

Grado en Ingeniería Mecánica
Curso 2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“Estudio de viabilidad para una minicentral solar térmica aplicada a edificación residencial”

Pablo Rodríguez Huertas

Tutor

José Luis Pinela Ocaña

11 de julio de 2018



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

RESUMEN

Actualmente es norma de obligado cumplimiento que cualquier desarrollo de nuevas tecnologías y servicios en la industria deba ser respetuoso con el medio ambiente, tanto en su gestión de energía, como en su fuente de generación. Una de estas tecnologías es la solar, y más concretamente la solar térmica, que cuenta con numerosas ventajas en sus aplicaciones destinadas a la generación de energía eléctrica.

En este proyecto se determinará la viabilidad económica, técnica y medioambiental de la instalación de una minicentral termosolar, ubicada en un edificio de viviendas del centro de Madrid, partiendo de la hipótesis de que en España se pudiera ser autosuficiente energéticamente. Esta autosuficiencia consistiría en conseguir ser independiente de la red eléctrica y de generar la suficiente energía eléctrica necesaria para el consumo de un edificio de viviendas, sin necesidad de tener que inyectar dicha energía eléctrica generada a la red.

El estudio consistirá en el diseño de una instalación solar térmica generadora de electricidad, basada en un sistema de microturbinas de vapor y en el dimensionado de un sistema de apoyo constituido por baterías. Este último se utilizará durante períodos transitorios y épocas de insuficiente generación de energía. Finalmente, se determinará si es viable tanto técnica como económicamente.

Palabras clave: Microturbinas, solar-térmica, autosuficiencia, renovables y autoconsumo.

ABSTRACT

Nowadays it is required that any development of new technologies and services in the industry must be respectful with the environment, both in its energy management and in its generation source. One of these technologies is the solar, and particularly the solar thermal, which has countless advantages in its applications focused on electric energy generation.

In this project will be determined the economical, technical installation, and environmental viability of a facility of a reduced size solar thermal power plant, located in an apartment building in the city centre of Madrid, taking into account the hypothesis of being self-sufficient in terms of energy in Spain. This self-sufficiency consists in being independent from the electric distribution network and being able of generating the enough electricity necessary for the consumption of this type of building, without having to inject this electricity generated into the network.

The study will consist in the design of a solar thermal facility which can generate electricity, based in a system of steam microturbines and sizing of a support system constituted with batteries. This system will be used during transient periods and seasons of low energy generation. Finally, it will be determined if this facility is viable both technical and economically.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	2
ABSTRACT	4
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	9
1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Las energías renovables	11
1.1.1. Eólica	13
1.1.2. Geotérmica	13
1.1.3. Mareomotriz	14
1.1.4. Undimotriz	14
1.1.5. Hidráulica	15
1.1.6. Biomasa, biocombustibles y biogás	15
1.1.7. Solar	16
1.2. Legislación y normativa	22
1.2.1. Código Técnico de la Edificación	22
1.2.2. DB HE. Ahorro de Energía	23
1.2.3. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión	23
1.2.4. Ruido	23
1.2.5. Ordenanzas del Ayuntamiento de Madrid	24
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	26
2.1. Objetivo	26
2.2. Edificio de estudio	27
2.3. Esquema de principio de la instalación	29
2.4. Cálculo de la demanda energética	30
2.5. Dimensionamiento de las baterías	33
2.6. Turbinas	36
2.7. Colectores solares	40
2.8. Otros componentes	43
2.8.1. Intercambiador de calor	43
2.8.2. Inversores y rectificadores	44
2.8.3. Bombas	45
2.9. Resultados	47

3. ESTUDIO DE VIABILIDAD Y ANÁLISIS	54
3.1. Análisis técnico	54
3.2. Presupuesto	56
3.3. Análisis económico	58
3.4. Análisis medioambiental	61
4. CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXO A. PLANO DE LA CUBIERTA	71
ANEXO B. HOJA DE CÁLCULOS	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Porcentaje de energía renovable sobre la energía total producida (International Energy Agency, 2018)	11
Fig. 2. Porcentaje de energía renovable sobre la energía total producida (International Energy Agency, 2018)	12
Fig. 3. Producción mundial de energía hidráulica desde 1971 hasta 2015 en TWh (International Energy Agency, 2018)	15
Fig. 4. Potencia fotovoltaica instalada en territorio nacional (Red Eléctrica Española, 2018)	16
Fig. 5. Generación de energía por comunidad autónoma en 2016 (Red Eléctrica Española, 2018).....	17
Fig. 6. Rendimientos de células fotovoltaicas experimentales (National Renewable Energy Laboratory, 2017)	18
Fig. 7. Ley de precios en la industria fotovoltaica según Swanson (Wikipedia - Delphi234, 2014).....	19
Fig. 8. Central termosolar Extresol-1 (https://elperiodicodelaenergia.com , 2016)	20
Fig. 9. Central termosolar Gemasolar (http://www.actinnovation.com , 2011)	21
Fig. 10. Patio interior del edificio calle clavel 7, Madrid (www.alquiler-madrid.com , 2018)	27
Fig. 11. Fachada del edificio calle clavel 7, Madrid (www.alquiler-madrid.com , 2018)	28
Fig. 12. Edificio calle clavel número 7, Madrid (Google, 2018)	28
Fig. 13. Esquema de principio de la instalación	29
Fig. 14. Número de electrodomésticos usados en la calculadora de Endesa (Endesa, 2018)	31
Fig. 15. Relación número de ciclos carga/descarga respecto de la profundidad de descarga (www.sfe-solar.com , 2018)	34
Fig. 16. Baterías Absolyte GP 1-100G45 (www.elektrotec-berlin.de , 2018).....	35
Fig. 17. Green Turbine 15 Kw (Green Turbine BV, 2018).....	36
Fig. 18. Enjaulado de la turbina y resto de componentes (Green Turbine BV, 2018)	38
Fig. 19. Gasokol VacuTube 65/20 (www.gasokol.at , 2018)	41
Fig. 20. NEP Polythrough 1800 (www.nep-solar.com , 2018)	41
Fig. 21. Plano de cubierta con la disposición de los colectores solares.	42
Fig. 22. Intercambiador de calor Vahterus (www.edelflex.com , 2018)	44
Fig. 23. Inversor Fronius Symo 15-3-M (www.autosolar.es , 2018)	45
Fig. 24. Familia CR de bombas hidráulicas de Grundfos (www.grundfos.com , 2018)	46
Fig. 25. Sistema de ecuaciones para el cálculo de temperaturas características	49
Fig. 26. Gráfica de evolución de temperaturas a lo largo del año	51
Fig. 27. Reacciones de oxidación de combustibles	62

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS	35
TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE LA MICROTURBINA.....	39
TABLA 3. COMPARATIVA DE ESPECIFICACIONES DE COLECTORES	40
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR	44
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES.....	45
TABLA 6. DATOS DE IRRADIACIONES Y TEMPERATURAS	48
TABLA 7. DATOS GEOGRÁFICOS Y DE MONTAJE DE LOS COLECTORES	48
TABLA 8. PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN	49
TABLA 9. TEMPERATURAS CARACTERÍSTICAS DE LOS COLECTORES Y LAS TURBINAS	50
TABLA 10. TEMPERATURAS CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR	51
TABLA 11. COSTES DE LA INSTALACIÓN	56
TABLA 12. DATOS DE PARTIDA PARA ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	58
TABLA 13. FLUJOS DE CAJA	59
TABLA 14. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS PARA LA PRIMERA HIPÓTESIS	60
TABLA 15. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS PARA LA SEGUNDA HIPÓTESIS	60
TABLA 16. DATOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	63
TABLA 17. RESULTADOS DE AHORRO DE CO ₂ DE LA INSTALACIÓN.....	63

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Las energías renovables

Las energías renovables son energías limpias de origen no fósil cuya fuente es inagotable. La diferencia que tienen con los combustibles fósiles, ya sean derivados del petróleo o gases, es su nula producción de gases nocivos para la atmósfera y de emisiones contaminantes. La utilidad de estas energías varía en función de la localización, factores climatológicos o factores geológicos, lo que las hace idóneas para cualquier parte del mundo, pudiendo elegir qué fuente de aprovechamiento se utilizará. En cuanto a los costes asociados a las energías renovables, puede afirmarse que éstos vienen bajando enormemente y de forma sostenida. Esta circunstancia ayuda a la difusión y al uso de este tipo de energías, haciéndolas atractivas y competitivas en muchos mercados.

Debido a la permanente dependencia energética mundial en los combustibles fósiles, algunos países han desarrollado iniciativas a lo largo de los últimos 20 años destinadas a cambiar la dependencia energética. España, Italia o Alemania se encuentran entre ellos, habiendo realizado numerosas inversiones en este campo. Este hecho puede apreciarse en la figura 1. Es cierto que estas iniciativas han sido principalmente provocadas por el constante aumento del precio de los combustibles fósiles y por la necesidad de bajar los costes de generación de energía eléctrica. No obstante, no todos los países han optado por esta estrategia, como es el caso de Estados Unidos de América, China o Rusia, quienes a pesar de su alto volumen de consumo energético, no se observa que hayan aplicado cambios drásticos en este sentido como se puede apreciar en la figura 2.

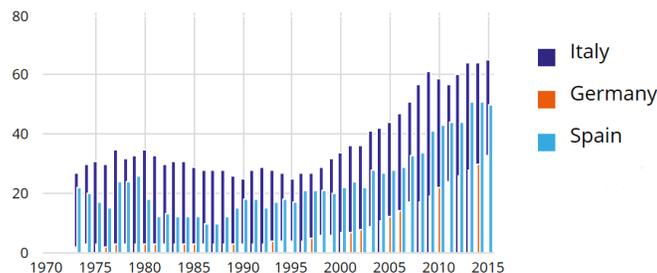


Fig. 1. Porcentaje de energía renovable sobre la energía total producida (International Energy Agency, 2018)

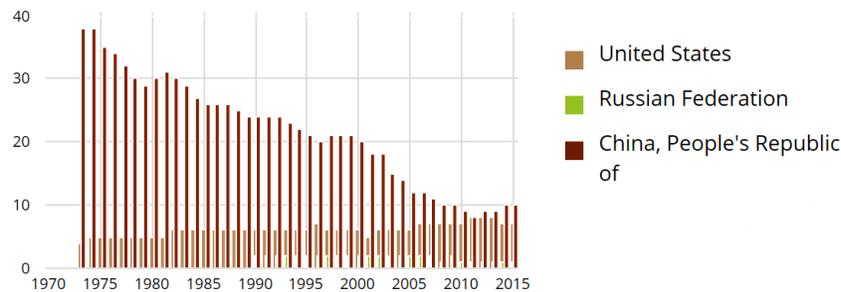


Fig. 2. Porcentaje de energía renovable sobre la energía total producida (International Energy Agency, 2018)

No obstante, es evidente que se ha producido un cambio de mentalidad y de política al respecto en la gran mayoría de países desarrollados. Esto se puede apreciar en las numerosas cumbres y acuerdos internacionales que se llevan a cabo sobre este tema. Un ejemplo de ello es el “Acuerdo de París”, que cuenta con un gran apoyo de la comunidad internacional y se encuentra enmarcado en la Cumbre Mundial del Clima, celebrada en diciembre de 2015 en la capital francesa. (Acciona, 2015)

Dicho acuerdo entrará en vigor a partir del año 2020, estableciendo un objetivo concreto de reducción de emisiones a nivel mundial, objetivo basado en la integración de las energías renovables tanto en la sociedad, como en los sistemas de producción de electricidad de los países firmantes. También son objeto en este acuerdo otras tecnologías de neutralización de emisiones y políticas de restricción de emisiones. El objetivo que se pretende alcanzar es una disminución de la temperatura media del planeta de 2 grados centígrados, con un objetivo intermedio de 1,5 grados para finales del presente siglo. (Acciona, 2015)

Esta transición prevista según la IRENA - Agencia Internacional de Energías Renovables -, supondrá unos efectos económicos positivos, dado que incrementando la cuota de energías renovables hasta el 36% en el mix energético mundial, ello haría crecer la economía global un 1,1% para 2030. Adicionalmente se produciría un aumento de empleo en el sector de la energía de 24 millones de personas frente a los 9,2 actuales. (Acciona, 2015)

Según lo visto, las principales ventajas de utilizar las energías renovables son:

- Su cualidad de fuente inagotable: Es el punto fuerte respecto de los combustibles fósiles, cuyas reservas son finitas. Las energías renovables aprovechan la energía de diferentes fuentes, tales como el viento, la radiación solar, o la biomasa - ésta última manteniendo un ciclo cerrado -; todas ellas con carácter inagotable o sostenible. (Acciona, 2015)

- Su carácter competitivo: Las tecnologías más usadas hoy día – eólica y solar fotovoltaica – reducen sus costes exponencialmente cada año que pasa, haciendo esta circunstancia que estas tecnologías y otras similares en desarrollo, sean cada vez más competitivas respecto a sus principales rivales, los combustibles fósiles. (Acciona, 2015)
- Son limpias: Como antes se ha indicado, en cualquier proceso de generación de electricidad en el que se haga uso de las energías renovables, las emisiones serán nulas, o, como en el caso de los biocombustibles y biomasa, al formar parte de un ciclo cerrado, las emisiones son contrarrestadas por la fuente natural que ha producido dicha biomasa o biocombustible.

Existen diferentes tipos de energías renovables, que se pueden clasificar en función de la fuente de aprovechamiento:

1.1.1.Eólica

Mediante ella, se aprovecha la energía cinética del viento gracias al uso de turbinas - aerogeneradores - en localizaciones donde el viento suele ser constante a lo largo de todo el año. Pueden clasificarse por su tipo de ubicación: aerogeneradores, offshore -que se encuentran situados en el mar, pero cerca de las costas - y onshore - que se sitúan en zonas tierra adentro con notables recursos eólicos; p. ej. El valle del Ebro-.

En función de la disposición de su eje existen 2 tipos de aerogeneradores: los de eje horizontal - los más comunes - y los de eje vertical - usados en ambientes urbanos -. Los primeros disponen básicamente de 3 elementos: una torre, varias palas y una góndola, mientras que los segundos disponen también de una torre, de unas palas con perfiles optimizados - que así no necesitan un mecanismo de orientación, lo que disminuye su coste - y de una base con el conjunto generador de energía. Los modelos más utilizados de este último tipo son los Savonius, Giromill y Darrieus. (Portillo, 2017)

1.1.2.Geotérmica

Consiste en la explotación del calor interno de la Tierra. En función de la temperatura del recurso, sus aplicaciones van desde la generación de electricidad y procesos de calor industrial a refrigeración, calefacción y agua caliente sanitaria. Su origen lo tiene en Suecia en 1979, quien, a raíz de la

crisis del petróleo con su consecuente aumento de precio, empieza a invertir en formas alternativas de calentar los hogares. Posteriormente, implantaron este sistema países como Finlandia, Japón, Estados Unidos de América -en sus regiones más frías- y Holanda. (González, 2011)

El sistema se basa en la extracción de calor mediante el uso de un líquido caloportador - que suele ser una solución de agua con etilenglicol -, el cual circula a través de unos intercambiadores de calor, que se encuentran enterrados en el subsuelo a unas profundidades de unos 10 m y que forman parte del circuito de bombas de calor que se encargarán de enfriar en verano, calentar en invierno, y de proveer de agua caliente sanitaria.

1.1.3.Mareomotriz

Utiliza el movimiento de las mareas para generar electricidad. Se basa en un sistema que, cuando la marea está alta, deja entrar agua a través de unas compuertas hacia un depósito que se llena hasta un nivel máximo. Más tarde, cuando la marea está baja, se deja salir esa agua almacenada, fluyendo por unas turbinas o molinos, que, conectados a un alternador, generarán electricidad.

Según el IDAE, este procedimiento solo es rentable en zonas costeras si la diferencia de altura entre mareas es de un mínimo de 5 metros. La Bretaña francesa es un ejemplo de zona donde esta energía compite con los combustibles fósiles. La central de La Rance genera 600 millones de kWh al año, lo que equivale al 45% de la energía consumida en dicha región. (González, 2012)

1.1.4.Undimotriz

En este caso, la energía proviene del movimiento de las olas del mar. Como las olas son infinitas y no dependen de ningún factor, podría decirse que es una de las energías que puede generarse durante todo el día y todo el año.

Hoy en día existen 3 tecnologías para el aprovechamiento de esta energía: El sistema Pelamis, "Las columnas de agua oscilante" y The Oyster. La primera se basa en unos cilindros que se mueven con el movimiento de las olas, haciendo ello que se logre un bombeo de aceite a alta presión hacia unos resistores, quienes acabarán generando energía. La segunda se basa en un conjunto cilindro-pistón, con la particularidad de que el agua hace de pistón, empujando y comprimiendo el aire encerrado, que acabará moviendo una turbina. La última de estas tecnologías, es un dispositivo con forma de concha

de almeja, sumergida en el agua, que se mueve con el efecto de las olas, basculando y haciendo funcionar un sistema cilindro-pistón. (González, 2013)

1.1.5.Hidráulica

La energía se obtiene del flujo de agua a través de unas turbinas. Puede realizarse aprovechando una diferencia considerable de altura, que permita generar una presión o bien, aprovechando la energía cinética existente en un canal de agua. Se utilizan varios tipos de turbinas en estas instalaciones, las más usadas son las Pelton, Kaplan y Francis, siendo la primera de ellas de impulso y las 2 restantes a reacción.

Como se puede ver en la figura 3, en la actualidad el lugar donde se están construyendo más instalaciones de este tipo es en China. Durante el año 2009 su producción de este tipo de energía fue de 1200 TWh - suponía en aquel momento un 16% de la energía total generada en este país -, pasando a ser en 2015 de 1600 TWh. De hecho, China dispone hoy en día de la central hidroeléctrica más grande del mundo, la presa de las Tres Gargantas en el río Yangtsé, con una potencia instalada de 22,5 GW.

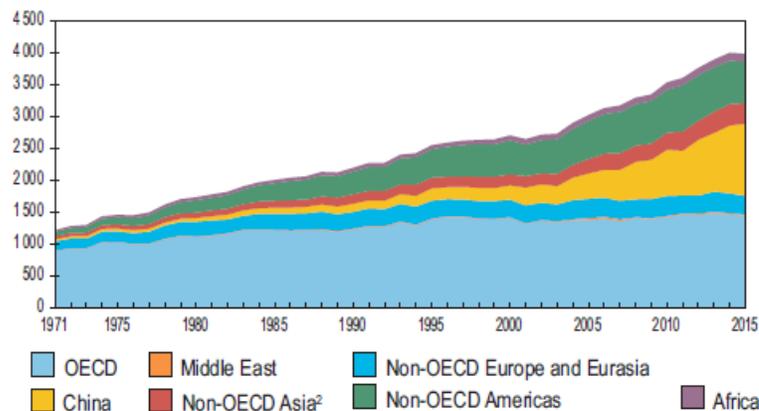


Fig. 3. Producción mundial de energía hidráulica desde 1971 hasta 2015 en TWh (International Energy Agency, 2018)

1.1.6.Biomasa, biocombustibles y biogás

Estos productos son derivados de materia orgánica, tanto de origen vegetal como animal, que pueden ser introducidos en máquinas térmicas, siendo su funcionamiento igual al de los combustibles fósiles, pero con mayor limpieza en cuanto a las emisiones generadas. Los principales combustibles de origen vegetal que se suelen utilizar son: leñas - húmedas y secas -, pellets, huesos

de aceituna y cáscaras de frutos. Estos combustibles están principalmente enfocados a usos en calderas, estufas y chimeneas. (IDAE, 2018)

En cuanto a los biocombustibles, los más comunes son el biodiesel, que se sintetiza mediante procesos de esterificación de aceites de origen animal o vegetal -girasol, soja o canola- y el bioetanol, que se produce mediante la fermentación de azúcares provenientes del maíz, la remolacha o la caña de azúcar. El biogás también se produce fermentando estos desechos orgánicos. (Biodisol, 2018)

1.1.7.Solar

Se aprovecha la energía proveniente del sol en forma de onda electromagnética. Existen dos tipos de energía solar: fotovoltaica y térmica.

1.1.7.1. Fotovoltaica

Basado en el efecto fotovoltaico, consigue generar electricidad cuando las ondas electromagnéticas inciden en una de las caras de células fotoeléctricas, excitando así a los electrones a que salten de una cara a la otra, debido a la existencia de una diferencia de potencial eléctrico entre ellas. (Acciona, 2015)

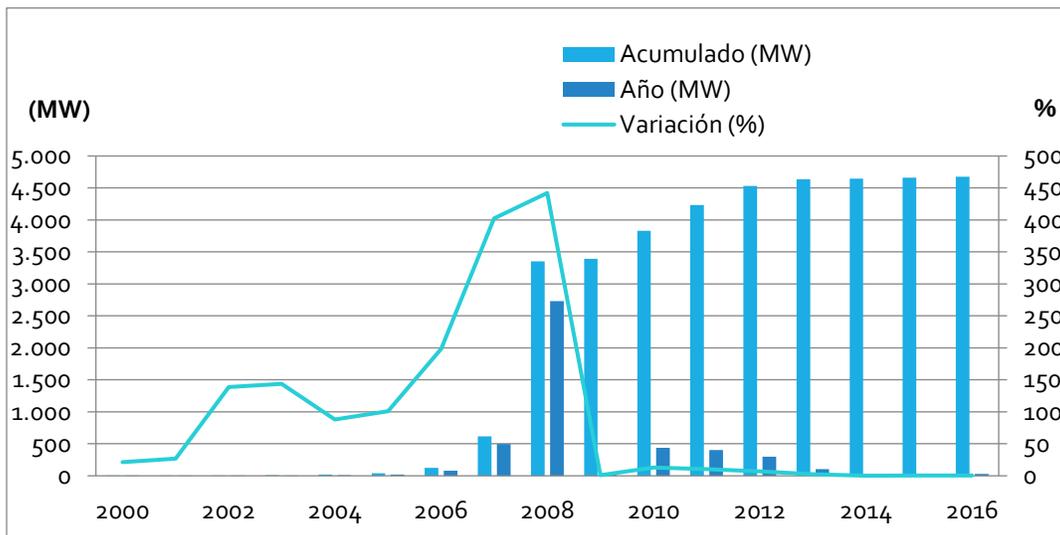


Fig. 4. Potencia fotovoltaica instalada en territorio nacional (Red Eléctrica Española, 2018)

Como se puede apreciar en la figura 4, el año 2008 en España se hicieron una gran cantidad de inversiones y puestas en marcha de este tipo de

centrales, con gran cantidad de paneles fotovoltaicos. Ello fue estimulado mediante una política de subvenciones estatales, que hacía que incluso los particulares se instalasen en sus casas dichos paneles, para tratar de compensar en parte sus costes de electricidad. En 2016 en España la generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico fue de un 3% del total. (Red Eléctrica Española, 2016)

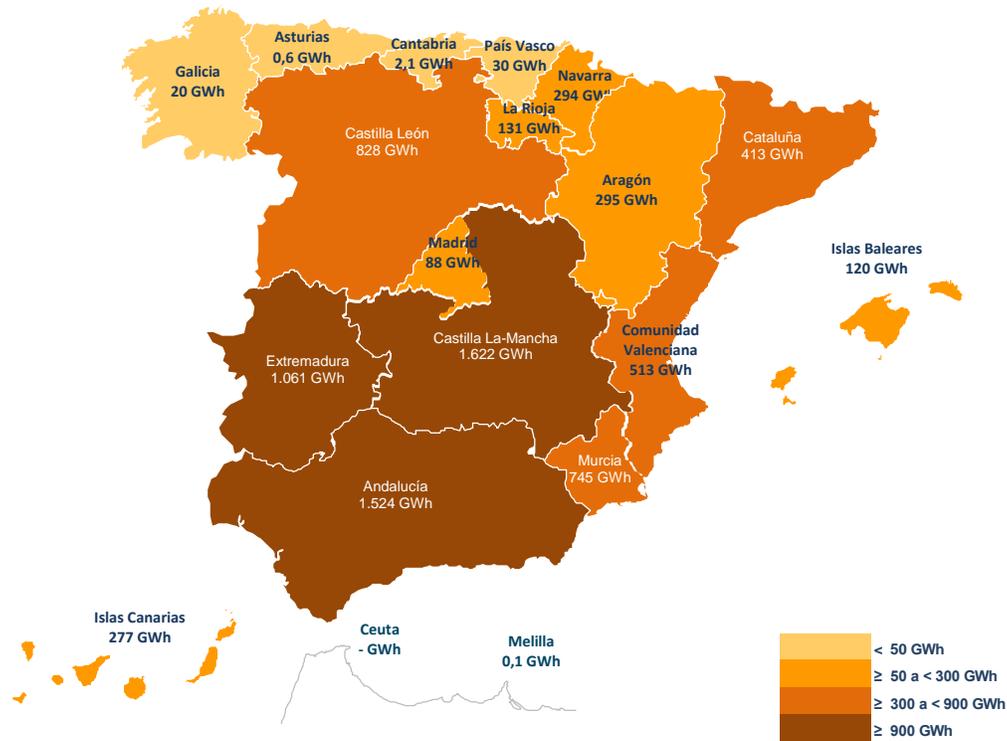


Fig. 5. Generación de energía por comunidad autónoma en 2016 (Red Eléctrica Española, 2018)

Viendo la figura 5, queda reflejado que los campos de Extremadura, Andalucía y Castilla La-Mancha son los más explotados por estas instalaciones, debido en gran parte a la cantidad de días de sol que tienen al año. En las zonas del norte de España, en cambio, al disponer de menos días de sol, estos porcentajes descienden hasta casi ser nulos. Tal es el caso de Asturias o Galicia.

En cuanto a la clase de tecnología que se utiliza en la actualidad, existen tres tipos de células fotovoltaicas: las de silicio monocristalino – la de mejor rendimiento –, las de silicio policristalino y las de silicio amorfo – de peor calidad, más baratos y de uso en calculadoras, cargadores de teléfonos de móviles, y relojes –. También se utilizan en aplicaciones industriales unos dispositivos llamados seguidores, los cuales se encargan de girar los paneles, situándolos así en la posición óptima de captación de

la radiación solar. Últimamente, se han desarrollado las denominadas células solares fotovoltaicas bifaciales, las cuales disponen del cristal de silicio en las dos caras del panel, aumentando así el rendimiento de cada célula, ya que de esta forma se puede aprovechar la radiación que rebota del suelo.

No obstante, todavía el rendimiento de estos paneles es relativamente bajo, pues no se llega a transformar toda la radiación en electricidad. En la figura 6, se ve la mejoría de esta tecnología con el paso de los años, pasando de un escaso 5% en sus inicios, hasta un 50% hoy en día - para el caso de los paneles experimentales -. Esta circunstancia y la bajada del precio del silicio en los últimos años, ha permitido que el precio de las células fotovoltaicas destinadas a uso comercial haya disminuido drásticamente, haciendo que esta tecnología sea más rentable que otras energías renovables. En la figura 7 se puede ver como el precio de una célula fotovoltaica en los últimos años viene caracterizado por la ley de Swanson. Esta ley, basada en estadísticas y precios de la industria y expresada en una escala logarítmica, pone de manifiesto que el precio disminuye cada año de forma exponencial.

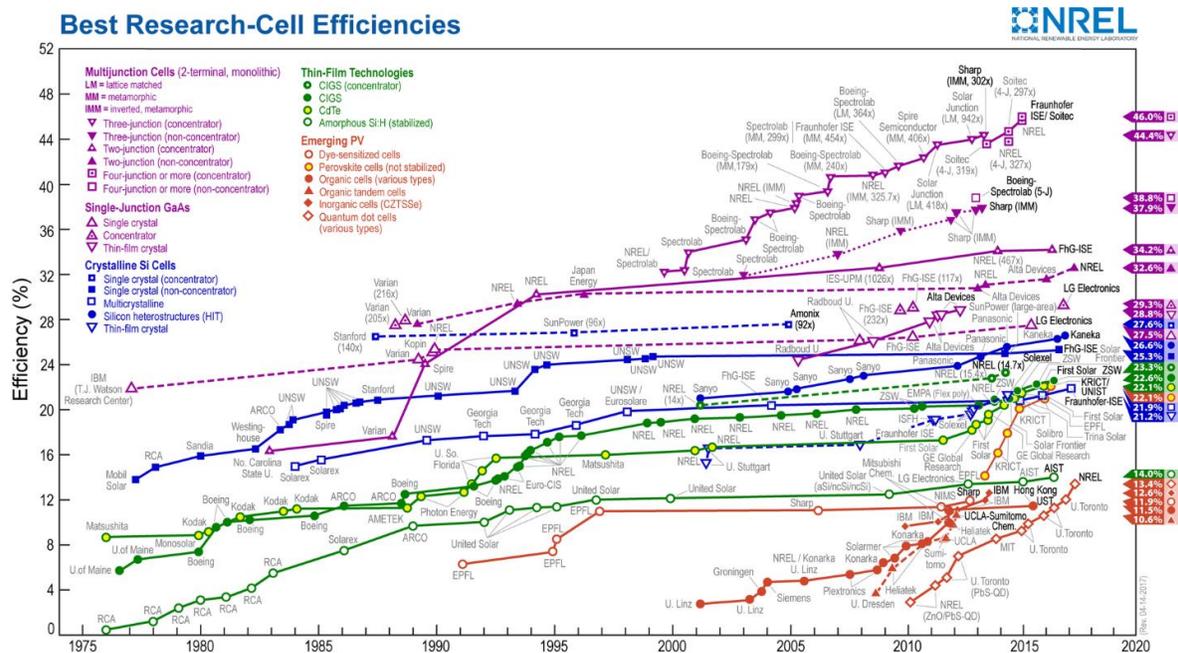


Fig. 6. Rendimientos de células fotovoltaicas experimentales (National Renewable Energy Laboratory, 2017)

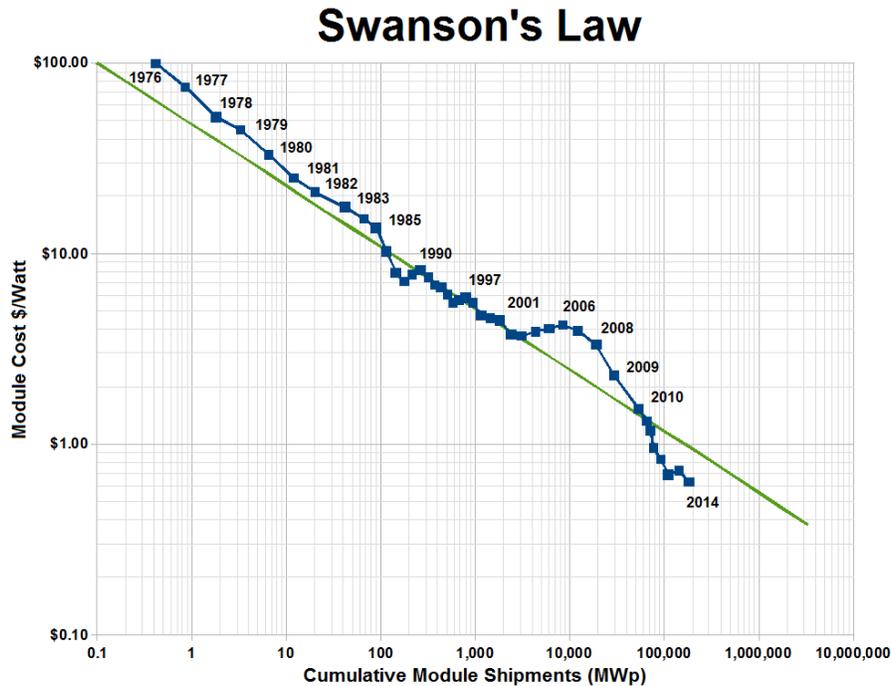


Fig. 7. Ley de precios en la industria fotovoltaica según Swanson (Wikipedia - Delphi234, 2014)

1.1.7.2. Térmica

En este caso, la radiación solar incidente se recoge en forma de calor en un líquido caloportador, el cual posteriormente transmitirá dicho calor a un sistema de calefacción, agua corriente sanitaria o incluso a un ciclo de generación de electricidad. Otro uso habitual de esta tecnología es la refrigeración, apoyándose esta variante en una máquina de absorción.

Los sistemas más básicos están compuestos de unos colectores, las tuberías, un sistema de bombeo, un acumulador y unos vasos de expansión. En el caso de los colectores, hay tres tipos: Los colectores planos, los de vacío y los concentradores – existiendo los parabólicos y los helióstatos con torre central -, siendo para aplicaciones de temperatura baja, media y alta respectivamente. Las tecnologías que ahora mismo se están desarrollando e incluso implantándose en la creación de nuevas plantas son los sistemas Fresnel y Stirling. El primero está basado en la tecnología de concentración, pero lo que cambia en este caso es que los espejos están dispuestos de manera en la que reflejan la radiación a unos absorbedores lineales dispuestos de forma paralela a la línea de espejos. El segundo también se basa en la tecnología de concentración, pero en este caso, el concentrador está formado por una gran cantidad de espejos pequeños situados sobre la

superficie de un disco paraboloide que tiene como punto focal a un conjunto de receptor-absorbedor-motor con un generador acoplado. Ambos están poco implantados, de hecho, en España solo hay instalados 31,4 MW, todos ellos con tecnología Fresnel.

Para generación de electricidad en centrales, se utilizan tanto una configuración de concentradores parabólicos como una de parque de helióstatos, que es un grupo de espejos concentrando la radiación sobre una torre en la que se calienta el líquido caloportador y se transmite al agua, vaporizándose y circulando por un ciclo de Rankine – consistente en una turbina de vapor- que genera electricidad. Una variación de estas centrales es el uso de concentradores parabólicos.

Actualmente en España hay en funcionamiento 50 centrales de este tipo, con una potencia instalada de 2300 MW, ubicadas sobre todo en el sur peninsular y con más instalaciones en Extremadura. (Protermosolar, 2017). Algunos ejemplos de estas centrales son Extresol-1 en Badajoz con una potencia de 50 MW utilizando concentradores parabólicos que se muestra en la figura 8, Solnova-1 en Sevilla con una potencia de 50 MW y utilizando también tecnología de concentradores parabólicos y Gemasolar, en Sevilla con una potencia de 20 MW y tecnología de helióstatos y una torre central mostrada en la figura 9. Se prevé que para 2020 se hayan instalado 5079 MW, siendo líder en Europa.



Fig. 8. Central termosolar Extresol-1 (<https://elperiodicodelaenergia.com>, 2016)



Fig. 9. Central termosolar Gemasolar (<http://www.actinnovation.com>, 2011)

1.2. Legislación y normativa

En España, existe una legislación y su consecuente regulación sobre las energías renovables, y concretamente, sobre el autoconsumo.

Específicamente, el REAL DECRETO 900/2015 de 9 de octubre de 2015 (Ministerio de industria, energía y turismo, 2015) - también conocido popularmente como Impuesto al sol -, que establece un impuesto adicional a todo aquel que tenga una instalación solar y quiera ser autosuficiente. El gobierno se basa en la hipótesis de que puede haber momentos del año en que el usuario no pueda ser autosuficiente y, por lo tanto, debe pagar por el uso que le dará a la red. Es decir, si un usuario decide poner unos paneles fotovoltaicos para ser autosuficiente y decide permanecer conectado a la red para vender a ésta la energía eléctrica sobrante, también puede hacer uso de esta red para abastecerse, abonando, en consecuencia, una cantidad en función de su cumplimiento de las condiciones de autoconsumo de tipo 1 ó 2 impuestas por la ley.

También está regulada la utilización de la infraestructura eléctrica mediante los llamados peajes de acceso. Básicamente estos peajes son unas tasas adicionales, que se cobran al usuario para el mantenimiento de la red eléctrica y hacer llegar la energía eléctrica hasta la vivienda. En cuanto a los impuestos aplicables, en España hay dos clases: el impuesto especial sobre la electricidad, que es de un 5,11 % y el IVA correspondiente del 21 %.

Con la aplicación de esta ley y de todos los impuestos y tarifas reguladoras, se basará parte del estudio de viabilidad, para apreciar si es rentable o no la instalación de una mini central termo solar.

Para el desarrollo de este proyecto se han consultado y tenido en cuenta las siguientes normas:

1.2.1. Código Técnico de la Edificación

REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo (BOE de 28 de marzo; corrección de errores y erratas en BOE de 25 de enero de 2008).

Modificado por:

- REAL DECRETO 1371/2007, de 19 de octubre (BOE de 23 de octubre; corrección de errores en BOE de 20 de diciembre de 2007).
- REAL DECRETO 1675/2008, de 17 de octubre (BOE de 18 de octubre).

- ORDEN 984/2009, de 15 de abril, del Ministerio de Vivienda (BOE de 23 de abril; corrección de errores y erratas en BOE de 23 de septiembre de 2009).

1.2.2. DB HE. Ahorro de Energía

En concreto el capítulo HE 4: contribución solar mínima de agua caliente sanitaria y los anexos de datos que contiene dicho documento básico.

Código Técnico de la Edificación, aprobado por el REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo (BOE de 28 de marzo).

1.2.3. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión

En concreto las instrucciones técnicas complementarias ITC BT 01, 02,40 y 51.

REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto (BOE de 18 de septiembre).

1.2.4. Ruido

A nivel nacional, se han consultado las siguientes normativas.

LEY 37/2003, de 17 de noviembre (BOE de 18 de noviembre).

REAL DECRETO 1513/2005, de 16 de diciembre (BOE de 17 de diciembre). Desarrolla la LEY 37/2003 en materia de evaluación y gestión del ruido ambiental.

Modificado por:

- Disposición final primera del REAL DECRETO 1367/2007, de 19 de octubre (BOE de 23 de octubre).

REAL DECRETO 1367/2007, de 19 de octubre (BOE de 13 de febrero). Desarrolla la LEY 37/2003 en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Y en especial al estar situado el edificio del proyecto en la Comunidad de Madrid, se ha tenido en cuenta el reglamento del Régimen de protección contra la contaminación acústica de dicha comunidad.

DECRETO 78/1999, de 27 de mayo, de la Consejería de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid (BOCM de 8 de junio; corrección errores en BOCM de 1 de julio de 1999).

1.2.5. Ordenanzas del Ayuntamiento de Madrid

Cada ciudad dispone de sus propias ordenanzas para gestionar y limitar las edificaciones y proyectos que se realizan y es por eso por lo que se tienen en cuenta para el desarrollo de este trabajo dado que el edificio donde se realizaría la instalación está situado en la ciudad de Madrid.

Ordenanza de gestión y uso eficiente del agua en la ciudad de Madrid (BOAM de 22 de junio de 2006).

Ordenanza de protección contra la contaminación acústica y térmica.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. Objetivo

El proyecto se centra en el diseño y, posteriormente, en el estudio de viabilidad de una instalación termo solar de tamaño reducido, en un edificio de viviendas, para evaluar la posibilidad de conseguir una autosuficiencia energética. Como se ha citado anteriormente, la legislación española tendrá una fuerte repercusión en el análisis de rentabilidad.

Esta instalación consistirá básicamente de unos colectores solares, que calentarán un líquido caloportador que irá a un intercambiador de calor para calentar el agua que correrá por un ciclo Rankine basado en una microturbina de vapor. Esta energía eléctrica que se genere se utilizará para abastecer a todo el edificio durante el día y a un sistema de baterías que abastecerá a la instalación durante la noche. Este sistema de baterías también se encargará de alimentar al edificio, durante los días en los que la instalación no pueda suministrar los picos requeridos de energía. En caso de que las baterías se encuentren llenas, se analizará si se vuelca la energía sobrante a la red, visto el impacto económico que tiene el “impuesto al sol”.

2.2. Edificio de estudio

El edificio que se utilizará para realizar este estudio está ubicado en el número 7 de la calle Clavel, situado en Madrid y diseñado por el arquitecto Don Carlos de Riaño. En el anexo A se encuentra el plano de la cubierta del edificio.

Este edificio de viviendas, como se puede ver en la figura 10, dispone de 5 niveles, más la cubierta, en la que también están los áticos. En la cubierta es donde irán dispuestos los colectores, mientras que el resto de los componentes se instalarán en el patio central del edificio, que se puede ver en la figura 10, dentro de una caseta de mantenimiento debidamente aislada.



Fig. 10. Patio interior del edificio calle clavel 7, Madrid (www.alquiler-madrid.com, 2018)



Fig. 11. Fachada del edificio calle clavel 7, Madrid (www.alquiler-madrid.com, 2018)

La superficie útil aprovechable para la instalación de los colectores solares en la cubierta es de 245,7 m². En la figura 12 se contempla el edificio en cuestión.



Fig. 12. Edificio calle clavel número 7, Madrid (Google, 2018)

2.3. Esquema de principio de la instalación

La instalación consta de dos circuitos cerrados. El primero denominado circuito de generación de calor, está formado por los colectores solares dispuestos en serie, una bomba para impulsar el fluido de trabajo por todo el circuito y un intercambiador de calor que comparte con el segundo circuito, el de generación de potencia. Este consta de las turbinas dispuestas en paralelo, una bomba para impulsar el fluido de trabajo de las turbinas y un condensador por el que fluirá agua de abastecimiento del edificio.

Como se ve en la figura 13, las turbinas generan electricidad, que será direccionada a un inversor y que más tarde pasará por un regulador y una unidad de control, que administrarán a dónde va la electricidad generada, si a la vivienda, a las baterías - mediante el uso de un rectificador - o a la red eléctrica.

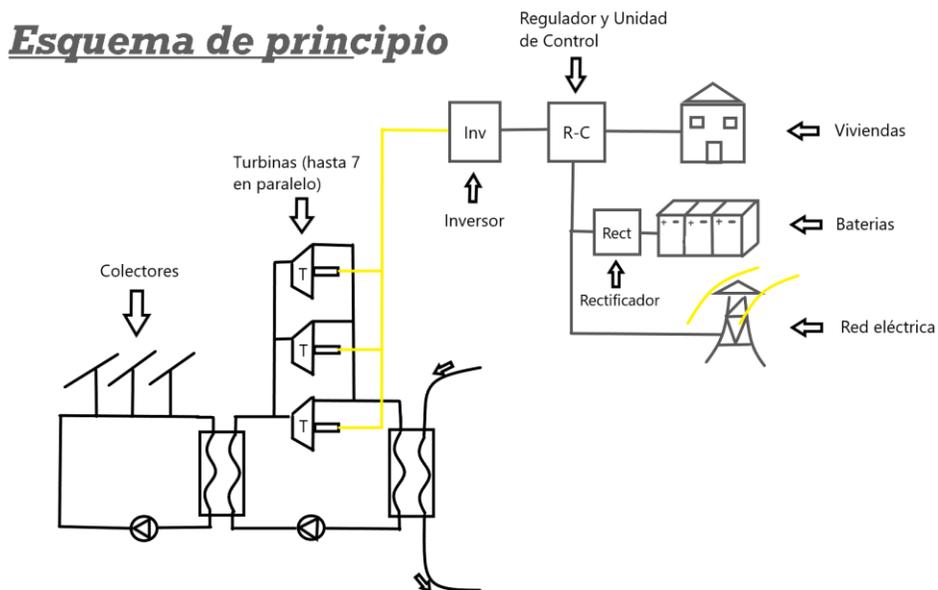


Fig. 13. Esquema de principio de la instalación

2.4. Cálculo de la demanda energética

Para poder calcular cuantas unidades de turbinas se tienen que instalar, y así abastecer al edificio, habrá que analizar previamente el consumo eléctrico del mismo.

El edificio en cuestión, como se ha indicado previamente, consta de 4 viviendas de aproximadamente 70 m² por planta, con 5 plantas y dos áticos adicionales, por lo tanto, se considera que el número de viviendas es de 22. Según indica el Instituto Nacional de Estadística, el tamaño medio de un hogar es de 2,51 personas, por lo que en este caso para realizar los cálculos se tomará el valor de 3 personas por hogar. (Instituto Nacional de Estadística, 2016)

Al ser un edificio de reciente construcción – 2005 -, se supone que los cerramientos son de una calidad, por lo que, en verano, la carga térmica debería compensarse en parte con un equipo de aire acondicionado y en invierno con equipos de calefacción eléctrica. En este caso, para cada vivienda, se dispondría de un Split de aire acondicionado en la estancia más grande y un radiador eléctrico por cada habitación. También, habría que tener en cuenta que, para abastecer el edificio de ACS cada vivienda contaría con un termo eléctrico de 150 litros de capacidad, válido para 4 personas, algo más de la media que se ha planteado antes.

En cada vivienda hay electrodomésticos que consumen energía eléctrica y también hay que contar con ellos para el cálculo de la demanda energética. Según un informe del IDAE, en cada hogar hay una media de un frigorífico, un lavavajillas, una lavadora y dos televisores. La iluminación suele ser bastante uniforme en toda España. Se tiene de media 8 bombillas convencionales, y en caso de haberse sustituido por bombillas de bajo consumo, desciende a 7. Todos los electrodomésticos usados en el cálculo de la potencia necesaria por vivienda se presentan a continuación en la figura 14.



Fig. 14. Número de electrodomésticos usados en la calculadora de Endesa (Endesa, 2018)

Teniendo en cuenta todos estos datos para calcular la potencia máxima a suministrar por vivienda, resulta en un valor de 5,75 kW. Esta cifra es un valor medio de los recomendados por la calculadora arriba citada, dado que las viviendas del edificio en cuestión son apartamentos. Los valores que proporciona esta calculadora para el caso en cuestión van de un mínimo para un estudio a un máximo para una vivienda independiente – chalet –.

Una vez conocido el dato de potencia a suministrar a una sola vivienda, debe multiplicarse dicho valor por el número total de viviendas en el edificio y sumársele la potencia a suministrar a los dos ascensores, a la iluminación de las zonas comunes y al garaje del edificio. Teniendo en cuenta todos estos datos, se obtiene una potencia máxima a proveer de 134,5 kW. No obstante, dado que prácticamente nunca todos los dispositivos están encendidos a la vez, se aplica un factor de simultaneidad del 70%, lo que reduce la potencia a 94,15 kW.

En cuanto al consumo anual de energía del edificio, según la OCU en un artículo de su página web, el consumo energético de una vivienda de un piso en un año es de 7544 kWh, aproximadamente la mitad de lo que consumen las viviendas unifamiliares (OCU, 2016). Este consumo se utilizará más adelante para evaluar la idoneidad y viabilidad del estudio y también para el cálculo de las baterías que se instalarían en el edificio.

Como el edificio es de construcción anterior a la implantación del Código Técnico de la Edificación y no se tenían datos suficientes para el cálculo de la envolvente, se han tenido que usar datos estadísticos para caracterizar el consumo de climatización del edificio.

2.5. Dimensionamiento de las baterías

Para el dimensionamiento de las baterías, se necesitan como datos de partida la demanda energética del edificio, la profundidad de descarga y el número de días de los que se dependerá energéticamente de las baterías.

Como ya se ha mencionado anteriormente, según la OCU, el consumo anual de energía de un piso se eleva hasta los 7544 kWh, por lo que se puede saber que en un día 20,67 kWh son consumidos por dicha vivienda. Si se extrapola este dato a todo el edificio, se concluye que el consumo diario de energía es de 462,71 kWh.

Como el edificio a estudiar se encuentra situado en Madrid, dispone de unas condiciones climatológicas excelentes para la generación de energía mediante paneles solares. Estas condiciones, se consideran de clima mediterráneo en la ciudad de Madrid, caracterizados por veranos cálidos e inviernos frescos. Las lluvias en esta zona no suelen superar los 700 mm al año llegando a tener casi 300 días de sol al año de media. Estas consideraciones hacen suponer que el número de días máximo de los que se dependerá de las baterías sea 2, puesto que la probabilidad de que haya más de dos días seguidos de lluvia y unas condiciones poco favorables para el aprovechamiento del calor por parte de los colectores es de aproximadamente para esta región un 0,04 %. Con esto, se puede concluir que 2 días es un dato realista para calcular la capacidad de las baterías de la instalación en cuestión.

En cuanto a la profundidad de descarga, este factor afecta seriamente a la vida útil de las baterías y en especial al número de ciclos que pueden realizar de carga/descarga. Como se puede ver en la figura 15, esta relación cumple con que, si se quiere tener un número de ciclos elevado, hay que elegir una profundidad de descarga baja, de entre en 10 y el 20 %, haciendo que se necesite más capacidad en las baterías y penalizando el presupuesto.

Para este caso se ha decidido disponer de una profundidad de descarga del 50%, puesto que da aproximadamente un número de ciclos de carga/descarga de 1000, aunque este valor puede cambiar hasta un 20% en función del tipo de tecnología usado en las baterías o condiciones atmosféricas tales como presión y temperatura.

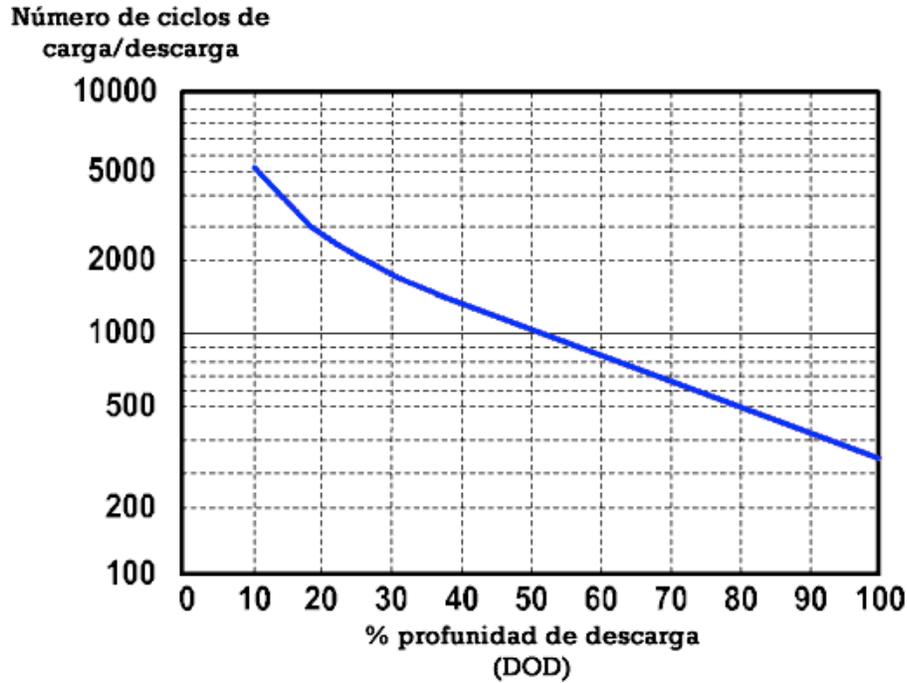


Fig. 15. Relación número de ciclos carga/descarga respecto de la profundidad de descarga (www.sfe-solar.com, 2018)

Con todos estos parámetros definidos, para calcular cuál debe ser la capacidad teórica que tienen que tener las baterías se realiza un cálculo relativamente sencillo. La capacidad de las baterías se mide en Amperios hora, por lo que para saber esta medida es necesario multiplicar el consumo energético diario por el número de días de los que se quiere depender como máximo de las baterías y se divide entre la profundidad de descarga en porcentaje. Con esto se obtiene la energía que deben acumular como máximo en esos días que se requiera la batería. Para pasar de este resultado que se mediría en kWh a Ah simplemente hay que multiplicar por 1000 y dividir por 48 V, que es la tensión que se tiene en la instalación.

Todo esto da como resultado una capacidad teórica de 45751 Ah, distribuidos en 24 vasos de 2088 Ah con tensiones nominales de 2 V dispuestos en serie. Las baterías que se utilizarían para esta instalación y que cumplen con las especificaciones dichas son el modelo Absolyte GP 1-100G45 Flat Plate. En la figura 16 se pueden ver los módulos o vasos de 2 V que formarían el conjunto de 24 vasos.



Fig. 16. Baterías Absolyte GP 1-100G45 (www.elecktrotec-berlin.de, 2018)

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS

Fabricante	Exide solutions
Modelo	Absolyte GP 1-100G45 Flat Plate
Capacidad teórica	45751 Ah
Tensión de la instalación	48 V

2.6. Turbinas

Para la generación de electricidad de esta instalación se usarían turbinas de vapor, basadas en el ciclo de potencia de Rankine. Estas máquinas serían de un tamaño reducido, puesto que lo que se quiere como objetivo son potencias reducidas, del orden de kW, y aprovechar el espacio disponible. Por esto, la elección que se hace para este tipo de maquinaria es la microturbina de vapor.

En concreto, el modelo en cuestión es la microturbina Green Turbine de potencia 15 kW. Este dispositivo suele utilizarse en aplicaciones de aprovechamiento de calor y también en generadores de vapor que usan biogás, combustibles fósiles, biomasa y energía solar concentrada. Es por esto último lo que hace que esta turbina sea adecuada para la instalación en cuestión. En la figura 17 se puede ver el modelo elegido.



Fig. 17. Green Turbine 15 Kw (Green Turbine BV, 2018)

Las ventajas que tiene usar este modelo de turbina según el fabricante son:

- Opera de manera silenciosa. El ruido generado por la turbina es absorbido en gran parte por el enjaulado que dispone, por lo que los niveles sonoros no son dañinos ni molestos.

- Utiliza temperaturas del vapor mínimas muy bajas con respecto a las turbinas de generación de electricidad de mayor tamaño. En este caso, la temperatura mínima del vapor es de 180 °C.
- El diseño práctico y la construcción de esta turbina hacen que las vibraciones sean reducidas y por lo tanto las piezas estén sometidas a un estrés adicional menor, haciendo que la durabilidad sea lo más alta posible y que los plazos entre revisiones sean largos.
- El precio de compra es menor que el de sus competidores y al tener un mantenimiento mínimo, el coste adicional de recambios o piezas en mal estado es imperceptible a largo plazo.
- Posee un coeficiente potencia-peso alto, dado que puede llegar a generar 15 kW con tan solo 25 kg.
- La potencia puede ser modulada en función de las exigencias, algo que lo hace bastante flexible para instalaciones de este tipo, de aplicación residencial, haciendo que no se desperdicie la energía y se tenga que inyectar a la red o disipar.

Como se ha comentado en las ventajas, se puede disponer de un enjaulado de la turbina en el que se alberguen todos los elementos adicionales, como el condensador, el inversor, las bombas, PLCs, sensores y otros dispositivos que se necesitan para controlar la turbomaquinaria. Este enjaulado, que se puede ver en la figura 18, tiene unas medidas de 1 metro de largo por 1 metro de ancho por 2,5 metros de alto, haciendo que sea un dispositivo compacto y que se puede disponer en cualquier estancia del edificio sin tener problemas de espacio. Para este estudio, se propone emplazar las turbinas en el patio central del edificio en una sala de máquinas que se cree para alojar estas máquinas.



Fig. 18. Enjaulado de la turbina y resto de components (Green Turbine BV, 2018)

Como las turbinas elegidas proporcionan una potencia máxima de 15 kW, el número total que se instalarían es de 7 para cumplir con los requisitos energéticos de todo el edificio, por lo que solo se utilizarían aproximadamente 7 metros cuadrados de esa sala de máquinas, aunque se debería disponer de más espacio para labores de mantenimiento. De todas formas, el patio central alberga una superficie útil para este propósito de 105 metros cuadrados.

El fluido de trabajo con el que funcionan estas turbinas recomendado por el fabricante es agua pura, aunque también existen algunos compuestos orgánicos como el amoníaco, refrigerantes como el R.134A o compuestos organofluorados que tienen buenas propiedades térmicas y son aptos para su uso en el ciclo Rankine. Estos fluidos alternativos tienen la principal ventaja de que su punto de cambio de fase de líquido a vapor ocurre a temperaturas más bajas que el agua, además de poseer una alta masa molecular con respecto del agua. El inconveniente más importante de su uso es su poder corrosivo, dado que los materiales con los que están hechos las turbinas no suelen estar adaptados para combatir este fenómeno y por lo tanto se degradan antes que usando como fluido de trabajo el agua.

Esta turbina para generar los 15 kW que promete, necesita que las condiciones de entrada del fluido a la máquina sean idóneas. Para ello, en el caso del agua se necesita un flujo de vapor sobrecalentado de 0,04 kg por segundo, a una temperatura de 180° y a una

presión de 10 bares. Si estas condiciones no se cumplen, es posible que la potencia máxima que se pueda suministrar sea menor de los 15 kW, esto supondrá un factor determinante en los meses de invierno en los que la temperatura del fluido no pueda llegar a la temperatura especificada. Posteriormente se analizará en función de los resultados el impacto que pueda tener esta falta de temperatura.

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE LA MICROTURBINA

Fabricante	Green Turbine
Modelo	Green turbine 15 kW
Potencia	15 kW
Peso	26 kg (solo turbina)
Medidas	1 x 1 x2,5 m (largo x ancho x alto)
Temperatura mínima de trabajo	180 °C
Presión de trabajo	10 bar
Fluido de trabajo	Agua
Flujo másico de vapor	0,04 kg/s

2.7. Colectores solares

Anteriormente se ha comentado que existen diferentes tipos de colectores, y que la decisión de escoger uno u otro varía en función de los requisitos de la instalación a la que se desea suministrar calor. Para el caso de estudio, se habían escogido previamente 3 tipos, los colectores planos, los de tipo de tubos de vacío y los concentradores parabólicos. No obstante, como la temperatura a la que se desea tener el fluido de trabajo es relativamente alta – 180 grados Celsius – y, por lo tanto, los colectores planos quedan desechados pues su temperatura máxima de trabajo es de aproximadamente 100°.

En consecuencia, se analizaron las especificaciones de cada modelo y se decidió utilizar los colectores de tubos de vacío, en concreto el modelo Gasokol VacuTube 65/30. El principal motivo que decanta la elección es el tamaño. Los concentradores parabólicos tienen una superficie mayor que los colectores de tubos de vacío, lo que hace que la instalación sea más dificultosa y que la disposición pueda no ser la idónea. Dado que la zona de instalación de los colectores no es muy extensa – 213,8 m² – cuantos más colectores se puedan disponer en esa superficie, será más beneficioso. Otro motivo que hace desechar la idea de los concentradores parabólicos es la instalación obligada de seguidores solares para que dichos colectores sean útiles durante todo el día, lo que llevaría asociado un incremento del coste de estos concentradores. El peso también ha sido un factor importante en la elección, ya que trabajar con unos colectores muy pesados pueden afectar a la estructura del edificio y ser peligroso, lo que conllevaría un estudio adicional de cargas y un sobre coste de la instalación por reforzar la estructura. A continuación, se presenta en la tabla 3, una comparativa de los colectores tratados.

TABLA 3. COMPARATIVA DE ESPECIFICACIONES DE COLECTORES

	Gasokol VacuTube 65/30	NEP Polythrough 1800
Tipo	Tubos de vacío	Concentrador parabólico
Longitud total	2 m	11,085 m
Anchura total	2,151 m	1,965 m
Área total	4,302 m ²	21,782 m ²
Peso	77 kg	700 kg
Temperatura de estancamiento	245°	240°



Fig. 19. Gasokol VacuTube 65/20 (www.gasokol.at, 2018)



Fig. 20. NEP Polythrough 1800 (www.nep-solar.com, 2018)

El Gasokol VacuTube 65/30 se caracteriza por disponer 30 tubos de vacío frente a los 20 de su modelo hermano, el cual se muestra en la figura 19. Estos 10 tubos adicionales permiten disponer de un coeficiente de rendimiento ligeramente superior y con ello absorber más radiación, lo que redunda en una mayor eficiencia. El fluido de trabajo para estos colectores es una solución de agua con etilenglicol al 33%. El uso del etilenglicol disminuye la temperatura de congelación de la solución haciendo que se pueda utilizar en condiciones invernales sin problema en toda la zona mediterránea. Según el ensayo de rendimiento EN12975:2006, llevado a cabo por el SPF Institut für Solartechnik (Institut für Solartechnik, 2012), el caudal que maneja este colector para trabajar en su punto óptimo es de 240 litros por hora. Este punto óptimo viene dado por los coeficientes de rendimiento en el absorbedor η_0 , a_1 y a_2 , con valores de 0,821, 1,5 y 0,0035

respectivamente. También se evalúa una caída de presión de 8514 Pa para el caudal previamente indicado a lo largo del colector.

En cuanto a la disposición de los colectores en el edificio, éstos se instalarán con un ángulo de inclinación de 35 grados, para aprovechar al máximo la radiación solar durante todo el año. Esta inclinación hace que disminuya el área proyectada de los captadores, lo que favorece que se pueda instalar un mayor número de ellos en la cubierta, siempre teniendo en cuenta el factor sombra, es decir, que los colectores no se hagan sombra los unos a los otros reduciendo así el rendimiento de la instalación. Todo esto hace que únicamente se puedan instalar un máximo de 34 colectores - con una superficie proyectada en la cubierta de 3,5 m² cada uno -, tal cual se muestra en la figura 21, manteniendo también superficie útil para el paso de operarios que realicen las labores de mantenimiento.

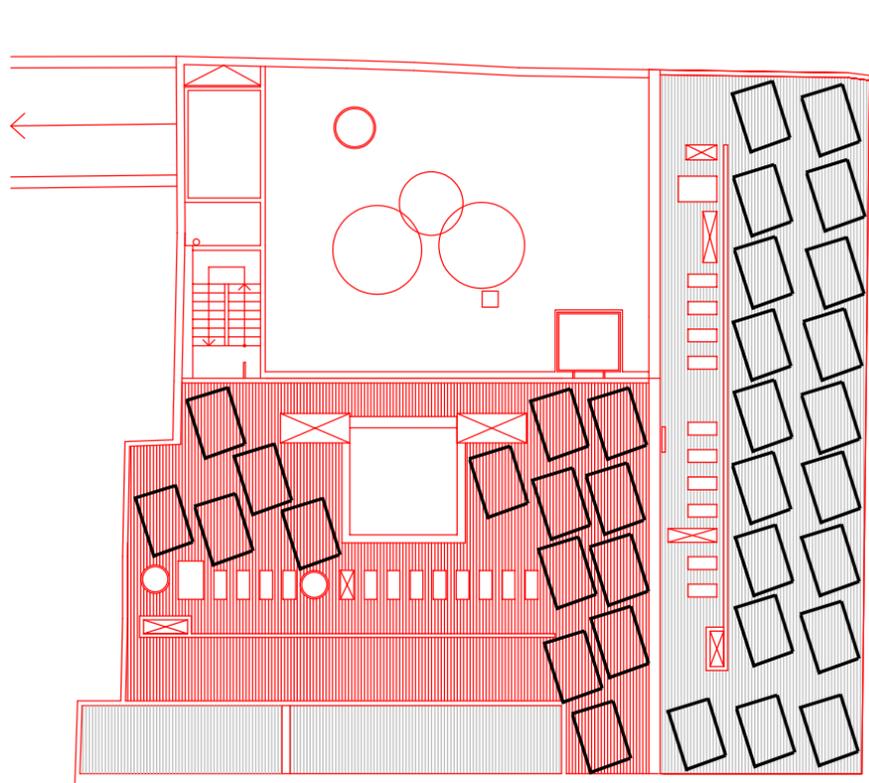


Fig. 21. Plano de cubierta con la disposición de los colectores solares.

2.8. Otros componentes

En las centrales de generación de electricidad que se basan en la tecnología de colectores o concentradores y turbinas, no sólo se cuenta con estos dispositivos, sino que hay instalados otros componentes que colaboran o que son indispensables desde un punto de vista termodinámico. Previamente se ha enumerado la gran mayoría de elementos o componentes que son necesarios para un correcto funcionamiento de la instalación, a continuación, éstos se tratarán más a fondo.

2.8.1. Intercambiador de calor

Este elemento es un componente fundamental en cualquier ciclo termodinámico. Como indica su nombre, intercambia calor entre dos fluidos con mínimas pérdidas hacia el exterior. En la instalación de estudio, se encuentra situado entre el ciclo de los colectores y el ciclo de las turbinas, teniendo que intercambiar el máximo calor posible de la solución de agua y etilenglicol proveniente de los captadores con el agua pura que circula por las turbinas de vapor. También se sitúa otro intercambiador de calor a la salida de las turbinas, ejerciendo las labores de condensador, pero en este caso entre el agua del ciclo de las turbinas y el agua filtrada de la red de distribución.

Principalmente existen tres tipos de intercambiadores de calor: de carcasa y tubos, muy extendidos en todos los ámbitos de la industria, eficientes y con buena resistencia mecánica frente a altas presiones; de placas y juntas, compactos, de fácil y económico mantenimiento, pero no aptos para altas presiones y de carcasa y placas. Estos últimos, de reciente creación, comparten la eficiencia y resistencia mecánica de los intercambiadores de carcasa y tubos y el tamaño compacto de los de placas, siendo una alternativa real a los otros dos tipos mucho más implantados en el mercado.

Para la instalación en cuestión se ha elegido un intercambiador de carcasa y placas de la marca Vahterus (Vahterus) como el que se presenta en la figura 22. Este modelo encaja perfectamente con los requisitos pues presenta una alta eficiencia gracias a la alta turbulencia creada por la compleja geometría que ofrecen las placas, un tamaño reducido, un diseño enfocado a soportar altas presiones y su durabilidad, puesto que cuanto menos mantenimiento se haga menos afectará al presupuesto.



Fig. 22. Intercambiador de calor Vahterus (www.edelflex.com, 2018)

Este modelo ofrece un rango de temperaturas de trabajo que van desde los $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta los $900\text{ }^{\circ}\text{C}$, con presiones máximas de 200 bares y una superficie máxima de transferencia de calor de 2000 m^2 . Este aparato se instalará en las dos localizaciones planteadas previamente, como intercambiador entre los dos ciclos y como condensador y se situarán en la sala de máquinas anteriormente descrita.

TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR

Fabricante	Vahterus
Modelo	Case – plates heat exchanger
Rango de temperaturas	$-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $900\text{ }^{\circ}\text{C}$
Presión máxima de trabajo	200 bar
Superficie máxima de transferencia de calor	2000 m^2

2.8.2. Inversores y rectificadores

La función principal de un inversor es la de transformar la corriente continua en corriente alterna, mediante filtros electrónicos que se encargan de modular una señal continua en otra alterna. Los inversores se situarán en cada turbina. De este modo, se conseguirá transformar la corriente continua generada por ésta, en corriente alterna, para que posteriormente pueda ser distribuida a lo largo de la red eléctrica de la instalación. El modelo escogido es el FRONIUS Symo 15-3-M de 15kW que se puede ver en la figura 23.



Fig. 23. Inversor Fronius Symo 15-3-M (www.autosolar.es,2018)

Una vez transformada la corriente continua en alterna, ésta última es ya apta para distribuirse por todo el edificio o para ser inyectada en la red eléctrica española, pero para las baterías no lo es. Las baterías se alimentan mediante corriente continua, por lo que se necesita otro dispositivo que transforme este tipo de corriente. De ello se encarga el rectificador, el cual consta de un circuito electrónico que mediante el uso de diodos o componentes con una función similar, transforma la parte negativa de la señal sinusoidal y la hace positiva y a partir de un transformador, proporciona a la misma una forma continua.

TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES

Fabricante	Fronius
Modelo	Symo 15-3-M
Tipo	Trifásico
Potencia	15 kW

2.8.3. Bombas

Para impulsar los fluidos de trabajo a lo largo de los conductos de los ciclos de la instalación, se necesitan bombas hidráulicas. Existen diferentes tipos de bombas, pero las que cumplen con los criterios de la instalación y, por añadidura, se encuentran muy extendidas en el mercado, son las bombas rotodinámicas. Éstas permiten impulsar de una forma más eficiente el fluido, disponiendo de un diseño contenido, sin necesidad de aumentar de manera excesiva la presión, ya que en el ciclo compuesto de colectores, esta presión de trabajo es como máximo de 6 bares. Dado que tanto el circuito de los captadores como el de las turbinas son extensos, se

instalarán varias bombas centrífugas, para asegurar que el fluido alcanza correctamente todos los puntos de la instalación.

El modelo seleccionado es una bomba centrífuga vertical multietapa CR 1S-13 de la marca Grundfos. Ésta es mostrada en la figura 24, contando con la particularidad de que sus puertos de aspiración y de descarga, se encuentran situados a la misma altura, lo que cumple con los requisitos de instalación en tubos horizontales. La turbomáquina contempla un rendimiento máximo del 14,7 % en el punto de trabajo, siendo accionada mediante un motor asíncrono de potencia máxima 0,37 kW, el cual consume 193 kWh/año. Dicho punto de trabajo se caracteriza por un caudal de 240 litros por hora y una altura hidráulica de 40 metros.



Fig. 24. Familia CR de bombas hidráulicas de Grundfos (www.grundfos.com, 2018)

2.9. Resultados

Para comprobar la viabilidad del proyecto, es necesario realizar inicialmente un cálculo de las temperaturas de los fluidos de trabajo en los puntos significativos de la instalación, ya sea a la salida de los captadores, en las entradas y salidas del intercambiador de calor y de los condensadores o a la entrada de las turbinas.

Para realizar estos cálculos se ha utilizado como herramienta una hoja de cálculo del Catedrático de la Universidad Carlos III de Madrid, Don Pedro Acisclo Rodríguez Aumente, la cual ha sido convenientemente modificada para conseguir su adaptación a la instalación de este estudio. La original estaba enfocada para una instalación de agua caliente sanitaria.

Los cálculos podrían separarse en 4 partes:

Primera: recolección de datos ambientales y geográficos de: la temperatura ambiente, la temperatura de agua de la red - ambas medias mensuales -, las radiaciones medias mensuales total y difusa, la latitud junto con el ángulo de inclinación óptimo para los colectores y la orientación. Dichos ángulos han sido elegidos con el objetivo de que los captadores, al ser fijos y no poder inclinarse, puedan captar la mayor radiación posible, a lo largo de todos los días del año. En la tabla 6 se recogen todos estos datos, los cuales han sido recopilados tanto del denominado Documento Básico de Ahorro de Energía, como de la base de datos de la comisión europea (Comisión europea, 2018). En la tabla 7, a su vez, se muestran la situación geográfica del edificio y los valores de los ángulos de montaje de los colectores.

TABLA 6. DATOS DE IRRADIACIONES Y TEMPERATURAS

Mes	Irradiación total [Wh/m ²]	Irradiación difusa [Wh/m ²]	Temperatura ambiente [°C]	Temperatura del agua de red [°C]
Enero	2080	873,6	4,7	8
Febrero	3130	1158,1	5,1	8
Marzo	4690	1876	8,6	10
Abril	5600	2072	12,4	12
Mayo	6640	2257,6	16,4	14
Junio	7670	2070,9	21,5	17
Julio	8030	1606	25,8	20
Agosto	7000	1610	25,4	19
Septiembre	5370	1503,6	20,5	17
Octubre	3700	1332	14,8	13
Noviembre	2390	979,9	9	10
Diciembre	1910	802,2	5,2	8

TABLA 7. DATOS GEOGRÁFICOS Y DE MONTAJE DE LOS COLECTORES

Latitud	40,4°
Longitud	-3,7°
Inclinación	35°
Orientación	0° (sur)

Segunda: Cálculo de la irradiación sobre el plano inclinado. Para ello se computan los ángulos de salida y puesta del sol para la localización, la irradiación extraterrestre diaria, el índice de transparencia atmosférica y la proporción de radiación difusa. Con todos ellos, aplicándose el modelo de radiación, se obtendrá la radiación total que incide sobre el plano inclinado. En este caso se ha escogido el modelo denominado anisotrópico, dado que éste se asemeja mejor a la realidad, ya que el mismo tiene en cuenta la radiación directa, la difusa circunferencial, la difusa del cielo, la difusa del horizonte y la reflejada.

Tercera: Planteamiento de los datos de la instalación, es decir, de las especificaciones de los colectores, de las turbinas y datos de los fluidos de trabajo y de los intercambiadores de calor, estableciéndose la disposición de dichos colectores, en este caso dispuestos en serie para aumentar la temperatura al máximo posible y de las turbinas, dispuestas en paralelo – por su condición intrínseca, si se éstas fueran instaladas en serie, se perdería la

posibilidad de aprovechar el calor generado por los colectores -. En la tabla 8 se recogen los datos más importantes de lo anteriormente descrito.

TABLA 8. PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Rendimiento η_0 (también llamado a_0)	0,821
Rendimiento a_1	1,5 W/m ² K
Rendimiento a_2	0,0035 W/m ² K ²
Número de colectores	34
Superficie del absorbedor	2,975 m ²
Efectividad de los intercambiadores de calor	90%
Número de turbinas	7
Flujo másico del captador	0,069 kg/s
Flujo másico de la turbina	0,04 kg/s
Flujo másico del agua del condensador	0,005 kg/s

Cuarta: Descripción del sistema de ecuaciones que deben ser resueltas, entre las cuales se encuentran las dos relacionadas con el colector y las cuatro relacionadas con los dos intercambiadores de calor - de éstas, dos son para caracterizar la transferencia de calor de los fluidos de trabajo, como se puede ver en la figura 25 -.

$$\overline{(C1 \cdot (T_{co} - T_{ci}))} = \overline{\left(HW_T \cdot A_{t,col} \cdot \left(a_0 - \frac{T_m - T_0}{HW_T} \cdot a_1 - a_2 \cdot \left(\frac{T_m - T_0}{HW_T} \right)^2 \cdot HW_T \right) \right)} \quad T_m = \frac{\overline{(T_{co} + T_{ci})}}{2}$$

$$\overline{(C1 \cdot (T_{co} - T_{ci}))} = \overline{(C2 \cdot (T_{ico} - T_{ici}))} \quad \overline{(C2 \cdot (T_{turb} - T_{ici}))} = \overline{(C3 \cdot (T_{ags} - T_{agua}))}$$

$$\epsilon_{ic} = \frac{\overline{C2 \cdot (T_{ico} - T_{ici})}}{C_{min} \cdot \overline{(T_{co} - T_{ci})}} \quad \epsilon_{ic2} = C3 \cdot \frac{\overline{(T_{ags} - T_{agua})}}{C_{min2} \cdot \overline{(T_{turb} - T_{agua})}}$$

Fig. 25. Sistema de ecuaciones para el cálculo de temperaturas características

Todos estos cálculos descritos se pueden consultar más en profundidad en el anexo B.

Con todo lo expuesto, los resultados son los siguientes:

Las temperaturas de más importancia son la de salida de los colectores, esencial para controlar que no se alcance el punto de estancamiento y, por lo tanto, se produzcan fallos de estos dispositivos y la de entrada a la turbina, ya que ésta debe alcanzar la temperatura de trabajo óptima, para que se obtenga la potencia máxima. A continuación, se presentan las temperaturas de ambos puntos a lo largo del año en la tabla 9.

TABLA 9. TEMPERATURAS CARACTERÍSTICAS DE LOS COLECTORES Y LAS TURBINAS

Mes	Temperatura de salida de los colectores [°C]	Temperatura de entrada a la turbina [°C]
Enero	122,63	57,021
Febrero	140,617	60,579
Marzo	151,549	62,923
Abril	148,888	62,577
Mayo	154,77	63,921
Junio	167,098	66,631
Julio	179,651	69,385
Agosto	178,732	69,113
Septiembre	166,138	66,441
Octubre	153,004	63,482
Noviembre	132,33	59,12
Diciembre	123,721	57,237

Otras temperaturas esenciales que es necesario calcular, para tener un control sobre los fluidos de trabajo, son las de los intercambiadores de calor. Para el caso del condensador, si estas temperaturas se encuentran muy por encima de los valores del agua de red, podría producirse contaminación térmica sobre ésta, pero al de tratarse flujos máxicos muy bajos, el calor residual no afecta de manera significativa al agua de la red de abastecimiento. En la siguiente tabla - Tabla 10 - se exponen estos valores y a continuación en la figura 26, se muestra un gráfico con las temperaturas previamente explicadas.

TABLA 10. TEMPERATURAS CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR

Mes	Temperatura de salida del condensador [°C]	Temperatura de entrada al intercambiador de calor de las turbinas [°C]
Enero	41,3	40,838
Febrero	41,3	40,838
Marzo	41,5	41,063
Abril	41,7	41,288
Mayo	41,9	41,513
Junio	42,2	41,85
Julio	42,5	42,188
Agosto	42,4	42,075
Septiembre	42,2	41,85
Octubre	41,8	41,4
Noviembre	41,5	41,063
Diciembre	41,3	40,838

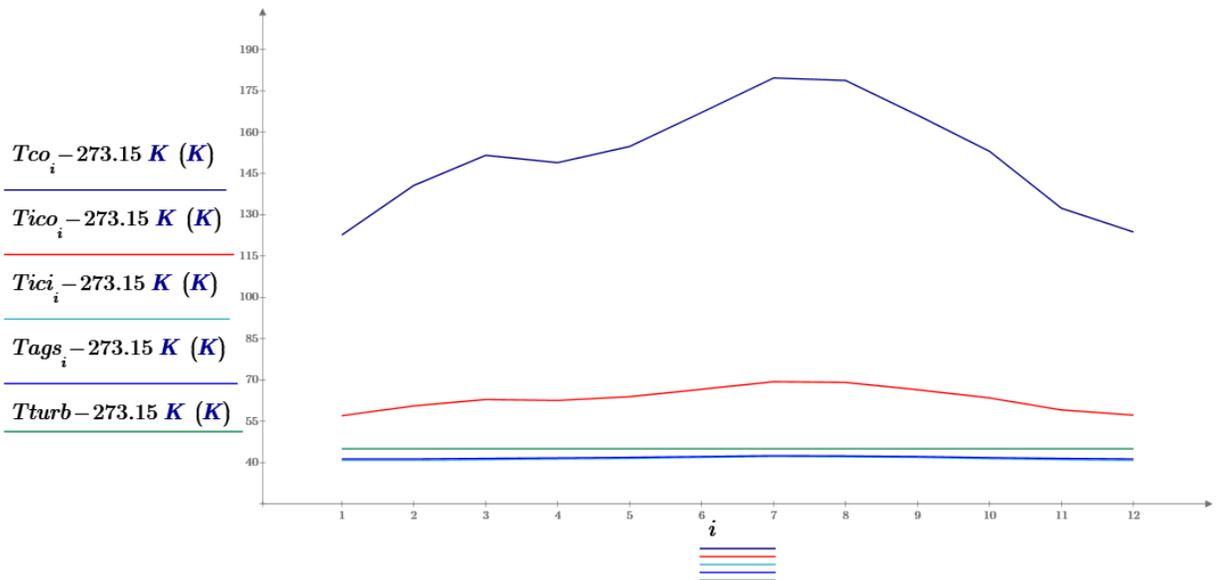


Fig. 26. Gráfica de evolución de temperaturas a lo largo del año

Donde:

- T_{co} es la temperatura de salida de los captadores.
- T_{ico} es la temperatura de entrada a las turbinas.
- T_{ici} es la temperatura de entrada al intercambiador de calor por el lado de las turbinas.
- T_{ags} es la temperatura del agua de red de abastecimiento.

- T_{turb} es la temperatura a la salida de las turbinas.

3. ESTUDIO DE VIABILIDAD Y ANÁLISIS

3.1. Análisis técnico

A partir de los datos de las temperaturas suministradas en la tabla 5, pueden extraerse varias conclusiones:

Primera: las temperaturas que se alcanzan a la salida de los colectores son altas, pero no lo suficiente para estar dentro del rango de operación de las turbinas – 180 °C a 220°C -, pues el valor más alto se da en julio y es de 179 °C, lo que obligaría a instalar más colectores o a mejorar el modelo elegido para obtener más temperatura en este punto de la instalación. Una alternativa al necesario incremento de este valor sería la utilización de un fluido caloportador con mejores propiedades caloríficas que el contemplado inicialmente, que además cumpla con el requisito indispensable de no congelarse a temperaturas bajas.

Segunda: los valores de las temperaturas a la entrada de las turbinas son bajos e insuficientes para la generación de energía eléctrica. Esto hace que el agua pura que circula por el circuito no se transforme en vapor sobrecalentado en el intercambiador de calor y por tanto que no funcione la turbina, porque como se ha mencionado previamente, la temperatura de trabajo mínima del vapor tiene que ser 180 °C y en este caso el máximo se da también en julio con 69,4 °C. Una solución a este problema pasa por cambiar el agua como fluido de trabajo a compuestos organofluorados, que reduzcan la temperatura de evaporación, o usar aceites con un alto calor específico que hagan que las temperaturas de entrada a las turbinas se incrementen para el mismo calor cedido por el fluido del circuito de los colectores en el intercambiador de calor. Otra solución pasa por utilizar otro intercambiador de calor de mayor eficiencia, pero a día de hoy la tecnología no permite obtener una efectividad cercana al 100%. Eso conseguiría que la temperatura de entrada a la turbina aumente unas decenas de grados Celsius pero que haga que no sea suficiente dado que un calor específico bajo del fluido de trabajo lastra este aumento de temperatura en el intercambiador de calor.

Como ya se ha indicado, estas dos temperaturas determinan si la instalación puede funcionar de manera correcta o no. Por tanto, se concluye que este estudio, en el que se dispone de 34 captadores, se ha utilizado una solución de agua con etilenglicol para el circuito de los colectores y agua pura para las turbinas y se cuenta con una eficiencia de los intercambiadores de calor del 90% - muy altas para la tecnología actual -, no será viable técnicamente al no poder obtenerse en estas condiciones la suficiente temperatura de trabajo en la instalación.

No obstante, variando algunos parámetros de la instalación, como la localización geográfica, ya sea en el sur de la península, en las islas canarias o en África, o la superficie de instalación de los captadores, junto con las posibles mejoras arriba indicadas pueden hacer que el resultado cambie, pero se deberán estudiar estos cambios para optimizar la instalación e investigar si de esta manera es viable técnicamente.

3.2. Presupuesto

Todo proyecto conlleva un desembolso de dinero para llevar a cabo dicho plan, por ello se hacen presupuestos para posteriormente valorar su viabilidad económica y rentabilidad.

A continuación, en la tabla 11 se exponen los principales gastos de la instalación, de los cuales, algunos se comentarán en profundidad.

TABLA 11. COSTES DE LA INSTALACIÓN

Concepto	Coste por unidad [€]	Coste total [€]
Colector (34 unidades)	2432,70	82711,80
Turbina (7 unidades)	37000	259000
Intercambiador de calor (2 unidades)	4000	8000
Bomba hidráulica (6 unidades)	1365	8190
Baterías (24 unidades)	2678,90	64293,60
Inversor (7 unidades)	3149,27	22044,89
Fluidos de trabajo (etilenglicol)	190 (30 litros)	
Rectificador	100	
Equipamiento viviendas	31900	
Total, sin mano de obra	476430,29	
Mano de obra instalación	47643,03	
Total	524073,32	

Los cálculos de los costes del equipamiento de las viviendas incluyen, como se ha dicho anteriormente, un Split, un termo eléctrico y tres radiadores eléctricos por cada vivienda. Estos productos están valorados en 500€, 200€ y 750€ respectivamente – 250€ la unidad de radiadores -, lo que unido a que hay 22 viviendas en el edificio eleva el coste a 31900 €.

Para calcular la mano de obra en este caso no hay precedentes que se puedan consultar, así que se ha hecho una aproximación al coste total de la mano de obra como un porcentaje sobre el total de todos los dispositivos de la instalación. Este valor de todos los productos comprados asciende a 476430,29€, que junto al porcentaje aplicado para este concepto de un 10%, hace que se quede la cifra en 47643,03€ para costear la mano de obra de la instalación.

En cuanto al mantenimiento, los colectores se deben limpiar cada 3 meses y las turbinas revisar cada 2000 horas – unos 3 meses aproximadamente -, pues se deben cambiar los filtros de éstas y comprobar que todo funciona correctamente y no hay ninguna obstrucción. Estas acciones se pueden compaginar y hacer a la vez, lo que ahorraría gastos de mantenimiento. Para las labores de limpieza y mantenimiento se necesitaría a 4 trabajadores. Lo que lleva a un coste de 480€ por los 4 trabajadores - 15 € la hora de trabajo por 8 horas de trabajo -. Esto hace que al año se gaste 1920€ en mantenimiento.

3.3. Análisis económico

Para analizar la rentabilidad y viabilidad económica de este proyecto se calcularán: a) el valor actual neto -VAN -, b) el periodo medio de maduración o pay-back y c) la tasa interna de retorno – TIR -. Para ello se tendrán en cuenta asimismo a) el presupuesto previamente descrito, b) los costes de mantenimiento, c) el valor de la tasa de interés - dado que el proyecto se tendría que financiar-, d) los impuestos que existen en España relacionados con la generación (Pujol, 2016) o consumo de energía eléctrica y e) los costes asociados a distribuidoras de electricidad, junto con el precio de venta (Benitez, 2017). Los valores que servirán de base para el análisis se presentan en la tabla 12.

TABLA 12. DATOS DE PARTIDA PARA ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Tasa de actualización anual (Datos IPC 2016)	1,57 %
Coste electricidad Endesa	0,13987 €/kWh
Coste kW Endesa	3,429702 €/kW
Precio venta electricidad (a junio de 2018)	0,12 €/kWh
Impuesto de autoconsumo (impuesto al sol)	7 %
Peaje producción	0,0005 €/kWh
Derecho de acceso	19,7 €/kW
Derecho de extensión	17,37 €/kW
Derecho de enganche	9,04 €
Depósito	50€

Para analizar la rentabilidad del proyecto, se plantean dos hipótesis:

Primera: a) el edificio dispone de una autosuficiencia total durante todo el año, b) no existe sobrante de electricidad, c) no hay pagos relativos al impuesto al sol -puesto que el edificio es autosuficiente al 100%- y d) no hay conexión física con la red de distribución. El ahorro se estima respecto a la contratación de una tarifa actual de Endesa.

Segunda: autosuficiencia total durante todo el año, pero vendiendo un 10% de excedente de la generación eléctrica de la instalación a la red eléctrica española. Esto hace que haya que pagar el impuesto al sol y los peajes, tanto de generación de energía como de acceso a la red. Los mencionados peajes se pagan en función del kW contratado por la instalación. Para el caso de estudio se considera que, al disponer de 7 turbinas que generan 15 kW cada una y tener que suministrar al edificio 94,15 kW, existe un excedente de potencia,

que sería el equivalente que se tendría que contratar para conectarse a la red y así vender el sobrante de electricidad.

Para ello se han calculado los flujos de caja para un periodo de 25 años de vida útil de la instalación. Éstos se presentan a continuación en la tabla 13.

TABLA 13. FLUJOS DE CAJA

Año	Flujo de caja par el caso de autosuficiencia sin venta [€]	Flujo de caja para el caso de autosuficiencia con venta [€]
0	-524073,32	-524503,06
1	21293,94416	22726,2844
2	21293,94416	22726,2844
3	21293,94416	22726,2844
4	21293,94416	22726,2844
5	21293,94416	22726,2844
6	21293,94416	22726,2844
7	21293,94416	22726,2844
8	21293,94416	22726,2844
9	21293,94416	22726,2844
10	21293,94416	22726,2844
11	21293,94416	22726,2844
12	21293,94416	22726,2844
13	21293,94416	22726,2844
14	21293,94416	22726,2844
15	21293,94416	22726,2844
16	21293,94416	22726,2844
17	21293,94416	22726,2844
18	21293,94416	22726,2844
19	21293,94416	22726,2844
20	21293,94416	22726,2844
21	21293,94416	22726,2844
22	21293,94416	22726,2844
23	21293,94416	22726,2844
24	21293,94416	22726,2844
25	21293,94416	22726,2844

Los resultados, teniendo en cuenta la primera de las hipótesis, se exponen a continuación en la tabla 14.

TABLA 14. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS PARA LA PRIMERA HIPÓTESIS

Tasa interna de retorno	0,121%
Valor actual neto	-85231,24 €
Periodo medio de maduración	24,61 años

Como puede apreciarse, el valor actual neto es negativo, es decir, el proyecto no crea valor y por lo tanto no es rentable. Esto concuerda con el resultado que arroja el TIR, porque dicha tasa es menor que la de actualización anual utilizada – IPC 2016 -. Por tanto, en estas circunstancias, el proyecto no es viable desde el punto de vista económico.

Para la segunda hipótesis los resultados son los siguientes – tabla 15 -:

TABLA 15. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS PARA LA SEGUNDA HIPÓTESIS

Tasa interna de retorno	0,625%
Valor actual neto	-56680,46 €
Periodo medio de maduración	23,08 años

Dados estos resultados, igualmente el valor actual neto es negativo, por lo tanto, el proyecto no crea valor y no es rentable. Esto encaja con el resultado que muestra el TIR, porque dicha tasa es menor que la de actualización anual utilizada – IPC 2016 -. Por tanto, en estas circunstancias, el proyecto tampoco es viable desde el punto de vista económico.

3.4. Análisis medioambiental

A día de hoy, para este tipo de proyectos, un análisis de impacto medioambiental para un correcto control de emisiones es de obligado cumplimiento. En el caso de las instalaciones de energías renovables todo son beneficios para el medioambiente, pues se evita el uso de combustibles fósiles y ello conlleva un ahorro de emisiones, ya sea de CO₂ o de partículas dañinas para la atmósfera.

Para el caso de estudio, se estudiará cuánto CO₂ se ahorra siguiendo el escenario de ser independiente energéticamente durante todo el año. En estos cálculos se diferenciará cuánto se ahorra en total y cuánto en calefacción y agua caliente sanitaria.

Como se explicó previamente en el apartado de cálculo de la demanda energética, se puede estimar el gasto energético de un apartamento de viviendas en un año en 7544 kWh, de los cuales un 50% son consumidos por los sistemas de calefacción y agua caliente (OCU, 2016). Para todo el edificio el gasto anual total asciende a 165968 kWh, que sería lo ahorrado debido al uso de la instalación en el caso de que funcionase todo el año.

Para calcular cuánto CO₂ se ha ahorrado con la instalación en los dos escenarios contemplados se deben computar previamente cuántos serían los kg de combustible utilizado por el sistema de calderas y por las centrales energéticas españolas.

Para esto, se considera que las calderas tienen un rendimiento mínimo del 92% - como indica el CTE - y usan como combustible butano. Para las centrales españolas, como indica el informe de 2015 de Red Eléctrica Española de producción de energía eléctrica (Red Eléctrica Española, 2016), las instalaciones que utilizan carbón ocupan el 20% de la generación de energía, mientras que las que utilizan metano como son ciclo combinado y cogeneración representan el 11% y el 9% respectivamente. Las reacciones que se dan en estas combustiones se presentan a continuación en la figura 27.

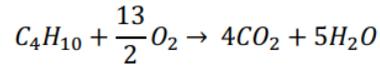
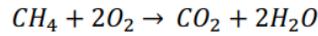
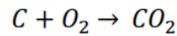


Fig. 27. Reacciones de oxidación de combustibles

Estas reacciones llevan a concluir que, por cada mol de combustible, se producen 1 mol de CO₂ para el carbón, 1 para el metano y 4 para el butano. Con la ecuación 1, la ecuación 2 y la ecuación 3 y la tabla 16 de datos se calcula los kg de CO₂ emitidos cada año por un combustible.

$$\frac{PM\ CO_2}{PM\ combustible} = m \frac{CO_2}{kg\ combustible} \quad (1)$$

Donde:

- PM es peso molecular.
- m es masa, en kg.

$$\frac{PM\ CO_2}{PM\ Combustible} \cdot \frac{3600000\ J}{PCI_{Combustible} \cdot \eta_{Instalación}} = m \frac{CO_2}{kWh\ producido} \quad (2)$$

Donde:

- PM es peso molecular.
- PCI es poder calorífico inferior.
- η es rendimiento de la instalación.

$$m \frac{CO_2}{kWh\ producido} \cdot E_{periodo} = m \frac{CO_2}{periodo} \quad (3)$$

Donde:

- m es masa, en kg.

- $E_{periodo}$ es energía generada en un periodo de tiempo determinado, en kWh.

TABLA 16. DATOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Instalación	Energía producida anual	Rendimiento de la instalación	Peso molecular combustible	Poder calorífico inferior
Caldera	82984 kWh	92 %	58 g/mol	45,79 MJ/kg
Carbón	16596,8 kWh	38 %	12 g/mol	28,4 MJ/kg
Ciclo combinado	9128,24 kWh	55 %	16 g/mol	39,9 MJ/kg
Cogeneración	7468,56 kWh	55 %	16 g/mol	39,9 MJ/kg

Teniendo en cuenta todo esto, los resultados de lo ahorrado en CO₂ por la instalación para el escenario expuesto son los siguientes:

TABLA 17. RESULTADOS DE AHORRO DE CO₂ DE LA INSTALACIÓN.

Generación de electricidad	
Central de carbón	20297,8864 kg CO ₂ /año
Central de Ciclo combinado	4107,708 kg CO ₂ /año
Central de Cogeneración	3360,852 kg CO ₂ /año
Generación de calor aprovechable (ACS y calefacción)	
Calderas del edificio	5310,976 kg CO ₂ /año
Total	33077,4224 kg CO₂/año

4. CONCLUSIONES

En este estudio se ha intentado probar la viabilidad de la tecnología utilizada en centrales térmicas solares, pero en este caso teniendo un tamaño reducido y con una aplicación destinada edificios de viviendas.

Para ello, se han utilizado:

- Datos reales del edificio de estudio.
- Datos climáticos y geográficos.
- Datos de consumos reales de electricidad en España.
- Componentes comerciales con sus respectivos costes, instalación y mantenimiento: turbinas de vapor, baterías, colectores solares, inversores eléctricos, intercambiadores de calor y bombas hidráulicas.
- Datos sobre la regulación del sector con sus respectivos impuestos y tasas y legislación relacionada sobre el proyecto.

A partir de todos estos datos se ha realizado un análisis tanto técnico como económico y medioambiental del proyecto, que no hay tenido los resultados positivos necesarios para llevar adelante la materialización del plan. En primer lugar, porque el estado del arte no está lo suficientemente avanzado como para realizar una escala de una central térmica y utilizarse en un edificio de viviendas, siendo poco realista su aplicación a este caso de estudio. Por otro lado, tanto el coste de la instalación como la legislación suponen una barrera difícil de salvar. No obstante, en el documento se exponen algunas alternativas que tras un riguroso estudio podrían abrir la ventana a la viabilidad del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- Acciona. 2015.** Acciona. [En línea] 2015. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>.
- . **2015.** Acciona. [En línea] 2015. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>.
- Benitez, Laura. 2017.** Holaluz. [En línea] 19 de marzo de 2017. [Citado el: 11 de junio de 2018.] <https://blog.holaluz.com/cuanto-cuesta-dar-de-alta-la-luz/>.
- Biodisol. 2018.** Biodisol. [En línea] 2018. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <http://www.biodisol.com/que-son-los-biocombustibles-historia-produccion-noticias-y-articulos-biodiesel-energias-renovables/>.
- Comisión europea. 2018.** Joint research centre - PVGIS. [En línea] 2018. [Citado el: 10 de abril de 2018.] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe>.
- González, Raúl. 2013.** Twenergy. [En línea] 2013. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <https://twenergy.com/a/la-energia-undimotriz-879>.
- . **2011.** Twenergy. [En línea] 2011. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <https://twenergy.com/a/que-es-la-energia-geotermica-que-aplicaciones-tiene-108>.
- González, Roberto. 2012.** Twenergy. [En línea] 2012. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <https://twenergy.com/a/que-es-la-energia-mareomotriz-588>.
- IDAE. 2018.** IDAE. [En línea] 2018. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-termico/biomasa>.
- Institut für Solartechnik. 2012.** www.spf.ch. [En línea] 12 de abril de 2012. [Citado el: 15 de febrero de 2018.] <http://www.spf.ch/fileadmin/daten/reportInterface/kollektoren/factsheets/scf1462es.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística. 2016.** Encuesta continua de hogares. *Nota de prensa*. 6 de abril de 2016. 965.
- Ministerio de industria, energía y turismo. 2015.** Boletín Oficial del Estado. 10 de octubre de 2015. 243, pág. 94874 a 94917 .
- OCU. 2016.** OCU.org. [En línea] 3 de febrero de 2016. [Citado el: 9 de mayo de 2018.] <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/noticias/cuanta-energia-consume-una-casa-571584>.
- Portillo, Germán. 2017.** Renovables Verdes. [En línea] 2017. [Citado el: 27 de Febrero de 2018.] <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>.
- Protermosolar. 2017.** Asociación española para la promoción de la industria termosolar. [En línea] 2017. [Citado el: 13 de Marzo de 2018.] <http://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>.

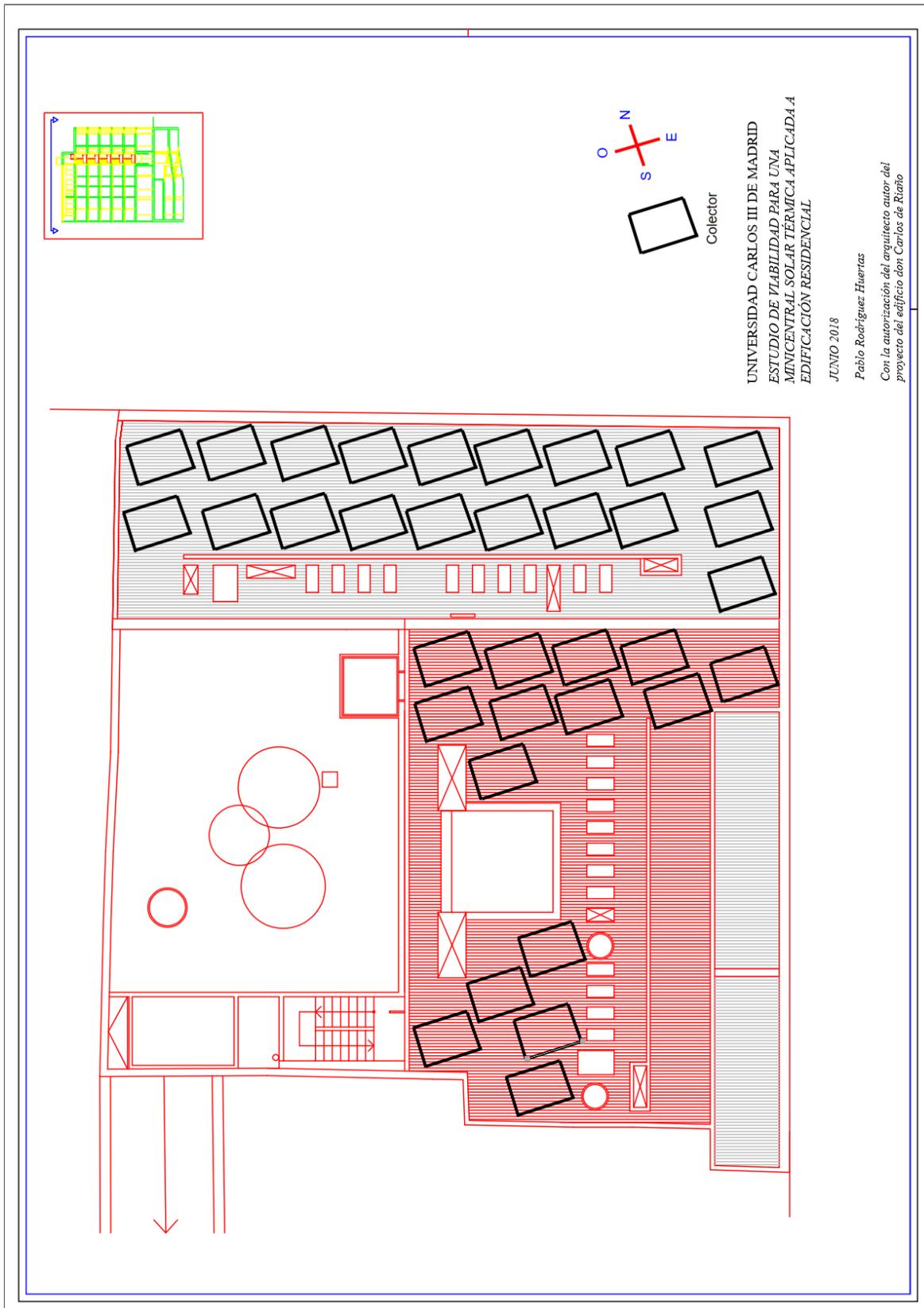
Pujol, David. 2016. Ingenieros & arquitectos . [En línea] 5 de octubre de 2016. [Citado el: 11 de junio de 2018.] <https://www.e-zigurat.com/blog/es/impuesto-al-sol/>.

Red Eléctrica Española. 2016. Informe del Sistema Eléctrico Español 2015. [En línea] 29 de junio de 2016. [Citado el: 10 de junio de 2018.] http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2015.pdf.

—. **2016.** *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*. Alcobendas : Red Eléctrica de España, 2016.

Vahterus. www.vahterus.com. [En línea] [Citado el: 04 de junio de 2018.] <http://www.vahterus.com/en/node/528>.

ANEXO A. PLANO DE LA CUBIERTA



ANEXO B. HOJA DE CÁLCULOS

Mini central solar para aplicación residencial

Datos:

ORIGIN:=1	2080	873.6	4.7	8
	3130	1158.1	5.1	8
	4690	1876	8.6	10
	5600	2072	12.4	12
	6640	2257.6	16.4	14
	7670	2070.9	21.5	17
DATA:=	8030	1606	25.8	20
	7000	1610	25.4	19
	5370	1503.6	20.5	17
	3700	1332	14.8	13
	2390	979.9	9	10
	1910	802.2	5.2	8

Todos los cálculos están basados en la hoja de cálculo de Pedro Acisclo Rodríguez Aumente.

$i := 1..rows(DATA)$

$H_{inf} := DATA^{(i)}$ $H_{sup} := DATA^{(i)}$ $T_{OC} := DATA^{(i)}$ $T_{agua} := DATA^{(i)}$

Latitud

$\phi := 40.4 \cdot deg$

Inclinación

$\beta := 35 \cdot deg$

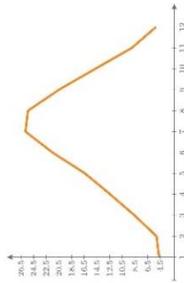
Orientación

$\gamma := 0 \cdot deg$

$H := H_{inf} \cdot \frac{W \cdot hr}{m^2}$ $Hd := Hd_{inf} \cdot \frac{W \cdot hr}{m^2}$ $\rho_g := 0.2$

Reflectividad del suelo

	31	15.5
	28	45
	31	74.5
	30	105
	31	135.5
	30	166
diasmes:=	31	196.5
	31	227.5
	30	258
	31	288.5
	30	319
	31	349.5



Declinación a lo largo del año

$$\delta := \left(23.45 \cdot deg \cdot \sin \left(\frac{360 \cdot deg}{365} \cdot (284 + n) \right) \right)$$

Ángulo horario de salida y puesta del sol sobre el plano horizontal (z)

$$\omega_{sh} := \arccos \left(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta) \right)$$

Ángulo horario de salida y puesta del sol sobre el plano inclinado (T)

$$\omega_{shT} := \arccos \left(-\tan(\phi - \beta) \cdot \tan(\delta) \right)$$

$$x := \text{if} \left(\gamma = 0, 0, \frac{\cos(\phi)}{\sin(\gamma) \cdot \tan(\beta)} + \frac{\sin(\phi)}{\tan(\gamma)} \right) = 0$$

$$y_i := \text{if} \left(\gamma = 0, 0, \tan(\delta) \cdot \left(\frac{\sin(\phi)}{\sin(\gamma) \cdot \tan(\beta)} - \frac{\cos(\phi)}{\tan(\gamma)} \right) \right)$$

Salida del sol para el captador (plano inclinado).

$$\omega_{shT_i} := \min \left(\omega_{shT}, \text{if} \left(\gamma = 0, \arccos \left(\frac{-x \cdot y_i - \sqrt{x^2 - (y_i)^2 + 1}}{x^2 + 1} \right), \text{if} \left(\gamma > 0, \arccos \left(\frac{-x \cdot y_i - \sqrt{x^2 - (y_i)^2 + 1}}{x^2 + 1} \right), \arccos \left(\frac{-x \cdot y_i + \sqrt{x^2 - (y_i)^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right) \right)$$

Puesta del sol para el captador (plano inclinado).

$$\omega_{sr,i} := \min \left(\omega_{sc,i}, \text{if } \gamma = 0, \omega_{r,i}, \text{if } \gamma > 0, \arccos \left(\frac{-x \cdot y + \sqrt{x^2 - (y^2 + 1)}}{x^2 + 1} \right), \arccos \left(\frac{-x \cdot y - \sqrt{x^2 - (y^2 + 1)}}{x^2 + 1} \right) \right)$$

$$h_{sr,i} := 2 \cdot \omega_{sc,i} \cdot \frac{24 \cdot hr}{360 \cdot deg} \quad h_{sr,i} := (\omega_{sr,i} + \omega_{sr,i}) \cdot \frac{24 \cdot hr}{360 \cdot deg} \quad HW := \left(\frac{H}{h_{sc}} \right) \quad HW := \left(\frac{Hd}{h_{sr}} \right)$$

Irradiación extraterrestre diaria

$$G_{0h,i} := 1367 \cdot \left(1 + 0.033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \cdot deg \right) \right) \cdot \frac{W}{m^2}$$

$$I_{0h,i} := 2 \cdot \frac{12 \cdot 3600 \cdot s \cdot G_{0h,i}}{\pi} \cdot \left(\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_{sc,i}) + \omega_{sc,i} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \right)$$

$$H_{0h,i} := 2 \cdot \frac{12 \cdot 3600 \cdot s \cdot G_{0h,i}}{\pi} \cdot \left(\cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_{sr,i}) + \omega_{sr,i} \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta) \right)$$

$$\omega_{sr,i} := -\omega_{sr,i}$$

$$H_{sc,i} := \frac{12 \cdot 3600 \cdot s \cdot G_{0h,i}}{\pi} \cdot \left(\sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \cdot \cos(\beta) \cdot |\omega_{sr,i} - \omega_{sr,i}| - \sin(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\tau) \cdot |\omega_{sr,i} - \omega_{sr,i}| + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\tau) \cdot |\sin(\omega_{sr,i}) - \sin(\omega_{sr,i})| + \cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\tau) \cdot |\cos(\omega_{sr,i}) - \cos(\omega_{sr,i})| \right)$$

Índice de transparencia atmosférica

$$k_{T,i} := \frac{H}{H_{0h,i}}$$

Proporción de radiación difusa

Correlación de Vázquez y Santos corregida por declinación (Rodríguez 2010):

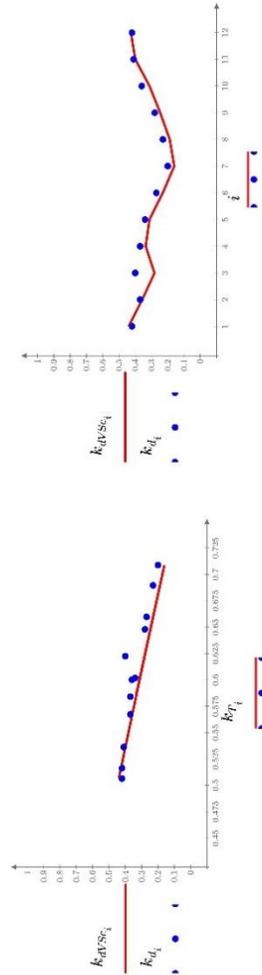
Para ser utilizada en la estimación de la fracción de radiación difusa, cuando no se dispone de datos de irradiación difusa diaria.

$$k_{d/sc,i} := \begin{cases} \text{if } k_{T,i} \leq 0.15 \\ \quad \left| \frac{k_{T,i}}{k_{T,i}} \right| \\ \text{also if } 0.15 \leq k_{T,i} < 0.77 \\ \quad \left((0.56 + 0.02 \cdot \delta_i)^{0.35} \cdot (-0.0434526 + 1.55331 \cdot k_{T,i} - 1.82879 \cdot (k_{T,i})^2) \right) \\ \text{else} \\ \quad \left| 0.06 \right| \end{cases}$$

$$k_{dV}S_{c_i} := \frac{k_{dV}S_{c_i}}{k_{dV}S_{c_i}}$$

Vázquez y Santos definen Kd como Hd/H0 en lugar de como hace el resto (Hd/H).

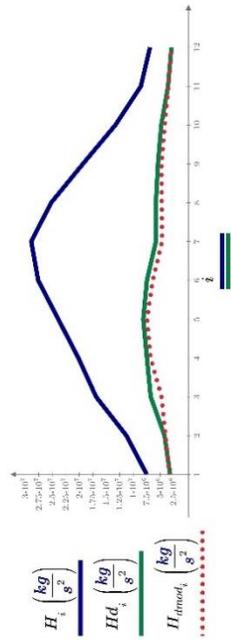
Kd experimental:
$$k_{d_i} := \frac{Hd_i}{H_0}$$



$$H_{dimod_i} := H_0 \cdot k_{dV}S_{c_i}$$

$$H_{imod_i} := H_0 - H_{dimod_i}$$

$$Hb_i := H_0 - Hd_i$$



Radiación sobre el plano inclinado

Cálculo de Rb y de los factores de forma de la superficie inclinada (captador):

$$H_{or_i} := H(\gamma = 0, H_{0i}, H_{0i} \sin \gamma)$$

$$Rb_i := \frac{H_{or_i}}{H_{0i}}$$

$$F_{c,s} := \frac{1 + \cos(\beta)}{2} = 0.91$$

$$F_{c,d} := \frac{1 - \cos(\beta)}{2} = 0.09$$

Modelo isotrópico

$$H_{T_directo_i} := Hb_i \cdot Rb_i \quad H_{T_difus_{iso}_{iso}_i} := Hd_i \cdot F_{c,s} \quad H_{T_refl_{ejd}_{ejd}_i} := H_i \cdot \rho_g \cdot F_{c,s}$$

$$H_{T_iso}_i := H_{T_directo_i} + H_{T_difus_{iso}_{iso}_i} + H_{T_refl_{ejd}_{ejd}_i}$$

Modelo anisotrópico

$$A_{v_i} := \frac{Hb_i}{H_{0_i}} \quad f_i := \sqrt{\frac{Hb_i}{H_i}}$$

$$H_{T_directo_i} := Hb_i \cdot Rb_i \quad H_{T_difus_{iso}_{circum}_i} := Hd_i \cdot A_{v_i} \cdot Rb_i \quad H_{T_difus_{iso}_{circum}_i} := Hd_i \cdot (1 - A_{v_i}) \cdot F_{c,s}$$

$$H_{T_difus_{horizonte}_i} := Hd_i \cdot (1 - A_{v_i}) \cdot f_i \cdot \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^3 \quad H_{T_refl_{ejd}_{ejd}_i} := H_i \cdot \rho_g \cdot F_{c,d}$$

$$H_{T_aniso}_i := H_{T_directo_i} + H_{T_difus_{iso}_{circum}_i} + H_{T_difus_{horizonte}_i} + H_{T_refl_{ejd}_{ejd}_i}$$

$$HW_{T_i} = \frac{H_{T_aniso}_i}{h_{s,T_i}} \quad HW_{T_i} = \frac{H_{T_iso}_i}{h_{s,T_i}}$$

Datos captador e instalación

Modelo: SCF1,462

$$a0 := 0.821 \quad a1 := 1.5 \cdot \frac{W}{m^2 \cdot K} \quad a2 := 0.0035 \cdot \frac{W}{m^2 \cdot K^2} \quad N_{turb} := 34 \quad A_{col} := 2.975 \text{ m}^2 \quad A_{col} := N_{col} \cdot A_{col}$$

Efectividad de los intercambiadores de calor $\epsilon_{H,2} := 0.9$

Datos de las turbinas $N_{turb} := 7$

Propiedades del fluido secundario (agua pura): $T_{turb} := 45 \text{ K} + 273.15 \text{ K}$

$$c_{p1} := 3729 \cdot \frac{J}{kg \cdot K} \quad \rho_1 := 1035 \cdot \frac{kg}{m^3}$$

$$c_{p2} := 4180 \cdot \frac{J}{kg \cdot K} \quad \rho_2 := 992 \cdot \frac{kg}{m^3}$$

Flujo másico del captador

Flujo másico total de los captadores

$$m1 := 240 \cdot \frac{L}{hr} \cdot \rho1 = 0.069 \frac{kg}{s}$$

Flujo másico circuito turbina (vapor)

$$m2 := 0.01 \frac{kg}{s}$$

propiedades agua condensador

$$m3 := 0.005 \frac{kg}{s}$$

$$m4 := m1 + m2 + m3 = 0.074 \frac{kg}{s}$$

En serie

$$m4,1 := m1 = 0.069 \frac{kg}{s}$$

En paralelo

$$m4,1 := m1 \cdot N_{co1} = 3.301 \frac{kg}{s}$$

$$C1 := m4,1 \cdot cp1 = 257.301 \frac{kg \cdot m^2}{s^3 \cdot K}$$

$$Cmin := \min(C1, C2)$$

$$C2 := m4,2 \cdot cp2 = (1.17 \cdot 10^3) \frac{kg \cdot m^2}{s^3 \cdot K}$$

$$C3 := m4,3 \cdot cp3 \quad Cmin2 := \min(C2, C3)$$

$$cp3 := 4180 \frac{J}{kg \cdot K}$$

$$\rho3 := 992 \frac{kg}{m^3}$$

alores iniciales de las incognitas

Temperaturas de los captadores

$$T_{ci} := 40 \cdot K + 273.15 \cdot K \quad T_{co} := 180 \cdot K + 273.15 \cdot K$$

$$T_{mi} := \frac{T_{co} + T_{ci}}{2}$$

Temperaturas ciclo turbina

$$T_{ci} := 30 \cdot K + 273.15 \cdot K \quad T_{co} := 100 \cdot K + 273.15 \cdot K$$

$$T_{ags} := 30 \cdot K + 273.15 \cdot K$$

Sistema de ecuaciones

$$\begin{aligned}
 (C1 \cdot (T_{co} - T_{ci})) &= \left(HW_T \cdot A_{col} \cdot \left(a0 - \frac{T_m - T0}{HW_T} \cdot a1 - a2 \cdot \left(\frac{T_m - T0}{HW_T} \right)^2 \cdot HW_T \right) \right) & T_m &= \frac{(T_{co} + T_{ci})}{2} \\
 (C1 \cdot (T_{co} - T_{ci})) &= (C2 \cdot (T_{ico} - T_{ici})) & (C2 \cdot (T_{turb} - T_{tci})) &= (C3 \cdot (T_{ags} - T_{agn})) \\
 \epsilon_{ic} &= \frac{C2 \cdot (T_{ico} - T_{ici})}{C_{min} \cdot (T_{co} - T_{ci})} & \epsilon_{ic2} &= C3 \cdot \frac{(T_{ags} - T_{agn})}{C_{min2} \cdot (T_{turb} - T_{tci})}
 \end{aligned}$$

```

var1
var2
var3
var4
var5
var6

:= Find (Tco, Tci, Tico, Tici, Tm, Tags)
    
```

Resultados

$T_{co} = \text{var1}$	$T_{ci} = \text{var2}$	$T_{ico} = \text{var3}$	$T_{ici} = \text{var4}$	$T_m = \text{var5}$	$T_{ags} = \text{var6}$
122.63	57.021	57.021	41.3	40.838	40.838
140.617	60.579	60.579	41.3	40.838	40.838
151.540	62.923	62.923	41.5	41.063	41.063
148.888	62.577	62.577	41.7	41.288	41.288
154.77	63.921	63.921	41.9	41.513	41.513
167.098	66.631	66.631	42.2	41.85	41.85
$T_{co} - 273.15 \text{ K} =$	$T_{ci} - 273.15 \text{ K} =$	$T_{ico} - 273.15 \text{ K} =$	$T_{ags} - 273.15 \text{ K} =$	$T_m - 273.15 \text{ K} =$	$T_{ags} - 273.15 \text{ K} =$
179.651	60.385	60.385	42.5	42.075	42.075
178.732	69.113	69.113	42.4	41.85	41.85
166.138	66.441	66.441	42.2	41.4	41.4
153.004	63.482	63.482	41.8	41.063	41.063
132.33	59.12	59.12	41.5	40.838	40.838
123.721	57.237	57.237	41.3		

