

Contribución energética a la EUAT mediante sistemas de energías renovables



Autora: Dña. Estrella Vidal Vázquez

Tutor: D. José Antonio Álvarez Díaz

Año 2014

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y DEFINICIÓN DEL PROYECTO		
1.1.	CONTEXTUALIZACIÓN	3
1.2.	OBJETIVOS	6
1.3.	ESTRUCTURA DEL PROYECT	7
CAPÍTULO 2: ENERGÍAS RENOVABLES: EÓLICA Y SOLAR		
2.1.	INTRODUCCIÓN	11
2.2.	LAS FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES	11
2.3.	ENERGÍA EÓLICA	12
2.3.1.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA EÓLICA	13
2.3.2.	APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA	15
2.3.3.	VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA	16
2.3.4.	INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA	16
2.3.5.	LA ENERGÍA EÓLICA EN CIFRAS	17
2.3.6.	ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS Y AMBIENTALES	21
	2.3.6.1. ASPECTOS AMBIENTALES	21
	2.3.6.2. ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS	22
2.3.7.	EL VIENTO Y SU APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO	23
	2.3.7.1. LOS VIENTOS GLOBALES	23
	2.3.7.2. LOS VIENTOS LOCALES	24
	2.3.7.3. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO	24
	2.3.7.4. POTENCIA EÓLICA	25
	2.3.7.5. COEFICIENTE DE POTENCIA	25
	2.3.7.6. CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR	25
2.3.8.	CRITERIOS A TENER EN CUENTA PARA SELECCIONAR EL EMPLAZAMIENTO	26
	2.3.8.1. LA VELOCIDAD DEL VIENTO Y LA RUGOSIDAD	26
	2.3.8.2. INFLUENCIA DE LOS OBSTÁCULOS Y LA OROGRAFÍA	27
2.3.9.	CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	28
	2.3.9.1. CLASIFICACIÓN SEGÚN SU EJE DE ROTACIÓN	28
	2.3.9.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN LA POTENCIA SUMINISTRADA	30
	2.3.9.3. PRINCIPALES COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR	31
	2.3.10. NORMATIVA DE APLICACIÓN	33
2.4.	ENERGÍA SOLAR	33
2.4.1.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA SOLAR	33
2.4.2.	APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR	35
2.4.3.	VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR	35
2.4.4.	INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR	36
2.4.5.	ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA EN CIFRAS	36
	2.4.5.1. LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	36
	2.4.5.2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	42
2.4.6.	ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIO-ECONÓMICOS	45
	2.4.6.1. ASPECTOS AMBIENTALES	45
	2.4.6.2. ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS	46
2.4.7.	EL SOL Y SU APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO	47
	2.4.7.1. LA IRRADIACIÓN SOLAR Y EL ÁNGULO DE INCIDENCIA	48
2.4.8.	CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	49
2.4.9.	INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA	54
	2.4.9.1. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	54
2.4.10.	CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	57
2.4.11.	COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	58
2.4.12.	NORMATIVA DE APLICACIÓN	59
CAPÍTULO 3: VIABILIDAD TÉCNICA		
3.1.	OBJETO	63
3.2.	ALCANCE	63
3.3.	ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA EUAT	63
3.4.	ESTUDIO EÓLICO	66
3.5.	ESTUDIO SOLAR FOTOVOLTAICA	82
3.6.	ESTUDIO SOLAR TÉRMICA	89
CAPÍTULO 4: VIABILIDAD ECONÓMICA		
4.1.	OBJETO Y CONTENIDO	121
4.2.	AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN ENERGÍA EÓLICA	123
	4.2.1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	123
	4.2.2. DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN	123
4.3.	AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	129

ÍNDICE

4.3.1.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	129
4.3.2.	DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN	129
4.4.	AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA	131
4.4.1.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	131
4.4.2.	DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN	131
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES		139
BIBLIOGRAFÍA		145
ANEXO I: TABLAS PARA EL DIMENSIONADO DE LOS SISTEMAS		151
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS		157
ANEXO III: DOCUMENTACIÓN GRÁFICA		165

1

INTRODUCCIÓN Y DEFINICIÓN DEL PROYECTO

1.1. CONTEXTUALIZACIÓN

La implementación de energías renovables -como se verá de forma más amplia en el segundo capítulo del presente trabajo- permite aprovechar los recursos naturales existentes, como la energía procedente del sol, el viento, la geotermia o los residuos orgánicos para obtener reducciones en el consumo energético a la vez que en costes. Su desarrollo no emite gases de efecto invernadero, permite reducir la dependencia energética del exterior, no genera residuos peligrosos y favorece un modelo de producción eléctrica descentralizado y plenamente integrado en el territorio. Para muchos, “el futuro será renovable o no habrá futuro”; y en esa línea, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change; IPCC) dependiente de la Organización de Naciones Unidas (ONU) alerta en uno de sus últimos informes (abril 2014) de la necesidad de incrementar la inversión en energías renovables en más del triple o el cuádruple, para procurar frenar el cambio climático.

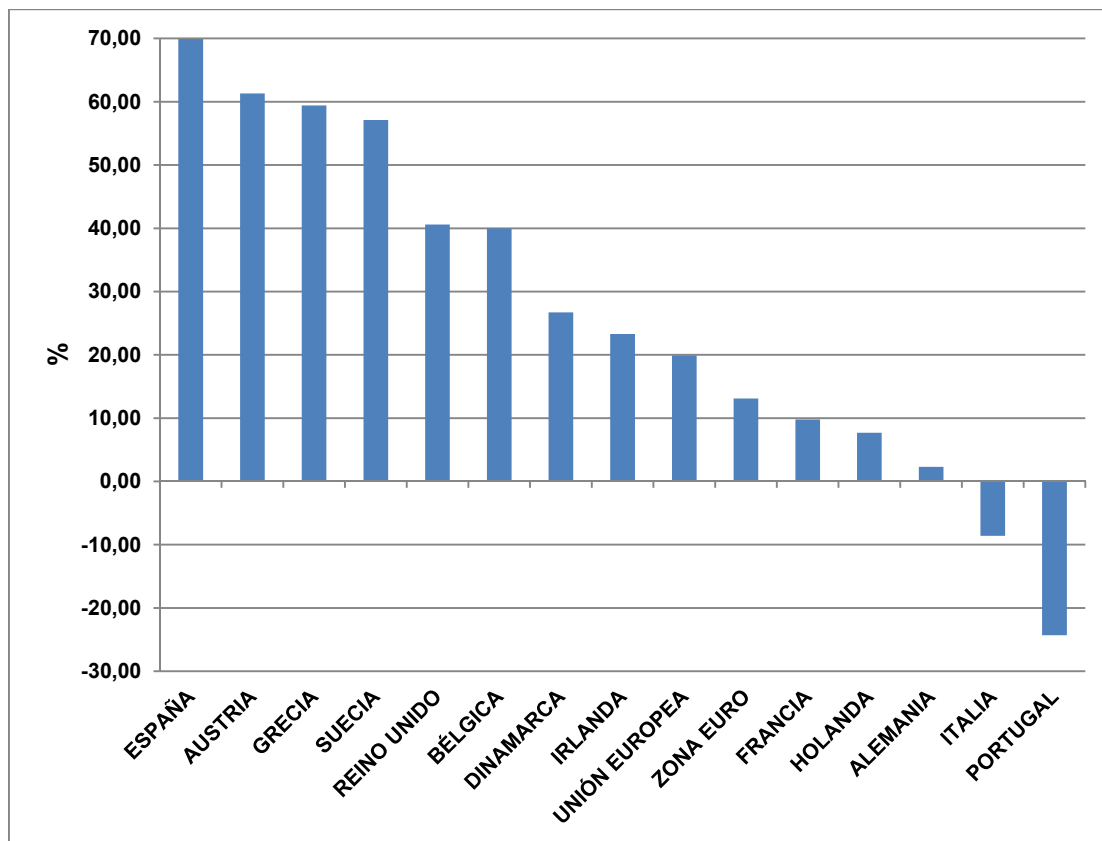
En el mes de abril del presente año, en España, la generación procedente de fuentes de energía renovables representó el 53,7 % de la producción total; sin embargo, todavía es muy elevada la dependencia de las fuentes de energía convencionales o no renovables.

A esta dependencia energética hay que unir la gran inestabilidad en la que se ha visto inmerso el mercado eléctrico español en los últimos tres años, caracterizado por numerosos cambios regulatorios que han culminado en diciembre de 2013 en la nueva Ley del Sector Eléctrico, enfocada fundamentalmente a atajar el acuciante problema del déficit de tarifa -evitando una escalada de precios desorbitada en la tarifa eléctrica- a la vez que se pretende dar estabilidad al sistema eléctrico de nuestro país.

Hoy en día, los consumidores españoles deben a las compañías eléctricas casi 30.000 millones de euros. Esta deuda, se debe a la diferencia entre lo que ingresan las compañías eléctricas a través de sus tarifas reguladas que pagan los clientes y los derechos de cobro reconocidos por las normas regulatorias, lo que es conocido como “déficit de la tarifa eléctrica”. El origen de esta deuda se remonta al año 1997, cuando se aprueba la Ley 54/97 que estableció las bases del sistema eléctrico, que permitía que las empresas eléctricas se anotaran esa diferencia o déficit como una deuda de los consumidores con ellas, que deberían devolver en un período de 15 años. La acumulación de deuda se elevó especialmente a partir de 2005, pues en ese mismo año la luz subió un 2%, como el IPC, mientras que el coste de generación de la electricidad lo hizo en un 300%.

Entre 2006 y 2011 el precio de la electricidad para los consumidores “domésticos” españoles ha crecido (impuestos excluidos) según Eurostat un 69,9%, mientras que en la UE lo hizo en un 19,9%, lo que sitúa las tarifas españolas entre las más caras de Europa ocupando el sexto lugar, tan sólo por debajo de Dinamarca, Alemania, Chipre, Irlanda e Italia.

Tabla 1.1: Variación del precio de la electricidad entre 2006 y 2011



Fuente: EUROSTAT

Todo esto, a pesar de que, un estudio elaborado por Robinson (2014) titulado “Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la Unión Europea: una perspectiva española” y presentado en abril del presente año, haya puesto de manifiesto cómo los costes propios de la energía; es decir, su generación, transporte y distribución, estén entre los más bajos del continente.

Sin embargo, esta subida de precios de casi un 70% en tan corto espacio de tiempo no permitió realizar el ajuste entre ingresos y costes del sistema, sino que esta diferencia ha crecido año a año. Atendiendo a Robinson (2014), el 51% del coste de la factura de la luz que se paga en España¹ no está directamente relacionado con el suministro de energía, sino que se corresponde con costes ajenos al suministro, lo que sitúa a España en el segundo porcentaje más alto de la zona euro -cuya media es de aproximadamente un 31%- , sólo superado por Dinamarca (57%).

Este 51% comprende tasas y otros costes de políticas públicas que se introducen para evitar su impacto en los Presupuestos Generales del Estado, las primas a las renovables (eólica, solar térmica y fotovoltaica), los costes de llevar la electricidad a las islas, las ayudas al carbón, las anualidades del “déficit de tarifa”, las indemnizaciones derivadas de la moratoria nuclear decretada en los años 80; en definitiva, parte del recibo de la electricidad es un “cajón de sastre”.

¹Este porcentaje es sustancialmente menor para la mediana y gran industria, en donde España ocupa el puesto 17 de la Unión Europea en lo que se refiere a grandes consumidores industriales (>70.000 MWh).

Para muchos, la inversión en energías renovables durante los últimos años en España también ha contribuido al aumento de los costes del suministro eléctrico, pues se basó su impulso con subvenciones estatales a través de primas a la producción que no eran con cargo al déficit estatal, sino con cargo a los peajes de la tarifa eléctrica, por lo que se transformaron en déficit tarifario. Las primas a las renovables, aumentaron año tras año, y la reducción de costes del sector, debidas al desarrollo tecnológico y a la producción en masa de los equipos, no se reflejó en una reducción de las primas. Como consecuencia de ello, se alimentó una burbuja y el sector se desarrolló sin control muy por encima de lo que resultaba técnica y económicamente viable. Si antes de 2006 España estaba lejos de cumplir con los objetivos contraídos con la Unión Europea en materia de renovables; con el RD 661/2006 y la fuerte caída en los costes de la inversión unido al bajo coste del crédito se favoreció el que en poco tiempo se sobrepasasen los objetivos de potencia instalada, por ejemplo, en fotovoltaica, que desde 2004 a 2009 se pasó de 37 MW a 3.501 MW cuando el objetivo planteado era de tan sólo 400 MW. Con la crisis financiera que se inició en 2008 en Europa, el consumo eléctrico bajó, los costes eléctricos aumentaron, y el déficit de tarifa se disparó hasta cotas imposibles. En el estudio de Robinson (2014) se recoge cómo España, en el año 2010, gastó más que cualquier otro país de la Unión Europea por unidad de electricidad producida y consumida para apoyar las energías renovables; de 20,61 €/MWh de España a 6,85 €/MWh de promedio en la Unión Europea.

La financiación del agujero eléctrico acumulado en la última década se cuantifica en un 5% de la factura (2.333 millones de euros en el año 2013).

Así las cosas, la propuesta actual para las energías renovables pasa por sustituir la "prima" por la "rentabilidad razonable", y se basa en una evaluación que se ha llevado a cabo a lo largo de los últimos meses: se averigua cuáles han sido los costes de inversión y cuáles son los costes de operación y mantenimiento de cada instalación, y, a partir de ahí, se le aplica a cada una de ellas una rentabilidad del 7,5% antes de impuestos. Un techo del siete y medio, que debe tener en cuenta además toda la vida de la instalación, de modo que si ayer esa central de biomasa o ese parque eólico obtuvo más del 7,5... mañana habrá de obtener menos hasta que la media de toda su vida útil cuadre en ese siete y medio.

En cuanto al autoconsumo, el gobierno incluye un peaje nuevo denominado "de respaldo", pues se considera que aun cuando un usuario está acogido a una modalidad de autoconsumo se beneficia del respaldo que le proporciona el conjunto del sistema, pues "la generación distribuida no reduce los costes de mantenimiento de las redes de transporte y distribución ni los costes ajenos al suministro que se encuentran imputados a los peajes de acceso y, en algunos casos, podría provocar costes de inversión adicionales en las redes para adecuarlas a las necesidades derivadas de dicha generación distribuida". Por lo tanto, los consumidores que hagan autoconsumo "se beneficiarán del respaldo que les proporciona el sistema", aunque no lo usen en todo momento y "estén autoconsumiendo energía producida por su instalación". "Lo anterior justifica", "que los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo tengan que hacer frente, al igual que el resto de consumidores, a los costes del sistema". En definitiva, usen o no la red, los autoconsumidores tendrán que pagar un peaje, del mismo modo que lo hacen aquellos usuarios que tan sólo consumen energía de la red eléctrica, y no de instalaciones renovables.

El nuevo peaje de respaldo, se calculará teniendo en cuenta el término variable de los peajes de acceso, el valor de los pagos por capacidad que le corresponda y el precio estimado de los servicios de ajuste. El texto normativo incluye además un cuadro con los distintos importes del peaje, que van de los 0,04 euros por kWh para el grupo tarifario 3.0 a los 0,089 euros para potencias inferiores a los 10 kW.

Estos cambios introducen grandes modificaciones respecto a los períodos de amortización para las instalaciones de autoconsumo, pues se calcula que se incrementarán de forma importante, pasando de una media de unos 15 años a 35.

En definitiva, estas nuevas medidas buscan contener este desfase aumentando los ingresos del sistema y reduciendo los costes reconocidos, aunque sigue sin plantearse un modelo de fijación de precios que resulte de repartir los costes totales del sistema (lo que aseguraría que ingresos y costes coincidan).

Ante este escenario caracterizado, por una parte, por la dependencia energética y la incertidumbre de cómo se comportará el mercado eléctrico en los próximos años y, por otra, por la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ favoreciendo el uso de energías renovables, la arquitectura ha evolucionado, no sólo forzada por las normativas de obligado cumplimiento aprobadas en la última década, sino que, para muchos, la ecología y la arquitectura se han aliado para crear edificios cuyos recursos energéticos sean realmente sostenibles, reduciendo al máximo las emisiones de CO₂, procurando el máximo ahorro y eficiencia en la iluminación, aprovechando todas las estrategias de diseño pasivo a su alcance y maximizando el uso de las energías renovables mediante sistemas híbridos y combinados de energía solar térmica y fotovoltaica, geotermia, eólica...

1.2. OBJETIVOS

Lo expuesto en el punto anterior viene a justificar la importancia de que desde todos los ámbitos se ejemplifique y se conciencie sobre la importancia de caminar hacia la tan ansiada sostenibilidad. Por lo tanto, el ámbito universitario no podía ser menos y debe de resultar ejemplar, favoreciendo la introducción de las energías renovables en sus instalaciones, reduciendo así las emisiones de CO₂ y, mejorando la eficiencia energética de sus edificios.

Además, España se caracteriza por su elevado potencial de energía eólica, incluso en la costa -para acoger parques eólicos marinos- y su potencial solar es el más alto de Europa debido a su privilegiada situación y climatología.

Por lo tanto, en el presente trabajo se realiza un análisis técnico y de viabilidad de las soluciones más adecuadas para la implantación de energías renovables basadas en el aprovechamiento solar y eólico en la Universidade da Coruña (UDC), tomando como referencia la Escuela Universitaria de Arquitectura Técnica.

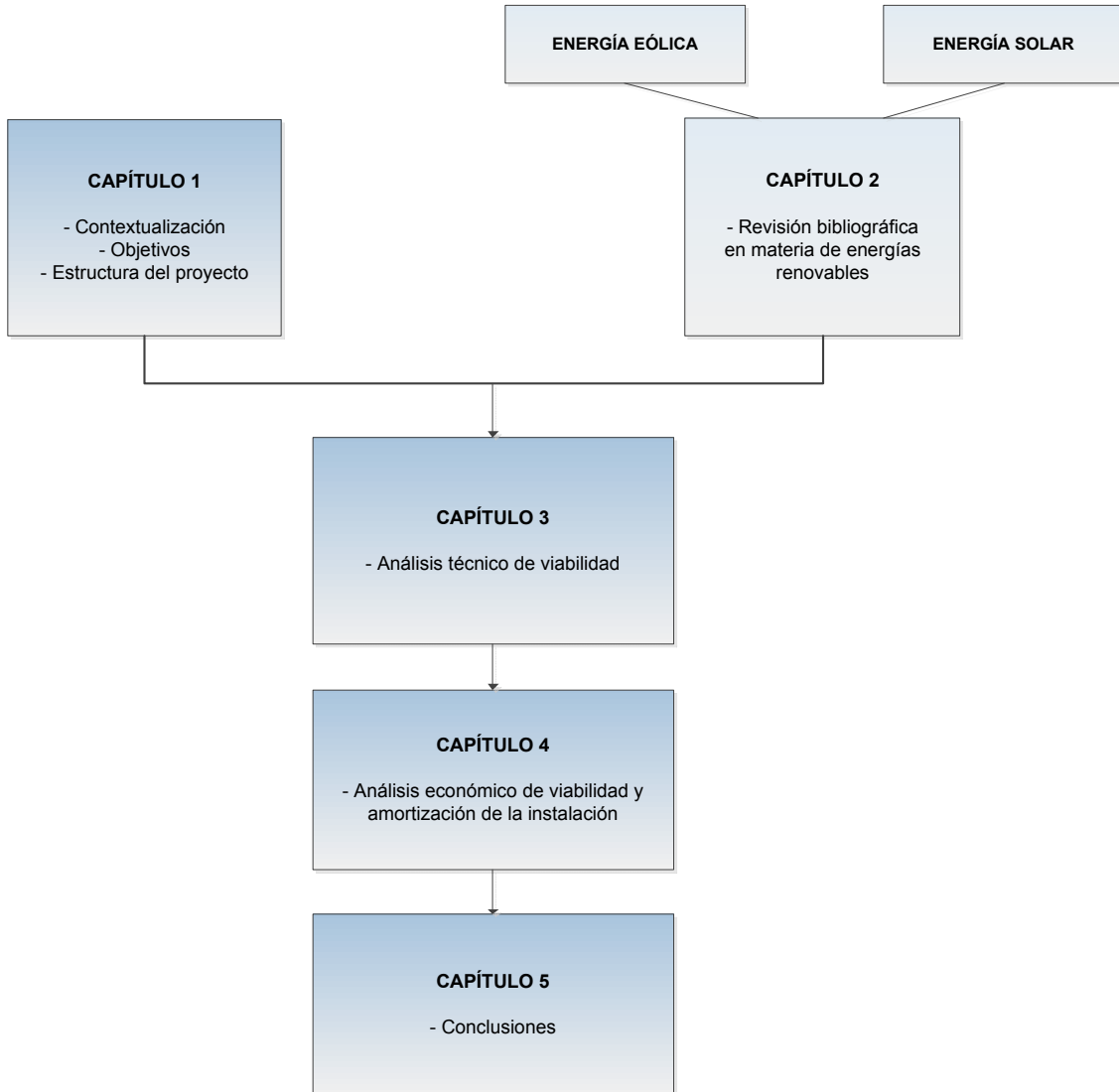
Si bien, éste es el objetivo general del presente trabajo, el mismo puede ser desglosado en otros objetivos más concretos que favorecen la consecución del mismo:

- Aprovechamiento de la energía eólica mediante la instalación de aerogeneradores.
- Aprovechamiento de la energía solar mediante la instalación de paneles solares fotovoltaicos.
- Aprovechamiento de la energía solar mediante la instalación de paneles solares térmicos con apoyo de caldera de biomasa para contribución de Agua Caliente Sanitaria (ACS).

1.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Los objetivos anteriormente descritos se desarrollan en el presente trabajo siguiendo la siguiente estructura que se ilustra de forma resumida en la figura 1.1.

Figura 1.1: Estructura del proyecto



En el capítulo 1 se realiza una breve introducción sobre la situación del sector energético español, se exponen los objetivos del presente trabajo, y, se estructura el proyecto en capítulos.

El capítulo 2 recoge la revisión bibliográfica realizada en materia de energías renovables, en el que se diferencian 2 unidades temáticas diferentes. La primera de ellas hace referencia a la energía eólica y, la segunda unidad a la energía solar térmica y fotovoltaica.

El capítulo 3 recoge el análisis técnico de viabilidad de las soluciones aportadas.

En el capítulo 4 se realiza el análisis económico de viabilidad y amortización de la instalación.

Y, por último, en el capítulo 5 se recogen las principales conclusiones de este proyecto.

2

ENERGÍAS RENOVABLES: EÓLICA Y SOLAR

2.1. INTRODUCCIÓN

Atendiendo a Romero (2012), el desarrollo de las energías renovables a escala internacional tiene su origen en la segunda crisis internacional del petróleo. Desde ese momento, han sido numerosas las leyes, normas y directivas que apoyan la implantación de estas fuentes de energía en el camino hacia la tan ansiada sostenibilidad. En nuestro país, esta política se ha traducido en el desarrollo de un Plan de Energías Renovables (2011-2020) con el horizonte puesto en el año 2020, en la Ley de Eficiencia Energética y Energías Renovables y, en la Ley de Economía Sostenible.

Una de las directivas europeas más relevantes en el fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables es la Directiva 2009/28/CE, que contiene objetivos ambiciosos para el año 2020 relativos a que el uso de la energía primaria proceda de fuentes renovables en un porcentaje de al menos un 20% sobre el total consumido, lo que permitirá reducir en el mismo porcentaje la emisión de gases de efecto invernadero con respecto a los años noventa del siglo pasado. Además, se fija el propósito de mejorar en un 20% la eficiencia energética.

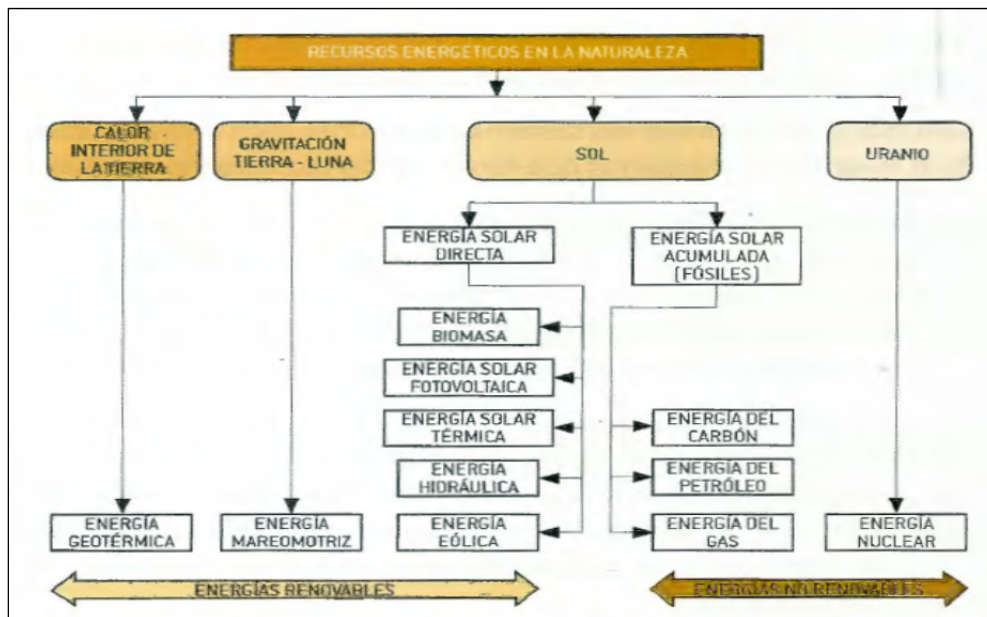
2.2. LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Entendemos por energías renovables aquellas que se generan de forma continua a escala local, son inagotables, resultan respetuosas con el medio ambiente y permiten obtener las dos formas de energía más utilizadas: calor y electricidad (Méndez y Rodríguez, 2012).

Balairón (2002) se refiere a las energías renovables como formas de energía, que por definición, no se agotan. Si bien, aunque en algunas ocasiones pueden tener algún efecto negativo sobre el entorno, éstos son mucho menores que los impactos ambientales de las energías convencionales como combustibles fósiles -petróleo, gas y carbón-, energía nuclear...

Estas energías renovables, proceden fundamentalmente de la energía que el Sol aporta a la Tierra (Valero, 2011) en forma de radiación que es retenida por la atmósfera y se transforma de diferentes formas; en biomasa (a través de la fotosíntesis); en viento (por los gradientes térmicos) o; en energía hidráulica (por evaporación de los mares)...

Figura 2.1: Clasificación de las fuentes de energía



Fuente: Romero (2012)

Para Méndez y Rodríguez (2012), dentro del marco de las energías renovables es preciso destacar aquellas que presentan un mayor potencial de desarrollo tecnológico y que, por lo tanto, se traduce en mayores posibilidades de competir en el mercado:

- Eólica.
- Hidráulica.
- Biomasa.
- Geotérmica.
- Solar.
- Mareomotriz.

Todas estas fuentes de energía tienen un impacto medioambiental 31 veces inferior al de la generación de electricidad con energías convencionales (Méndez y Rodríguez, 2012) y, comparten las siguientes ventajas (Balairón, 2002; Méndez y Rodríguez, 2012; Roldán, 2012):

- Son respetuosas con el medio ambiente.
- No emiten gases contaminantes.
- No generan residuos peligrosos.
- Son energías gratuitas.
- Se pueden instalar en zonas rurales y aisladas.
- Disminuyen la dependencia de suministros externos.
- Gran disponibilidad sobre toda la superficie del planeta.
- No se produce agotamiento del recurso utilizado.

2.3. ENERGÍA EÓLICA

A continuación, en los siguientes apartados se hará referencia a la energía eólica como fuente de energía renovable; su evolución, aplicaciones, ventajas, cifras de instalación en el mundo, Europa y España...

2.3.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA EÓLICA

Los orígenes del uso de la fuerza del viento como fuente de energía no es algo nuevo, sino que, ya los egipcios hace más de 5.000 años utilizaban el viento para impulsar las embarcaciones sobre el río Nilo empleando velas, como se constata en las pinturas de las tumbas de los reyes.

Figura 2.2: Uso de velas para transporte en el Antiguo Egipto



Posteriormente, los persas, hacia el 500-900 a.C. desarrollaron los molinos de viento para moler grano o elevar agua. Estos molinos, que son el origen de las “turbinas eólicas”, han evolucionado enormemente hasta nuestros días, no sólo en el aspecto tecnológico, sino también en el rendimiento y potencias obtenidas (Romero, 2012).

La reseña más antigua que se tiene hace referencia a un molino que Herón de Alejandría construyó en el siglo II a.C. para proporcionar aire y conseguir así hacer funcionar un órgano.

Todos los molinos que se conocen hasta el siglo VIII eran de eje vertical (Talayero y Martínez, 2011), pero será precisamente en este siglo cuando surjan en el Este de Europa los primeros molinos de eje horizontal con velas triangulares a modo de palas o aspas.

Figura 2.3: Molinos con velas triangulares



Posteriormente, en los siglos XII-XIII se generaliza en Turquía, Irán y Afganistán el uso de los molinos de viento para moler grano y elevar el agua; destacando las diferencias en el número de palas o aspas en los distintos países; pues como señalan Talayero y Martínez (2011), los molinos de Holanda tenían cuatro aspas de lona, los de Grecia doce y los de Baleares y Portugal tenían seis palas, lo que influía en la velocidad de rotación; pues a mayor número de aspas, menor velocidad.

Con la llegada de la Revolución Industrial, y la generalización del uso del vapor, la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz, el desarrollo de los molinos de viento se interrumpe.

Será en la segunda mitad del siglo XIX cuando se produzca una de las más importantes mejoras en la tecnología de la utilización de la energía eólica, pues en el año 1854 D. Halladay diseñó el molino con eje horizontal de rotor multipala y, en 1883 surge el “molino multipala americano”, diseñado por S. Perry para bombear agua, del que se llegaron a fabricar más de seis millones de unidades en todo el mundo, lo que le permitió ostentar el título del más vendido de la historia

Figura 2.4: Detalle de molino multipala americano



El danés Poul LaCour desarrolló en 1890 la primera turbina eólica con veintitrés metros de diámetro que generaba electricidad (Vicini y Micheloud, 2012) y; como afirma Johnson (1985), en 1910 ya existían cientos de unidades en funcionamiento con capacidad desde los 5 a los 25 kW.

Durante la Primera y Segunda Guerras Mundiales, los daneses lograron mejorar esta tecnología con palas a proa con regulación de frenado contra fuertes vientos, lo que les permitió utilizarlos como apoyo ante la escasez de energía (Vicini y Micheloud, 2012).

Transcurrida la II Guerra Mundial, el danés Johannes Juul desarrolló todavía más la filosofía de diseño con una turbina que se instaló en Gedsor (Dinamarca) y que generó aproximadamente 2,2 millones de Kwh entre 1956 y 1967, pero el interés por las turbinas eólicas a gran escala para generar electricidad había descendido drásticamente después de la II Guerra Mundial a consecuencia del bajo precio del petróleo que era importado desde Oriente Medio, por lo que, los grandes proyectos en todo el mundo en esta materia se suspendieron totalmente y muchas empresas que fabricaban turbinas eólicas cerraron (Talayero y Martínez, 2011; Vicini y Micheloud, 2012).

No será hasta 1973, con el embargo del petróleo, cuando la energía eólica resulte de nuevo “atractiva” para los países -destacando EE.UU. y Dinamarca-, por lo que, de nuevo volvieron a resurgir los apoyos financieros necesarios para investigar y desarrollar la tecnología. EE.UU., Alemania, Suecia, Dinamarca y España comenzaron a desarrollar prototipos de turbinas eólicas más perfeccionadas que permitían su explotación bajo criterios de rentabilidad económica en zonas de potencial eólico elevado.

Desde este momento, en el desarrollo de la energía eólica se distinguen las siguientes etapas (Villarrubia, 2012):

- Etapa de inicio (1970-1980): Dominado por el llamado “modelo danés”; se consolida el modelo tripala, de velocidad constante, con regulación por pérdida aerodinámica (stall)², y con capacidad nominal unitaria menor o igual a 300 Kw.
- Etapa de crecimiento (1990): Se introduce la regulación aerodinámica por paso variable (pitch)³, la turbina a velocidad variable y el generador asíncrono con rotor doblemente alimentado, favorecido por el desarrollo de la electrónica de potencia. La potencia nominal crece de 300 Kw a 1.500 Kw.
- Etapa de consolidación y gran desarrollo (2000 en adelante): Se consolida la turbina regulada por paso variable (pitch) frente al paso fijo por pérdida aerodinámica (stall) y se aumenta considerablemente el uso de turbinas con rotor a velocidad variable frente a velocidad constante o semivariable. Se resuelven problemas de integración en la red eléctrica, como estabilidad, respuesta frente a huecos de tensión y control de tensión y frecuencia. Se desarrollan sistemas de predicción de producción y entrega de energía eléctrica a corto plazo (24 – 48 h). Las turbinas se sitúan entre 1 y 3 MW siendo la potencia unitaria media instalada del orden de 1,5 MW.

En la actualidad, el impulso a la energía eólica prosigue con la creciente concienciación de los problemas derivados del uso de fuentes convencionales de energía: combustibles fósiles, centrales termonucleares, centrales hidroeléctricas.. (Escudero, 2011).

2.3.2. APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía cinética contenida en el viento. Tradicionalmente, como se ha destacado anteriormente, se ha utilizado para la navegación, la molturación y el bombeo de agua. En la actualidad es utilizada fundamentalmente para su transformación en energía eléctrica por medio de aerogeneradores.

Dentro de las aplicaciones de la energía eólica pueden distinguirse varios tipos:

- a) Parques eólicos para producción eléctrica con el objetivo de volcar energía a la red de distribución. En general se trata de instalaciones de varios Megavatios (MW) que utilizan máquinas de distinto tamaño siguiendo la tendencia tecnológica de incrementar la potencia unitaria de las máquinas empleadas.
- b) Instalaciones eólicas concebidas como proyecto de apoyo al suministro energético para todo tipo de centros de consumo. Estas instalaciones, conectadas al propio sistema de distribución energética del consumidor, incorporan aerogeneradores que suministran potencia habitualmente en forma eléctrica. La dimensión energética de estos proyectos suele depender de la potencia consumidora a la que se da servicio.

² Los aerogeneradores de regulación pasiva por pérdida aerodinámica (stall) tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

³ En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso (pitch), el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo. Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso).

- c) Instalaciones cuyo objetivo es el suministro de energía a equipos de desalación o bombas de elevación de agua en pozos. En ambos casos, la energía eólica puede ser el único suministro de energía, o bien, actuar como sistema de apoyo, cuando el equipo consumidor deba actuar permanentemente.
- d) En último lugar, y como instalaciones no conectadas a la red y de pequeño tamaño, se contemplan los miniaerogeneradores, cuyo servicio es la electrificación de viviendas aisladas, u otros consumos, bien por sí mismos o acompañados de otros sistemas: fotovoltaicos o diesel.

2.3.3. VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA

En la actualidad, la energía eólica ha demostrado su viabilidad en la doble vertiente técnica y económica, representando a día de hoy una tecnología madura. Las razones que favorecen que la energía eólica constituya una de las energías renovables con mayor desarrollo en los últimos años son, a criterio de Villarrubia (2012), las siguientes:

- No emite de gases contaminantes, residuos sólidos o efluentes líquidos.
- Reduce considerablemente las emisiones de CO₂. Para el caso concreto de España, en el año 2009, la producción eólica fue de 36.188 Gwh, lo que se tradujo en 1 ahorro de emisiones de 16,6 millones de toneladas de CO₂.
- No requiere de minería de extracción, ni subterránea ni a cielo abierto.
- Su uso y los posibles incidentes durante su explotación no suponen riesgos ambientales de gran impacto, tales como, derrames, explosiones, incendios, etc.
- Supone un ahorro de combustible, diversifica el suministro y favorece la reducción de la dependencia energética.
- Tiene un período de recuperación energética pequeño, es decir, poco tiempo para recuperar la energía empleada en la construcción y montaje de un gran aerogenerador eólico.

Riba (2003) hace hincapié en que tras una valoración global, se pone de manifiesto cómo, la energía eólica conjuntamente con la energía solar, resultan ser las fuentes menos perjudiciales para el medio ambiente y, añade también como ventaja el hecho de que los parques eólicos son reversibles y su explotación compatible con otras actividades como la agricultura o la ganadería.

Elías y Bordas (2011) también consideran que la energía eólica representa una tecnología madura a gran escala en donde las ventajas superan ampliamente a los inconvenientes y suman a lo anteriormente mencionado el hecho de que no emiten CO₂ ni produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos, ya sea por consumo, contaminación, residuos o vertidos y; el que el uso de la energía eólica para la generación de electricidad no genera ninguna alteración sobre el suelo, ya que no se produce ningún contaminante, ni vertidos o grandes movimientos de tierras.

2.3.4. INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA

En lo que atañe a los principales inconvenientes o desventajas de la energía eólica, Riba (2003) hace referencia al impacto paisajístico y efecto visual de los parques eólicos, así como, a las repercusiones negativas sobre las aves.

En la misma línea, Elías y Bordas (2011) consideran que las desventajas inciden principalmente en los factores estéticos, pues el pequeño peso específico del aire

hace necesario el uso de máquinas de gran tamaño (60 metros de longitud de pala o más), que al encontrarse en puntos elevados modifican la estética del paisaje. Además, también apuntan al ruido que provocan los rotores de los aerogeneradores al girar, lo que representa una contaminación acústica de baja intensidad (menor a 50 dB). Por último, se recoge también la repercusión negativa sobre las aves migratorias, lo que hace preciso la señalización y creación de “pasillos migratorios” en los que no se puede instalar parques eólicos.

Por último, Roldán (2012) añade a las anteriores el hecho de que no es una forma de producción continua, puesto que está sujeta a si hay o no viento y, además, que para el acceso a los parques se necesita abrir pistas que en muchos casos causan un impacto ambiental importante.

2.3.5. LA ENERGÍA EÓLICA EN CIFRAS

A continuación se realiza un análisis de la situación de la energía eólica en nuestro país, a nivel europeo y mundial.

España ha sido uno de los países del mundo donde más avances se han experimentado en la explotación de la energía eólica, y esto está motivado según Espejo y García (2012) por la existencia de vientos que hacen viable su explotación, por las políticas de fomento de todas las administraciones y, por la existencia de un sector industrial español muy innovador y competitivo cuya actividad tiene un carácter global.

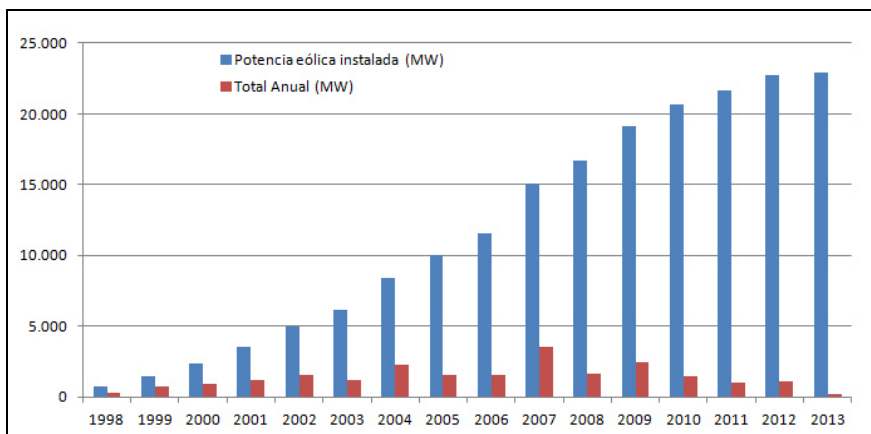
Atendiendo a Regueiro et al. (2012), la actual posición eólica española se ha alcanzado gracias a una serie de factores que se resumen a continuación:

- Un marco legislativo hasta ahora favorable para la producción eléctrica, bonificando los precios de la energía generada, permitiendo prever una rentabilidad razonable de los parques.
- Regulaciones propias en algunas comunidades autónomas en los procedimientos de autorización de instalaciones eólicas (destacando Galicia, Navarra y Aragón), que trataron de aprovechar la situación favorable del recurso eólico en su territorio.
- Mejor conocimiento de las capacidades y de las potencialidades del recurso eólico.
- Avance tecnológico y de fabricación en serie de aerogeneradores y otros componentes, a través de la instalación de industrias con tecnología pionera en este campo.
- Disminución de los costes de inversión y de explotación, y mejora del marco financiero.
- Concienciación general por parte de la sociedad, favorable para el aprovechamiento de las energías renovables.

Con todo, debe destacarse que este grado de desarrollo se alcanzó a pesar de que, a nivel estatal, no existe una legislación única que regule el desarrollo del sector y se aprecian regulaciones y/o iniciativas autonómicas que agudizan aún más las diferencias.

Durante el año 2012, atendiendo a las cifras oficiales de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), el sector eólico instaló en España 1.112 Mw, lo que representó un incremento porcentual de un 5,13% con respecto al año 2011 (gráfico 2.1).

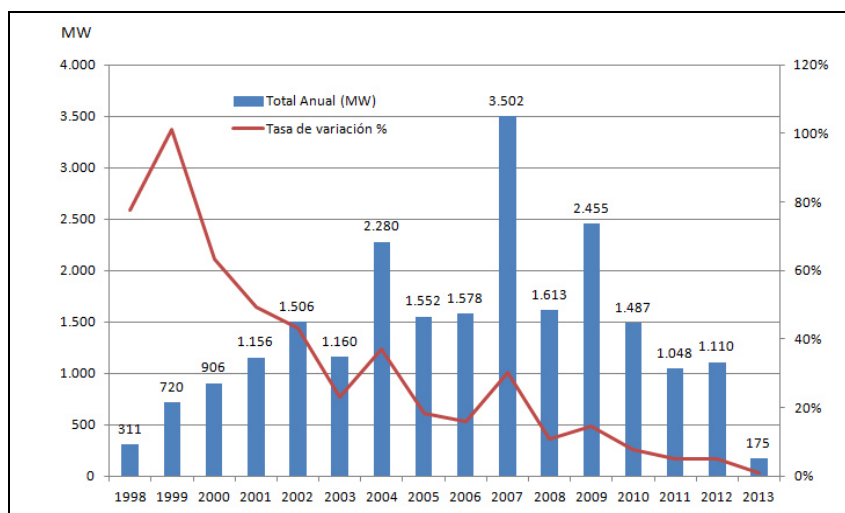
Gráfico 2.1: Evolución de la potencia eólica instalada en España para el período 2000-2013



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

En el año 2013 la cifra se redujo hasta tan sólo 175 Mw, lo que lo sitúa en el incremento más débil de la historia de la energía eólica en España (gráfico 2.2). A cierre de 2013 la potencia total instalada de energía eólica asciende a 22.959 MW.

Gráfico 2.2: Evolución de la potencia eólica instalada, acumulada y tasa de variación en España para el período 2000-2013



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

En cuanto a la potencia instalada por comunidades autónomas (tabla 2.1), se observa cómo Andalucía ha sido la que más potencia ha instalado en el año 2013 (74,50 MW), seguida de Castilla y León (49,40 MW) que es la que mayor potencia acumulada tiene en el cómputo general del país, con algo más de cinco mil quinientos megavatios, que representan casi el 25% del total.

Tabla 2.1: Potencia eólica instalada por CC.AA. 2013

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Acumulado a 31/12/2013	Potencia en 2013	Acumulado a 31/12/2013	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	5.510,61	49,40	5.560,01	24,22%	241
Castilla La Mancha	3.806,54		3.806,54	16,58%	139
Andalucía	3.263,23	74,50	3.337,73	14,54%	153
Galicia	3.311,47	2,65	3.314,12	14,43%	158
Aragón	1.888,81	4,50	1.893,31	8,25%	87
Cataluña	1.258,05	9,00	1.267,05	5,52%	46
Comunidad Valenciana	1.188,99		1.188,99	5,18%	38
Navarra	979,92	24,00	1.003,92	4,37%	49
Asturias	512,45	6,00	518,45	2,26%	21
La Rioja	446,62		446,62	1,95%	14
Murcia	261,96		261,96	1,14%	14
Canarias	160,11	5,00	165,11	0,72%	55
País Vasco	153,25		153,25	0,67%	7
Cantabria	38,30		38,30	0,17%	4
Baleares	3,68		3,68	0,02%	46
TOTAL	22.783,99	175,05	22.959,04		1.072

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

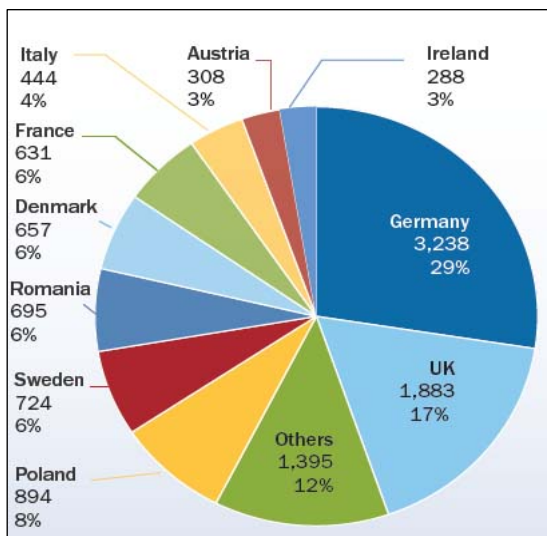
En el cómputo general, la comunidad autónoma gallega ocupa el cuarto puesto por detrás de Castilla y León, Castilla La Mancha y Andalucía, con un total del 3.314,12 MW instalados (14,43%).

En lo que respecta a la cobertura de la demanda de energía eléctrica, en 2013 por primera vez, la energía eólica se sitúa en primer lugar con un 20,9%, por encima de la energía nuclear (20,8%), frente al tercer lugar que ocupaba en el año 2012 (17,40%) por debajo de la energía nuclear y las centrales de carbón (22,24% y 19,80% respectivamente).

En cuanto a Europa, cabe destacar que, durante el año 2013 se instalaron en Europa 12.030 MW de potencia de energía eólica; 11.159 MW fueron instalados en la Unión Europea, y de ellos, 1.567 MW eran offshore (alta mar), por lo que, con respecto a años anteriores, las instalaciones en altamar han crecido alrededor de un 34% mientras que, el mercado terrestre ha disminuido un 12%. Alemania ha sido el país europeo que más ha visto aumentada su capacidad con la instalación de 3.238 MW de potencia, de los cuales, el 7% (240 MW) fueron offshore. Lo sigue Reino Unido, con 1.833 MW de los cuales 733 MW fueron en alta mar, lo que representa el 39% del total.

Varios grandes mercados como España, Italia y Francia han visto cómo su tasa de instalaciones de energía eólica ha disminuido significativamente en 2013, en un 84%, 65% y 24% respectivamente.

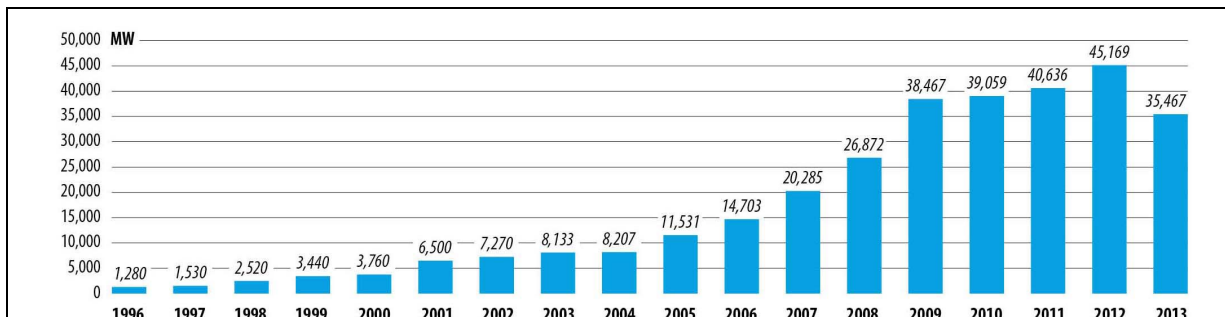
Gráfico 2.3: Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE a 31/12/2013



En conjunto, durante el año 2013, se instalaron en la Unión Europea 35 GW de nueva capacidad de generación de energía, 10 GW menos que en 2012. La energía eólica representó el 32% (11,2 GW), seguida de la energía solar fotovoltaica (31%, 11 GW) y el gas (21%, 7,5 GW).

En lo que respecta al mercado eólico mundial, éste ha crecido en el año 2013 más del 12% en cifras porcentuales en comparación con el año 2012; con 35 GW de nueva potencia eólica (gráfico 2.4).

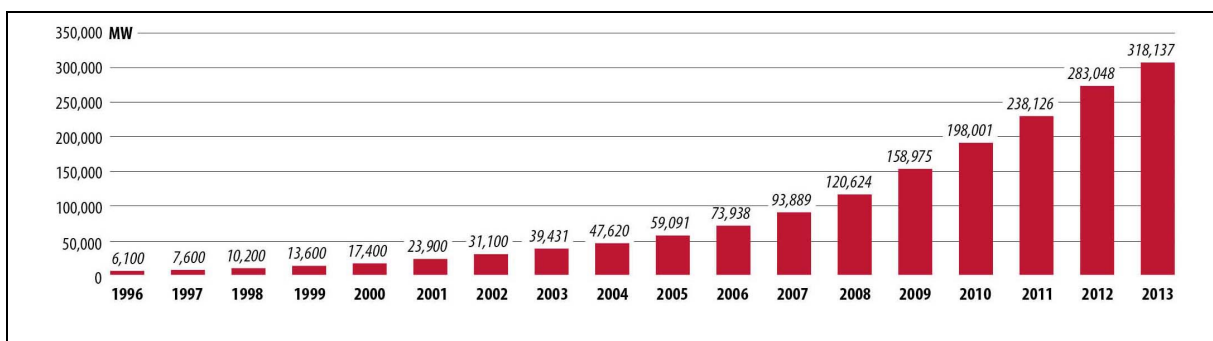
Gráfico 2.4: Potencia eólica anual instalada en el mundo. 1996-2013



Fuente: GWEC (2014)

La potencia instalada acumulada es de 318.137 MW (gráfico 2.5).

Gráfico 2.5: Potencia eólica instalada acumulada. 1996-2013



Fuente: GWEC (2014)

China, el mayor mercado para la energía eólica desde 2009, continúa ostentando el primer puesto de forma global acumulada con 91.924 MW de potencia eólica instalada; además de ser el país que mayor potencia nueva ha instalado durante el año 2013, con 16.100 MW.

España ocupa el cuarto puesto en el ranking mundial, por debajo del país asiático, EE.UU. y Alemania, con un total de potencia instalada de 22.959,02 MW, que representan el 7,2% del total mundial.

2.3.6. ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS Y AMBIENTALES

A continuación, se recogen los principales aspectos ambientales y socio-económicos relativos a la energía eólica como fuente de energía renovable.

2.3.6.1. ASPECTOS AMBIENTALES

Como ya se ha detallado en apartados anteriores, la energía eólica es una fuente de electricidad que se define por tres características básicas; es “limpia”, autóctona e inagotable; lo que sin duda le reporta grandes ventajas ambientales, así como, socioeconómicas (como se verá en el siguiente punto). Por ejemplo, la generación eólica en contraposición a una central de carbón mitiga por cada MWh producido, la emisión de 0,9 toneladas de CO₂ y 0,045 toneladas de SO₂.

Sin embargo, esta fuente de energía, también tiene impactos negativos sobre el medio ambiente, al igual que cualquier otro sistema de generación eléctrica, aunque, el balance es muy positivo si lo comparamos con cualquiera de las energías tradicionales que utilizan combustibles fósiles o radiactivos. Así, atendiendo al estudio comparativo realizado por el IDAE en el año 2000 sobre el impacto ambiental de la producción -desde el principio hasta el final del proceso- de la electricidad con ocho tecnologías de generación diferente, los aerogeneradores tienen un impacto ambiental cuatro veces menor que con gas natural; diez veces inferior que con plantas nucleares y; hasta veinte veces menor que con carbón o petróleo.

Aun teniendo en cuenta estas consideraciones, la energía eólica no deja de causar importantes impactos medioambientales que deben de ser tenidos en cuenta con el fin de ser mitigados en la medida de las posibilidades (IDAE, 2006a):

- Deterioro del paisaje: El mayor impacto que provoca la energía eólica es de tipo visual, pues los emplazamientos más ventajosos para colocar los aerogeneradores corresponden por lo general a entornos naturales, con gran valor paisajístico. Hay que tener en cuenta que este impacto resulta muy subjetivo y que dependerá de la apreciación estética que realice cada persona. Por lo tanto, aquellos lugares con especial interés paisajístico, ambiental, histórico, cultural o turístico deberán de estar protegidos para que no se instalen turbinas.

Por otro lado, el análisis ambiental deberá extremarse en zonas con altitud superior a los 1.500 m sobre el nivel del mar, pues se trata de superficies en las que se producen frecuentemente tormentas con aparato eléctrico abundante y los aerogeneradores son puntos de atracción de rayos.

- Ruido: A 200 m de un aerogenerador se puede percibir una intensidad de ruido de unos 50 dB, similar al ruido existente en una oficina, aunque si las velocidades del viento son altas, el propio ruido ambiente llega a enmascarar el originado por las palas del aerogenerador.
- Efecto sobre las aves: Este punto toma especial relevancia en lugares considerados especialmente valiosos para el paso por corrientes migratorias o la nidificación de las aves. De forma general, la colisión de las aves con los aerogeneradores o las molestias causadas a la avifauna constituyen impactos bastante limitados.
- Impactos en el mar: Hace referencia a las instalaciones marinas, si bien, la separación de la costa será la que determine el impacto visual o el ruido. Conjuntamente, hay que tener en consideración el impacto para las aves u otras especies marinas, que puede ser muy importante, por lo que habrá que evaluarlo convenientemente a la hora de elegir el emplazamiento para el parque.
- Consumo en la fabricación de las turbinas: En último lugar, no se puede obviar la energía invertida en la fabricación, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de los aerogeneradores, aunque atendiendo a un estudio realizado por la Danish Wind Industry Association sobre el ciclo de vida de un aerogenerador de 600 kw que funcione 2400 h equivalentes al año, el período de retorno energético o “pay-back” es de 3 meses, por lo que el aerogenerador genera unas 80 veces más energía de la que ha consumido a lo largo de su vida.

2.3.6.2. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

España ha venido apostando de forma decidida por el desarrollo de la energía eólica desde los años noventa, con el fin de contribuir a mitigar, por una parte, la dependencia de fuentes energéticas de terceros países y, por otro, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del proceso de generación de electricidad.

Sin embargo, esta apuesta no ha contribuido únicamente a mejorar la política energética del país, sino que, ha tenido como resultado el nacimiento de un sector económico dinámico que ha contribuido a generar riqueza y empleo en nuestro país. En los últimos tres años, debido a la incertidumbre regulatoria respecto del modelo de ingresos de la generación eólica, el sector ha visto fuertemente detraída su actividad, debido a que la demanda de equipos y componentes por parte de los promotores se ha visto ampliamente reducida, lo que ha provocado una grave caída en la actividad industrial del sector así como, una elevada disminución del número de personas empleadas.

Adicionalmente, también se han visto recortados los fondos dedicados a I+D+i, tema clave en un mercado globalizado en el que los aspectos de reducción de costes de generación e incremento de la confiabilidad son cada vez más importantes.

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) considera que ante este escenario, la exportación se ha convertido en un balón de oxígeno para la industria, que se enfrenta a una contracción generalizada del mercado mundial, debido fundamentalmente a la crisis financiera que, por un lado, ha reducido la disponibilidad de recursos económicos para ejecutar proyectos intensivos en capital y, por otro, ha supuesto una

disminución de la demanda eléctrica con el subsiguiente efecto del exceso de capacidad instalada.

Aun así, la contribución total del Sector Eólico al PIB en 2011 fue de 2.623 millones de € -suma de la aportación directa e indirecta-. El sector ha experimentado una caída en términos reales del 12,62% respecto a 2010 y del 19,18% respecto a 2009. No obstante, la evolución de los diferentes subsectores ha sido distinta: los productores de energía han incrementado su contribución, mientras que las áreas industriales han sufrido una fuerte contracción en sus niveles de actividad.

Además, cabe destacar que el sector exporta tecnología por valor de 1.933 millones de euros al año, invierte en I+D alrededor de 85,5 millones de euros anuales y esto se ha visto también reflejado en el empleo, pues en nuestro país, más de 20.000 personas trabajan en las actividades relacionadas con la energía eólica.

2.3.7. EL VIENTO Y SU APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

La tierra recibe $1,74 \cdot 10^{17}$ W de potencia del sol, de los cuales tan sólo un 2% se transforma en energía eólica. Además, el viento es un recurso esencialmente variable y dependiente de muchos factores, por lo que la correcta utilización de la energía eólica exige tomar en cuenta los vientos globales, los vientos locales, velocidades medias, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos para seleccionar tanto los lugares de emplazamiento como las características constructivas (altura de la torre, velocidades máximas que soportan, velocidad de puesta en marcha, etc.) de las máquinas a instalar.

2.3.7.1. LOS VIENTOS GLOBALES

El viento es una manifestación indirecta de la energía solar producida debida a las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre. Las diferencias de densidad y presión originadas por estas variaciones de temperatura son la causa del movimiento de las masas de aire.

En las regiones ecuatoriales se produce una mayor absorción de radiación solar que en las polares; el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire fresco superficiales proveniente de los polos. El ciclo se cierra con el desplazamiento, por la alta atmósfera, del aire caliente hacia los polos. Esta circulación general sería la observada si la tierra no girase pero se ve profundamente alterada por el movimiento de rotación de la tierra (efecto o fuerza de Coriolis) generando zonas de vientos dominantes que responden a patrones definidos.

Como afirman Méndez y Rodríguez (2012), el efecto de este fenómeno sobre los vientos globales hace que el viento suba desde el Ecuador y se desplace hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera pero que debido a la fuerza de Coriolis, alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios, el viento no vaya más allá. En esa latitud existe una zona de altas presiones, por lo que el viento descenderá hacia la superficie. Cuando el viento sube desde el Ecuador, deja un área de bajas presiones cerca del suelo, atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos habrá zonas de altas presiones debido a que el aire está frío. Aproximadamente, cada 30° de avance en latitud, se crean en el planeta zonas, en las que en función de la latitud, existirán los siguientes vientos globales dominantes, entendiendo estos como los vientos que a escala planetaria muestran una evidente regularidad (tabla 2.2).

Tabla 2.2: Vientos globales dominantes en función del hemisferio y de la latitud

LATITUD VIENTO DOMINANTE	HEMISFERIO SUR			HEMISFERIO NORTE		
	0° a 30°	30° a 60°	60° a 90°	0° a 30°	30° a 60°	60° a 90°
	SE	NO	SE	NE	SO	NE

Fuente: Méndez y Rodríguez (2012)

A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre.

2.3.7.2. LOS VIENTOS LOCALES

Además del movimiento general de la atmósfera, que define los vientos dominantes en las grandes regiones de la tierra, al estar ésta más caliente, existen fenómenos de características locales que originan estructuras particulares de los vientos; tal es el caso de las brisas de tierra y de mar, motivadas por el calentamiento desigual de las masas de aire. Durante el día se generan a lo largo de la costa vientos desde el mar hacia tierra, revirtiéndose el proceso en horas nocturnas. Un fenómeno similar sucede en zonas montañosas, donde las brisas de montaña y de valle son originadas por el calentamiento del aire en contacto con las laderas, generándose corrientes ascendentes durante las horas de sol y descendentes durante la noche.

2.3.7.3. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Variabilidad del viento a corto plazo: La velocidad del viento está siempre fluctuando por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos.

La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas (noche y día) del viento: En la mayoría de las localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche.

Esta variación se debe sobre todo a que las diferencias de temperatura, p.ej. entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

Variación estacional en la energía eólica: En zonas templadas, los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno. El consumo de electricidad es generalmente mayor en invierno que en verano en estas regiones. Por lo tanto, en zonas frías del planeta la calefacción eléctrica es perfecta en combinación con la energía eólica, pues el enfriamiento de las casas varía con la velocidad del viento de la misma forma que la producción de electricidad en los aerogeneradores varía con las velocidades del viento.

2.3.7.4. POTENCIA EÓLICA

La potencia disponible en el viento depende de la energía cinética de la masa de aire que atraviesa por unidad de tiempo la sección barrida por las palas.

Por lo tanto, si suponemos un volumen cilíndrico (V) que es el barrido por el viento, en cada momento la masa de aire de ese volumen será la densidad (ρ) por la superficie barrida (A_1) por la longitud del cilindro (L):

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot A_1 \cdot L$$

El caudal másico (masa por unidad de tiempo) de aire que atraviesa ese volumen de control con una velocidad (v_1) será:

$$m = \rho \cdot A_1 \cdot v_1$$

La energía cinética de ese aire será:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2$$

Puesto que la potencia es:

$$P = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2$$

Finalmente, sustituyendo, se obtiene la potencia disponible del viento, que es función del cubo de su velocidad:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho A_1 \cdot v_1^3$$

2.3.7.5. COEFICIENTE DE POTENCIA

El coeficiente de potencia de un aerogenerador es el rendimiento con el cual funciona el mismo, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor de dicho aerogenerador, puesto que la velocidad del viento, luego de atravesar la superficie de captación, no es nula. Albert Betz demostró en el año 1919 que la máxima energía recuperable, con un aerogenerador ideal, es igual a 16/27 (aproximadamente 0,593) de la energía total, lo que es conocido como Ley Betz.

2.3.7.6. CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable). Cada fabricante proporciona siempre junto con las principales características de la turbina eólica, la gráfica de la curva de potencia.

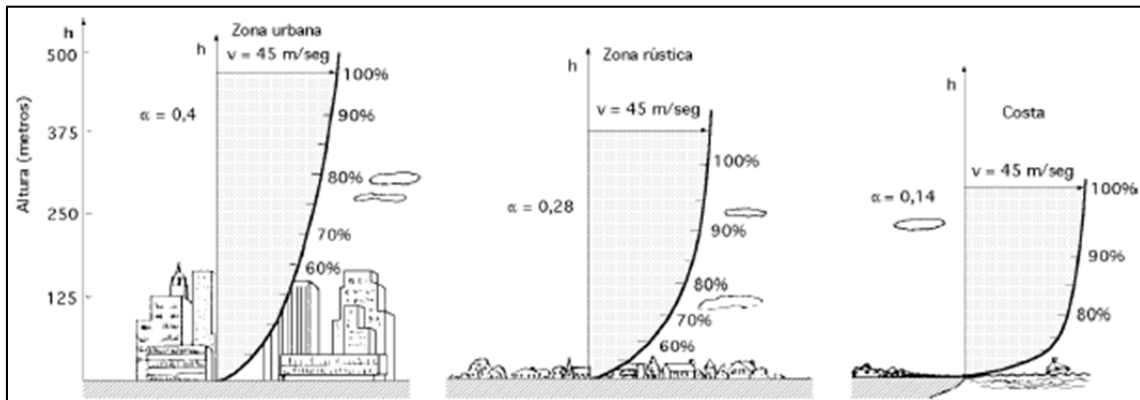
2.3.8. CRITERIOS A TENER EN CUENTA PARA SELECCIONAR EL EMPLAZAMIENTO

La velocidad del viento y la rugosidad del terreno, los obstáculos y la orografía deben ser tomados en consideración al plantear el emplazamiento de una instalación eólica.

2.3.8.1. LA VELOCIDAD DEL VIENTO Y LA RUGOSIDAD

Es importante señalar también que la velocidad del viento varía con la altura (figura 2.5) y depende fundamentalmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire.

Figura 2.5: Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno



En las capas más próximas al suelo, el gradiente de velocidad está muy influenciado por la rugosidad del terreno (Villarrubia, 2012). La rugosidad de una determinada superficie está determinada por el tamaño y la distribución de los elementos de rugosidad que contiene -vegetación, superficie del suelo, edificios...- (Escudero, 2011). En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable. Esta influencia puede alcanzar alturas del orden de varios centenares de metros, por lo que todos los aerogeneradores trabajan dentro de la zona de influencia de la rugosidad del terreno, por lo que constituye un aspecto muy importante a considerar en el aprovechamiento energético de la energía eólica.

La rugosidad de terreno se evalúa mediante el parámetro Z_0 , denominado longitud de rugosidad, definido como la altura respecto al nivel del suelo, hasta que la velocidad del viento es nula.

En la tabla 2.3 se muestra la clasificación de los terrenos según la longitud de rugosidad y el índice de energía.

Tabla 2.3: Tabla de clases y longitudes de rugosidades

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad Z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa
0,5	0,0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped...
1	0,03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 1.250 m
2	0,1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 500 m
2,5	0,2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 250 m
3	0,4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados

Fuente: Villarrubia (2012)

La velocidad del viento a una cierta altura sobre el nivel del suelo (perfil vertical del viento) es:

$$V = V_{ref} \ln \frac{\frac{z}{z_0}}{\frac{z_{ref}}{z_0}}$$

Siendo;

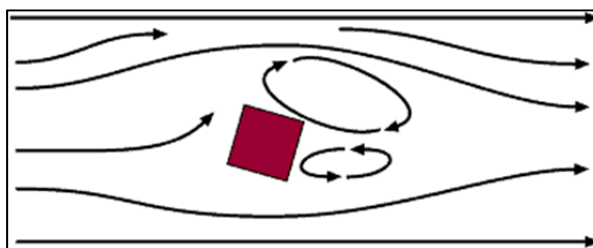
- V** velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.
- V_{ref}** velocidad de referencia, es decir, una velocidad de viento ya conocida a una altura z_{ref} .
- z** altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada, v .
- z_0** longitud de rugosidad en la dirección de viento actual.

El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse cizallamiento del viento.

2.3.8.2. INFLUENCIA DE LOS OBSTÁCULOS Y LA OROGRAFÍA

Los obstáculos provocan los efectos desfavorables a tener en cuenta: una disminución de la velocidad del viento y un aumento de las turbulencias. Por lo tanto, cuando se proyecta la instalación de un aerogenerador es preciso evitar en lo posible la presencia de obstáculos importantes en el radio de un kilómetro y fundamentalmente, en la dirección dominante del viento.

Figura 2.6: Vista superior de la corriente de viento alrededor de un obstáculo



Sin embargo, de la orografía del terreno también es posible obtener ventaja a través de dos efectos que se suelen denominar “aceleradores”: el efecto túnel y el efecto colina.

Efecto túnel: si se toma un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas se puede observar que se da el mismo efecto: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como “efecto túnel”, consecuencia de la ley de conservación de la masa. Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes.

Efecto colina: una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área. En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina. Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencias significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.

2.3.9. CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Aunque hay muchas formas diferentes de clasificar las turbinas eólicas, éstas comúnmente son catalogadas en función de su eje de rotación -eje horizontal y eje vertical- o según la potencia que generan, medida en vatios.

2.3.9.1. CLASIFICACIÓN SEGÚN SU EJE DE ROTACIÓN

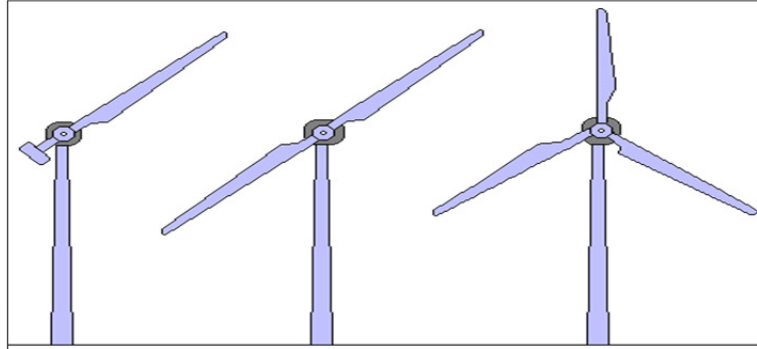
- **Turbinas eólicas de eje horizontal (TEEH)**

Estas turbinas tienen su eje de rotación horizontal al suelo y en casi en paralelo a la dirección del viento, de igual forma que las hélices de los aviones o los antiguos molinos de viento. Como afirman López et al. (2007), la mayoría de las turbinas eólicas que se instalan son de este tipo, quizás, debido a que cuentan con dos ventajas clave; por un lado, su baja velocidad de arranque y, por otro, su alto coeficiente de potencia (Mathew, 2006). Como puntos negativos, cabe destacar que, el generador y la caja de cambios de este tipo de turbinas debe ir ubicado en la parte alta de la torre, lo que dificulta su diseño, además de hacerlo más costoso; además de la obligatoriedad de

disponer de una cola o sistema de direccionamiento que oriente la turbina en el sentido del viento.

Dependiendo del número de palas, las TEEH pueden ser clasificadas en monopalas, bipalas, tripalas y multipala.

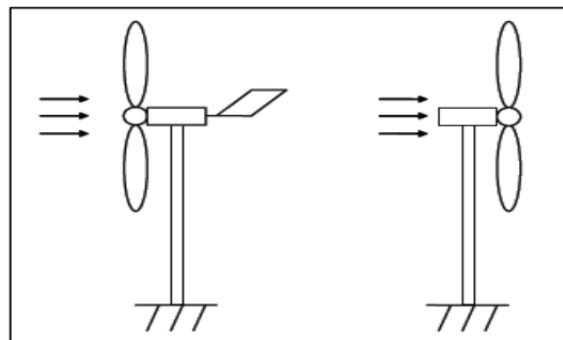
Figura 2.7: Diferentes turbinas eólicas de eje horizontal en función del número de palas



Las monopala son las más baratas, debido a su menor cantidad de material (López et al., 2007) y sus pérdidas aerodinámicas por arrastre o empuje son también mínimas, sin embargo, para balancear la pala es necesario disponer un contrapeso en el lado opuesto, lo que hace que este modelo no sea muy popular. Los rotores bi-pala también tienen este problema, pero en menor grado. La mayoría de las actuales turbinas en el comercio son de tres palas. Estas son más estables debido a que la carga aerodinámica es relativamente uniforme.

En función de la dirección en que reciben el viento, las TEEH pueden ser clasificadas como “a barlovento” o “a sotavento”, como se observa en la figura 2.8.

Figura 2.8: Turbinas a barlovento y a sotavento



Las turbinas a barlovento (izquierda), que son las más usadas, tienen el rotor encarando al viento, por lo que el flujo de aire pasa primero por el rotor, lo que evita que exista el problema de sombra de la torre. Por el contrario, precisan de un mecanismo de orientación para mantener siempre el rotor frente al viento.

En el lado opuesto, las turbinas a sotavento no requieren del mecanismo de orientación, pero puesto que el rotor se ubica en el lado opuesto de la torre con respecto del viento, puede existir una carga despareja en las palas al pasar por la sombra de la torre.

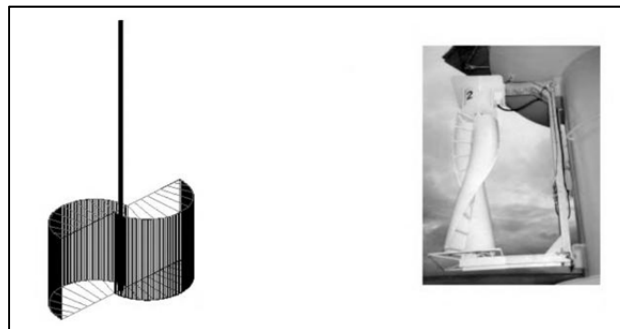
- **Turbinas eólicas de eje vertical (TEEV)**

En estas turbinas el eje de rotación es vertical con respecto al suelo y prácticamente perpendicular a la dirección del viento. Como ventajas cabe destacar, que pueden

recibir vientos de cualquier dirección, por lo que los dispositivos de orientación pueden eliminarse; además, el generador y la caja de cambios pueden estar a nivel de suelo, lo que simplifica y economiza ampliamente el diseño de la torre (Mathew, 2006). Además, tampoco precisan control del ángulo de la pala, como algunos tipos de TEEH. En este tipo de turbinas, el movimiento del rotor se debe fundamentalmente a los efectos de las fuerzas de arrastre aerodinámicas producidas por el viento en posición opuesta al eje de giro, por lo que, estas turbinas se mueven más despacio (González, 2009) que las TEEH, que lo hacen por sustentación.

González (2009) apunta como aspecto negativo, que en este tipo de turbinas se originan fallos debidos a la fatiga de los materiales, puesto que se producen muchas resonancias en la estructura.

Figura 2.9: Diseños de turbinas eólicas de eje vertical



2.3.9.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN LA POTENCIA SUMINISTRADA

Según la potencia que generan se obtienen tres categorías:

- **Aerogeneradores de baja potencia:** son aquellos que entregan una potencia de hasta 100 Kw. Se utilizan principalmente para abastecer viviendas, así como establecimientos de pequeño tamaño, reservándose casi exclusivamente al ámbito privado.
- **Aerogeneradores de media potencia:** poseen una potencia de salida entre 100 Kw y 30 Mw, su aplicación se da generalmente en pequeños desarrollos comunitarios.
- **Aerogeneradores de alta potencia:** son aquellos capaces de generar más de 30 Mw. Son utilizados para proveer electricidad a la red nacional, por ello se encuentran comúnmente en zonas con gran potencial eólico. En general, se instalan varios generadores juntos, formando un parque eólico.

En el caso concreto de los aerogeneradores de baja potencia, la EOI (2011) observa las siguientes ventajas:

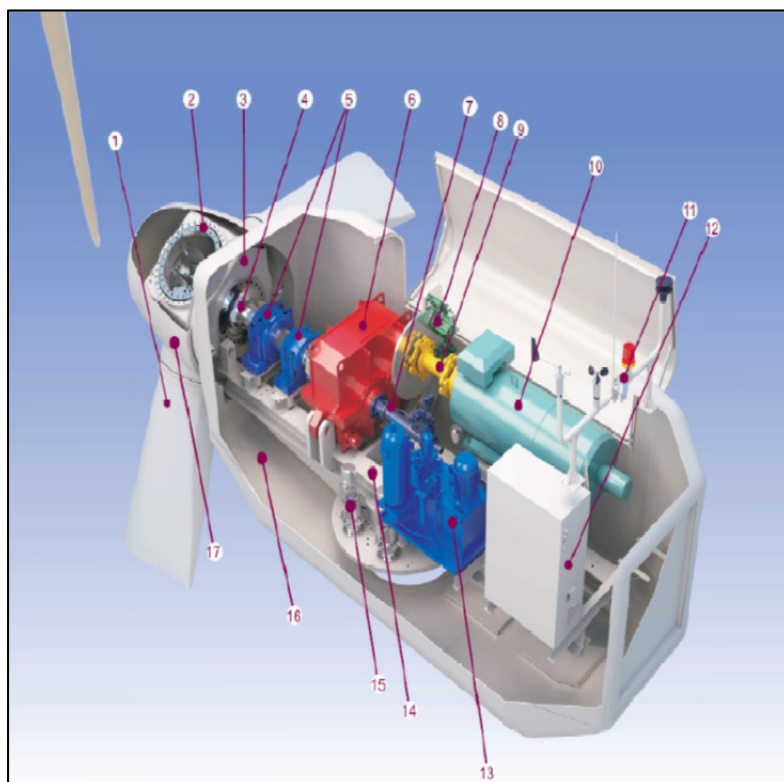
- Proximidad desde el punto de generación al punto de consumo, lo que minimiza ampliamente las pérdidas de energía.
- Versatilidad de las aplicaciones.
- Accesibilidad para pequeñas economías domésticas.
- Desahogo para las redes de distribución sin producir sobrecargas.
- Menor impacto visual que los aerogeneradores de energía eólica tradicional.
- Permite el bombeo de agua directo.
- No requiere complejos estudios de viabilidad.
- Posibilita instalaciones híbridas.

- Requiere menos espacio.
- Requiere un bajo mantenimiento.

2.3.9.3. PRINCIPALES COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

La mayoría de las turbinas eólicas que se pueden encontrar en el mercado son de eje horizontal y de rotor a barlovento. Como ya se ha detallado anteriormente, las aeroturbinas de eje horizontal son más eficientes que las de eje vertical y son más económicas, aunque su eficiencia se reduce cuando operan en régimen turbulento.

Figura 2.10: Componentes de un aerogenerador de eje horizontal GARBÍ 150/28



- 1 Pala
- 2 Corona de pala
- 3 Buje
- 4 Eje de transmisión
- 5 Rodamientos del eje
- 6 Multiplicadora
- 7 Accionamiento del Pitch
- 8 Freno hidráulico
- 9 Transmisión
- 10 Generador síncrono de imanes permanentes
- 11 Estación meteorológica
- 12 Polipasto auxiliar
- 13 Armario de control
- 14 Grupo hidráulico
- 15 Bancada del Nacelle
- 16 Accionamientos de orientación
- 17 Corona

• ROTOR

El rotor aerodinámico es el encargado de captar la máxima energía del viento y transmitirla a través del eje al generador eléctrico pasando por la etapa de multiplicación. Aumentando el diámetro de las palas, se puede aumentar la superficie de captación de viento y la potencia proporcionada por la máquina.

Las aeroturbinas tripalas resultan dinámicamente más equilibradas en su radio de giro que una bipala, por lo que reparten mejor las cargas, pues giran más suavemente por lo que su vida útil será mayor. Además, las turbinas tripalas logran girar a velocidades de viento menores. Por lo tanto, se puede decir que el mejor rendimiento se alcanza con tres palas (Cruz, 2012).

Los materiales utilizados para fabricar las palas han ido evolucionando desde la tela, madera, acero, aluminio hacia los materiales compuestos ligeros de resina epoxi reforzada con madera, poliamidas como el nylon o fibras de vidrio, fibra de carbono o ambos.

- **BUJE**

El acoplamiento de las palas al eje se realiza mediante un buje o cubo que debe ser resistente y simple -normalmente es fabricado en acero-, cuya función es transmitir el momento de giro. El acoplamiento se realiza mediante tornillos, y hay que vigilar que el hueco de paso en la pala disponga de casquillos, puesto que, la fibra acaba por ceder.

Hay generadores en los que el sistema pasivo de cambio del ángulo de paso de las palas está integrado en el buje, normalmente los sistemas accionados por la fuerza centrífuga sobre una masa que están ajustados en función de la velocidad de rotación del rotor. Este sistema de cambio de paso permite al rotor limitar la velocidad de rotación frente a situaciones de alta velocidad de viento o ráfagas, pero continuar produciendo potencia en el entorno de su valor nominal.

- **GENERADOR ELÉCTRICO**

Los aerogeneradores con generador asíncrono o de inducción deben estar siempre conectados a la red o a una fuente de potencia reactiva que sirva de excitación. La velocidad de rotación del aerogenerador en este caso es casi constante una vez conectado éste a la red eléctrica y será proporcional a la frecuencia de la señal de la red y al número de polos del generador. Es muy común que dispongan de generadores con conmutación de polos pudiendo operar a dos velocidades de rotación.

Por el contrario, el generador síncrono normalmente dispone de excitación propia mediante electroimanes o imanes permanentes, lo que hace que pueda operar aislado de la red fácilmente, variando su velocidad de rotación, normalmente aumentando con la velocidad de viento. Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que este aerogenerador dispondrá de un rectificador o convertidor alterna continua conectado a la salida del generador eléctrico para poder obtener tensión continua y después incluirá un regulador-cargador de baterías en el caso de que opere aislado de la red eléctrica o un convertidor continua alterna o inversor en caso de operar conectado a la red eléctrica.

Normalmente los generadores síncronos de imanes permanentes se fabricaban con imanes de ferrita, pero hoy en día la mayoría están fabricados con imanes de Neodimio-Hierro-Boro debido a sus excelentes características magnéticas aunque su precio está creciendo últimamente debido a las existencias limitadas y al creciente número de aplicaciones (vehículo eléctrico, grandes aerogeneradores, etc.).

Un parámetro importante del generador eléctrico es que presente el menor par de arranque para facilitar su puesta en marcha con bajas velocidades de viento, aprovechando así al máximo el recurso eólico.

- **TORRE SOPORTE**

Toda aeroturbina requiere de un componente que la permita estar lo más alejada posible del suelo de cara a aprovechar el perfil vertical del viento y producir la mayor cantidad de energía posible.

Este componente denominado estructura soporte o torre soporte dependerá del tipo de suelo que se disponga en el emplazamiento, de las capacidades técnicas, de las restricciones medioambientales... Si el suelo no es practicable (roca, restricciones medioambientales, etc.), se evitara la cimentación por lo que habrá que ir a una torre atirantada. Si por el contrario, no hay problema para hacer una cimentación, la

solución será autoportante y ocupará menos espacio. Con respecto a la torre, ésta normalmente es tubular de acero galvanizado compuesta por varios tramos.

- **CIMENTACIÓN**

La cimentación es el elemento de unión entre la torre y el terreno, y soporta todas las cargas estáticas y dinámicas del aerogenerador. El diseño de la cimentación de un aerogenerador es principalmente función de sus dimensiones y de las características geotécnicas del terreno.

El concepto de cimentación que más se utiliza es una zapata aislada y la comprobación crítica es la de vuelco.

Además hay que comprobar que no se superan las tensiones máximas admisibles en el terreno.

Dependiendo del tipo de emplazamiento la mayoría de los fabricantes ha estandarizado diferentes clases de cimentaciones. De este modo, se puede ofrecer una solución apropiada para cada tipo de proyecto de obra. Incluso, es posible combinar las soluciones estándar con otras soluciones tales como refuerzos del terreno o sistemas de pilotaje.

2.3.10. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.

Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

2.4. ENERGÍA SOLAR

Desde la construcción de casas en la antigüedad con la orientación adecuada para captar la luz solar, hasta las modernas celdas fotovoltaicas delgadas, los humanos han aprovechado la luz solar para cubrir sus necesidades de energía. Lo que resulta perfectamente lógico, ya que, después de todo, el sol proporciona suficiente energía cada hora para cubrir las demandas mundiales por un año.

2.4.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA SOLAR

Como afirma Jutglar (2004), prácticamente la totalidad de la energía que llega a la Tierra procede del sol. La Tierra recibe del sol anualmente alrededor de $5,4 \times 1.024 \text{ J}$, lo que viene a suponer 4.500 veces el consumo mundial de energía como la geotérmica, la nuclear, la que proporcionan los combustibles fósiles o la procedente de las mareas (Romero, 2009).

El sol, como eje fundamental de la vida humana, fue venerado por casi todas las civilizaciones antiguas. En la antigua Grecia, los dioses del sol eran Helios y Apollo, a quienes se dedicaron incontables templos. También fueron los griegos los primeros en usar diseños de casas para aprovechar la luz del sol en forma pasiva, probablemente desde el año 400 a.C.

Una de las primeras referencias históricas que se puede encontrar al uso de la energía solar se encuentra en el siglo III a.C. en la antigua Grecia. Durante la batalla de Siracusa que enfrentó a los romanos y los griegos, algunos escritos relatan cómo Arquímedes utilizó unos espejos hexagonales hechos de bronce para reflejar los rayos solares concentrándolos en la flota romana con el objetivo de destruirla.

Los romanos fueron los primeros en usar vidrio en sus ventanas para atrapar la luz solar en sus hogares. Incluso promulgaron leyes que penaban el bloquear el acceso a la luz a los vecinos. También fueron los romanos los primeros en construir casas de cristal o invernaderos para crear condiciones adecuadas para el crecimiento de plantas exóticas o semillas que traían a Roma desde los lejanos confines del imperio.

Durante el siglo XVI, Leonardo da Vinci pensó en el uso del sol. En el año 1515 comenzó uno de sus muchos proyectos, aunque este sería uno de los que nunca llegaría a acabar. Su idea era construir un concentrador de 6 kilómetros de diámetro a base de espejos cóncavos para la producción de vapor y calor industrial.

En 1867 el científico suizo Horace de Saussure desarrolló el primer colector solar. Edmond Becquerel, un físico francés, observó el efecto fotoeléctrico en 1839. Más recientemente, hace un poco más de 100 años, el científico francés Auguste Mouchout usó calor de un colector solar para producir vapor y mover un motor. Desgraciadamente, los elevados costos impidieron que su invento tuviera un uso comercial.

Alrededor del año 1880 se fabricaron las primeras celdas fotovoltaicas de luz visible, fabricadas a base de selenio, con una eficiencia de conversión del 1 a 2%.

El primer calentador de agua solar fue patentado en 1891 por Clarence Kemp.

En los inicios del siglo XX aumenta el interés por esta fuente de energía, registrándose numerosas patentes para calentadores solares de agua domésticos durante los años 30 y 40. Un desarrollo importante fue un calentador solar sumamente eficiente inventado por Charles Greeley Abbott en 1936. El crecimiento de esta industria fue alto hasta mediados de los 50's, cuando el bajo costo del gas natural hizo que este energético se usara como fuente principal para calentamiento.

Después de la Segunda Guerra Mundial la energía solar adquiere gran relieve, alcanzando su máximo apogeo en EE.UU. durante la década de los 50. Por entonces, se desarrollaron desde cocinas solares a máquinas de vapor, y algunos dispositivos eléctricos que utilizaban las entonces nuevas células solares. En 1954 los laboratorios Bell Telephone desarrollaron celdas fotovoltaicas con una eficiencia del 4%, que después se elevó al 11%. En 1958 un pequeño satélite fue alimentado con una celda solar de menos de un watt de potencia.

Este interés decrece bruscamente en la siguiente década, justo hasta 1973, momento en el cual casi todos los países del mundo se han puesto de nuevo a trabajar en las distintas ramas de la tecnología solar, tanto a gran escala como de aplicaciones domésticas. En esos años el aumento en el precio del petróleo y gas llevó a un resurgimiento en el uso de la energía solar para calentar hogares y agua, así como, en la generación de electricidad.

La Guerra del Golfo de 1990 aumentó aún más el interés en la energía solar como una alternativa viable del petróleo.

En la actualidad, la energía solar se usa de dos formas principales. La primera es la potencia térmica solar, en la que el sol se usa para calentar fluidos, los cuales impulsan turbinas y otras máquinas. La segunda es la conversión fotovoltaica (paneles solares) en los que la electricidad es producida directamente del sol.

2.4.2. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR

Además del uso como fuente de iluminación, la radiación solar que incide en la Tierra puede aprovecharse de otras maneras (Rufes, 2012), a través de tecnologías (obteniendo de este modo energía térmica y eléctrica) o, de forma directa, ya sea a través del viento, las olas o la fotosíntesis (combinadas con el uso de tecnologías, se conseguirá energía térmica y eléctrica).

Dentro de estos dos grupos de aprovechamiento de energía solar pueden encontrarse, entre muchos otros, los siguientes tipos de energía:

- La energía solar pasiva, que aprovecha el calor del Sol sin la necesidad de un sistema mecánico.
- La energía solar híbrida, que combina este tipo de energía con el uso de combustibles.
- La energía eólico solar, que funciona con el aire calentado por el Sol.

Los equipos que se utilizan en el aprovechamiento de la energía solar se clasifican en dos categorías bien diferenciadas:

- Sistemas fototérmicos.
- Sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fototérmicos se dividen en diferentes subgrupos en función de su forma de trabajar, de la temperatura de trabajo y del fluido utilizado para transportar el calor captado por los elementos colectores solares:

- ✓ Sistemas fototérmicos pasivos: aprovechan los efectos térmicos de la radiación solar sin necesidad de aportar cualquier otro tipo de energía, o bien, su consumo es totalmente despreciable.
- ✓ Sistemas fototérmicos activos: se requiere aporte de energía auxiliar (por ejemplo energía eléctrica consumida por bombas o ventiladores destinados a mover los líquidos o gases encargados de transportar el calor desde el captador hasta el punto de consumo).

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la radiación solar en energía eléctrica mediante la asociación de células fotoeléctricas elementales (Jutglar, 2004).

2.4.3. VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR

En lo que respecta a las ventajas de la energía solar, Jutglar (2004) hace referencia al escaso impacto ambiental; la no producción de residuos perjudiciales para el medioambiente; que está distribuida por todo el mundo; que no tiene más costes una vez instalada que el mantenimiento (que no es muy complicado) y; a la no dependencia de las compañías suministradoras.

Romero (2009), añade el hecho de que como energía renovable que es; es gratuita e inagotable.

El IDAE (2006b) hace referencia a que no produce efectos significativos sobre la flora y fauna (salvo que se trate de instalaciones de alta temperatura, que suelen ocupar una gran extensión), que no emiten gases contaminantes perjudiciales para la salud ni gases de efecto invernadero que provoque el cambio climático y; por último, que estas instalaciones no dejan huella ecológica cuando finaliza el período de explotación.

2.4.4. INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR

Como contrapartida a las ventajas de este tipo de energía renovable; Jutglar (2004) analiza los efectos negativos asociados; como por ejemplo; que precisan sistemas de acumulación (baterías) que contienen agentes químicos peligrosos); que tienen un impacto visual negativo si no se mide la integración de los módulos solares en el entorno; o que pueden afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones.

Romero (2009) hace referencia a que la radiación llega a la tierra de forma dispersa, intermitente y que está disponible únicamente durante las horas del día; además de que no está igualmente distribuida sobre la superficie terrestre.

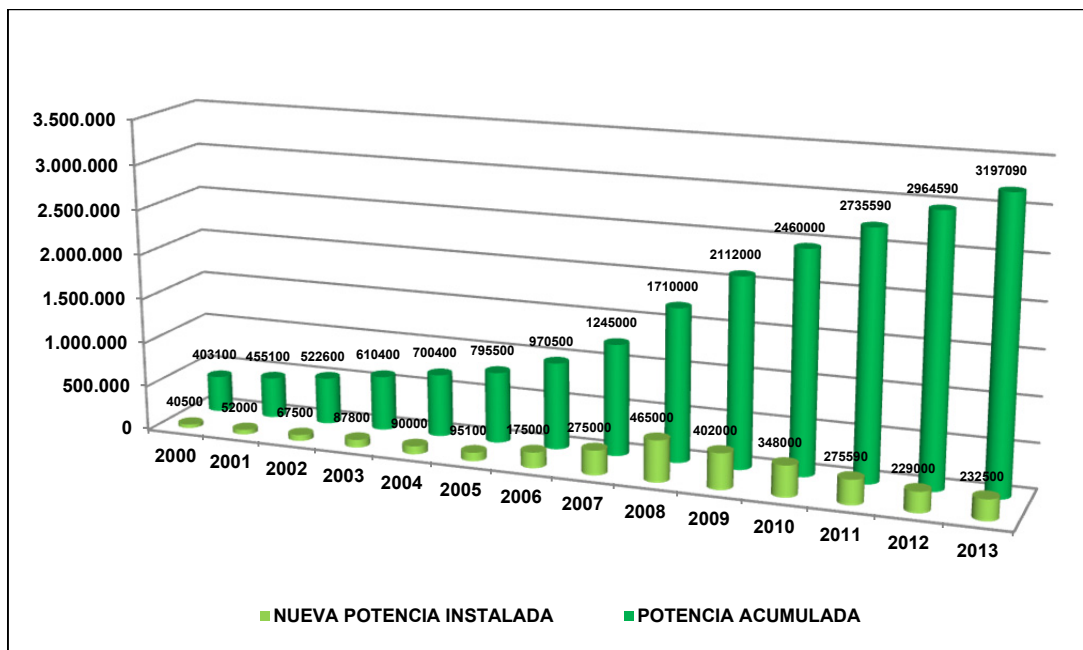
2.4.5. LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA EN CIFRAS

A continuación se realiza un análisis de la situación de la energía solar en nuestro país, a nivel europeo y mundial.

2.4.5.1. LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

A finales del año 2013, se habían instalado en España un total de 163 MWth (232.500 m²) según el estudio llevado a cabo por ASIT (Asociación Solar de la Industrial Térmica), referente en la industria solar térmica en España, lo que vendría a representar un incremento del 1,5% con relación al mismo estudio realizado en el año 2012. Estas cifras contribuyen a superar los 2,2 GWth en el total acumulado de la potencia instalada en España, lo que en m² instalados y operativos supone más de 3.000.000 m².

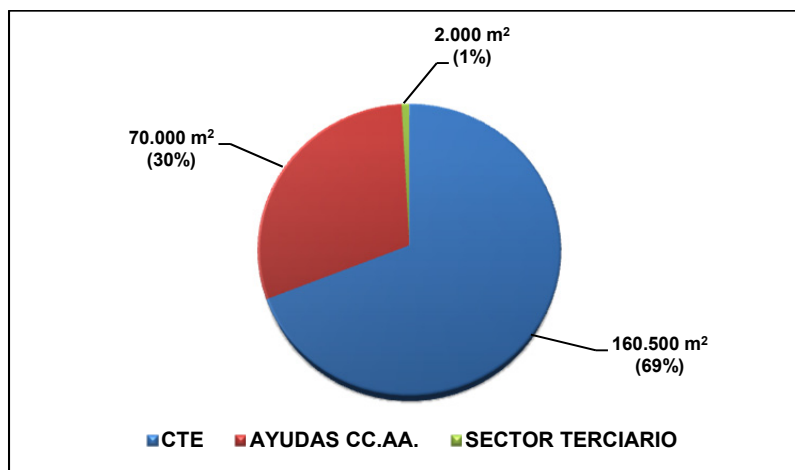
Gráfico 2.6: Desarrollo del mercado en España en el período 2000-2013



Fuente: Elaboración propia a partir de ASIT (2014)

Del total de nuevos m² instalados en el año 2013, como se observa en el gráfico 2.7; 160.500 m² se realizaron en el marco del cumplimiento del CTE (Código Técnico de la Edificación); 70.000 m² con origen en ayudas de las CC.AA. y; 2000 m² en el sector terciario e industrial.

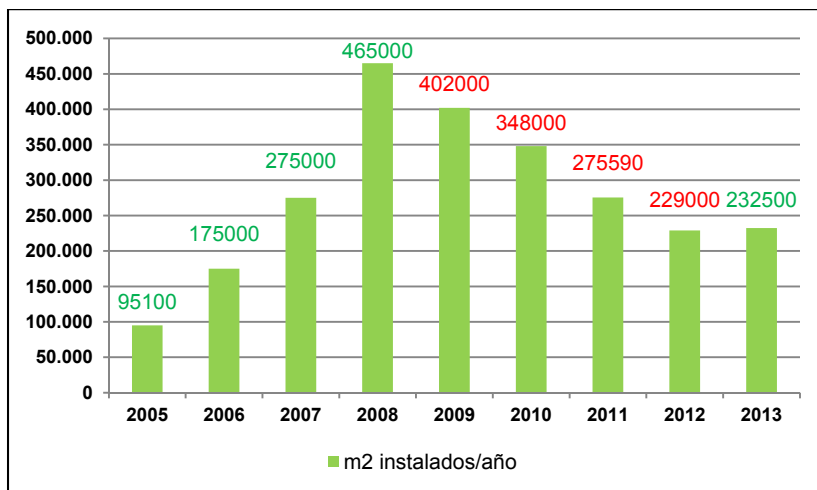
Gráfico 2.7: Nuevo parque instalado en 2013



Fuente: Elaboración propia a partir de ASIT (2014)

Estos resultados rompen la tendencia a la baja que se venía produciendo durante los últimos cuatro años, que había acumulado un descenso del mercado de más del 50%. Como se puede observar en el gráfico 2.8 hasta el año 2008 se produjo un crecimiento del 63%, al que le siguió un descenso del 14% en los años 2009 y 2010, seguido de una nueva caída -esta vez mucho más acusada- del 21% en el 2011 y, del 17% en el año 2012.

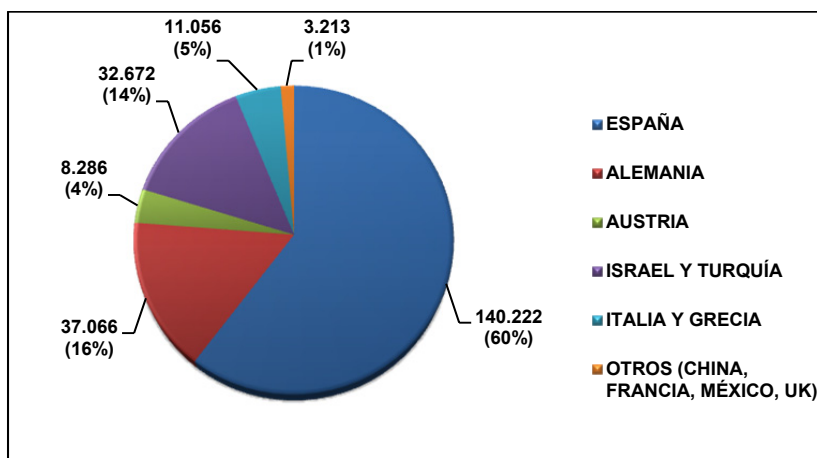
Gráfico 2.8: Desarrollo del mercado en España en el periodo 2005-2013



Fuente: Elaboración propia a partir de ASIT (2014)

Si atendemos al porcentaje de instalaciones que han sido ejecutadas con captadores de fabricación nacional o importados; cabe destacar que el 60% son fabricados en España, mientras que Alemania, Israel, Turquía, Italia, Grecia, UK,... representan el 40% restante (gráfico 2.9). En este punto, cabe destacar que España exportó casi la mitad de su producción, pues de los 241.000 m² fabricados, 140.000 m² se instalaron en el territorio nacional y 101.000 m² se exportaron.

Gráfico 2.9: Porcentaje de instalaciones con captadores de fabricación nacional instalados en España en el año 2013



Fuente: Elaboración propia a partir de ASIT (2014)

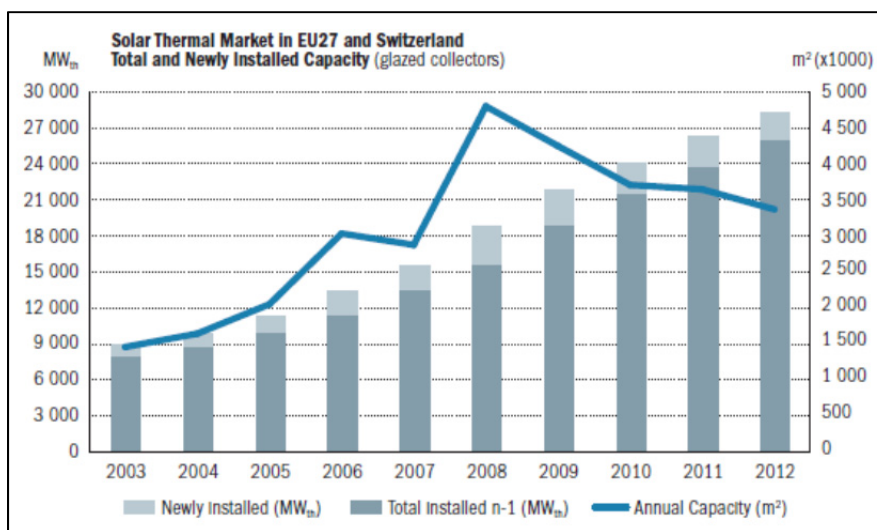
Por último, y atendiendo al porcentaje de tipo de captador y sistema instalado y en funcionamiento en el año 2013 cabe destacar el cambio de tendencia de los sistemas prefabricados/captador plano, que han aumentado un 47% frente a los tubos de vacío que han disminuido en un porcentaje muy similar (51%).

En cuanto al mercado de la Unión Europea, éste continúa sufriendo las limitaciones impuestas por la crisis financiera-económica que afecta a la mayor parte del continente, pues como recoge el último informe anual de ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation) publicado en junio del 2013; en el año 2012 el mercado europeo experimentó, como en años anteriores, una reducción en la nueva capacidad instalada, que ascendió a 2,4 GWth (aproximadamente 3,4 millones de m²), lo que supuso una disminución del 6,4% en comparación con el año anterior. Con estas

nuevas cifras, el total acumulado alcanza los 28,3 GWth (40,5 millones de m²), lo que supone un incremento del 7,7% comparado con la capacidad total instalada en el año 2011.

El mercado anual se ha contraído desde el año pico de 2008 (gráfico 2.10) debido a este escenario de crisis global que ha afectado en gran medida al sector de la construcción y ha reducido enormemente los planes de apoyo público para la energía solar térmica. Los 2,41 GWth vendidos en 2012 son muy superiores a las ventas de 2007 (2 GWth / 2,88 millones de m²), pero están muy lejos del 3,36 GWth (4,8 millones de m²) alcanzados en 2008.

Gráfico 2.10: Nueva capacidad instalada y acumulado de instalaciones solar térmicas en la Unión Europea + Suiza (captadores vidriados)



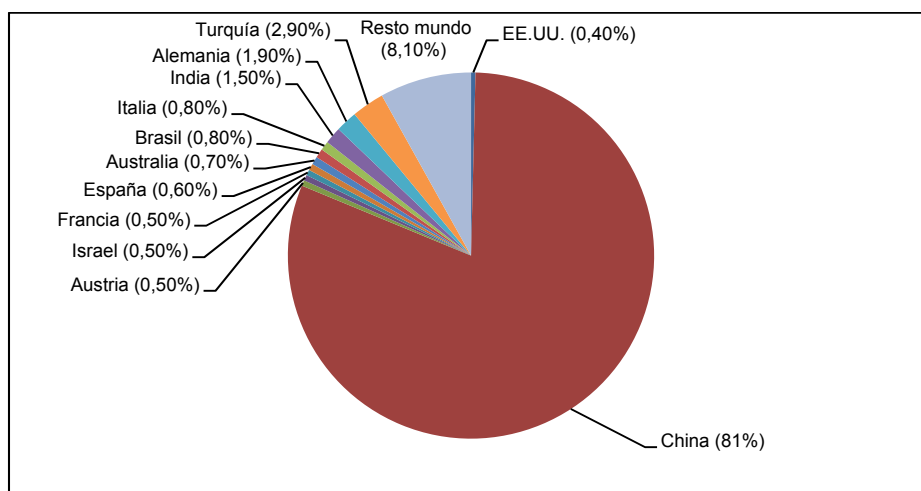
Fuente: ESTIF (2013)

Como se observa en el gráfico, a pesar de la disminución registrada en los últimos cuatro años, el tamaño del mercado anual se ha duplicado, en la última década a una tasa de crecimiento anual promedio de 10%.

En lo que respecta a la distribución por países de la nueva capacidad instalada, cabe destacar que Dinamarca ocupa el primer puesto, con el 34% del total y donde España ocupa el cuarto puesto con un 7% (ESTIF, 2013).

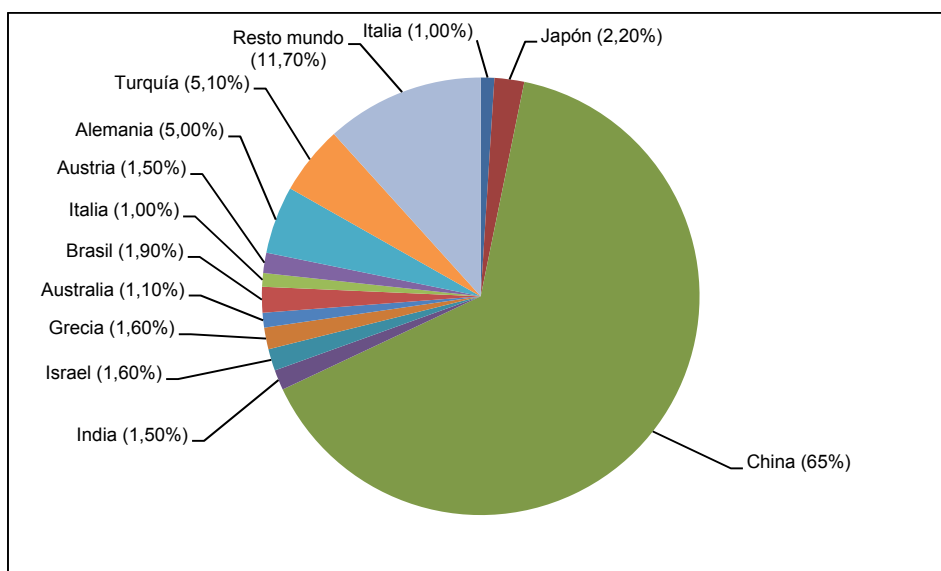
Por último, en cuanto a la situación de la energía solar térmica en el mundo; como afirman Aranda y Ortego (2013), en el año 2010 la capacidad instalada fue de 44,36 GWth a nivel mundial, de los cuales 42,4 GWth fueron de captadores vidriados y el resto de captadores sin cubierta para aplicaciones de climatización de piscinas abiertas. Los captadores en funcionamiento suministraron a lo largo del año 2010 una cantidad de energía térmica aproximada de 150 TWth.

Gráfico 2.11: Distribución del mercado mundial de la energía solar térmica. Capacidad instalada en 2010



Fuente: Aranda y Ortego (2013)

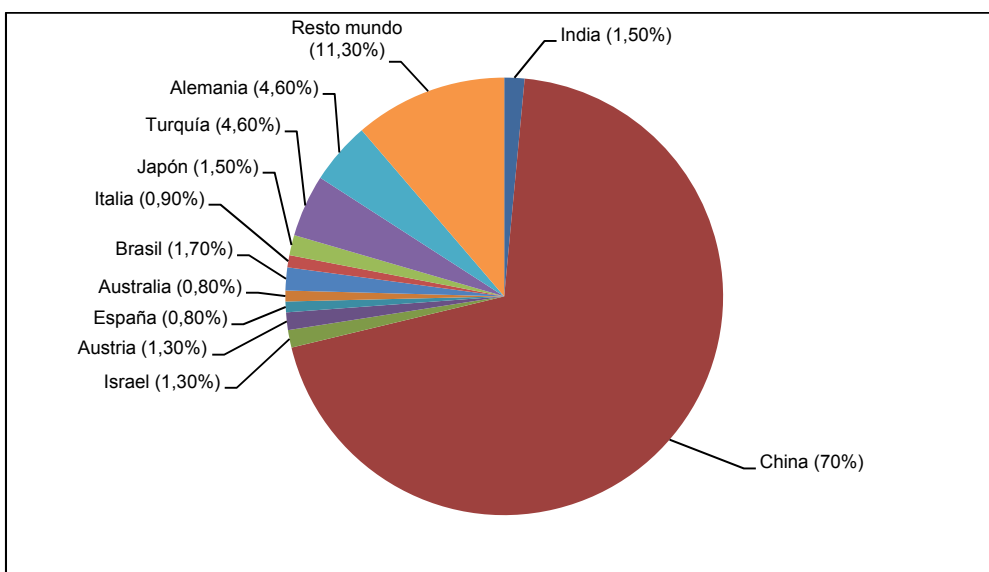
Gráfico 2.12 Distribución del mercado mundial de la energía solar térmica. Capacidad acumulada instalada en 2010



Fuente: Aranda y Ortego (2013)

Atendiendo a los últimos informes de REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) del año 2013 y el informe de IEA (International Energy Agency) publicado en mayo de 2013; en el año 2011 la capacidad nueva instalada a nivel mundial fue de 51 GWth, que se corresponden con más de 72 millones de m² de colectores solares, lo que supuso un incremento aproximado del 14% con relación al año 2010. A finales del año 2011 la capacidad acumulada instalada mundial ascendía a 232 GWth.

Gráfico 2.13: Distribución del mercado mundial de la energía solar térmica. Capacidad acumulada instalada en 2011



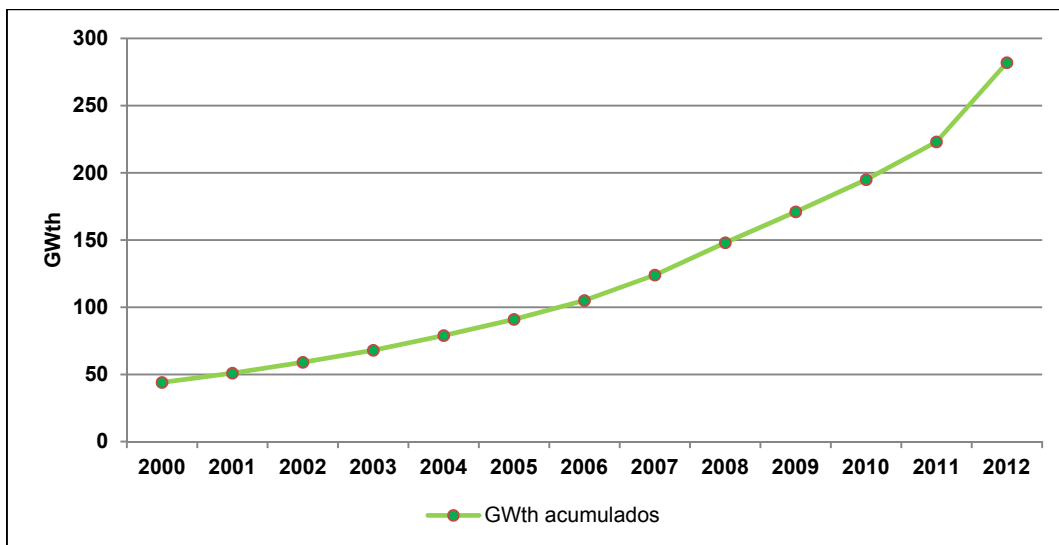
Fuente: REN 21 (2013)

En la India, la capacidad instalada en el año 2011 fue de 520.000 m² de superficie alcanzando una cifra total de superficie instalada de 5.000.000 m². Además de Asia, es destacable el alto crecimiento en América, sobre todo debido a los programas de desarrollo como los emprendidos en Brasil, que promueven la instalación de sistemas solares en viviendas de familias con rentas bajas, que supuso un 20% de las ventas que este país, en el que el sector industrial y de servicios también se desarrolló mucho alcanzado una cuota del 23% sobre el total del negocio solar térmico. Gracias a esto, en Brasil se alcanzó una superficie de captadores instalada de 7.300.000 m². México, Chile y Uruguay ya están comenzando también a impulsar este mercado.

Más del 90% de la capacidad total instalada es de China y Europa, que además suman aproximadamente el 81% de la nueva capacidad instalada en el año 2011. Así, los principales países en capacidad total son China, EEUU, Alemania, Turquía y Brasil.

A finales de 2012 la capacidad global térmica solar en funcionamiento alcanzó la cifra de 282 GWth (gráfico 2.14). China fue de nuevo el principal motor de la demanda de energía solar térmica con un aumento del mercado del 11% con respecto al año anterior (REN 21, 2013).

Gráfico 2.14: Capacidad acumulada de la energía solar térmica para el período 2000-2012

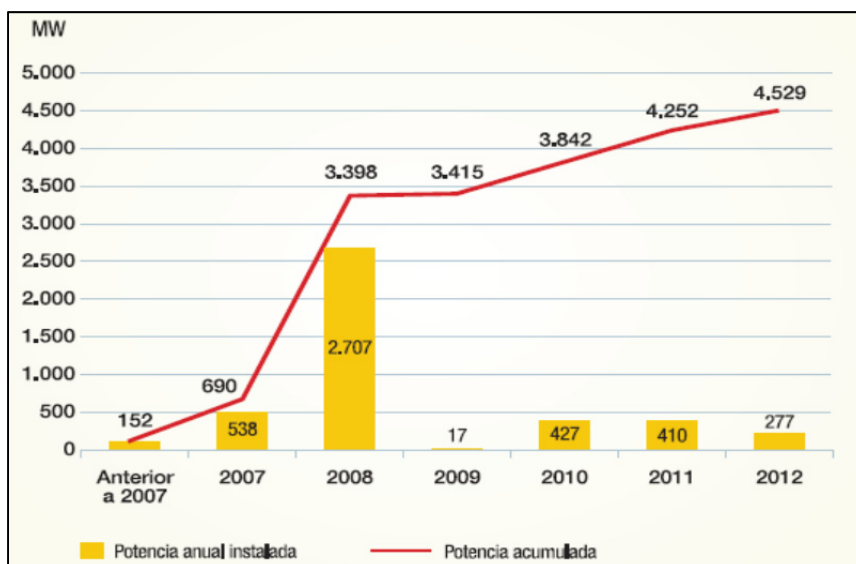


Fuente: REN 21(2013)

2.4.5.2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El parque fotovoltaico español conectado a la red, con más de 4.500 MW instalados y más de 60.000 instalaciones, representa un 4% de la potencia total instalada en España. Sin embargo, las instalaciones conectadas antes de 2009 representan el 74% del parque fotovoltaico, lo que refleja con nitidez lo que ha afectado la incertidumbre regulatoria y la severa crisis económica del país a este mercado.

Gráfico 2.15: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España

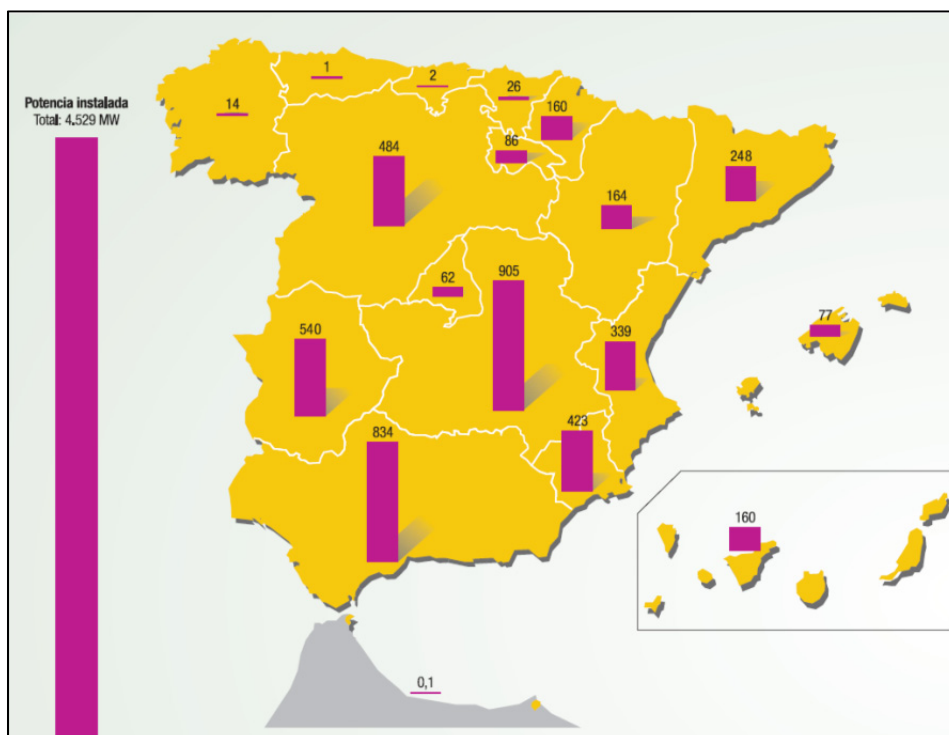


Fuente: UNEF (2013)

En cuanto al volumen de fotovoltaica aislada, se calcula que hay alrededor de 24,6 MW. De acuerdo con estos datos, en España habría 97,8 Wp fotovoltaicos por habitante, lo que nos situaría en el octavo puesto de la UE, por detrás de Alemania, Italia, Bélgica, la República Checa, Grecia, Bulgaria y Eslovenia.

En el reparto geográfico por comunidades autónomas, en cuanto a la potencia total acumulada a cierre de 2012, destacan las regiones más soleadas y con más territorio, con crecimientos mucho menores que en el ejercicio anterior: Castilla-La Mancha (905 MW), seguida por Andalucía (838 MW) y Extremadura, cuya potencia instalada bajó radicalmente este año (540 MW). Llama la atención la gran presencia de la tecnología fotovoltaica en Murcia que, con un territorio más pequeño, ocupa la quinta posición. Cantabria y Asturias y Ceuta y Melilla se mantienen a la zaga del ranking (Figura 2.11).

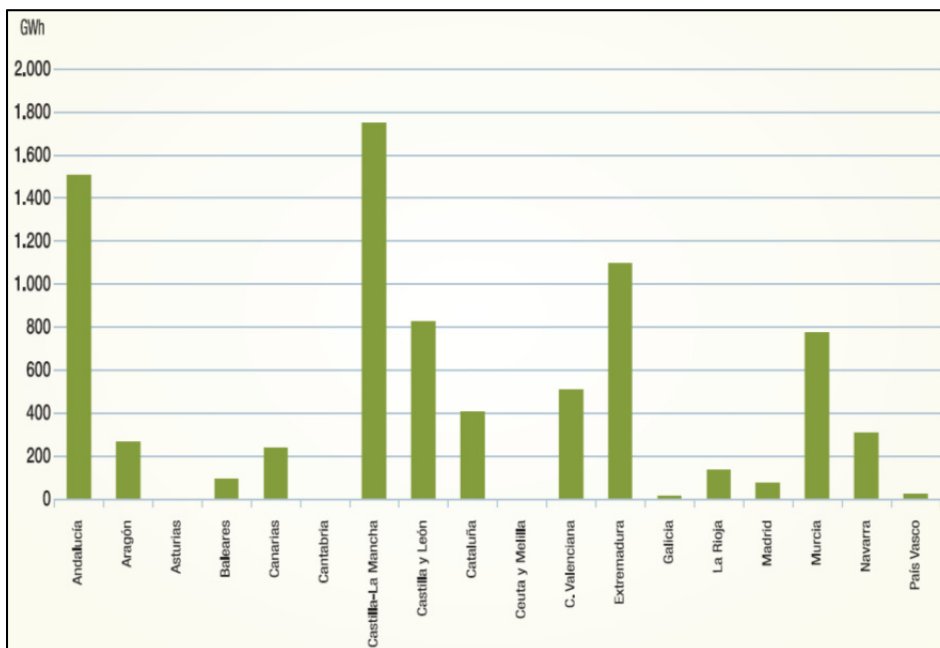
Figura 2.11: Potencia instalada por Comunidades Autónomas



Fuente: UNEF (2013)

En cuanto al reparto de la producción fotovoltaica por las distintas comunidades autónomas y su evolución, Castilla-La Mancha lidera el ranking de producción, con 1.752 GWh en el pasado año; le siguen Andalucía, con 1.517 GWh, y Extremadura, con 1.108 GWh (gráfico 2.16).

Gráfico 2.16: Producción fotovoltaica por Comunidades Autónomas (2012)



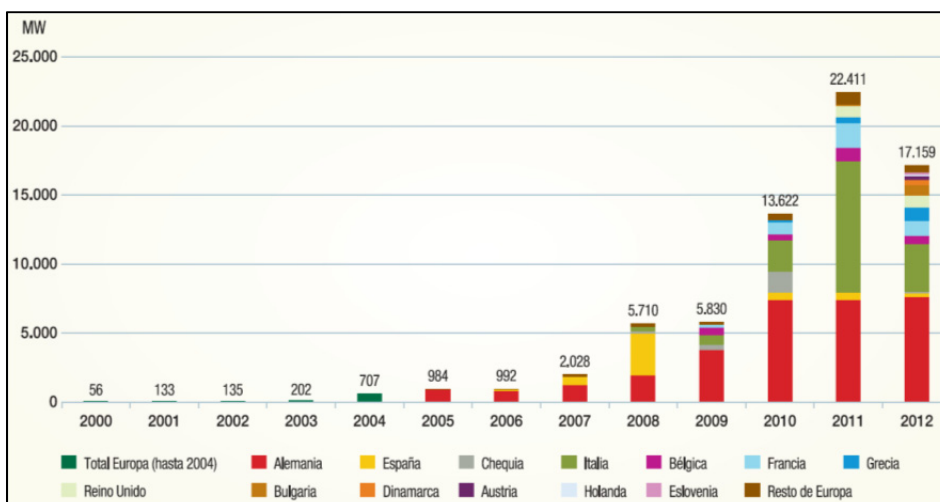
Fuente: UNEF (2013)

Desde el punto de vista medioambiental, los 8.156 GWh producidos por el sector fotovoltaico han supuesto un ahorro de 1.973.752 toneladas de CO₂, equivalente a la emisión de 67.000 coches funcionando durante un año en España. El ahorro producido al evitar la compra de bonos de carbono asciende a más de 14,4 millones de euros, de acuerdo con el precio medio del CO₂ en 2012.

Durante 2012 se importaron 10.653 millones de euros de gas. Esa factura podría haber sido 576 millones de euros más alta de no ser por la energía fotovoltaica.

El mercado europeo de la energía solar fotovoltaica ha variado sustancialmente. Las políticas de fomento basadas en el pago de una prima por la generación eléctrica fotovoltaica disminuyen y, son sustituidas por políticas que fomentan el autoconsumo.

Gráfico 2.17: Evolución del mercado europeo en el período 2000-2012



Fuente: EPIA (2014)

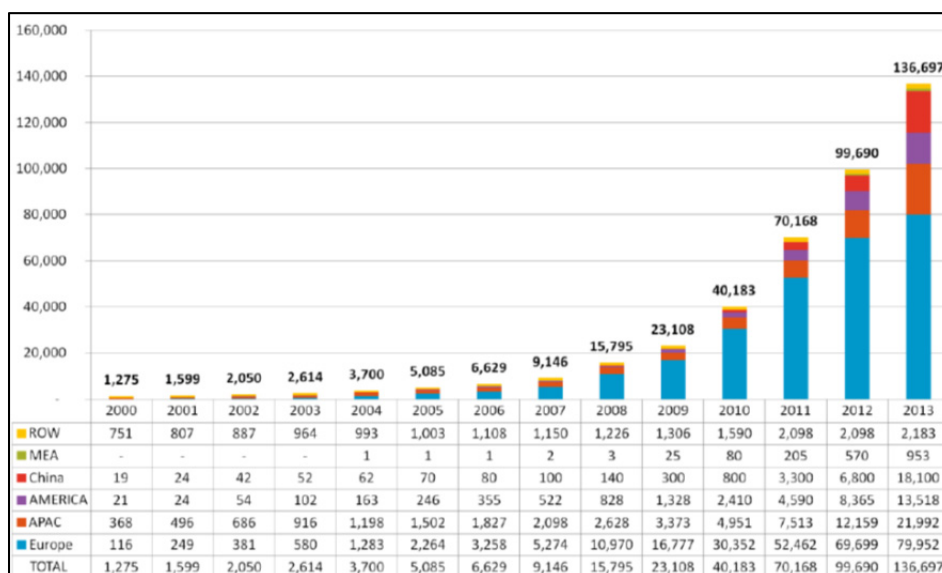
En general, el efecto más visible de este período de transición es la reducción del volumen del mercado. Aunque haya países que irrumpen con fuerza, como Francia, - con 1.079 MW conectados en 2012-, Reino Unido -con 925 MW- o Grecia -con 912 MW-, su llegada no es suficiente para sustituir la caída de la demanda de los mercados líderes de los últimos años.

A escala mundial, en el año 2013 se instalaron 37.000 MW nuevos de potencia fotovoltaica, lo que supone un crecimiento de un 35% con respecto al año anterior y que suma una potencia total acumulada de 1376.700 MWh (EPIA, 2014). Esta situación es completamente contradictoria con la definida anteriormente para España, debido principalmente al fuerte impulso que se le está dando a la industria fotovoltaica por parte de las mayores potencias mundiales.

Los países líderes del ranking mundial de nueva potencia fotovoltaica instalada son China y Japón, con 11.300 MW y 6.900 MW respectivamente, frente a los 10.330 MW nuevos instalados en todo el continente Europeo, que pierde el primer puesto.

En la gráfica 2.18 se muestra la evolución global de la potencia instalada acumulada para el período 2000-2013.

Gráfico 2.18: Evolución global de nueva potencia fotovoltaica instalada acumulada para el período 2000-2013



Las previsiones para el año 2014 son aún mejores, pues se espera que el año se cierre con más de 55.000 nuevos MW instalados.

2.4.6. ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS

A continuación, se recogen los principales aspectos ambientales y socio-económicos relativos a la energía solar como fuente de energía renovable.

2.4.6.1. ASPECTOS AMBIENTALES

La incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar pueden tener sobre el medio ambiente hay que analizarla desde dos vertientes. Desde el punto de vista de los beneficios que supone la reducción de la emisión de

contaminantes a la atmósfera y por otro desde el punto de vista de la afectación al medio ambiente.

Desde el primer punto de vista hay que señalar que la principal consecuencia medioambiental es el efecto positivo producido el recorte de las emisiones de CO₂ debido a la sustitución de combustibles fósiles y de todos los aspectos contaminantes (residuos, contaminación de suelos, visual y acústica) que conlleva el uso de las energías tradicionales. Dada la situación mundial actual, en el que las políticas gubernamentales han reparado en los daños que se han venido ocasionando al planeta y los cambios climáticos que ello ha conllevado, es necesario orientar los hábitos de vida a un consumo más eficiente y sobre todo menos dañino. En este sentido, por cada m² de captador y, en función del combustible a sustituir se pueden considerar las siguientes equivalencias:

- 1 m² de captador —> 0,75 tCO₂/m² sustituyendo electricidad.
- 1 m² de captador —> 0,22 tCO₂/m² sustituyendo gasóleo.
- 1 m² de captador —> 0,19 tCO₂/m² sustituyendo gas butano.
- 1 m² de captador —> 0,17 tCO₂/m² sustituyendo gas natural.

No se puede olvidar, que habría que considerar, no obstante, la contaminación que se produce en la fabricación de todos los componentes, especialmente en la gestión y manipulación de metales pesados y fluidos como el anticongelante, aunque en este campo debe ser la normativa medioambiental la que actúe como control. Por lo tanto, para la construcción de los sistemas solares térmicos se debe limitar el uso de materiales de cobre, aluminio, hierro, vidrio y aislantes que pueden producir efectos ambientales negativos durante su fabricación; sin embargo, todos esos procesos son mucho menos contaminantes y peligrosos que las fuentes energéticas “convencionales”; es decir, aquellas cuya base son combustibles fósiles.

La utilización de la energía solar térmica mayoritariamente está asociada al entorno urbano. Y es precisamente en este entorno, desde el segundo punto de vista, donde el impacto visual probablemente constituye el único aspecto negativo que se le puede asociar a esta tecnología. Sin embargo, modificaciones en los diseños y la adecuada integración de los paneles en la edificación puede paliar el posible impacto visual.

2.4.6.2. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

La energía solar térmica y fotovoltaica genera una actividad económica y, como tal, contribuye a la creación de empleo, en especial al impulso de empresas de carácter local.

El tejido empresarial del sector solar en nuestro país está constituido por empresas de muy diferentes perfiles. La comercialización e instalación se realiza a través de un importante grupo de pequeños suministradores e instaladores, la fabricación de los equipos de captación solar se encuentra en manos de productores nacionales y de importadores y distribuidores de compañías extranjeras.

En España existen al menos 12 fabricantes de captadores solares. La producción de los captadores se realiza, en general, con procesos de fabricación poco mecanizados y fábricas de pequeña entidad, debido al bajo volumen de mercado y a que, tradicionalmente, el sector ha estado muy focalizado en determinadas zonas geográficas. Entre ellos, también existe un núcleo de fabricantes con cobertura nacional, cuyos procesos de fabricación están más mecanizados, que tienen un mayor

potencial económico y comercial, y que en los últimos años han incorporado a su catálogo de productos nuevas aplicaciones solares térmicas de frío y calefacción.

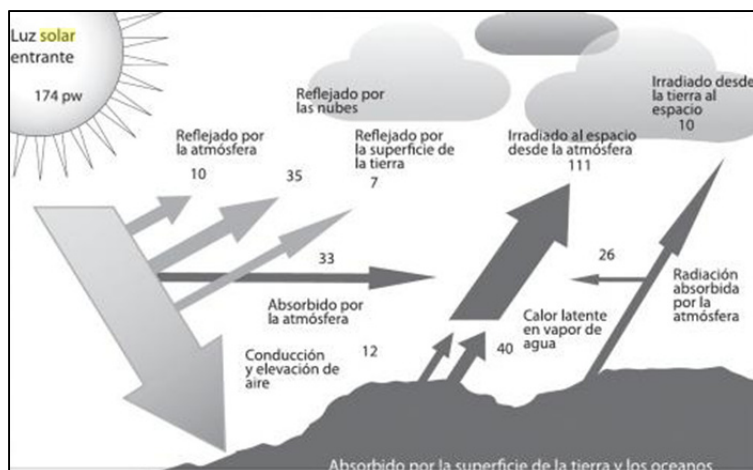
2.4.7. EL SOL Y SU APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

Como ya se ha mencionado en apartados anteriores, el Sol constituye la principal fuente de energía para todos los procesos que se desarrollan en el Planeta. Es la estrella más próxima a la Tierra; se encuentra a una distancia media de 149.600.000 km, posee un diámetro medio de 1.392.000 Km (109 veces la tierra) y una masa 333.000 veces mayor que la de nuestro planeta. Además, su densidad media es de 1,41 g/cc y los elementos más abundantes en su composición son el Hidrógeno y el Helio. En su núcleo se producen de forma continua reacciones atómicas de fusión nuclear que convierten el hidrógeno en helio, liberando en el proceso gran cantidad de energía que sale hasta la superficie visible del sol y escapa en forma de rayos solares al espacio exterior y hacia nuestro planeta por medio de fenómenos de convección y radiación.

Los rayos solares se propagan por el espacio en forma de ondas electromagnéticas de energía; fenómeno físico conocido como radiación solar, que es el responsable de que el planeta reciba un aporte energético continuo de 1.367 W/m^2 (constante solar), y que de forma anual equivale a veinte veces la energía almacenada en todas las reservas de combustibles fósiles del mundo -petróleo, carbón...- (IDAE, 2006b).

Sin embargo, la capa atmosférica supone un obstáculo al libre paso de la radiación mediante diversos efectos, entre los que cabe destacar la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por las diferentes moléculas del aire (figura 2.12). Esto hace que la intensidad que llega a la superficie, incluso en días claros y con la atmósfera muy limpia, rara vez supere los 1000 w/m^2 .

Figura 2.12: Balance de energía en la tierra



Fuente: Vicini y Micheloud (2012)

También es preciso tener en cuenta que aunque los rayos solares se trasladen en línea recta, los fotones al llegar a la atmósfera sufren difusiones y dispersiones. Esta luz difundida, finalmente llega también a la superficie, y al haber cambiado muchas veces de dirección al atravesar la atmósfera, lo hace como si proviniese de toda la bóveda celeste. A esta radiación se la conoce con el nombre de "radiación difusa". Para nuestro caso particular deberemos considerar la suma de la radiación difusa y la

radiación directa, formando así la radiación total. La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año.

Muy importante, es la inclinación con que las ondas de radiación inciden sobre una superficie, ya que esto hará que la energía se reparta en un área más o menos extensa, disminuyendo o aumentando su intensidad.

Debido a la inclinación del eje de rotación de la Tierra con respecto al plano de su órbita alrededor del Sol y su forma esférica, un mismo punto de la superficie terrestre recibe los rayos con una inclinación diferente, según la época de año, y por tanto, la energía efectiva que incide en un metro cuadrado de superficie horizontal varía considerablemente.

En invierno los rayos del sol caen con un ángulo pequeño respecto a la horizontal, lo contrario que en verano, en que el ángulo es mucho mayor, llegando a alcanzar la perpendicular en las zonas cercanas al ecuador y en los momentos centrales del día. Por esa razón, la energía total incidente en un determinado período de tiempo, también es mucho mayor en las horas centrales del día que en las horas cercanas al amanecer o a la puesta de Sol.

En primavera y verano el arco de la trayectoria solar es más grande, el Sol se eleva más sobre el horizonte y permanece más tiempo brillando en el cielo. Por el contrario, en invierno los puntos del horizonte por donde sale y se oculta están más próximos entre sí, la trayectoria es más corta y menos elevada, y el tiempo que transcurre entre el amanecer y la puesta de sol es mucho menor.

Lógicamente, cuanto mayor es la duración del día solar, más cantidad de energía se podrá recoger a lo largo del día.

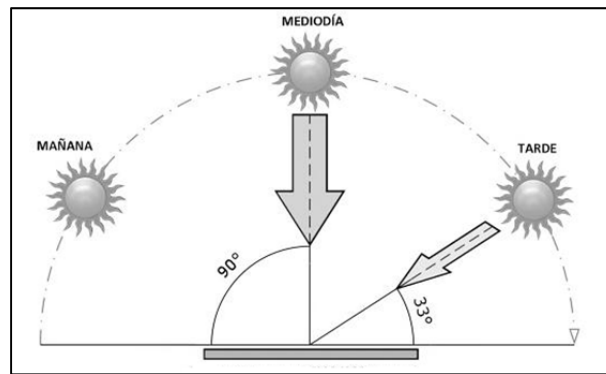
2.4.7.1. LA IRRADIACIÓN SOLAR Y EL ÁNGULO DE INCIDENCIA

La irradiación solar es la cantidad de energía solar que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Se trata pues de una medida de la energía incidente sobre dicha superficie, expresándose generalmente en $\text{KWh/m}^2/\text{día}$.

Habitualmente, para el dimensionado de solar térmica suele referirse a la irradiación solar como Hora Solar Pico (HSP), equivalente a las horas del día en que la irradiación es 1.000 W/m^2 .

El ángulo de incidencia, es el ángulo con el que un rayo de sol llega a una superficie. Cuanto más cercano esté a 90° mayor será la cantidad de energía recibida (Style, 2012). Para maximizar la captación de la energía solar, lo ideal sería que los módulos girasen con un sistema de seguimiento, como lo hace un girasol.

Figura 2.13: Ángulo de incidencia sobre un módulo horizontal



Fuente: Style (2012)

Para los cálculos se dispone de un mapa climático de España dividido en cinco zonas climáticas, en el que las zonas se han definido teniendo en cuenta la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal (h).

2.4.8. CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La clasificación de los distintos sistemas térmicos se realiza en función de la temperatura a la que se eleva el fluido calor-transportador. Los sistemas que trabajan a media y alta temperatura reciben la denominación de termoeléctricos.

- Sistemas de baja temperatura: abarca todos aquellos procesos en los que el agua no llega a estado de ebullición. Su campo de aplicación es amplio y variado: producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS), para uso doméstico, calentamiento y calefacción de piscinas, ciertos procesos industriales, etc. Existen muchos tipos de tecnologías que se usan para estos fines: colectores planos de caucho o metal en rejilla, serpentín, de capa selectiva, o los sistemas de vacío.
- Sistemas de media temperatura: destinadas a aquellas aplicaciones que exigen temperaturas de agua por encima de los 80° C y hasta los 250° C. Se destinan generalmente a procesos industriales, generación de fluidos térmicos, desalinización de agua de mar y refrigeración mediante energía solar.
- Sistemas de alta temperatura: se consiguen con campos de helióstatos (grandes cantidades de espejos dinámicamente orientados al sol que se enfocan en un punto específico). Sus aplicaciones son mayormente de dos tipos: hornos donde se pueden conseguir rápidamente temperaturas superiores a los 3000°C, y usinas para generación de electricidad mediante vapor.

Otras aplicaciones de los sistemas solares térmicos, sin uso de fluido, serían el secado solar, hornos solares y cocinas solares, estas últimas muy útiles en países en vías de desarrollo.

La energía solar térmica significa una importante oportunidad para el aprovechamiento de la radiación solar, en algunas zonas geográficas es la única forma posible de obtención de energía.

Además, se puede dividir en:

Activa: a través de medios se aprovecha de forma controlable la energía.

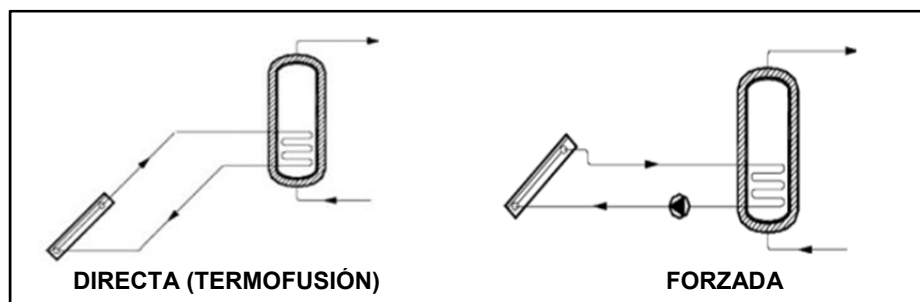
Pasiva: optimiza la construcción de los edificios para aprovechar la energía pero sin ningún elemento para captar energía. Por ejemplo estarían los invernaderos o los muros trombe.

Rufes (2012) en su libro *Energía solar térmica: técnicas para su aprovechamiento* nos presenta otra clasificación de las instalaciones solares térmicas, en función de los siguientes criterios:

- Por el principio de circulación
- Por el sistema de expansión
- Por el sistema de intercambio
- Por el sistema de energía auxiliar o de apoyo empleado
- En función de la aplicación

Según la forma como circula el fluido caloportador desde el captador hasta el acumulador, debe distinguirse entre instalaciones con circulación natural e instalaciones con circulación forzada. En las primeras, el fluido que circula por dentro del captador entra por la parte inferior y se calienta por efecto de la radiación solar incidente, disminuyendo su densidad, lo que provoca un movimiento ascendente del fluido, que sale del captador por la parte superior y llega al acumulador en donde entrega todo el calor absorbido en el captador. Al enfriarse, se produce el efecto contrario, cerrándose el circuito. La velocidad de circulación, depende de la diferencia de temperaturas entre captador y acumulador. Nos encontramos generalmente ante un sistema compacto en el que el captador y el acumulador forman una unidad. En las instalaciones con circulación forzada es una bomba la encargada de hacer circular el fluido caloportador. Ésta es colocada entre el acumulador y los captadores, es decir, en el tramo frío del circuito primario. En este caso es necesario colocar un vaso de expansión antes de la bomba. Como ventaja, en relación con el sistema anterior, en este caso es posible situar los captadores a una cierta distancia del acumulador, lo que permite conseguir grandes volúmenes de agua caliente y/o temperaturas más elevadas.

Figura 2.14: Esquema en función del principio de circulación

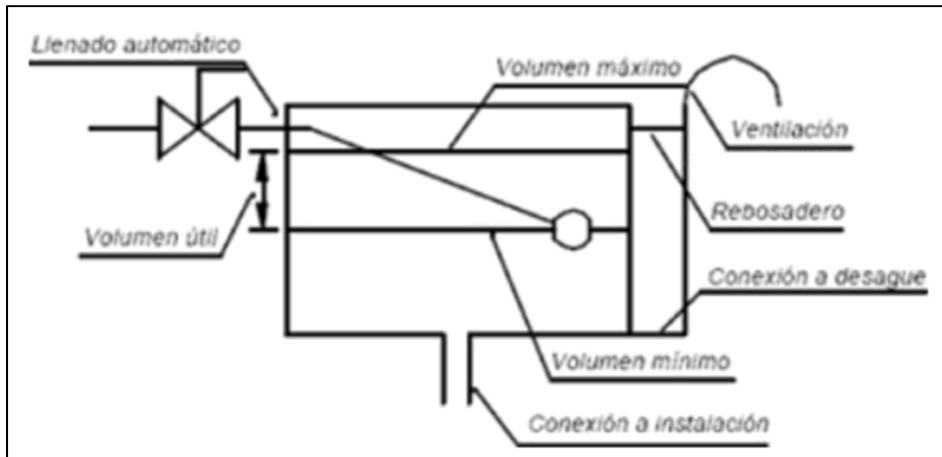


Fuente: Rufes (2012)

Atendiendo al sistema de expansión que absorbe las variaciones del fluido caloportador debidas a las diferencias de temperaturas, podemos distinguir entre sistemas abiertos y cerrados. En el sistema abierto el fluido del circuito está en contacto con la atmósfera. El vaso del circuito debe instalarse a una altura superior a la del punto más alto del circuito primario. En el sistema cerrado, el fluido del circuito primario no está en contacto con la atmósfera, sino que, el vaso de expansión tiene una membrana elástica que lo separa en dos mitades y, en una de ellas, es donde se encuentra el fluido del circuito primario, mientras que, en la otra mitad existe gas a una cierta presión. Cuando la temperatura del circuito primario aumenta, también lo hace el volumen que éste ocupa (la densidad del flujo disminuye); por lo tanto, la presión

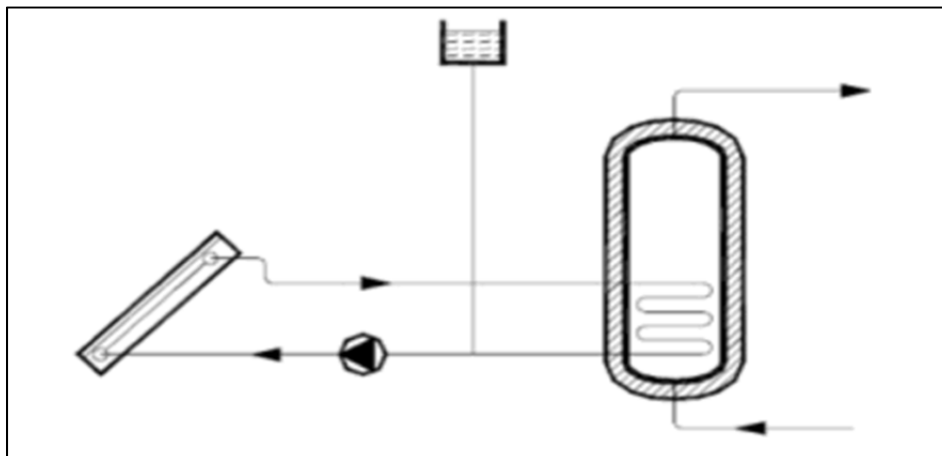
aumenta. La presión ejercida por el fluido deforma la membrana, con lo que se comprime el gas y el fluido del circuito entra dentro del vaso. Cuando la temperatura del fluido caloportador disminuye, el volumen y la presión también lo hace, y la contrapresión ejercida por el gas empuja el fluido por medio de la membrana hacia el circuito. En este caso, la conexión del vaso al circuito primario se realiza siempre desde arriba, es decir, con el vaso hacia abajo, con el fin de aumentar la duración de la membrana o diafragma.

Figura 2.15: Vaso de expansión abierto



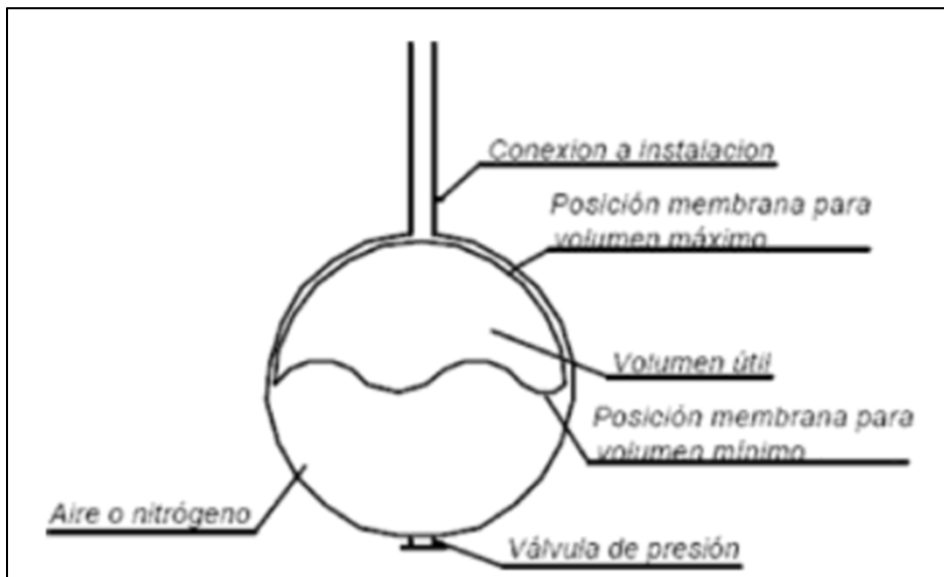
Fuente: Rufes (2012)

Figura 2.16: Instalación de vaso de expansión abierto (circuito primario abierto)



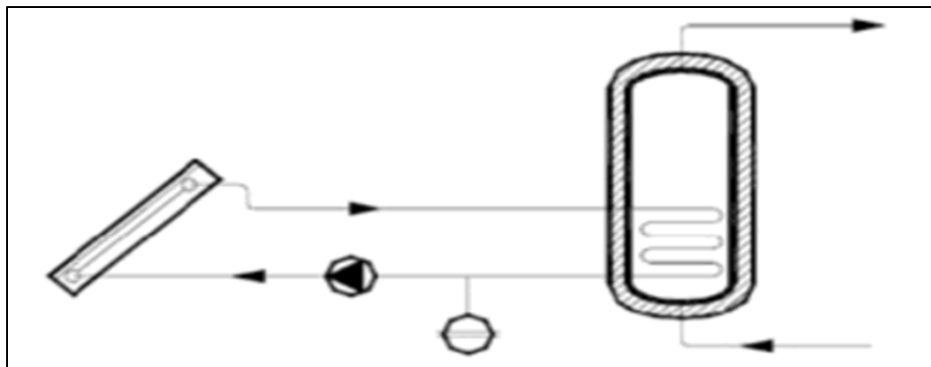
Fuente: Rufes (2012)

Figura 2.17: Vaso de expansión cerrado



Fuente: Rufes (2012)

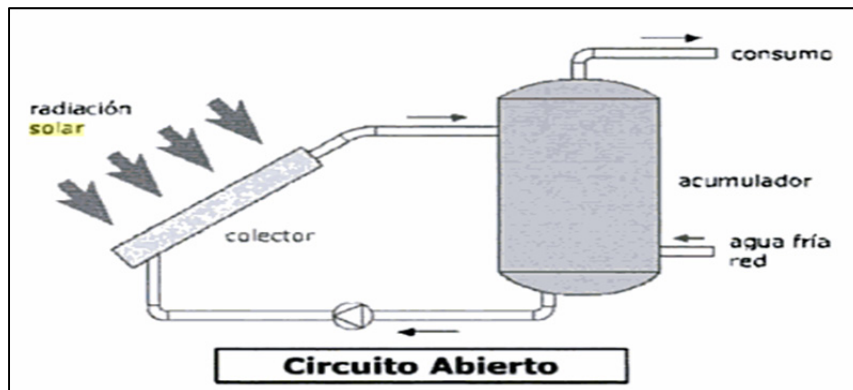
Figura 2.18: Instalación de vaso de expansión cerrado (circuito primario cerrado)



Fuente: Rufes (2012)

Según el sistema de intercambio que conecta el circuito primario y el circuito secundario, se puede distinguir entre sistemas directos y sistemas indirectos. El intercambio directo supone la existencia de un único circuito entre los colectores y el agua de consumo. Este sistema solamente se puede emplear cuando por razones climáticas no es necesario añadir al agua de los colectores un anticongelante que impida su deterioro. El Código Técnico de la Edificación no permite aportar energía convencional en el acumulador solar por disminuir el rendimiento de la instalación solar.

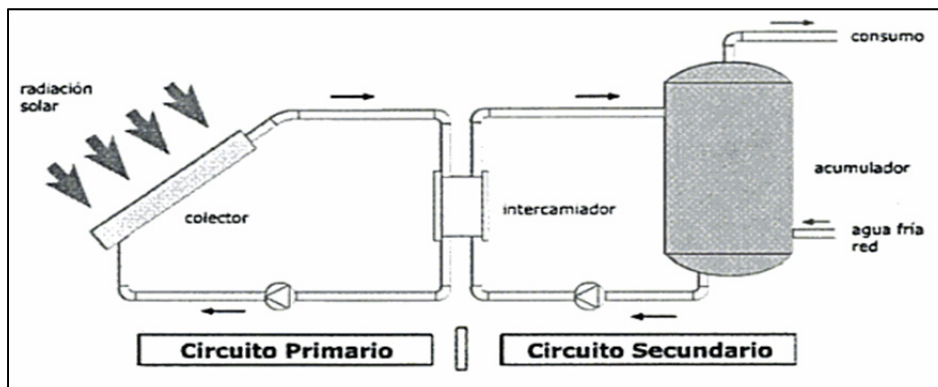
Figura 2.19: Esquema de sistema de intercambio directo



Fuente: Méndez et al. (2008)

En general, el sistema empleado es el indirecto mediante el uso de dos circuitos independientes, uno primario y otro secundario. Por el primario circulará el fluido caloportador, no apto para el consumo, y por el secundario, el agua destinada a ACS.

Figura 2.20: Esquema de sistema de intercambio indirecto



Fuente: Méndez et al. (2008)

Atendiendo a la forma de integrar el sistema de aporte de energía auxiliar con la instalación solar las instalaciones convencionales pueden ser centralizadas o individuales. El sistema convencional centralizado utiliza una instalación común para todos los vecinos con una acumulación convencional centralizada, desde donde se distribuye el ACS a cada vivienda. Por otro lado, el sistema individual instantáneo o con acumulación es individual en cada vivienda con calentadores instantáneos o con sistemas de acumulación. Se utiliza una acumulación solar centralizada que distribuya el agua precalentada a todas las viviendas y en cada una de ellas un sistema de calentamiento instantáneo o con acumulación.

Por su aplicación, las instalaciones puede ser: para calentamiento de agua sanitaria, para usos industriales, para calefacción, para refrigeración, para climatización de piscinas, de uso combinado, o instalaciones de precalentamiento.

Generalmente, salvo pequeñas instalaciones de menos de cinco paneles, las instalaciones solares son de circulación forzada, con circuitos indirectos y se acopla un sistema convencional el serie con el solar de forma que el sol precalienta el ACS y posteriormente el sistema convencional complementa, si es necesario, el aporte energético, optimizando lo máximo posible el rendimiento de la instalación (Méndez et al., 2008).

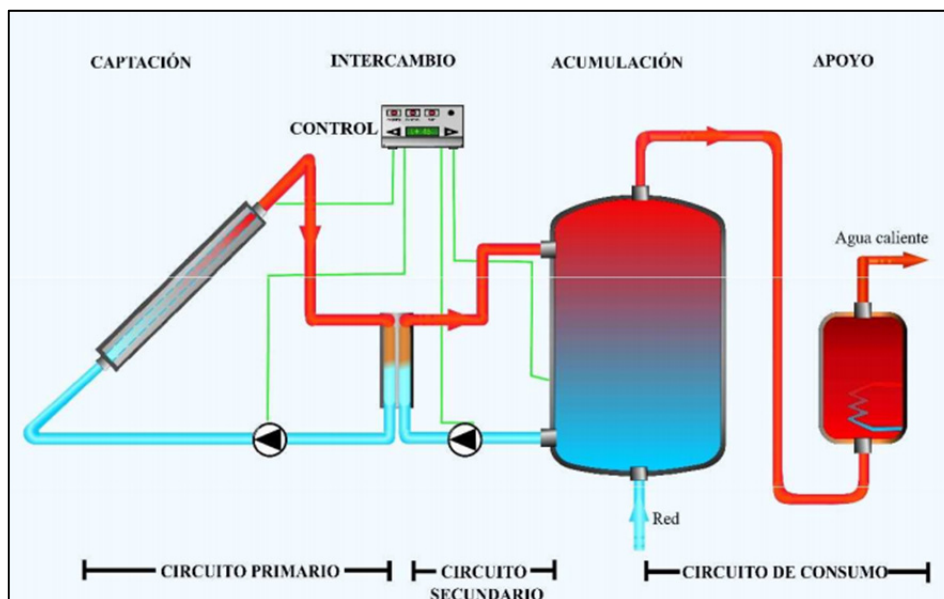
2.4.9. INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE BAJA TEMPERATURA

A continuación se describen los componentes de la instalaciones solares térmicas de baja temperatura.

2.4.9.1. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

Una instalación solar térmica, es un sistema de aprovechamiento de energía solar para producción de agua caliente como se observa en la figura 2.21

Figura 2.21: Esquema de componentes de la instalación



Fuente: IDAE (2009)

Básicamente consta de un sistema de captación, un sistema de acumulación, un sistema de intercambio, un sistema de transporte o de circulación, un sistema de apoyo o auxiliar y, por último, un sistema de control; cuyas funciones se describen más ampliamente en los siguientes subapartados.

- **SISTEMA DE CAPTACIÓN**

El sistema de captación transforma la radiación solar incidente en energía interna del fluido que circula por su interior. Está formado por los colectores solares, sus elementos de sujeción y demás accesorios.

El subconjunto de captación puede ser:

Colectores de placa plana selectivos o no selectivos. Los primeros, debido al tratamiento de la parte absorbidora, que suele ser bastante captadora y que prácticamente no se pierde nada de temperatura. Alcanzan hasta los 100 °C. Los no selectivos tienen un tratamiento no muy bueno, hasta 80°C.

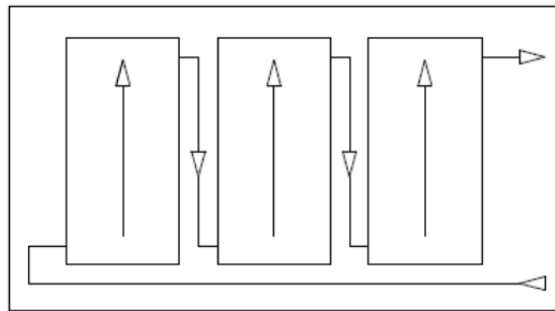
Captadores de tubo de vacío: los hay de dos tipos; de flujo directo y "heat pipe". Los de flujo directo son una serie de ampollas con unos tubos que pasan por dentro de la ampolla. Suelen alcanzar las temperaturas más altas, entre 120 y 130 grados. Dentro de las ampollas se extrae el aire para obtener un mayor poder calorífico. La "heat pipe" es la tecnología más elevada en baja temperatura. La forma es similar al anterior tipo

pero los fluidos no están en contacto, sino que son los elementos. Para conseguirlo se rellena la ampolla de un líquido refrigerante que cambia de estado rápidamente, es decir, al calentarse se vuelve gas y sube a la parte superior, mientras que la parte más enfriada se queda en la parte inferior. Tiene una serie de ventajas respecto a la de flujo directo como son que las ampollas son independientes, es decir si se rompe una, la instalación no para, tampoco pierde energía calorífica. Como principal desventaja destaca que sólo sirven para sitios poco calurosos y son caros.

Captadores planos sin cubierta de polipropileno: son tubos soldados entre sí y unidos. Van al exterior, sin aislamiento, ni cofre, ni cristal. La única aplicación es para el calentamiento de piscinas ya que el rendimiento es bajo.

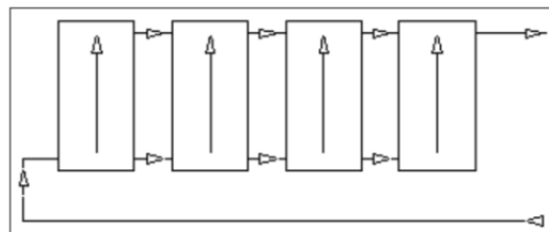
El acoplamiento entre los colectores puede ser en serie o en paralelo. El acoplamiento en serie de los colectores tiene como consecuencia un aumento de la temperatura del agua, a costa de disminuir el rendimiento de la instalación, debido que al ir pasando el fluido de un colector a otro, la temperatura de entrada en cada uno va aumentando y por lo tanto disminuyendo la eficacia global del sistema como se puede apreciar en la fórmula de rendimiento. Esto es por lo que no son muchas las veces que se tiende a esta solución, sólo en algunas aplicaciones en las que es necesario una temperatura superior a la de los 60°C.

Figura 2.22: Conexión en serie



Lo más habitual es disponer los colectores acoplados en paralelo, o en caso de disponerse en varias filas colocarse éstas también en paralelo. De cualquier forma estas deberán tener el mismo número de unidades y estar colocadas paralelas, horizontales y bien alineadas entre sí.

Figura 2.23: Conexión en paralelo



El número de captadores que se pueden conectar en paralelo tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante, debiéndose instalar válvulas de cierre en la entrada y salida de las distintas baterías de captadores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc.

La colocación del campo de colectores debe asegurar que el recorrido hidráulico sea el mismo para todos los colectores, de no ser así, los saltos térmicos de los colectores serían diferentes de unos a otros, reduciéndose el rendimiento global de la instalación. A fin de garantizar el equilibrio hidráulico, es necesario disponer las conexiones de los colectores entre sí de forma que se realice el llamado “retorno invertido”.

- **SISTEMA DE ACUMULACIÓN O ALMACENAMIENTO**

El sistema de acumulación almacena la energía interna producida en la instalación. La forma más sencilla y habitual de almacenamiento es mediante acumuladores de agua caliente, los cuales suelen ser de acero con recubrimiento interior epoxídico, acero inoxidable, aluminio o fibra de vidrio reforzado. La forma del acumulador suele ser cilíndrica, siendo la altura mayor que el diámetro, haciendo de esta manera que se favorezca el fenómeno de la estratificación. Esto es, al disminuir la densidad del agua con el aumento de la temperatura, cuanto mayor sea la altura del acumulador mayor será la diferencia de temperatura entre la parte inferior y la parte superior del mismo, es decir, mayor será la estratificación. Por la parte superior extraemos agua para su consumo, mientras que el calentamiento solar se aplica en la parte inferior, así hacemos funcionar a los colectores a la mínima temperatura posible, aumentando por tanto su rendimiento.

- **SISTEMA DE INTERCAMBIO**

El sistema de intercambio realiza la transferencia de calor entre fluidos que circulan por circuitos diferentes y está formado por aquellos elementos de la instalación encargados de transferir la energía captada en los colectores solares hasta el depósito de acumulación de agua caliente sanitaria. Entre los elementos que pertenecen a este grupo está el intercambiador, tuberías, válvulas y demás piezas que forman parte integrante del sistema de transporte de calor.

Según el sistema de termotransferencia, las instalaciones se clasifican en dos grupos, las de transferencia térmica directa y las de transferencia térmica indirecta.

El caso más general es de sistema indirecto, es decir, que existe un intercambiador térmico tal que el fluido del circuito primario no está en contacto con el agua caliente sanitaria. Existen restricciones de tipo legal para que el agua de consumo no pase a través de los colectores.

Al seleccionar un sistema indirecto, se ha de disponer de un elemento que separe el circuito primario del secundario, haciéndolo independientes, el intercambiador, que puede estar incluido dentro del acumulador, denominándose intercambiador interno, o bien, puede ser totalmente externo al acumulador.

Por último, también es necesario contar con el depósito de expansión, que absorbe las dilataciones que experimenta el fluido caloportador debido a los cambios de temperatura.

- **SISTEMA DE TRANSPORTE O DE CIRCULACIÓN**

Está formado por tuberías y elementos de impulsión y aislamiento térmico adecuados, diseñados para transportar la energía producida.

- **SISTEMA DE APOYO O AUXILIAR**

Elemento de apoyo a la instalación solar para complementar el aporte solar en periodos de escasa radiación solar o de demanda de energía superior a la prevista de manera que siempre se supla la demanda térmica del usuario.

Las diferentes posibilidades son: aplicar directamente en el acumulador la energía de apoyo, situar la energía de apoyo en un segundo acumulador alimentado por el primero o situar un sistema de apoyo instantáneo después del acumulador.

- **SISTEMA DE CONTROL**

Asegura el correcto funcionamiento del conjunto, puesto que si careciese de él, la instalación podría no aportar energía útil en los momentos en que pudiese hacerlo e incluso actuar de forma contraria, disipando energía acumulada al exterior.

El método más habitual consiste en un regulador diferencial, el cual compara la temperatura del colector con la existente en la parte inferior del acumulador, de modo que cuando la temperatura en el colector sea mayor que en el acumulador en una cantidad fijada en dicho regulador, éste pondrá en marcha el electrocirculador.

2.4.10. CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los sistemas solares fotovoltaicos, independientemente de su utilización y tamaño de potencia pueden ser clasificados como sigue:

- Aislados con o sin baterías. Tienen como objetivo satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o ésta es de difícil acceso. Estos sistemas suelen estar equipados con sistemas de acumulación de energía, puesto que, sólo proporcionan energía durante el día y, la demanda se produce durante el día y la noche. Hay aplicaciones aisladas que no requieren acumuladores puesto que funcionan cuando haya sol, como por ejemplo un sistema de bombeo de agua.
- Conectados a red. Estos sistemas no tienen acumulación, puesto que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica. Se puede contemplar dos tipos de usos: producción solar fotovoltaica tendente al auto abastecimiento con apoyo en la red en momentos en los que falte energía o para volcar los excedentes de energía o; inyección a la red de toda la producción de la instalación fotovoltaica mientras se realiza un consumo normal de la red (esta era sin duda, hasta la actualidad, la opción económicamente más interesante, puesto que se primaba la producción de energía eléctrica con fuentes renovables, pero con los últimos cambios que ya se han mencionado en el capítulo primero del presente trabajo, esta opción deja de ser la más interesante económicamente).
- Híbridos; en combinación con otro tipo de generación de energía eléctrica. En general se utiliza la energía eólica. Estas combinaciones suelen utilizarse para aprovechar algún recurso energético próximo a la instalación o para conseguir mayor fiabilidad en el suministro de energía.

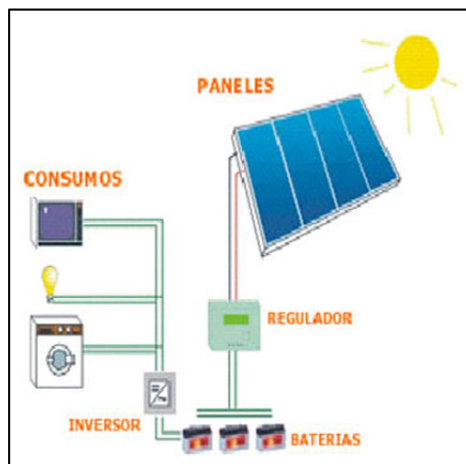
2.4.11. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

De forma general, los componentes de un sistema fotovoltaico son los siguientes:

- Generador fotovoltaico: encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.
- Baterías o acumuladores: almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en los períodos en los que la demanda excede la capacidad de producción del generador fotovoltaico.
- Regulador de carga: encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobre tensiones que puedan destruirla.
- Inversor o acondicionador de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.
- Elementos de protección del circuito: interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc... dispuestos entre diferentes elementos del sistema para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situación de sobrecarga.

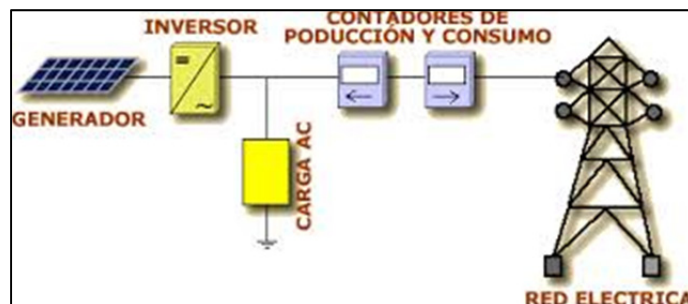
Los componentes principales para un sistema aislado son; los módulos captadores, el regulador de carga (protege a los acumuladores de un exceso de carga (almacena la energía sobrante), y de la descarga por exceso de uso) el sistema de acumulación, el inversor (transforma corriente continua en alterna) y los elementos de protección del circuito.

Figura 2.24: Esquema de un sistema solar fotovoltaico aislado



Para un sistema conectado a la red, los componentes principales son; los módulos captadores, el inversor para conexión a la red (maximiza la producción; transforma la corriente continua en alterna y decide el momento de introducirla en la red de distribución), los elementos de protección del circuito y, el contador de energía (que mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su período de funcionamiento).

Figura 2.25: Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red



2.4.12. NORMATIVA DE APLICACIÓN

- **CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN (CTE)**

Es el marco normativo por el que se regulan las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios, incluidas sus instalaciones, para satisfacer los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad.

El CTE establece dichas exigencias básicas para cada uno de los requisitos básicos de "seguridad estructural", "seguridad en caso de incendio", "seguridad de utilización", "higiene, salud y protección del medio ambiente", "protección contra el ruido" y "ahorro de energía y aislamiento térmico". Éstas deben cumplirse tanto en el proyecto, como en la construcción, el mantenimiento y la conservación de los edificios y sus instalaciones.

En la sección HE 1 de este documento, se hace referencia a la limitación de demanda energética, agrupando las características con las que limitar adecuadamente la demanda de energía en el edificio para alcanzar el "bienestar térmico", en función del clima de la localidad, del uso del edificio, de la estación...

En la sección HE 4 se recoge la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria. Esta Sección es aplicable a los edificios de nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes de cualquier uso en los que exista una demanda de agua caliente sanitaria y/o climatización de piscina cubierta.

El HE 5 establece la contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica y su ámbito de aplicación se reduce a los edificios de los usos indicados (Hipermercado, Multi-tienda y centros de ocio, Nave de almacenamiento y distribución, Instalaciones deportivas cubiertas, Hospitales, clínicas y residencias asistidas y Pabellones de recintos feriales) que deberán incorporar sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos.

La sección HS4 establece los caudales mínimos de agua caliente sanitaria en función de los aparatos a los que sea necesario dar servicio.

- **REGLAMENTO DE LAS INSTALACIONES TÉRMICAS DE LOS EDIFICIOS (RITE)**

Constituye el marco normativo básico en el que se regulan las exigencias de eficiencia energética y de seguridad que deben cumplir las instalaciones térmicas en los edificios para atender la demanda de bienestar e higiene de las personas.

Se desarrolla con un enfoque basado en prestaciones u objetivos, es decir, expresando los requisitos que deben satisfacer las instalaciones térmicas sin obligar al uso de una determinada técnica o material ni impidiendo la introducción de nuevas tecnologías y conceptos en cuanto al diseño. Este enfoque se contrapone al enfoque tradicional de especificaciones técnicas detalladas que limitan la gama de soluciones aceptables e impiden el uso de nuevos productos y de técnicas innovadoras.

- **PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES SOLARES DE BAJA TEMPERATURA**

El objeto de este documento es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares térmicas para calentamiento de líquido, especificando los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad.

3

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DEL PROYECTO

3.1. OBJETO

En el presente capítulo se estudiarán, desde el punto de vista de su viabilidad técnica, las soluciones más adecuadas para la implantación de energías renovables basadas en el aprovechamiento solar y eólico en la Escuela Universitaria de Arquitectura Técnica (A Coruña). Mediante la implantación de estas fuentes de energía se pretende contribuir, con el mayor porcentaje posible, a la demanda energética del centro favoreciendo el autoconsumo de la EUAT, así como, minimizando el impacto ambiental.

Además, en la actualidad, la EAUT no dispone de Agua Caliente Sanitaria (ACS) en los aseos y laboratorios, por lo que se ofrece una solución para suministro de ACS para aseos, cafetería, cocina y laboratorios con paneles solares térmicos y sistema de apoyo mediante una caldera de biomasa de policombustible.

3.2. ALCANCE

En este proyecto se abordan los aspectos siguientes:

- **Sistema eólico**
 - ✓ Distribución mensual del viento
 - ✓ Velocidad del viento a diferentes alturas del torre
 - ✓ Selección de la turbina
 - ✓ Estimación de la energía producida con el aerogenerador escogido.
- **Sistema solar fotovoltaico**
 - ✓ Estimación de la irradiación solar en la zona
 - ✓ Estimación del ángulo óptimo para la inclinación de los módulos
 - ✓ Estimación del modelo y número de captadores para la potencia eléctrica precisa.
- **Sistema solar térmico de baja temperatura para ACS**
 - ✓ Estimación de la irradiación solar en la zona
 - ✓ Estimación del ángulo óptimo para la inclinación de los módulos
 - ✓ Estimación del modelo y número de captadores necesarios para la demanda precisa.

3.3. ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA EUAT

Antes de pasar a la fase de diseño, es necesario realizar un análisis de las necesidades energéticas de la Escuela.

Para ello, se solicita la información relativa a los consumos energéticos de la EUAT al Servicio de Arquitectura, Urbanismo e Equipamentos da UDC (SAU), responsable de gestionar esta documentación.

Al facilitar los datos, el SAU informa de que existe un contador único para la Escuela Técnica Superior de Arquitectura (ETSA), Escuela Universitaria de Arquitectura Técnica (EUAT) y Casa del Francés, por lo que los consumos se asignan en función de la superficie total de cada uno de los edificios (tabla 3.1).

Tabla 3.1: Distribución de superficies de la ETSA, EUAT y Casa do Francés

CENTRO	m ²	% superficie
Escola Técnica Superior de Arquitectura	8.276,41	44,65%
Escola Universitaria de Arquitectura Técnica	9.816,20	52,95%
Casa do Francés	445,45	2,40%
TOTAL	18.538	100,00%

Fuente: Servizo de Arquitectura, Urbanismo e Equipamentos da UDC (2014)

Por lo tanto, en función de la superficie, a la EUAT, le corresponde un porcentaje del 52,95% del consumo total.

Los consumos mensuales del conjunto de los tres edificios son los que se adjuntan en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Consumos mensuales ETSA+EUAT+SAPE año 2013

CAMPUS DA ZAPATEIRA: ETSA + EUAT + C. FRANCÉS		
MES	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)	CONSUMO (€)
Enero	83.063	11.508,59
Febrero	81.880	11.369,45
Marzo	78.515	10.890,61
Abril	89.433	12.302,01
Mayo	71.053	9.750,41
Junio	56.925	7.790,21
Julio	56.097	7.674,15
Agosto	37.163	5.637,05
Septiembre	59.569	8.116,53
Octubre	68.732	9.117,28
Noviembre	81.728	10.551,73
Diciembre	81.799	10.619,71
TOTAL	845.957	115.327,73

Fuente: Servizo de Arquitectura, Urbanismo e Equipamentos da UDC (2014)

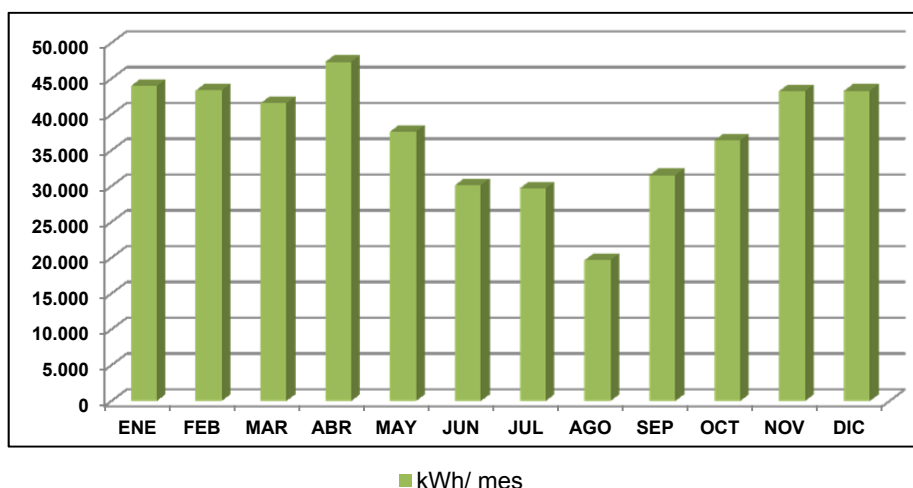
Los consumos eléctricos en kWh de la Escuela Universitaria de Arquitectura Técnica son los que se presentan en la tabla 3.3.

Tabla 3.3: Consumos mensuales EUAT año 2013

ESCUELA UNIVERSITARIA DE ARQUITECTURA TÉCNICA		
MES	CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)	CONSUMO (€)
Enero	43.983,19	6.093,98
Febrero	43.356,77	6.020,31
Marzo	41.574,95	5.766,75
Abril	47.356,21	6.514,11
Mayo	37.623,70	5.163,00
Junio	30.142,70	4.125,04
Julio	29.704,26	4.063,59
Agosto	19.678,40	2.984,91
Septiembre	31.542,74	4.297,83
Octubre	36.394,70	4.827,75
Noviembre	43.276,29	5.587,31
Diciembre	43.313,88	5.623,31
TOTAL	447.947,80	61.067,88

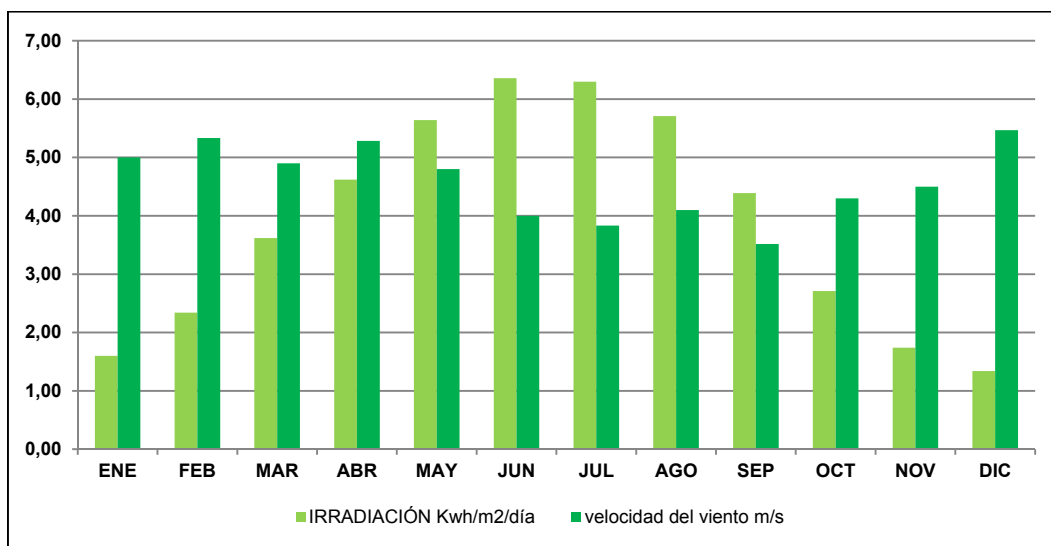
En el gráfico 3.1 se representa la demanda mensual de energía eléctrica en la EUAT en el año 2013.

Gráfico 3.1: Demanda mensual de energía eléctrica (kWh) en la EUAT año 2013



La gráfica anterior pone de manifiesto cómo la demanda eléctrica es máxima en los meses que se corresponden con las estaciones de invierno y otoño y mucho más reducida en los meses de verano, llegando a ser en agosto muy inferior al 50% (41,55%) del mes con mayor demanda (abril). Este mismo patrón, es el que se produce con el potencial eólico, pues el aprovechamiento de la energía cinética de las corrientes del aire es mayor en invierno y otoño y se ve reducido en primavera y verano. Caso contrario, es lo que sucede con el potencial solar, pues en verano la irradiación en $Kwh/m^2/día$ es muy superior a los meses de invierno. Por lo tanto, las curvas de producción eléctrica (eólica y solar) se complementan, como se observa en el gráfico 3.2, aportando la energía eólica su mayor potencial en los meses de invierno y, la energía solar fotovoltaica en verano.

Gráfico 3.2: Gráfico tipo de distribución mensual de potencial eólico y solar



En primer lugar, se realizará el estudio eólico para la implantación de uno o varios aerogeneradores que suministren energía eléctrica a la EUAT.

3.4. ESTUDIO EÓLICO

Una vez realizado el estudio de la demanda eléctrica de la EUAT es necesario conocer qué porcentaje de esa energía podrá ser suministrada en función del emplazamiento elegido para instalar el/los aerogeneradores.

La potencia eólica de una zona se determina mediante una ecuación que depende de la densidad del aire, de la velocidad del viento y del área barrida por las palas:

$$P_{EÓLICA} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Por lo tanto, es necesario conocer la velocidad del viento en la ubicación elegida.

La ubicación para la instalación, que se presenta en la siguiente fotografía, ha sido seleccionada basándose en varios criterios:

- Está muy próxima a la EUAT.
- El terreno es propiedad de la Universidade da Coruña.
- No existen edificaciones de gran altura en sus proximidades.
- Se encuentra en cotas más elevadas que las edificaciones más cercanas.



Para estimar la velocidad media del viento en la ubicación se ha utilizado el Atlas Eólico de España, propiedad del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), desarrollado por la empresa Meteosim Truewind con el doble objetivo de, por un lado, servir de apoyo a las administraciones públicas en la elaboración de planificaciones relacionadas con el área eólica y, por otra parte, como herramienta para el público en general que permita identificar y realizar una evaluación inicial del recurso eólico existente en cualquier área del territorio nacional. El sistema de navegación es un Sistema de Información Geográfico (SIG) que permite estimar el recurso eólico en cada nodo generado en el mapa (mallado microescalar de 100 m).

En relación con los datos del “recurso eólico”; el SIG dispone de dos capas con sendas redes de resoluciones a 2,5 km y 100 m respectivamente. Cada elemento de estas capas tiene un fichero de texto asociado y en algunos casos también una imagen (rosas de viento).

La capa representada mediante un círculo verde (2,5 km) presenta la frecuencia anual (porcentaje de horas que el viento sopla en una dirección), velocidad media (como una fracción de la velocidad media en todas las direcciones), potencia media y parámetro C y K de Weibull. También se indican las coordenadas UTM del punto consultado.

Además los puntos representados mediante círculo azul contienen una representación gráfica de varios de los parámetros comentados.

La capa representada mediante un círculo naranja (100 m) contiene dos tipos de datos. Por un lado, contiene los valores de velocidad media y los parámetros C y K de Weibull para 4 alturas (30, 60, 80 y 100 m); las coordenadas UTM; la elevación y; la rugosidad del punto consultado. Por otro lado, también se presentan los valores de velocidad media, así como, los parámetros de C y K de Weibull para las cuatro estaciones del año en una altura modelizada de 80 m.

Las coordenadas de la ubicación son:

Coordenadas UTM ZONA 30 ED 50: x: 61753,4496

y: 4811702,17

Coordenadas geográficas: Longitud: -8.406316

Latitud: 43.328357

Las coordenadas del punto se encuentran entre dos círculos naranjas correspondientes a la capa de información de 100 m, por lo que para obtener los datos relativos al punto concreto se interpola entre los datos correspondientes a ambos; obteniendo los siguientes datos (tabla 3.4):

Tabla 3.4: Datos medios anuales a altura de 30 m para las coordenadas de ubicación

Coordenadas UTM (m): 61753,4811702	
Rugosidad (m): 0,3	
Altura	30 m
Velocidad (m/s)	5,11
Weibull C (m/s)	5,968
Weibull K	1,982

Pero estos datos aportados por el Atlas son anuales, y lo que se quiere obtener son datos por estaciones (trimestrales) que el Atlas sólo aporta para una altura de 80 m, que no se corresponde con la altura a la que se quiere realizar la instalación eólica (30 m).

Así, conocidos los parámetros de la distribución de weibull⁴ para una altura, si se desea estimar sus valores para otra altura diferente; Justus y Mikhail (1976) desarrollaron unas expresiones aproximadas para obtener los parámetros K y C cuyo uso está recomendado sólo para alturas menores a 100 m:

$$k' = k \left[\frac{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}{-0,088 \ln \left(\frac{z'}{10} \right)} \right]$$

⁴ La expresión analítica más usada en estudios de energía eólica para representar la probabilidad de velocidades de viento es la distribución de Weibull. Ésta consta de dos parámetros: el parámetro de forma k (adimensional) y el factor de escala A (m/s). La expresión de Weibull expresada en función de estos parámetros proporciona un método empírico preciso para la representación de la distribución de probabilidades de viento en una ubicación.

$$c' = c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta$$

En donde el coeficiente β viene dado por la siguiente expresión:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}$$

Siendo;

- z** Altura a la que se conocen los datos (m)
- z'** Altura a la que se desean conocer los datos (m)
- k** Parámetro a la altura conocida
- c** Parámetro a la altura conocida (m/s)

Pero debido a que la variación de velocidad depende del terreno y de la altura a la que se tome, también hay que corregir la velocidad según la siguiente ecuación:

$$v_{h_2} = v_{h_1} \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^b$$

Siendo;

- v_{h1}** Velocidad del viento a la altura h₁
- v_{h2}** Velocidad del viento a la altura h₂
- b** Coeficiente que depende del nivel de rugosidad del terreno.

En la tabla 3.5 se detallan diferentes valores del coeficiente b en función de distintos tipos de terreno:

Tabla 3.5: Valores del coeficiente b en función del nivel de rugosidad del terreno

Nivel de rugosidad del terreno	b
No rugoso (arena, nivele, mar)	0-10-0,13
Poco rugoso (hierba, campo de cereales)	0,13-0,20
Rugoso (bosque, casa pequeñas)	0,20-0,27
Muy rugoso (edificios grandes)	0,27-0,40

Así pues, suponiendo que el rotor del aerogenerador estará situado a 30 m de altura y que la zona donde se ubicará es poco rugosa (b=0,20) las velocidades corregidas y los parámetros K y C son las que se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Datos medios estacionales corregidos a 30 m de altura para las coordenadas de ubicación

Coordenadas UTM (m): 61753,4811702				
Altura 30 m	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Velocidad (m/s)	5,00	3,98	5,33	5,92
Weibull C (m/s)	5,53	4,29	5,78	6,65
Weibull K	2,03	2,000	1,768	1,889

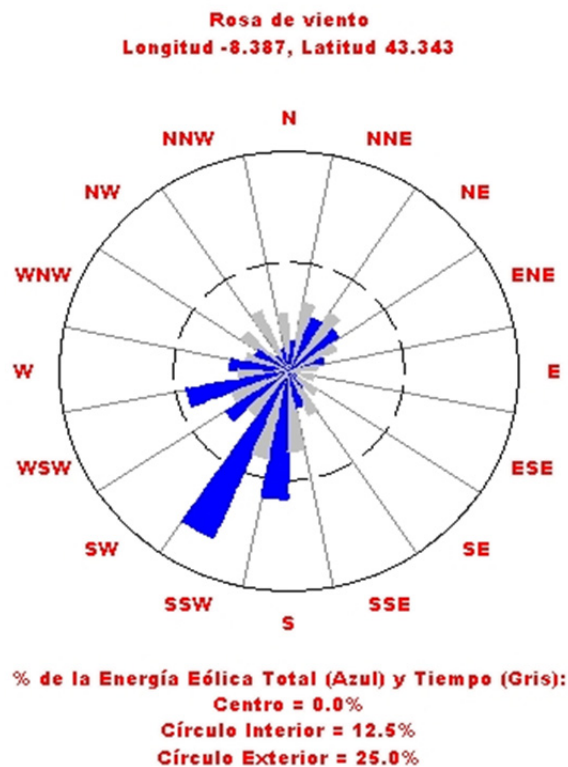
Las coordenadas del punto previsto para la instalación se encuentran a una distancia aproximada de 1.056,208 m de un círculo verde correspondiente a la capa de información de 2,5 km, que ofrece información sobre las direcciones del viento y sus frecuencias (tabla 3.7).

Tabla 3.7: Datos de dirección del viento, frecuencia, velocidad, potencia y parámetros C y K

Coordenadas UTM (m): 60942, 4810770					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	7.36	5.226	3.48	6.012	2.243
NNE	8.20	6.337	6.39	7.144	2.296
NE	7.69	6.242	5.62	7.019	2.327
ENE	5.67	5.931	3.62	6.637	2.241
E	3.23	4.934	1.26	5.505	2.082
ESE	2.77	4.832	1.03	5.490	2.163
SE	3.37	5.690	2.08	6.372	2.032
SSE	4.70	6.629	3.96	7.328	2.300
S	8.53	7.899	14.97	9.290	2.222
SSW	11.52	8.376	24.56	9.922	2.242
SW	6.55	7.315	8.380	8.350	2.220
WSW	6.64	7.626	10.090	8.710	2.114
W	5.59	6.731	6.560	7.850	2.002
WNW	4.60	5.651	3.610	6.652	1.843
NW	5.68	4.242	1.910	5.263	2.097
NNW	7.90	4.197	2.470	5.226	2.229

Las coordenadas del punto previsto para la instalación se encuentran a una distancia aproximada de 2.440,636 m de un círculo azul que facilita el gráfico de la rosa de los vientos con las direcciones predominantes del viento (gráfico 3.3)

Gráfico 3.3: Rosa de los vientos más cercana al punto de ubicación



Las direcciones predominantes del viento se pueden determinar observando la rosa de los vientos: SSW y S. Esta será la dirección de ubicación de la instalación eólica.

Con los valores facilitados por el atlas eólico del IDAE, se pueden construir las gráficas correspondientes a cada estación en la que se represente la función de distribución de densidad de viento, donde se podrá observar qué porcentaje de viento corresponde a cada velocidad, atendiendo a la siguiente fórmula:

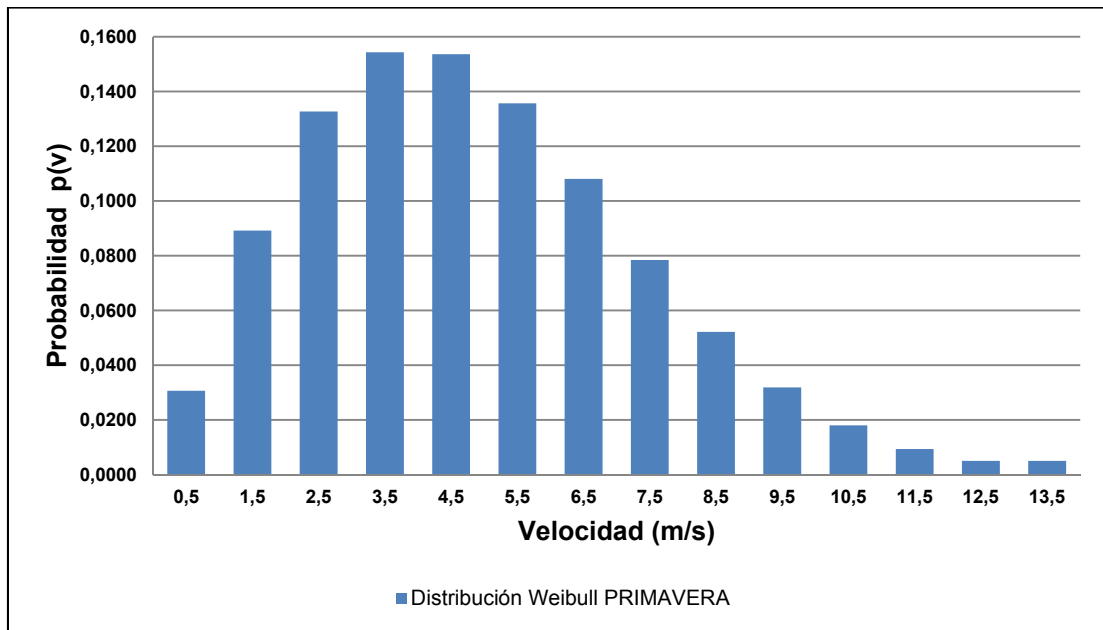
$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Siendo;

- V** velocidad del viento (m/s).
- p(v)** función densidad de probabilidad de Weibull.
- c** factor de escala (m/s), valor próximo a la velocidad media anual. También se acostumbra a designar por A.
- k** factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función p(v)

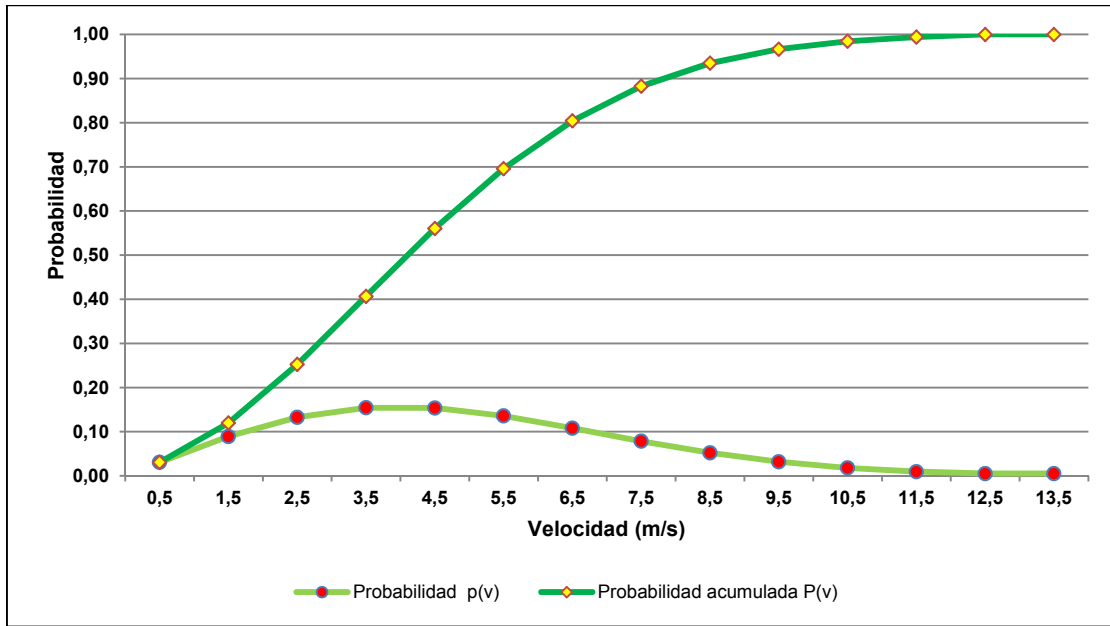
Por lo tanto, las gráficas estacionales correspondientes a la primavera son las siguientes:

Gráfico 3.4: Función de densidad de velocidades de viento en primavera



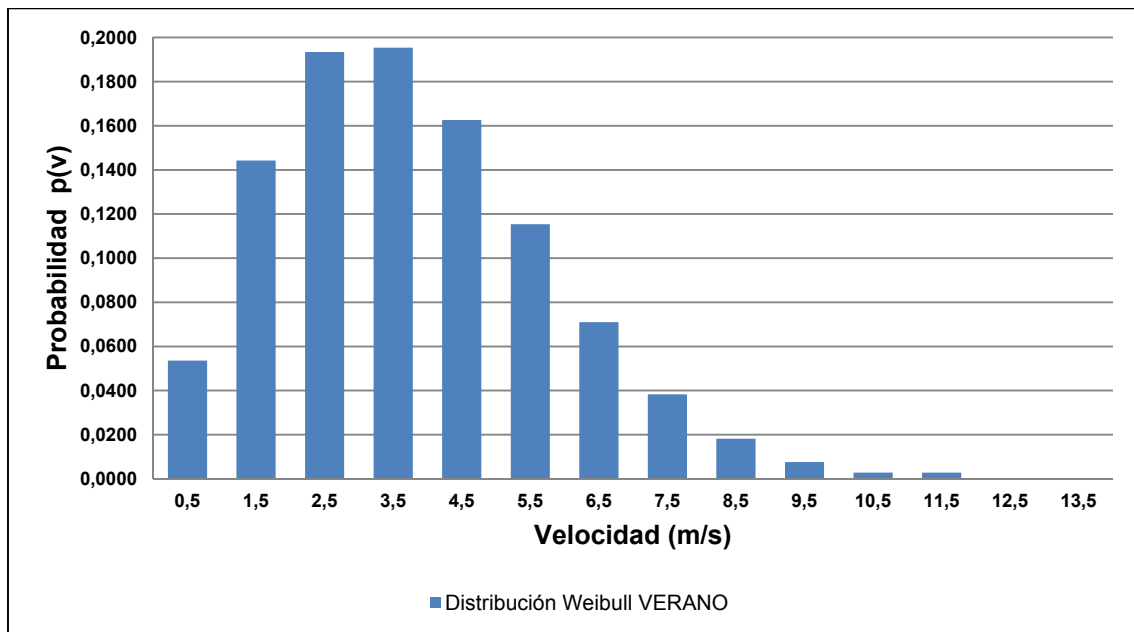
En la gráfica 3.5 se representa gráficamente de forma conjunta la función distribución de probabilidad p(v) y la probabilidad acumulada F(v).

Gráfico 3.5: Distribución de velocidades y acumulada del viento en primavera



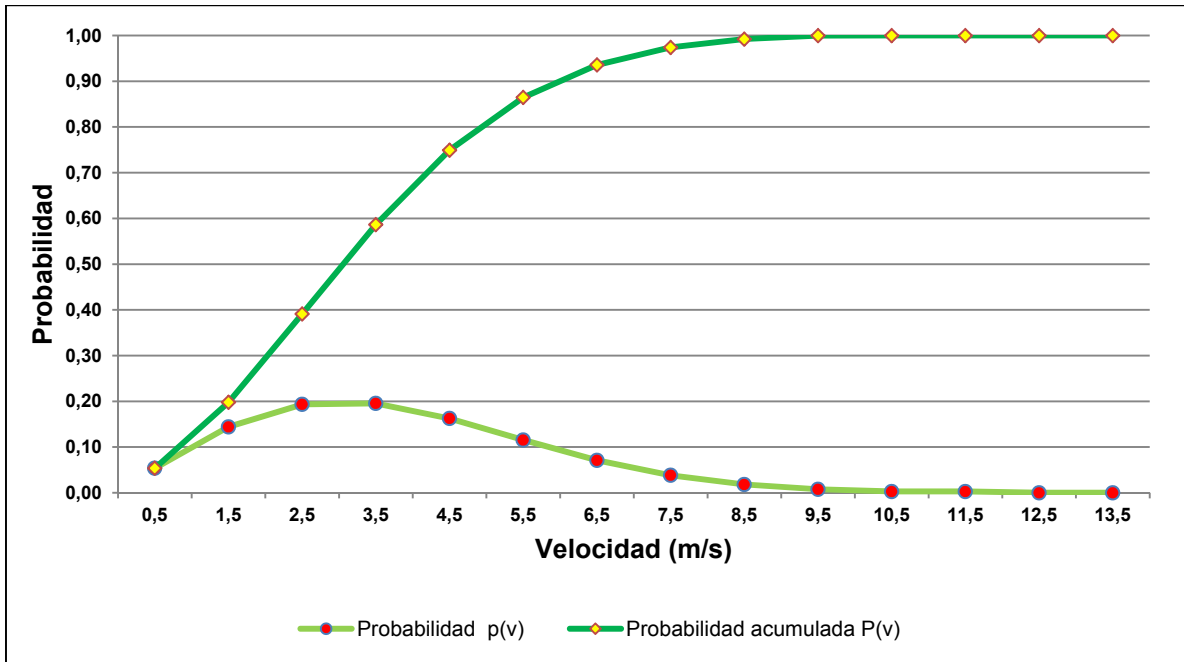
Las gráficas estacionales correspondientes al verano son las siguientes:

Gráfico 3.6: Función de densidad de velocidades de viento en verano



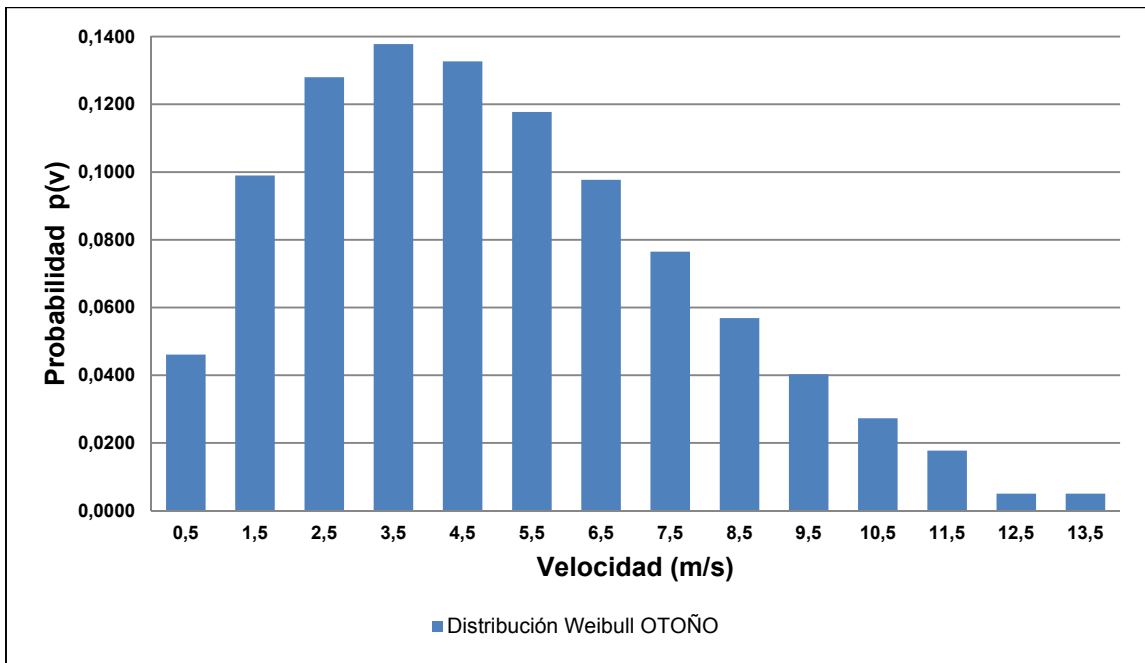
En la gráfica 3.7 se representa gráficamente de forma conjunta la función distribución de probabilidad $p(v)$ y la probabilidad acumulada $F(v)$.

Gráfico 3.7: Distribución de velocidades y acumulada del viento en verano



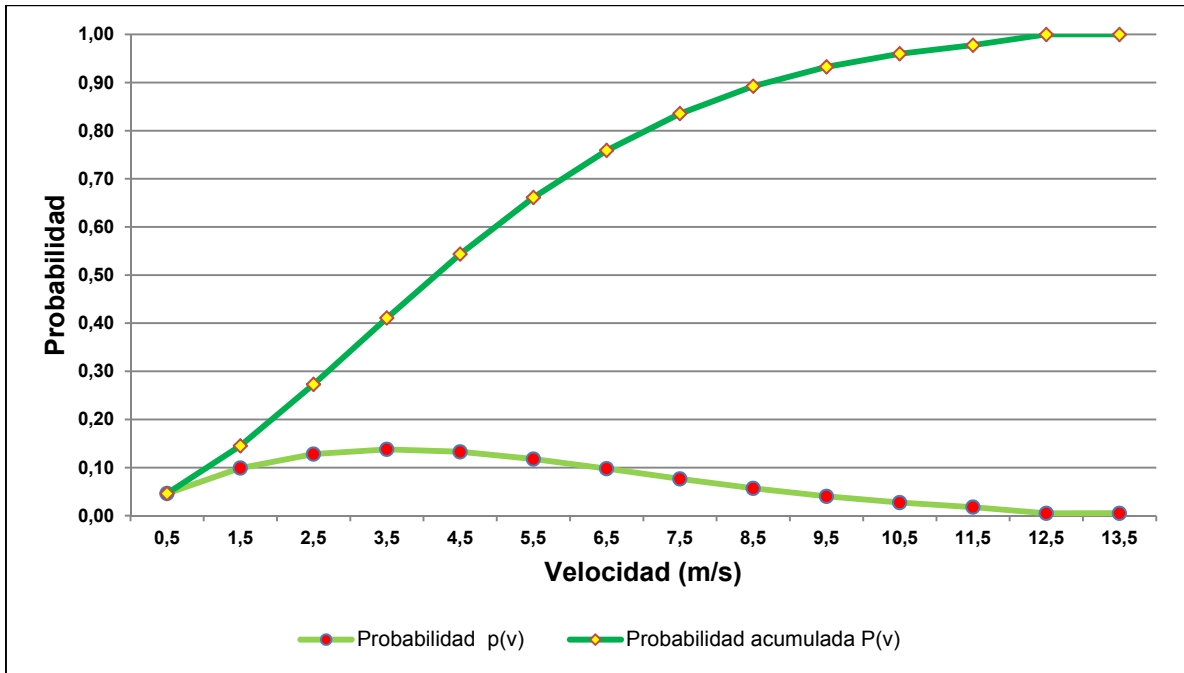
Las gráficas estacionales correspondientes al otoño son las siguientes:

Gráfico 3.8: Función de densidad de velocidades de viento en otoño



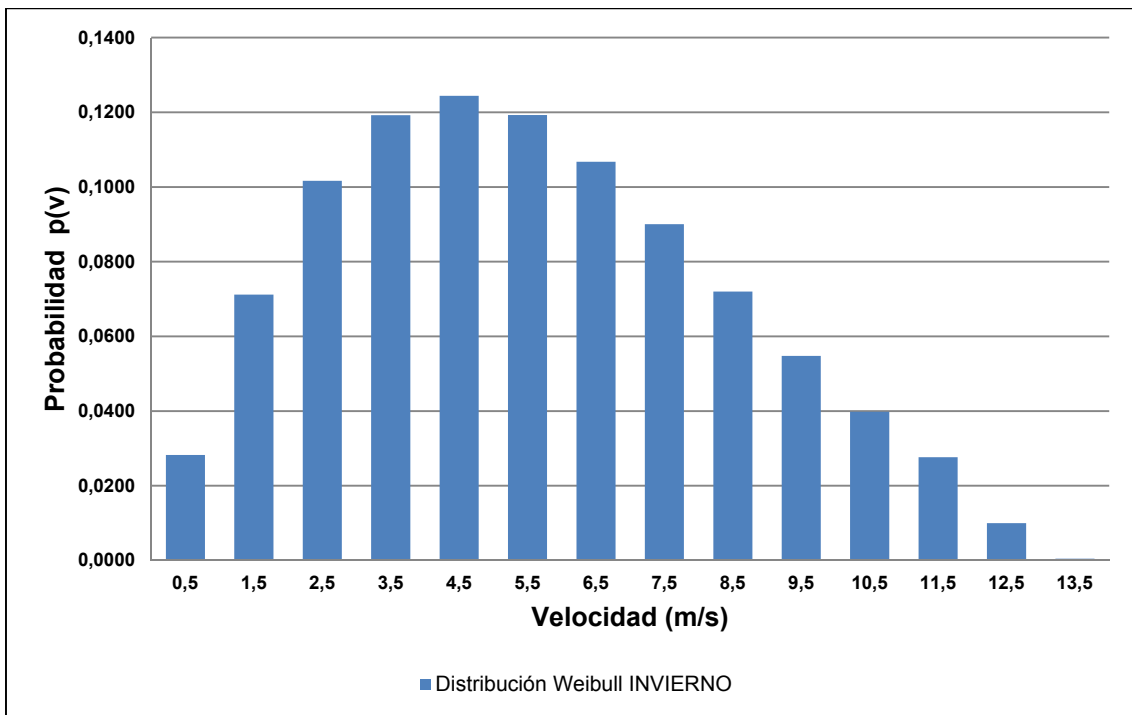
En la gráfica 3.9 se representa gráficamente de forma conjunta la función distribución de probabilidad p(v) y la probabilidad acumulada F(v).

Gráfico 3.9: Distribución de velocidades y acumulada del viento en otoño



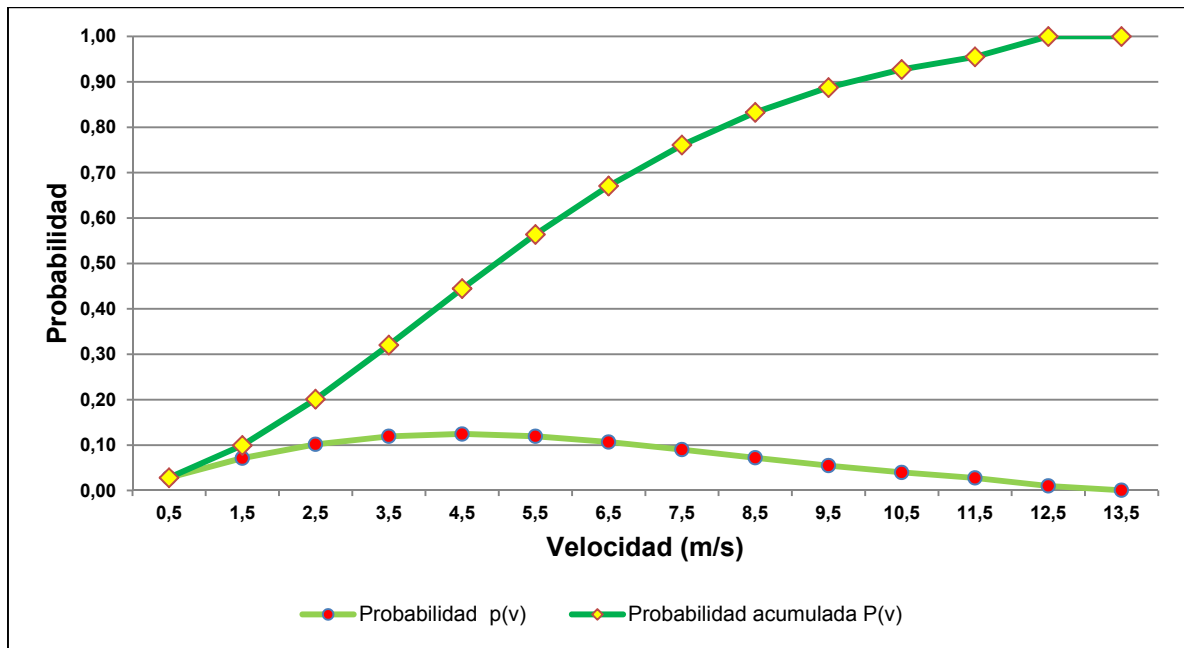
Las gráficas estacionales correspondientes al invierno son las siguientes:

Gráfico 3.10: Función de densidad de velocidades de viento en invierno



En la gráfica 3.11 se representa gráficamente de forma conjunta la función distribución de probabilidad $p(v)$ y la probabilidad acumulada $F(v)$.

Gráfico 3.11: Distribución de velocidades y acumulada del viento en invierno



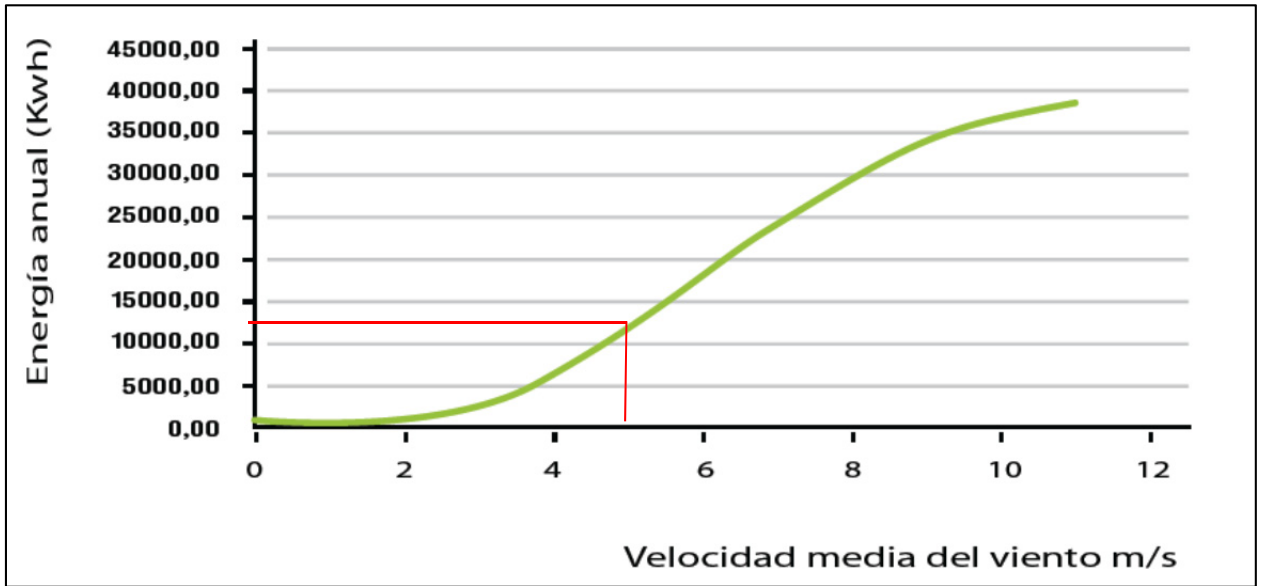
Una vez tenemos caracterizado el viento en la ubicación seleccionada es necesario proceder a seleccionar la potencia y características del aerogenerador o aerogeneradores a instalar.

El aerogenerador elegido, atendiendo a lo recogido en el capítulo 2 del presente trabajo debe de ser de eje horizontal, tripala y disponer de una curva de potencia con una baja velocidad de arranque y no muy alta velocidad nominal de viento, pues la velocidad media del viento no es muy elevada en la ubicación (media de 5 m/s) y la máxima velocidad de viento es de aproximadamente 13,5 m/s.

Para un primer estudio preliminar sobre la potencia del aerogenerador a seleccionar para el proyecto pueden resultar muy útiles las curvas de energía anual que algunos fabricantes facilitan en las fichas técnicas de sus aerogeneradores conjuntamente con la curva de potencia y demás datos técnicos. Estos gráficos nos dan una idea de la energía que suministrarían en un año para las diferentes velocidades de viento, por lo que, resultan de gran ayuda.

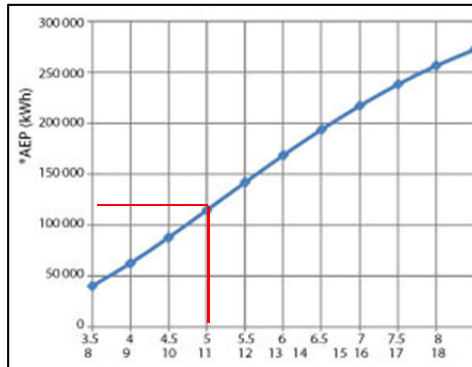
Dado que la demanda eléctrica anual es bastante elevada (447 MWh) se descartan los aerogeneradores de pequeña potencia, pues, por ejemplo, un aerogenerador WINDSPOT 7,5 KWh generaría según la gráfica facilitada por el fabricante (gráfico 3.12) para una velocidad media del viento anual de 5 m/s una producción anual de aproximadamente 12 MWh, por lo que sería necesario instalar 12 aerogeneradores de esa potencia para poder cubrir un 30% de la demanda anual total. Esta solución resulta inviable para la ubicación seleccionada, además de que, este tipo de aerogeneradores de pequeña potencia se utilizan para demandas inferiores, como por ejemplo, una vivienda unifamiliar aislada.

Gráfico 3.12: Energía anual producida por el aerogenerador WINDSPOT 7,5 kWh



Por lo tanto, es necesario seleccionar un aerogenerador de mayor potencia nominal. Un aerogenerador de 50KWh modelo Endurance E-3120 50 kW generaría para la misma velocidad media del viento unos 114 MWh anuales (gráfico 3.13), lo que obligaría a instalar al menos 2 aerogeneradores de esa potencia para llegar al 30% de la demanda anual. Esta opción no sería óptima para la ubicación seleccionada, puesto que, la instalación de dos aerogeneradores de estas dimensiones exigen de mayor superficie que la disponible para poder mantener las distancias necesarias entre ambos aerogeneradores y, además, disponer de un radio de separación con las edificaciones más próximas.

Gráfico 3.13: Energía anual producida por el aerogenerador Endurance E-3120 50 kW



Finalmente, se opta para el presente proyecto por un aerogenerador media potencia modelo GARBÍ 150-28, de 150KWh de potencia nominal, que tiene una muy buena velocidad de viento para puesta en marcha para la ubicación actual, de tan sólo 2,5 m/s y una velocidad de viento nominal de 10,4 m/s, lo que permitirá aprovechar ampliamente las condiciones de viento existentes en la ubicación seleccionada. A continuación, en la tabla 3.8 se recogen las características técnicas facilitadas por el fabricante para este aerogenerador.

Tabla 3.8: Características técnicas del aerogenerador Garbí 150-28

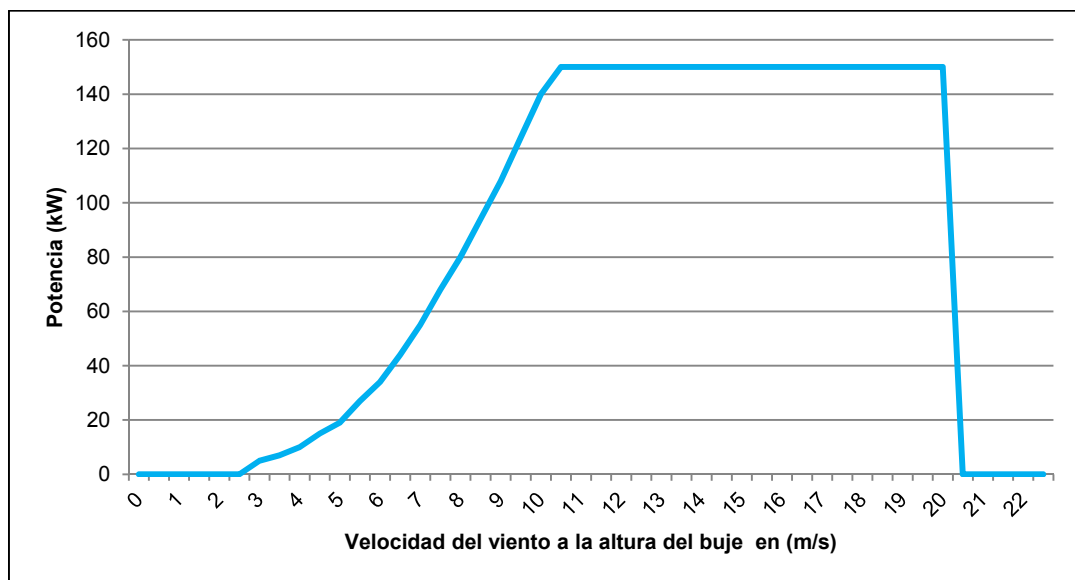
Modelo de aerogenerador	GARBÍ 150-28
Categoría IEC de clase de viento	IEC IIIA
Potencia nominal	150 kW
Diámetro del rotor	28 m
Altura del buje	35 m
Número de palas	3
Velocidad del viento para puesta en marcha	2,5 m/s
Velocidad de viento nominal para densidad de aire 1,225 kg/m ³	10,4 m/s
Velocidad de viento máxima	20 m/s
Rango de velocidades de rotor en producción	6 – 41 rpm
Relación de multiplicación	8.53
Etapas de multiplicación	2 paralelas
Rango de temperaturas de operación	-20 °C a 40 °C
Área barrida	616 m ²
Densidad de potencia	0.2436 kW/m ²
Paso	Variable
Tipo de generación	Síncrona de frecuencia variable
Tensión nominal	400 V
Intensidad nominal	270 A
Frecuencia de red	50 Hz
Peso total	28,100 Kg
Orientación de rotor	Barlovento

Figura 3.1: Ubicación del aerogenerador en el emplazamiento



La curva de potencia del aerogenerador, facilitada por el fabricante, es la siguiente (gráfico 3.13):

Gráfico 3.13: Curva de potencia del aerogenerador Garbí 150-28



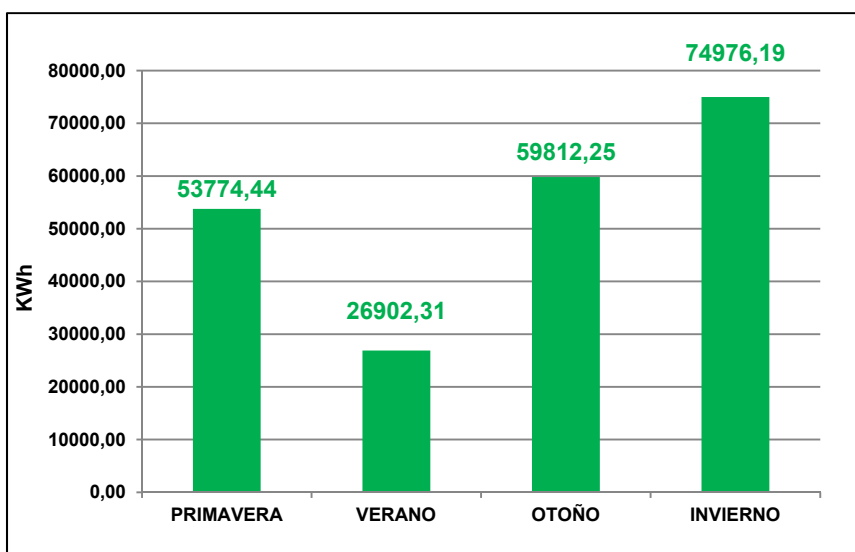
En las siguientes tablas se realiza el cálculo de la energía eléctrica generada estacionalmente por el aerogenerador seleccionado.

Tabla 3.9: Producción bruta estacional del aerogenerador

Vi (m/s)	Pi (kW)	KWh PRIMAVERA	KWh VERANO	KWh OTOÑO	KWh INVIERNO	KWh TOTAL
0,25	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	5	1689,91	2139,65	1508,83	1305,40	6643,79
4	10	3365,34	3561,37	2906,35	2724,34	12557,39
5	19	5645,97	4801,69	4899,43	4962,58	20309,68
6	34	8047,81	5288,33	7274,82	7948,53	28559,49
7	55	9445,05	4610,78	9214,48	10844,96	34115,27
8	80	9132,02	3184,62	9962,00	12612,47	34891,10
9	108	7537,09	1805,80	9528,48	12957,97	31829,33
10	140	5508,44	872,14	8367,81	12203,33	26951,73
11	150	3074,31	309,44	5821,55	9088,10	18293,40
12	150	164,25	164,25	164,25	164,25	657,00
13	150	164,25	164,25	164,25	164,25	657,00
Σ		53.774,44	26.902,31	59.812,25	74.976,19	215.465,19

En la gráfica 3.14 se muestra la contribución energética a lo largo del año del aerogenerador. Como se puede comprobar, las contribuciones de viento más elevadas se producen en invierno y en otoño y se ve ampliamente reducida en verano.

Gráfico 3.14: Distribución bruta de energía eléctrica producida por estaciones



A esta producción bruta se le descontarán las pérdidas debidas al rendimiento del aerogenerador (99,9%); las debidas a la indisponibilidad del aerogenerador y red (estimadas en un 3%) y, las debidas a transformación y transporte (estimadas también en un 3%).

Por lo tanto, el aerogenerador seleccionado proporciona anualmente 202 MWh, lo que representa un 45,26% del total de la demanda eléctrica anual del centro.

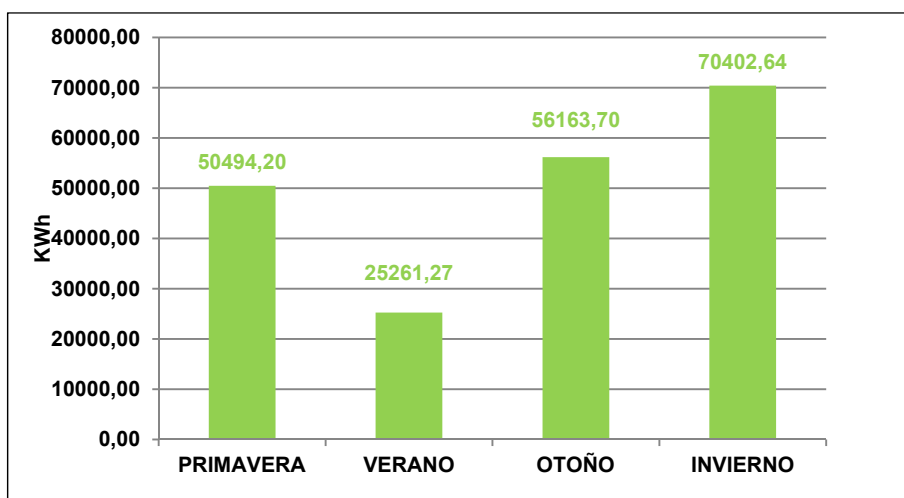
La producción del aerogenerador se resume en la siguiente tabla 3.10.

Tabla 3.10: Resumen de la producción neta del aerogenerador

Producción bruta (kwh/año)	Rendimiento (%)	Pérdidas (%)	Producción Neta (kwh/año)
215.465,19	99,9%	6%	202.321,81

Así, el gráfico de distribución estacional de la producción neta del aerogenerador es:

Gráfico 3.15: Distribución neta de energía eléctrica producida por estaciones



En cuanto a la cimentación del aerogenerador, no se dispone del estudio geotécnico de las características mecánicas del sustrato de apoyo, por lo que no se podría realizar un dimensionamiento preciso del elemento de cimentación, pues el cálculo exigiría conocer estos datos.

Sin embargo, a continuación se recogen algunas de las consideraciones más importantes a tener en cuenta a la hora de realizar el cálculo de la cimentación de un aerogenerador.

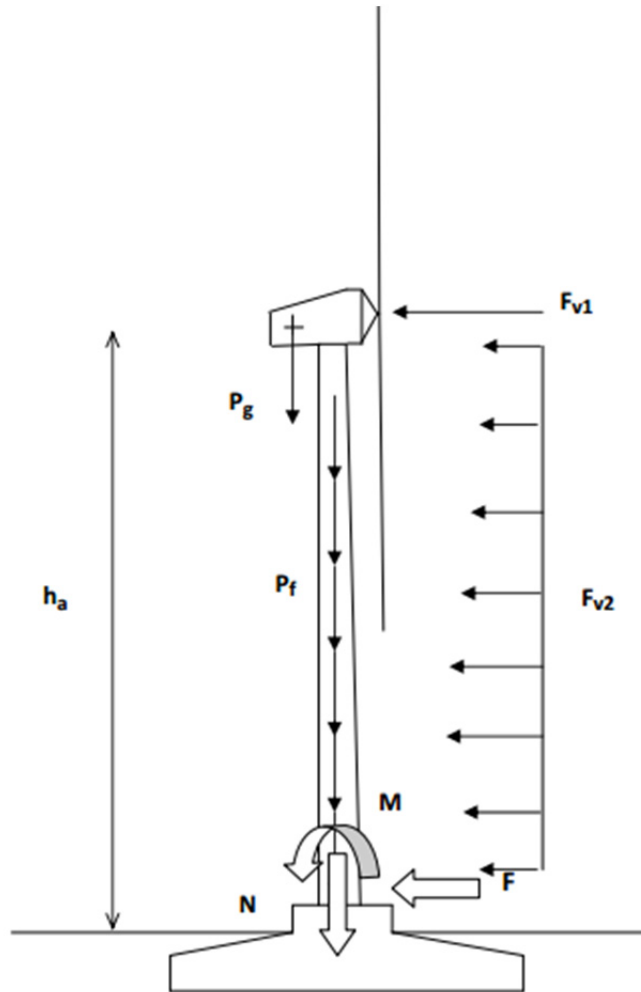
Estas cimentaciones suelen ser superficiales y se caracterizan por una gran extensión en planta para transmitir las cargas que recibe y el propio peso al terreno. En planta suelen ser circulares o poligonales como las que se observan en las siguientes fotografías:



Las acciones que se transmiten a la cimentación son:

- Cargas gravitatorias: cargas estáticas y dinámicas resultantes de la acción de las vibraciones, rotación de las palas, gravedad, y actividad sísmica sobre la estructura.
- Cargas aerodinámicas: cargas estáticas y dinámicas resultantes de la acción del flujo de aire y su interacción con las partes de la estructura. El flujo de aire depende de la velocidad de giro del rotor, la velocidad media del viento, la intensidad de la turbulencia, la densidad del aire, y las formas aerodinámicas de los componentes de la turbina.

Por lo tanto, los esfuerzos transmitidos a la cimentación se recogen a continuación:

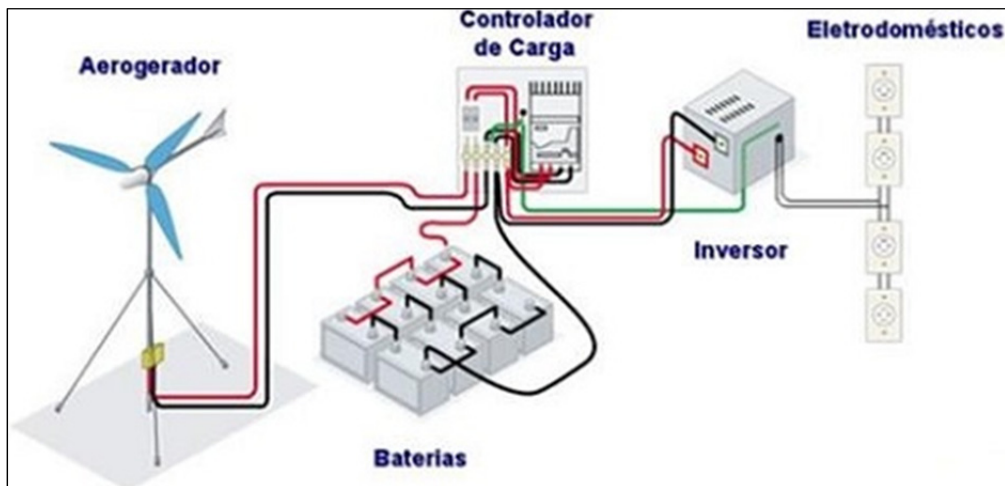


Siendo;

- N** Carga vertical de compresión causada por el peso propio de la estructura y la góndola.
- F** Fuerza horizontal causada por el empuje del viento sobre el rotor y sobre el fuste. Puede actuar en cualquier dirección.
- P_f** Peso del fuste.
- P_g** Peso de la góndola.
- F_{v1}** Fuerza sobre el rotor.
- F_{v2}** Fuerza sobre el fuste.
- M** Momento flector causado por el empuje del viento sobre el rotor y sobre el fuste. Se considerará despreciable el flector generado por una posible desviación del centro de gravedad de la góndola. Puede actuar en cualquier dirección.
- H_a** Altura de la torre

Por último, en la figura 3.2 se recoge el esquema general de la instalación:

Figura 3.2: Esquema general de la instalación eólica



Como se ha visto, en verano el aerogenerador ve disminuida su contribución energética debido a que las velocidades de viento son más suaves; por lo tanto, a continuación en el siguiente apartado, se va a estudiar la opción de instalar paneles solares fotovoltaicos, bien como única fuente de generación de electricidad, o bien, en conjunto con la instalación eólica como apoyo mayoritariamente en los meses de verano.

3.5. ESTUDIO SOLAR FOTOVOLTAICO

Primeramente, se realizarán los cálculos atendiendo a lo expuesto en la nueva sección HE 5 del Documento Básico HE de Ahorro de Energía sobre contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, que ha sufrido modificaciones importantes a finales del pasado año 2013.

Atendiendo al HE5, este documento no es de obligado cumplimiento para la EUAT, puesto que su uso, no está en el ámbito de aplicación.

Sin embargo, y para cumplir con el principal objetivo del presente proyecto (instalación de energías renovables) se analizará su aplicación para el centro.

La contribución mínima de energía eléctrica obtenida por sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos se establece según la siguiente fórmula:

$$P = C (0,002 S - 5)$$

Siendo;

- P** la potencia nominal a instalar (KW)
- C** el coeficiente definido en la tabla 3.11 en función de la zona climática correspondiente
- S** la superficie construida del edificio (m²).

Tabla 3.11: Coeficiente climático en función de la zona climática

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

Por lo tanto, la potencia nominal mínima a instalar es de;

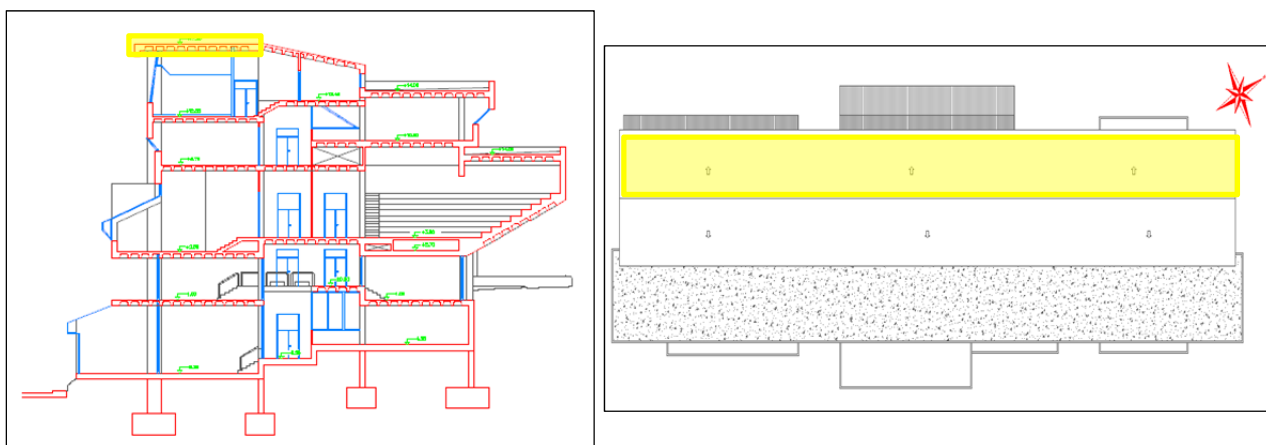
$$P = 1 (0,002 \times 9816,20 - 5) = \mathbf{14,6324 \text{ KW}}$$

En segundo lugar, es necesario definir la orientación de los paneles, la inclinación y las pérdidas por ambos conceptos y por sombras.

La disposición de los módulos se hará de tal forma que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean las mínimas posibles, por lo que, los módulos solares fotovoltaicos se situarán al sur, con la inclinación óptima (latitud-10°) de 33°.

Los módulos se ubicarán en la cubierta principal del edificio (figura 3.3), sin que se proyecten sombras sobre los paneles. Se cuenta con una superficie de 846 m².

Figura 3.3: Zona para ubicación de los paneles solares fotovoltaicos



Para determinar la superficie mínima necesaria para la instalación y las unidades necesarias, es necesario seleccionar el panel a instalar; que será SCHOTT PERFORM MONO con potencia nominal de 270 Wp y cuyas dimensiones son (1652x990 mm).

Por lo tanto;

$$\text{Unidades captación} = \frac{14.632,4 \text{ Wp}}{270 \text{ Wp}} = 54,2 \rightarrow \mathbf{55 \text{ unidades}}$$

La superficie de captación necesaria es; 55 unidades x 1,635 m² panel = 89,93 m²

La separación entre filas de captadores se define mediante la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61 - \text{latitud})}$$

Siendo;

$$\frac{1}{\text{tg}(61 - \text{latitud})} = k$$

$$h = L \cdot \text{sen } \alpha$$

L Altura de los paneles

α Inclinación de los paneles

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla 3.12 en función de la latitud del lugar.

Tabla 3.12: Valores de K en función de la latitud

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,4715	2,747	3,078	3,487

Por lo tanto, la distancia de separación entre filas de captadores debe ser mayor o igual a 2,77 metros.

A continuación, se determina la contribución energética mensual de su evolución durante los diferentes meses del año. Para ello, en primer lugar es necesario conocer la energía que incide sobre 1 m² de superficie horizontal en 1 día medio de cada mes en la provincia de A Coruña, además del factor de corrección K para superficies inclinadas (tablas 3.13 y 3.14).

Tabla 3.13: Energía que incide sobre 1 m² de superficie horizontal por mes en A Coruña

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Irradiación KWh/m ² /día	1,60	2,34	3,62	4,62	5,64	6,36	6,30	5,71	4,39	2,71	1,74	1,34

Tabla 3.14: Factor de corrección K para la latitud e inclinación del proyecto

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Factor de corrección (K)	1,37	1,29	1,19	1,09	1,01	0,98	1,01	1,00	1,23	1,38	1,48	1,46

Por lo tanto, la P_i (Kwh) = I_i (Kwh/m²) x P_p (Kwp) x n

Siendo;

N número de paneles

I_i Irradiación mensual corregida (Kwh/ m²)

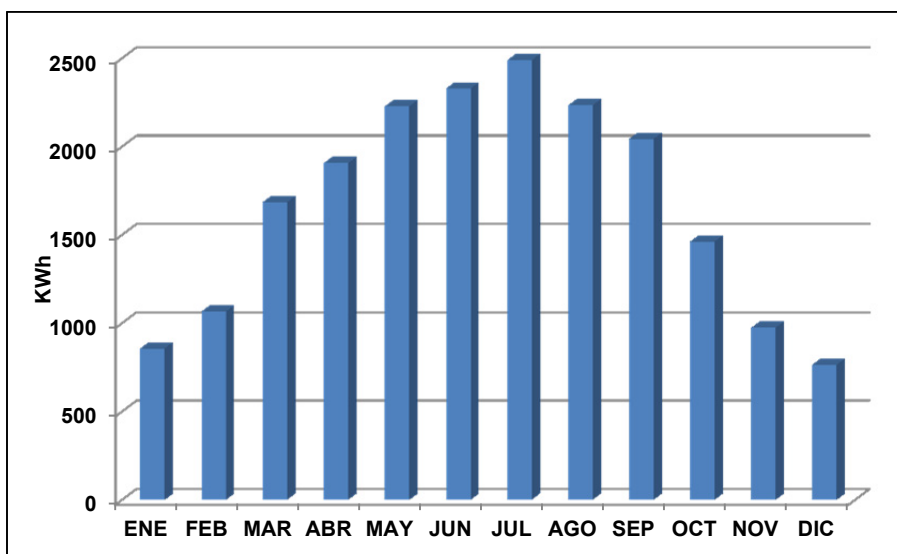
P_p Potencia nominal del panel

P.R. Performance Ratio (pérdida de potencia en la instalación); se estima un 15%.

Tabla 3.15: Contribución energética mensual de los paneles solares fotovoltaicos según HE5

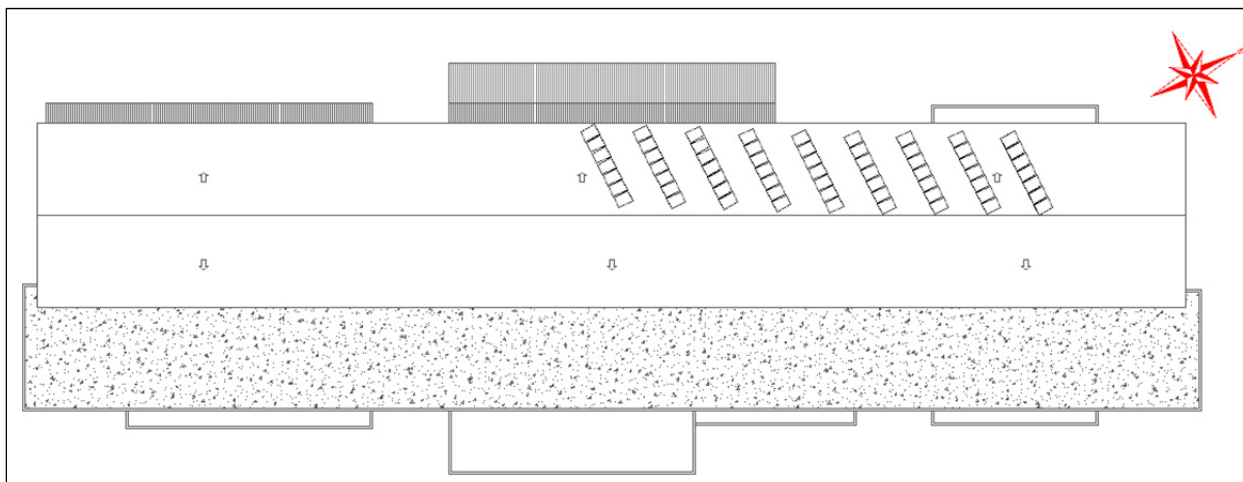
	IRRADIAC. Kwh/m ² /día	FACTOR DE CORRECCIÓN (K)	IRRADIAC. Kwh/m ² /día corregida	DÍAS	IRRADIACIÓN Kwh/m ²	POTENCIA PICO DEL PANEL (Kwp)	P.R.	Nº DE PANELES	ENERGÍA TOTAL (KWh)
ENE	1,60	1,37	2,19	31	67,95	0,27	0,85	55	857,72412
FEB	2,34	1,29	3,02	28	84,52				1066,8638
MAR	3,62	1,19	4,31	31	133,54				1685,6314
ABR	4,62	1,09	5,04	30	151,07				1906,9316
MAY	5,64	1,01	5,70	31	176,59				2228,9871
JUN	6,36	0,98	6,15	30	184,56				2329,5635
JUL	6,30	1,01	6,36	31	197,25				2489,826
AGO	5,71	1,00	5,71	31	177,01				2234,3087
SEP	4,39	1,23	5,40	30	161,99				2044,7314
OCT	2,71	1,38	3,74	31	115,93				1463,3744
NOV	1,74	1,48	2,58	30	77,26				975,16386
DIC	1,34	1,46	1,96	31	60,65				765,53443
									20048,64

Gráfico 3.16: Contribución energética mensual de los paneles solares fotovoltaicos según HE5



Los paneles se distribuyen en la cubierta en nueve filas de siete paneles por fila, lo que hace un total de 56 paneles solares fotovoltaicos, con una separación entre filas de paneles de 2,80 m.

Figura 3.4: Distribución de los paneles solares fotovoltaicos en la cubierta del edificio



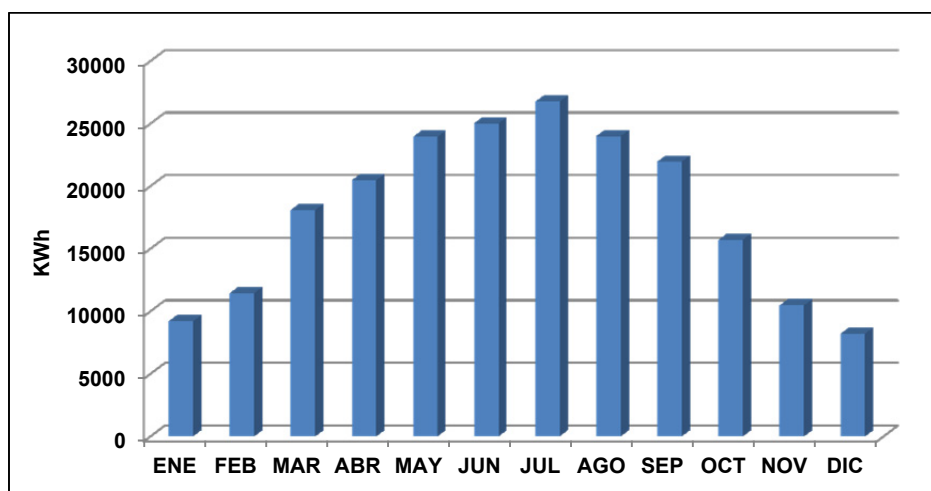
La contribución energética total suministrada por los paneles es de aproximadamente 20 MWh, lo que no representa ni un 5% de la demanda energética total del centro. Por lo tanto, esta opción quedaría técnicamente descartada debido a su baja contribución con respecto a la demanda total.

Para obtener la misma contribución energética que la proporcionada por el aerogenerador sería necesario instalar 591 paneles solares fotovoltaicos, como se observa en la tabla 3.16 y en la gráfica 3.16.

Tabla 3.16: Contribución energética mensual de los paneles solares fotovoltaicos para obtener la misma contribución energética que la proporcionada por el aerogenerador

	IRRADIACIÓN Kwh/m ² /día corregida	DÍAS	IRRADIACIÓN Kwh/m ²	POTENCIA PICO DEL PANEL (Kwp)	P.R.	Nº DE PANELES	ENERGÍA TOTAL (KWh)
ENE	2,192	31	67,95	0,27	0,85	591	9216,63554
FEB	3,0186	28	84,52				11463,9364
MAR	4,3078	31	133,54				18112,8753
ABR	5,0358	30	151,07				20490,8465
MAY	5,6964	31	176,59				23951,4793
JUN	6,151881	30	184,56				25032,2191
JUL	6,363	31	197,25				26754,312
AGO	5,71	31	177,01				24008,6628
SEP	5,3997	30	161,99				21971,5683
OCT	3,7398	31	115,93				15724,623
NOV	2,5752	30	77,26				10478,5789
DIC	1,9564	31	60,65				8226,01541
							215431,753

Gráfico 3.17: Contribución energética mensual de los paneles solares fotovoltaicos para obtener la misma contribución energética que la proporcionada por el aerogenerador



Esto supondría una superficie de captación de 966 m² a la que habría que sumar la superficie necesaria entre filas de captadores, siendo necesaria una superficie muy superior a la disponible, por lo que, esta opción es descartada por no ser viable.

Por último, tendríamos la opción de instalar la energía solar fotovoltaica como complemento a la instalación del aerogenerador, que favorecería principalmente en los meses de verano.

En la tabla 3.17 se recoge la demanda energética en los meses de verano de la EUAT, la contribución que se lograría con el aerogenerador y, por último, la contribución que se tendría con los paneles solares fotovoltaicos según HE5.

Tabla 3.17: Demanda energética de la EUAT y contribución solar fotovoltaica y eólica en los meses de verano

MESES	DEMANDA ENERGÉTICA EUAT (KWh)	CONTRIBUCIÓN ENERGÉTICA AEROGENERADOR (KWh)	CONTRIBUCIÓN ENERGÉTICA PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS (s/ HE5) (KWh)
Junio	30.142,70	25.261,27	2.329,50
Julio	29.704,26		2.489,83
Agosto	19.678,40		2.234,31
TOTAL	79.525,36		7.053,64

La contribución energética del aerogenerador en verano supone un 31,77% de la demanda energética de la EUAT, mientras que la contribución de la suma del aerogenerador y los paneles solares fotovoltaicos no llega al 41% - inferior a la media anual de la energía eléctrica suministrada por el aerogenerador, que es de un 45%-. Por lo tanto, esta opción quedaría descartada, por el escaso aporte de la energía solar fotovoltaica.

Si aumentásemos al doble el número de paneles solares fotovoltaicos calculados según HE5 (no sería posible aumentarlo más, debido a que la superficie de la cubierta no nos lo permite) se llegaría a cubrir un 49,50% del total de la demanda durante el verano, pero para ello necesitaríamos 110 paneles. Para esta propuesta, habría que tener en cuenta además, los costes de instalación, mantenimiento, merma de

rendimiento y vida útil de estos paneles solares fotovoltaicos, que se analizará en el capítulo 4.

Tabla 3.18: Contribución energética mensual de 110 paneles solares fotovoltaicos

MES	IRRADIAC. Kwh/m ² /día	FACTOR DE CORRECCIÓN (K)	IRRADIAC. Kwh/m ² /día corregida	DÍAS	IRRADIAC Kwh/m ²	POTENCIA PICO DEL PANEL (Kwp)	P.R.	Nº DE PANELES	ENERGÍA TOTAL (KWh)
ENE	1,60	1,37	2,19	31	67,95	0,27	0,85	110	1715,4482
FEB	2,34	1,29	3,02	28	84,52				2133,7276
MAR	3,62	1,19	4,31	31	133,54				3371,2627
ABR	4,62	1,09	5,04	30	151,07				3813,8631
MAY	5,64	1,01	5,70	31	176,59				4457,9742
JUN	6,36	0,98	6,15	30	184,56				4659,1271
JUL	6,30	1,01	6,36	31	197,25				4979,652
AGO	5,71	1,00	5,71	31	177,01				4468,6175
SEP	4,39	1,23	5,40	30	161,99				4089,4628
OCT	2,71	1,38	3,74	31	115,93				2926,7488
NOV	1,74	1,48	2,58	30	77,26				1950,3277
DIC	1,34	1,46	1,96	31	60,65				1531,0689
									40097,281

Gráfico 3.18: Contribución energética mensual de 110 paneles solares fotovoltaicos

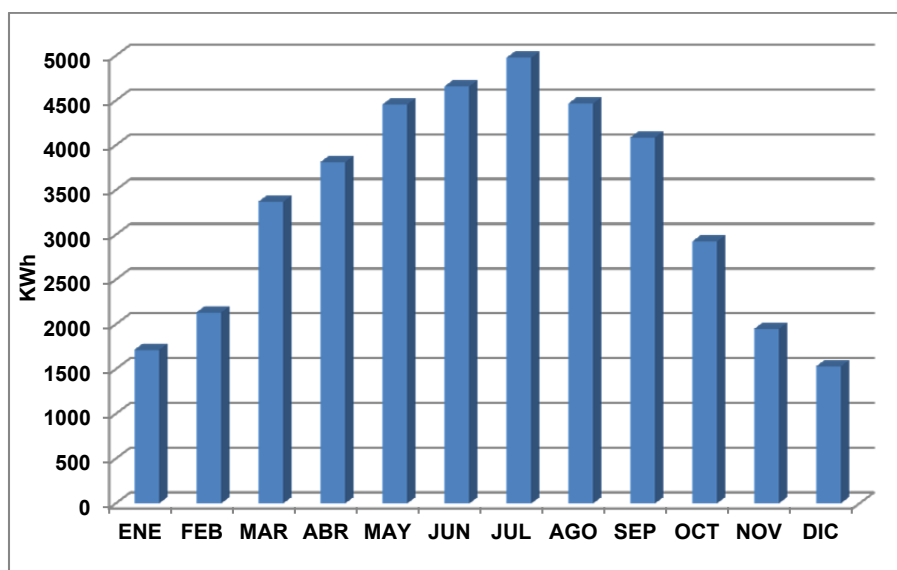
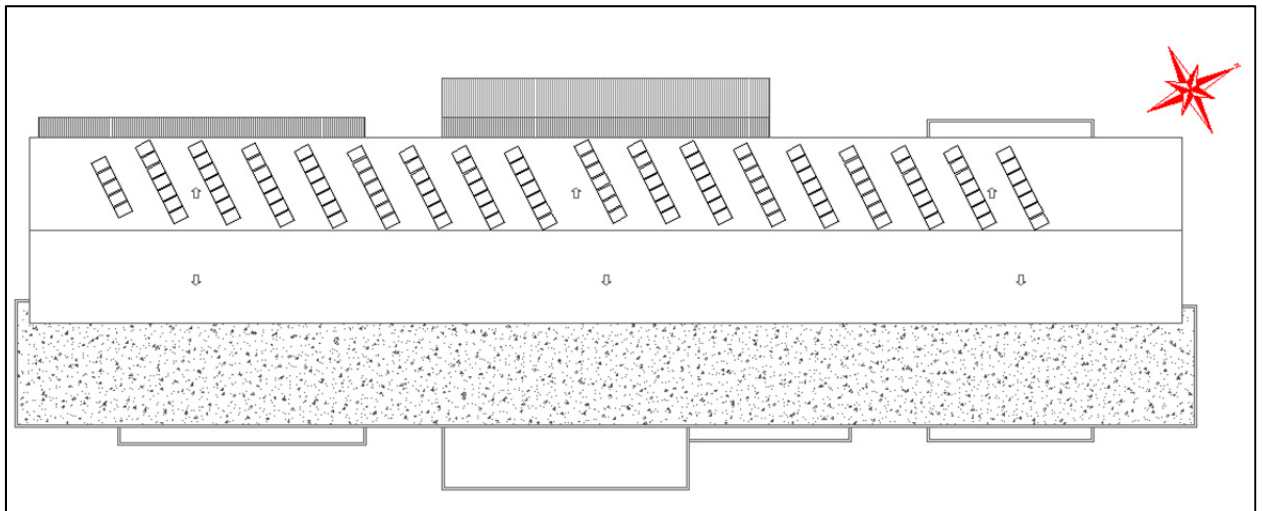


Figura 3.5: Distribución de 110 paneles solares fotovoltaicos sobre la cubierta del edificio



En el capítulo siguiente se realizará un análisis económico de la implantación y amortización de esta última opción y, conjuntamente con el análisis técnico realizado anteriormente se evaluará si la instalación es viable.

3.6. ESTUDIO SOLAR TÉRMICO

La instalación de los captadores solares se realizará también en la cubierta del edificio. Se dispondrán orientados con una desviación de 0° con respecto al sur geográfico (ángulo de acimut), y con una inclinación del plano del captador de 45° con respecto a la horizontal, sin pérdidas por orientación e inclinación ni sombras.

La instalación se subdivide en los siguientes sistemas:

- Sistema centralizado de producción solar (campo de captadores solares)
- Sistema de intercambio.
- Sistema de acumulación solar centralizado
- Sistema hidráulico de distribución, dividido en tres circuitos: circuito primario entre el sistema de captación y el intercambiador de calor; circuito secundario donde se acumulará la energía solar térmica captada y circuito de distribución a los puntos de consumo.
- Sistema de apoyo: aparato de producción centralizado, mediante apoyo con acumulador a gas. El equipo complementario apoyo con acumulador a gas cuando sea necesario terminará de preparar el agua pre-calentada por el campo de captadores hasta el nivel térmico de confort.

En el circuito primario los captadores a instalar se conectarán en paralelo, equilibrados hidráulicamente mediante retorno invertido o válvulas de equilibrado. El circulador proporcionará el caudal y la presión necesarios para hacer efectiva la circulación forzada para obtener el flujo de cálculo y vencer la pérdida de carga.

Para la producción del ACS, se proyecta efectuar el intercambio de calor del circuito primario al secundario mediante un intercambiador. La energía producida por los captadores servirá para elevar el agua de la red hasta el mayor nivel térmico posible y esta se almacenará en el acumulador solar. El agua calentada en este depósito servirá

como agua que alimentará al equipo complementario para elevar su temperatura, si fuera necesario hasta la temperatura de consumo prefijada.

En el circuito primario se utilizará fluido solar Vaillant (propilenglicol en agua con inhibidores de corrosión. Concentración de propilenglicol: 42 - 45 % según DIN 51777).

El circuito secundario debe ser totalmente independiente de modo que el diseño y la ejecución impidan cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos, el del primario (captadores) y el de ACS del acumulador de cada vivienda.

El circuito primario solar estará protegido mediante la instalación de vaso de expansión cerrado y válvula de seguridad. El cambio de temperaturas que se producen en estas instalaciones motiva la presencia de estos elementos de seguridad.

Para el circuito hidráulico se utilizará tubería de cobre. Las válvulas de corte y de regulación, purgadores y otros accesorios serán de cobre, latón o bronce. No se aceptará la presencia de componentes de acero galvanizado. El fluido en el circuito primario puede sobrepasar con facilidad los 60°C, y el circuito de consumo se proyecta para impedir que el agua caliente sanitaria sobrepase una temperatura de 60°C. Conforme a normativa vigente, este nivel térmico impide el uso de tuberías de acero galvanizado.

Se deberán instalar manguitos electrolíticos entre los elementos de diferentes metales para evitar el par galvánico. Además es obligatorio el calorifugado de todo el trazado de tuberías, válvulas, accesorios y acumuladores.

Entre el depósito solar y el acumulador está prevista la instalación de una bomba de trasvase, la función de esta bomba será:

- Trasvasar el agua caliente precalentada desde el acumulador solar hasta el acumulador de cabecera cuando la temperatura en el acumulador solar sea superior a la del acumulador de ACS. De esta forma en la medida de lo posible, se evitará que sea el equipo complementario el que reponga las pérdidas de disposición del acumulador de ACS.
- Posibilitar la realización periódica de un choque térmico contra la legionela. Se podrá realizar un choque térmico en el sistema de acumulación (solar y ACS), si puntualmente se eleva la consigna de acumulación en el depósito de ACS hasta los 70°C y simultáneamente se activa la bomba de trasvase, de esta forma el equipo complementario elevará la temperatura de ambos depósitos hasta los 70°C.

El método de cálculo utilizado para el dimensionamiento de la instalación, debe especificar las prestaciones globales anuales de la instalación, definidas por:

- a) La demanda de energía térmica.
- b) La energía solar térmica aportada.
- c) Las fracciones solares mensuales y anuales.
- d) El rendimiento medio anual.

En una instalación de energía solar, el rendimiento del captador, independientemente de la aplicación y la tecnología usada, debe ser siempre igual o superior al 40%.

Según las recomendaciones del CTE en la tabla 4.1.de la sección HE 4, sobre la demanda de referencia a 60° C, se establece que el consumo en un edificio docente es de 4 litros de ACS por persona y día. Hay que tener en consideración que:

- La temperatura de utilización prevista es de 60 °C.
- Los porcentajes de utilización a lo largo del año previstos son los que se detallan en la tabla 3.20.

Tabla 3.20: Porcentajes utilización a lo largo del año

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
% ocupación	100	100	100	100	100	40	40	30	100	100	100	70

Para los meses de Junio y Julio, se prevé una ocupación aproximada del 40%, puesto que, se supone una baja actividad lectiva, mientras que para el mes de Agosto, se prevé una ocupación todavía algo menor, cercana al 30%, dado que, el centro reduce ampliamente sus horarios de apertura y no existe actividad lectiva.

Para el mes de Diciembre, se ha definido una ocupación aproximada del 70%, porque tampoco hay ocupación total, aunque consideramos actividad lectiva durante aproximadamente 3/4 partes del mes.

- Se prevén 800 alumnos.

Tabla 3.21: Demanda de referencia a 60°C

Criterio de demanda	Litros/día-unidad	unidad
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

Fuente: DB HE-4 (2013)

Consumo total (Q_t) = 800 alumnos x 4 l/día alumno = 3200 litros por día.

El centro se encuentra ubicado en A Coruña, cuya latitud de cálculo son 43,37°, longitud 8,4 W, y temperatura mínima histórica -9°C lo que lo sitúa en la zona climática I.

Figura 3.6: Zona climática de la instalación



Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

En la tabla 3.22 se recogen los datos de temperatura diaria media mensual de agua fría en °C para A Coruña, según DB HE-4 (2013).

Tabla 3.22: Temperatura diaria media mensual de agua fría (°C)

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Tª media agua red (°C)	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11

Fuente: DB HE-4 (2013)

Las necesidades energéticas se determinan a través del Caudal o Demanda de litros ACS/mes y el incremento de temperatura medio de cada mes. Para el cálculo de la demanda energética en Kwh se utilizará la siguiente fórmula:

$$Q = m \times C_e \times \Delta T$$

$$E \text{ (KWh)} = m \text{ (dm}^3 \text{ ACS/mes)} \times C_e \text{ (Kcal/dm}^3 \times \text{°C)} \times \Delta T \text{ (°C)} \times [4,186 \times 1000 / 3.600.000] \text{ (J/Cal} \times \text{Cal/Kcal} \times \text{KWh/J)}$$

*1Kcal=0,00116 KWh

La suma de todas las necesidades energéticas requeridas mensualmente, aporta el dato anual, al que posteriormente se le aplicará el porcentaje que delimita el C.T.E. (30%) que debe ser aportado por el propio sistema de energía solar térmica (tabla 3.23).

Tabla 3.23: Contribución solar mínima anual para ACS en %

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Fuente: DB HE-4 (2013)

Además de esto tendremos que tener en cuenta respecto a la fracción solar, cuando se calcule para cada mes, las dos siguientes normas que establece el CTE en su apartado HE 4:

- En ningún mes podrá superar el 110 % de la demanda de ACS.
- No se podrá superar el 100 % de la demanda de ACS durante tres meses consecutivos.

DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

• COLECTORES SOLARES

En este punto se considera el rendimiento del modelo de captador que hayamos seleccionado, calculando la energía que este aportará (función de nº de unidades y pérdidas por los conceptos que especifica el C.T.E., entre otros).

Para el presente proyecto los captadores solares que se van a utilizar serán de la marca Vaillant, modelo VFK 145H, captadores solares planos de alto rendimiento diseñados para su instalación en posición horizontal y fijados a la cubierta plana mediante una estructura fabricada en aluminio con alta resistencia a la corrosión y reducido peso. La configuración de la estructura ha sido diseñada para que el montaje se realice mediante tacos de fijación mecánica.

Figura 3.7: Captador solar plano Vaillant VFK 145H y estructura de fijación a la cubierta.

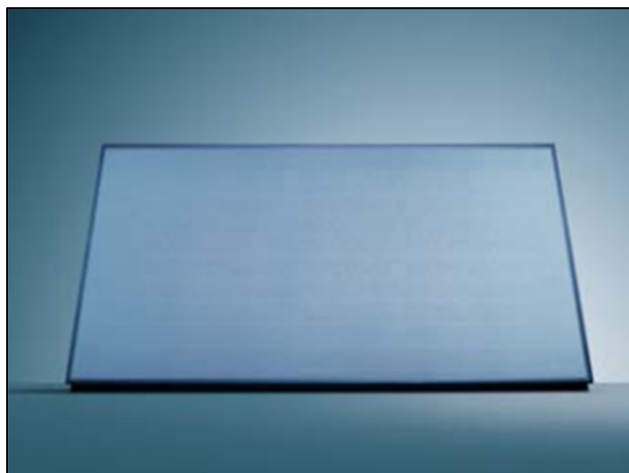
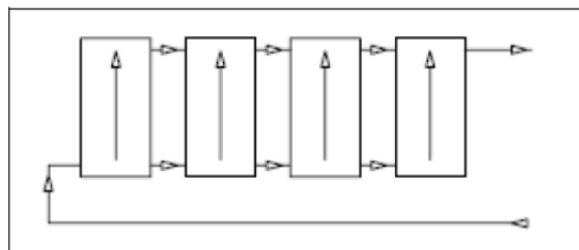


Tabla 3.24: Características técnicas del captador solar seleccionado para el proyecto

Captador VFK 145H	
Posición	Horizontal
Área bruta	2,51 m ²
Área apertura	2,352 m ²
Dimensiones (largo/ancho/espesor)	1.233 mm/2,033 mm/80 mm
Rendimiento óptico (η_0)	0,801
Coefficiente lineal de pérdidas térmicas a_1	3,320 W/m ² K
Coefficiente cuadrático de pérdidas térmicas a_2	0,023 W/m ² K
Temperatura de estancamiento T_0	170,6 °C
Cubierta	3,2 mm de vidrio solar de seguridad ($\tau=91\%$)
Material de carcasa	Aluminio anodizado, marco oscuro
Material del serpentín	Cobre soldado a la lámina absorbadora
Material del absorbador	Aluminio con recubrimiento altamente selectivo $\epsilon=5\%$ / $\alpha=95\%$
Aislamiento posterior	40 mm lana mineral $\lambda=0,035$ W/m ² K; $\rho=55$ Kg/m ³
Caudal recomendado	45 L/hm ²
Presión máxima de operación	10 bar
Pérdida de carga	100 mbar
Peso en vacío	38 kg
Número de conexiones y diámetro	4 tomas x \varnothing ext. $\frac{3}{4}$ "

Dichos captadores estarán conectados en paralelo, es decir, el caudal que circula por cada colector es el resultado de dividir el caudal total por el número de colectores. Esto es así debido a que tienen un conducto de mayor diámetro dentro del panel, que hace de colector y a su vez permite la conexión de varios paneles entre sí. A continuación se muestra una figura para ver cómo es la conexión:

Figura 3.8: Detalle de conexión en paralelo de los paneles solares térmicos



Se instalarán válvulas de corte a la entrada y salida de cada batería, a fin de poder aislarla del resto para posibles mantenimientos o reparaciones. Se prevén también válvulas de seguridad y válvulas para llenado y vaciado del circuito.

CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL EDIFICIO

La demanda energética mensual derivada de la producción de agua caliente sanitaria se calculará aplicando la expresión siguiente:

$$D_{Emes} = Q_{día} \cdot N \cdot (T_{ACS} - T_{AF}) \cdot 1,16 \cdot 10^{-3}$$

Siendo;

D_{Emes} La demanda energética en kWh/mes

$Q_{día}$ El consumo diario de agua caliente sanitaria a la temperatura de referencia en litros/día

N El número de días del mes considerado (días/mes)

T_{ACS} La temperatura de referencia utilizada para la cuantificación del consumo de agua caliente, en °C

T_{AF} La temperatura del agua fría de red, en °C

Tabla 3.25: Demanda energética anual

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Días por mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Tª media agua red (°C)	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11
Incremento de Tª (°C)	50	50	49	48	47	46	44	44	45	46	48	49
Consumo de agua (L/día)	3200	3200	3200	3200	3200	1280	1280	960	3200	3200	3200	2240
Demanda Energía (KWh)	5767	5209	5652	5358	5421	2054	2030	1523	5023	5306	5358	3956
Total Demanda Energética Anual:	52658 KWh											
Demanda Energética Anual a cubrir con Solar Térmica:	52.658 x 0,30= 15.797,40 KWh											

ELECCIÓN DE LA SUPERFICIE DE CAPTADORES SOLARES

Para la determinación de la superficie de captadores solares necesaria para alcanzar la fracción solar requerida se procederá a realizar un cálculo energético a partir del método f-Chart. Mediante este método, el número de captadores se ajusta de forma que se obtenga una configuración homogénea y equilibrada del campo de los mismos, lo más cercana posible en número a la superficie que cubra el requisito de demanda solar, por ello, se realizarán los cálculos para 10 captadores con un área útil de captación de 23,5 m². La acumulación de agua caliente sanitaria procedente de la aportación solar se realizará mediante sistema de acumulación centralizado de 1500 litros de capacidad total, que servirá para hacer frente a la demanda diaria.

El Código Técnico de la Edificación (CTE), en su Documento Básico HE, Exigencia Básica HE4, Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria establece que para la aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < V/A < 180$$

Siendo;

A La suma de las áreas de los captadores (m²).

V El volumen del depósito de acumulación solar (litros).

Este volumen de acumulación supone una relación de 63,83 litros por metro cuadrado de captadores.

El método consiste en calcular la fracción solar proporcionada por la instalación solar a partir de dos parámetros **D1** y **D2** mediante la siguiente fórmula:

$$f = 1,029 D_1 - 0,065 D_2 - 0,245 D_1^2 + 0,0018 D_2^2 + 0,0215 D_1^3$$

Este método consta de los siguientes pasos:

- Cálculo de la radiación solar mensual incidente E_{mes} sobre la superficie inclinada de los captadores.
- Cálculo del parámetro D_1
- Cálculo del parámetro D_2
- Determinación de la fracción energética mensual f , aportada por el sistema de captación solar
- Cálculo de la producción solar mensual y anual
- Determinación del grado de cobertura solar anual F

CÁLCULO DE LA RADIACIÓN SOLAR MENSUAL INCIDENTE E_{MES} SOBRE LA SUPERFICIE INCLINADA DEL CAPTADOR

Para estimar la radiación solar incidente (E_{mes}) sobre una superficie inclinada, se parte de la radiación solar horizontal y de un coeficiente k (tabulado) que es función de la latitud del lugar y del ángulo de inclinación.

Tabla 3.26: Factor k en función de la latitud y el ángulo de inclinación

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Megajulios	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1
Factor K	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57

$$E_{mes} = K_{mes} \cdot H_{mes} \cdot N$$

Siendo;

K_{mes} El coeficiente que varía en función de la latitud (43°) y ángulo de inclinación (45°).

H_{mes} Radiación solar incidente mensual sobre una superficie horizontal

N Los días del mes

Tabla 3.27: Cálculo de la radiación inclinada mensual

MES	RADIACIÓN HORIZONTAL (KWh/m ² mes)	COEFICIENTE INCLINACIÓN K	RADIACIÓN INCLINADA (KWh/m ² mes)
ENERO	46,50	1,45	67,43
FEBRERO	62,22	1,33	82,76
MARZO	98,17	1,19	116,82
ABRIL	103,33	1,05	108,50
MAYO	132,61	0,95	125,98

MES	RADIACIÓN HORIZONTAL (KWh/m ² mes)	COEFICIENTE INCLINACIÓN K	RADIACIÓN INCLINADA (KWh/m ² mes)
JUNIO	135,00	0,91	122,85
JULIO	149,83	0,95	142,34
AGOSTO	131,75	1,06	139,66
SEPTIEMBRE	115,83	1,24	143,63
OCTUBRE	93,86	1,45	136,10
NOVIEMBRE	53,33	1,59	84,80
DICIEMBRE	43,92	1,57	68,95

CÁLCULO DEL PARÁMETRO D₁

El parámetro **D₁** se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$D_1 = \frac{EA_{mes}}{DE_{mes}} = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Demanda energética mensual}}$$

Siendo;

DE_{mes} La demanda energética calculada en el apartado anterior en kWh/mes.

EA_{mes} La energía solar mensual absorbida por los captadores, en kWh/mes

$$EA_{mes} = Sc \cdot F'_{R(\tau\alpha)} \cdot EI_{mes}$$

Donde;

Sc Es la superficie de captación solar

EI_{mes} Es la energía solar mensual incidente sobre la superficie de los captadores, en kWh/m²·mes

F'_{R(τα)} Es un factor adimensional, cuya expresión es:

$$F'_{R(\tau\alpha)} = F_{R(\tau\alpha)_n} \cdot \left[\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \right] \cdot \frac{F'_{R'}}{F_R}$$

Siendo;

F_{R(τα)_n} Es el factor de eficiencia óptica del captador (0,81 para el captador elegido).

[(τα)/(τα)_n] Es el denominador modificador del ángulo de incidencia (aproximadamente 0,96 para captadores con una cubierta de vidrio).

F'_R/F_R Es el factor de corrección del conjunto captador – intercambiador. Se recomienda tomar el valor 0,95.

En la tabla 3.28 se indican los valores de la EA_{mes} y parámetro D₁ para los doce meses del año, para las condiciones establecidas.

$$Sc = 23,5 \text{ m}^2$$

$$F_{R(\tau\alpha)_n} = 0,81$$

$$F'_{R(\tau\alpha)} = 0,738$$

Tabla 3.28: Cálculo mensual de EA_{mes} y D_1

MES	EA_{mes} (KWh)	DE_{mes} (KWh)	D_1
ENERO	1170,49	5767,38	0,20
FEBRERO	1436,63	5209,24	0,28
MARZO	2027,96	5652,03	0,36
ABRIL	1883,55	5358,08	0,35
MAYO	2187,01	5421,34	0,40
JUNIO	2132,67	2053,93	1,04
JULIO	2471,04	2030,12	1,22
AGOSTO	2424,40	1522,59	1,59
SEPTIEMBRE	2493,46	5023,20	0,50
OCTUBRE	2362,66	5305,99	0,45
NOVIEMBRE	1472,12	5358,08	0,27
DICIEMBRE	1196,95	3956,42	0,30

CÁLCULO DEL PARÁMETRO D_2

El parámetro D_2 se define del siguiente modo:

$$D_2 = \frac{EP_{mes}}{DE_{mes}} = \frac{\text{Energía perdida por el captador}}{\text{Demanda energética mensual}}$$

Siendo;

DE_{mes} La demanda energética calculada anteriormente.

EP_{mes} La energía solar mensual no aprovechada por los captadores en KWh/mes.

$$EP_{mes} = S_c \cdot F'_R U_L \cdot (100 - T_{AMB}) \cdot \Delta t \cdot k_1 \cdot k_2$$

Siendo;

S_c es la superficie de captación solar (23,5 m²)

$F'_R U_L$ es un factor, en kW/(m²·K), que viene dado por la siguiente expresión:

$$F'_R U_L = F_R U_L \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot 10^{-3}$$

Donde;

$F_R U_L$ Es el coeficiente global de pérdidas del captador (3,320 W/(m²·°C) para el captador elegido)

F'_R/F_R es el factor de corrección del conjunto captador – intercambiador. Como se ha indicado en el cálculo del parámetro **D1**, se recomienda tomar el valor de 0,95.

T_{AMB} es la temperatura media mensual del ambiente en °C. Las temperaturas medias para A Coruña son las que se indican en la tabla 3.29

Tabla 3.29: temperaturas medias mensuales del ambiente para A Coruña

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
T^a AMBIENTE	12,0	12,0	14,0	14,0	16,0	19,0	20,0	21,0	20,0	17,0	14,0	12,0

Δt es el periodo del tiempo considerado en horas (para cálculos mensuales es el número de horas de cada mes).

K_1 se denomina factor de corrección por almacenamiento y tiene la siguiente expresión:

$$K_1 = \left[\frac{V}{(75 \cdot S_C)} \right]^{-0,25}$$

Siendo;

V es el volumen del depósito de acumulación solar en litros. Se recomienda que la relación entre el volumen de acumulación solar V y la superficie de captación solar S_C esté comprendida entre 50 y 180 litros/m². Para una superficie de captación solar de 23,5 m², esto supondría un volumen de acumulación comprendido entre 1.500 y 3.000 litros. Para la realización de los cálculos se ha optado un depósito con una capacidad de 1.500 litros.

K_2 se denomina factor de corrección para agua caliente sanitaria y relaciona las distintas temperaturas según la siguiente expresión:

$$K_2 = \frac{(11,6 + 1,18 T_{ACS} + 3,86 T_{AF} - 2,32 T_{amb})}{(100 - T_{amb})}$$

Donde;

T_{ACS} Temperatura mínima admisible de ACS, que se han tomado 45°C

T_{AF} Temperatura de agua de suministro según municipio (tabla 3.30)

Tabla 3.30: Temperatura media mensual del agua para A Coruña

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
T^a AGUA	10,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	16,0	16,0	15,0	14,0	12,0	11,0

T_{amb} temperatura media mensual del ambiente expresada en °C

Tabla 3.31: Determinación de los parámetros k_1 , k_2 , D_2 y EP_{mes}

MES	DE_{mes} (KWh)	T^a_{amb}	T_{AF}	Δt	K_1	K_2	EP_{mes}	D_2
ENERO	5767	12,0	10,0	744	1,04	0,86	4332,40	0,75
FEBRERO	5209	12,0	10,0	672	1,04	0,86	3913,14	0,75
MARZO	5652	14,0	11,0	744	1,04	0,87	4287,62	0,76
ABRIL	5358	14,0	12,0	720	1,04	0,91	4363,78	0,81
MAYO	5421	16,0	13,0	744	1,04	0,93	4464,45	0,82
JUNIO	2054	19,0	14,0	720	1,04	0,92	4148,20	2,02
JULIO	2030	20,0	16,0	744	1,04	1,00	4596,50	2,26
AGOSTO	1523	21,0	16,0	744	1,04	0,98	4463,30	2,93
SEPTIEMBRE	5023	20,0	15,0	720	1,04	0,95	4233,76	0,84
OCTUBRE	5306	17,0	14,0	744	1,04	0,6	4552,87	0,86
NOVIEMBRE	5358	14,0	12,0	720	1,04	0,91	4363,78	0,81
DICIEMBRE	3956	12,0	11,0	744	1,04	0,90	4554,02	1,15

DETERMINACIÓN DE LA FRACCIÓN SOLAR MENSUAL F APORTADA POR EL SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

Una vez determinados los valores mensuales de los parámetros D_1 y D_2 , se puede calcular la fracción solar mensual a partir de la expresión:

$$f = 1,029 D_1 - 0,065 D_2 - 0,245 D_1^2 + 0,0018 D_2^2 + 0,0215 D_1^3$$

En la tabla 3.32 se muestran los resultados del cálculo:

Tabla 3.32: Fracción solar mensual alcanzada con los paneles solares

MES	D_1	D_2	F
ENERO	0,20	0,75	0,15
FEBRERO	0,28	0,75	0,22
MARZO	0,36	0,76	0,29
ABRIL	0,35	0,81	0,28
MAYO	0,40	0,82	0,32
JUNIO	1,04	2,02	0,70
JULIO	1,22	2,26	0,79
AGOSTO	1,59	2,93	0,93
SEPTIEMBRE	0,50	0,84	0,40
OCTUBRE	0,45	0,86	0,36
NOVIEMBRE	0,27	0,81	0,21
DICIEMBRE	0,30	1,15	0,22

DETERMINACIÓN DE LA FRACCIÓN SOLAR ANUAL F

Una vez conocidos los valores mensuales de f , puede calcularse la producción energética útil mensual de la instalación solar EU_{mes} multiplicando la demanda energética mensual DE_{mes} por f .

$$EU_{mes} = f \cdot DE_{mes}$$

La suma de los valores de EU_{mes} será la producción energética anual del sistema de captación solar.

El cociente entre la producción energética anual de la instalación solar y la demanda energética anual será la fracción solar anual **F**.

En la tabla 3.33 se detallan los resultados obtenidos.

Tabla 3.33: Energía Útil mensual de la instalación solar

MES	DE _{mes}	F	EU _{mes}
ENERO	5767,38	0,15	871,53
FEBRERO	5209,24	0,22	1134,51
MARZO	5652,03	0,29	1641,27
ABRIL	5358,08	0,28	1503,71
MAYO	5421,34	0,32	1758,36
JUNIO	2053,93	0,70	1446,86
JULIO	2030,12	0,79	1604,48
AGOSTO	1522,59	0,93	1414,51
SEPTIEMBRE	5023,20	0,40	2006,97
OCTUBRE	5305,99	0,36	1894,59
NOVIEMBRE	5358,08	0,21	1140,86
DICIEMBRE	3956,42	0,22	858,72
TOTAL	52658,39		17276,38

La fracción solar resultante sería en este caso:

$$F = \frac{17276,38}{52658,39} = 0,328$$

La instalación alcanza la fracción solar anual exigida por el DB HE-4.

Tabla 3.34: Cumplimiento de las exigencias del DB HE-4

EXIGENCIAS DEL CTE: CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA			
Zona climática tipo:	I		
Sistema de energía de apoyo	Gasóleo		
Contribución solar mínima	30%		
Contribución solar del proyecto	32,8%		
EXIGENCIAS DEL CTE: LÍMITE DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN			
	Orien. e incl.	Sombras	Total
Pérdida permitida en el CTE	10%	10%	15%
Pérdida en el proyecto	0,00%	0,00%	0,00%

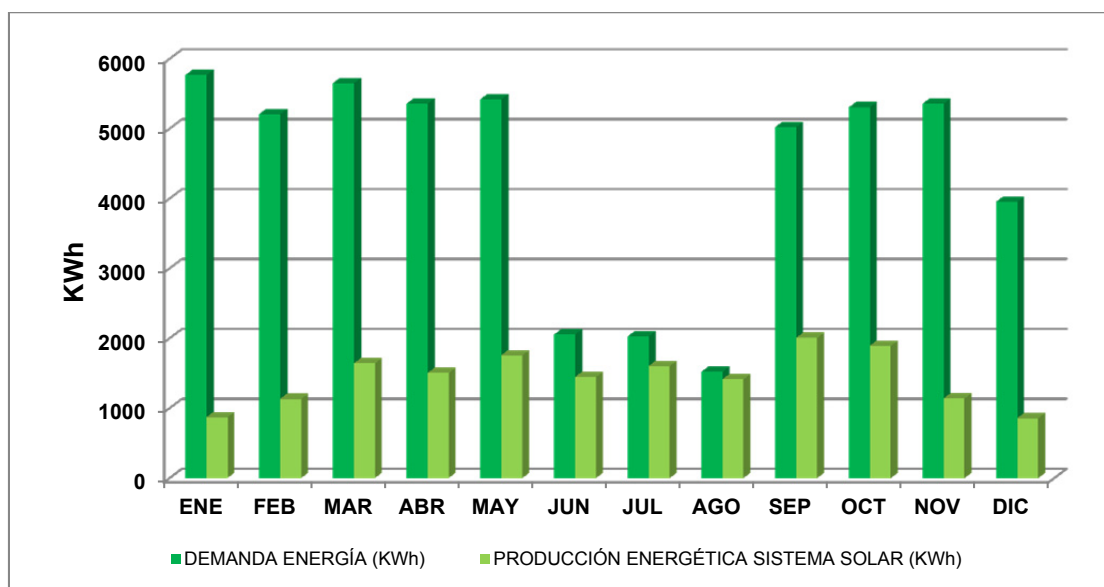
En cuanto a la condición del CTE de que no existe ningún mes en el que se produzca más del 110% de la energía demanda y de que no existan más de 3 meses consecutivos en los que se produzca más del 100% de la demanda, como se puede observar en la tabla 3.35, se cumplen ambas condiciones.

Tabla 3.35: Cálculo energético

MES	DE _{mes}	EU _{mes}	% Energía Aportada
ENERO	5767,38	871,53	15,11
FEBRERO	5209,24	1134,51	21,78
MARZO	5652,03	1641,27	29,04
ABRIL	5358,08	1503,71	28,06
MAYO	5421,34	1758,36	32,43
JUNIO	2053,93	1446,86	70,44
JULIO	2030,12	1604,48	79,03
AGOSTO	1522,59	1414,51	92,90
SEPTIEMBRE	5023,20	2006,97	39,95
OCTUBRE	5305,99	1894,59	35,71
NOVIEMBRE	5358,08	1140,86	21,29
DICIEMBRE	3956,42	858,72	21,70

En el gráfico 3.18 se muestra un comparativo de la demanda versus la energía captada por los paneles solares térmicos.

Gráfico 3.18: Comparativo de la demanda vs. energía captada



En la figura 3.9 se detalla la ubicación en planta de los paneles solares sobre la cubierta del edificio.

Figura 3.9: Ubicación de los paneles solares térmicos en la cubierta del edificio

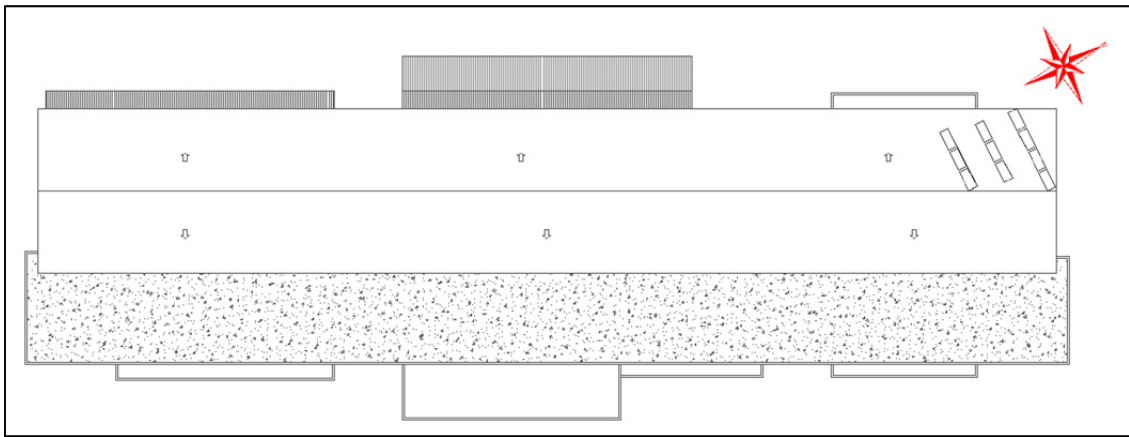


Tabla 3.35: Resumen de los cálculos de energía solar térmica

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
RADIACIÓN HORIZONTAL (KWh/m² mes)	46,50	62,22	98,17	103,33	132,61	135,00	149,83	131,75	115,83	93,86	53,33	43,92
COEF. K INCLINACIÓN (45°) LAT (43°)	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
Radiación incl (KWh/m² mes)	67,43	82,76	116,82	108,50	125,98	122,85	142,34	139,66	143,63	136,10	84,80	68,95
Demanda energía (kwh)	5767,38	5209,24	5652,03	5358,08	5421,34	2053,93	2030,12	1522,59	5023,20	5305,99	5358,08	3956,42
Energía Ac. Cap (KWh/mes)	1170,49	1436,63	2027,96	1883,55	2187,01	2132,67	2471,04	2424,40	2493,46	2362,66	1472,12	1196,95
D1=EA/DE	0,20	0,28	0,36	0,35	0,40	1,04	1,22	1,59	0,50	0,45	0,27	0,30
K1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
K2	0,86	0,86	0,87	0,91	0,93	0,92	1,00	0,98	0,95	0,96	0,91	0,90
T° AGUA	10,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	16,00	16,00	15,00	14,00	12,00	11,00
T° AMBIENTE	12,00	12,00	14,00	14,00	16,00	19,00	20,00	21,00	20,00	17,00	14,00	12,00
HORAS	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
ENERGÍA PERDIDA POR EL CAPTADOR	4332,40	3913,14	4287,62	4363,78	4464,45	4148,20	4596,50	4463,30	4233,76	4552,87	4363,78	4554,02
D2= EP/DE	0,75	0,75	0,76	0,81	0,82	2,02	2,26	2,93	0,84	0,86	0,81	1,15
F	0,15	0,22	0,29	0,28	0,32	0,70	0,79	0,93	0,40	0,36	0,21	0,22
EU = F*DE	871,53	1134,51	1641,27	1503,71	1758,36	1446,86	1604,48	1414,51	2006,97	1894,59	1140,86	858,72

- **FLUIDO CALOPORTADOR**

En el circuito primario se utilizará fluido solar Vaillant (propilenglicol en agua con inhibidores de corrosión. Concentración de propilenglicol: 42 - 45 % según DIN 51777) con punto de congelación (resistencia a las heladas según ASTM D 1177): -28°C.

- **ACUMULACIÓN DEL CALOR SOLAR**

La acumulación solar se lleva a cabo, mediante la instalación de un sistema de acumulación central común a todo el edificio con un volumen de acumulación total de 1500 litros de capacidad, compuesto por un depósito marca Vaillant, modelo:

1 ud(s) - VIH 1500 S

Interacumulador (1 serpentín) de acero epoxi

Tipo de montaje de pie

Volumen (L) 1500

Presión máxima del depósito (bar) 8

Temperatura máxima del depósito (°C) 90

Peso en vacío 401

Diámetro exterior (mm) 1360

Altura (mm) 1850

Superficie del serpentín solar (m²) 2,8

T máxima del serpentín solar (°C) 200

P máxima del serpentín solar (bar) 25

Diámetro de las conexiones de agua fría/caliente (pulgadas ") 2"

Las tuberías han de conectarse con el acumulador de tal forma que el agua caliente entre por la parte superior y la fría por la inferior para facilitar la estratificación de temperaturas, motivo por el que además, los acumuladores son siempre verticales con una altura mayor que su diámetro. Así, se asegura que el agua más caliente es la que es consumida, mejorando el rendimiento de la instalación.

El acumulador debe ser instalado en el interior y se protegerá con aislante térmico para reducir las pérdidas térmicas. Además, su interior será de acero vitrificado o epoxídico y contará con un ánodo de sacrificio de magnesio a fin de evitar las corrosiones.

- **SISTEMA DE INTERCAMBIO**

Para el intercambio se utilizará un intercambiador de calor externo al acumulador. Estos intercambiadores ofrecen varias ventajas como son, su alta superficie de intercambio de calor en reducidas dimensiones y que admiten tantas correcciones como sea posible para obtener la potencia de intercambio necesaria. Como aspecto negativo, es necesario mencionar su alta pérdida de carga (Monge, 2013).

Los intercambiadores de placas, como su propio nombre indica, están constituidos por un conjunto de placas metálicas ajustables que se pueden añadir o sustraer para aumentar o reducir la potencia del intercambiador.

La temperatura de entrada del fluido del circuito primario al intercambiador de calor será un valor variable durante el funcionamiento de la instalación, según las condiciones climáticas y el estado del sistema. Como temperatura de diseño se puede tomar 60°C.

Como temperatura de entrada del agua al lado secundario del intercambiador puede tomarse 42°C, valor que puede considerarse representativo de la temperatura en la parte media-baja del acumulador, que es desde donde se aspira el agua hacia el intercambiador.

Para el cálculo del dimensionamiento del intercambiador, el CTE establece el siguiente criterio:

$$P \geq 500 \frac{W}{m^2} A$$

Siendo;

- P** La potencia del intercambiador (W);
- A** La superficie de captación (m²)

$$P \geq 500 \frac{W}{m^2} 23,5 m^2; P \geq 11.750 W$$

Por lo tanto, el intercambiador deberá de tener una potencia de al menos 11,75 KW, por lo que, teniendo en cuenta los modelos disponibles en el mercado, se establece que el intercambiador deberá tener 15 KW de potencia.

En la tabla 3.36 se recogen las condiciones de diseño del intercambiador de calor de placas.

Tabla 3.36: Condiciones del intercambiador de placas

		Lado primario	Lado secundario
Temperatura de entrada	°C	60°	42°
Caudal	l/h	1.057,50	951,75
Pérdida de carga (m.c.a)	m.c.a.	1,5 (<2)	1,4 (<2)
Potencia	kW	15	

• CIRCUITO HIDRÁULICO

Para hacer la interconexión entre todos los sistemas que se han descrito, se debe prever el trazado correspondiente de tuberías entre los mismos así como todos los elementos auxiliares de una instalación hidráulica, véase, bombas de circulación, vaso de expansión, valvulería y accesorios.

CAUDAL DEL CIRCUITO PRIMARIO

El caudal del circuito primario de captadores recomendado por el fabricante se establece en un valor de 45 l/h por m² de captación solar para captadores solares conectados en paralelo. Con este caudal se asegura una correcta extracción de la energía captada.

En función de este caudal, se calcula el caudal que circula por una batería de captadores en paralelo como la suma de los caudales que circulan por cada uno de los captadores.

$$Q = Q_{\text{captador}} S_c N$$

Siendo;

- Q** Caudal total del circuito primario, en litros/hora
Q_{captador} Caudal unitario del captador en litros (hm²) indicado por el fabricante
S_c Superficie del captador solar en m²
N Número de captadores

$$Q = 45 \cdot 2,35 \cdot 10 = 1057,50 \text{ litros/hora}$$

TUBERÍAS DEL CIRCUITO PRIMARIO

El diámetro de las tuberías se determina en función del caudal requerido en cada tramo del circuito.

En general el diámetro de las tuberías se elige de forma que la velocidad del fluido caloportador no supere 1,5 ó 2 m/s si discurren por locales habitados y 2,5 ó 3 m/s si discurren por el exterior o en locales

Las tuberías de todo el circuito (primario y secundario) serán de cobre, y su diámetro se calcula según la expresión:

$$D = j \cdot C^{0,35}$$

Siendo;

- D** Diámetro interior de la tubería (mm)
j 22 para tuberías metálicas
C Caudal en (m³/h)⁵

Puesto que hay que limitarse a los tamaños normalizados⁶, se atenderá a lo recogido en la siguiente tabla 3.37.

Tabla 3.37: Diámetros nominales y espesores de pared para diámetros interiores

Diámetro nominal (m)	Espesor de pared (mm)	Diámetro interior (mm)
18	1,0	16,0
22	1,0	20,0
28	1,0	26,0
35	1,0	33,0

Para un diámetro de tubería y un caudal dados, la velocidad del fluido viene dada por la siguiente expresión:

⁵ Teniendo en cuenta que el caudal recomendado por el fabricante son 45 l/(hm²) y la superficie de captación 23,50 m²

⁶ Las tuberías empleadas en energía solar térmica son las mismas que las utilizadas en instalaciones convencionales de calefacción y fontanería y sus diámetros están estandarizados por la norma UNE EN 1057:1996.

$$V = 0,354 \cdot \frac{Q}{D^2}$$

Siendo;

- V** La velocidad en m/s
- Q** El caudal en litros/h
- D** El diámetro interior de la tubería en mm

Las pérdidas de carga provocadas por las tuberías del circuito primario se pueden calcular a partir de la fórmula empírica indicada:

$$P_{dc} = 378 \cdot \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Siendo;

- P_{dc}** La pérdida de carga por metro lineal de tubería (mmca/m)
- Q** El caudal del fluido que circula por la tubería en litros/h
- D** El diámetro interior de la tubería en mm

Se ha de tener en cuenta que el fluido escogido en este caso práctico es agua con anticongelante, y por tanto, la pérdida de carga se ha de incrementar en un factor de 1,3 por tratarse de una mezcla de mayor viscosidad.

Figura 3.10: Diseño de la instalación en el circuito primario

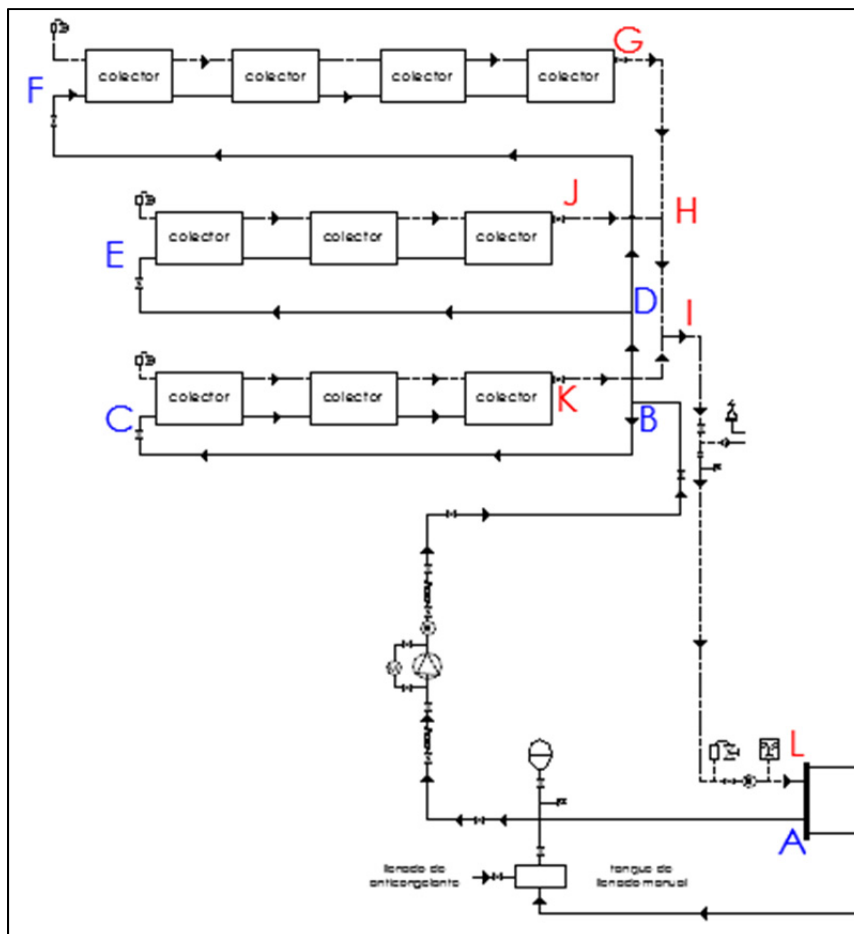


Tabla 3.38: Dimensionado de los tramos de tubería del circuito primario

Tramo	Q (l/h)	DN (mm)	D (mm)	V (m/s)	Pdcunit (mmca/m)	L (m)	Lsing(m)	Ltotal (m)	Pdc (mmca)
AB	1057,25	28	22,43287176	0,553648669	18,30723319	25,4	15,2	40,6	743,2736676
BC	317,25	18	14,72018444	0,438697266	22,35208747	14,2	5,5	19,7	440,3361232
BD	634,5	22	18,76176751	0,5615325	26,04941766	2,2	2,2	4,4	114,6174377
DE	317,25	18	14,72018444	0,438697266	22,35208747	13,3	4	17,3	386,6911133
DF	423	22	16,27952801	0,374355	12,81263091	19,5	5,5	25	320,3157727
GH	423	22	16,27952801	0,374355	12,81263091	5	2,5	7,5	96,09473181
JH	317,25	18	14,72018444	0,438697266	22,35208747	2,5	1	3,5	78,23230616
HI	634,5	22	18,76176751	0,5615325	26,04941766	3	2,2	5,2	135,4569718
KI	317,25	18	14,72018444	0,438697266	22,35208747	3,7	2,5	6,2	138,5829423
IL	1057,5	28	22,4347282	0,553779586	18,31480957	25,4	17,2	42,6	780,2108876
TOTAL									3.233,81

TUBERÍAS DEL CIRCUITO SECUNDARIO

Por el lado secundario del intercambiador circulará el agua de consumo. El caudal del circuito secundario se suele establecer en un valor similar al del primario, sin que la diferencia sea inferior a un 10%.

Caudal primario \geq Caudal secundario

Por lo tanto, se estima el caudal del circuito en un 90% del correspondiente al circuito primario, 951,75 l/h. Las tuberías de conexión del acumulador solar al lado secundario del intercambiador serán de cobre con un diámetro de 28 mm como corresponde al caudal indicado.

Tabla 3.39: Dimensionado del tramo de tubería del circuito secundario

Q (l/h)	DN (mm)	Pdcunit (mmca/m)	L (m)	Lsing(m)	Ltotal (m)	Pdc (mmca)
951,75	28	15,230	12	7	19	289,388

• **BOMBA HIDRÁULICA**

Se plantea la instalación de un grupo hidráulico para producir el movimiento de los fluidos mediante la instalación de dos bombas hidráulicas, una para producir el movimiento del fluido caloportador en el circuito primario y otra para producir la circulación del agua en el circuito secundario.

BOMBA DEL CIRCUITO PRIMARIO

El funcionamiento de la bomba de circulación vendrá determinado por su curva característica, que representa la relación entre la altura manométrica H que proporciona la bomba y el caudal de circulación (Q).

El caudal de circulación Q se determina de acuerdo al caudal unitario del captador, a los metros cuadrados de superficie que tiene cada uno y del número de ellos (1050,70 l/h).

La altura manométrica H de la bomba en el punto de trabajo debe compensar la pérdida de carga del circuito primario de captación, y ésta viene determinada fundamentalmente por las pérdidas de carga del tramo más desfavorable de tuberías; la pérdida de carga producida por el intercambiador de calor y; la pérdida de carga de los captadores solares.

$$H = Pdc_{tuberías} + Pdc_{intercambiador} + Pdc_{captadores} + Pdc_{electroválvulas}$$

Para el cálculo de la pérdida de carga del circuito debe de tenerse en cuenta las pérdidas en las tuberías $Pdc_{tuberías}$ (incluidas las pérdidas de carga singulares de los accesorios), la pérdida de carga del intercambiador de calor $Pdc_{intercambiador}$, la de los captadores solares $Pdc_{captadores}$ y la pérdida de carga de las electroválvulas $Pdc_{electroválvulas}$.

La pérdida de carga en las tuberías ya es conocida, puesto que se ha calculado anteriormente. La pérdida de carga del intercambiador es facilitada por cada fabricante del equipo, que para este estudio se toma 1,5 m.c.a.

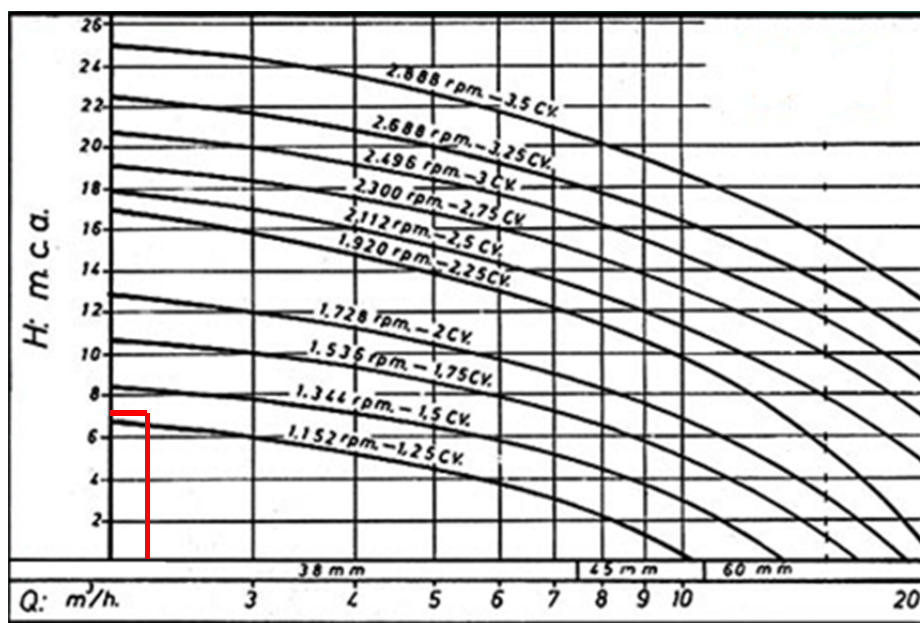
La pérdida de carga en los captadores se puede determinar a partir de los datos fabricados por el fabricante, si bien, la pérdida de carga provocada por los captadores solares es muy pequeña para los caudales normales de funcionamiento y puesto que, en este caso los captadores están conectados en paralelos, puede ser del orden de 30 mm.c.a. por lo que puede ser despreciada sin que se cometa error.

Las electroválvulas también producen pérdidas de carga. Se recomienda tomar una pérdida de carga aproximada de 1 m.c.a. por electroválvula, lo que hace un total de 2 m.c.a.

$$H = 3,233 + 1,5 + 2 = 6,733 \text{ m. c. a.}$$

Conocidos los valores de Q y H se selecciona una bomba cuya curva característica esté por encima del punto de funcionamiento de diseño según gráfico 3.18.

Gráfico 3.19: Curva característica de potencia de bomba hidráulica en función de las pérdidas de carga y del caudal



Atendiendo a la gráfica anterior, en función del caudal y de las pérdidas de carga sería necesario para este proyecto una bomba de 1,5 C.V.⁷ (1,1 KW).

La ubicación de las bombas será en la parte más fría del circuito correspondiente y entre dos válvulas de corte y con espacio suficiente para permitir su eventual sustitución o reparación con facilidad y sin necesidad de vaciar el circuito. Las tuberías conectadas a la bomba se soportarán adecuadamente para evitar vibraciones.

⁷ Siendo 1 C.V.= 735,499 W

BOMBA DEL CIRCUITO SECUNDARIO

Como en el caso anterior, la selección de la bomba se realizará a partir de la pérdida de carga y del caudal del circuito.

La pérdida de carga más significativa del circuito secundario es la producida por el intercambiador de calor de placas, el acumulador, la tubería y las electroválvulas.

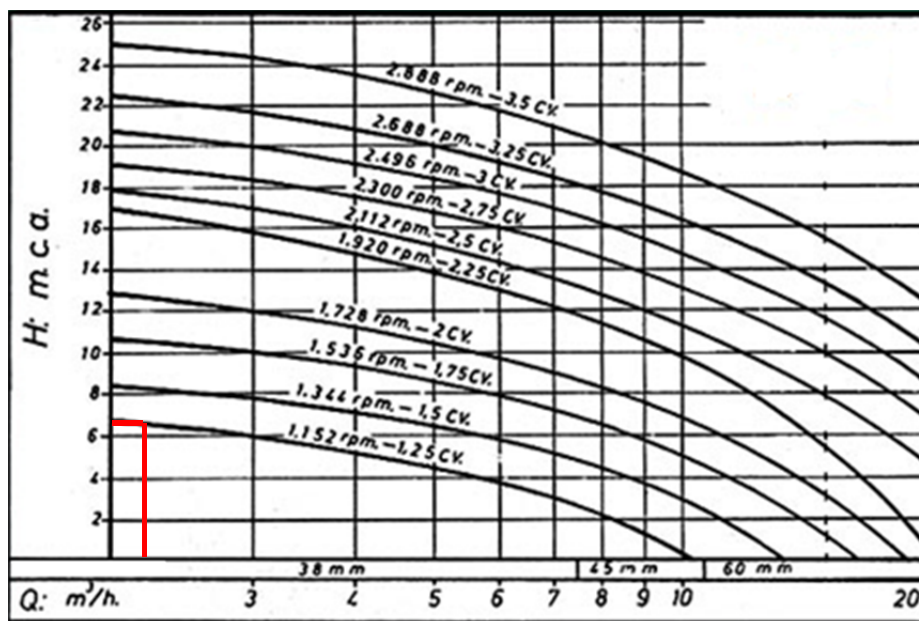
$$H = Pdc_{tuberías} + Pdc_{acumulador} + Pdc_{intercambiador} + Pdc_{electroválvulas}$$

El valor de la pérdida de carga del intercambiador es suministrado por el fabricante, y para el presente proyecto se supone de 1,4 m.c.a. En este caso la pérdida de carga resultante en las tuberías -ya calculada anteriormente- es de 289,38 mm.c.a. El valor de la pérdida de carga de un acumulador es aproximadamente de 3 m.c.a.

$$H = 0,289 + 1,4 + 2 + 3 = 6,689 \text{ m. c. a.}$$

Conocidos los valores de Q y H se selecciona una bomba cuya curva característica esté por encima del punto de funcionamiento de diseño (gráfico 3.18).

Gráfico 3.19: Curva característica de potencia de bomba hidráulica en función de las pérdidas de carga y del caudal



Atendiendo a la gráfica anterior, en función del caudal y de las pérdidas de carga sería necesario para este proyecto una bomba de 1,25 C.V.⁸ (0,9 KW).

La bomba de circulación elegida debe ser apta para funcionar con agua caliente sanitaria. Las tuberías conectadas a la bomba se soportarán adecuadamente para evitar vibraciones y debe instalarse entre dos válvulas de corte de esfera y con espacio suficiente para permitir su eventual sustitución o reparación con facilidad y sin necesidad de vaciar el circuito.

⁸ Siendo 1 C.V.= 735,499 W

- **VASO DE EXPANSIÓN**

Todo circuito cerrado deberá prever la instalación de un vaso de expansión que permita absorber las dilataciones del fluido caloportador.

Se dispondrá un vaso de expansión en el circuito primario.

La determinación del tamaño de un vaso de expansión cerrado se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$V_{\text{vaso}} = V \cdot \varepsilon \cdot \frac{P_f}{P_f - P_i}$$

Siendo;

V_{vaso} Volumen del vaso de expansión, en litros.

V La cantidad de fluido caloportador en el circuito primario, en litros

ε el incremento del volumen del fluido caloportador desde 4°C hasta la temperatura máxima alcanzable por los captadores (valor adimensional)

P_f La presión absoluta final del vaso de expansión en kg/cm²

P_i La presión absoluta inicial del vaso de expansión en kg/cm²

Por lo tanto, previamente es necesario calcular el volumen de fluido caloportador V contenido en el circuito primario de captación.

Tabla 3.40: Volumen del fluido caloportador en las tuberías

DN (mm)	Longitud (m)	Capacidad (litros/m)	Contenido total (litros)
18	33,70	0,201	6,774
22	29,70	0,314	9,326
28	50,80	0,531	26,975
TOTAL			43,075

A este volumen debe sumarse la capacidad de líquido de los captadores, que es de 2,16 litros por captador, es decir, 21,6 litros para el total de los 10 captadores solares.

El contenido total de líquido del circuito primario es, por tanto, de 64,675 litros.

En el caso de circuitos de agua sin aditivos es habitual tomar un valor de ε igual a 0,043, que corresponde a la dilatación del agua desde 4°C hasta 100°C, si se utiliza agua con anticongelante y no se dispone de información detallada sobre la dilatación de la mezcla, se aconseja tomar un valor igual a 0,08.

Como valor de P_f puede tomarse la presión correspondiente al tarado de la válvula de seguridad, que es la máxima a la que la instalación puede funcionar. Para obtener la presión absoluta, el valor de tarado de la válvula de seguridad debe incrementarse en 1 kg/cm². Para este caso práctico se establece la presión de tarado de la válvula de seguridad en 3 kg/cm², por lo que la presión absoluta $P_f = 4$ kg/cm².

La presión inicial de llenado del circuito será como mínimo de 0,5 kg/cm² a nivel de los captadores solares ($P_i = 1,5$ kg/cm² de presión absoluta). A este valor deberá añadirse la presión correspondiente a la altura de la columna de agua situada sobre el vaso. Si la diferencia de cota existente entre el punto más alto de la instalación y la posición del vaso es de 25 m, la presión estática a añadir será de 2,5 kg/cm² de presión relativa (es

decir, 3,5 kg/cm² de presión absoluta). En este caso, el valor de Pi será de 3,5 kg/cm² de presión absoluta.

$$V_{\text{vaso}} = 65 \cdot 0,08 \cdot \frac{4}{4 - 3,5} = 41,6 \text{ litros}$$

Puesto que el vaso de expansión no es un elemento excesivamente costoso, es recomendable elegir un volumen que esté claramente por encima de las necesidades. Se instalará un vaso de expansión con capacidad de 50 litros.

- **AISLAMIENTO TÉRMICO**

Se dispondrá un aislamiento térmico de polietileno expandido con celda cerrada o de poliuretano para recubrir y proteger las tuberías y el acumulador. Este material, de baja conductividad térmica y alta permeabilidad posee una buena resistencia a la deformación y a los disolventes. Además, cumple otras funciones como antivibración, anticorrosión, anticondensación y aislante del ruido.

Su grosor mínimo depende de la temperatura de trabajo del fluido de la instalación y el diámetro de tubería utilizada, atendiendo a la siguiente tabla 3.41.

Tabla 3.41: Grosor del aislamiento de la tubería en función del diámetro de la tubería

Diámetro exterior de la tubería (mm)	Temperatura del fluido (°C)			
	45 a 65	66 a 100	101 a 150	151 a 200
D ≤ 35	20	20	30	30
35 < D ≤ 60	20	30	40	40
60 < D ≤ 90	30	30	40	50
90 < D ≤ 140	30	40	50	50
140 < D	30	40	50	60

Fuente: IDAE (2009)

En el presente proyecto el aislamiento de las tuberías que discurren por el exterior se realizará con coquilla de 40 mm de espesor, recubierto con chapa de aluminio, para evitar su degradación, debido a la exposición a los agentes exteriores. En las tuberías no expuestas a la intemperie, el aislamiento será de 30 mm de espesor, apto para el funcionamiento a altas temperaturas.

El aislamiento exterior para el acumulador es de espuma de poliuretano de 80 mm de espesor.

- **DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE CAPTADORES**

La distancia d, medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo de altura h, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno (IDAE, 2009). Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61 - \text{latitud})}$$

Siendo;

$$\frac{1}{\text{tg}(61 - \text{latitud})} = k$$

$$h = L \cdot \text{sen } \alpha$$

L Altura de los paneles

α Inclinación de los paneles

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla 3.42 en función de la latitud del lugar.

Tabla 3.42: Valores de K en función de la latitud

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,4715	2,747	3,078	3,487

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud}); \quad d = 3,078 \times 0,84; \quad d = 2,58 \text{ m}$$

• SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL

El sistema de control analiza las señales de entrada obtenidas de las sondas de temperatura, caudalímetros y sensor de radiación, las interpreta y, en función de su valor activa y desactiva unas señales de salida que van conectadas a otros elementos (grupos hidráulicos y electroválvulas).

Así, se automatiza el encendido y apagado de ciertos elementos del sistema en función de ciertas variables de entrada y todo el funcionamiento del sistema es analizado por este dispositivo.

La configuración del sistema de control para esta instalación hará que éste se encargue de:

- Almacenar el número de horas que el sistema está en funcionamiento.
- Valoración del funcionamiento de la instalación comparando lo recogido por el sensor de radiación y la producción de la instalación.
- Desconexión de seguridad de la instalación cuando ésta alcance una temperatura superior a 125°C.
- Reducir el consumo energético de la bomba, alargando al mismo tiempo la vida útil de la misma, pues el sistema de bombeo se apagará cuando la diferencia de temperatura entre el punto más frío y el más caliente del circuito sea menor de 2°C y se volverá a activar cuando esta diferencia sea de 7°C.

La primera sonda de temperatura para el control diferencial se colocará a la salida de los colectores solares, que es la parte más caliente del circuito. Otra sonda medirá la temperatura a la salida del sistema de acumulación, que es el punto más frío del circuito.

En el circuito primario, un caudalímetro conectado a la bomba servirá para comprobar cuándo se produce un fallo en el funcionamiento de ésta.

Además, un sensor de radiación instalado en la cubierta junto al sistema de colección, en un lugar libre de sombras, será útil para calcular la eficiencia de la instalación y así poder detectar posibles averías.

Por último, el sistema de control ha de contar con una salida, a la entrada de la primera bomba para comprobar su correcto funcionamiento.

El sistema de control se localizará en el sótano, en el cuarto de energía solar.

Se instalará una canalización de tubos para albergar los cables que conectarán el sistema de control con los distintos sensores y elementos. Esta canalización estará formada por tubo de material plástico, no propagador de llama y de pared interior lisa, de 20 mm. De diámetro exterior. Los cables que discurren por el interior de la canalización estarán formados por dos conductores de cobre electrolítico puro de 0,5 mm. De diámetro, con una cubierta formada por una capa continua de plástico ignífugo.

- **DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE APOYO**

Como sistema de apoyo a los paneles solares térmicos se instalará una caldera de biomasa policombustible.

Para calcular la potencia de la caldera, es necesario conocer los caudales instantáneos mínimos de los diferentes aparatos según DB HS-4 (suministro de agua). Para los grupos de aseos se ha dimensionado ACS en los lavabos, igual que en los laboratorios y; para la cocina y cafetería se ha contado con un fregadero no doméstico, un lavavajillas industrial y un lavamanos.

Tabla 3.43: Caudal instantáneo de agua caliente sanitaria

	Caudal instantáneo
ASEOS	0,81 dm ³ /s
LABORATORIOS	0,30 dm ³ /s
COCINA Y CAFETERÍA	0,43 dm ³ /s
TOTAL	1,54 dm³/s

El caudal en litros/h es de: 1,54 dm³/s x 3600 s/h = 5.544 l/h

Aplicando el coeficiente de simultaneidad

$$K_p = \frac{1}{\sqrt{n - 1}}$$

Siendo;

N el número de aparatos

$$K_p = \frac{1}{\sqrt{40 - 1}} = 0,16; \text{ tomamos el valor } 0,20$$

Por lo tanto, el caudal (l/h) para el cálculo de la potencia de la caldera es de: 5.544 x 0,20 = 1108,80 l/h.

La energía necesaria para calentar ese caudal será:

$$\text{Energía} = 1110 \text{ l/h} \times 1 \text{ Kcal/l}^\circ\text{C} \times (60-15) = 49.950 \text{ Kcal/h}$$

La potencia útil de la caldera será:

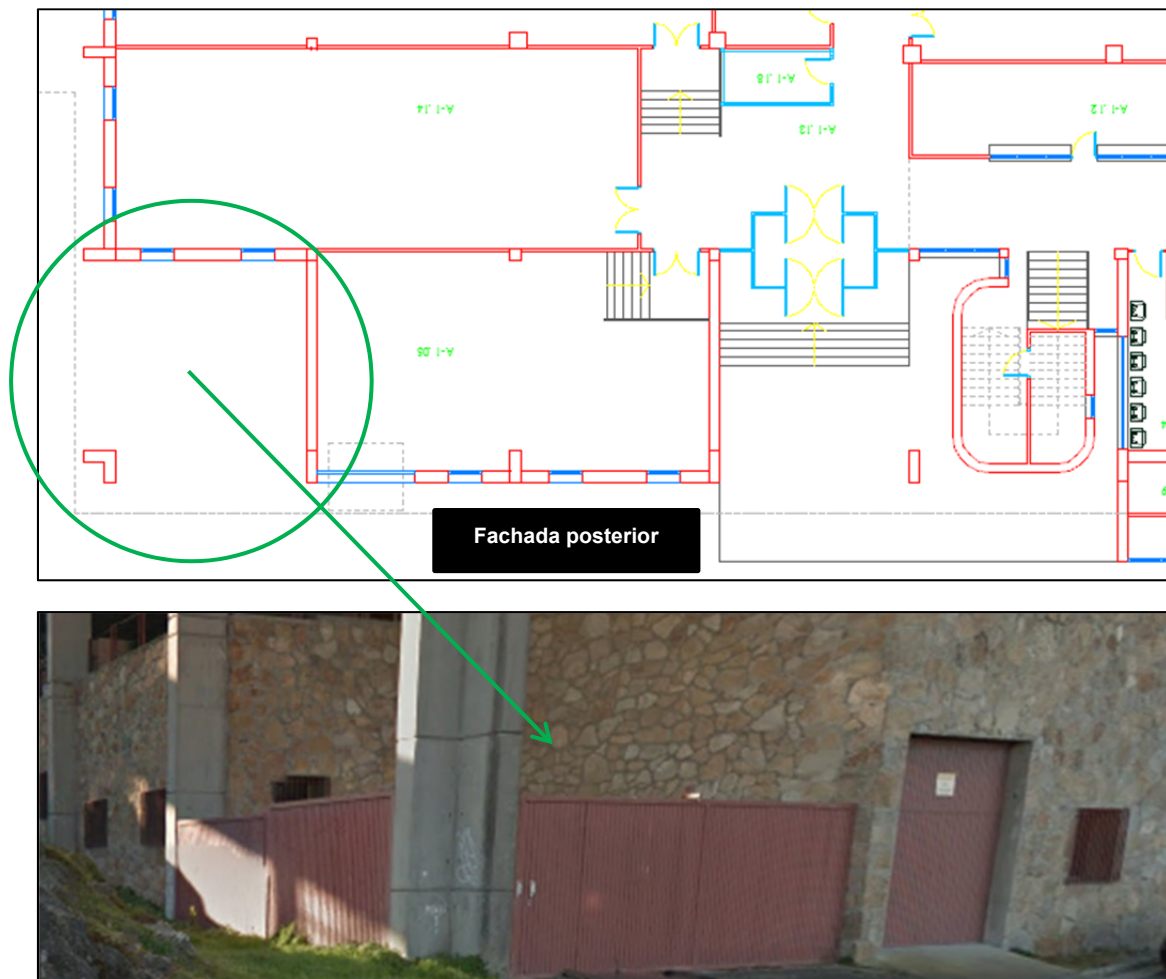
$$P_{\text{útil}} = 49.950 \text{ Kcal/h} \times 0,001163 \text{ KWh/Kcal/h} = 58,09 \text{ KW}$$

Por lo tanto, se selecciona una caldera de biomasa policombustible SERIES PLC 60 KW que permite utilizar madera, pellet, hueso de aceituna, cereales, y también permite la utilización combinada de pellet y leña.

- **CUARTO DE ENERGÍA SOLAR**

El cuarto que albergará el intercambiador, el acumulador, el sistema de control y el sistema de apoyo auxiliar mediante caldera de biomasa se situará en la planta sótano, en una zona de la fachada posterior que en la actualidad, como se observa en la fotografía inferior, sólo está cerrada con puertas metálicas. Esta ubicación es la más adecuada tanto por su superficie como por la facilidad que proporciona para el suministro de los pellets de la caldera de biomasa.

Figura 2.26: Ubicación del cuarto de energía solar



4

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

4.1. OBJETO Y CONTENIDO

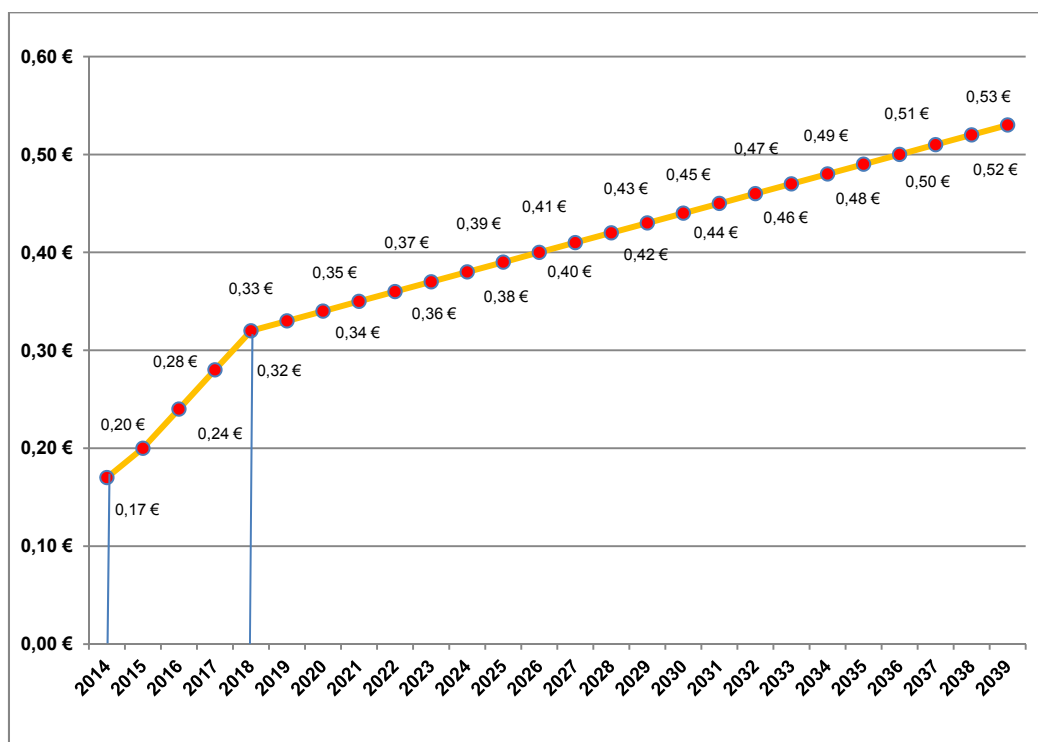
Este capítulo tiene como objeto realizar un análisis económico de la rentabilidad del proyecto para la futura implantación de las propuestas realizadas en el capítulo anterior.

Para evaluar la amortización de la inversión es necesario tener en cuenta cómo evolucionarán los costes de la energía eléctrica, así como, el coste correspondiente al “peaje de respaldo” -por el autoconsumo- durante la vida útil de la instalación.

Así, las estimaciones que se realizan a continuación se basan en lo que, de forma general, parece que ocurrirá con la evolución de ambos costes (energía eléctrica y peaje), si bien, no pueden ser conocidos con certeza absoluta debido, en gran parte, al escenario actual de gran inestabilidad del mercado eléctrico español que se ha descrito en el primer capítulo de este trabajo. La normativa y los mercados pueden variar sustancialmente a lo largo de la vida útil de la instalación, como lo han venido haciendo estos últimos años.

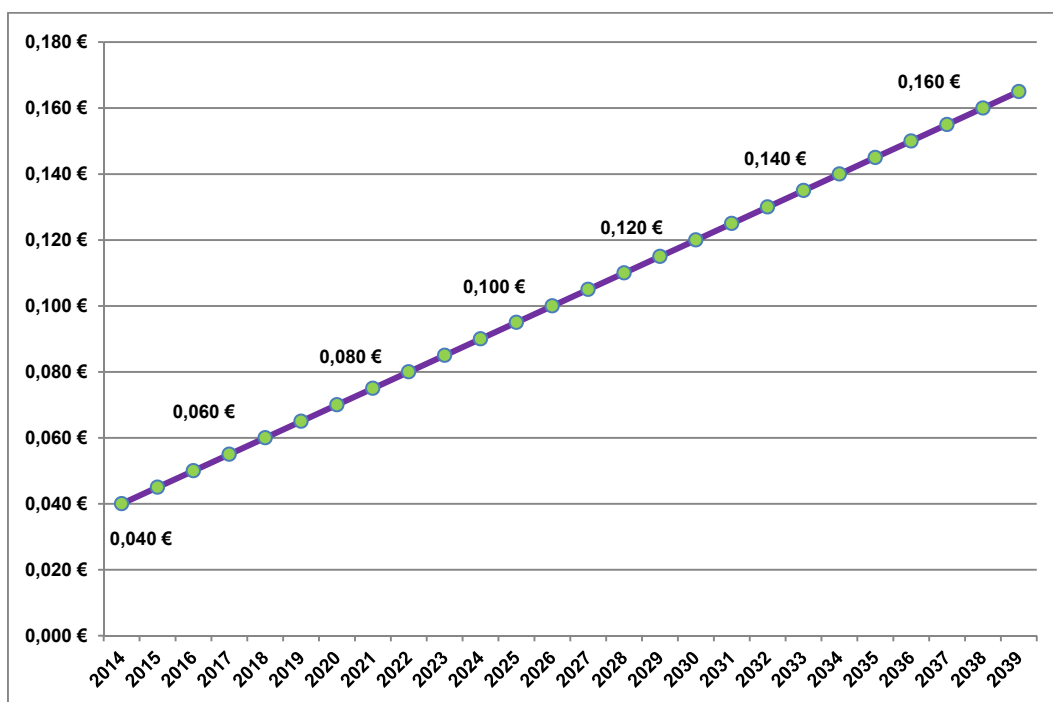
En lo que respecta al coste de la energía eléctrica, se prevé que en los próximos cinco años ésta sufrirá un incremento cercano al 50%, hasta los 0,32 €/kwh, y que, en años sucesivos la subida se suavizará y será aproximadamente entre un 3% y 4%, como se observa en el gráfico 4.1

Gráfico 4.1: Estimación del coste de la energía eléctrica durante la vida útil de la instalación



En cuanto al “peaje de respaldo” por el autoconsumo, se prevé una subida aproximada constante para los próximos años, como se observa en el gráfico 4.2.

Gráfico 4.2: Estimación del coste del peaje de respaldo durante la vida útil de la instalación



A continuación, en la tabla 4.1 se muestran los costes anuales en energía eléctrica de la EUAT para los próximos veinticinco años según la demanda en Kwh actual y para los costes de electricidad recogidos anteriormente.

Tabla 4.1: Coste energía eléctrica EUAT (periodo 2014-2039)

AÑO	COSTE ENERGÍA ELÉCTRICA (1 kwh)	IMPORTE SUMINISTRO ELÉCTRICO (447.947 kwh)
2014	0,17 €	76.151,13 €
2015	0,20 €	89.589,56 €
2016	0,24 €	107.507,47 €
2017	0,28 €	125.425,38 €
2018	0,32 €	143.343,29 €
2019	0,33 €	152.302,25 €
2020	0,34 €	156.781,73 €
2021	0,35 €	156.781,73 €
2022	0,36 €	161.261,21 €
2023	0,37 €	165.740,68 €
2024	0,38 €	170.220,16 €
2025	0,39 €	174.699,64 €
2026	0,40 €	179.179,12 €
2027	0,41 €	183.658,60 €
2028	0,42 €	188.138,07 €
2029	0,43 €	192.617,55 €
2030	0,44 €	197.097,03 €
2031	0,45 €	201.576,51 €
2032	0,46 €	206.055,99 €
2033	0,47 €	210.535,46 €
2034	0,48 €	215.014,94 €

AÑO	COSTE ENERGÍA ELÉCTRICA (1 kwh)	IMPORTE SUMINISTRO ELÉCTRICO (447.947 kwh)
2035	0,49 €	219.494,42 €
2036	0,50 €	223.973,90 €
2037	0,51 €	228.453,38 €
2038	0,52 €	232.932,85 €
2039	0,53 €	237.412,33 €
TOTAL		4.595.944,38€

4.2. AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN ENERGÍA EÓLICA

- Periodo de ejecución: 4 meses
- Año de puesta en funcionamiento: 2015
- Potencia: 150 KW
- Vida útil: 25 años
- Producción neta anual (kwh): 202.321,81
- Coste unitario de inversión: 2.226 €/kw

4.2.1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

P.E.M. INSTALACIÓN EÓLICA	
AEROGENERADOR GARBÍ 150/28 (150 KW)	300.000,00 €
OBRA CIVIL	10.000,00 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	20.000,00 €
TRANSPORTE Y MONTAJE (grúas + personal)	4.000,00 €
TOTAL	334.000,00 €

4.2.2. DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN

Se tomarán en consideración dos opciones, una sin apalancamiento financiero de los costes de ejecución material del proyecto, y otra con endeudamiento de 170.000,00 €.

1º OPCIÓN:

- Promotor: 100%
- Financiación ajena: 0%
- Ayudas: 0%

2º OPCIÓN:

- Financiación ajena: 51%
- Promotor: 49%
- Ayudas: 0%

El aerogenerador entregaba una producción neta de 202.321,81 kwh/año, por lo que el ahorro que supondría, sin tener en consideración el peaje de respaldo es que se recoge en la tabla 4.2

Tabla 4.2: Desglose de ahorro energía eléctrica por instalación de aerogenerador EUAT (período 2015-2039)

AÑO	AHORRO POR GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA EÓLICA
2015	40.464,36 €
2016	48.557,23 €
2017	56.650,11 €
2018	64.742,98 €
2019	66.766,20 €
2020	68.789,42 €
2021	70.812,63 €
2022	72.835,85 €
2023	74.859,07 €
2024	76.882,29 €
2025	78.905,51 €
2026	80.928,72 €
2027	82.951,94 €
2028	84.975,16 €
2029	86.998,38 €
2030	89.021,60 €
2031	91.044,81 €
2032	93.068,03 €
2033	95.091,25 €
2034	97.114,47 €
2035	99.137,69 €
2036	101.160,91 €
2037	103.184,12 €
2038	105.207,34 €
2039	107.230,56 €
TOTAL	2.071.775,33 €

Al introducir el peaje de respaldo, se reduce el ahorro anual como se muestra en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Desglose de ahorro energía eléctrica por instalación de aerogenerador EUAT considerando peaje de respaldo (período 2015-2039)

AÑO	AHORRO POR GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA EÓLICA	PEAJE DE RESPALDO (€ / KWh)	COSTE PEAJE RESPALDO (€)	AHORRO (EÓLICA-PEAJE RESPALDO)
2015	40.464,36 €	0,045 €	-9.104,48 €	31.359,88 €
2016	48.557,23 €	0,050 €	-10.116,09 €	38.441,14 €
2017	56.650,11 €	0,055 €	-11.127,70 €	45.522,41 €
2018	64.742,98 €	0,060 €	-12.139,31 €	52.603,67 €
2019	66.766,20 €	0,065 €	-13.150,92 €	53.615,28 €
2020	68.789,42 €	0,070 €	-14.162,53 €	54.626,89 €
2021	70.812,63 €	0,075 €	-15.174,14 €	55.638,50 €
2022	72.835,85 €	0,080 €	-16.185,74 €	56.650,11 €
2023	74.859,07 €	0,085 €	-17.197,35 €	57.661,72 €
2024	76.882,29 €	0,090 €	-18.208,96 €	58.673,32 €
2025	78.905,51 €	0,095 €	-19.220,57 €	59.684,93 €
2026	80.928,72 €	0,100 €	-20.232,18 €	60.696,54 €
2027	82.951,94 €	0,105 €	-21.243,79 €	61.708,15 €
2028	84.975,16 €	0,110 €	-22.255,40 €	62.719,76 €
2029	86.998,38 €	0,115 €	-23.267,01 €	63.731,37 €
2030	89.021,60 €	0,120 €	-24.278,62 €	64.742,98 €
2031	91.044,81 €	0,125 €	-25.290,23 €	65.754,59 €
2032	93.068,03 €	0,130 €	-26.301,84 €	66.766,20 €
2033	95.091,25 €	0,135 €	-27.313,44 €	67.777,81 €
2034	97.114,47 €	0,140 €	-28.325,05 €	68.789,42 €
2035	99.137,69 €	0,145 €	-29.336,66 €	69.801,02 €
2036	101.160,91 €	0,150 €	-30.348,27 €	70.812,63 €
2037	103.184,12 €	0,155 €	-31.359,88 €	71.824,24 €
2038	105.207,34 €	0,160 €	-32.371,49 €	72.835,85 €
2039	107.230,56 €	0,165 €	-33.383,10 €	73.847,46 €

En último lugar, también habría que tener en cuenta los gastos de mantenimiento anual del aerogenerador.

Los costes de mantenimiento aumentan conforme la turbina va envejeciendo. Durante los dos primeros años las máquinas están en garantía y el coste es muy bajo

Normalmente, el fabricante sigue realizando el mantenimiento durante los tres siguientes años pero su cuota anual por estos servicios aumenta considerablemente.

Los fabricantes, en general, no se comprometen a fijar de antemano un precio por el mantenimiento de las máquinas después de cinco años desde su puesta en funcionamiento. Es a partir de ese quinto año cuando los costes de mantenimiento aumentan. Sin embargo, se pueden estimar unos costes anuales de mantenimiento aproximados de 1% de la inversión inicial de la turbina.

Tabla 4.4: Desglose de costes anuales de mantenimiento de la turbina (período 2015-2039)

AÑO	COSTES DE MANTENIMIENTO
2015	500,00 €
2016	800,00 €
2017	1500,00 €
2018	2000,00 €
2019	2500,00 €
2020	3000,00 €
2021	3000,00 €
2022	3000,00 €
2023	3000,00 €
2024	3000,00 €
2025	3000,00 €
2026	3000,00 €
2027	3000,00 €
2028	3000,00 €
2029	3000,00 €
2030	3000,00 €
2031	3000,00 €
2032	3000,00 €
2033	3000,00 €
2034	3000,00 €
2035	3000,00 €
2036	3000,00 €
2037	3000,00 €
2038	3000,00 €
2039	3000,00 €

A continuación, para determinar el período de amortización, se desarrollan las dos propuestas descritas anteriormente.

OPCIÓN 1º: sin apalancamiento

- Promotor: 100%
- Financiación ajena: 0%
- Ayudas: 0%

Tabla 4.5: Desglose del período de amortización de la turbina eólica sin apalancamiento para el período (2014/2039)

AÑO	AMORTIZACIÓN (€)	AÑOS AMORTIZACIÓN
2014	-334.000,00 €	
2015	-303.140,12 €	1
2016	-265.498,98 €	2
2017	-221.476,57 €	3
2018	-170.872,90 €	4
2019	-119.757,62 €	5
2020	-68.130,73 €	6
2021	-15.492,23 €	7
2022	38.157,88 €	8
2023	92.819,59 €	9
2024	148.492,92 €	10
2025	205.177,85 €	11
2026	262.874,39 €	12
2027	321.582,54 €	13
2028	381.302,31 €	14
2029	442.033,68 €	15
2030	503.776,66 €	16
2031	566.531,24 €	17
2032	630.297,44 €	18
2033	695.075,25 €	19
2034	760.864,66 €	20
2035	827.665,69 €	21
2036	895.478,32 €	22
2037	964.302,56 €	23
2038	1.034.138,41 €	24
2039	1.104.985,88 €	25

La inversión necesaria -sin endeudamiento financiero- se amortizaría en 8 años. A partir de ese momento, y hasta el final de su vida útil, se produciría un ahorro de un millón cien mil euros.

2º OPCIÓN: con apalancamiento

- Promotor: 49%
- Financiación ajena: 51%
- Ayudas: 0%

Debido al elevado coste de la instalación, se prevé una segunda opción con endeudamiento financiero de aproximadamente, el 50% de los costes de ejecución.

La cantidad financiada son 170.000,00 € a 15 años con un interés fijo anual del 7%. En la tabla 4.6 se recogen los costes financieros de dicho préstamo.

Tabla 4.6: Desglose del préstamo financiero a quince años

AÑO	CUOTA CAPITAL AMORTIZADO	CUOTA INTERESES	CUOTA MENSUAL	CAPITAL VIVO
2015	11.333,33 €	11.900,00 €	23.233,33 €	158.666,67 €
2016	11.333,33 €	11.106,67 €	22.440,00 €	147.333,33 €
2017	11.333,33 €	10.313,33 €	21.646,67 €	136.000,00 €
2018	11.333,33 €	9.520,00 €	20.853,33 €	124.666,67 €
2019	11.333,33 €	8.726,67 €	20.060,00 €	113.333,33 €
2020	11.333,33 €	7.933,33 €	19.266,67 €	102.000,00 €
2021	11.333,33 €	7.140,00 €	18.473,33 €	90.666,67 €
2022	11.333,33 €	6.346,67 €	17.680,00 €	79.333,33 €
2023	11.333,33 €	5.553,33 €	16.886,67 €	68.000,00 €
2024	11.333,33 €	4.760,00 €	16.093,33 €	56.666,67 €
2025	11.333,33 €	3.966,67 €	15.300,00 €	45.333,33 €
2026	11.333,33 €	3.173,33 €	14.506,67 €	34.000,00 €
2027	11.333,33 €	2.380,00 €	13.713,33 €	22.666,67 €
2028	11.333,33 €	1.586,67 €	12.920,00 €	11.333,33 €
2029	11.333,33 €	793,33 €	12.126,67 €	0,00 €

Con estas condiciones, el período de amortización quedaría como se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Desglose del período de amortización de la turbina eólica con apalancamiento para el período (2014/2039)

AÑO	AMORTIZACIÓN (€)	AÑOS AMORTIZACIÓN
2014	-334.000,00 €	
2015	-326.373,45 €	1
2016	-311.172,31 €	2
2017	-288.796,57 €	3
2018	-259.046,23 €	4
2019	-227.990,95 €	5
2020	-195.630,73 €	6
2021	-161.465,56 €	7
2022	-125.495,46 €	8
2023	-87.720,41 €	9
2024	-48.140,42 €	10
2025	-6.755,48 €	11
2026	36.434,39 €	12
2027	81.429,21 €	13
2028	128.228,97 €	14
2029	176.833,68 €	15
2030	238.576,66 €	16
2031	301.331,24 €	17
2032	365.097,44 €	18
2033	429.875,25 €	19
2034	495.664,66 €	20
2035	562.465,69 €	21

AÑO	AMORTIZACIÓN (€)	AÑOS AMORTIZACIÓN
2036	630.278,32 €	22
2037	699.102,56 €	23
2038	768.938,41 €	24
2039	839.785,88 €	25

Así, la inversión necesaria para la instalación -con endeudamiento financiero- se amortizaría en 12 años. A partir de ese momento, y hasta el final de su vida útil, se produciría una reducción de costes de algo más de ochocientos mil euros.

Como se puede observar, la diferencia de amortización entre la primera opción (sin endeudamiento) y la segunda opción (con préstamo bancario) es de tan sólo, 4 años.

Sea cual sea la opción escogida, la instalación eólica resulta muy rentable, puesto que se amortiza en un corto período de tiempo y se consigue una reducción muy importante de los costes, que puede ser utilizada para establecer otras mejoras en la EUAT.

4.3. AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- Periodo de ejecución: 4 meses
- Año de puesta en funcionamiento: 2015
- Vida útil: 20 años
- Producción neta anual (kwh): 40.097,28 kwh/año
- Coste unitario de inversión: 2.338,63 €/kw

4.3.1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

P.E.M. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	
PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS SCHOTT PERFORM MONO con potencia nominal de 270 W (110 uds)	34.720,00 €
INVERSOR, CAJA DE CONEXIÓN, CABLEADO.... (incluida mano de obra)	36.000,00 €
TOTAL	70.720,00 €

4.3.2. DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN

En la tabla 4.8 se recoge el período de amortización para la instalación solar fotovoltaica con 112 paneles. Se ha tenido en cuenta un deterioro anual de la instalación de un 0,75%.

Tabla 4.8: Amortización de la instalación solar fotovoltaica

AÑO	COSTE ENERGÍA ELÉCTRICA (€ / KWh)	RENDIM. DE LA INSTAL. SOLAR FOTOVOL.	ENERGÍA ELÉCTRICA SUMIN. POR LOS PANELES (KWh)	AHORRO POR GENERACIÓN ELÉCTRICA (FOTOVOL.)	PEAJE RESPALDO (€ / KWh)	COSTE TOTAL DEL PEAJE DE RESPALDO	AHORRO (FOTOVOL.- PEAJE RESPALDO)	COSTE MANTENIM. ANUAL	CAPITAL PENDIENTE DE AMORTIZAR	AÑOS AMORT.
2014									-70.720,00 €	
2015	0,20 €	1	40097,28	8.019,46 €	0,05 €	1.804,38 €	6.215,08 €	500,00 €	-65.004,92 €	1
2016	0,24 €	0,9925	39796,5504	9.551,17 €	0,05 €	2.004,86 €	7.546,31 €	500,00 €	-57.958,61 €	2
2017	0,28 €	0,985	39495,8208	11.058,83 €	0,06 €	2.205,35 €	8.853,48 €	500,00 €	-48.322,02 €	3
2018	0,32 €	0,9775	39195,0912	12.542,43 €	0,06 €	2.405,84 €	10.136,59 €	500,00 €	-38.685,43 €	4
2019	0,33 €	0,97	38894,3616	12.835,14 €	0,07 €	2.606,32 €	10.228,82 €	1.000,00 €	-29.456,61 €	5
2020	0,34 €	0,9625	38593,632	13.121,83 €	0,07 €	2.806,81 €	10.315,03 €	1.000,00 €	-20.141,59 €	6
2021	0,35 €	0,955	38292,9024	13.402,52 €	0,08 €	3.007,30 €	10.395,22 €	1.000,00 €	-10.746,37 €	7
2022	0,36 €	0,9475	37992,1728	13.677,18 €	0,08 €	3.207,78 €	10.469,40 €	1.000,00 €	-1.276,97 €	8
2023	0,37 €	0,94	37691,4432	13.945,83 €	0,09 €	3.408,27 €	10.537,57 €	1.000,00 €	8.260,60 €	9
2024	0,38 €	0,9325	37390,7136	14.208,47 €	0,09 €	3.608,76 €	10.599,72 €	1.000,00 €	17.860,31 €	10
2025	0,39 €	0,925	37089,984	14.465,09 €	0,10 €	3.809,24 €	10.655,85 €	1.000,00 €	27.516,17 €	11
2026	0,40 €	0,9175	36789,2544	14.715,70 €	0,10 €	4.009,73 €	10.705,97 €	1.000,00 €	37.222,14 €	12
2027	0,41 €	0,91	36488,5248	14.960,30 €	0,11 €	4.210,21 €	10.750,08 €	1.000,00 €	46.972,22 €	13
2028	0,42 €	0,9025	36187,7952	15.198,87 €	0,11 €	4.410,70 €	10.788,17 €	1.000,00 €	56.760,39 €	14
2029	0,43 €	0,895	35887,0656	15.431,44 €	0,12 €	4.611,19 €	10.820,25 €	1.000,00 €	66.580,64 €	15
2030	0,44 €	0,8875	35586,336	15.657,99 €	0,12 €	4.811,67 €	10.846,31 €	1.000,00 €	76.426,96 €	16
2031	0,45 €	0,88	35285,6064	15.878,52 €	0,13 €	5.012,16 €	10.866,36 €	1.000,00 €	86.293,32 €	17
2032	0,46 €	0,8725	34984,8768	16.093,04 €	0,13 €	5.212,65 €	10.880,40 €	1.000,00 €	96.173,72 €	18
2033	0,47 €	0,865	34684,1472	16.301,55 €	0,14 €	5.413,13 €	10.888,42 €	1.000,00 €	106.062,13 €	19
2034	0,48 €	0,8575	34383,4176	16.504,04 €	0,14 €	5.613,62 €	10.890,42 €	1.000,00 €	115.952,56 €	20

La instalación solar fotovoltaica presenta un coste unitario de inversión de 2.338,63 €/kw, por lo que este coste resulta superior al de la instalación eólica (2.226 €/kw).

El período de amortización se sitúa en 9 años (superior a la amortización de la instalación eólica sin apalancamiento). Su ahorro en costes a lo largo de la vida del proyecto se ve reducido por el deterioro anual de la instalación. Asimismo, el coste de mantenimiento en €/kwh generado es muy superior al de la instalación eólica.

Además, y como ya se había mencionado en el análisis de su viabilidad técnica, su producción neta anual (kwh) es muy baja con respecto a la demanda precisa y su producción eléctrica no complementa en un porcentaje importante al de la energía eólica.

En definitiva, y a la vista de todas las cuestiones de índole técnica y económica citadas, no se considera adecuado realizar la instalación de los paneles solares fotovoltaicos en la EUAT.

4.4. AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

- Periodo de ejecución: 6 meses
- Año de puesta en funcionamiento: 2015
- Vida útil: 25 años

4.4.1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

P.E.M. INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA	
SISTEMA COLECTOR	8.000,00 €
SISTEMA DE INTERCAMBIO	1.500,00 €
SISTEMA DE ACUMULACIÓN	2.500,00 €
SISTEMA DE CONTROL	1.000,00 €
MATERIAL HIDRÁULICO (bombas hidráulicas, vaso de expansión, válvulas de seguridad, válvulas de aislamiento, tuberías de cobre, aislamiento, material de conexionado, electroválvulas, caudalímetro, conmutador de presión...)	12.000,00 €
CALDERA DE BIOMASA 60 KW	5.500,00 €
Otros servicios: mano de obra	4.000,00 €
TOTAL	29.000,00 €

4.4.2. DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN

Como sistema de apoyo se ha seleccionado una caldera de biomasa de 60 KW policombustible, por lo que, es necesario realizar una estimación del consumo de pellets de esta caldera.

El fabricante facilita los siguientes datos:

- Consumo de pellets a máxima potencia: 9,3 kg/h.
- Consumo de pellets a mínima potencia: 3,2 kg/h.

Se estima el siguiente consumo diario:

- 3 horas a máxima potencia: 27,9 kg.
- 10 horas a mínima potencia: 32,0 kg.

Con estos datos, se recoge en la tabla 4.9 el consumo total de pellets por mes (al igual que se había hecho para el cálculo de los paneles solares, se ha considerado que, la demanda en junio, julio, agosto y diciembre es más reducida).

Tabla 4.9: Demanda mensual de pellets para caldera de biomasa

MES	Kg PELLETS
ENERO	1860
FEBRERO	1680
MARZO	1860
ABRIL	1800
MAYO	1860
JUNIO	900
JULIO	900
AGOSTO	558
SEPTIEMBRE	1800
OCTUBRE	1860
NOVIEMBRE	1800
DICIEMBRE	1302
TOTAL	18180 Kg

El coste de 1 kg de pellets es de 0,15 € y para este proyecto se considera un incremento anual de los costes de los pellets de un 4%. También se ha considerado un incremento anual del consumo de pellets de un 0,5% por reducción de la eficiencia de la caldera de biomasa.

En la tabla 4.10 se muestran los costes de la instalación y consumos anuales.

Tabla 4.10: Costes de instalación y consumo mensual solar térmica + biomasa

AÑO	COSTE PELLETS (€/Kg)	CONSUMO ANUAL DE PELLETS (Kg)	GASTO ANUAL DE PELLETS (Kg)	MANTENIM. DE LA INSTALACIÓN (€)	CAPITAL INVERTIDO (€)	GASTO ANUAL DE LA INSTALACIÓN (€)	GASTO ACUMULADO (€)
2014					29.000,00 €	29.000,00 €	29.000,00 €
2015	0,15 €	18.180,00 €	2.727,00 €	300,00 €		3.027,00 €	32.027,00 €
2016	0,16 €	18.270,90 €	2.850,26 €	400,00 €		3.250,26 €	35.277,26 €
2017	0,16 €	18.362,25 €	2.979,09 €	600,00 €		3.579,09 €	38.856,35 €
2018	0,17 €	18.454,07 €	3.113,75 €	600,00 €		3.713,75 €	42.570,10 €
2019	0,18 €	18.546,34 €	3.254,49 €	600,00 €		3.854,49 €	46.424,59 €
2020	0,18 €	18.639,07 €	3.401,59 €	600,00 €		4.001,59 €	50.426,18 €
2021	0,19 €	18.732,26 €	3.555,34 €	600,00 €		4.155,34 €	54.581,52 €
2022	0,20 €	18.825,92 €	3.716,04 €	600,00 €		4.316,04 €	58.897,57 €
2023	0,21 €	18.920,05 €	3.884,01 €	600,00 €		4.484,01 €	63.381,58 €
2024	0,21 €	19.014,65 €	4.059,57 €	600,00 €		4.659,57 €	68.041,15 €
2025	0,22 €	19.109,73 €	4.243,06 €	600,00 €		4.843,06 €	72.884,20 €
2026	0,23 €	19.205,28 €	4.434,85 €	600,00 €		5.034,85 €	77.919,05 €

Para calcular el período de amortización de la instalación se realiza una comparativa con los costes de instalación, consumo y mantenimiento de una caldera de gas-oil para suministro de ACS.

La caldera de gas-oil de 60 Kwh proporcionaría el siguiente caudal en l/h:

$$\frac{60 \text{ kwh}}{0,001163 \frac{\text{kwh}}{\text{kcal/h}}} = 51.590,71 \text{ kcal/h}$$

$$\frac{51.590,71 \frac{\text{kcal}}{\text{h}}}{(60 - 10^{\circ}\text{C}) \cdot 1 \frac{\text{kcal}}{\text{lítro } ^{\circ}\text{C}}} = 1031,81 \text{ l/h}$$

Se realiza una estimación de consumo de 6 horas al día, considerando también una reducción los meses de verano y diciembre.

Tabla 4.11: Demanda mensual de la caldera de gas-oil

MES	HORAS FUNCIONAMIENTO
ENERO	186
FEBRERO	174
MARZO	186
ABRIL	180
MAYO	186
JUNIO	93
JULIO	95
AGOSTO	56
SEPTIEMBRE	180
OCTUBRE	186
NOVIEMBRE	180
DICIEMBRE	131
TOTAL	1833

Por lo tanto, se estima un consumo anual de:

$$60 \text{ kwh} \cdot 1833 = 109.980 \text{ kwh anuales} ; 94.582.800 \text{ kcal}^9$$

Puesto que el PCI del gas-oil son 8700 kcal/litro; entonces son necesarios:

$$l_{\text{gas-oil}} = \frac{94.582.800 \text{ kcal}}{8700 \frac{\text{kcal}}{\text{l}}} = 10.871,58 \text{ l}$$

Para realizar los cálculos de los consumos, tomamos como precio de gas-oil 1,052 €/l y un incremento anual del 5%. También consideramos la misma pérdida de eficiencia de la caldera que para la de biomasa.

Tabla 4.12: Costes de instalación y consumos anuales de suministro de ACS con caldera de gas-oil

AÑO	COSTE PELLETS (€/KG)	CONSUMO ANUAL DE GAS-OIL (l)	GASTO ANUAL DE GAS-OIL (€)	MANTENIM. DE LA INSTALACIÓN	CAPITAL INVERTIDO (€)	GASTO ANUAL DE LA INSTALACIÓN (€)
2014					2.500,00 €	2.500,00 €
2015	1,05 €	10872,00	11.415,60 €	500,00 €		11.915,60 €
2016	1,10 €	10926,36	12.046,31 €	700,00 €		12.746,31 €
2017	1,16 €	10980,99	12.711,87 €	1.000,00 €		13.711,87 €
2018	1,22 €	11035,90	13.414,20 €	1.000,00 €		14.414,20 €
2019	1,28 €	11091,08	14.155,34 €	1.000,00 €		15.155,34 €
2020	1,34 €	11146,53	14.937,42 €	1.000,00 €		15.937,42 €
2021	1,41 €	11202,26	15.762,71 €	1.000,00 €		16.762,71 €
2022	1,48 €	11258,28	16.633,60 €	1.000,00 €		17.633,60 €
2023	1,55 €	11314,57	17.552,61 €	1.000,00 €		18.552,61 €
2024	1,63 €	11371,14	18.522,39 €	1.000,00 €		19.522,39 €
2025	1,71 €	11428,00	19.545,75 €	1.000,00 €		20.545,75 €
2026	1,80 €	11485,14	20.625,65 €	1.000,00 €		21.625,65 €

⁹ 1kwh = 860 kcal

Una vez se tienen los datos de los costes anuales de ambas instalaciones se puede realizar una comparativa entre ambas.

Tabla 4.13: Comparativo de costes anuales de instalación solar térmica con paneles solares y apoyo con caldera de biomasa o suministro de ACS mediante caldera de gas-oil

AÑO	COSTE ACUMULADO SUMINISTRO ACS MEDIANTE CALDERA DE GAS-OIL	COSTE ACUMULADO SUMINISTRO ACS MEDIANTE PANELES SOLARES Y CALDERA DE BIOMASA	CAPITAL PTE. DE AMORTIZAR PANELES + BIOMASA VS. CALDERA GAS-OIL	AÑOS AMORTIZACIÓN
2014	2.500,00 €	29.000,00 €	-26.500,00 €	
2015	14.415,60 €	32.027,00 €	-17.611,40 €	1
2016	27.161,91 €	35.277,26 €	- 8.115,35 €	2
2017	40.873,78 €	38.856,35 €	2.017,43 €	3
2018	55.287,98 €	42.570,10 €	12.717,88 €	4
2019	70.443,32 €	46.424,59 €	24.018,73 €	5
2020	86.380,74 €	50.426,18 €	35.954,56 €	6
2021	103.143,45 €	54.581,52 €	48.561,93 €	7
2022	120.777,05 €	58.897,57 €	61.879,48 €	8
2023	139.329,66 €	63.381,58 €	75.948,08 €	9
2024	158.852,05 €	68.041,15 €	90.810,90 €	10
2025	179.397,80 €	72.884,20 €	106.513,59 €	11
2026	201.023,45 €	77.919,05 €	123.104,40 €	12

5

CONCLUSIONES

El objetivo general sobre el que se ha desarrollado el presente proyecto se establecía en el capítulo primero y se basaba en realizar un análisis técnico y de viabilidad de las soluciones más adecuadas para la implantación de energías renovables en la Escuela Universitaria de Arquitectura Técnica (EUAT) basadas en el aprovechamiento del potencial solar y eólico.

Pues bien, una vez realizado este análisis en la doble vertiente, técnica y económica, es el momento de establecer las conclusiones más relevantes.

En primer lugar, es necesario destacar la elevada demanda energética de la EUAT, que ha sido determinante en la elección de una u otra solución.

En lo que respecta al aprovechamiento del potencial eólico, se resumen en la siguiente ficha los datos más relevantes de la instalación calculada.

Tabla 5.1: Ficha resumen de la instalación eólica calculada

INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO EÓLICO	
Modelo	Aerogenerador Garbí 150-28
Potencia nominal (kw)	150
Unidades	1
Orientación	SSW
Producción neta (kwh/año)	202.321,81
Porcentaje de la demanda total cubierta (%)	45,20
P.E.M. Instalación (€)	334.000,00
Coste unitario de inversión (€/kw)	2.226
Vida útil de la instalación (años)	25
OPCIÓN 1 (AMORTIZACIÓN SIN ENDEUDAMIENTO FINANCIERO)	
Período de amortización instalación (años)	8
Ahorro instalación vida útil (€)	1.104.985,88
OPCIÓN 2 (AMORTIZACIÓN CON ENDEUDAMIENTO FINANCIERO)	
Importe préstamo hipotecario (€)	170.000,00
Período de amortización del préstamo (años)	15
Período de amortización instalación (años)	12
Ahorro instalación vida útil (€)	839.785,88

La demanda y la ubicación de la instalación eólica han impuesto la elección de un aerogenerador de media potencia -GARBÍ 150-28-, 150kw, pues con aerogeneradores de pequeña potencia o minieólica (hasta 100 kw) no se llegaba a cubrir un 30% de la demanda total anual. Además, es preciso destacar que el aerogenerador elegido presenta un nivel de ruido igual o incluso inferior al ruido ambiente (según datos facilitados por el fabricante), dato muy importante a tener en cuenta a la hora de elegir el modelo de aerogenerador en zonas parcialmente pobladas.

La situación escogida para su instalación arrojó unas buenas velocidades de viento, por lo que la producción eléctrica anual, una vez descontados los porcentajes de las pérdidas debidas al rendimiento y a la indisponibilidad del aerogenerador y transformación, es de 202.321,81 kwh.

El análisis económico de esta propuesta se realizó con dos opciones, una primera, en la que el coste de la inversión era asumido sin endeudamiento financiero y, una segunda opción con un préstamo de la mitad de la inversión a 15 años. Los resultados mostraron que, en la primera opción, la inversión era amortizada en ocho años, mientras que, con apalancamiento financiero se amortizaba en doce años.

El ahorro en costes al final de la vida útil del proyecto, considerando el peaje de respaldo por autoconsumo, resultó ser superior a los ochocientos mil euros en ambos casos; ahorro que podría ser utilizado para introducir más mejoras que favorecerían el objetivo de lograr que la EUAT se convierta en un edificio de consumo reducido.

Además, la instalación eólica evitará la emisión de gases de efecto invernadero por generación de electricidad. Atendiendo a Blanco y López (2009), se puede suponer un factor de conversión por cada Kwh producido de 0,34 kg de CO₂, 0,6 gr de NO_x y 0,9 gr de SO₂ al año.

Por lo tanto, en la tabla 5.2 se recoge el ahorro total de emisiones de CO₂, NO_x y SO₂.

Tabla 5.2: Ahorro total de emisiones de CO₂, NO_x y SO₂ (eólica)

	Producción anual (kwh)	Kg CO₂	Kg NO_x	Kg de SO₂
Factor de conversión por Kwh	1	0,34	0,0006	0,0009
Reducción por año	202.321,81	68.789,42	121,39	182,09
Reducción durante toda la vida útil		1.719.735,50	3.034,75	4.552,25

En definitiva, la instalación eólica evitará la emisión a la atmósfera de algo más de mil setecientas toneladas de dióxido de carbono, tres toneladas de óxidos de nitrógeno y cuatro toneladas y media de dióxido de azufre.

El aprovechamiento del potencial solar con paneles solares fotovoltaicos situados en la cubierta principal del edificio fue analizado en una triple vertiente como se observa en la tabla siguiente (tabla 5.3), aunque finalmente todas las opciones fueron descartadas.

Tabla 5.3: Ficha resumen de la instalación solar fotovoltaica calculada

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	
OPCIÓN 1: DB HE-5	
Modelo panel	SCHOTT Perform Mono 270
Potencia nominal (Wp)	270
Unidades	55
Orientación	S
Potencia nominal mínima a instalar	14,6324 KW
Inclinación (°)	33
Energía producida anual (kwh)	20.048,64
Porcentaje de la demanda total cubierta (%)	< 5
OPCIÓN DESCARTADA POR LA ESCASA DEMANDA CUBIERTA	
OPCIÓN 2: APOYO ENERGÍA EÓLICA	
Modelo panel	SCHOTT Perform Mono 270
Potencia nominal (Wp)	270
Unidades	110
Orientación	S
Inclinación (°)	33
Energía producida anual (kwh)	40.097,28
Porcentaje de la demanda total cubierta (%)	< 9
P.E.M. Instalación (€)	70.720,00
Coste unitario de inversión (€/kw)	2.338,63
Vida útil de la instalación (años)	20
Período de amortización instalación (años)	9
Ahorro instalación vida útil (€)	115.952,56 €
OPCIÓN DESCARTADA EN EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA	
OPCIÓN 3: IGUALAR EL POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA	
Modelo panel	SCHOTT Perform Mono 270
Potencia nominal (Wp)	270
Unidades	591
Orientación	S
Inclinación (°)	33
Energía producida anual (kwh)	215.431,753
Porcentaje de la demanda total cubierta (%)	48
OPCIÓN DESCARTADA EN EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA	

El análisis de viabilidad realizado ha puesto de manifiesto que su producción neta anual (kwh) es muy baja con respecto a la demanda precisa y su producción eléctrica no complementa en un porcentaje importante al de la energía eólica. Además, la instalación solar fotovoltaica presentaba unos costes unitarios de inversión superiores a los de la instalación eólica. Su período de amortización también resultaba superior al de la eólica (sin endeudamiento bancario) y, su ahorro en costes a lo largo de la vida útil del proyecto se veía mermado por el deterioro anual de la instalación.

La última opción analizada, la instalación de paneles solares térmicos para producción de ACS con sistema de apoyo mediante caldera de biomasa muestra un importante ahorro en comparación con el suministro de ACS mediante una caldera de gas-oil, pues si bien, en un principio la inversión de los paneles con la caldera de biomasa es 11 veces mayor, esta inversión es rentabilizada en un corto período de tiempo (3 años) debido al elevado coste y mayor consumo del gasoil (puesto que no cuenta con los paneles solares) y al bajo coste de los pellets y el apoyo de los paneles solares térmicos.

Tabla 5.4: Ficha resumen de la instalación solar térmica calculada

INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO SOLAR TÉRMICO	
Modelo panel	Aurotherm VFK 145 H Vaillant
Unidades	10
Orientación	S
Inclinación (°)	45
Demanda de referencia a 60° C (DB HE-4) L/día	3200
Modelo caldera biomasa	SERIE PLC 60 kw
P.E.M. Instalación (€)	29.000,00
Periodo de amortización instalación (años)	3

Atendiendo a la “Guía Práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero” (Generalitat de Catalunya, 2011), el factor de conversión para el gas-oil es el siguiente: cada kg de gas-oil equivale 11,78 kwh. Puesto que conocemos los litros de gas-oil anuales que consume la caldera y la densidad del gas-oil (0.840 g/l), se pueden obtener los ahorros de emisiones de gases de efecto invernadero.

Para la energía solar térmica con apoyo de caldera de biomasa han dejado de emitirse los siguientes gases de efecto invernadero:

Tabla 5.5: Ahorro total de emisiones de CO₂, NO_x y SO₂ (solar térmica + biomasa)

	Producción anual (kwh)	Kg CO₂	Kg NO_x	Kg de SO₂
Factor de conversión por Kwh	1	0,34	0,0006	0,0009
Reducción por año	107.574,96	36.575,49	64,54	96,82
Reducción durante toda la vida útil		914.387,25	1.613,50	2.420,50

Por lo tanto, la instalación solar térmica evitará durante su vida útil, la emisión a la atmósfera de algo más de novecientas toneladas de dióxido de carbono, una tonelada y media de óxidos de nitrógeno y dos toneladas y media de dióxido de azufre.

Además, la instalación solar térmica supone un ahorro importante con respecto a los consumos de una caldera de gas-oil para suministro de ACS. Este ahorro, sumado al obtenido con la energía eólica a lo largo de la vida útil de la instalación favorecen la consecución de los ingresos necesarios para establecer otras mejoras.

Estas mejoras que podrían ser abordadas en fases posteriores al presente proyecto, estarían basadas en la actuación en otros dos niveles; mejorando el comportamiento térmico de la envolvente del edificio y, mejorando el rendimiento de las instalaciones existentes.

En cuanto a la mejora del comportamiento térmico de la envolvente, debido al gran porcentaje de huecos existentes en las fachadas y a la obsolescencia en la perfilería existente, resultaría aconsejable actuar sustituyendo el acristalamiento y perfilería existente; pues la instalación de ventanas eficientes puede reducir hasta en un 70 % las pérdidas energéticas a través de las mismas, lo que aumentará el confort y la eficiencia energética del edificio. Evitando pérdida y controlando las radiaciones se consigue una temperatura más uniforme, por lo que es necesario menor aporte energético para conseguir la temperatura de confort. Además, los vidrios de

aislamiento térmico reforzado (ATR) pueden reducir los aportes solares en verano hasta el 50%.

En el otro nivel citado se encontraría la mejora del rendimiento de la instalación lumínica. Sería conveniente, en primer lugar, realizar una auditoría lumínica antes de proceder a la renovación de la instalación, evaluando los niveles de iluminación de todo el edificio. Una vez obtenidos los resultados; resulta aconsejable sustituir las luminarias actuales por luminarias LED, de mayor eficiencia energética.

Ambas opciones supondrían un ahorro de energía y, dado que la energía no consumida es energía no producida, esto se traduce en energía limpia.

En definitiva, con la instalación del aerogenerador eólico para contribuir a la demanda energética de la escuela y la instalación solar térmica con apoyo de caldera de biomasa policombustible para suministrar ACS se consigue limitar en un gran porcentaje la emisión de gases de efecto invernadero de la EUAT. Además, estas instalaciones resultan rentables durante su vida útil, y precisamente esa rentabilidad facilitará la puesta en marcha de acciones de mejora continua encaminadas a mejorar la envolvente del edificio y el rendimiento de las instalaciones existentes. Así, la eficiencia energética de la EUAT mejorará continuamente y esto se reflejará en cualquiera de las evaluaciones de la sostenibilidad que realice (Breeam, Leed, Verde), por lo que sin duda, la EUAT pasará a ser un edificio de referencia en cuanto al compromiso con el medio ambiente y la sostenibilidad, favoreciendo la mejora de los indicadores generales de Responsabilidad Social Corporativa de la Universidade da Coruña (UDC).

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS:

- BALAIRÓN PÉREZ, L. (2002): *Gestión de recursos hídricos*; Ediciones UPC; 2ª edición.
- ELÍAS CASTELLS, X.; BORDAS ALSINA, S. (2011): *Energía, agua, medioambiente, territorialidad y sostenibilidad*; Ediciones Díaz de Santos; Madrid.
- EOI (2011): *Green Jobs, empleo verde en España*; Fundación EOI; Madrid.
- ESCUADERO LÓPEZ, J.M. (2011): *Manual de energía eólica*; Colección energías renovables; Ediciones Mundi Prensa; 2ª edición; Madrid.
- GONZÁLEZ VELASCO, J. (2009): *Energías renovables*; Editorial Reverté; Barcelona.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013): *Solar Heat Worldwide. Markets and Contribution to the Energy Supply 2011*, IEA.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA (2006a): *Manuales de energías renovables: energía eólica*; IDAE; Madrid.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA (2006b): *Energía Solar Térmica*; IDAE; Madrid.
- JOHNSON, G. (1985): *Wind energy systems*; Ediciones Prentice Hall; New York.
- JUTGLAR, L. (2004): *Energía solar*; Ediciones Ceac; Barcelona.
- LÓPEZ, M.; VANNIER, J.C.; SADARNAC, D. (2007): *Sistemas de conversión de energía eólica, control y diseño*; Association Clinienne de Contrôle Automatique; Temuco; Chile.
- MATHEW, S. (2006): *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*; Springer; Alemania.
- MÉNDEZ MUÑIZ, J.M.; RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ, L.M. (2012): *Energía Eólica*; FC Editorial; Madrid.
- MÉNDEZ MUÑIZ, J.M.; CUERVO GARCÍA, R.; ECA (2008): *Energía solar térmica*; Fundación Confemetal; Madrid.
- RIBA MEGÍAS, M. (2003): *Mañana: guía de desarrollo sostenible*; Intermón Oxfam; Barcelona.
- ROLDÁN VILORIA, J. (2012): *Energías renovables. Lo que hay que saber*; Ediciones Paraninfo; Madrid.
- ROMERO LOZANO, L. (2012): *Programación, organización y supervisión del aprovisionamiento y montaje de instalaciones de energía eólica*; Ediciones Paraninfo; Madrid.
- ROMERO TOUSO, M. (2009): *Energía solar térmica*; Ediciones Ceac; Barcelona.

RUFES MARTÍNEZ, P. (2012): *Energía solar térmica: técnicas para su aprovechamiento*; Marcombo; Barcelona.

STYLE, O. (2012): *Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*; Ítaca.

VALERO, A. (2011): "Presentación: Las energías renovables y tu compromiso con el futuro" en; TALAYERO, A.P.; TELMO MARTÍNEZ, E. coord. (2011); *Energía eólica*; 2ª edición; Prensas Universitarias de Zaragoza; pp. 7-8.

VILLARRUBIA LÓPEZ, M. (2012): *Ingeniería de la energía eólica*; Ediciones técnicas Marcombo; Barcelona.

VICINI, R.A.; MICHELOUD, O. (2012): *Smart grid, fundamentos, tecnologías y aplicaciones*; Cengage Learning Editores; S.A., México.

ARTÍCULOS:

ARANDA USÓN, J.; ORTEGO BIELSA, A. (2013): "Mercado de fuentes renovables" en; MARCO FONDEVILA, M.; SCARPELLINI, S. (coord.), *Guía de mercados energéticos*, Prensas de Universidad de Zaragoza, pp. 139-146.

BLANCO SILVA, F.; LÓPEZ DÍAZ, A. (2009): "Estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica de coste 50.000 euros en España"; *Pecunia*; vol. 9; pp. 27-42.

CRUZ, J.I. (2012): "Evolución tecnológica de la minieólica"; *Guía sobre tecnología Minieólica*; Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid; Madrid.

ESPEJO MARÍN, C.; GARCÍA MARÍN, R. (2012): "La energía eólica en la producción de electricidad en España"; *Revista de geografía Norte Grande*; vol. 51; pág. 115-136.

EUROPEAN SOLAR THERMAL INDUSTRY FEDERATION (2013): *Solar Thermal Markets in Europa: Trends and Market Statics 2012*; ESTIF; Brussels.

ROBINSON, D (2014): *Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la unión europea: una perspectiva española*.

NORMATIVAS:

DB HE 4: Documento básico HE de Ahorro de Energía Sección HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.

DB HE 5: Documento básico HE de Ahorro de Energía Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

DB HS 4: Documento básico HS de Salubridad Sección HS 4 Suministro de agua.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA (2009): *Instalación de energía solar térmica. Pliego de condiciones técnicas de instalación de baja temperatura*; IDAE; Madrid.

Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.

Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Real Decreto 1027/2007 Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios RITE y corrección de errores posteriores.

REFERENCIAS INFORMÁTICAS:

AEE (2012): *Eólica '13: Asociación Empresarial Eólica, la referencia del sector, Asociación Empresarial Eólica*; consultada online 17/03/14; http://www.aeeolica.org/uploads/Anuario%202013_Completo_baja.pdf

ASOCIACIÓN SOLAR DE LA INDUSTRIAL TÉRMICA (2014): *La actualidad de la industria solar térmica*, ASIF Informa, consultada online 09/04/14, <http://www.asit-solar.com/uploads/news/14/1396938819.pdf>

EPIA (2014): *Market Report 2013*; European Photovoltaic Industry Association; consultada online 15/04/14, http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapublications/Market_Report_2013_02.pdf&t=1399652271&hash=7809f16510f03b91aeb1ae49db94f38f315a7433

EWEA (2014): *Wind in power: 2013 European Statistics, European Wind Energy Association*, consultada online 17/03/2014, http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf

GENERALITAT DE CATALUNYA (2011): *Guía Práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero*; consultado online 08/05/2014; http://www20.gencat.cat/docs/canviclimatic/Home/Politiques/Politiques%20catalanes/La%20mitigacio%20del%20canvi%20climatic/Guia%20de%20calcul%20emissions%20de%20CO2/110301_Guia%20practica%20calcul%20emissions_rev_ES.pdf

GWEC (2014): *Global Wind Statistics 2013*; Global Wind Energy Council, online, consultado el 14/04/2014, http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/02/GWEC-PRstats-2013_EN.pdf

REGUEIRO FERREIRA, R.M.; DOLDÁN GARCÍA, X.R.; CHAS AMIL, M.L. (2012): "Implicaciones ambientales de la instalación de parques eólicos: análisis normativo y económico en diferentes países productores", *XIV Reunión de Economía Mundial*, Jaén, consultada online 18/03/2014; <http://xivrem.ujaen.es/>.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY –REN 21- (2013): *Renewables 2013. Global Status Report*, París. http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013_lowres.pdf

UNEF (2013): *Hacia nuevos modelos de desarrollo para la energía solar fotovoltaica*, Unión Española Fotovoltaica, online, consultado el 15/04/24, <http://unef.es/2013/11/informe-anual-2013-hacia-nuevos-modelos-de-desarrollo-para-la-energia-solar-fotovoltaica/>

PÁGINAS WEB:

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

<http://www.asit-solar.com/>

<http://www.epia.org>

<http://www.ewea.org>

<http://www.gwec.net>

**ANEXO I: TABLAS
PARA EL
DIMENSIONADO
DE LOS SISTEMAS**

- **ENERGÍA EÓLICA**

Tabla: Valores del coeficiente b en función del nivel de rugosidad del terreno para el cálculo de la energía eólica

Nivel de rugosidad del terreno	b
No rugoso (arena, nivele, mar)	0,10-0,13
Poco rugoso (hierba, campo de cereales)	0,13-0,20
Rugoso (bosque, casa pequeñas)	0,20-0,27
Muy rugoso (edificios grandes)	0,27-0,40

- **ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Tabla: Coeficiente climático en función de la zona climática DB HE 5

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

Tabla 3.12: Valores de K en función de la latitud del lugar IDAE (2009)

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,4715	2,747	3,078	3,487

Tabla: Energía que incide sobre 1 m² de superficie horizontal por mes en A Coruña IDAE (2009)

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Irradiación KWh/m ² /día	1,60	2,34	3,62	4,62	5,64	6,36	6,30	5,71	4,39	2,71	1,74	1,34

Tabla: Factor de corrección K para la latitud e inclinación del proyecto IDAE (2009)

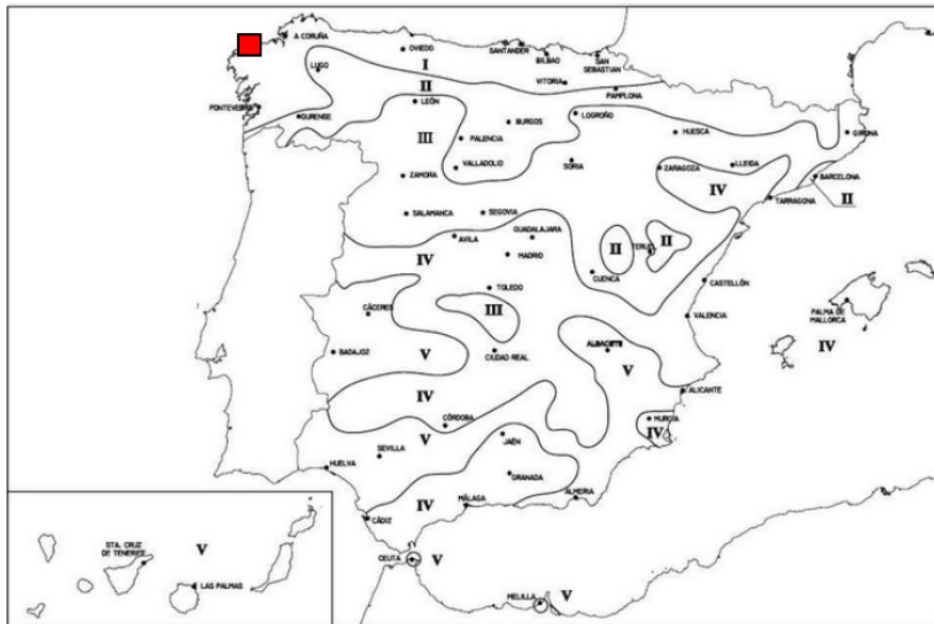
	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Factor de corrección (K)	1,37	1,29	1,19	1,09	1,01	0,98	1,01	1,00	1,23	1,38	1,48	1,46

• **ENERGÍA SOLAR TÉRMICA**

Tabla 3.21: Demanda de referencia a 60°C DB HE-4

Criterio de demanda	Litros/día-unidad	unidad
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

Figura 3.6: Zonas climáticas de la instalación DB HE 4



Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Tabla: Temperatura diaria media mensual de agua fría (°C) para A Coruña DB HE4

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Tª media agua red (°C)	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11

Tabla: Contribución solar mínima anual para ACS en % DB HE 4

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Tabla: Factor k en función de la latitud y el ángulo de inclinación IDAE (2009)

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Megajulios	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1
Factor K	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57

Tabla: temperaturas medias mensuales del ambiente para A Coruña IDAE (2009)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Tª AMBIENTE	12,0	12,0	14,0	14,0	16,0	19,0	20,0	21,0	20,0	17,0	14,0	12,0

Tabla : Temperatura media mensual del agua para A Coruña IDAE (2009)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Tª AGUA	10,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	16,0	16,0	15,0	14,0	12,0	11,0

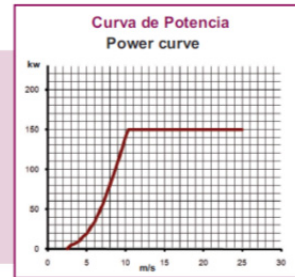
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

FICHA TÉCNICA DE AEROGENERADOR GARBÍ 150/28



GARBÍ 150/28

Aerogenerador Media Potencia | Medium Power Wind Turbine
 Sincrono / Imanes Permanentes | Synchronous / Permanent Magnet
 Control de Paso | Pitch Control
 Convertidor Full Power | Full Power Converter
Conexión directa a Redes de distribución | Directly Connected to Distribution Grids



- Diseño acorde a IEC / Germanischer Lloyd | Design according to IEC / Germanischer Lloyd
- Estabilidad frente a Huecos de Tensión (REE, EON) | Voltage Dip stability (REE, EON)
- Control de activa / reactiva | Active - Reactive power control
- Filtros de eliminación de armónicos (IEC) | Harmonic Filters according to IEC
- Protección contra rayos | Lightning system protection
- Capacidad de Control Remoto | Remote control available
- Bajo nivel de ruido | Low noise emission

m/s	kw	m/s	kw
2,5	0	7,5	68
3	5	8	80
3,5	7	8,5	94
4	10	9	108
4,5	15	9,5	124
5	19	10	140
5,5	27	10,4	150
6	34	11	150
6,5	44	20	150
7	55		

DATOS GENERALES GENERAL DATA

Potencia a Red Grid power	150 kW
Clase de viento Wind class	IEC IIIA
Diámetro de rotor Rotor diameter	28 m
Altura de Buje Hub height	35 m
Vel. viento arranque Cut-in wind speed	2.5 m/s
Vel. viento nominal Rated wind speed	10.4 m/s
Vel. viento corte Cut-off wind speed	20.0 m/s

ROTOR ROTOR

Nº de palas Number of blades	3
Posición Position	Barlovento Upwind
Mod. Pala Blade model	WN135 (diseño propio) (own design)
Longitud Length	13.5 m
Velocidad giro Rotor velocity	6-41 r.p.m.
Control: Pitch colectivo con accionamiento hidráulico Collective pitch with hydraulic cylinder	

GÓNDOLA NACELLE

Bastidor en acero Steel main structure	
Peso Weight	11,500 kg (incluido buje) (hub included)
Orientación activa mediante 3 motorreductores Active yaw by 3 motorgears	

GENERADOR GENERATOR

Sincrono / Imanes Permanentes Synchronous / Permanent Magnet	
Voltaje Voltage	400 V
Velocidad de giro Generator rated veloc.	350 r.p.m.
Frec. de generación Frequency	5-47 Hz
Fabricante Manufacturer	ABB

CONVERTIDOR CONVERTER

Full Power Full Power	
Cuatro Cuadrantes Four parts	
Modulos IGBT IGBT Modules	
Salida Output	400 V / 50 Hz
Control Directo de Par Torque direct control	
Fabricante Manufacturer	ABB

TORRE TOWER

Diseño Design	Cilíndrica, 3 partes 3 cylindrical sections
Diámetro Diameter:	1.200 mm
Peso Weight	16,600-20,800 kg

MULTIPLICADOR GEARBOX

Etapas Stages	2 paralelas parallel ones
Relación Ratio	8.53
Sin circuito de refrigeración No cooling circuit	

FICHA TÉCNICA DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO SCHOTT PERFORM MONO 270 Wp

Datos técnicos

Datos bajo condiciones estándar de prueba (STC)

Tipo de módulo		SCHOTT PERFORM™ MONO			
Potencia nominal [Wp]	P_{mpp}	≥ 255	≥ 260	≥ 265	≥ 270
Tensión nominal [V]	U_{mpp}	31,1	31,4	31,6	31,9
Corriente nominal [A]	I_{mpp}	8,23	8,30	8,39	8,48
Tensión en circuito abierto [V]	U_{oc}	38,2	38,4	38,6	38,9
Corriente de cortocircuito [A]	I_{sc}	8,71	8,80	8,86	8,91
Eficiencia del módulo (%)	η	15,6	15,9	16,2	16,5

STC (1000 W/m², AM 1,5, temperatura de la célula 25°C)

Tolerancia de potencia (clasificación positiva) -0 W/ +4,99 W

Datos a temperatura de servicio nominal de las células (NOCT)

Potencia nominal [Wp]	P_{mpp}	186	188	192	195
Tensión nominal [V]	U_{mpp}	28,1	28,3	28,6	28,9
Tensión en circuito abierto [V]	U_{oc}	34,8	35,0	35,2	35,4
Corriente de cortocircuito [A]	I_{sc}	6,57	6,63	6,70	6,76
Temperatura [°C]	T_{NOCT}	48,0	48,0	48,0	48,0

NOCT (800 W/m², AM 1,5, velocidad del viento 1 m/s, temperatura ambiente 20°C)

Datos bajo irradiación débil

Con una irradiación débil de 200 W/m² (AM 1,5 y temperatura de la célula 25°C) se alcanza un 96 % de la eficiencia STC (1000 W/m²).

Coefficientes de temperatura

Potencia [%/K]	P_{mpp}	-0,43
Tensión en circuito abierto [%/K]	U_{oc}	-0,31
Corriente de cortocircuito [%/K]	I_{sc}	+0,03

Características

Células solares por módulo	60
Tipo de célula solar	monocristalina (pseudo-cuadrada, 156 mm x 156 mm)
Caja de conexiones	IP65 con tres diodos de derivación
Conectores	Conectores Tyco IP67
Medidas de caja de conexiones [mm]	110 x 115 x 25
Cobertura frontal	Vidrio solar con bajo contenido en hierro 3,2 mm
Recubrimiento posterior	Hoja laminar
Material del marco	Aluminio anodizado, negro

Dimensiones y peso

Dimensiones [mm]	1.652 x 990
Altura del marco [mm]	35
Peso [kg]	19,0

Valores límite

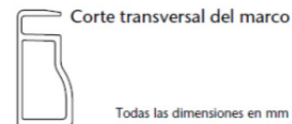
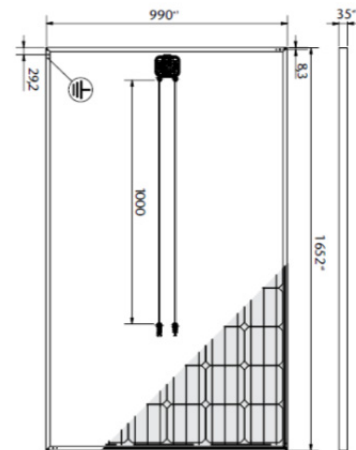
Tensión máx. admisible [V _{DC}]	1000
Máx. corriente de retorno I _R [A]*	20
Temperatura de módulo admisible [°C]	-40 ... +85
Carga máx. (según IEC 61215 ed. 2)	5.400 N/m ² ó 550 kg/m ²
Clase de aplicación (según IEC 61730)	A
Clase de fuego (según IEC 61730)	C

* No aplicar al módulo ninguna tensión externa superior a U_{oc} .

Homologación y certificados

Los módulos están certificados y homologados según IEC 61215 ed. 2 e IEC 61730, la clase de protección eléctrica II y las directivas CE. SCHOTT Solar está además certificada y registrada según ISO 9001 e ISO 14001.

La tolerancia de medición de la potencia nominal es del ±4 %.



FICHA TÉCNICA DE INVERSOR SOLAR XTH 8000 W



Inversor solar Studer XTH 8000W - 48V

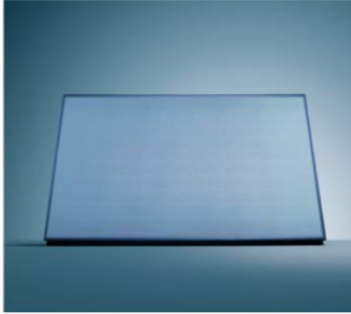
El inversor solar Studer XTH 8000W a 48V permite transformar de 48V a 220V con una onda senoidal pura suministrando una potencia máxima de 8000W.

Un inversor es un dispositivo que se encarga de transformar el voltaje de un sistema de baterías, al voltaje al cual funcionan la mayoría de los dispositivos de uso común.

Características principales:

- Inversor de onda senoidal pura transforma de 48V a 220V.
- Incluye cargador incorporado de alto rendimiento.
- Transformador toroidal eléctrico.
- Control total de los parámetros de suministro y carga.
- Contacto auxiliar configurable para arranque remoto de grupos electrogenos.
- Dispone de protecciones contra sobretensiones, descargas profundas y de consumos superiores a la potencia nominal.
- Soporta picos de consumo.
- Fabricado y desarrollado en Suiza por la marca más conocida de inversores.
- 5 años de garantía.

FICHA TÉCNICA DE PANEL SOLAR TÉRMICO AUROTHERM VFK 145 H VAILLANT



auroTHERM VFK 145V, VFK 145H

Captador solar plano de alto rendimiento diseñado para instalaciones en las que se necesite el máximo ahorro con el mínimo número de captadores.

Diseñado en dos tipos de configuraciones: el auroTHERM VFK 145 V para instalación en posición vertical y el auroTHERM VFK 145 H para instalación en posición horizontal.

Modelo de captador auroTHERM	VFK 125	VFK 145 V	VFK 145 H
Referencia	00 1000 4419	00 1000 4455	00 1000 4457
Descripción	Plano con cubierta. Estructura de serpentín de 4 tomas		
Posición	Vertical	Vertical	Horizontal
Contraseña de certificación	A consultar	NPS-23908	NPS-23808
Área bruta / Área de apertura	2,51 m ² / 2,352 m ²		19,5 L
Dimensiones (Largo / Ancho / Espesor)	1.233 mm / 2.033 mm / 80 mm		
Rendimiento óptico η_0	0,753	0,790	0,801
Coefficiente lineal de pérdidas térmicas a_1	3,936 w / (m ² K)	2,414 w / (m ² K)	3,320 w / (m ² K)
Coefficiente cuadrático de pérdidas térmicas a_2	0,017 w / (m ² K ²)	0,049 w / (m ² K ²)	0,023 w / (m ² K ²)
Temperatura de estancamiento T_0	117,3 °C	170,6 °C	170,6 °C
Cubierta	3,2 mm vidrio transparente de seguridad ($\tau = 89\%$)	3,2 mm vidrio solar de seguridad ($\tau = 91\%$)	
Material de la carcasa	Aluminio anodizado, marco oscuro		
Material del serpentín	Cobre soldado a la lámina absorbidora		
Material del absorbedor	Aluminio con recubrimiento altamente selectivo $\epsilon = 10\% / \alpha = 90\%$	Aluminio con recubrimiento altamente selectivo $\epsilon = 5\% / \alpha = 95\%$	
Aislamiento posterior	40 mm lana mineral: $\lambda = 0,035$ (w / m ² K) / $\rho = 55$ kg / m ³		
Caudal recomendado	45 L / (h m ²)		
Presión máxima de operación	10 bar		
Pérdida de carga*	117 mbar	117 mbar	100 mbar
Peso en vacío	38 kg		
Número de conexiones y diámetro	4 tomas x \varnothing ext 3/4"		









(*) Pérdida de carga medida en 1 captador para el caudal recomendado (45 L/h m² = 105,84 L/h) y usando el líquido solar Vaillant como fluido de trabajo (propilenglicol al 45%)

(*) En instalaciones solares con más de 10 m² se puede hacer funcionar la instalación a bajo caudal, condiciones de low flow (25 L/h m²)

**FICHA TÉCNICA DE CALDERA BIOMASA DE POLICOMBUSTIBLE
SERIE PLC 60 KW**



Caldera de Biomasa Policombustible PLC 60 Kw - Es una de las calderas de biomasa más versátil, le permite utilizar una variedad de combustibles como la madera, pellet, hueso de aceituna, maíz, cereales, también permite la utilización combinada de pellet / leña.

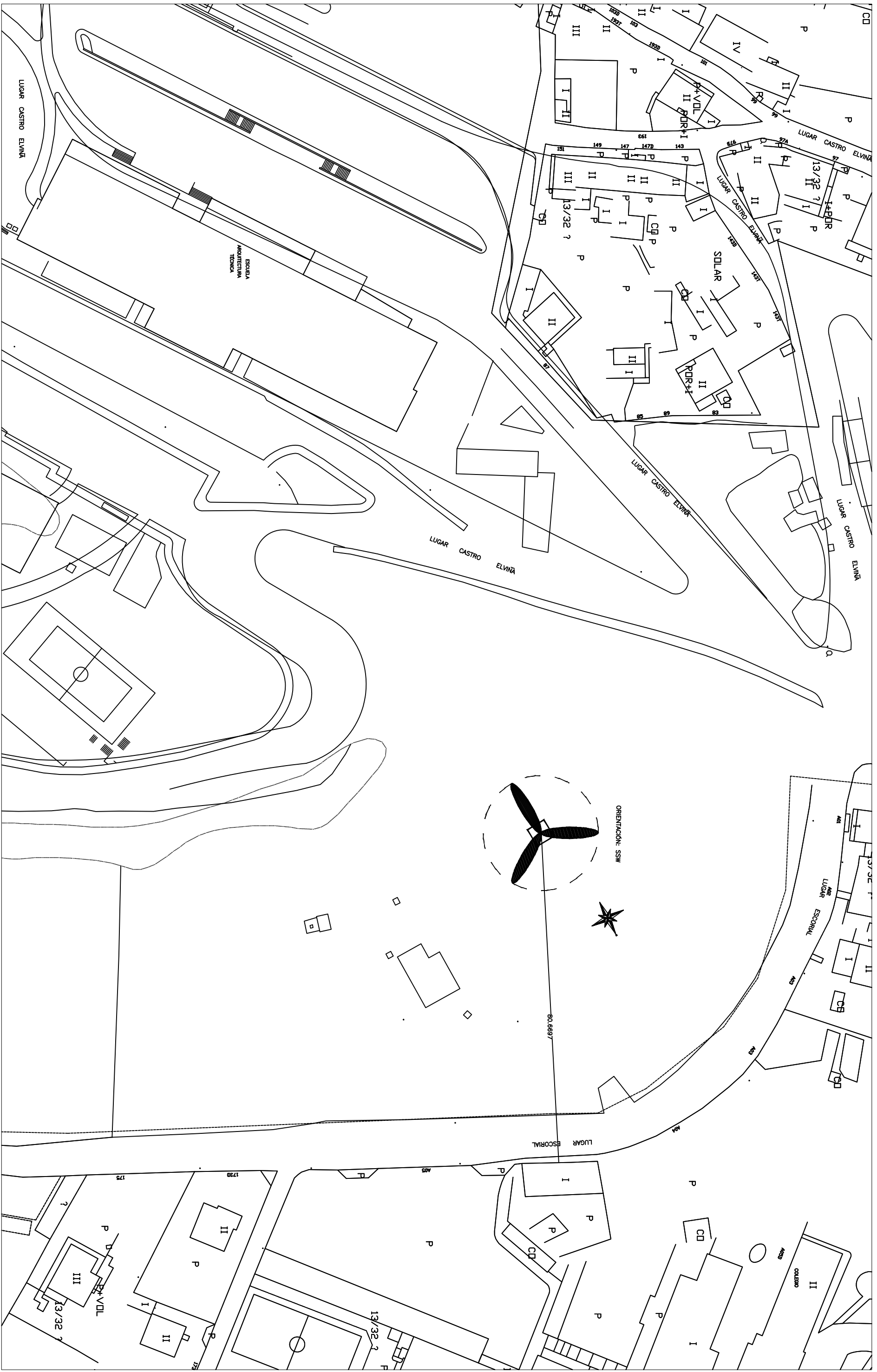
DATOS TÉCNICOS		
CALDERAS DE BIOMASA PLC60		
Potencia térmica máxima	50 kW	 max
Potencia térmica mínima	18 kW	 min
Rendimiento energético a potencia máxima	87%	 max
Rendimiento energético a potencia mínima	89,7%	 min
Consumo de Pellet a potencia máxima	9,3 Kg/h	 max
Consumo de Pellet a potencia mínima	3,2 Kg/h	 min
Presión Máxima	3 bar	 bar
Volumen a calentar	1250 m3	

Capacidad del depósito pellet	80 Kg	
Depósito de agua	57 Litros	
Diámetro salida de humos	70 cm Ø	
Mando a distancia	Cronotermostato Wireless	
Peso	409 kg	

**ANEXO III:
DOCUMENTACIÓN
GRÁFICA**

ÍNDICE DE PLANOS

EO-01:	Plano de ubicación del aerogenerador
EO-02:	Aerogenerador Garbí 150-28 (150kWh)
FO-01:	Planta de cubierta energía solar fotovoltaica (HE-5) (E: 1/300)
FO-02:	Planta de cubierta energía solar fotovoltaica (opción 2) (E: 1/300)
FO-03:	Sección energía solar fotovoltaica (HE-5) (E: 1/150)
SO-01:	Esquema general de la instalación solar térmica
SO-02:	Planta de cubierta distribución solar térmica (E: 1/300)
SO-03:	Sección energía solar térmica (E: 1/150)
SO-04:	Planta sótano (ubicación cuarto solar) (E: 1/300)
SO-05:	Sistema de acumulación e intercambio de calor
SO-06:	Detalle de soporte y fijación de los paneles solares



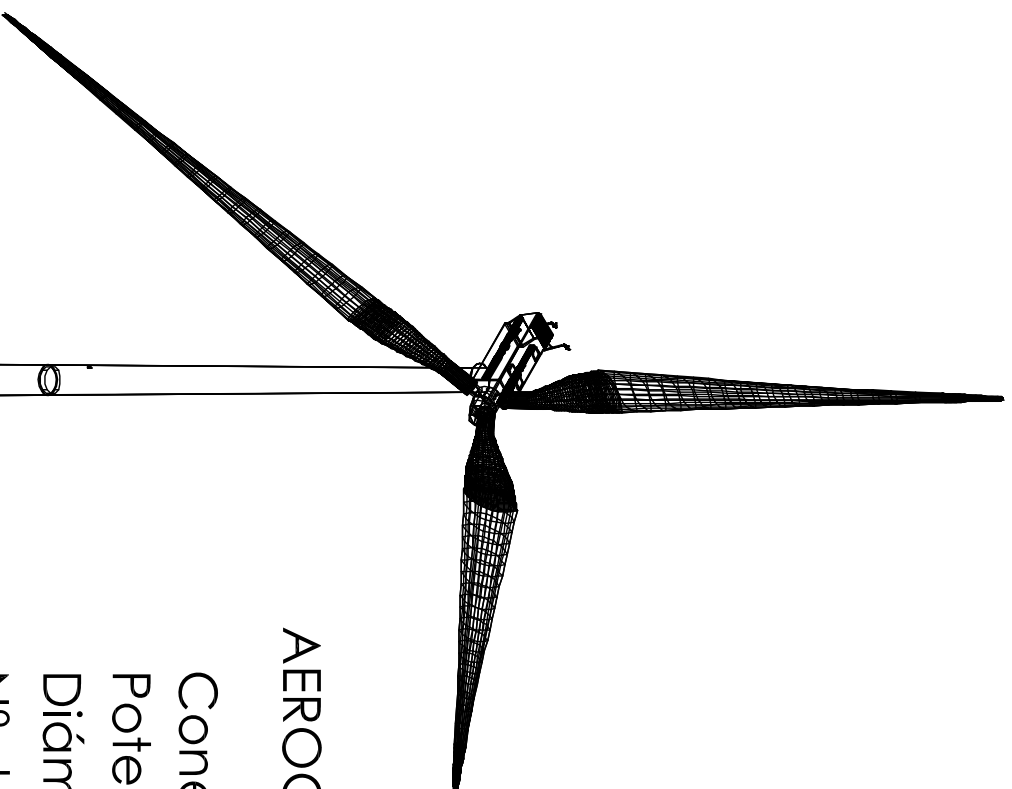
MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: UBICACIÓN DEL AEROGENERADOR

ESCALA: 1/150 Cotas en metros FECHA: JUNIO DE 2014

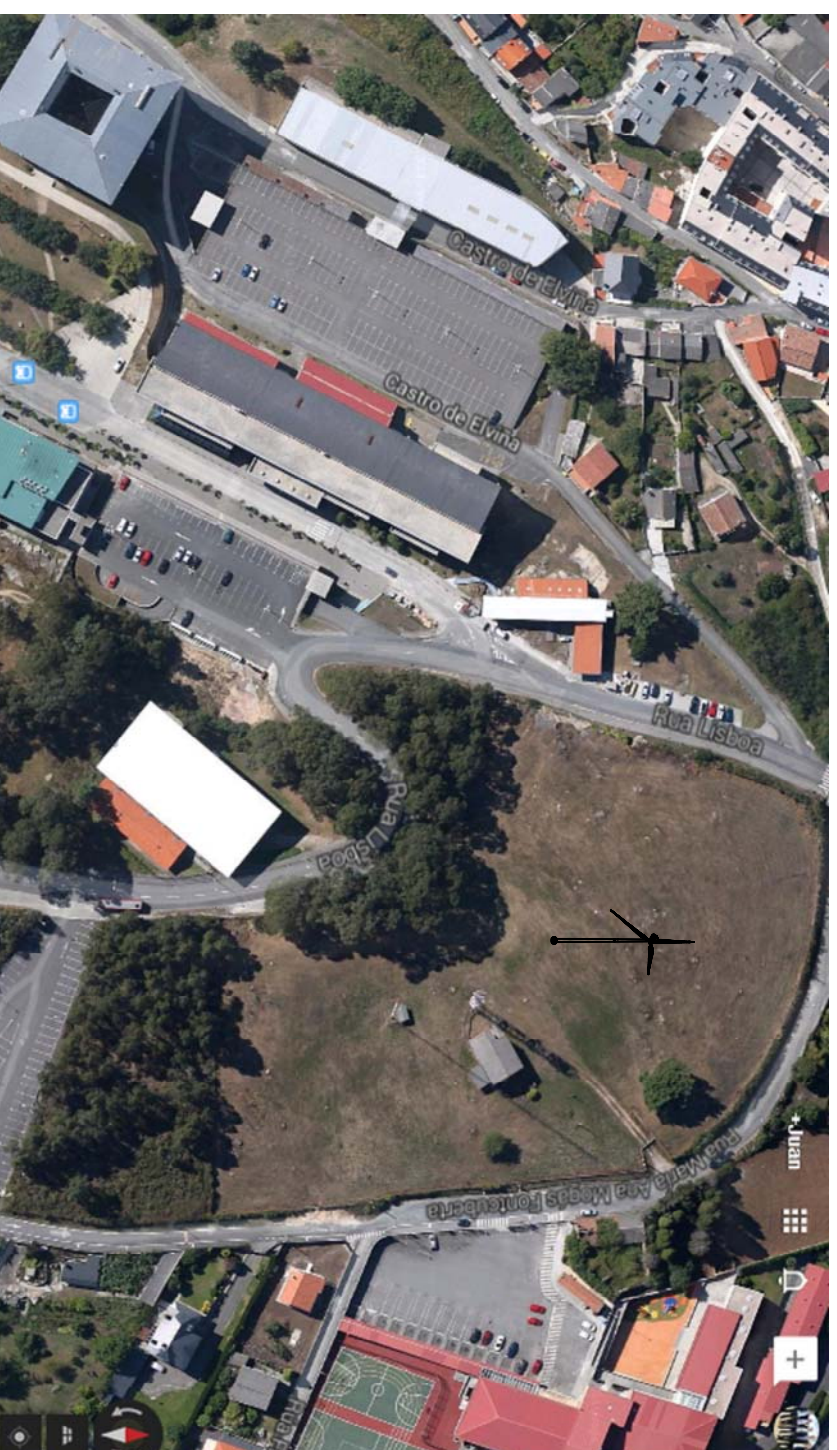
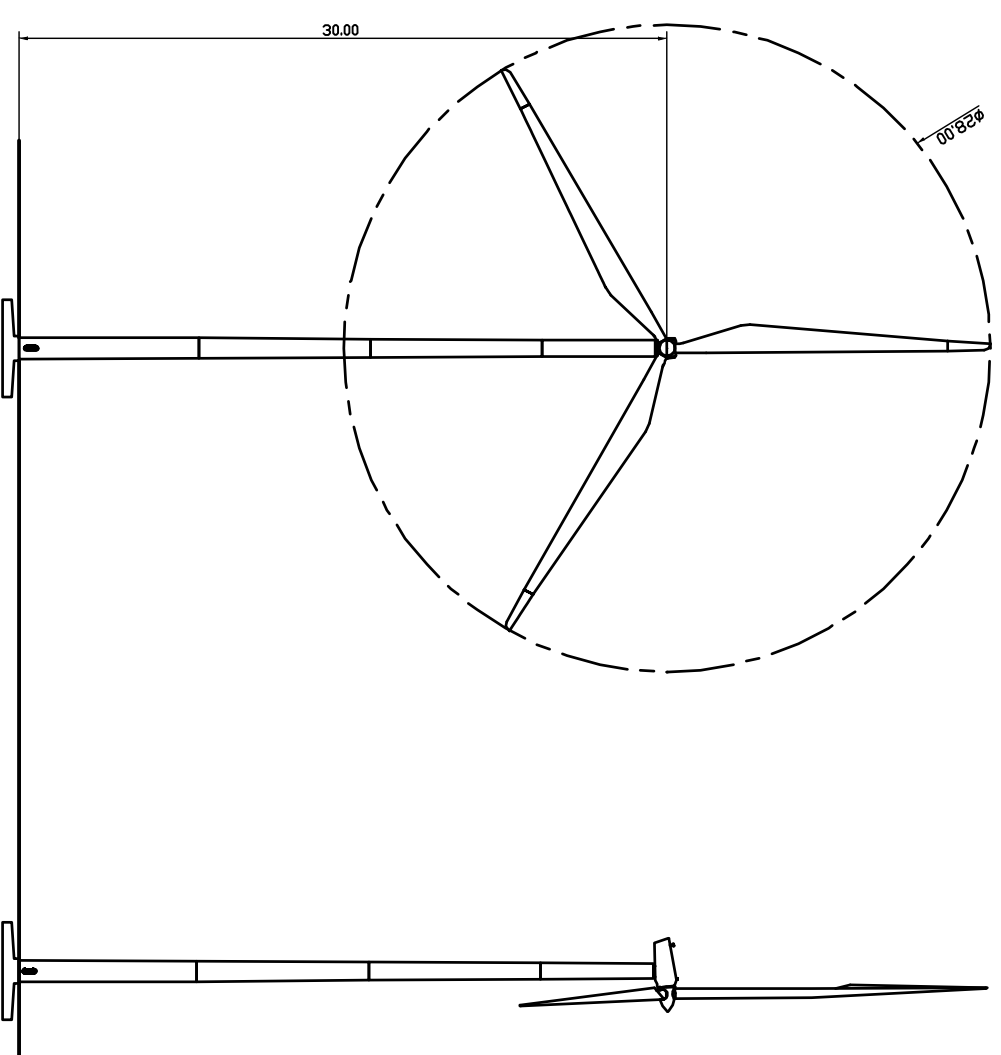
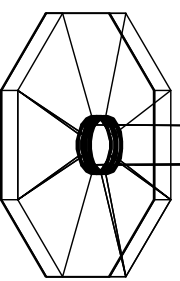
AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ALVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEÓLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA



AEROGENERADOR GARBÍ 150-28

- Conexión aislada de red
- Potencia nominal: 150 kW
- Diámetro de rotor: 28 m
- Nº de palas: 3
- Longitud de palas: 13,5 m
- Control: pitch colectivo
- Generador síncrono
- Altura torre: 30 m
- Diámetro torre: 1,2 m
- Orientación: SSW



MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: AEROGENERADOR GARBÍ 150-28 (150 kW)

ESCALA: Cotos en metros

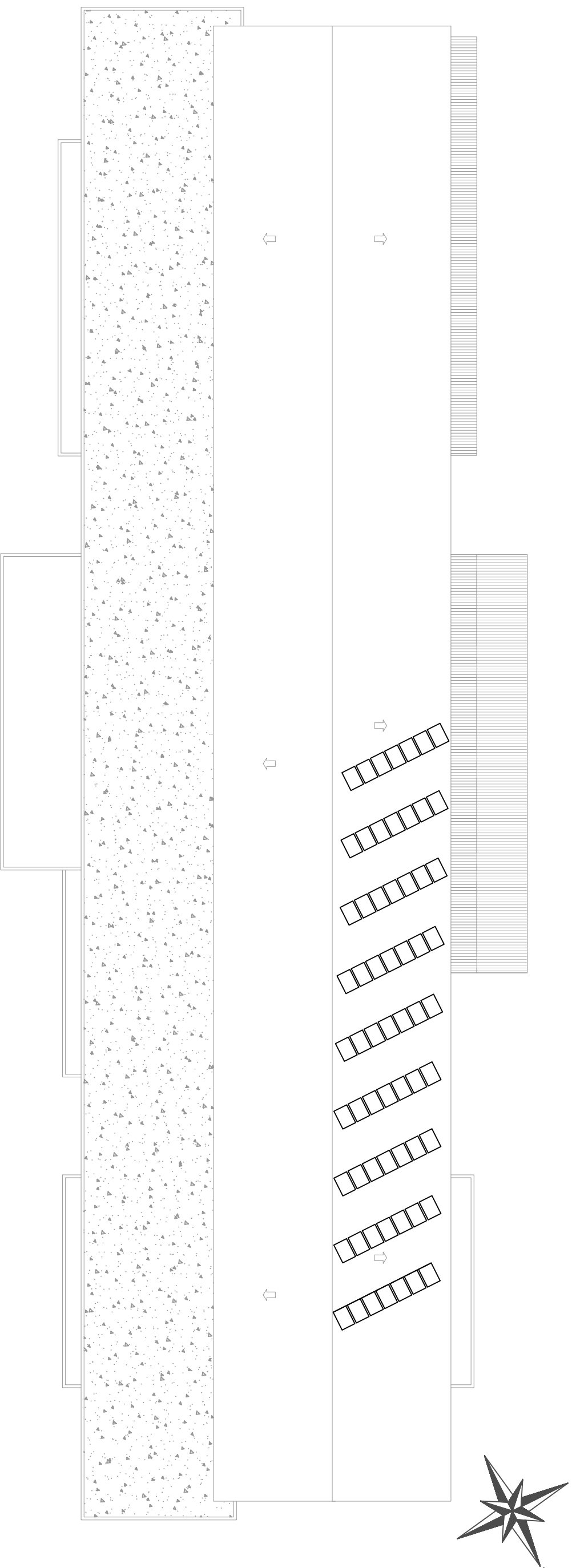
FECHA: JUNIO DE 2014

AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: E0-02





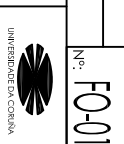
MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE | CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

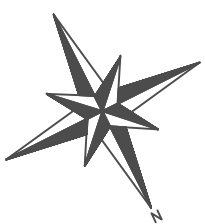
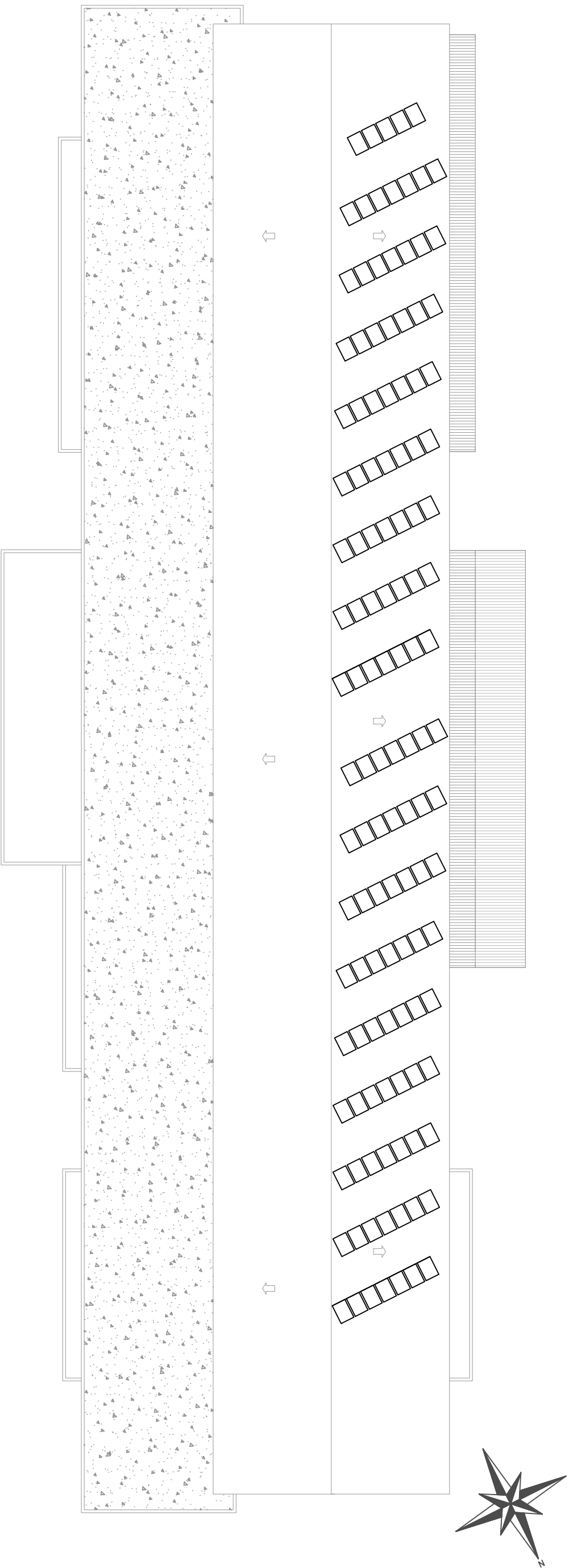
PLANO: PLANTA DE CUBIERTA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA HE-5

ESCALA: 1/300 | Coños en metros | FECHA: JUNIO DE 2014

AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ | TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA
EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA





MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: PLANTA DE CUBIERTA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (OPCIÓN 2)

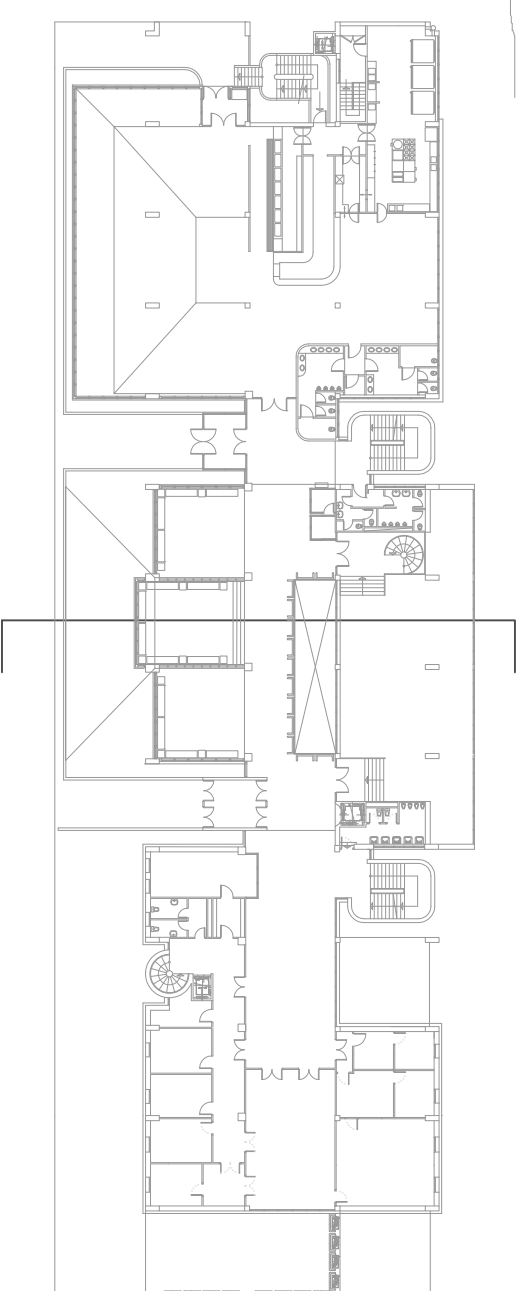
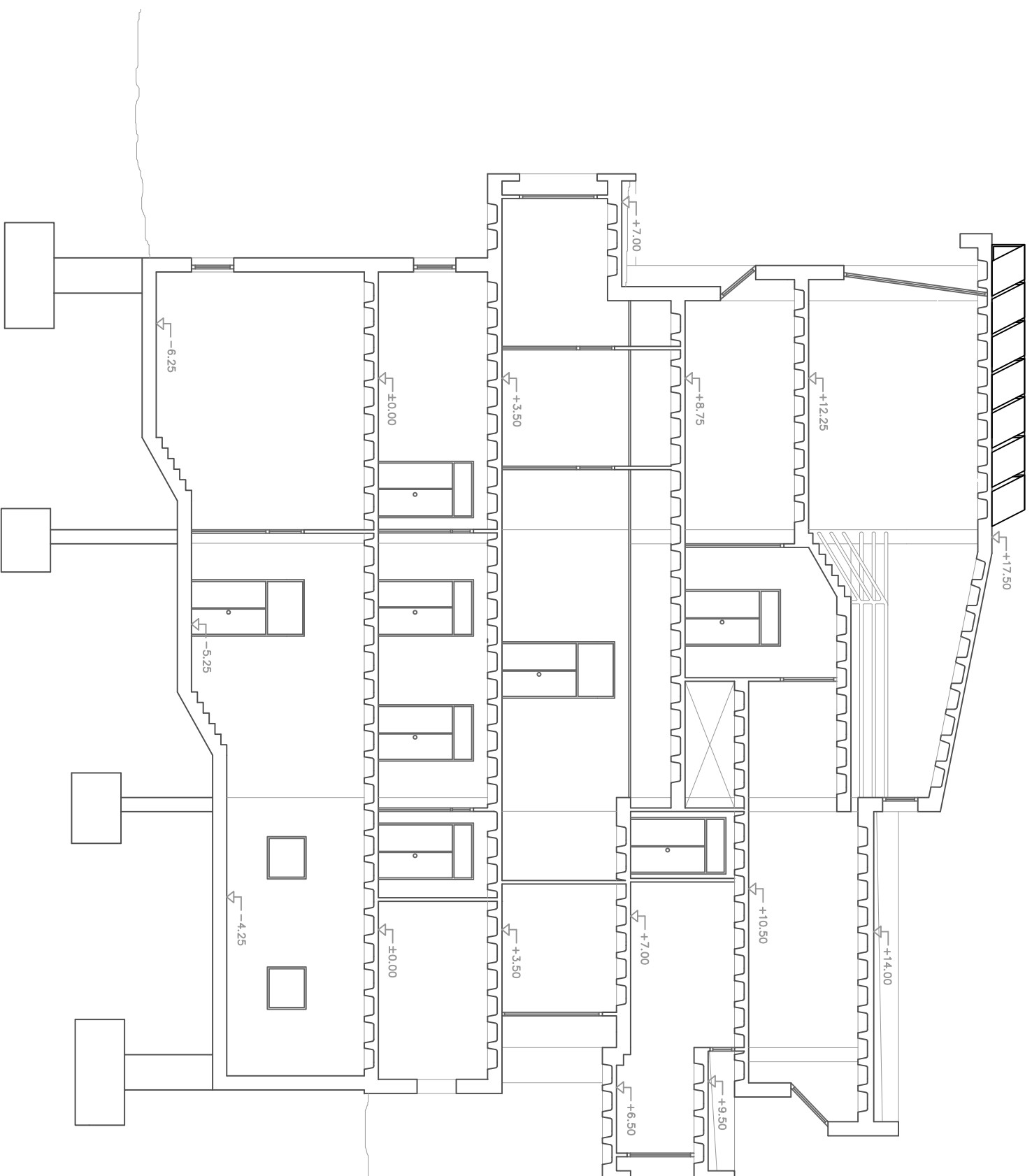
ESCALA: 1/300 Colocs en metros FECHA: JUNIO DE 2014

AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: F0-02





MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: SECCIÓN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA HE-5

ESCALA: 1/150

Cóps en metros

FECHA: JUNIO DE 2014

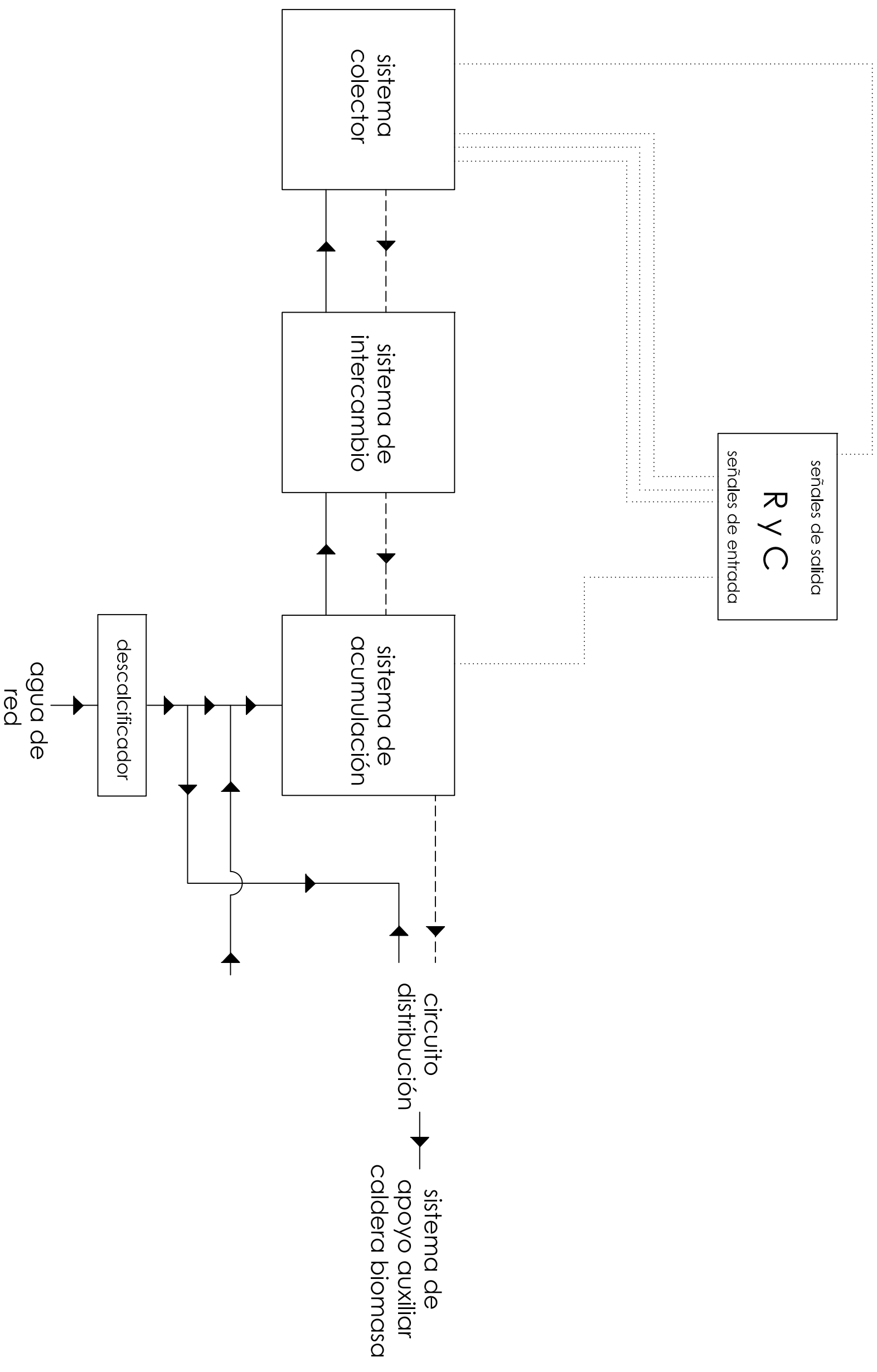
AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA
EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: F0-03



UNIVERSIDAD DE EXTREMADURA



MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: ESQUEMA GENERAL DE LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

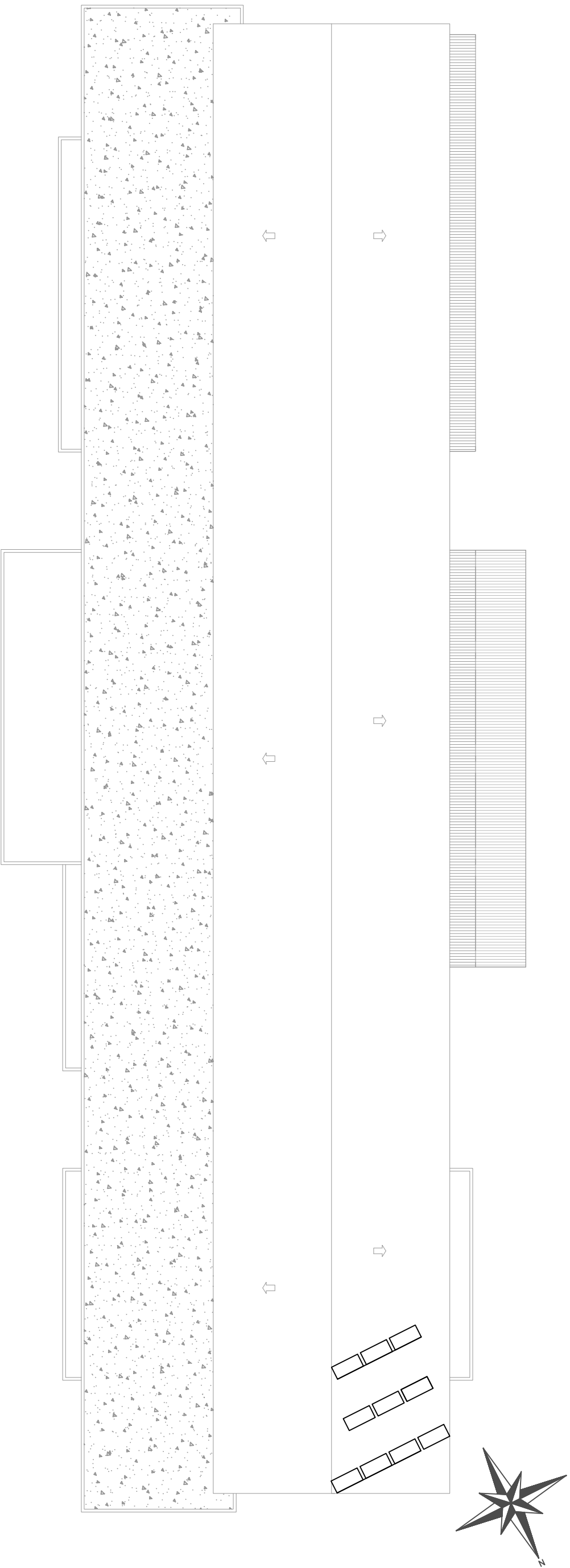
ESCALA: Cotos en metros FECHA: JUNIO DE 2014

AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: 30-01





MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: PLANTA DE CUBIERTA DISTRIBUCIÓN SOLAR TÉRMICA HE-4

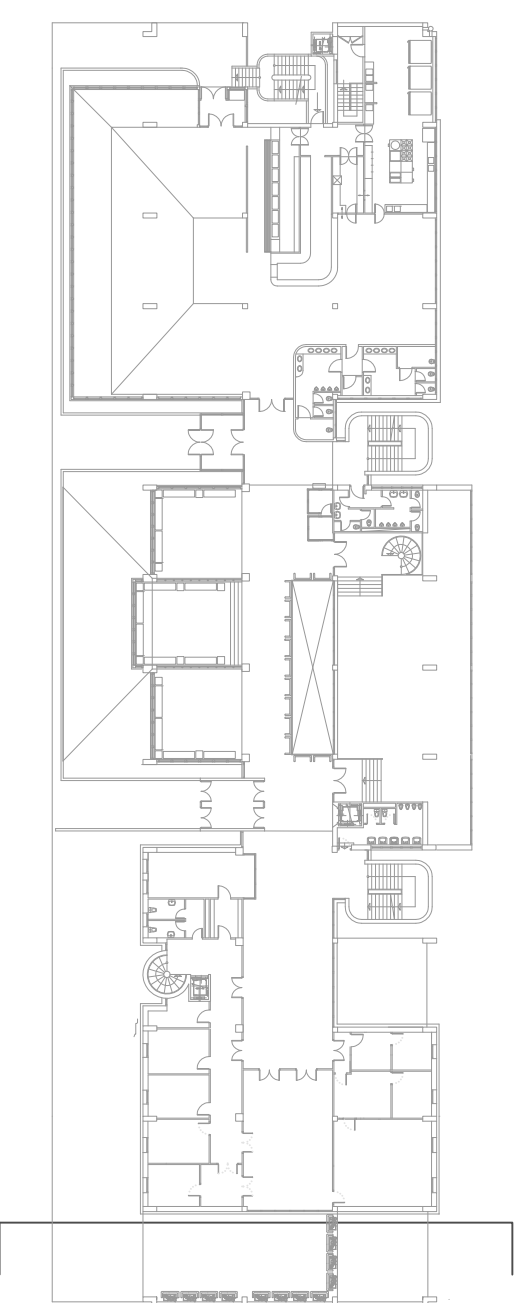
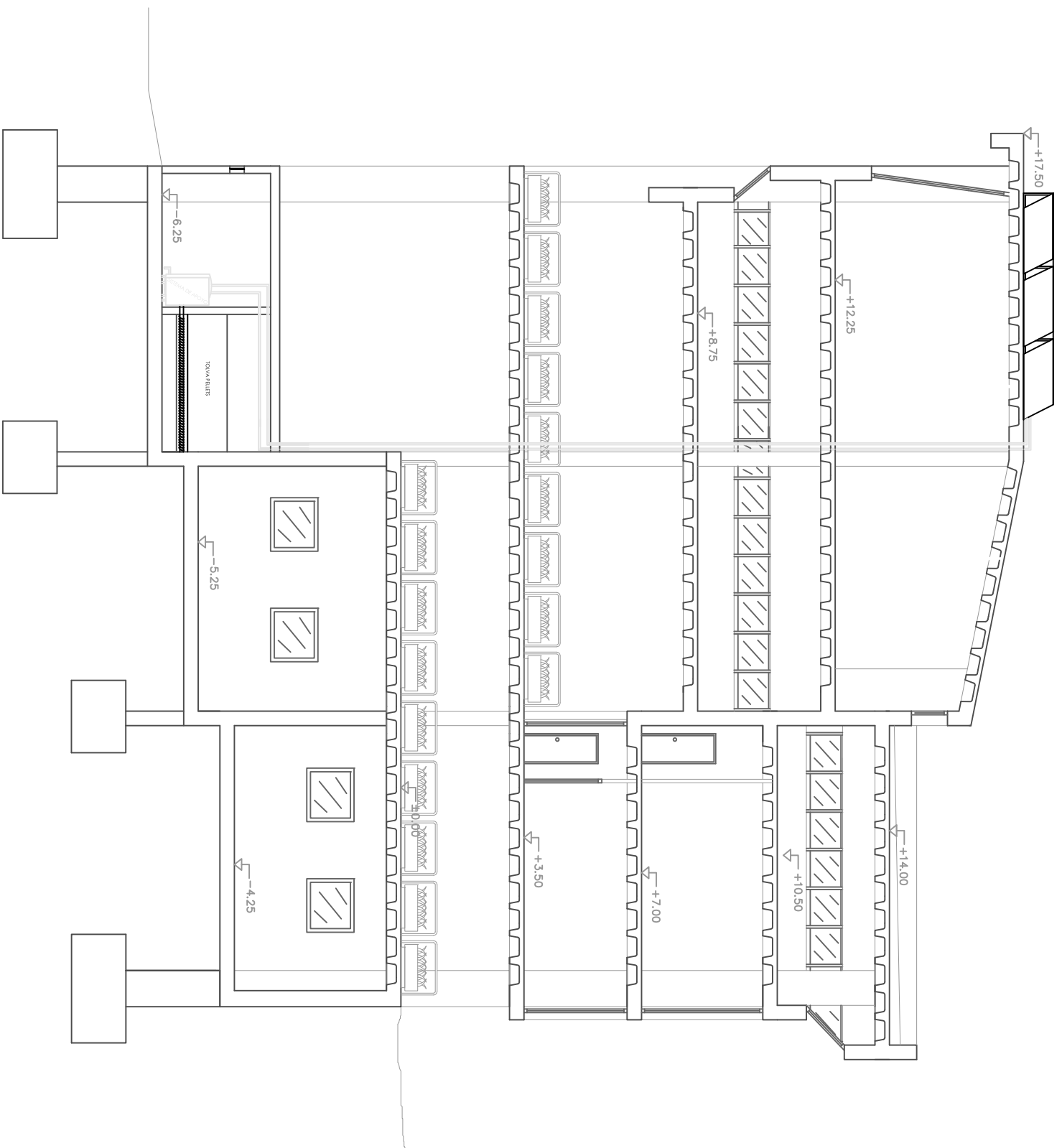
ESCALA: 1/300 Cotas en metros FECHA: JUNIO DE 2014

AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA



Nº: S0-02



MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: SECCIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA HE-4

ESCALA: 1/150 Colocs en metros FECHA: JUNIO DE 2014

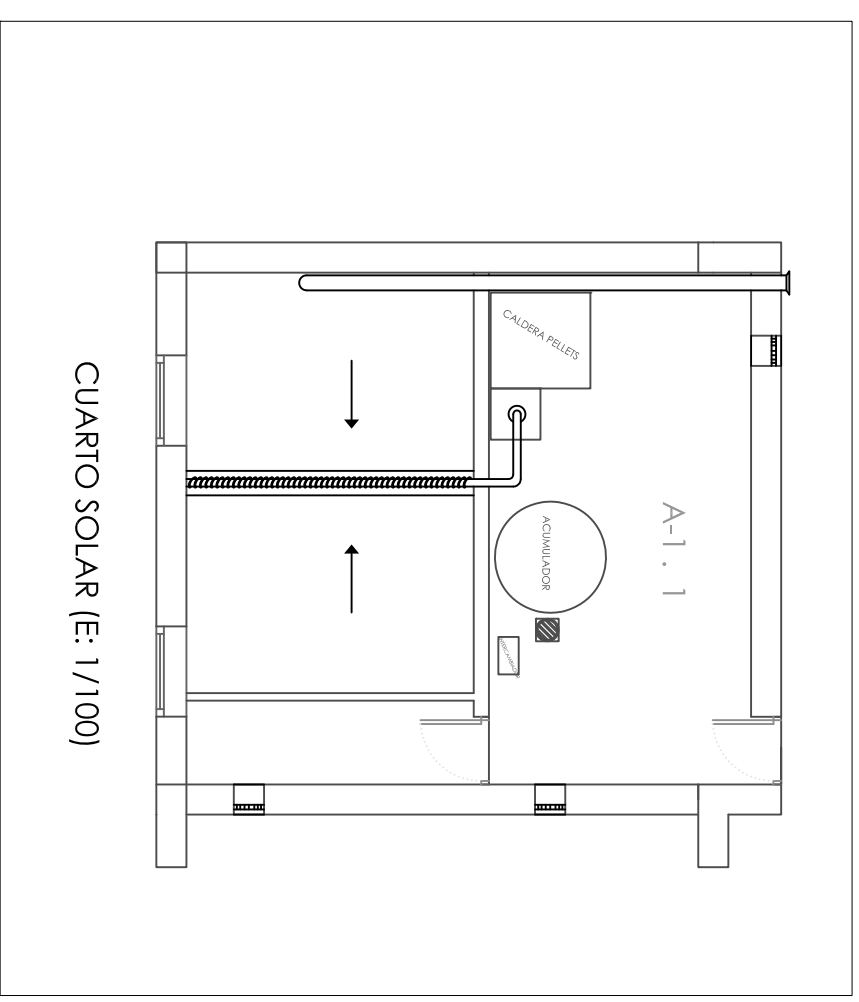
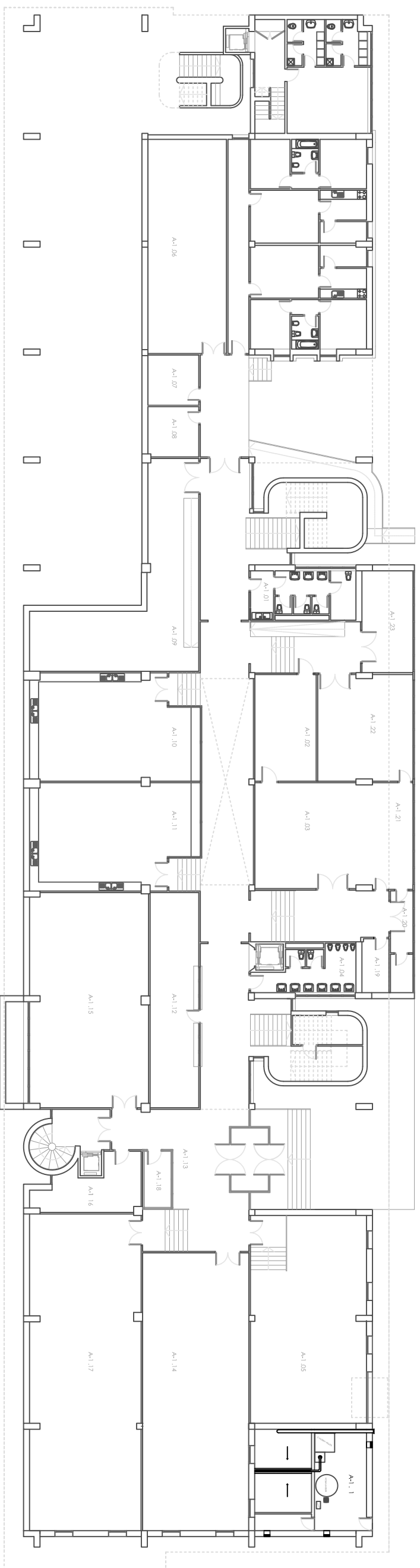
AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: 50-03



UNIVERSIDAD DE EXTREMADURA



CUARTO SOLAR (E: 1/100)

MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: PLANTA SÓTANO (UBICACIÓN CUARTO SOLAR)

ESCALA: 1/300

Cóps en metros

FECHA: JUNIO DE 2014

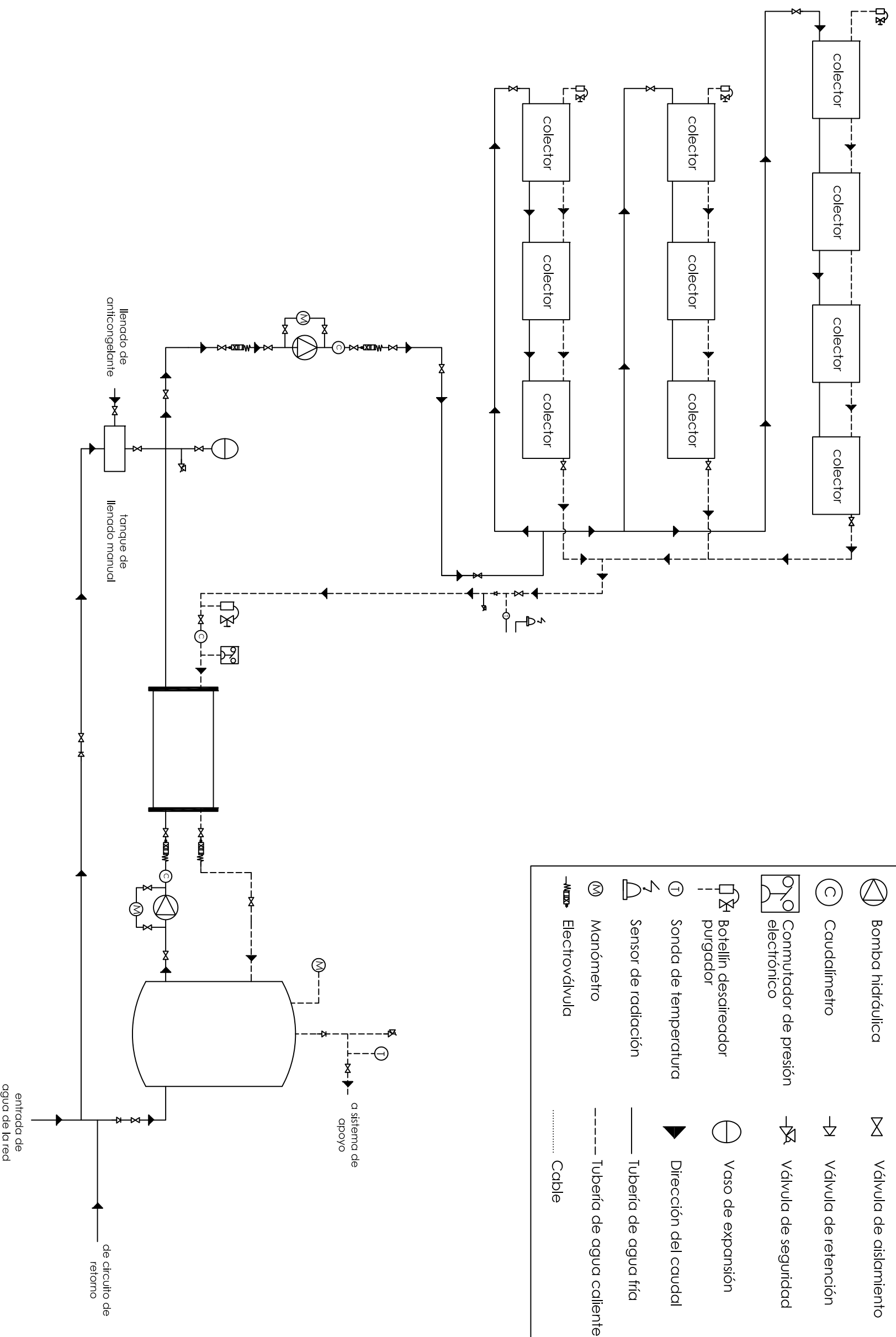
AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: S0-04



UNIVERSIDAD DE EXTREMADURA



MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: SISTEMA DE ACUMULACIÓN E INTERCAMBIO DE CALOR

ESCALA: Coils en metros FECHA: JUNIO DE 2014

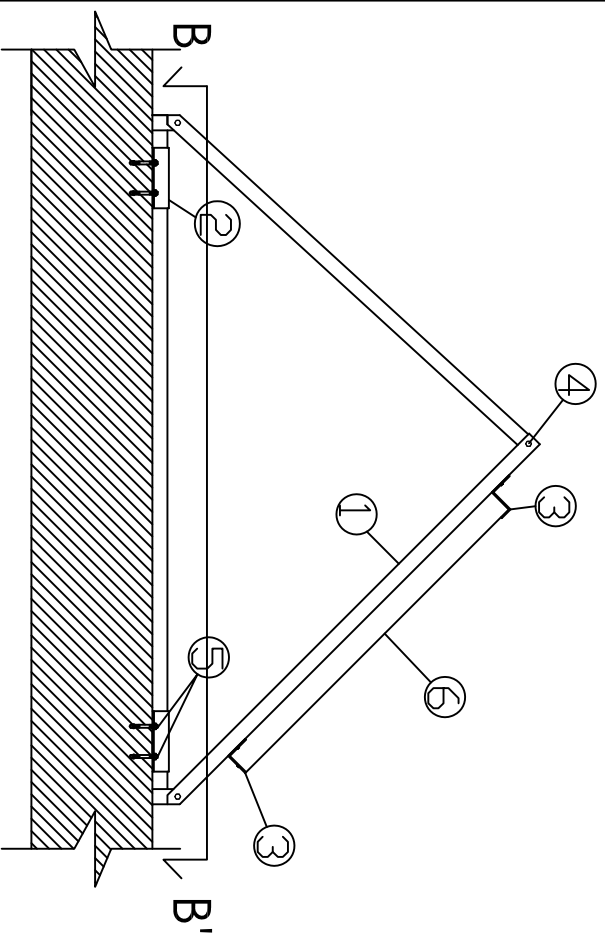
AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

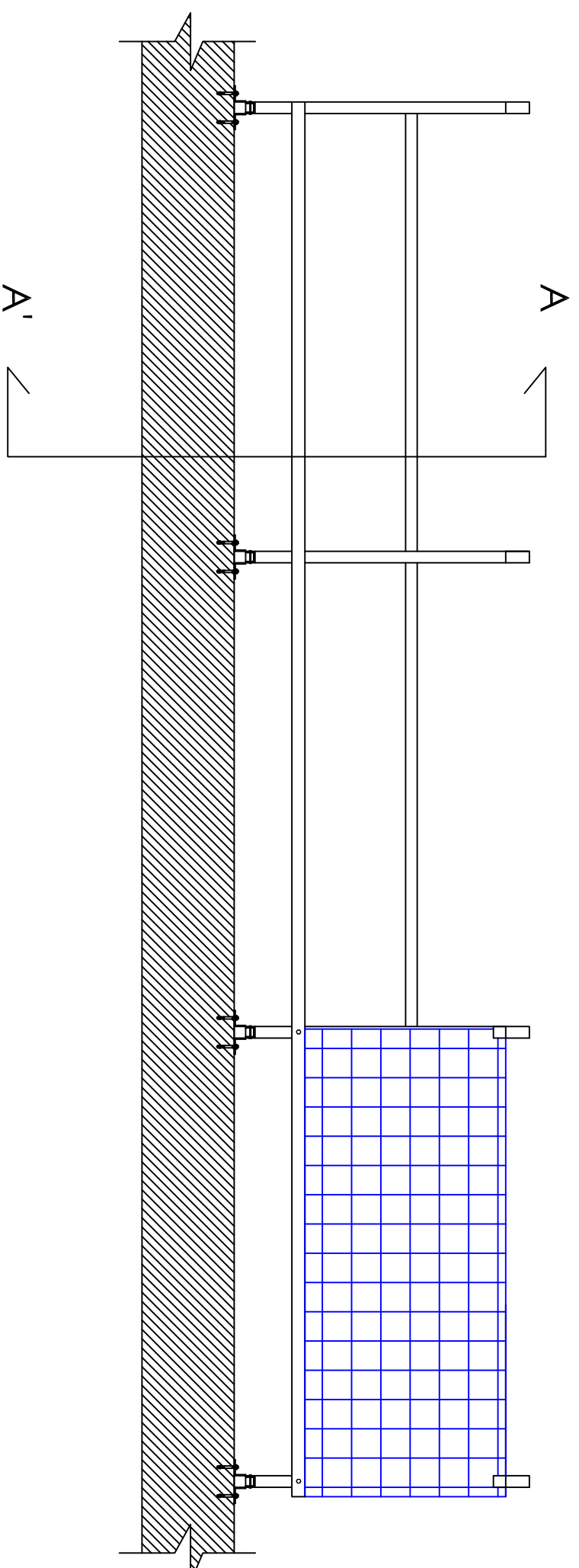
Nº: S0-05



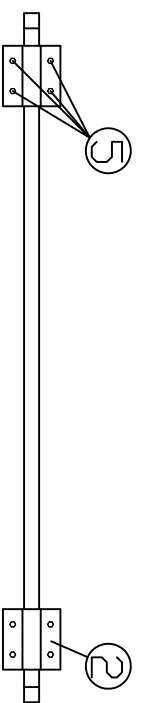
SECCIÓN A - A'



ALZADO



SECCIÓN B - B'



LEYENDA

1	SOPORTE DE ALUMINIO
2	GRAPA DE FIJACIÓN AL SOPORTE DE HORMIGÓN
3	GRAPAS DE FIJACIÓN DEL PANEL AL SOPORTE
4	TORNILLERÍA DEL SOPORTE
5	PERNOS DE FIJACIÓN
6	PANEL SOLAR

MÁSTER UNIVERSITARIO TECNOLOGÍAS EDIFICACIÓN SOSTENIBLE CENTRO: E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

PLANO: DETALLE DE SOPORTE Y FIJACIÓN DE LOS PANELES SOLARES

ESCALA: 1/25 Cotas en metros

FECHA: JUNIO DE 2014

AUTORA DEL PROYECTO: DÑA. ESTRELLA VIDAL VÁZQUEZ TUTOR DEL PROYECTO: D. JOSÉ ANTONIO ÁLVAREZ DÍAZ

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y MINIEOLICA
EN LA E.U. ARQUITECTURA TÉCNICA

Nº: 50-06



UNIVERSIDAD DE EXTREMADURA