	\$ 36,124	1,790	\$ 59,002	0.282	0.17	10.0

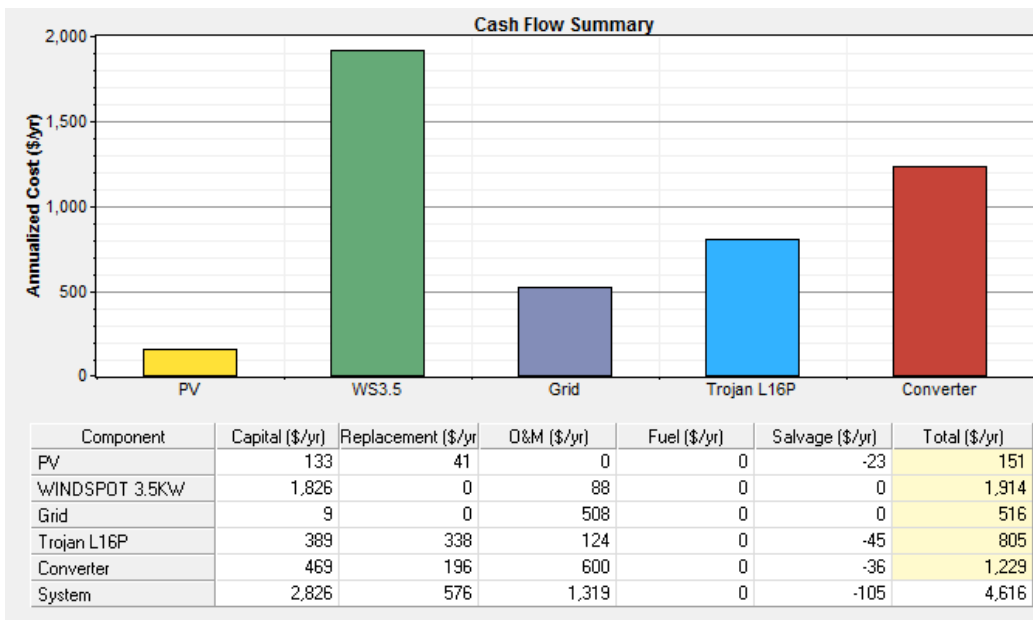


Ilustración 68. Resultados del balance neto, modelo California. FUENTE: HOMER

Puede verse que:

- El coste medio en los primeros años pasa de 6913€ a 4616€
- El gasto principal ya no es la red eléctrica, sino la compra del aerogenerador y los convertidores de potencia
- El COE pasa de 0,423€/KWh a 0,282€/KWh
- El Total NPC pasa de 88376€ a 59002€.

Se manifiesta por tanto, que mediante un cambio en la normativa hacia un sistema de balance neto como el de California, podría plantearse desde un punto de vista económico, el implementar esta opción energética. De hecho, el coste de operación anual medio apenas es de 1790€, unos 1610€ menos del gasto actual que presenta el LECA.

También en relación a la normativa, si se consiguiese un contrato con ENDESA en el que no tuviese que declarar la nueva instalación como centro autoconsumidor, dedicándose la energía generada a reducir el consumo del CEDER, la solución dada casi con toda seguridad sería viable ya que en ese caso, la factura de la energía no tendría las restricciones con las que cuenta la de autoconsumo.

Además, si fuese legal declararse el propio edificio junto con la instalación, como distintos sujetos consumidor y productor respectivamente, no se tendría que hacer frente a los cargos fijos del peaje de respaldo, lo que abarataría todavía más el pago anual.

9.2.2. REDUCCIÓN DE POTENCIA DE AEROGENERADOR

Se ha visto que el aerogenerador no resulta excesivamente rentable debido por un lado, a su puesta en funcionamiento a partir de velocidades de viento en torno a los 4 m/s, y por otro lado, a su excesivo precio de venta en el mercado.

Observando el catálogo del mismo fabricante, Windspot, resulta que a bajas velocidades, hasta 6 m/s, el aerogenerador de 1,5KW presenta una curva de potencia con resultados algo superiores a los del elegido Windspot 3,5KW. Además, su coste se ve reducido en unos 3000€.

Respecto a las consideraciones hechas para el estudio de la viabilidad técnica del Windspot 3,5KW, todas ellas son extrapolables al de 1,5KW. La cubierta del edificio seguiría aguantando, el flujo de aire le afectaría de igual manera, la mejor solución para el emplazamiento continuaría siendo la parte este del tejado, y su potencialidad energética, a la velocidad media registrada real, solo se vería reducida en un aproximado 5-8%.

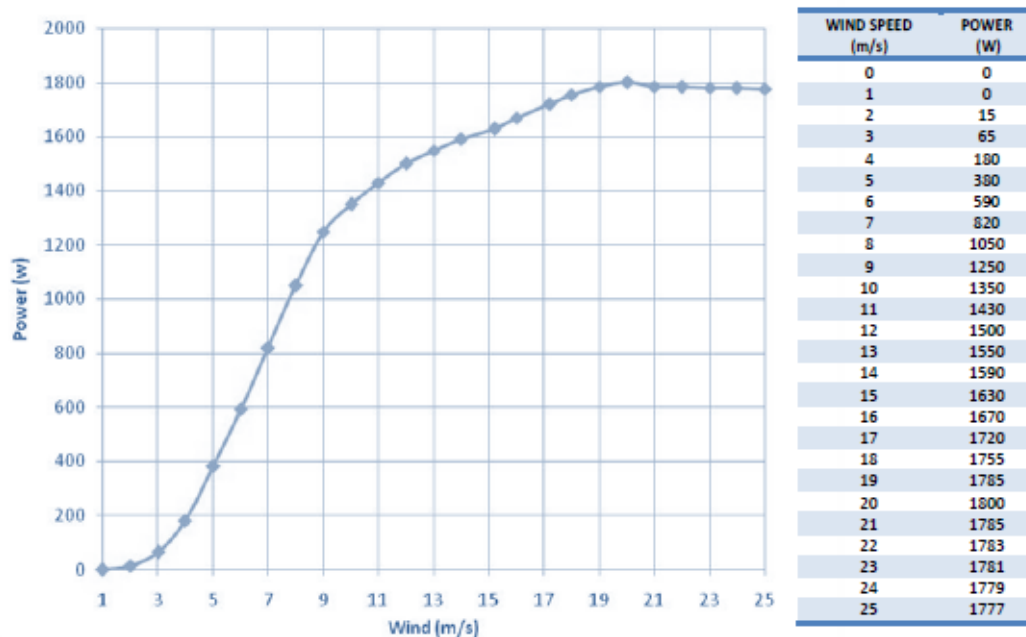


Ilustración 69. Curva de potencia, Windspot 1,5 KW. FUENTE: Windspot

Realizando la misma simulación que en la solución principal, pero incluyendo esta curva de potencia así como su precio en el mercado de 17880€, se tiene:

Icon	PV (kW)	WS1.5	L16P	H800	H1500	H2500	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
[Icons]	3.2		14				6	15	\$ 13,993	4,197	\$ 67,639	0.324	0.20	10.0
[Icons]			10				8	15	\$ 11,567	4,707	\$ 71,735	0.343	0.00	10.0
[Icons]	2.8	1	14				6	15	\$ 31,495	4,183	\$ 84,965	0.407	0.24	10.0
[Icons]		1	8				8	15	\$ 28,746	4,591	\$ 87,441	0.418	0.07	10.0

Ilustración 70. Resultados HOMER para Windspot 1,5 KW. FUENTE: HOMER

Se resumen las principales diferencias encontradas:

- Total NPC: pasa de 88376€ a 84695€

- Capital inicial: pasa de 34325€ a 31495€
- COE: pasa de 0,423€/KWh a 0,407€/Kwh
- PV: se necesita ahora 1 placa solar menos
- El coste medio por año de funcionamiento, pasa de 4228€ a 4183€

Tal como parece observarse, esta solución aportaría un cierto ahorro, estando todavía, no obstante, lejos de las opciones más económicas, entre las que se incluyen el no autoconsumirse y continuar en la situación actual del LECA.

9.2.3. INFLUENCIA VELOCIDAD DE VIENTO Y COMPENSACIÓN POR VERTIDO

Esta tercera alternativa plantea, qué ocurre si se dispone de un recurso eólico más potente, y, cómo afecta el derecho a la compensación económica por vertido horario a los distintos cargos y costes finales. Para ello, se realiza lo que HOMER llama, un análisis de sensibilidad, que consiste en llevar a cabo una simulación con diferentes valores de velocidades de viento y "shellback rate" o compensación por vertido, y analizar según ello los valores de un conjunto de variables. Por tanto:

1. INFLUENCIA DEL "SHELLBACK RATE"

Actualmente, esta compensación por vertido a la que tienen derecho los adscritos a la modalidad de autoconsumo tipo II, se corresponde con el precio al que se está pagando en dicho momento el KWh en el pool eléctrico nacional. Como ya se ha indicado, suele rondar los 0,042€/KWh.

En otros países donde el autoconsumo está más asentado, este "shellback rate" suele ajustarse, bien al precio de KWh contratado por el que paga un consumidor a la red eléctrica, en aquellos casos en los que se hace un balance neto; bien al valor que marque la tarifa correspondiente, si esta situación se regula por un sistema de feed-in tariffs. En ambos casos la retribución es superior a la presente en España.

Así, para determinar la influencia de esta variable económica, se van a ir dando diferentes valores que oscilan entre los 0,042€/KWh y los 0,16€/KWh. Se ha decidido multiplicar por 4 el precio actual para poder tener un cierto margen de estudio, y porque esta modificación solo se ha aplicado al periodo horario llano, con el fin de reducir tiempo de simulación. Se recuerda que el periodo llano ocupa el 50% del tiempo, así que dicho aumento de 4 veces, puede equipararse de forma aproximada a un aumento de 2 veces la compensación actual, en los tres periodos: valle, llano y punta.

Se ha de señalar también que por cada variable de sensibilidad que se añade, el tiempo de simulación de HOMER se eleva de manera exponencial. La simulación actual ha llevado 3h 05 min en completarse, por lo que si se hubiese añadido esta variación en el shellback rate en los 3 periodos, el tiempo estimado de simulación hubiera rondado las 6-8 horas, consiguiéndose además, un resultado muy similar.

Los resultados más significativos son las siguientes:

■ Coste medio de la energía anual (€/KWh)

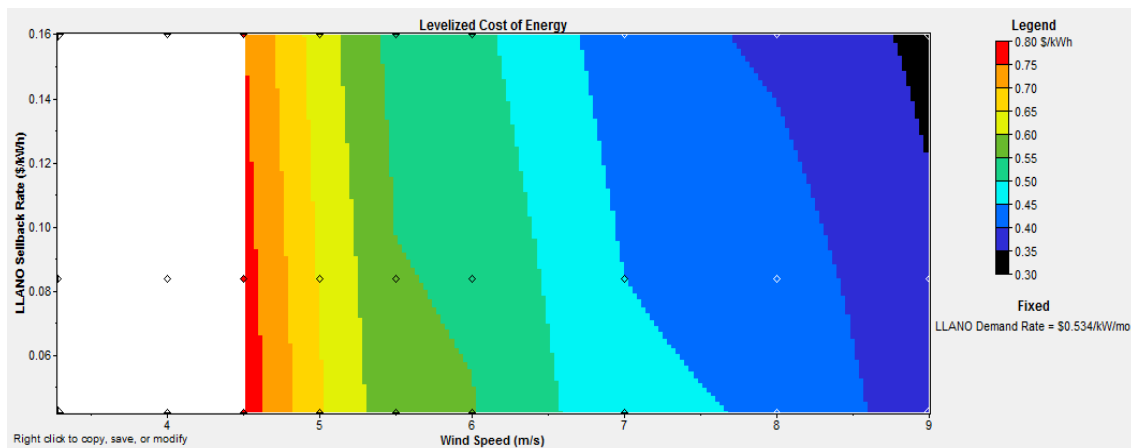


Ilustración 71. Coste medio anual de la energía. FUENTE: HOMER

Este gráfico relaciona la velocidad del viento y el valor del "shellback rate", para calcular el coste medio anual de la energía. La franja blanca de la izquierda significa que dado que se ha posibilitado un análisis con velocidades de viento medias de hasta 9 m/s, los resultados para velocidades inferiores a 4,5 m/s son tan inferiores, que el programa ni los tiene en consideración.

Respecto al gráfico en sí, puede observarse la importancia de esta variación en la compensación por vertido. Para velocidades por ejemplo de 7, 8 y 9 m/s, el hecho de duplicar el "shellback rate" actual, disminuye en 1 m/s la velocidad de viento necesaria para tener el mismo gasto.

■ Coste total anual de operación y mantenimiento (€/año)

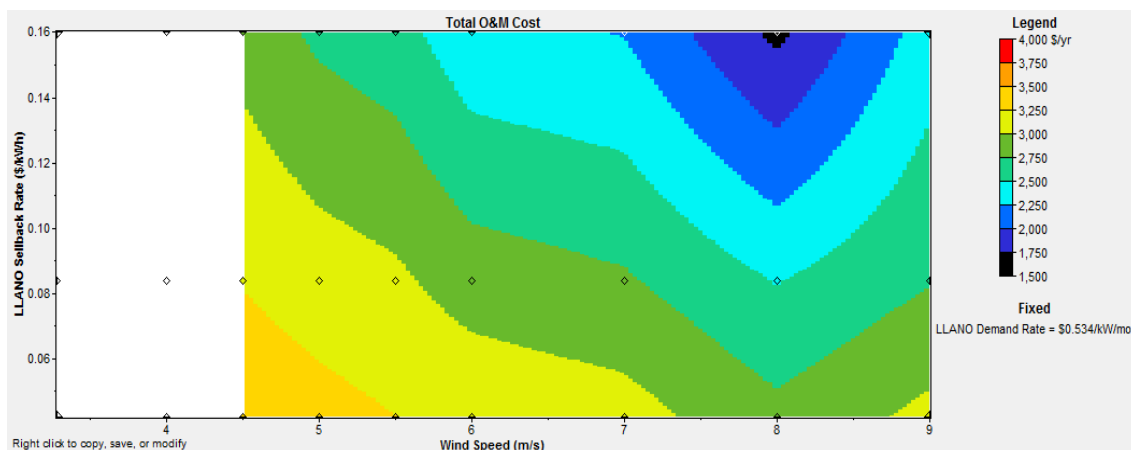


Ilustración 72. Coste total anual de operación y mantenimiento. FUENTE: HOMER

Respecto a esta variable, la influencia es todavía mayor. Para una velocidad de 8 m/s se puede pasar de realizar un importe a la red eléctrica de unos 3000 €/año, a la mitad, duplicando esta compensación por vertido, que aunque menos marcada, también supone una diferencia muy significativa para otros valores inferiores de velocidad de viento.

Este gráfico aporta información muy interesante. La combinación de componentes con la que trabaja es la misma que la elegida como solución final: hace uso de aerogenerador, placa solar,

convertidores y baterías. Puede observarse así, que, consiguiendo aumentar la velocidad media del viento en solo 1 m/s respecto a la media real actual (algo que se puede lograr subiendo ligeramente la altura del rotor), con un "shellback rate" de 0,08 €/KWh en llano, es decir, más o menos el doble del actual para la media de los 3 periodos, se tendría un coste anual de operación y mantenimiento de unos 3250€/año, algo inferior al que tiene actualmente el LECA según los datos aportados y la simulación de HOMER, sin autoconsumo. Así, con un pequeño cambio en la altura del rotor y un incentivo por vertido similar al de otros países, la solución general del proyecto, podría ser viable a nivel económico.

2. INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Es evidente que uno de los motivos que han conducido a que sea complicado encontrar una buena solución a nivel económico, ha sido la velocidad de viento relativamente baja con la que cuenta el emplazamiento elegido.

Los aerogeneradores están pensados en general para situarse en colinas o zonas naturales de gran altura y con posible efecto montaña que aumente aún más la velocidad de viento. No obstante, situar en dichas zonas un aerogenerador para autoconsumo implicaría un cableado e instalación previa que aumentaría aún más el presupuesto, de ahí, la necesidad comentada, de una mejoría en la potencia generada a bajas velocidades de viento por parte de los fabricantes de pequeños aerogeneradores.

Se presentan aquí algunas consecuencias que tendría el disponer de una mayor velocidad media de viento:

- Coste total anual de operación y mantenimiento (€/año)

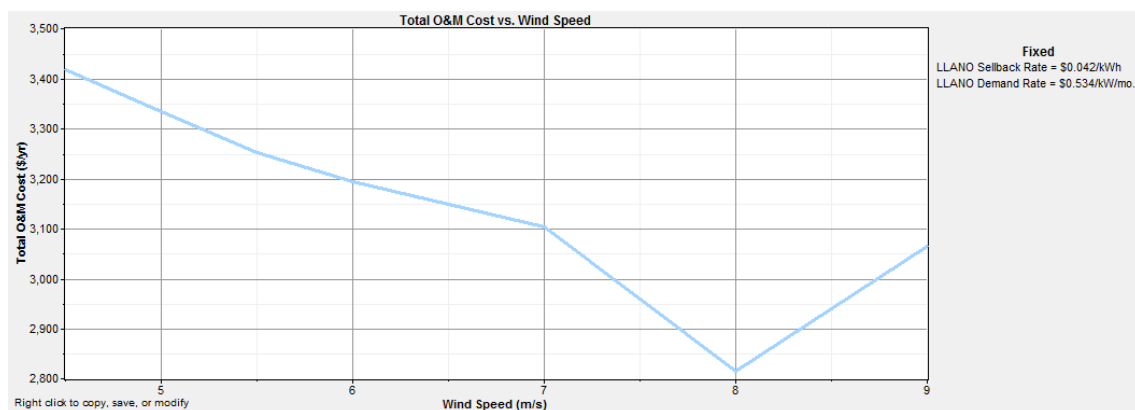


Ilustración 73. Coste total anual de operación y mantenimiento. FUENTE: HOMER

Fijando unos valores reales de "shellback rate" y "demand rate", puede observarse la evolución del coste anual de operación y mantenimiento por año. Llamen la atención dos datos a este respecto.

Por un lado, a partir de unos 4,6 m/s se podría plantear una solución en la que el coste anual a pagar (sin incluir el desembolso inicial para la compra del equipo) fuese inferior al gasto actual que presenta el CEDER.

Por otro lado, se aprecia que a partir de 8 m/s hay un claro cambio en la tendencia del coste. Esto es debido a que a partir de dicha velocidad, el programa ha considerado opciones que a pesar de resultar en un coste anual medio superior, suponen una inversión inicial menor, por lo que en el cómputo global de gastos, son algo más beneficiosas.

■ Balance entre energía consumida de la red y energía vendida

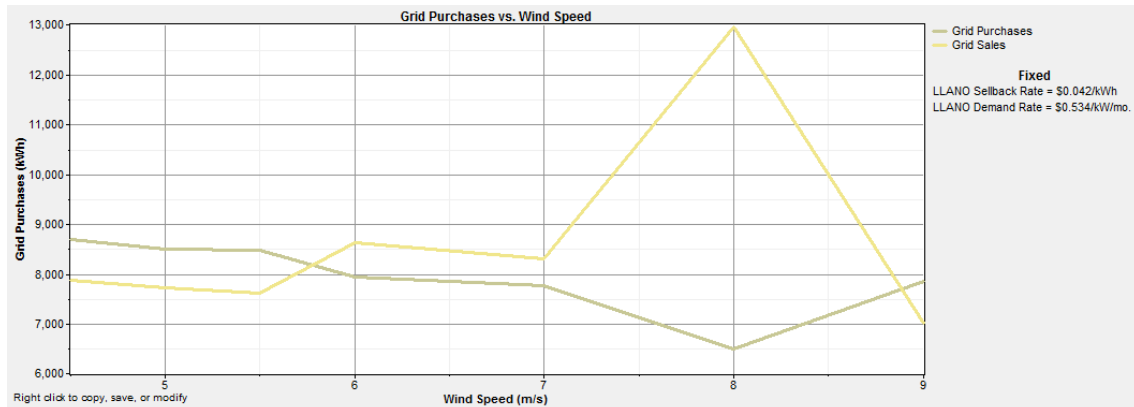


Ilustración 74. Comparación entre energía consumida y vendida a la red. FUENTE: HOMER

En este gráfico se muestran los KWh que se van necesitando adquirir de la red eléctrica en función de la velocidad del viento, así como aquellos que por exceso de generación y uso completo de baterías, se han de verter con el fin de buscar una compensación económica. Puede verse que el punto donde el total de energía vertido a la red supera al consumido, se produce a unos 5,8 m/s.

A partir de aquí, si se estuviese en un sistema como el americano, no habría que hacer ningún cargo por consumo de energía. Solo se pagarían esos 10 € mensuales más los aproximados 100€ por derecho a conectarse a la red. Se ha de señalar eso sí, que HOMER considera que para esta velocidad, la inversión inicial sería superior, al incluir la solución óptima 2 aerogeneradores y 20 placas solares.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Calvo, "Autoconsumo eléctrico, cómo calcular los cargos fijos por potencia", Krannich-Solar, 2016. Disponible en: <http://es.krannich-solar.eu/2016/01/13/autoconsumo-electrico-cargos-fijos-potencia/>
- [2] "10 claves para entender el Real Decreto de autoconsumo", Solartradex, 2015. Disponible en: <http://solartradex.com/blog/10-claves-para-entender-el-real-decreto-de-autoconsumo/>
- [3] "Energía solar fotovoltaica", Wikipedia, 2017. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica#Principio_de_funcionamiento
- [4] "Componentes de un aerogenerador", Energíadoblezero. Disponible en: <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>
- [5] R. Carbonell, "Comprar un panel solar fotovoltaico. 7 consejos prácticos", Monsolar. Disponible en: <http://www.monsolar.com/blog/comprar-un-panel-solar-fotovoltaico-7-consejos-practicos/>
- [6] J.Mayor, "Posicionamiento del Sol", CaatValencia, PDF. Disponible en: <http://www.caatvalencia.es/articulos/2012/VIR02325.pdf>
- [7] "Tarifas de acceso a redes eléctricas-Periodos tarifarios", PDF, ESYPE, 2016. Disponible en: http://www.esipe.es/wp-content/uploads/periodos_tarifarios_r1.pdf
- [8] "Informes mensuales", OMIE, 2016. Disponible en: <http://www.omie.es/inicio/publicaciones>
- [9] *El autoconsumo en España. Segmentos residencial y comercial*, informe técnico, 2016, PwC.
- [10] "Clima Soria", Wikipedia, 2017. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Soria>
- [11] *Aerogeneradores, pequeños aerogeneradores*, NORMA: UNE EN 61400-2
- [12] *Aerogeneradores, medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad*, NORMA: UNE EN 61400-12-1
- [13] *Principios de conversión de la energía eólica*, CIEMAT, Ministerio de Educación y Ciencia, Serie de Ponencias, libro, Ed: Ciemat, Madrid, 2007.
- [14] *Seguridad estructural. Acciones en la edificación, Documento Básico SE-AE*, Código Técnico de la Edificación
- [15] "Abrigo del viento", Motiva. Disponible en: https://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/.../shade.htm
- [16] "Tarifa de aerogeneradores y accesorios", pdf, Windspot, catálogo.
- [17] "Windspot 1,5 KW y 3,5 KW, Owner's Manual", pdf, Windspot, catálogo.
- [18] "PV-Series, PVS-200P/24", pdf, Sonne PV, catálogo.

- [19] "SWCC Summary Report 11-04-2016", SWCC, catálogo, 2016. Disponible en:
<http://smallwindcertification.org/wp-content/uploads/2017/02/Summary-Report-11-04-2016.pdf>
- [20] "SWCC Summary Report 13-03-2017", SWCC, catálogo, 2017, Disponible en:
<http://smallwindcertification.org/wp-content/uploads/2017/01/Summary-Report-13-03-2017-1.pdf>
- [21] "SWCC Summary Report 10-20-2016", SWCC, catálogo, 2016. Disponible en:
<http://smallwindcertification.org/wp-content/uploads/2017/01/Summary-Report-10-20-2016-1.pdf>
- [22] "SWCC Summary Report 10-16-2016", SWCC, catálogo, 2016, Disponible en:
<http://smallwindcertification.org/wp-content/uploads/2016/07/Summary-Report-10-16-2016.pdf>
- [23] "Power Curve, Power Histogram", PDF, Aeolos Wind Turbine, catálogo. Disponible en:
<https://www.windturbinestar.com/uploads/pdf/aeolos-output.pdf>
- [24] Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, "por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo", Núm. 243, BOE.
- [25] Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, "por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015", Núm. 312, BOE.
- [26] Orden IET/1077/2014, de 31 de enero, "por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014", Núm. 28, BOE.
- [27] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Núm. 310, BOE.
- [28] Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, "de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico", Núm. 165, BOE.



ANEXO I. TABLAS RADIACIÓN SOLAR

Aquellos meses para los que no se tiene información, se indican con un "0"

AÑO 2007:

MES	RADIACIÓN (W/m ²)
ENERO	76,499
FEBRERO	0
MARZO	162,932
ABRIL	174,729
MAYO	220,499
JUNIO	279,225
JULIO	300,115
AGOSTO	243,643
SEPTIEMBRE	209,213
OCTUBRE	148,95
NOVIEMBRE	111,436
DICIEMBRE	70,396
MEDIA ANUAL	187,739

Tabla 30. Radiación solar año 2007. FUENTE: elaboración propia

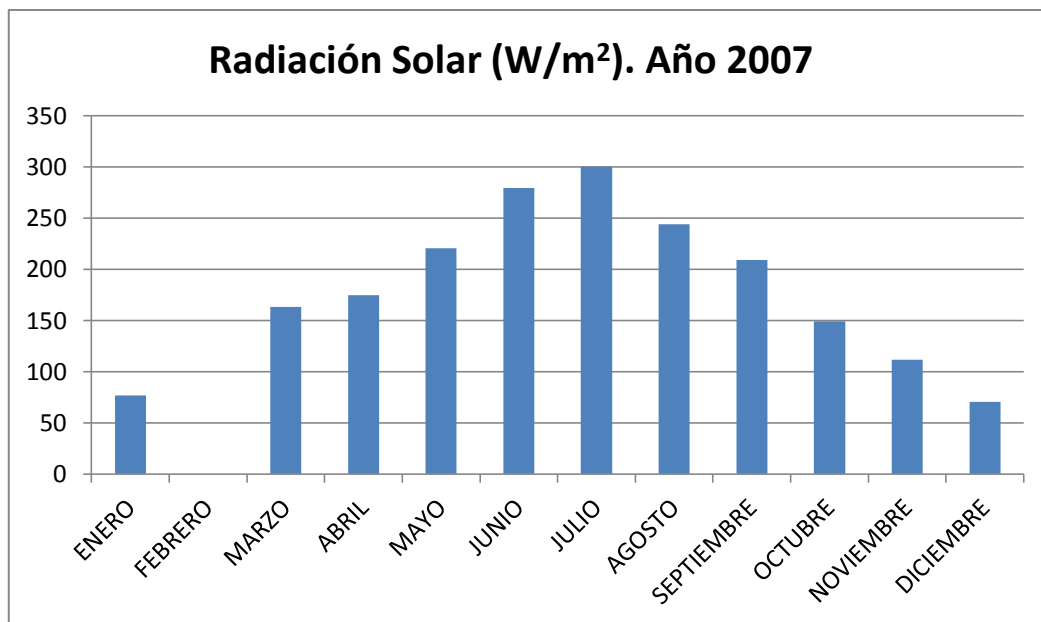


Ilustración 75. Radiación solar año 2007. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m ²)
ENERO	84,048
FEBRERO	107,98
MARZO	191,245
ABRIL	222,316
MAYO	212,501
JUNIO	298,569
JULIO	313,135
AGOSTO	272,159
SEPTIEMBRE	207,042
OCTUBRE	130,937
NOVIEMBRE	106,959
DICIEMBRE	61,579
MEDIA ANUAL	191,811
RADIACIÓN TOTAL	604895169,6

Tabla 31. Radiación solar año 2008. FUENTE: elaboración propia

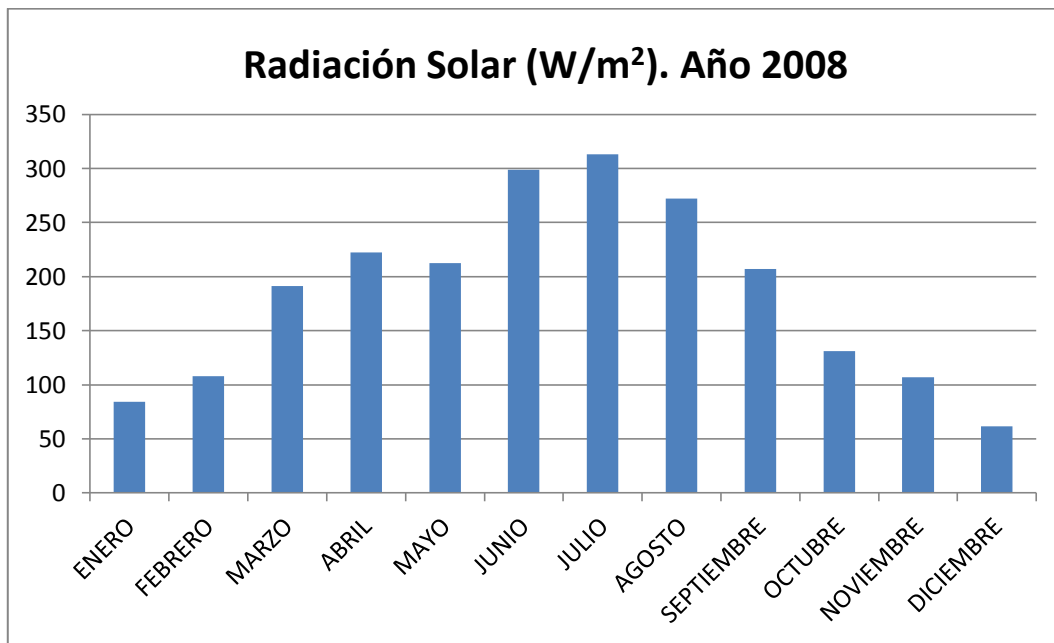


Ilustración 76. Radiación solar año 2008. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m ²)
ENERO	0
FEBRERO	0
MARZO	177.766
ABRIL	200.912
MAYO	264.735
JUNIO	267.375
JULIO	303.903
AGOSTO	251.627
SEPTIEMBRE	186.484
OCTUBRE	142.096
NOVIEMBRE	77.573
DICIEMBRE	56.266
MEDIA ANUAL	194.337
RADIACIÓN TOTAL	7874524.587

Tabla 32. Radiación solar año 2009. FUENTE: elaboración propia

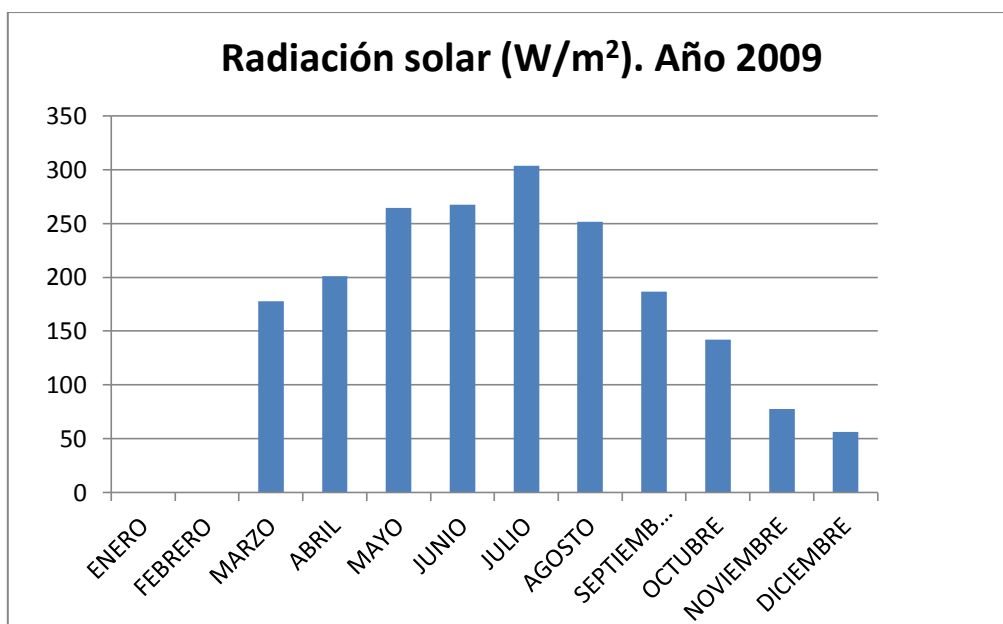


Ilustración 77. Radiación solar año 2009. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m2)
ENERO	82.903
FEBRERO	121.341
MARZO	121.308
ABRIL	229.648
MAYO	250.234
JUNIO	292.446
JULIO	313.707
AGOSTO	265.687
SEPTIEMBRE	219.96
OCTUBRE	168.253
NOVIEMBRE	100.029
DICIEMBRE	72.038
MEDIA ANUAL	186.4628333
RADIACIÓN TOTAL	9531420.56

Tabla 33. Radiación solar año 2011. FUENTE: elaboración propia

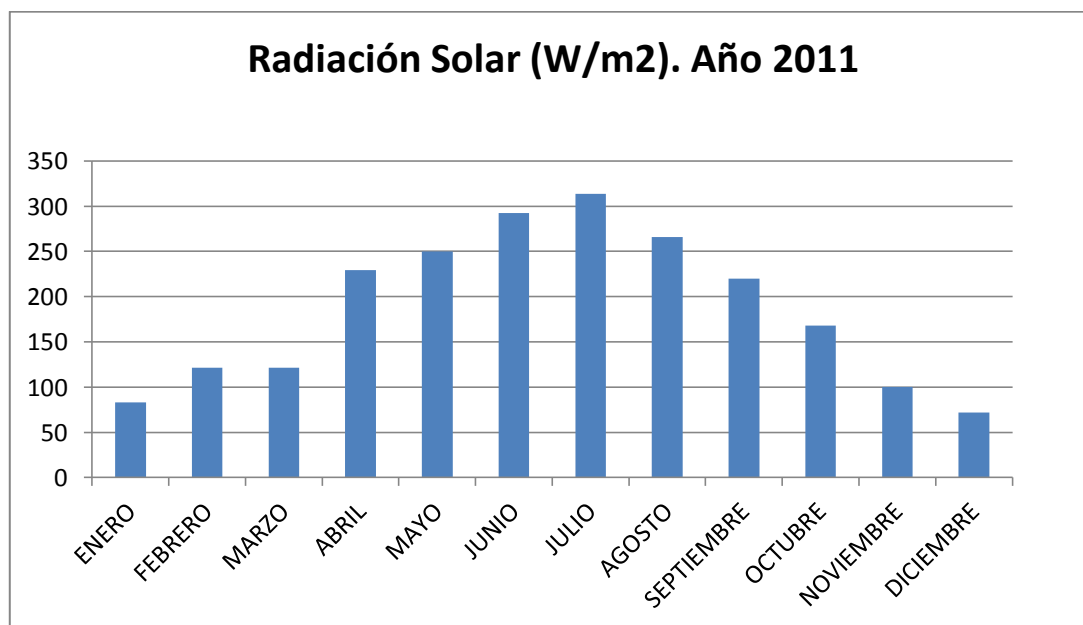


Ilustración 78. Radiación solar año 2011. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m2)
ENERO	91.329
FEBRERO	138.088
MARZO	206.589
ABRIL	159.906
MAYO	271.894
JUNIO	311.064
JULIO	325.758
AGOSTO	283.089
SEPTIEMBRE	201.977
OCTUBRE	132.417
NOVIEMBRE	76.388
DICIEMBRE	65.136
MEDIA ANUAL	188.63625
RADIACIÓN TOTAL	9951972.43

Tabla 34. Radiación solar año 2012. FUENTE: elaboración propia

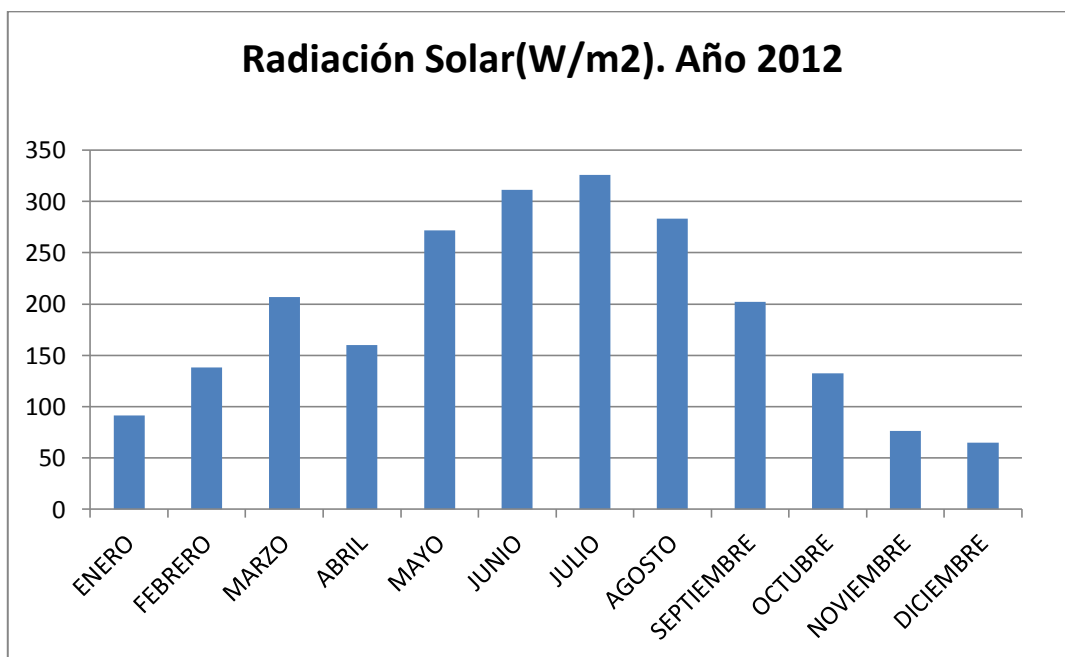


Ilustración 79. Radiación solar año 2012. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m2)
ENERO	80.447
FEBRERO	102.977
MARZO	127.727
ABRIL	203.815
MAYO	218.664
JUNIO	289.885
JULIO	288.813
AGOSTO	284.291
SEPTIEMBRE	211.222
OCTUBRE	130.292
NOVIEMBRE	85.611
DICIEMBRE	82.540
MEDIA ANUAL	175.5236667
RADIACIÓN TOTAL	9287037.61

Tabla 35. Radiación solar año 2013. FUENTE: elaboración propia

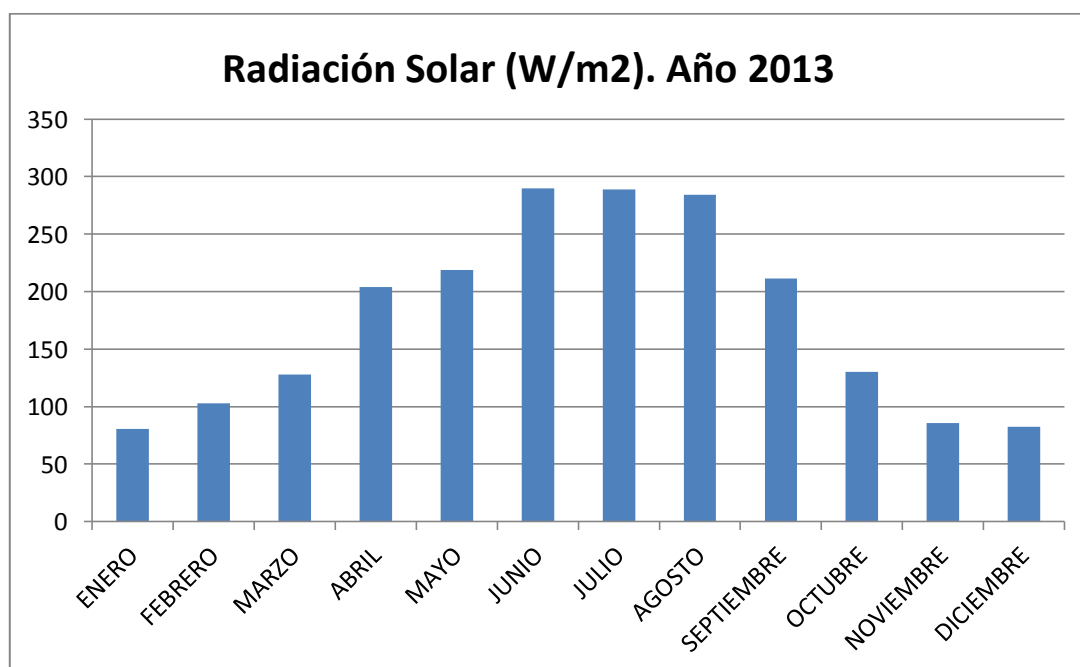


Ilustración 80. Radiación solar año 2013. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m ²)
ENERO	63,739
FEBRERO	89,128
MARZO	175,357
ABRIL	212,173
MAYO	268,118
JUNIO	300,649
JULIO	0
AGOSTO	0
SEPTIEMBRE	0
OCTUBRE	0
NOVIEMBRE	0
DICIEMBRE	0
MEDIA ANUAL	0
RADIACIÓN TOTAL	0

Tabla 36. Radiación solar año 2014. FUENTE: elaboración propia

AÑO 2015:

MES	RADIACIÓN (W/m ²)
ENERO	82,836
FEBRERO	108,892
MARZO	131,926
ABRIL	0
MAYO	0
JUNIO	0
JULIO	0
AGOSTO	243,067
SEPTIEMBRE	189,761
OCTUBRE	124,654
NOVIEMBRE	101,871
DICIEMBRE	76,679
MEDIA ANUAL	0
RADIACIÓN ANUAL	0

Tabla 37. Radiación solar año 2015. FUENTE: elaboración propia

MES	RADIACIÓN (W/m ²)
ENERO	60,879
FEBRERO	101,168
MARZO	144,852
ABRIL	204,819
MAYO	241,128
JUNIO	279,787
JULIO	0
AGOSTO	0
SEPTIEMBRE	0
OCTUBRE	0
NOVIEMBRE	0
DICIEMBRE	0
MEDIA ANUAL	0
RADIACIÓN TOTAL	0

Tabla 38. Radiación solar año 2016. FUENTE: elaboración propia



ANEXO II: TABLAS VELOCIDAD DE VIENTO

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	33.358
1	26.670
1.43	21.792
2.07	16.593
2.54	13.351
3.05	10.423
3.52	7.856
3.98	5.981
4.49	4.278
4.99	2.690
5.5	1.316
5.99	0.535
6.49	0.230
7	0.115
7.5	0.016
8	0.008
8.5	0.008
8.98	0.000

Tabla 39. Velocidad viento enero 2015. FUENTE: elaboración propia

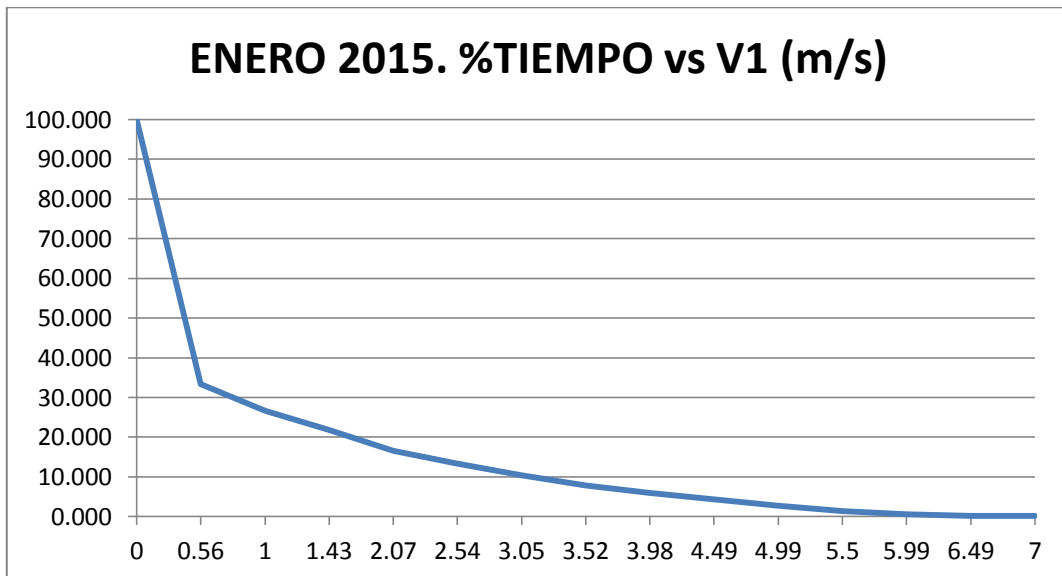


Ilustración 81. Velocidad viento enero 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	64.899
1	51.235
1.43	47.211
2.07	41.170
2.54	36.722
3.05	32.031
3.52	27.667
3.98	23.616
4.49	19.384
4.99	15.504
5.5	11.909
5.99	9.257
6.49	6.799
7	4.763
7.5	3.321
8	2.254
8.5	1.489
8.98	1.007
9.49	0.631
10.01	0.355
10.5	0.223
10.99	0.110
11.51	0.067
11.99	0.031
12.49	0.007
12.98	0.007

Tabla 40. Velocidad viento febrero 2015. FUENTE: elaboración propia

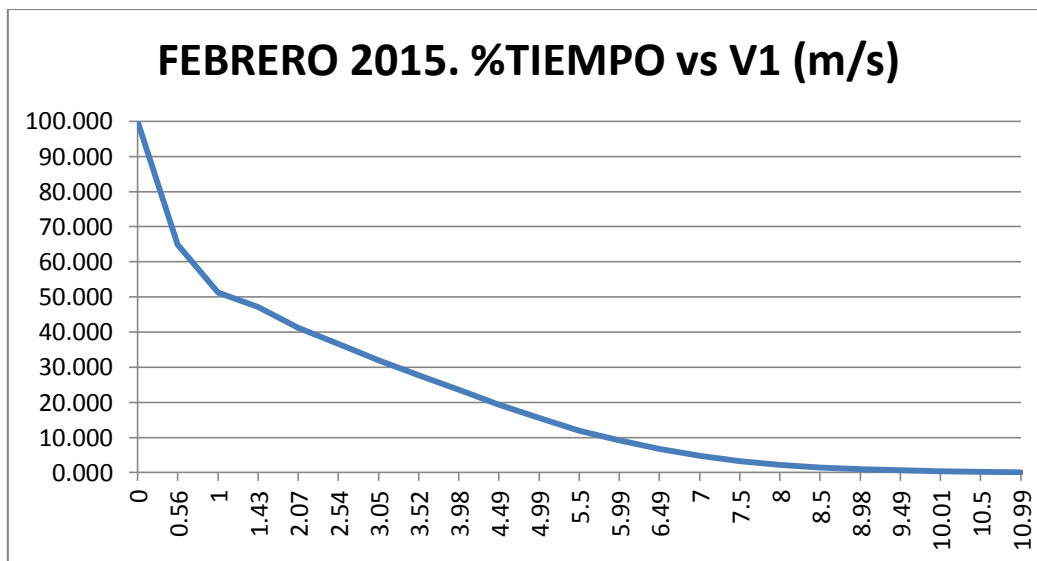


Ilustración 82. Velocidad viento febrero 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	88.466
1	82.172
1.43	74.684
2.07	63.629
2.54	53.688
3.05	41.465
3.52	31.013
3.98	22.180
4.49	14.519
4.99	8.968
5.5	5.374
5.99	3.131
6.49	1.662
7	0.812
7.5	0.409
8	0.231
8.5	0.140
8.98	0.054
9.49	0.027
10.01	0.016
10.5	0.005
10.99	0.005
11.51	0.000

Tabla 41. Velocidad viento marzo 2015. FUENTE: elaboración propia

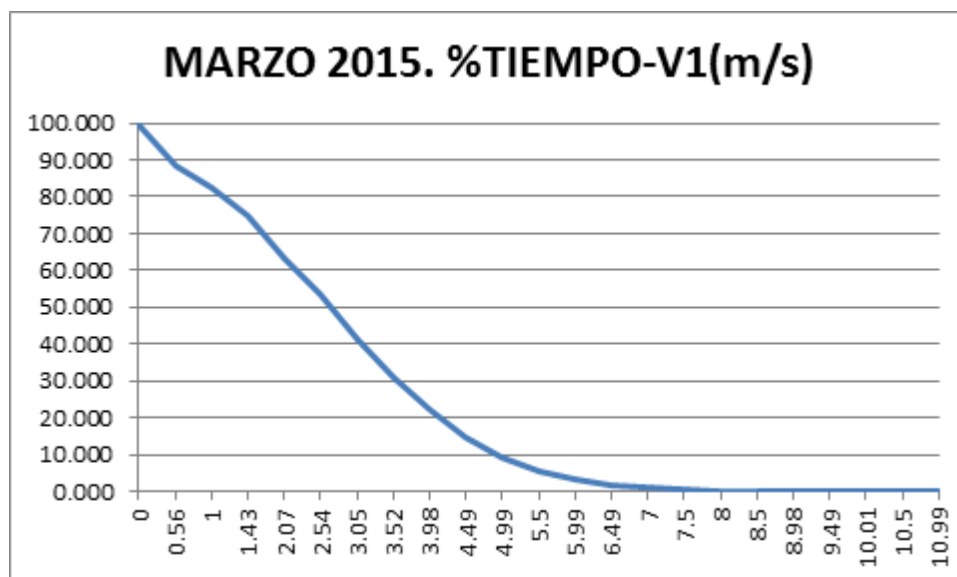


Ilustración 83. Velocidad viento marzo 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	64.087
1	55.153
1.43	46.409
2.07	33.686
2.54	25.607
3.05	17.813
3.52	11.666
3.98	6.918
4.49	3.438
4.99	1.585
5.5	0.621
5.99	0.250
6.49	0.123
7	0.049
7.5	0.021
8	0.007
8.5	0.002
8.98	0.000

Tabla 42. Velocidad viento abril 2015. FUENTE: elaboración propia

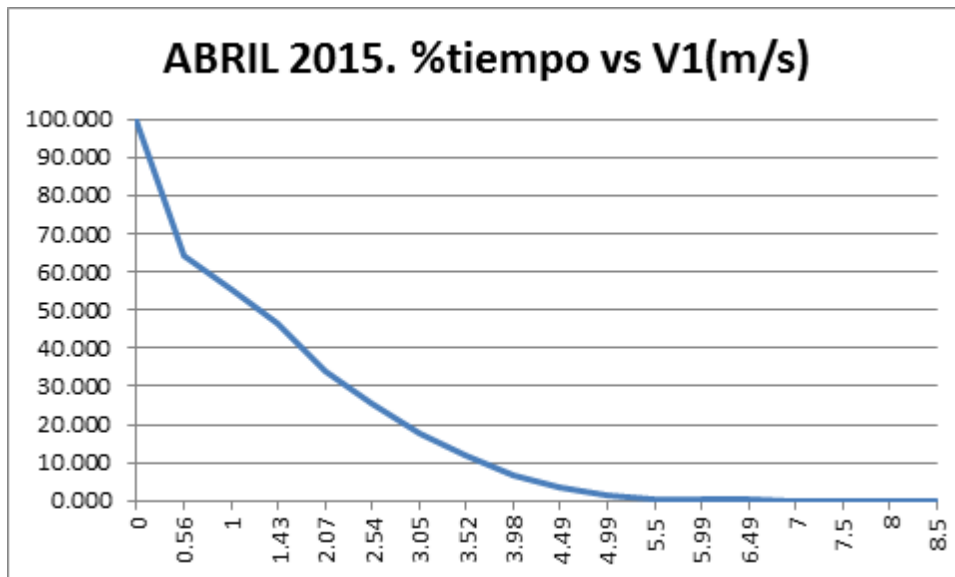


Ilustración 84. Velocidad viento abril 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	85.857
1	78.422
1.43	70.272
2.07	56.494
2.54	47.044
3.05	37.556
3.52	28.961
3.98	21.089
4.49	13.902
4.99	8.672
5.5	4.918
5.99	2.597
6.49	1.191
7	0.458
7.5	0.147
8	0.049
8.5	0.013
8.98	0.000

Tabla 43. Velocidad viento mayo 2015. FUENTE: elaboración propia

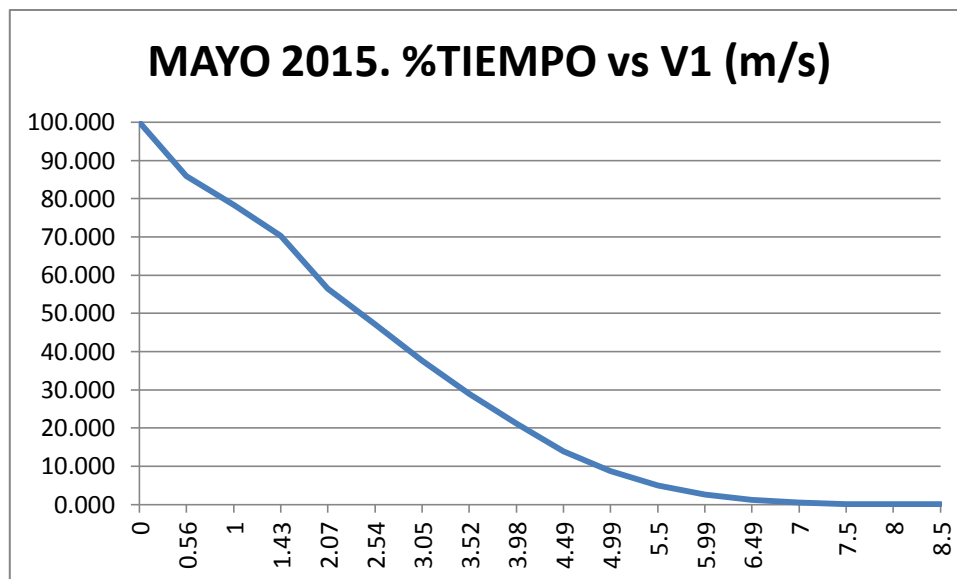


Ilustración 85. Velocidad viento mayo 2015. FUENTE: elaboración propia



Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	80.238
1	64.481
1.43	49.827
2.07	31.744
2.54	22.259
3.05	14.540
3.52	9.425
3.98	5.859
4.49	3.178
4.99	1.688
5.5	0.807
5.99	0.356
6.49	0.146
7	0.054
7.5	0.031
8	0.016
8.5	0.011
8.98	0.007
9.49	0.002
10.01	0.002
10.5	0.000

Tabla 44. Velocidad viento junio 2015. FUENTE: elaboración propia

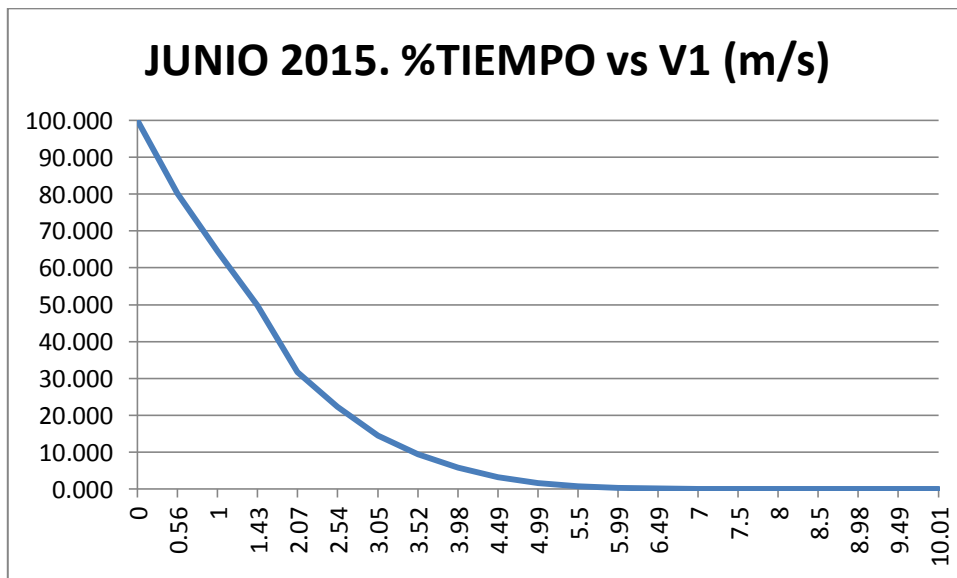


Ilustración 86. Velocidad viento junio 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	84.031
1	73.779
1.43	62.207
2.07	45.543
2.54	35.429
3.05	25.805
3.52	18.356
3.98	12.684
4.49	7.775
4.99	4.374
5.5	2.159
5.99	0.991
6.49	0.393
7	0.170
7.5	0.074
8	0.033
8.5	0.016
8.98	0.007
9.49	0.002
10.01	0.002
10.5	0.002
10.99	0.000

Tabla 45. Velocidad viento julio 2015. FUENTE: elaboración propia

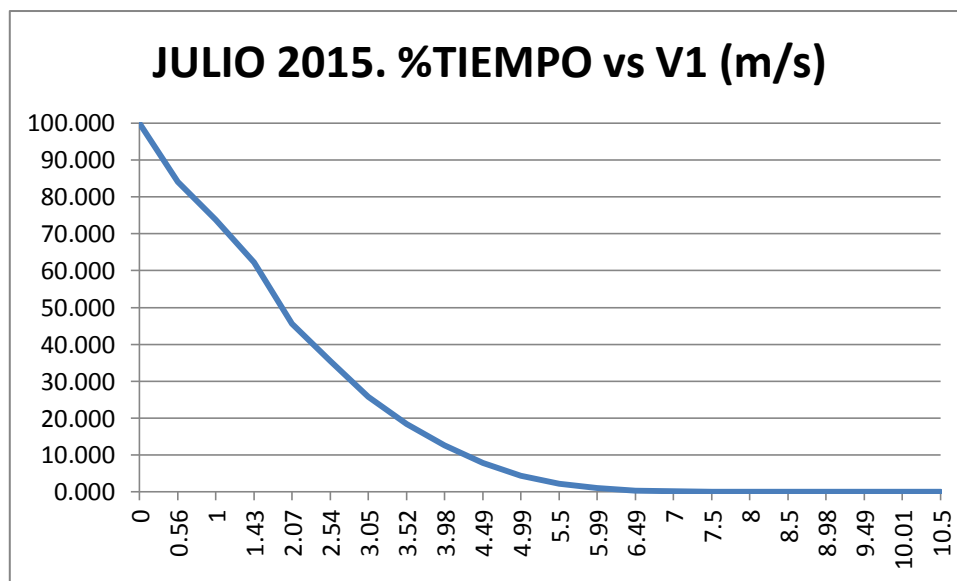


Ilustración 87. Velocidad viento julio 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	85.598
1	73.240
1.43	59.935
2.07	40.942
2.54	30.665
3.05	22.126
3.52	15.706
3.98	10.482
4.49	6.173
4.99	3.337
5.5	1.544
5.99	0.769
6.49	0.336
7	0.166
7.5	0.074
8	0.036
8.5	0.020
8.98	0.011
9.49	0.011
10.01	0.004
10.5	0.002
10.99	0.002
11.51	0.002
11.99	0.002
12.49	0.000

Tabla 46. Velocidad viento agosto 2015. FUENTE: elaboración propia

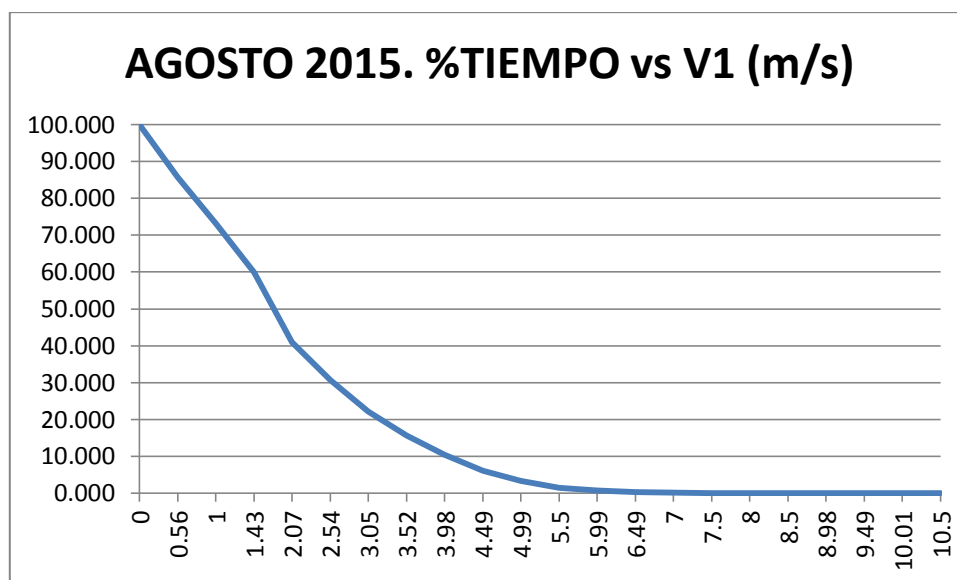


Ilustración 88. Velocidad viento agosto 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	80.241
1	68.876
1.43	56.655
2.07	40.651
2.54	31.084
3.05	22.450
3.52	16.457
3.98	11.575
4.49	7.527
4.99	4.684
5.5	3.024
5.99	1.966
6.49	1.354
7	0.922
7.5	0.628
8	0.429
8.5	0.283
8.98	0.196
9.49	0.107
10.01	0.055
10.5	0.037
10.99	0.016
11.51	0.003
11.99	0.000

Tabla 47. Velocidad viento septiembre 2015. FUENTE: elaboración propia

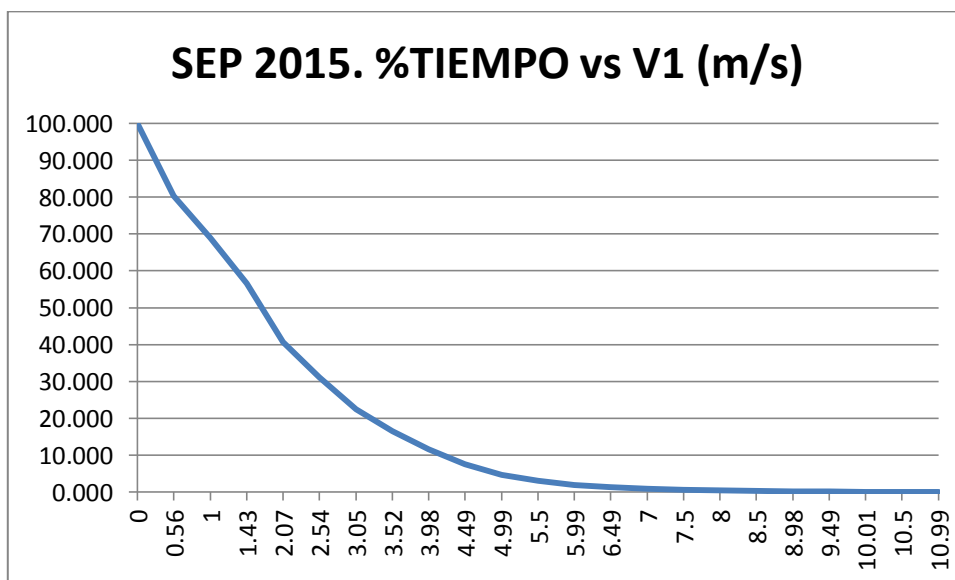


Ilustración 89. Velocidad viento septiembre 2015. FUENTE: elaboración propia



Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	78.171
1	64.131
1.43	50.446
2.07	35.741
2.54	27.132
3.05	19.201
3.52	13.430
3.98	9.227
4.49	5.934
4.99	3.842
5.5	2.395
5.99	1.354
6.49	0.788
7	0.491
7.5	0.294
8	0.189
8.5	0.099
8.98	0.041
9.49	0.020
10.01	0.006
10.5	0.003
10.99	0.000

Tabla 48. Velocidad viento octubre 2015. FUENTE: elaboración propia

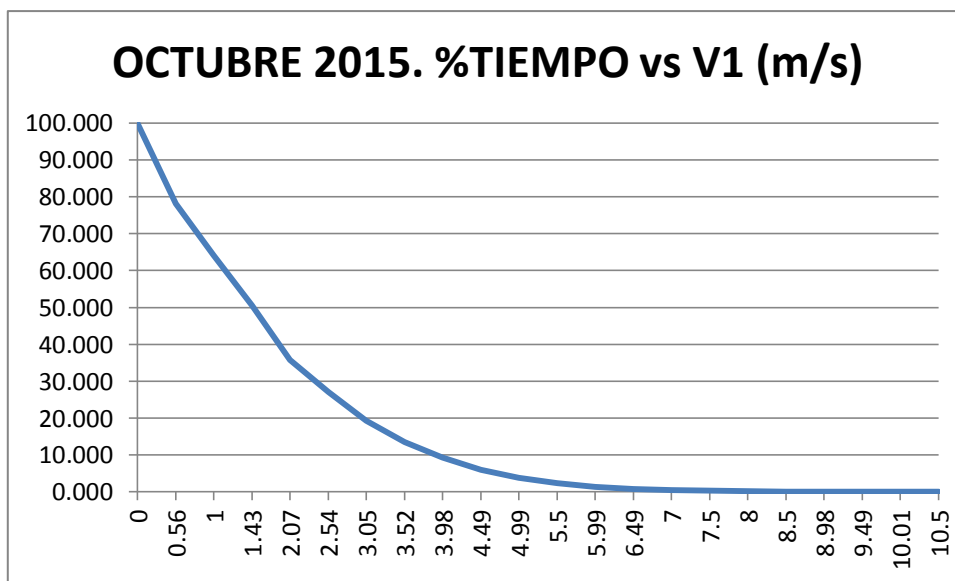


Ilustración 90. Velocidad viento octubre 2015. FUENTE: elaboración propia



Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	71.908
1	59.351
1.43	47.496
2.07	33.325
2.54	25.783
3.05	19.367
3.52	14.704
3.98	11.207
4.49	8.009
4.99	5.412
5.5	3.398
5.99	1.866
6.49	0.962
7	0.416
7.5	0.203
8	0.088
8.5	0.033
8.98	0.015
9.49	0.006
10.01	0.000

Tabla 49. Velocidad viento noviembre 2015. FUENTE: elaboración propia

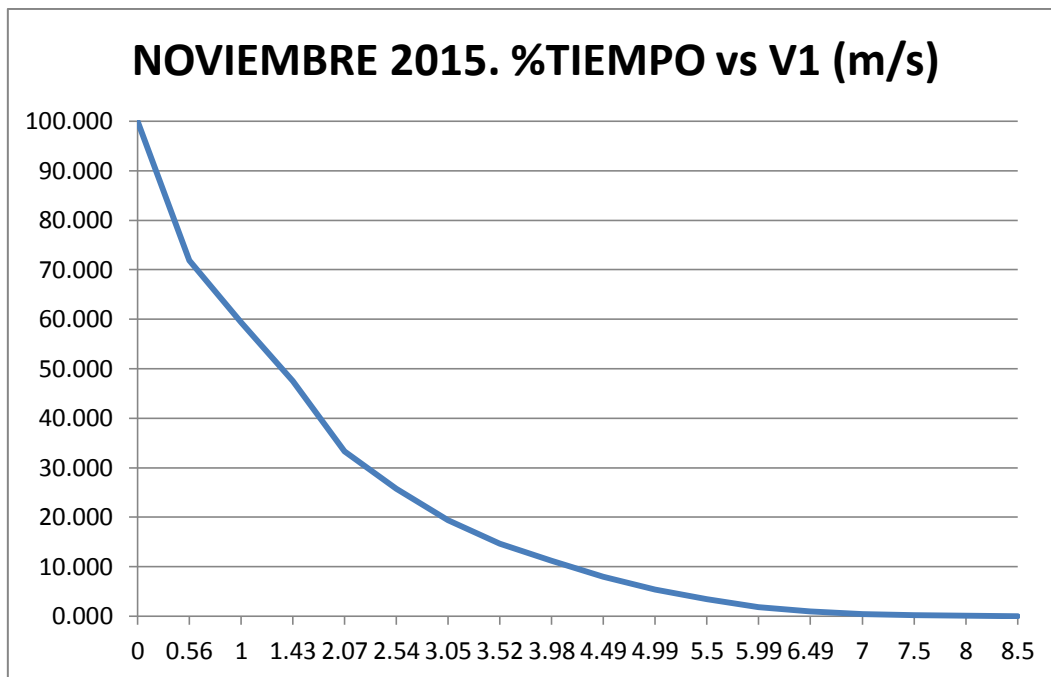


Ilustración 91. Velocidad viento noviembre 2015. FUENTE: elaboración propia

Velocidad V1 (m/s)	Percentil
0	100.000
0.56	65.655
1	48.765
1.43	36.143
2.07	18.994
2.54	8.765
3.05	2.439
3.52	0.396
3.98	0.046
4.49	0.000
12.49	0.000
12.98	0.000

Tabla 50. Velocidad viento noviembre 2015. FUENTE: elaboración propia

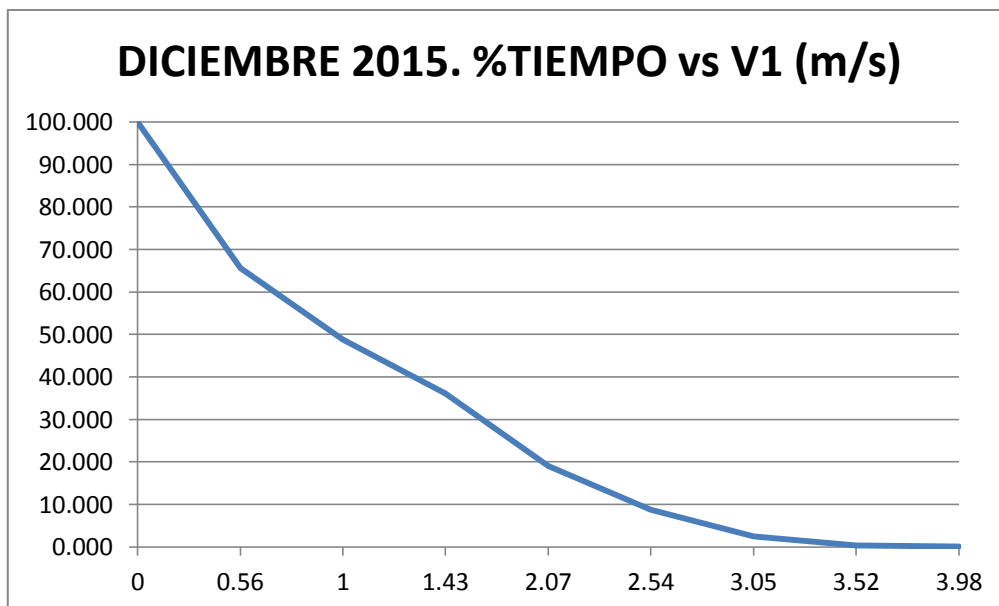


Ilustración 92. Velocidad viento diciembre 2015. FUENTE: elaboración propia



ANEXO III: TABLAS CONSUMO MENSUAL

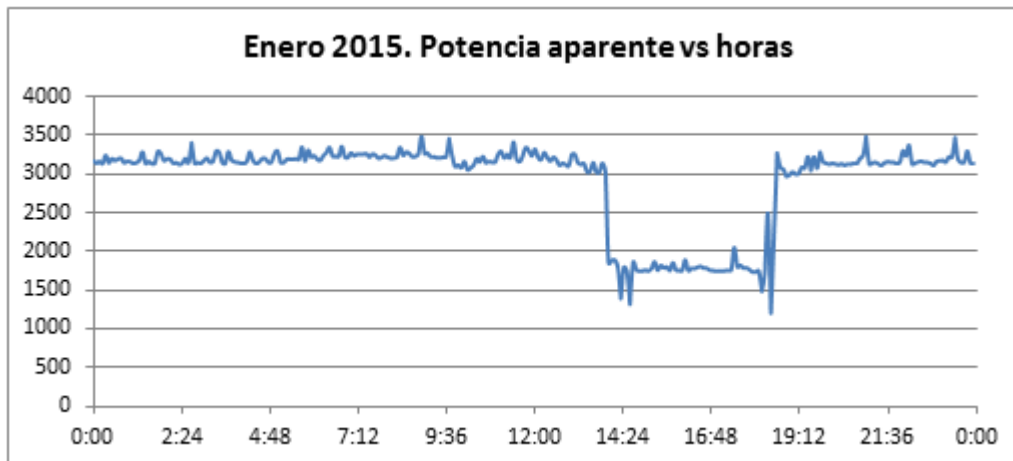


Ilustración 93. Potencia aparente por fecha enero 2015. FUENTE: elaboración propia

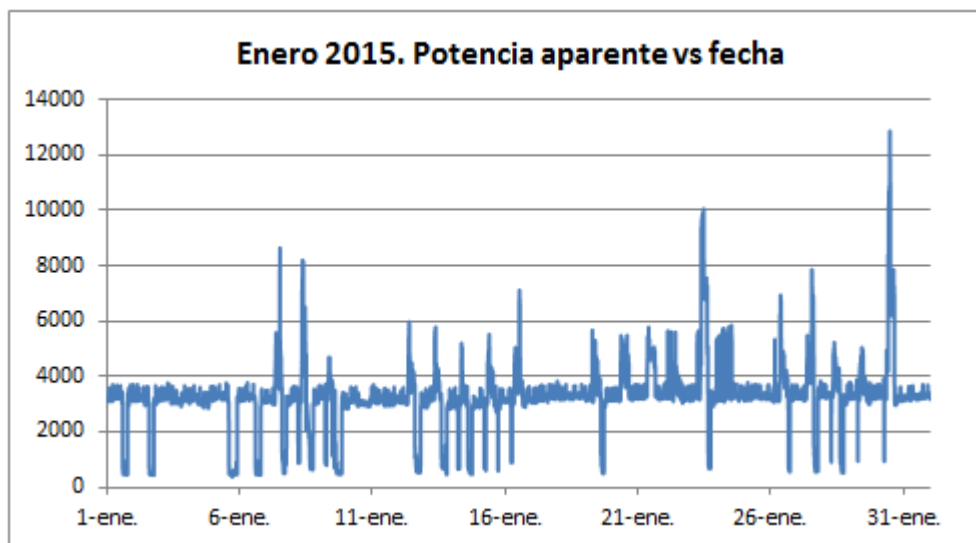


Ilustración 94. Potencia aparente por horas enero 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 28392429 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 3187,65 VA
- Consumo pico: 12800 VA
- Consumo basal: 3150 VA
- Factor de potencia: 0,9352

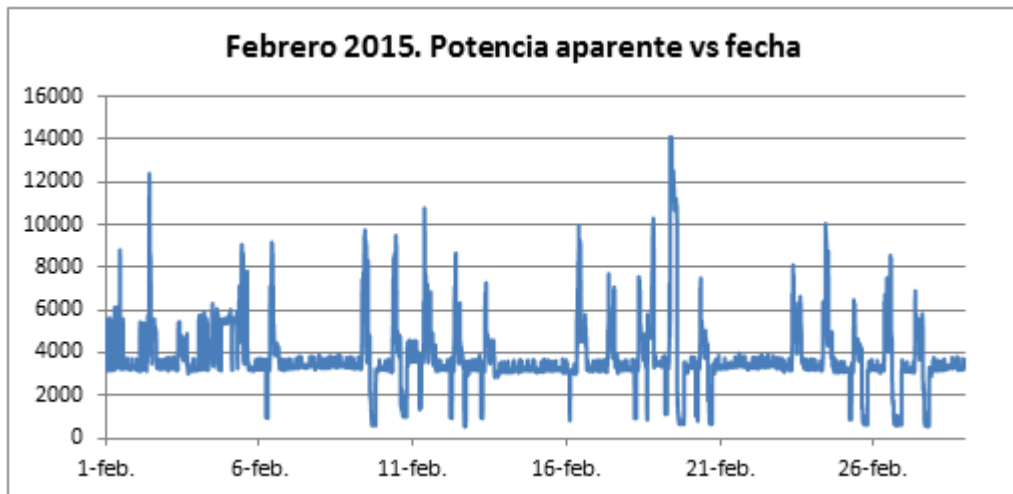


Ilustración 95. Potencia aparente por fecha febrero 2015. FUENTE: elaboración propia

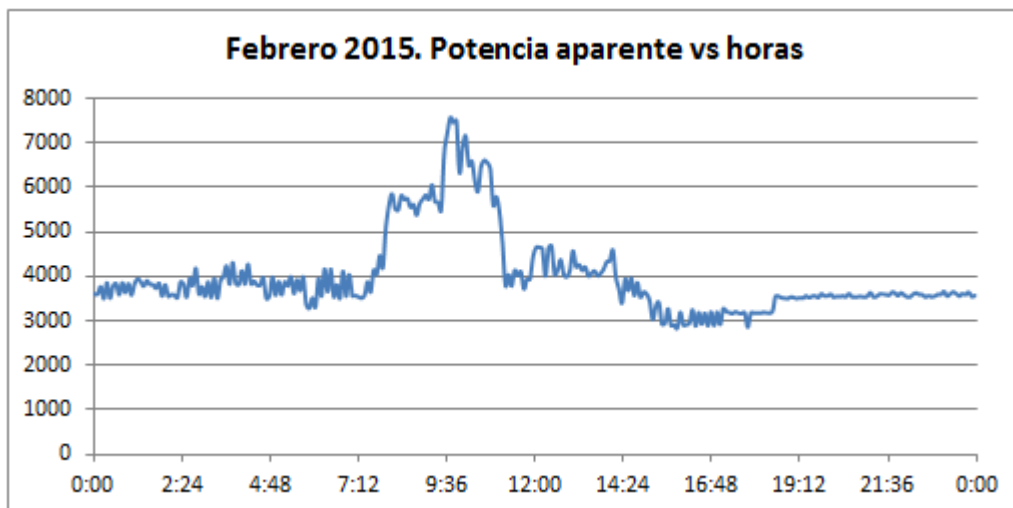


Ilustración 96.. Potencia aparente por horas febrero 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 29420531 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 3660,188 VA
- Consumo pico: 14000 VA
- Consumo basal: 3500 VA
- Factor de potencia: 0,963

MARZO 2015:

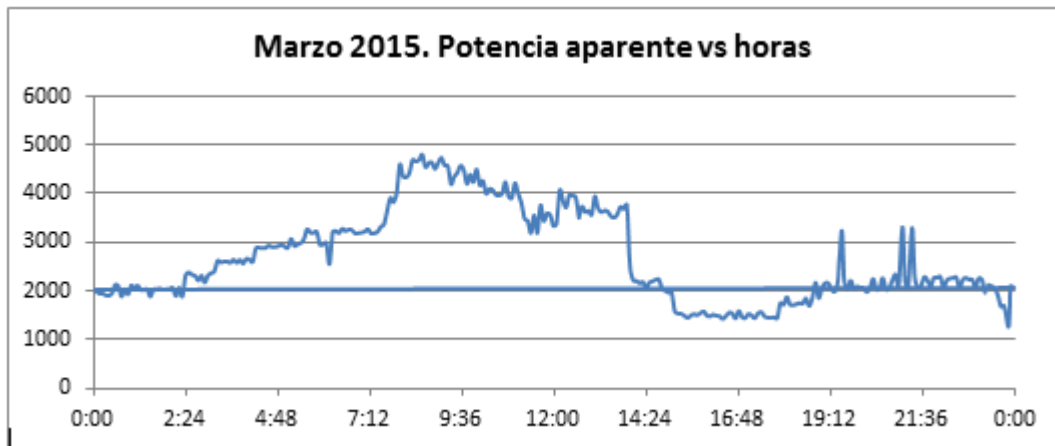


Ilustración 97. Potencia aparente por fecha marzo 2015. FUENTE: elaboración propia

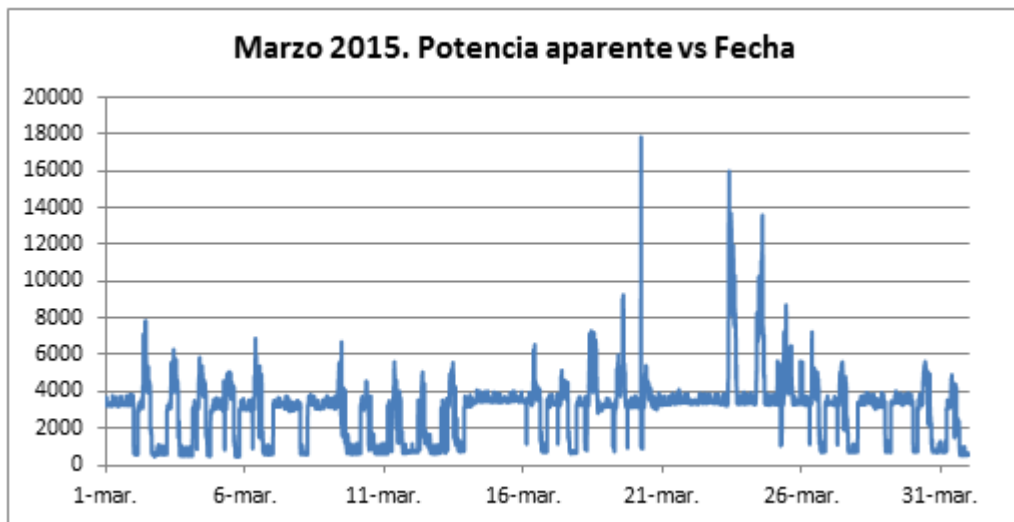


Ilustración 98. Potencia aparente por horas marzo 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 26140180 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 2944,71 VA
- Consumo pico: 18000 VA
- Consumo basal: 2000 VA
- Factor de potencia: 0,87

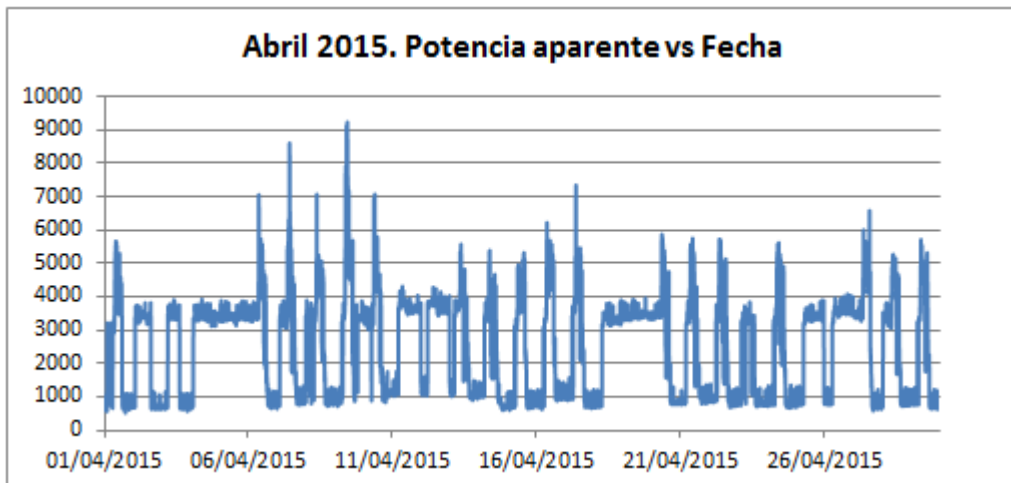


Ilustración 99. Potencia aparente por fecha abril 2015. FUENTE: elaboración propia

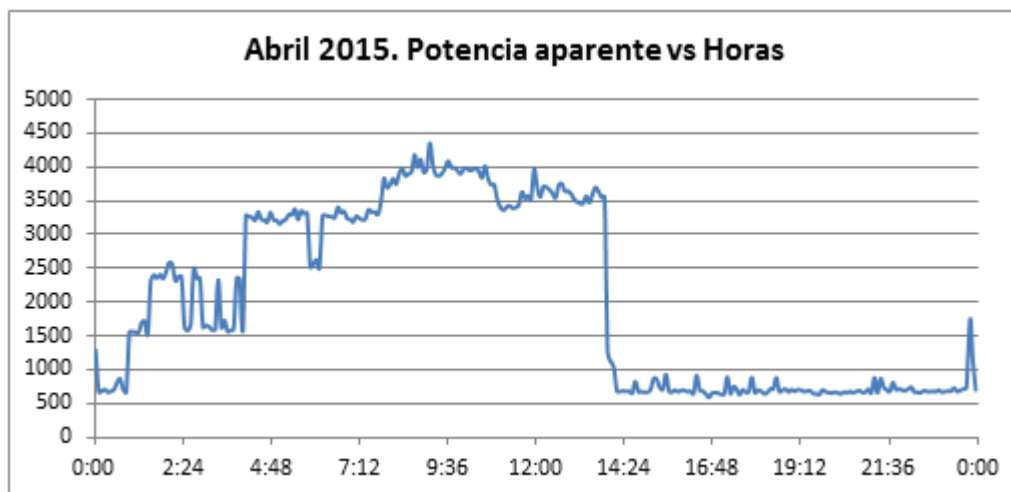


Ilustración 100. Potencia aparente por hora abril 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 20927800 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 2434,59 VA
- Consumo pico: 9100 VA
- Consumo basal: 800 VA
- Factor de potencia: 0,8145

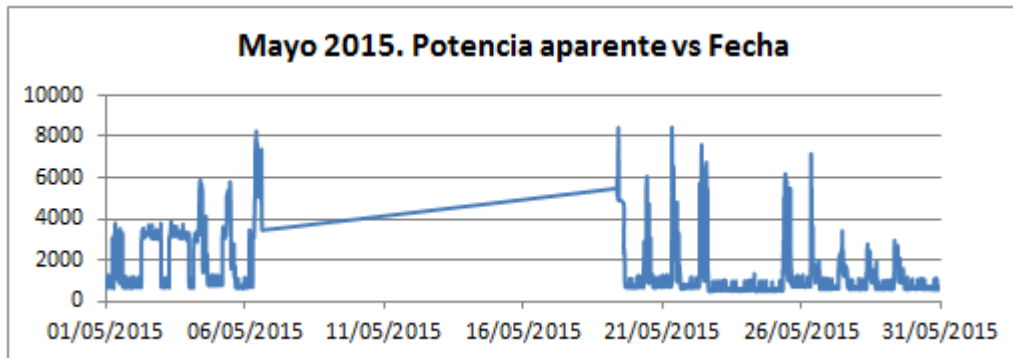


Ilustración 101. Potencia aparente por fecha mayo 2015. FUENTE: elaboración propia

Faltan los datos correspondientes del 6/05 a la 13:06h hasta el 19/05 a las 9:10h.

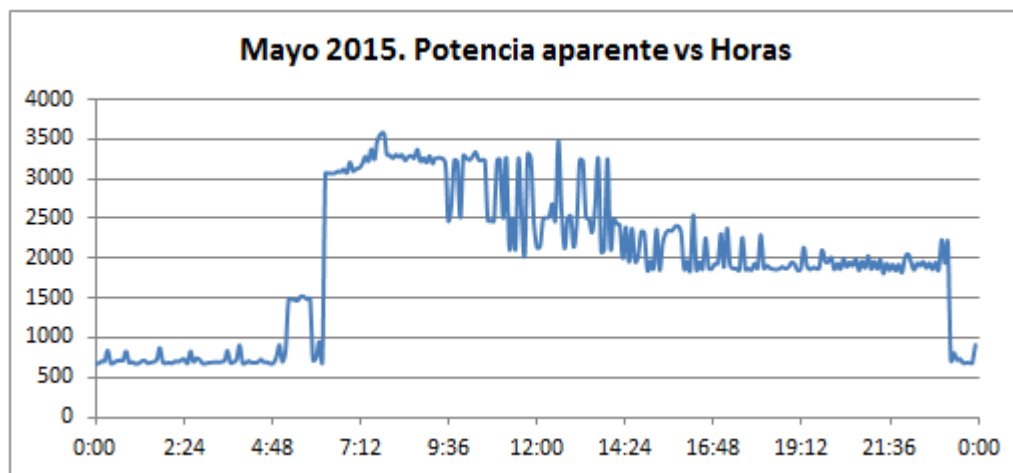


Ilustración 102. Potencia aparente por horas mayo 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 6719008 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 1329,97 VA
- Consumo basal: 1800 VA
- Factor de potencia: 0,581

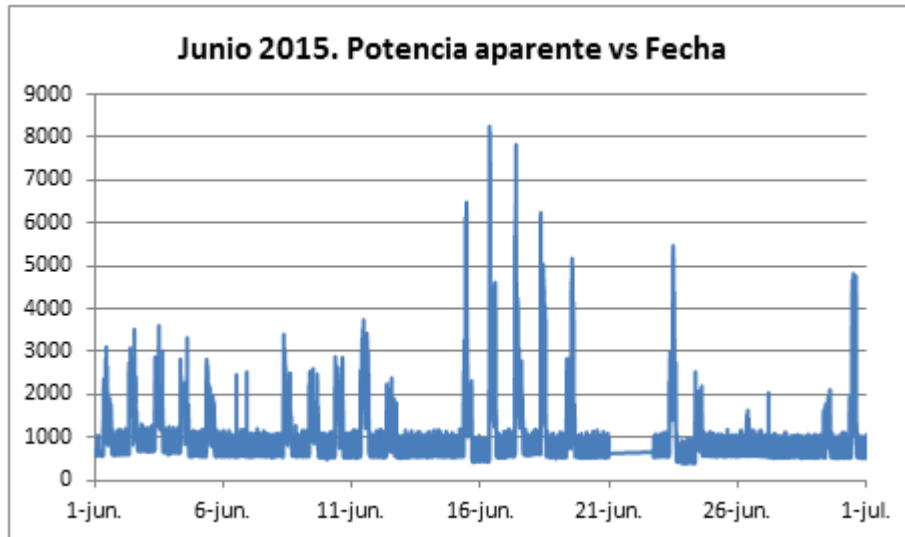


Ilustración 103. Potencia aparente por fecha junio 2015. FUENTE: elaboración propia

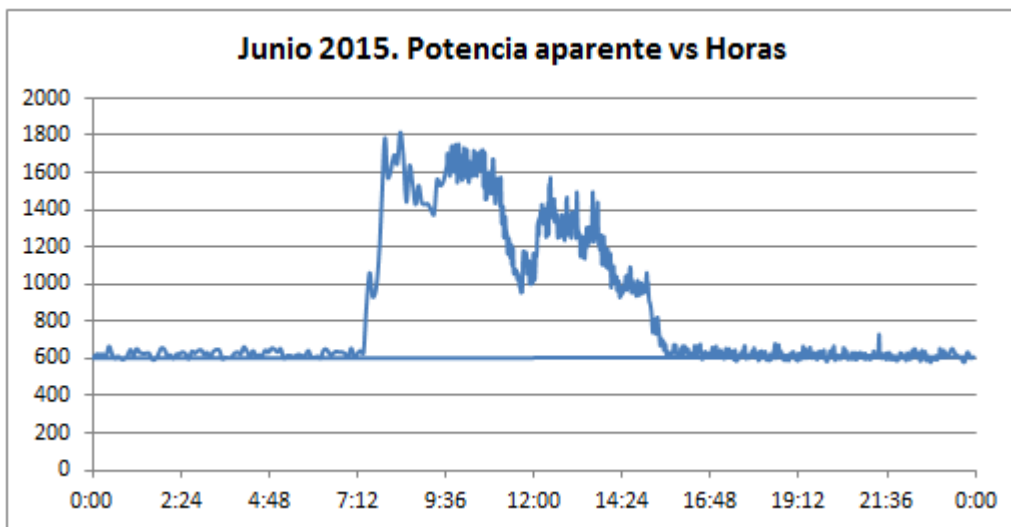


Ilustración 104. Potencia aparente por horas junio 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 35553980 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 866,515 VA
- Consumo pico: 8250 VA
- Consumo basal: 600 VA
- Factor de potencia: 0,548

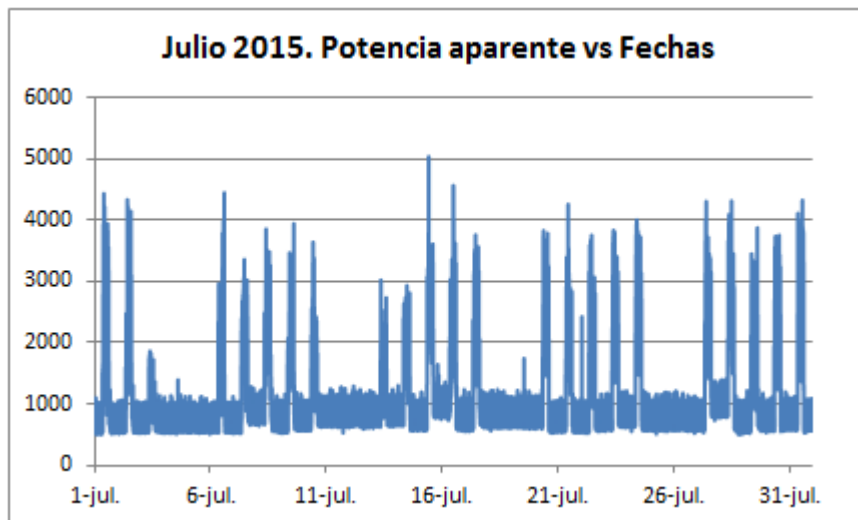


Ilustración 105. Potencia aparente por fecha julio 2015. FUENTE: elaboración propia

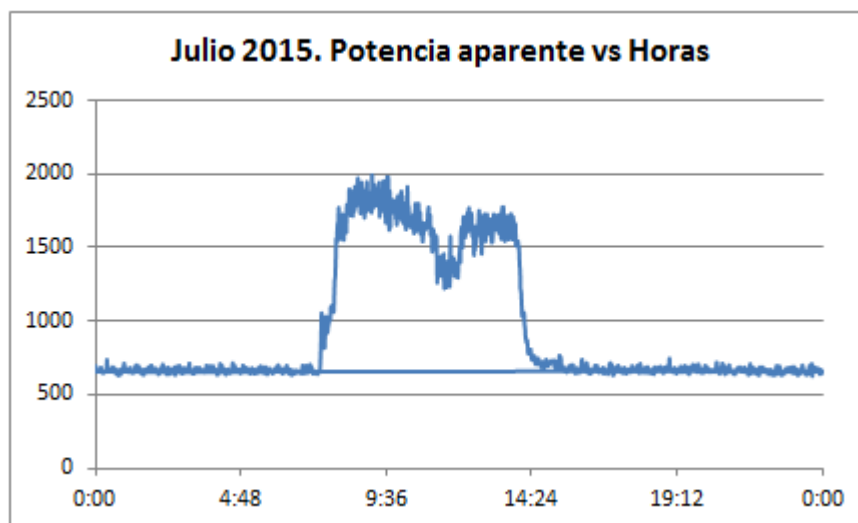


Ilustración 106. Potencia aparente por horas julio 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 41083510 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 926,326 VA
- Consumo pico: 5000 VA
- Consumo basal: 660 VA
- Factor de potencia: 0,5336

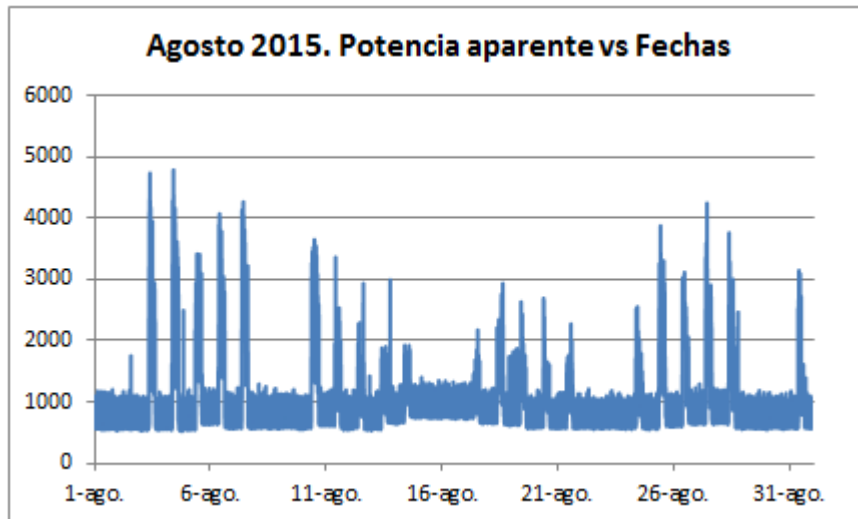


Ilustración 107. Potencia aparente por fecha agosto 2015. FUENTE: elaboración propia

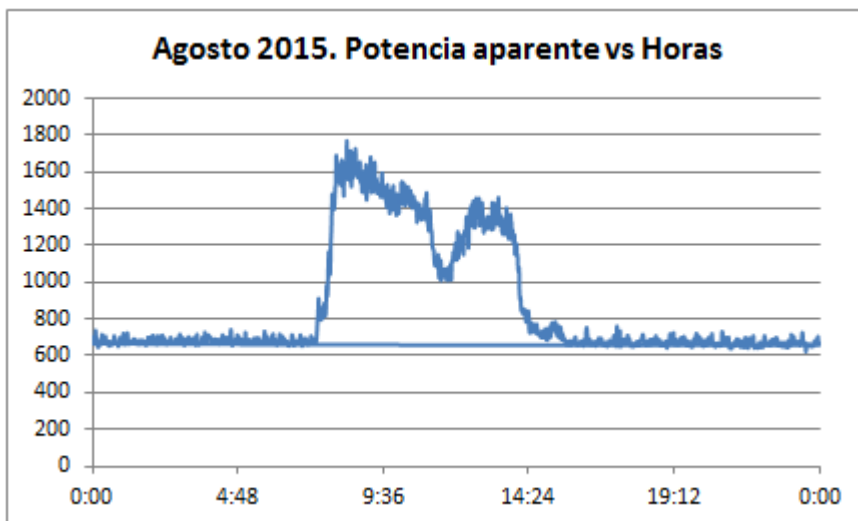


Ilustración 108. Potencia aparente por horas agosto 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 38522300 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 865,842 VA
- Consumo pico: 4780 VA
- Consumo basal: 670 VA
- Factor de potencia: 0,4965

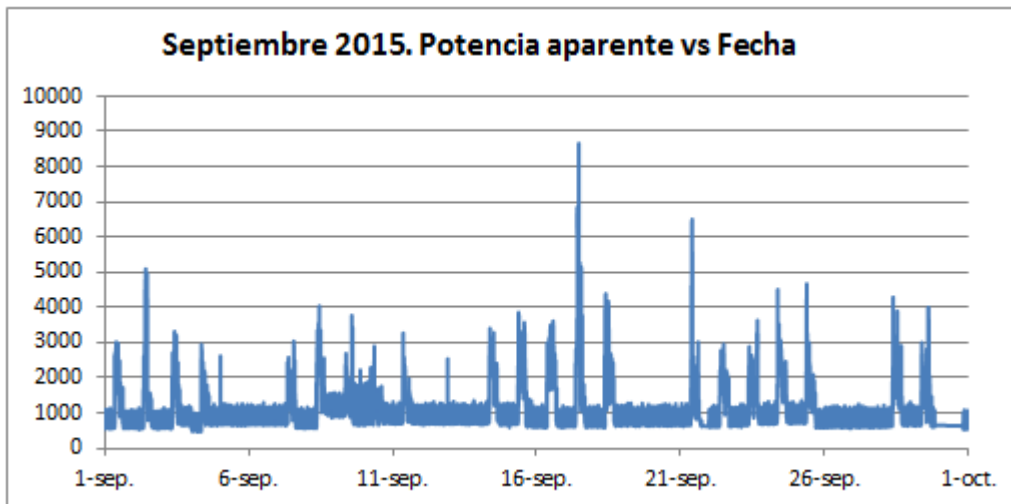


Ilustración 109. Potencia aparente por fecha septiembre 2015. FUENTE: elaboración propia

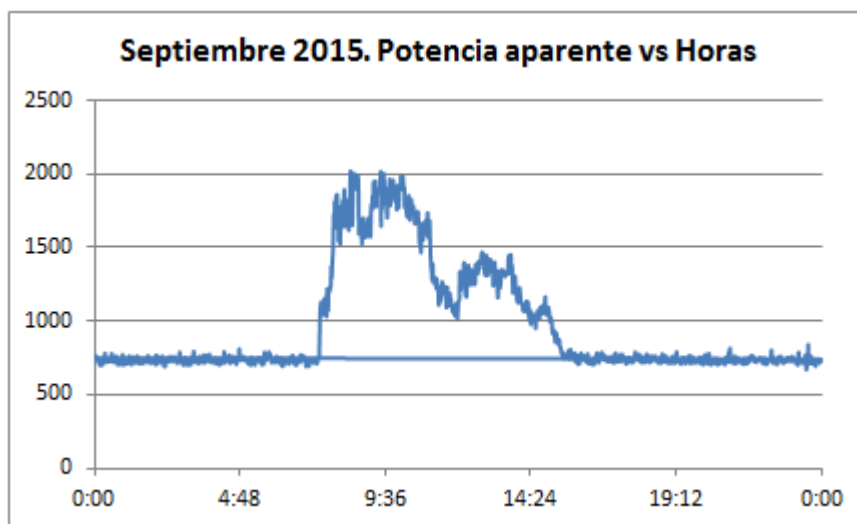


Ilustración 110. Potencia aparente por horas septiembre 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 37304235 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 948,855 VA
- Consumo pico: 8660 VA
- Consumo basal: 748 VA
- Factor de potencia: 0,4904

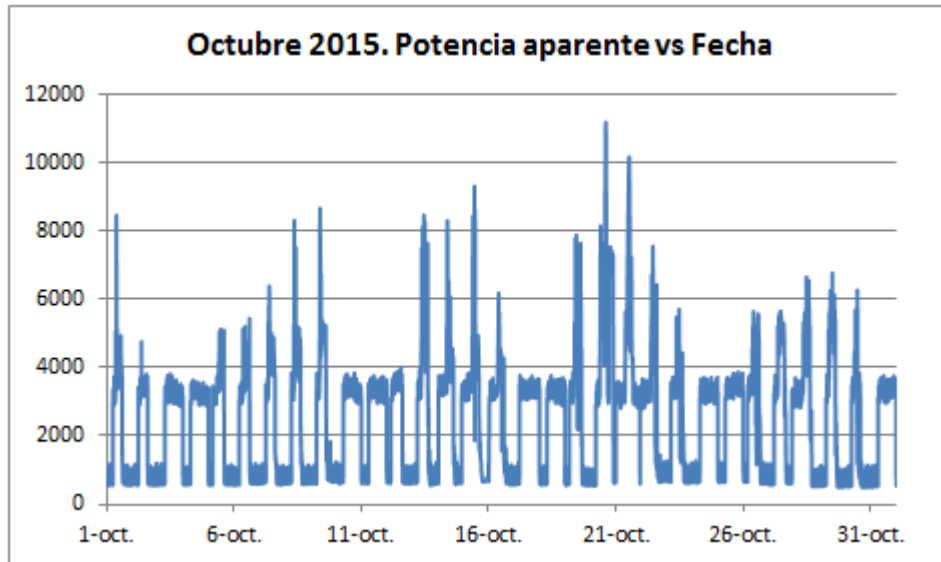


Ilustración 111. Potencia aparente por fecha octubre 2015. FUENTE: elaboración propia

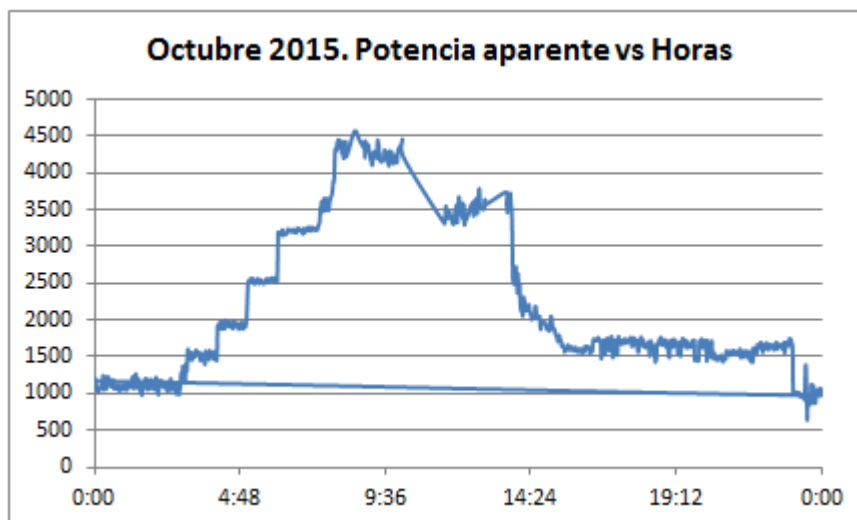


Ilustración 112. Potencia aparente por horas octubre 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 93569261,7 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 2250,018 VA
- Consumo pico: 11090 VA
- Consumo basal: 1000 VA
- Factor de potencia: 0,777

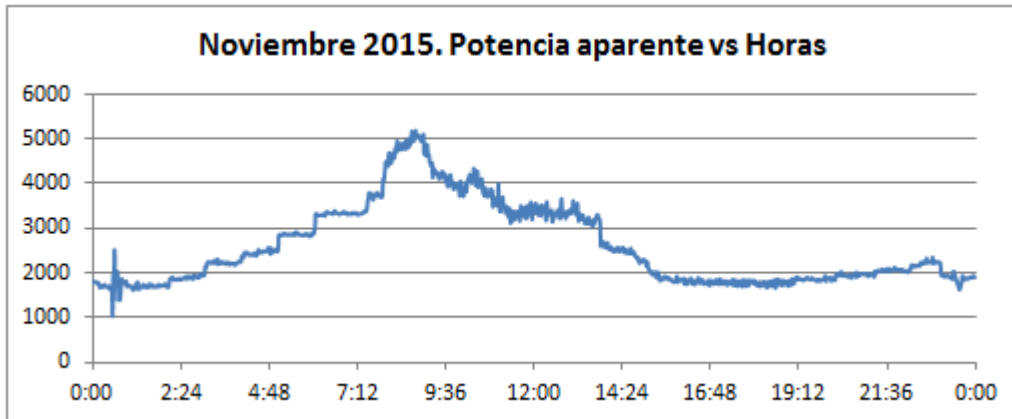


Ilustración 113. Potencia aparente por horas noviembre 2015. FUENTE: elaboración propia

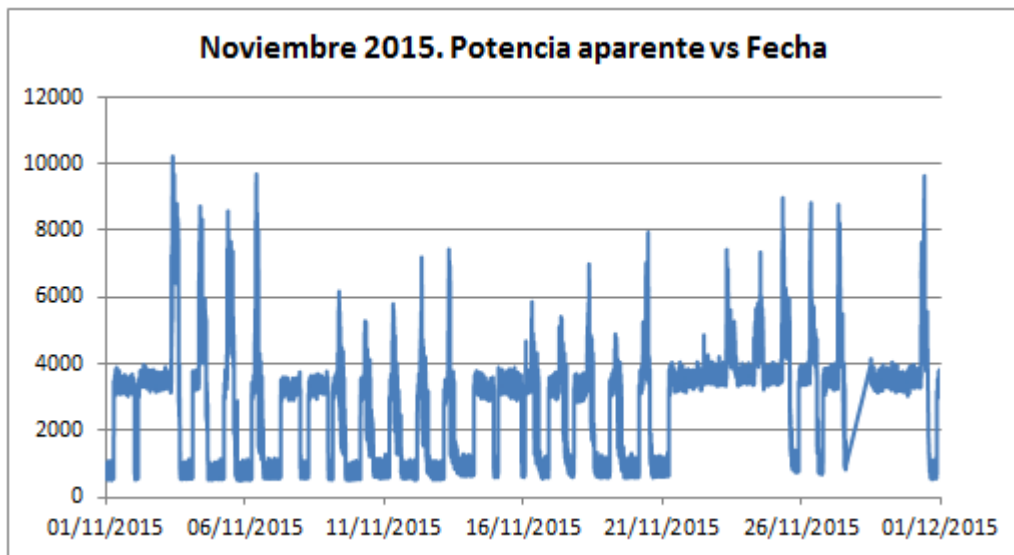


Ilustración 114. Potencia aparente por fecha noviembre 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 106701133 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 2577,197 VA
- Consumo pico: 10227 VA
- Consumo basal: 1800 VA
- Factor de potencia: 0,826

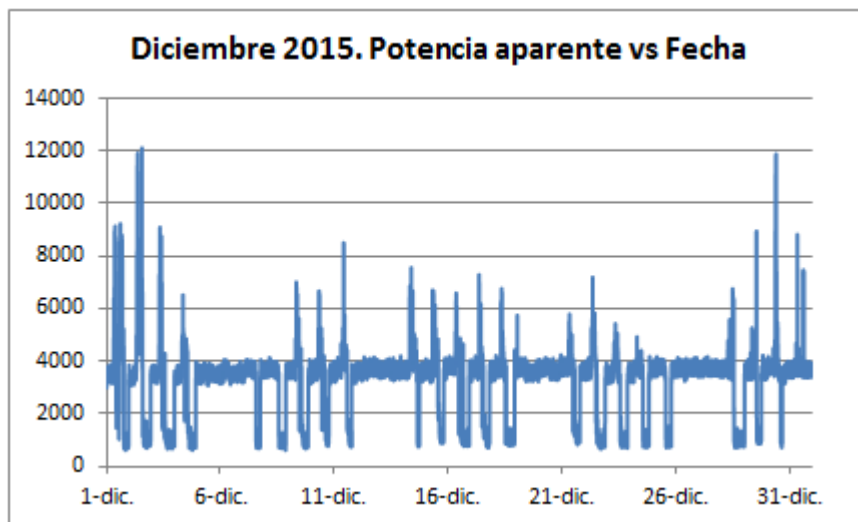


Ilustración 115. Potencia aparente por fecha diciembre 2015. FUENTE: elaboración propia

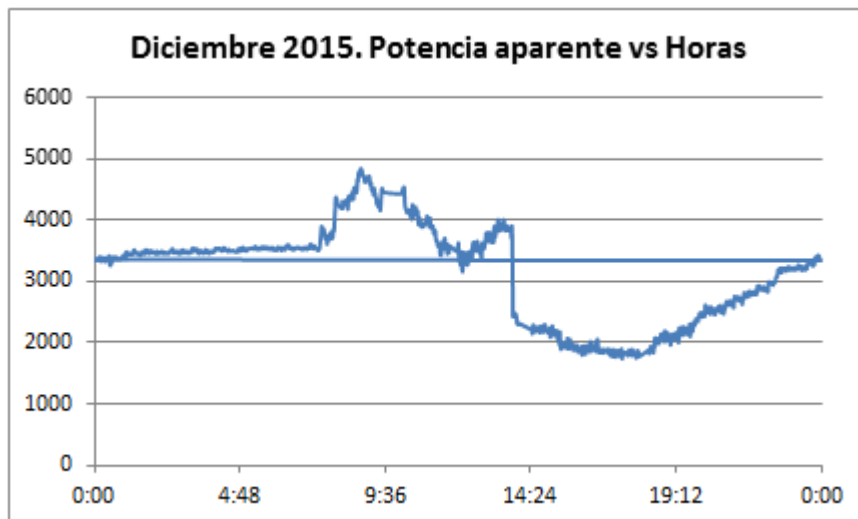


Ilustración 116. Potencia aparente por hora diciembre 2015. FUENTE: elaboración propia

Resumen de datos:

- Potencia total: 13897024,1 VA
- Potencia aparente promedio consumida: 3132,712 VA
- Consumo pico: 12000 VA
- Consumo basal: 3355 VA
- Factor de potencia: 0,911

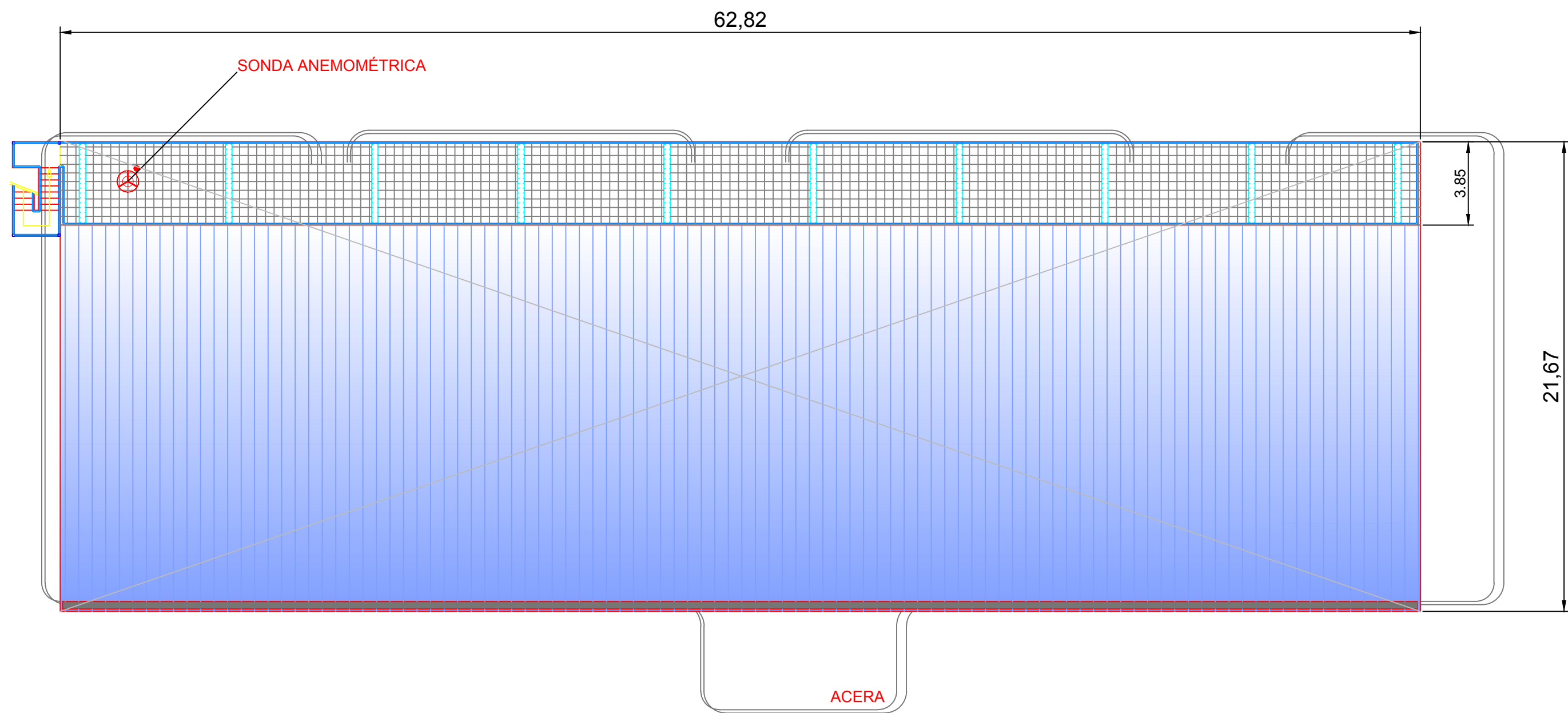
ANEXO IV: PLANOS



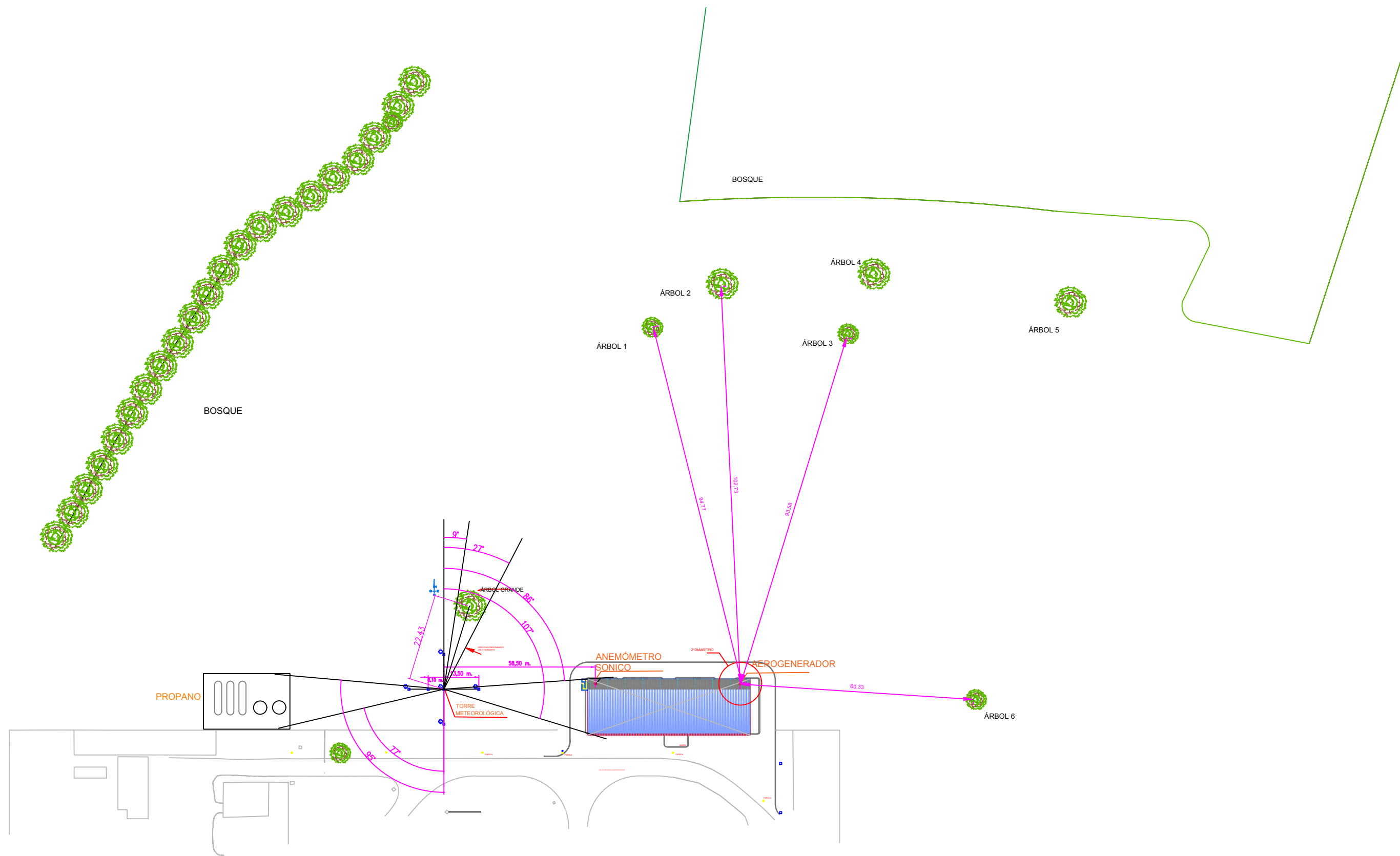
Plano: LOCALIZACION CEDER			Plano N°: 1
FIRMA	Proyecto: TRABAJO FIN DE GRADO	Curso: 4º	Fecha: MARZO 2017
	Autor: JAVIER OZORES ARCONADA		Escala:



Plano: INSTALACIONES CEDER			Plano N°: 2
FIRMA	Proyecto: TRABAJO FIN DE GRADO	Curso: 4º	Fecha: MARZO 2017
	Autor: JAVIER OZORES ARCONADA		Escala: 1:1500



Plano: CUBIERTA LECA (CEDER)			Plano N°: 3
FIRMA	Proyecto: TRABAJO FIN DE GRADO	Curso: 4°	Fecha: MARZO 2017
	Autor: JAVIER OZORES ARCONADA		Escala: 1:200



Plano: EMPLAZAMIENTO AEROGENERADOR			Plano N°: 4
FIRMA	Proyecto: TRABAJO FIN DE GRADO	Curso: 4°	Fecha: MARZO 2017
	Autor: JAVIER OZORES ARCONADA		Escala: 1:1500

WINDSPOT[®]



TARIFA AEROGENERADORES Y ACCESORIOS

Código	AEROGENERADORES WINDSPOT PARA CARGA DIRECTA DE BATERÍAS		
WPTcb1.5	WINDSPOT 1500 W.	24V/48V (incluye controlador y resistencia de descarga)	4.700 €
WPTcb3.5	WINDSPOT 3500 W.	24V/48V (incluye controlador y resistencia de descarga)	7.285 €
WPTcb7.5	WINDSPOT 7500 W.	48V (incluye controlador)	15.000 €

Código	AEROGENERADORES WINDSPOT PARA CONEXIÓN A RED		
WPTcr1.5	WINDSPOT 1500 W.	220V (incluye controlador y resistencia de descarga)	5.350 €
WPTcr3.5	WINDSPOT 3500 W.	220V (incluye controlador y resistencia de descarga)	7.990 €
WPTcr7.5	WINDSPOT 7500 W.	220V (incluye controlador)	15.850 €

Código	RESISTENCIAS DE DESCARGA		
WPTrd3.0	RESISTENCIA DE DESCARGA 3000 W/24V	(neto)	252 €
WPTrd4.0	RESISTENCIA DE DESCARGA 4000 W/220V	(neto)	404 €
WPTrd6.0	RESISTENCIA DE DESCARGA 6000 W/48V	(neto)	404 €

Código	INVERSORES PARA AEROGENERADORES WINDSPOT		
Winv2.0	INVERSOR DE CONEXIÓN A RED DE 2,0 KW.		1.950 €
Winv3.0	INVERSOR DE CONEXIÓN A RED DE 3,0 KW.		2.990 €
Winv4.2	INVERSOR DE CONEXIÓN A RED DE 4,2 KW.		3.150 €
Winv5.0	INVERSOR DE CONEXIÓN A RED DE 5,0 KW.		3.290 €
Winv6.0	INVERSOR DE CONEXIÓN A RED DE 6,0 KW.		3.550 €
Wges5.0	GESTOR DE RED 5 KW		4.190 €

Código	TORRES Y ACCESORIOS		
WPTtth18	TORRE TUBULAR ABATIBLE HIDRÁULICA DE 18 METROS DE ALTURA		7.160 €
WPThd18	SISTEMA HIDRÁULICO PARA TORRE ABATIBLE 18 METROS	(neto)	2.500 €
WPTttm12	TORRE TUBULAR ABATIBLE MECÁNICA DE 12 METROS DE ALTURA		4.700 €
WPTttm18	TORRE TUBULAR ABATIBLE MECÁNICA DE 18 METROS DE ALTURA		8.250 €
WPTme12	SISTEMA MECÁNICO PARA TORRE MECÁNICA DE 12 METROS DE ALTURA	(neto)	1.900 €
WPTme18	SISTEMA MECÁNICO PARA TORRE MECÁNICA DE 18 METROS DE ALTURA	(neto)	3.050 €
WPTtc12	TORRE CELOSÍA CUATRIPIATA 12 METROS		1.530 €
WPTtc16	TORRE CELOSÍA CUATRIPIATA 16 METROS		1.990 €
WPTpt	PUNTERA PARA AEROGENERADORES CUATRIPIATA WINDSPOT	(neto)	430 €
WPTp175	JUEGO DE TRES PALAS DE 175 CENTÍMETROS	(neto)	800 €





1.3.2 POWER CURVE AND ANNUAL ENERGY PRODUCTION

The maximum voltage seen in the grid-tied version can be up to 500 V (voltage in battery charging model will always be lower)

At those voltages, the variable pitch would control the rpm and thus preventing any overvoltage that may damage the generator or the electronics.

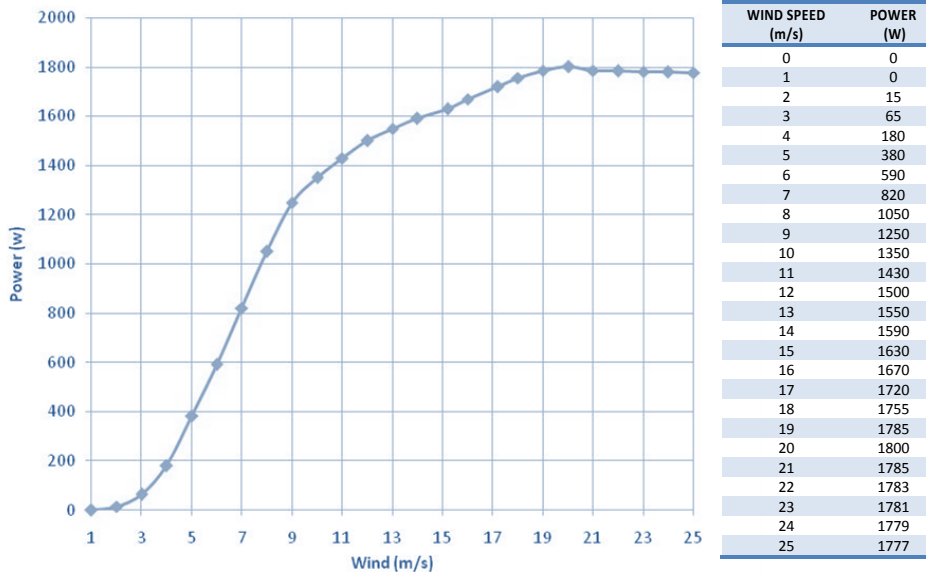
Annual energy production and rated power were calculated using the power curve and Weibull (K) probability density function for wind speed.

WINDSPOT 3.5: Power curve and annual energy production have been measured and certified by **CIEMAT-CENER** (Spanish National Renewable Energy Centre) according to IEC 61400-12-1 standards.

WINDSPOT 1.5: Power curve and annual energy production have been measured and certified by **SEPEN** (Site Experimental Pour le Petit Eolien de Narbonne) according to IEC 61400-12-1 standards.

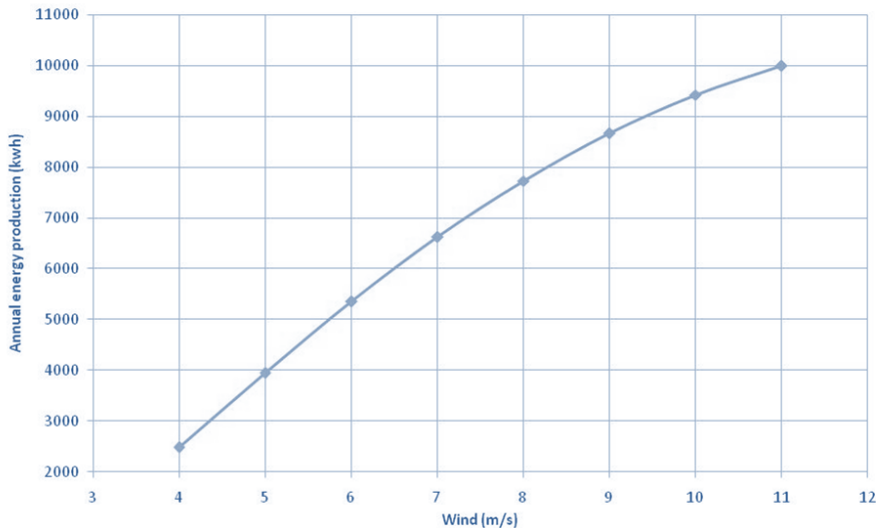
WINDSPOT 1.5 power curve (According IEC 61400-12-1 standards)

Power output at 11 m/s (24.6mph) at standard sea-level conditions is 1472 watts.



WINDSPOT 1.5 Annual Energy Production

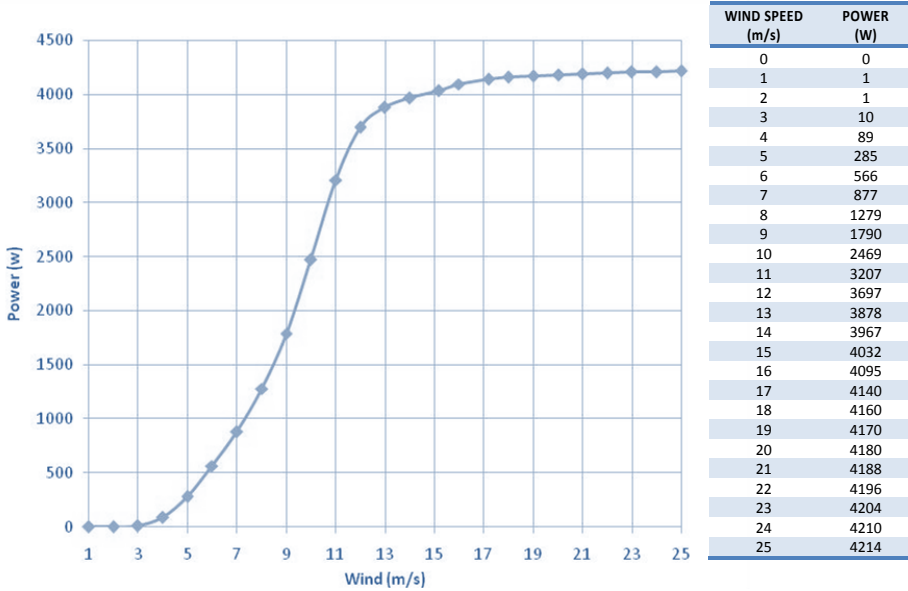
Estimated annual energy production assuming annual an average wind speed of 5m/s (11.2mph) is 3.945 kwh.



Annual Energy Production (Kwh) 4 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 5 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 6 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 7 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 8 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 9 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 10 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 11 m/s de Average wind speed
2410	3876	5295	6575	7696	8663	9489	10180

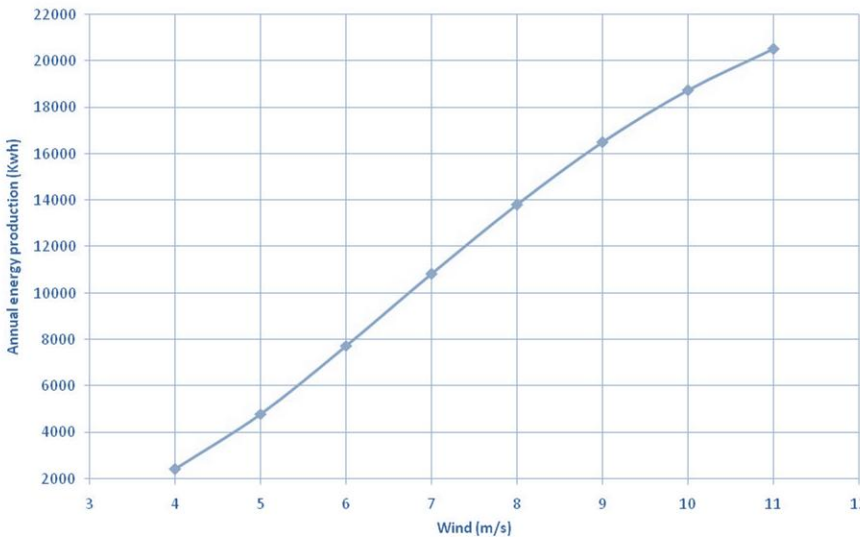
WINDSPOT 3.5 power curve (According IEC 61400-12-1 standards)

Power output at 11 m/s (24.6mph) at standard sea-level conditions is 3472 w.



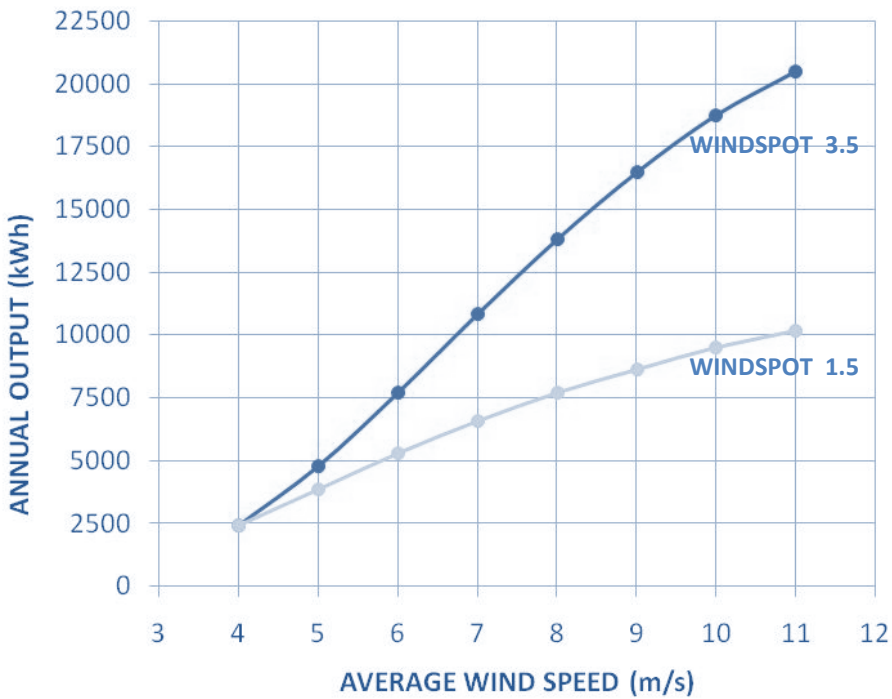
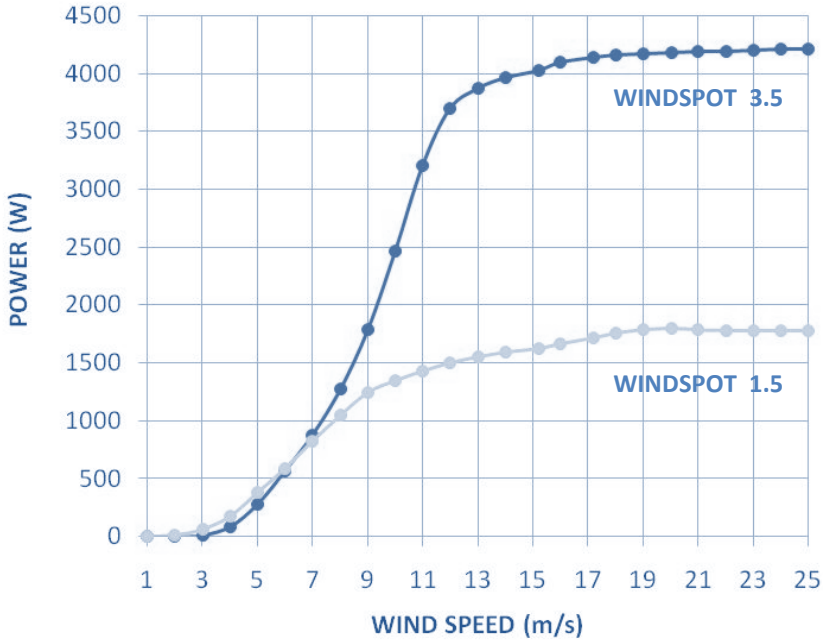
WINDSPOT 1.5 Annual Energy Production

Estimated annual energy production assuming annual an average wind speed of 5m/s (11.2mph) is 4802 kwh.



Annual Energy Production (Kwh) 4 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 5 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 6 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 7 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 8 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 9 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 10 m/s Average wind speed	Annual Energy Production (Kwh) 11 m/s de Average wind speed
2417	4802	7736	10839	13818	16488	18740	20515

WINDSPOT 1.5 & WINDSPOT 3.5 power curve comparison:



1.3.3 NOISE

The noise measurements carried out by the certification institution **GRONTMIJ CARL BRO** (Denmark) subject to IEC 61400-11 Standard for the 3.5KW WINDSPOT showed the following results:

At 60m distance and with a constant wind speed of 8 m/s a 37 dB (A) noise level was recorded.

Distance	LpA	LpA	Distance	LpA	LpA	Distance	LpA	LpA
m	6m/s	8m/s	m	6m/s	8m/s	m	6m/s	8m/s
	dB(A)	dB(A)		dB(A)	dB(A)		dB(A)	dB(A)
25	40.7	43.4	100	30.0	32.6	175	24.9	27.2
30	39.6	42.3	105	29.6	32.2	180	24.7	27.3
35	38.5	41.3	110	29.2	31.8	185	24.4	27.0
40	37.6	40.6	115	28.8	31.4	190	24.2	26.7
45	36.7	39.4	120	28.4	31.0	195	23.9	26.5
50	35.8	38.6	125	28.0	30.6	200	23.7	26.3
55	35.1	37.8	130	27.7	30.3	210	23.2	25.8
60	34.4	37.1	135	27.3	29.9	220	22.8	25.4
65	33.7	36.4	140	27.0	29.6	230	22.4	24.9
70	33.1	35.8	145	26.7	29.3	240	22.0	24.5
75	32.5	35.2	150	26.4	29	250	21.6	24.1
80	31.9	34.6	155	26.1	28.7	260	21.2	23.7
85	31.4	34.1	160	25.8	28.4	270	20.9	23.4
90	30.9	33.6	165	25.5	28.1	280	20.5	23.0
95	30.4	33.1	170	25.2	27.2	290	20.2	22.7

The table below shows a reference of the different noise intensities recorded in common situations:

dB(A) Table	
Silence	0
Footstep	10
Tree leaves	20
Quiet conversation	30
Library	40
Quiet office	50
Conversation	60
Traffic	80
Vacuum cleaner	90
Motorbike	100
Rock concert	120
Pneumatic hammer	130

1.3.4 TECHNICAL DATA SHEETS FOR END USERS



SONKYOENERGY
WINDSPOT

TECHNICAL DATA SHEET FOR END USERS: WINDSPOT 1.5

MANUFACTURER: SONKYO ENERGY
MODEL: WINDSPOT 1.5
VERSIONS: OFF GRID (48 V),
ON GRID (110V AND 220V)

POWER:

Generated power for a 11 m/s wind speed (24.6 mph, 39.6 km/h). Air density at sea level and a Rayleigh wind speed distribution. The generated power will be determined by the installation site specific conditions.

1,43
kW

ANNUAL ENERGY OUTPUT:

Yearly output for a 5 m/s average wind speed (11.2 mph, 18 km/h). Air density at sea level and a Rayleigh wind speed distribution. Output will be determined by the installation site specific conditions.

3.876
kWh/año

ACOUSTIC NOISE LEVEL:

Noise level recorded at a 60 m distance from the rotor center with a constant wind speed of 8m/s (17.9 mph, 28.8 km/h), air density at sea level and a Rayleigh wind speed distribution.

37,1
dB(A)

OPERATING LIFE:

Estimated operating life in the harshest conditions, extremely saline environments or locations with high average wind speeds.

25
years



SONKYOENERGY
WINDSPOT

TECHNICAL DATA SHEET FOR END USERS: WINDSPOT 3.5

MANUFACTURER: SONKYO ENERGY
MODEL: WINDSPOT 3.5
VERSIONS: OFF GRID (24V AND 48 V),
ON GRID (110V AND 220V)

POWER:

Generated power for a 11 m/s wind speed (24.6 mph, 39.6 km/h). Air density at sea level and a Raleigh wind speed distribution. Generated power will be determined by the installation site specific conditions.

3,47
kW

ANNUAL ENERGY OUTPUT:

Yearly output for a 5 m/s average wind speed (11.2 mph, 18 km/h). Air density at sea level and a Rayleigh wind speed distribution. Output will be determined by the installation site specific conditions.

4.800
kWh/año

ACOUSTIC NOISE LEVEL:

Noise level recorded at a 60 m distance from the rotor center with a constant wind speed of 8m/s (17.9 mph, 28.8 km/h), air density at sea level and a Rayleigh wind speed distribution.

37,1
dB(A)

OPERATING LIFE:

Estimated operating life in the harshest conditions, extremely saline environments or locations with high average wind speeds.

25
años

1.4 CERTIFICATIONS, TESTS AND STANDARDS

WINDSPOT has been designed according to the technical standards in force for the design of small wind turbines. Tests for data collection have been undertaken by outstanding international institutions.

Power curve and annual power output for WINDSPOT 3.5: obtained at the CIEMAT (Spanish Research Center for Energy, Environment and Technology) according to **IEC 61400-12-1** standard.

Power curve and annual power output for WINDSPOT 1.5: obtained at the **SEPEN** (Site Experimental Pour le Petit Eolien in Narbonne, France) according to **IEC 61400-12-1** standard.

WINDSPOT 3.5 acoustic noise level: Measurements done by the **Certification Institution GRONTMIJ CARL BRO** (Denmark) according to **IEC 61400-11** standard.

WINDSPOT 1.5 AND 3.5: **CE** Declaration of Conformity.

WINDSPOT 1.5 AND 3.5 DESIGN: according to **IEC 61400-2 standard** (Class I), **IEC 61400-1** and **UNE-EN ISO 12100-1**.

SONKYO ENERGY: Quality Management System **ISO 9001**.

