



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**Trabajo Fin de Grado**  
**CURSO 2016/17**

---

*ESTACIÓN DE CAPTURACIÓN DE ENERGÍA SOLAR  
TÉRMICA PARA PLANTA DE POTENCIA*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**ALUMNA/O**

Jaime Couce Rodríguez

**TUTORAS/ES**

Alberto Arce Ceinos

**FECHA**

JUNIO 2017

## Resumen

En el presente Trabajo de Fin de Grado se plantea la posibilidad de usar la energía calorífica que nos suministra diariamente el Sol como fuente de energía primaria. Su extracción tiene lugar con captadores solares, del tipo cilíndrico parabólico, sobredimensionados un 10% para poder crear un excedente energético. Este se almacena en un sistema de acumulación hábil durante 24 horas, con vistas a recurrir a él en caso de permanentes condiciones climatológicas adversas. Se obtiene un campo solar de 22 hectáreas y 680 módulos captadores.

Su aprovechamiento tiene lugar en un bloque de potencia que se rige por un ciclo orgánico de Rankine, pues se usa isobutano como fluido de trabajo. A través del par de giro de la turbina, la central termosolar desarrolla 12 MW térmicos.

El complejo se compone de los subsistemas de captación, acumulación y potencia, cuyo cálculo se ha realizado en sentido inverso al flujo calorífico, por necesidad de datos en el dimensionamiento de la unidad consecutiva.

Además, el diseño de la planta se acompaña con un balance medioambiental que constata la limpieza del Sol como fuente y con un estudio económico, en el que se refleja su viabilidad.

*Palabras clave:* central termosolar, energía solar, cilindro parabólico, fluido caloportador, campo solar, sistema acumulación térmico, ciclo orgánico de Rankine.

## Resumo

No presente Traballo de Fin de Grao, plantéxase a posibilidade de usar a enerxía calorífica que o Sol suminístranos coma fonte de enerxía primaria. A súa extracción ten lugar con captadores solares, do tipo cilíndrico parabólico, sobredimensionados un 10% para poder crear un excedente enerxético. Este almacénase nun sistema de acumulación hábil durante 24 horas, con vistas a recurrir a el no caso de permanentes condicións climatolóxicas adversas. Obtense un campo solar de 22 hectáreas e 680 módulos captadores.

O seu aproveitamento ten lugar nun bloque de potencia que se rixe por un ciclo orgánico de Rankine, pois úsase isobutano como fluído de traballo. A través do par de xiro da turbina, a central termosolar desenrola 12 MW térmicos.

O complexo componse dos subsistemas de captación, acumulación e potencia, cuxo cálculo realizouse no sentido inverso ao fluxo calorífico, por necesidade de datos no dimensionamento da unidade consecutiva.

Ademáis, o deseño da planta acompáñase cun balance medioambiental que constata a limpeza do Sol coma fonte e cun estudio económico, no que se reflexa a súa viabilidade.

*Palabras chave:* central termosolar, enerxía solar, cilindro parabólico, fluído caloportador, campo solar, sistema acumulación térmico, ciclo orgánico de Rankine.

## Abstract

In the present Final Degree Project, the possibility of using the calorific energy that is provided to us daily by the sun as a primary energy source is posed. Its extraction takes place with solar collectors, cylindrical parabolic type, oversized up to 10% to create an energy surplus. This is stored in an accumulation system available for 24 hours, with the possibility of drawing upon it in case of permanent adverse weather conditions. We get a solar field of 22 hectares and 680 capturing units.

Its exploitation takes place in a power block which is ruled by an organic cycle of Rankine, since isobutane is used as a working fluid. Through the torque of the turbine, the solar thermal plant develops 12 thermal MW.

The complex consists of the following subsystems: collection, accumulation and power, whose calculation has been carried out in the reverse direction to the calorific flow, due to the necessity of data in the dimensioning of the consecutive unit.

Additionally, the design of the plant is accompanied by an environmental balance that confirms the cleaning of the Sun as a source and an economic study, which reflects its viability.

*Key words:* thermo-solar plant, solar energy, parabolic cylinder, heat transfer fluid, solar field, thermal accumulation system, organic cycle of Rankine.



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE GRADO  
CURSO 2016/17**

---

*ESTACIÓN DE CAPTURACIÓN DE ENERGÍA SOLAR  
TÉRMICA PARA PLANTA DE POTENCIA*

---

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**MEMORIA**

## Contenido

Índice de figuras.....	8
Índice de tablas.....	9
CAPÍTULO 1: Introducción y objetivos.....	10
1.1. Estado energético mundial y nacional.....	10
1.1.1. Energías fósiles .....	12
1.1.2. Energía nuclear.....	13
1.1.3. Energías renovables .....	14
1.2. Motivación: cambio climático .....	17
1.3. Objetivos .....	18
CAPÍTULO 2: Energía solar térmica .....	19
2.1. La fuente: el Sol .....	19
2.2. Historia y antecedentes .....	20
2.3. Tecnologías actuales .....	20
2.3.1 Aplicaciones.....	23
2.4. En España.....	24
CAPÍTULO 3: Método de cálculo .....	26
3.1. Circuito secundario: Ciclo Orgánico de Rankine .....	26
3.1.1. Fluido de trabajo .....	28
3.1.2. Caldera auxiliar .....	29
3.1.3. Turbina .....	30
3.2. Sistema de acumulación.....	31
3.2.1. Fluido de almacenamiento .....	32
3.2.2. Uso de sales fundidas o de PCM.....	32
3.2.3. Dimensionamiento del tanque de acumulación .....	33
3.3. Campo solar .....	34
3.3.1. Ubicación y datos meteorológicos .....	35
3.3.2. Concentradores cilíndrico parabólicos y tubo absorbedor .....	36
3.3.3. Circuito primario: configuración del campo solar.....	38
3.3.4. Fluido caloportador.....	38
3.3.5. Pérdidas de calor.....	39
3.3.6. Dimensionamiento del campo solar.....	40
3.3.6. Circuito hidráulico .....	45
3.4. Esquema de la planta.....	48

3.5. Balance ecológico.....	50
CAPÍTULO 4: Análisis económico .....	52
4.1. Inversión.....	52
4.2. Amortización .....	53
4.3. Coste energía producida .....	55
CAPÍTULO 5: Conclusiones .....	57
Bibliografía.....	58
Anejos.....	59

## Índice de figuras

<i>Figura 1. Origen electricidad según fuente de generación (Fuente: Red Eléctrica Española (REE))</i> .....	10
<i>Figura 2. Imagen de parte de un parque eólico offshore</i> .....	14
<i>Figura 3. Evolución de las temperaturas registradas y previsión hasta 2020 (Fuente: NASA)</i> .....	16
<i>Figura 4. Plano de la instalación objetivo</i> .....	17
<i>Figura 5. Imagen de un colector de placa plana</i> .....	20
<i>Figura 6. Imagen de un colector con tubos de vacío</i> .....	20
<i>Figura 7. Esquema del funcionamiento de un CCP</i> .....	20
<i>Figura 8. Esquema de un SDP</i> .....	21
<i>Figura 9. Imagen de una torre central con helióstatos</i> .....	22
<i>Figura 10. Diagrama T-s del ciclo de Rankine</i> .....	26
<i>Figura 11. Esquema de los elementos en un ciclo de Rankine</i> .....	26
<i>Figura 12. Resultados termodinámicos del ciclo de potencia a través del programa EES</i> ...28	
<i>Figura 13. Imagen del eje de una SST-150</i> .....	30
<i>Figura 14. Imagen de un seguimiento solar de un eje</i> .....	36
<i>Figura 15. Esquema ángulo de incidencia</i> .....	39
<i>Figura 16. Esquema de medidas del colector y su estructura</i> .....	41
<i>Figura 17. Distancia <math>d_1</math> entre módulos de columnas colindantes</i> .....	42
<i>Figura 18. Distancia <math>d_2</math> entre filas consecutivas</i> .....	42
<i>Figura 19. Esquema del trazado hidráulico en el campo solar</i> .....	44
<i>Figura 20. Representación esquemática de la planta termosolar</i> .....	47



## Índice de tablas

<i>Tabla 1. Datos y previsiones del consumo de energía primaria (Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital)</i> .....	11
<i>Tabla 2. Comparación del rendimiento y flujo para varios fluidos de trabajo</i> .....	27
<i>Tabla 3. Datos para los 6 primeros meses del año de la radiación media mensual directa en A Coruña (Fuente: NASA)</i> .....	34
<i>Tabla 4. Datos para los 6 últimos meses del año de la radiación media mensual directa en A Coruña (Fuente: NASA)</i> .....	34
<i>Tabla 5. Datos para los 6 primeros meses del año del número de horas solares en A Coruña (Fuente: NASA)</i> .....	34
<i>Tabla 6. Datos para los 6 últimos meses del año del número de horas solares en A Coruña (Fuente: NASA)</i> .....	35
<i>Tabla 7. Inclinação de los colectores solares según época de utilización</i> .....	40
<i>Tabla 8. Factores de emisión de sustancias en la construcción de un campo solar (Fuente bibliográfica: Energía Termosolar – Antonio Creus)</i> .....	48
<i>Tabla 9. Inversión campo solar</i> .....	51
<i>Tabla 10. Gasto anual de gas natural en central termosolar</i> .....	51
<i>Tabla 11. Partidas de gastos</i> .....	52
<i>Tabla 12. Cálculo de ingresos anuales</i> .....	52

## CAPÍTULO 1: Introducción y objetivos

Se abordará el ámbito energético desde una perspectiva renovable, informando primero de lo que nos precede. Siendo conscientes de que hoy en día la energía es un bien tan preciado que podemos considerar ciertos lugares y hogares como “pobres energéticamente”.

En un mundo tan globalizado y consumista, se hace necesario aplicar métodos que nos permitan un desarrollo sostenible. Por ello, deseamos que las energías limpias estén a la orden del día y nos marcamos como meta el cálculo y diseño de una estación de captación de energía solar térmica para una planta de producción de potencia.

### 1.1. Estado energético mundial y nacional

A nivel mundial y con una visión generalista, podemos entender que durante el siglo XX, el objetivo era producir energía, en cantidad abundante y de buena calidad. El efecto de su producción a gran escala no fue motivo de preocupación ambiental hasta finales de la década de los ochenta. Está claro que sin fuentes energéticas abundantes no hubiera sido posible sostener el ritmo de crecimiento económico mundial y alcanzar el grado de calidad de vida del que ahora disfrutamos.

Actualmente, el consumo energético mundial aumenta sin cesar, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de las naciones emergentes que todavía están por consolidar como por el aumento de la población mundial. La sociedad nos hace estar conectados al mundo, por lo que además se incrementará el consumo energético per cápita.

El marco energético global está marcado por un sinfín de intereses tanto gubernamentales como de grandes multinacionales, por ello resulta difícil una previsión. No obstante, resulta complicado que la demanda mundial siga con esta tasa de crecimiento durante muchos años más y que se reemplacen, al menos de forma inmediata, los combustibles de origen fósil.

Se espera que los países desarrollados estén a la altura de sus responsabilidades históricas y esas responsabilidades van mucho más allá de la crisis económica que nos ocupa actualmente. Tratando de cumplir y hacer cumplir a los países vecinos los compromisos internacionales como el de Kioto. Es decir, mundialmente se aspira al cambio renovable pero se prevé que para el año 2030 el consumo fósil se mantenga en un 70% (afortunadamente, bajando el porcentaje de carbón y petróleo y subiendo el de gas natural, menos contaminante).

En España, si profundizamos, se distinguen tres tipos de centrales eléctricas para cubrir la demanda de energía. Primero, tenemos las centrales de base que suministran la mayor parte y funcionan de forma permanente. Estas se caracterizan por su alta potencia y pueden ser térmicas, nucleares, hidráulicas y cada vez con mayor frecuencia, algún parque eólico.

En el caso de las centrales nucleares, la densidad energética del combustible les confiere alta producción y fiabilidad, por ello son centrales de base. Además, necesitan gran inversión inicial en la construcción y sobre todo, equipos de seguridad. Cuantas más horas funcione, antes se alcanzará el tiempo de amortización.

Segundo, las centrales de punta, aquellas que se ponen en marcha cuando se dan los picos de demanda eléctrica, o lo que es lo mismo, en las horas punta. Por lo tanto, su funcionamiento es periódico y deben tener como cualidad facilidad para arranque y parada en

poco tiempo. Una vez puestas en marcha, las centrales de punta trabajan en paralelo con las de base hasta que dejen de ser necesarias.

Las centrales de punta suelen ser térmicas con turbina de gas, hidráulicas y cualquier central de energía renovable, ya que estos tipos de centrales pueden estar a punto con poco margen de tiempo.

Y tercero, las centrales de reserva. Las pensadas para sustituir a las de base si hubiere algún problema como escasez de materias primas (agua, carbón...) o de avería de gran importancia que supusiese una parada de misma.

Las centrales de reserva suelen ser centrales térmicas de ciclo combinado, hidráulicas y centrales de energía renovable, debido a la rápida capacidad de respuesta.

La previsión de la demanda de energía eléctrica es esencial para conseguir el equilibrio dinámico entre demanda y generación, por eso es muy importante conocer previamente y con la mayor precisión posible, cuál va a ser el consumo de energía eléctrica en un instante dado.

Todas estas centrales repartidas proporcionalmente, en dependencia de los habitantes, por toda la geografía española participan a la hora de abastecer el territorio. Dicha participación según el tipo de energía primaria usada para la generación eléctrica se puede estimar recientemente como se muestra a continuación:

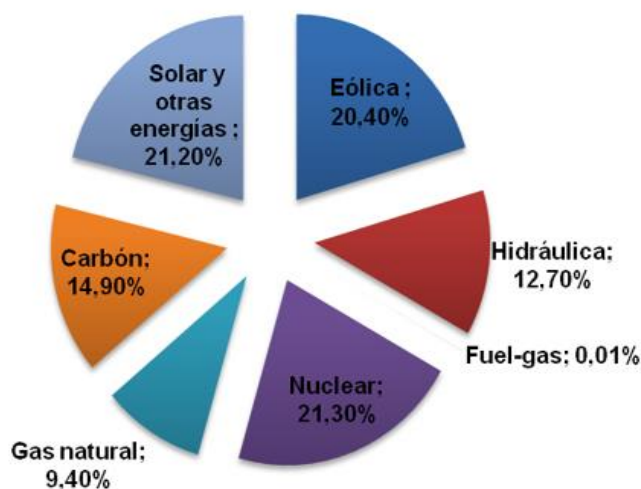


Figura 1. Origen electricidad según fuente de generación (Fuente: Red Eléctrica Española (REE))

En la Figura 1 se aprecia como la energía generada está distribuida en diferentes orígenes, hecho que demuestra la poca dependencia que tiene España de un único tipo de central eléctrica. Sin embargo, esto no ha sido así en el pasado.

Antes del 1997 el origen de la energía sólo dependía de la participación de las centrales hidráulicas, las centrales térmicas convencionales, y las centrales nucleares. Esto era debido a que por aquel entonces las energías renovables y las centrales de ciclo combinado no estaban en desarrollo y aún menos tenían participación en la generación energética del país.

Es a partir del 1997 donde empieza a aparecer la energía eólica como participante del mix energético. Más tarde, hacia el 2001, aparecerían las centrales de ciclo combinado y no sería hasta aproximadamente el 2007 cuando empiezan a aparecer la generación solar a través de las placas fotovoltaicas y las centrales termosolares.

La potencia instalada del resto de fuentes de energía ha permanecido invariable a lo largo del tiempo porque no se han instalado más centrales, como el caso de las nucleares, las cuales suscitan gran oposición social.

En cuanto a las previsiones de futuro nacional, pocos se aventuran a expedir datos concretos de la evolución energética. Está claro que el consumo irá a más aunque con cierta estabilidad y menor tasa de crecimiento. Ya que, se podría decir que España está desarrollada y no se espera un desorbitado crecimiento demográfico. Los expertos auguran que cada vez se usará menos petróleo y carbón, con motivo también de la irrupción del coche eléctrico. Además, a pesar de que las decisiones políticas han lastrado este sector, también coinciden en que las inversiones las liderarán las renovables y España está muy bien posicionada para ser la referente en solar fotovoltaica. Todo ello se ve cifrado en la tabla mostrada a continuación:

*Tabla 1. Datos y previsiones del consumo de energía primaria (Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital)*

<b>ktep</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
<b>Carbón</b>	21.183	8.271	10.548	10.058
<b>Petróleo</b>	71.765	62.358	56.606	51.980
<b>Gas Natural</b>	29.116	31.003	36.660	39.237
<b>Nuclear</b>	14.995	16.102	14.490	14.490
<b>Energías Renovables</b>	8.371	14.910	20.593	27.878
<b>Saldo Electr. (Imp.-Exp.)</b>	-116	-717	-966	-1.032
<b>Total Energía Primaria</b>	<b>145.314</b>	<b>131.927</b>	<b>137.930</b>	<b>142.611</b>

### 1.1.1. Energías fósiles

Se define usualmente como fuente de energía no renovable a aquella que está almacenada en cantidades inicialmente fijas, comúnmente en el subsuelo. A medida que se consume un recurso no renovable, se va agotando. Las reservas disponibles están sujetas a la factibilidad técnica y económica de su explotación, al descubrimiento de nuevos yacimientos y al ritmo de extracción y consumo.

Los principales recursos energéticos primarios contaminantes que usamos son los fósiles y la energía nuclear, de la que hablaremos más adelante. Los productos fósiles son los que se forman bajo tierra a partir de la acumulación de grandes cantidades de residuos de seres vivos durante millones de años. Su interés energético radica en el poder calorífico que poseen, el cual se extrae mediante su oxidación por combustión, generando los gases de efecto invernadero. Denominados así por absorber radiación y emitirla elevando la temperatura atmosférica. Es un proceso natural ya existente y beneficioso para nosotros al proporcionarnos una temperatura de confort. Sin embargo, esto se torna perjudicial cuando la tasa de emisión es mayor que la tasa de eliminación que tienen los diferentes sumideros naturales.

Las sustancias que se encuentran y aprovechan en un yacimiento fósil son: carbón, petróleo y gas natural. El carbón es una piedra muy rica en carbono, tiene su origen en la Revolución Industrial del siglo XIX y es altamente contaminante. De hecho, es el principal

causante de la Gran Niebla en Londres en el diciembre de 1952, donde debido al invierno y progresión de la industria su quema fue muy elevada, generando una niebla tóxica durante 4 días por la que, según medios locales, llegaron a morir 12.000 personas. Esto explica que los países industrializados fuesen sustituyéndolo por petróleo durante el siglo XX, utilizándose mínimamente hoy en día.

El petróleo y sus derivados es un recurso muy explotado. Es una mezcla de gran variedad de hidrocarburos (compuestos de carbono e hidrógeno) en fase líquida, que además contienen un cierto grado de impurezas. Mediante destilación y otros procesos de separación se obtienen sus productos de interés separados, como las gasolinas u otros componentes pesados.

Durante muchos años, el petróleo, simplemente se usaba para generar luz y calor por medio de la combustión directa. Su factor vital se produce al cambiar la máquina de vapor, dejando atrás el carbón, por el motor de explosión, pasando a ser el principal combustible.

Entre la década de 1950 y los 70, la producción mundial de petróleo se quintuplica. Este crecimiento masivo para el cual la economía no estaba preparada deriva en las sucesivas crisis energéticas, como la famosa Crisis del Petróleo del 73, que afectarían a la estabilidad del sistema industrial.

El gas natural es la fracción más ligera y menos contaminante de los hidrocarburos, por lo que se encuentra generalmente en fase gaseosa en los yacimientos. Su composición varía de un pozo a otro, siendo el metano su compuesto principal. Su explotación es un hecho más reciente debido a las dificultades técnicas para su acceso y extracción, dado que suponen una construcción previa de redes de gasoductos, plantas de regasificación, barcos... A pesar del coste de todo ello, la carestía del petróleo de los últimos años ha hecho posible que el gas natural llegue a ser rentable.

### **1.1.2. Energía nuclear**

La energía nuclear es la energía contenida en el núcleo de un átomo, que es la mínima porción en la que se puede dividir un elemento químico manteniendo sus propiedades. En el núcleo de cada átomo hay 2 tipos de partículas: neutrones y protones, que se mantienen unidos gracias a la mencionada energía que nosotros queremos obtener.

Esta forma de energía se puede liberar mediante 2 reacciones: fisión y fusión. Dicha energía se desprenderá caloríficamente y será usada para calentar agua y generar vapor que mueva unas turbinas y, a su vez, se genere electricidad. El peligro de este proceso habita en las posibles fugas, ya que el material radiactivo y el que con él está en contacto, son muy contaminantes.

La fisión nuclear es la reacción en la que el núcleo de un átomo pesado (como ciertos isótopos del uranio y el plutonio), al capturar un neutrón incidente, se divide en dos o más núcleos de átomos más ligeros, llamados productos de fisión, emitiendo en el proceso neutrones, rayos gamma y grandes cantidades de energía. Además de estos productos, en la reacción de fisión se producen varios neutrones que al incidir sobre otros núcleos fisionables desencadenan más reacciones de fisión que a su vez generan más neutrones. Este efecto multiplicador se conoce como reacción en cadena. Para que este efecto dominó se inicie, simplemente se debe superar una masa crítica o que el primer neutrón de choque lo haga con un cierto nivel energético.

Actualmente, este es el proceso comercial que se realiza en las centrales nucleares en activo. Sin embargo, cuentan con el problema de que generan residuos radiactivos de vida

media muy larga, para los que hay que acondicionar instalaciones de confinamiento o proceder a su entierro en la mayor parte de los casos.

La fusión nuclear consiste en que dos núcleos de átomos ligeros, en general el hidrógeno y sus isótopos (deuterio y tritio), se unen para formar otro núcleo más pesado, generalmente liberando partículas en el proceso. Un ejemplo de reacciones de fusión son las que tienen lugar en el sol, en las que se produce la fusión de núcleos de hidrógeno para formar helio, liberando en el proceso una gran cantidad de energía en forma de radiación electromagnética, que alcanza la superficie terrestre y que percibimos como luz y calor.

Para que tenga lugar una reacción de fusión, es necesario alcanzar altas cotas de energía que permitan que los núcleos se aproximen a distancias muy cortas en las que la fuerza de atracción nuclear supere las fuerzas de repulsión electrostática. Para ello, se pueden utilizar aceleradores de partículas o calentadores y se debe cumplir que el plasma esté a una temperatura muy elevada con una densidad suficiente.

No obstante, el proceso de fusión adopta un carácter teórico ya que debido a las altas temperaturas ningún material es susceptible de soportarlos. Se está investigando sobre ello ya que sería una fuente de energía interesante por la cantidad de tritio que hay en el agua de los océanos. Además, su generación de residuos radiactivos respecto a la fisión es menor y con una vida media muy reducida.

El campo nuclear es algo tan complejo que su aplicación energética actual es gracias a políticos y a un gran número de científicos que actuaron de manera relativamente reciente. Es decir, fue Albert Einstein quien, en el marco de la Segunda Guerra Mundial, recomendó al presidente de los Estados Unidos, F. D. Roosevelt, el desarrollo de la bomba atómica, por lo que su investigación nuclear proliferó. Posteriormente, otro presidente norteamericano, esta vez Eisenhower, fue quien impulsó la iniciativa de aunar conocimientos nucleares con fines pacíficos para, ahora ya sí, proceder a su explotación comercial.

Así pues, en 1956 se inauguró en Reino Unido la primera central nuclear de la historia. En España se constituyó la primera generación de centrales nucleares entre 1968 y 1970 con las de José Cabrera, Vandellós I y Santa María de Garoña. Actualmente cuenta con 8 reactores y, como ya dijimos, suponen una de las principales fuentes de electricidad de base.

### **1.1.3. Energías renovables**

Las energías renovables, también denominadas blandas y antiguamente alternativas, son aquellas que se producen de manera continua, son inagotables a escala humana y son respetuosas medioambientalmente hablando.

Las energías renovables son, junto con el ahorro y la eficiencia energética, la llave para un futuro energético limpio, eficaz y autónomo. Tratando de evitar el calentamiento del planeta a base de un consumo de energía desenfrenado y producción irracional. Sus beneficios van más allá de su ilimitación y escasa contaminación, puesto que impulsa el empleo y la economía regional de cualquier zona, sin necesidad de poseer un pozo petrolífero para enriquecerse. Además, confiere al sistema industrial una seguridad energética valorable, al aumentar el número de fuentes y su accesibilidad, reduciendo directamente la dependencia de los países exportadores de energía.

Elas siempre han ido históricamente de la mano con la humanidad, ejemplos de ello son los barcos veleros que se aprovechan del viento o los molinos de agua, que aprovechan algún río para mover su particular turbina. Sin embargo, este idílico entendimiento se rompió con la llegada de la Revolución Industrial en el siglo XIX que trajo la máquina de vapor con

carbón, cuyo aprovechamiento era más fácil y aún por encima contaba con mayor densidad energética que la biomasa o leña. Estas formas de aprovechamiento se van abandonando, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizan cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en la que todavía había relativamente escaso consumo, por lo que no se preveía ningún agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

Hacia la década de 1970 las energías renovables renacieron y a los visionaros que siguieron confiando en ellas e investigando, se les unieron todos los demás, pues había llegado la Crisis del Petróleo. Así se volvieron a destinar más recursos en su mejora y desarrollo, buscando menos dependencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), pasando de ser una alternativa a las energías tradicionales a una realidad. Actualmente, se ven apoyadas por el grueso de la sociedad a pesar de ciertas decisiones políticas que ralentizan su desarrollo, el cual permite que ya sean formas de energía económicamente viables. Cada vez aportan mayor fracción de la demanda eléctrica

Entre las energías principales de carácter renovable se pueden distinguir la solar, eólica, hidráulica, biomasa y geotérmica. A pesar de que se cree que el sol solo interviene en la energía solar, realmente todas tienen su origen en la radiación solar que nos llega. Ya que provoca los gradientes térmicos del aire en la atmósfera provocando el viento, la evaporación de los mares con la sucesiva precipitación de lluvia y cumplimiento del ciclo hidrológico y, además, es parte activa de la fotosíntesis para la formación de biomasa.

La energía solar es aquella que emite el Sol y la Tierra intercepta. Su aprovechamiento se puede realizar mediante el calentamiento del algún medio, denominándose energía solar térmica, o bien por el medio de celdas fotoeléctricas capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico sin que tenga lugar un efecto térmico, y denominándose energía solar fotovoltaica.



*Figura 2. Imagen de parte de un parque eólico offshore*

La energía eólica es aquella que se extrae del viento. El dispositivo capaz de realizar la conversión de la fuerza del viento en electricidad es el aerogenerador o generador eólico, que consiste en un sistema mecánico de rotación provisto de palas a modo de los antiguos molinos de viento, y de un generador eléctrico con el eje solidario al sistema motriz, de forma que el viento hace girar las palas y el generador eléctrico. Es la que más fuerte está creciendo en potencia instalada y rentabilidad económica.

Además, fruto del trabajo de I+D de ciertas empresas privadas, se están llevando a cabo los innovadores parques eólicos offshore. Estos son conjuntos de molinos de viento, al igual que los terrestres, pero ubicados en mares poco profundos, como los mares del norte del planeta. Desde el mar se perciben mayores velocidades de viento, factor determinante en la generación eléctrica, ya que no hay obstáculos y su rugosidad es menor. Además, la masa de aire ataca al molino marino de manera más próxima a la perpendicularidad, por lo que los esfuerzos mecánicos de este en sus palas son menores. Las desventajas que presentan son la infraestructura necesaria para su ubicación y posteriores actividades de mantenimiento, y las capas de pintura protectora que hay que aplicarles para evitar la abrasión marina.

La energía hidráulica es la que se obtiene a partir de la energía potencial asociada a los saltos o caídas de agua, naturales o artificiales. Normalmente, se construyen presas en los lugares que combinan un gasto anual de agua considerable y condiciones orográficas adecuadas para su implantación.

Todo ello da lugar a las centrales hidroeléctricas, centros en los que se hace precipitar entre dos puntos a diferente altura una masa de agua que atraviesa unas turbinas al final del conducto. Este movimiento produce la deseada energía eléctrica. Su limitación la marcan las precipitaciones pues, con la disponibilidad de agua, son capaces de en pocos minutos variar la carga y ajustarse a la demanda y picos si los hubiere.

La biomasa es la forma más antigua de aprovechamiento de energía. Se compone de materia orgánica originada por la naturaleza como materia vegetal procedente de limpiezas de bosques o residuos ganaderos, o bien originada por los seres humanos, como la fracción orgánica de los residuos urbanos o serrín.

El serrín se acostumbra a prensar y formar virutas denominadas “pellets” para usarlo como combustible en calderas de calefacción. Con el fin de climatización también se puede usar la parte pesada de la materia forestal. Pero, principalmente, lo que se busca extraer son aceites y alcoholes para la fabricación de biocombustibles y biogás en plantas así preparadas.

El bioetanol se obtiene a partir de cultivos tradicionales y es hábil para ser mezclado con las gasolinas. El biodiesel se realiza a partir del refinado de aceites vegetales como el de girasol, pudiéndose usar mezclado con el gasóleo o como sustituto completo. Estos biocombustibles nos brindan la oportunidad de reciclar materia a priori residual, convirtiéndola en un combustible menos contaminante e incrementando la vida útil de nuestro motor, ya que su aplicación lubricante reduce desgastes.

Ahora bien, debemos ser conscientes de que la biomasa será una fuente de energía renovable, siempre y cuando se haga una explotación controlada de los recursos naturales, permitiendo que su ritmo de crecimiento anual sea igual a nuestro ritmo de consumo. Así, se fomentan los trabajos forestales de limpieza y gestión de los bosques, haciendo posible que la gente pueda vivir también de estas tareas, acarreando otros beneficios secundarios como la evitación de incendios en zonas rurales.

En cuanto a la energía geotérmica, es la que se encuentra en el interior de la Tierra en forma de calor como resultado de la desintegración de elementos radiactivos y el calor que se originó con la formación del planeta y que posee el magma. Se manifiesta por medio de procesos geológicos como volcanes, géiseres que expulsan agua caliente y las aguas termales.

Quizás sea de las formas de energía menos conocidas ya que no es igual de accesible en todos los lugares, siendo mayor en donde mayor sea la actividad del interior de la Tierra.

A partir de unos 2 metros de profundidad, la temperatura de la Tierra no sufre cambios bruscos de temperatura. Este efecto es aprovechado para fines térmicos en sistemas basados en bomba de calor, captando la energía mediante una red de tubos enterrados en el plano horizontal, o bien mediante una captación en vertical a profundidades mayores.

La conversión de la energía geotérmica en electricidad consiste en la generación de vapor con el calor recibido y pasándolo por una turbina conectada a un generador se produce la electricidad. Otras aplicaciones más directas, puesto que no necesitan transformarse a vapor ni ningún equipo eléctrico, son la calefacción o balnearios.



## 1.2. Motivación: cambio climático

Como puede comprobarse, en realidad no existe un problema de falta de recursos energéticos, pues el abanico es amplio. Una parte del problema energético actual consiste en que nuestra sociedad se ha hecho muy dependiente de un único recurso: los hidrocarburos. Esto viene a significar, que se ha impedido el desarrollo tecnológico y, por tanto, la viabilidad económica de algunas otras alternativas energéticas.

Al fin y al cabo, podemos afirmar que todo uso de energía es una explotación de recursos naturales. En el caso de los combustibles fósiles, a parte de su agotamiento, suponen la segunda y principal parte del problema, la liberación de compuestos contaminantes al ser usados como el monóxido de carbono (CO), y otros gases no tóxicos como es el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), que fortalecen el efecto invernadero, fenómeno dañino.

Estos productos de la combustión retienen y evitan que el calor que entró en la atmósfera en forma de radiación a través del agujero de la capa de ozono, vuelva a salir. Los gases más eficientes en absorber el calor se llaman gases de efecto invernadero y entre ellos está el CO<sub>2</sub>. Este calor cerca de la superficie terrestre hace que suban las temperaturas con el peligro más inmediato que es la subida del mar por la fundición de los casquetes polares.

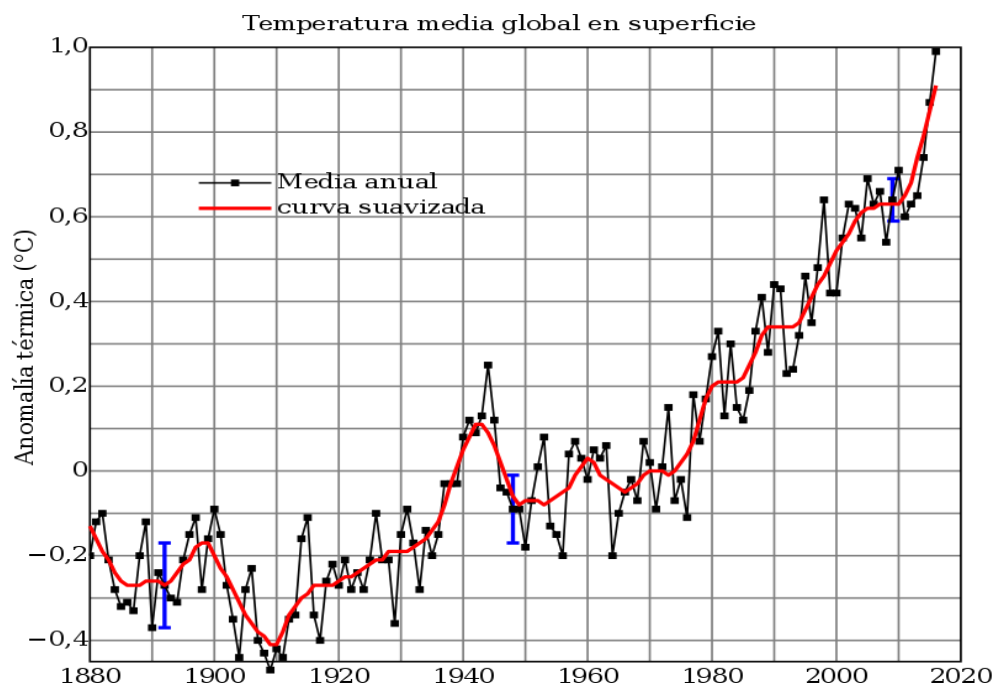


Figura 3. Evolución de las temperaturas registradas y previsión hasta 2020 (Fuente: NASA)

Muchos son los políticos que niegan la existencia de dicho cambio térmico para regatear la firma de ciertos tratados internacionales que velan por la sostenibilidad, como el de Kioto. Sin embargo, en la gráfica anterior se pone de relieve que la temperatura está aumentando de manera preocupante, con una curva de tipo exponencial en las últimas décadas.

Es verdad que el clima ha estado siempre en continuo proceso de cambio, pues mismo hubo ya una etapa de glaciación. Pero debe ser la naturaleza quien gobierne esa transición y no ser nosotros quienes la aceleren, sobre todo si nos resulta perjudicial.

En otras palabras, debemos cambiar nuestra manera poco saludable de surtirnos de energía a otra respetuosa con el medio ambiente y que además es ya posible. Las energías

renovables nos brindan la oportunidad de hermanarnos con el medio si tenemos consideración con otros factores secundarios, como por ejemplo el apropiado reciclado de placas solares cuando se vuelvan obsoletas o la instalación de molinos eólicos sin deforestación o impacto paisajístico.

Como dijo algún sabio a lo largo de la historia, “La Edad de Piedra no se terminó porque se acabasen las piedras”, así que quizás deberíamos no esperar a que se acaben los recursos fósiles para sustituirlos, si es que el agua no nos ha invadido previamente.

### 1.3. Objetivos

Ante este panorama energético dominado por las perjudiciales energías fósiles, generando dependencia energética y económica de los países dueños de los pozos. Se marca como objetivo general el cálculo y diseño de una estación de captación de energía solar térmica para aprovechamiento en una planta de producción de potencia. Se pretende cubrir el total de la demanda energética primaria con el Sol. No obstante, siendo realistas, esto nunca se dará porque el tiempo meteorológico es, en ocasiones, desfavorable. Por ello, se acompaña la instalación con una caldera auxiliar.

La central termosolar en la que se lleva esta operación a cabo consta de tres unidades: estación de captación, sistema de acumulación y bloque de potencia. El alcance del trabajo interviene en las mismas. Así pues, se va a dimensionar y justificar la tecnología receptora usada, se dimensionará el depósito de almacenaje y se calculará el grupo de potencia.

Todo ello se completa con una serie de objetivos específicos establecidos para aplicar el caso a una situación real. Se desea que el complejo tenga una potencia instalada de 12 MW térmicos; que el ciclo termodinámico se corresponda con el de Rankine; y que su ubicación sea en la provincia de A Coruña.

Dentro de los objetivos generales también se incluye una descripción somera de su impacto medioambiental y un superficial balance económico. El primero con motivo de conocer a grandes rasgos las consecuencias derivadas del uso y explotación del complejo. El segundo, con el fin de comprobar su supervivencia financiera.

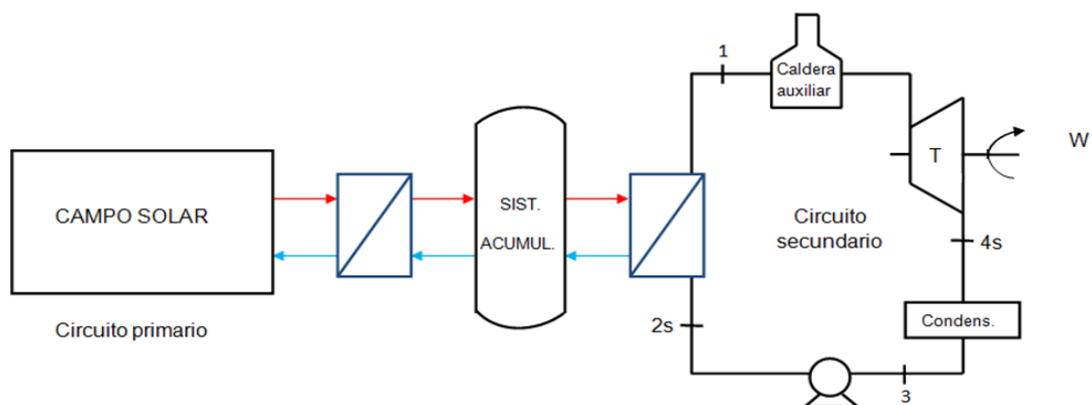


Figura 4. Plano de la instalación objetivo

## CAPÍTULO 2: Energía solar térmica

Se ha diferenciado ya entre energía solar fotovoltaica y térmica, siendo la principal diferencia el modo de aprovechamiento de la radiación que nos llega por parte del Sol. A veces, ni siquiera comparten el mismo objetivo pues la térmica se utiliza en más campos que la generación de electricidad. Siendo tan diferenciables, de ahora en adelante, nos referiremos a esta última.

### 2.1. La fuente: el Sol

El Sol es una estrella que está a unos 5.000°C debido a una serie de reacciones de fusión por las que se produce una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada se transmite al exterior y la denominamos radiación solar.

La radiación es el modo en el que se traslada la energía térmica o calorífica a través del vacío y el espacio libre entre moléculas. A su vez, la energía térmica es la energía cinética aleatoria, o estado de excitación, que tienen las partículas que componen un sistema. Llegados a este punto es conveniente remarcar la simple distinción entre calor y temperatura; el calor es una forma de energía mientras que la temperatura es la medida de dicha forma de energía.

La radiación solar, al introducirse en nuestra atmósfera terrestre y después de atravesar las distintas capas se ve disminuida por varios fenómenos. Estos son fundamentalmente: la reflexión, puesto que se reflejan de vuelta al exterior una parte de los rayos penetrantes; la transmisión, debido a aquella fracción de rayos que experimentan cambios de dirección y velocidad; y la absorción, con motivo de la radiación absorbida por gases como el ozono o partículas como el polvo.

Aun así, se puede determinar una constante solar, que es la energía recibida por unidad de tiempo sobre una unidad de superficie a nivel de la atmósfera extraterrestre. Si consideramos que la radiación solar se emite en todas las direcciones y que, por tanto, es también perpendicular a la superficie podemos darle un valor de 1353 W/m<sup>2</sup>. Tiene una variabilidad del 3% a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

A partir de ese valor de radiación encontrada a las puertas de la atmósfera, los rayos la atraviesan sufriendo los fenómenos ya descritos, hasta llegar al nivel del suelo en tres tipos de radiación solar que nos resultan interesantes para su aprovechamiento, que son:

- *Radiación directa*: la que se recibe sin que sus rayos hayan variado de dirección.
- *Radiación difusa*: la que se recibe después de que los rayos hayan variado su dirección a causa de la dispersión generada por elementos como las nubes.
- *Radiación de albedo*: la recibida tras haber sido reflejada por otro cuerpo.

El tipo de radiación con mayor peso es la directa, ya que deduciblemente por no haber experimentado ningún cambio, nos aporta mayor energía. Por supuesto, no son valores constantes porque son estacionarios. Los tres movimientos básicos de la Tierra (traslación, rotación y precesión) a lo largo del tiempo hace que la distancia Sol-Tierra sea variable y que los rayos incidan de manera diferente sobre la atmósfera.

## 2.2. Historia y antecedentes

Desde el inicio de la historia el Sol nos ha acompañado y nosotros nos hemos ido aprovechando de él. Podemos remontarnos incluso a los tiempos de Jesucristo cuando ya se empleaban objetos parabólicos para concentrar los rayos solares y prender fuego.

Debemos remitirnos a una época más actual (siglos XVIII y XIX), donde se logra intensificar la concentración y por tanto, obtener un resultado provechoso. Con las experiencias de James Watt y Joule, se había visto que el calor gracias al aumento de temperatura que propiciaba era capaz de producir trabajo, lo que se ponía de relieve en la exitosa máquina de vapor. Concretamente, a mediados del siglo XVIII el suizo Sausurre inventó el prototipo de un captador o colector solar de placa plana.

Dicho prototipo constaba de una caja con una tapa de cristal y el fondo de negro para absorber toda la luz posible, su objetivo era reproducir a menor escala el efecto invernadero. En él alcanzo temperaturas del orden de 100°C, lo que serviría para que en las décadas posteriores se incorporase un circuito hidráulico para el calentamiento de agua. Contaban con la idea pero sus rendimientos, ni que decir tiene, eran extremadamente bajos y sus usos, limitados. Con el tiempo fueron prosperando pero sería a consecuencia de la Crisis del Petróleo de la pasada década de los años 70 cuando renacen las renovables y con ellas, la solar térmica se actualiza.

## 2.3. Tecnologías actuales

En nuestra época contemporánea los captadores solares térmicos se destinan a captar el flujo de radiación solar y transmitirlo a un fluido caloportador para su posterior aprovechamiento, según sea la aplicación. Estos se dividen en concentradores de baja temperatura y de concentración.

Se consideran de baja temperatura los que pueden trabajar hasta los 100°C. Los más utilizados en este rango son:

- a) *Captador solar de placa plana*: Es una caja metálica con una tapa de vidrio cuyo interior es atravesado por un tubo en serpentín para aumentar su recorrido. A la tapa suele aplicársele algún tratamiento superficial, buscando aumentar el efecto invernadero y reducir pérdidas debido a la transmisión de calor desde el interior de la caja.

Como fluido caloportador, el que va por el interior del tubo, se puede utilizar agua lo cual abarata el sistema o bien algún otro elemento cuyo calor específico sea mayor para incrementar la transmisión. Esto será según la temperatura que se prevea alcanzar, pues el fluido nunca deberá alcanzar el estado gaseoso.

- b) *Captador solar de tubos de vacío*: Consta de un soporte para alojar las cabezas de los tubos, donde se ubica el fluido caloportador. La tecnología de este sistema radica en los tubos, pues son dos de cristal y concéntricos entre los que se ha aspirado el aire y provocado el vacío. Esto les permite tener mayor rendimiento debido a que reducen las pérdidas por convección respecto a los de placa plana. Además, si se coloca una placa reflectante por detrás de los tubos se incrementa el área de captación a toda la superficie cilíndrica, teniendo mayor incidencia sobre la fracción difusa.

En este caso el fluido caloportador puede circular de manera continua o bien permanecer en el tubo hasta que se vaya calentando, ascendiendo la porción fluida a mayor temperatura, pudiendo alcanzar en este caso el estado gaseoso, y cediendo el calor en un intercambiador dispuesto en la cabecera.



Figura 5. Imagen de un colector de placa plana



Figura 6. Imagen de un colector con tubos de vacío

Los captadores solares de concentración se utilizan en aplicaciones de media temperatura (hasta los 130°C) y alta temperatura (hasta los 600°C). Juegan con espejos y lentes estratégicamente colocados para aprovechar al máximo las horas de luz solar. Generalmente se diseñan a gran escala. Sus tipos principales son:

- a) *Colectores cilíndrico parabólicos (CCP)*: Se trata de un canal parabólico cuya superficie es un espejo. El tubo por donde circula el fluido caloportador está ubicado a lo largo de la línea focal de la parábola, por lo que cualquier rayo que incida sobre el captador, se verá redirigido al tubo. Este sistema, a pesar de verse restringido a la fracción directa por su geometría, alcanza temperaturas muy altas.

Además, suelen incorporar un sistema de seguimiento solar. Es decir, un mecanismo, habitualmente hidráulico, que sigue al Sol a lo largo del día, de forma que la incidencia de los rayos sobre el captador sea siempre perpendicular. Este puede funcionar temporizado avanzando con las horas solares o bien con sensores de luz que determinen la altura del sol. El eje de seguimiento puede ser norte – sur o este – oeste, según la ubicación geográfica de la instalación.

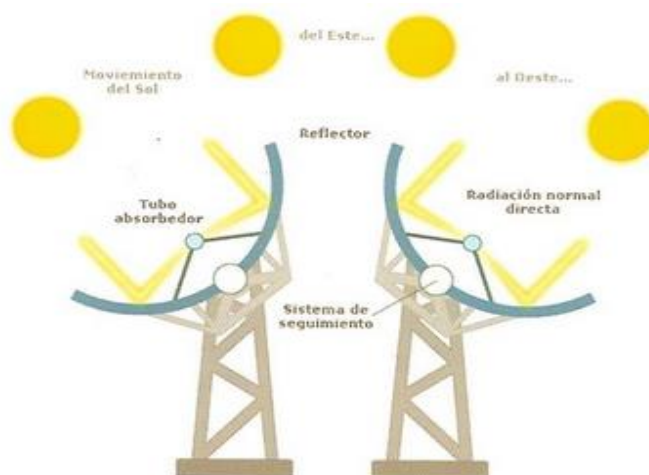


Figura 7. Esquema del funcionamiento de un CCP

- a) *Sistema de Disco Parabólico (SDP)*: Esta instalación sigue la filosofía del anterior. Un conjunto de espejos parabólicos cuya superficie concentra la radiación, mayormente la componente directa debido a su geometría, sobre su foco geométrico.

En tal punto está el receptor, compuesto por un motor Stirling para la conversión a energía eléctrica. Los rayos pueden incidir sobre el banco de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor o bien calentar un fluido previamente y posterior uso de un intercambiador.

Los discos parabólicos cuentan con un soporte que les permite orientarse según la dirección solar, por lo que tratándose de un gran número espejos individuales, el sistema de seguimiento resulta tridimensional y complejo.

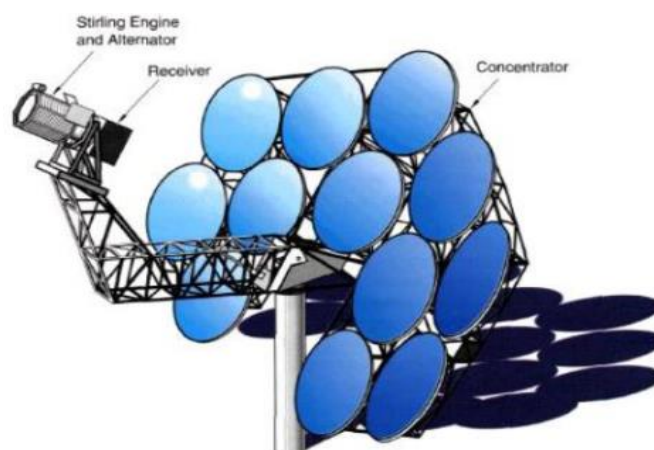


Figura 8. Esquema de un SDP

- b) *Torre central de helióstatos*: Esta variante se basa en la concentración de los rayos solares incidentes sobre los espejos denominados helióstatos en un punto en lo alto de una torre. Los helióstatos no son necesariamente parabólicos, por lo que pueden percibir más tipos de radiación que la directa, como no ocurría en los casos anteriores. Se les acostumbra incorporar un doble eje de seguimiento solar para perseguir al Sol durante el día.

En la torre hay una bancada de tubos calentados por los rayos redirigidos, al igual que si de un horno solar se tratase. Inicialmente se usaba agua como fluido de transferencia de calor, pero actualmente se usan otros líquidos de mayor calor específico como el sodio acompañado de sales fundidas, novedosas y especialmente beneficiosas para el almacenamiento de calor en condiciones adversas.

Suelen contar con 2 tanques, uno para el fluido frío que será enviado a la cumbre de la torre y otro para el fluido caliente, a donde se envía después de ser calentado. De este segundo habitáculo se recogerá para su uso, generalmente la formación de vapor. Es un sistema del que se espera gran utilización por combinar un poder de concentración mayor que las figuras parabólicas empleando menos terreno.



*Figura 9. Imagen de una torre central con helióstatos*

### **2.3.1 Aplicaciones**

Los sistemas de captación a baja temperatura se incorporan normalmente en viviendas para un uso doméstico. Muchas casas añaden estos sistemas por la concienciación del propietario o bien por estar emplazadas en un entorno rural donde puedan tener dificultades con el sistema general de abastecimiento.

Sin embargo, es el Código Técnico de la Edificación quien dicta la obligatoriedad de implementar estos sistemas. Ya que su cuarta exigencia básica de ahorro de energía (HE 4 – Ahorro de Energía) recoge que se debe contar con una contribución solar mínima de agua caliente sanitaria cuando se trate de rehabilitaciones y viviendas de nueva construcción.

Así se explica que el uso más extendido sea el calentamiento de agua sanitaria mediante paneles solares térmicos, pudiendo utilizar un fluido intermedio por los tubos o directamente el agua a usar. También es común encontrarse con viviendas cuya calefacción es por suelo radiante. Es decir, el fluido de transferencia de calor recorre los tubos que circulan por el suelo del hogar.

Otra aplicación habitual en el rango de baja temperatura es la climatización de piscinas, cubiertas o no. Debemos tener en cuenta que la ley española prohíbe la climatización de una piscina descubierta mediante combustibles fósiles, solo pueden utilizarse calderas a base de biomasa o energía solar.

Un uso menos conocido es el de refrigeración por absorción. Tradicionalmente, la energía solar térmica se ha encontrado con el problema de que en las épocas de máxima radiación, el consumo de energía es mínimo, y viceversa. Esto se puede solucionar si se acopla el sistema de energía solar al generador de una máquina de absorción, pudiendo enfriar estancias cuando hay un exceso de calor. Con este generador ya tenemos todos los elementos del complejo ciclo.

Los sistemas de captación para rangos de media y alta temperatura adoptan un carácter industrial, pues su alto desembolso así como su gran producción los hacen hábiles para grandes necesidades.

Se emplean principalmente para la generación de energía eléctrica. El fluido caloportador le cede energía calorífica a otro, habitualmente agua, generando vapor. Este se hace pasar a través de una turbina, cuyo movimiento nos aporta energía mecánica y mediante un alternador se convierte a eléctrica.

También es común emplear estas tecnologías para destilación de agua salada o de pozos. O como hornos solares que alcancen grandes temperaturas para fundiciones. O en lugares donde se necesite gran flujo de agua caliente como lavanderías o fábricas embotelladoras de envases reciclados. En definitiva, para cualquier sector demandante de un flujo calorífico directamente u otras formas de energía provenientes de él.

## 2.4. En España

Según el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, España es el cuarto país europeo en el aprovechamiento de la energía solar térmica, muy lejos de la cabeza: Alemania. Llamativamente, los países que lideran el desarrollo de tecnologías solares térmicas como la nación alemana están en el hemisferio norte, desde donde se puede llegar a interceptar un tercio menos de radiación media respecto al hemisferio sur.

Esto se puede justificar porque las sociedades más avanzadas desde el punto de vista educativo y económico caen en la mitad norte. Allí ya se ha recorrido el camino de la industrialización y comprobado algunos de los efectos perjudiciales ocasionados por la contaminación y efecto invernadero.

Es evidente que el progreso de los sistemas solares térmicos en España choca con una serie de barreras que han impedido, hasta ahora, alcanzar el desarrollo que debería haber tenido este tipo de energía, sobre todo si se tiene en cuenta que España posee una posición privilegiada respecto a sus vecinos europeos para la captación de radiación, tanto por la incidencia como por el gran número de horas de sol.

Los impedimentos pueden ser de carácter técnico por desconocimiento, prejuicios o temor al cambio. En la realidad se puede decir que la sociedad española en su mayoría no conoce los beneficios ni aplicaciones de la energía solar térmica por falta de información. Resulta fácil encontrar algún ciudadano que rehuya de las formas renovables acusándolas de producir una disminución del confort para el usuario.

No obstante, últimamente se está avanzando sustancialmente en materia de concienciación medioambiental con una respuesta de admisión notable. Factor que juega un papel importante como se ha podido comprobar en otros países de nuestra comunidad.

Pero el impedimento verdadero es de carácter legislativo acompañado del monetario. Ciertamente es que la crisis económica que nos azotó recientemente ha lastrado la inversión del grueso de la población. Puesto que era necesario realizar una inversión inicial elevada, con un periodo de tiempo de amortización medio o largo, lo que era equivalente a adelantar el pago de la energía futura a obtener del sistema.

He aquí la función incumplida por partida doble del gobierno español. Primero, no se ha incentivado suficientemente, o al menos de manera continuada, los proyectos térmicos. Las ayudas y subvenciones tan necesarias incluso cuando el tiempo de vida de la instalación se cree superior al de amortización, han sido escasas; sin excepción para casos de rentas ajustadas.

Segundo, normativamente hablando, solo el Código Técnico de la Edificación presta especial atención a la integración de los sistemas solares térmicos en los edificios. Rechazados en muchas ocasiones por los arquitectos alegando motivos estéticos.

Además, desde el Ejecutivo nacional han aprobado en el 2015 el Real Decreto Ley conocido popularmente como el "impuesto al sol". Este atraso consiste en que si eres autoconsumidor, es decir, posees tu instalación solar para tu propia generación y consumo, deberás pagar una parte fija según la potencia instalada y una parte variable en función de lo



que hayas generado. A mayores, deberás contribuir también con los costes de mantenimiento del sistema al estar enganchado a la red. De no estarlo sería un caso peculiar, seguramente alguien en un entorno aislado, aunque posible pues puede generar su 100% de demanda a base de tecnología renovable.

Para rematar la crucifixión solar, en caso de excedente de energía limpia, no la podrás introducir en el sistema general vendiéndola, ni siquiera como ocurre en otros países tras haberte tramitado como productor, lo que ayudaría a la tasa de retorno del desembolso inicial. Esa energía sobrante se deberá verter al sistema regalándola.

Es verdad la justificación de que así se refuerzan el uso de biomasa y energía eólica, pero más cierto es que si las quieres impulsar, mejor resultado se alcanzará primando las que te interesen. En lugar de castigar otras formas energéticas, sobre todo siendo la solar tan accesible desde el territorio ibérico.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PER) para 2011-2020 auguró una cifra de metros cuadrados de captación solar inalcanzable ya a fecha de hoy. Desde la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT) explican que los autores del documento veían en las viviendas de nueva construcción un motor para la ubicación de placas térmicas y esperaban contar con una serie de medidas de promoción que no se están llevando a cabo. Como convocatorias habituales de subvenciones o soporte en el desarrollo de las Empresas de Servicios Energéticos (ESE) que surtiesen de consultoría y mantenimiento.

En definitiva, debemos reseñar que la tecnología eólica está en auge y se espera mucho de ella por su gran producción en la generación eléctrica. Sin embargo, esta solo es accesible para grandes empresas del sector o bien alguna PYME que disponga un pequeño aerogenerador para ahorrar. Por ello, el aprovechamiento solar, en especial el térmico, más bien destinado al pequeño consumidor, es clave en España. Se ha superado la etapa inicial llegando a la madurez; existen fabricantes aquí capaces de proporcionar instalaciones y servicios de calidad. La faceta solar térmica podríamos calificarla casi como un deber para el ciudadano español y, sin ninguna duda, seguirá creciendo en los próximos años si los políticos no ponen más trabas.

## CAPÍTULO 3: Método de cálculo

El objeto de cálculo ha sido una central térmica con aprovechamiento solar, para lo que ha sido necesario recorrer el camino del flujo calorífico al revés; siendo el camino habitual de la energía térmica desde el sistema de captación hasta la caldera de la central. En otras palabras, para el correcto dimensionamiento del campo solar, con el tipo de captador recomendado y en número apropiado, debemos conocer la energía proveniente del sol a aportar.

Es decir, el calor que suplirá al que aportaría la caldera convencional para la generación de vapor en el ciclo de potencia. Por este motivo, la explicación del método de cálculo empieza por el circuito secundario, que se corresponde con el bloque de potencia.

Desde ahí se puede llegar al parque de captación solar con los datos requeridos. Pasando primeramente por un sistema de acumulación que nos abastecerá en los momentos de condiciones meteorológicas adversas.

Todo ello se relata a continuación. Se explica la tecnología a la que se ha recurrido y se justifica razonadamente el método de cálculo aplicado.

### 3.1. Circuito secundario: Ciclo Orgánico de Rankine

El ciclo termodinámico habitual a recorrer en el circuito secundario para la conversión de calor en trabajo es el ciclo de Rankine. En su situación ideal, se compone de los siguientes pasos:

- *Proceso 1-2: Compresión isoentrópica.* Mediante un compresor con aportación de trabajo mecánico externo (consumo de potencia  $W_{12}$ ) se comprime el fluido de trabajo en fase líquida hasta la presión de caldera.
- *Proceso 2-3: Aporte de calor isobárico.* En la caldera se le transmite calor al fluido de trabajo a presión constante (calor aportado  $Q_{23}$ ), primero hasta la temperatura de saturación entrando en la campana de vapor saturado. Se produce el cambio de fase progresivo y finalmente sale de la campana siendo vapor sobrecalentado en el punto 3.
- *Proceso 3-4: Expansión isoentrópica.* La turbina de vapor provoca movimiento en su eje, y por tanto potencia (generación potencia  $W_{34}$ ), a base de reducir la presión del fluido de trabajo en estado gaseoso desde el valor de la caldera hasta la presión del condensador.
- *Proceso 4-1: Extracción de calor isobárico.* El fluido que ha atravesado la turbina se hace pasar por un condensador para que este le transmita a un circuito de refrigeración su calor remanente (calor extraído  $Q_{41}$ ). De esta manera alcanza el estado de líquido saturado para poder volver a ser bombeado.

Debemos tener en cuenta que en este caso ideal se presupone que la caldera tendrá un proceso sin pérdidas de carga, al igual que el condensador, cuyo intercambiador de calor se cree que trabajará sin ocasionar una bajada de presión en el fluido.

Además, el mecanismo de bomba y la turbina presentan un rendimiento isoentrópico incurriendo en menos presiones a la entrada de la caldera y menos extracción energética, respectivamente. Así, tras el bombeo llegaríamos a un punto próximo al 2 pero con menor componente vertical (2s), e igualmente tras la extracción de la turbina llegaríamos a un punto próximo al 4 pero más alto (4s). Estas desviaciones ocasionan una reducción del rendimiento en la realidad.

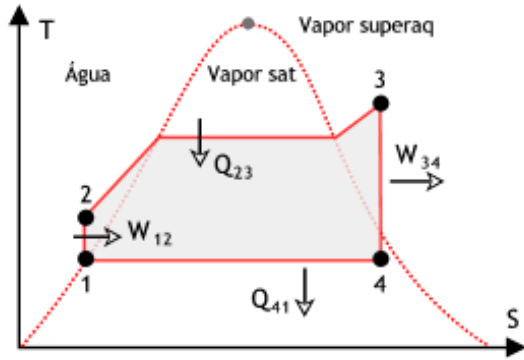


Figura 10. Diagrama T-s del ciclo de Rankine

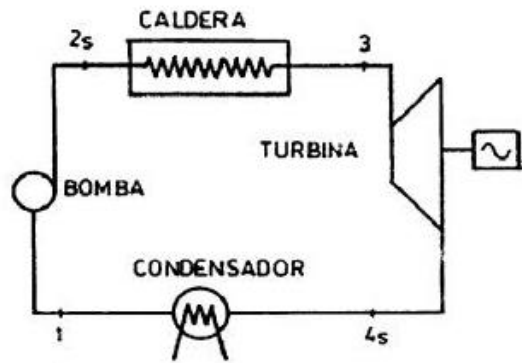


Figura 11. Esquema de los elementos en un ciclo de Rankine

Una vez definido el ciclo de Rankine podemos entender fácilmente las ecuaciones que describen su funcionamiento. Ellas se pueden deducir intuitivamente mediante balances de energía y de masa.

- Aportación de trabajo ( $W_{12}$ ) de la bomba por unidad de tiempo:

$$\frac{\dot{W}_{pump}}{\dot{m}} = (h_2 - h_1) \quad \text{Ecuación 1}$$

- Calor transmitido al fluido ( $Q_{23}$ ) en la caldera por unidad de tiempo:

$$\frac{\dot{Q}_{caldera}}{\dot{m}} = (h_3 - h_2) \quad \text{Ecuación 2}$$

- Generación de potencia ( $W_{34}$ ) por la turbina por unidad de tiempo:

$$\frac{\dot{W}_{turbina}}{\dot{m}} = (h_3 - h_4) \quad \text{Ecuación 3}$$

- Rendimiento térmico del ciclo:

$$\eta_{térmico} = \frac{\dot{W}_{turbina} - \dot{W}_{pump}}{\dot{Q}_{caldera}} \quad \text{Ecuación 4}$$

- Potencia total obtenida en el ciclo por unidad de tiempo:

$$\dot{W}_{neto} = \dot{m} \cdot (W_{turbina} - W_{pump}) \quad \text{Ecuación 5}$$

- Rendimiento isoentrópico ( $\eta_{iso}$ ):

$$\eta_{iso} = \frac{W_{eje}}{W_{m\acute{a}xima}} \quad \text{Ecuación 6}$$

El rendimiento isoentrópico relaciona la potencia obtenida o desarrollada en el eje de la turbina o bomba, con la potencia que se podría obtener en el mismo proceso isoentrópico sin pérdidas de ningún tipo. Habitualmente se le confiere un valor de 0,85.

Siendo en todo momento  $h$  la entalpía del fluido de trabajo en cada punto del ciclo termodinámico y  $\dot{m}$  el flujo másico del mismo.

### 3.1.1. Fluido de trabajo

En el ciclo de potencia, aunque mayormente se trabaja con agua, existe la posibilidad de introducir otro tipo de fluidos. Teniendo en cuenta que nuestro deseo es que la central tenga una potencia instalada de 12 MW térmicos y usando las ecuaciones recientemente planteadas, exponemos el comportamiento del ciclo con varios fluidos. Las opciones fluidas elegidas son en base a ser parecidos al R22, sustancia que se recomendaba para esta aplicación, pero que hoy en día está prohibido en España por contener cloro que daña la capa de ozono.

Tabla 2. Comparación del rendimiento y flujo para varios fluidos de trabajo

Fluido	Rendimiento térmico ( $\eta$ )	Flujo másico necesario ( $\dot{m}$ ) [kg/s]
Agua	0,05348	328,8
Isobutano	0,2241	85,59
n-butano	0,2132	86,3
R245fa	0,1887	242,7
R7000	0,1414	310,1

Estos han sido los valores obtenidos para las condiciones de temperaturas de trabajo estimadas a partir de los datos solares. Está claro que la elección final del fluido es el isobutano, justificándose por ser el de mayor rendimiento para nuestras operaciones y además, positivamente es el que menos flujo necesita, por lo que incurriremos en menos costes.

El isobutano, o también denominado metilpropano, es un isómero del butano, perteneciente a la familia de los alcanos. Es un compuesto orgánico, por lo que el ciclo de Rankine pasa a ser un Ciclo Orgánico de Rankine (ORC).

Esta variación del ciclo de Rankine es idéntica a la explicada previamente. Únicamente aporta mayor facilidad de obtención de energía en caso de querer trabajar a bajas

temperaturas porque también permite alcanzar fácilmente la región de vapor sobrecalentado. Esto responde a razón de que los fluidos orgánicos son de alta masa molecular por lo que almacenan más energía en su interior. Finalmente, los valores obtenidos para el ciclo termodinámico mediante el programa EES, son:

**Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg**

$\eta_{\text{iso}} = 0,85$	$\eta_{\text{termico}} = 0,2241$	$h1 = 927,9$	$h2 = 782,4$	$h2s = 756,7$
$h3 = 297$	$h4 = 302,3$	$h4s = 301,5$	$\dot{m} = 85,59$	$P_1 = 2500 \text{ [kPa]}$
$P_2 = 125 \text{ [kPa]}$	$Q_{\text{aportado}} = 625,6$	$s1 = 2,948$	$s2s = 2,948$	$T_1 = 200 \text{ [}^\circ\text{C]}$
$T_3 = 40 \text{ [}^\circ\text{C]}$	$T_4 = 40 \text{ [}^\circ\text{C]}$	$v3 = 0,001887$	$\dot{W}_{\text{net}} = 12000 \text{ [kW]}$	$W_{\text{pump}} = 5,272$
$W_{\text{turbina}} = 145,5$	$x_3 = 0$			

Figura 12. Resultados termodinámicos del ciclo de potencia a través del programa EES

### 3.1.2. Caldera auxiliar

A la hora de diseñar una central termosolar se realizan previsiones meteorológicas, las cuales ni que decir tiene, están sujetas a la variabilidad. Estas se hacen en base a datos históricos de mediciones realizadas en la ubicación que ocupará el complejo. Por ello, no siempre es factible contar con la producción de energía solar térmica necesaria para cubrir la demanda que nuestra caldera principal reclama.

Debemos ser conscientes de que el almacenamiento de energía eléctrica o en sus formas primarias es una labor tediosa y lleva a sobrecostes. Es la razón por la que se busca que la generación y el consumo sean coincidentes en tiempo y lugar en la medida de lo posible.

Lo que se hace en todas las estaciones de captación es, tratando de corregir las desviaciones deficitarias de las previsiones, se incorpora una caldera auxiliar a base de un combustible fósil. Con vistas a cumplir con los planes de producción previstos y para no parar la central o dejar a nadie desabastecido, se recurre a esta fuente cuando existe falta de radiación solar.

Previamente existe la posibilidad de recurrir a un sistema de almacenamiento térmico formado con los excedentes de radiación de días soleados. Pero esto sigue estando sujeto a las previsiones de que no se mantendrán las condiciones adversas más de un determinado número de horas, de manera que la cantidad de calor en nuestra reserva no llegaría a agotarse y el campo solar nos abastecería de nuevo.

Este almacén primitivo es recomendable. Mientras que, el propio BOE recoge la posibilidad de contar con una caldera de gas natural. Lo que no se permite es un mayor rendimiento energético quemando el gas natural en una turbina de gas acoplada a un generador eléctrico y aprovechar a mayores el estado térmico de los gases de escape para generar vapor de otro fluido. Es decir, la legislación impide vincular a un proceso de cogeneración esta segunda caldera.

El sistema de apoyo convencional puede ser una caldera de biomasa, pero no es lo habitual porque la biomasa tiene menor poder calorífico y tardan más en alcanzar la temperatura de combustión. Por lo que siendo un sistema que se aplica en situaciones de emergencia y a veces durante solo unas horas, debe ser algo rápido. Además, requieren mayor superficie para almacenamiento del material orgánico.

Se ha justificado la necesidad de añadir una caldera auxiliar buscando evitar la dependencia de las condiciones atmosféricas. No obstante, se dan otras situaciones puntuales para las que también sería necesario. Como por ejemplo, vencer inercias térmicas en algunas mañanas de invierno o la puesta en marcha de la central.

En nuestra instalación se implanta una caldera auxiliar de gas natural a la que se acudirá para cubrir todas las situaciones anteriormente descritas. También se contará con un sistema de acumulación, el cual trataremos más adelante, concretamente en el punto 3.2. *Sistema de acumulación.*

### 3.1.3. Turbina

Una turbina es una turbomáquina motora compuesta por una o más etapas. En su figura cilíndrica, cada etapa se compone de un conjunto de paletas fijas denominado estátor, y un conjunto de álabes que giran denominado rotor.

Este giro se produce a causa de la pérdida de cantidad de movimiento del fluido a presión que se hace pasar a su través. Ocasionando un par en el eje de la turbina, que es energía mecánica, lo que buscábamos para implementar un alternador que nos dé finalmente energía en estado eléctrico.

El objetivo es que el fluido cinético produzca la mayor fuerza tangencial posible sobre los álabes para impulsar la rueda, lo que significaría que la presión de escape es menor y estaríamos extrayendo mayor cantidad de movimiento. Para ello se debe estudiar cuidadosamente la geometría de las paletas y los álabes. Por eso se puede decir que es un motor eficiente comparado con los de combustión interna.

Como ya vimos, la turbina puede ser a gas, recurriendo a combustible fósil y usando los gases de escape con aire como fluido de trabajo para la conversión de energía. O, puede ser una turbina a vapor, caracterizada por la gran disminución de densidad que sufre el fluido y el posible cambio de fase a líquido.

Dentro de las turbinas térmicas tenemos las de acción, que intercambian energía cinética únicamente, la energía de presión no varía. Y, las de reacción, cuyo intercambio de energía es principalmente de presión, pues siempre hay un cierto intercambio de energía cinética. Esta subdivisión se obtiene mediante el grado de reacción ( $\sigma$ ), que es la proporción de energía que se intercambia como energía de presión, nulo en el caso de las de acción.

Según su uso, se pueden diferenciar de condensación o de contrapresión. Las primeras son las que buscan exprimir al máximo el estado energético del fluido, por lo que la única opción tras alcanzar una baja presión de escape es condensarlo. Las segundas buscan aprovechar parte de su estado térmico, ya que el fluido con cierta presión de escape se utilizará en otras aplicaciones de un proceso industrial, como accionamiento de bombas de agua o ventiladores de tiro.

La turbina es un elemento muy conocido de cuyos tipos habremos escuchado hablar en algún determinado momento. Por eso, huelga decir que nuestra central termosolar contará en su bloque de potencia con una turbina de vapor con un alto grado de reacción y de condensación, lo propio para aplicaciones energéticas.

La susodicha elegida es el modelo SST-150 de la marca Siemens. Una turbina de carcasa simple hábil para aportar eficiencia en usos de generación de energía. Su potencia máxima es de 20 MW, más de los 12 que nos dará inicialmente. Sin embargo, este exceso de capacidad es positivo porque deja la puerta abierta a ampliar la potencia instalada de la central en el futuro.

Además, sus datos técnicos de funcionamiento, tanto presión y temperatura a la entrada como presión a la salida, cumplen con nuestras condiciones de operación. El resto

de especificaciones y características de menor peso en su elección se muestran en el catálogo del propio fabricante, incluido en el ANEJO I.

También cabría la posibilidad de colocar dos turbinas de menor capacidad en serie, algo que a priori, pudiendo acudir a una única con las mismas atribuciones, se desaconseja por complicar el sistema y duplicar elementos.



Figura 13. Imagen del eje de una SST-150

### 3.2. Sistema de acumulación

Uno de los puntos críticos de las instalaciones de energía solar es ajustar la producción energética del sistema a la demanda, algo que resultará imposible por la discontinuidad de las horas solares: nuestra fuente. Esto ya se abordó en el apartado 3.1.2. *Caldera auxiliar*, cuando se justificó la necesidad de una caldera auxiliar y un sistema de acumulación que la acompañe.

La estrategia consiste en utilizar la energía que los captadores nos dan para generar vapor en la caldera del bloque de potencia. En la situación de que la radiación incidente sea más de la que necesitamos, se almacenará. Entonces, el objetivo del sistema de acumulación será poder disponer de flujo calorífico para alimentar la caldera y que la turbina siga funcionando cuando las condiciones del tiempo sean desfavorables (nubes, lluvias, bajas temperaturas de invierno...) y por la noche. En caso de las condiciones atmosféricas negativas permanezcan invariables más tiempo del que el sistema de acumulación nos puede surtir, acudiremos a la caldera auxiliar hasta que el Sol nos provea otra vez del calor que precisamos.

El funcionamiento de un sistema primario de almacenamiento térmico es básico. Se construye un depósito de hormigón que se llena con un aceite sintético de gran calor específico, al que se le pueden añadir sales fundidas o sólidos para favorecer el atrapamiento de calor.

El volumen de acumulación ganará calor por un lado gracias a la cesión en un intercambiador de calor (denominado el primario) por parte del fluido calentado en los colectores solares. Mientras que por el otro lado lo pierde cediéndolo en otro intercambiador de calor (denominado el secundario) en lo que sería la caldera al fluido del ciclo de potencia, el isobutano en nuestro caso.

Principalmente, y para este tipo de aplicaciones existen dos tipos de acumuladores:

- *Depósito interacumulador*: Alberga los intercambiadores de calor en el interior del depósito.
- *Depósito acumulador*: Los intercambiadores de calor se sitúan en el exterior.

El empleo de uno u otro está condicionado por el tamaño de la instalación solar. Generalmente si la instalación es pequeña se utilizan interacumuladores, pero si se trata de instalaciones grandes se emplean depósitos con sistemas de intercambio externo al mismo.

Es obvio que nos ubicamos en el segundo caso: instalaciones de gran dimensión. Por ello tanto el intercambiador primario como el secundario se colocan fuera del depósito de acumulación.

Si bien es cierto que no entramos en el dimensionamiento y número de intercambiadores, podemos hacer algún apunte técnico. Se propone incorporar los del tipo de placas, que será mejor solución técnica y comercial en comparación con uno de carcasa y tubos. Ya que el de placas se recomienda cuando se trabajemos con presiones y temperaturas altas, además de transferencia de calor alta y variable.

### 3.2.1. Fluido de almacenamiento

El fluido de almacenamiento es el que ocupará el tanque de acumulación. De él se espera que guarde el calor proveniente del circuito primario para devolverlo a su vez al circuito secundario, por lo que debe contener el mayor calor específico posible.

A la vista del mercado y con estas premisas técnicas, se elige el DowTherm A. Un aceite sintético de la multinacional química Dow Chemical Company por lo que resulta económico y no se nos cortará el suministro en caso de reposiciones futuras.

Este líquido térmico, recomendado por el fabricante para aplicaciones solares, no se degenera a altas temperaturas, funciona apropiadamente en el rango de temperaturas 260°C - 10°C, lo que se ajusta a nuestras condiciones. En estos términos ofrece una densidad prácticamente constante de 1100 [kg/m<sup>3</sup>] (exactamente 1056 [kg/m<sup>3</sup>] a 25°C), y un calor específico de 2000 [J/kgK].

### 3.2.2. Uso de sales fundidas o de PCM

Tanto las sales minerales fundidas como los materiales con cambio de fase (Phase Change Material-PCM), son sólidos que se pueden sumar al fluido de almacenamiento para guardar el calor. Ambas tecnologías, recientes y de reciente aplicación, se usan para los casos de alcanzar altas temperaturas, como se da en las centrales de fuente solar, por eso se asocian al tipo de captadores de concentración y no a instalaciones de baja temperatura, como las destinadas al suministro de agua caliente sanitaria.

Las sales fundidas son inorgánicas, tales como mezclas de nitrato sódico y potásico, y se funden al llegar a unos 250°C, llegando hasta los 550°C, por lo que se usan habitualmente cuando en el campo solar hay como concentrador una torre con helióstatos. En el funcionamiento, ya descrito en el apartado 2.3. *Tecnologías actuales*, se entiende la necesidad de contar con dos tanques, lo que encarece la instalación a pesar de ser un proceso más eficiente. Además, tratándose de sales habrá que proveer las caras internas con alguna pintura protectora contra efectos de oxidación.

En la vigente investigación sobre las sales fundidas se experimenta con otras mezclas, como el nitrato de calcio, que se funde por debajo de los 100°C y favorecería a los captadores cilíndrico parabólicos. También se contempla introducir dichos elementos en el circuito primario del campo solar, lo que sería perjudicial en un lugar en el que no se pudiera mantener una temperatura alta, ya que las sales se podrían solidificar, depositar y generar mayor coste de bombeo, además de dañar los rodetes de las bombas. Con todo esto, las pesquisas están en curso y a día de hoy resulta tecnología cara.

En cuanto a los materiales con cambio de fase pueden ser orgánicos o inorgánicos. Son sólidos con un alto calor latente por lo que su densidad de almacenamiento es alta. Su



interés radica en que los cambios de fase se realizan a temperatura constante, mientras va absorbiendo o cediendo energía calorífica.

Su funcionamiento es ya deducible: se adicionan al depósito de acumulación para absorber calor y cambiar a estado líquido, para luego devolverlo cuando la temperatura interna del tanque disminuya y se requiera su servicio. Se usan disueltos en agua.

Tras esta explicación individual de estas formas de almacenamiento empleadas en otras centrales termosolares, se entiende que se descarte su uso en la nuestra. Las sales fundidas no son apropiadas porque no alcanzamos la temperatura a la que resultan interesantes, mientras que, los materiales de cambio de fase no se usan con el DowTherm.

### 3.2.3. Dimensionamiento del tanque de acumulación

Para el cálculo del sistema de acumulación hay un factor determinante: el número de horas que queremos que nos abastezca de flujo calorífico en la caldera mientras se dan las condiciones climatológicas contrarias. Evidentemente, queremos que nos suministre indefinidamente, pero esto no es posible para no caer en tamaños de tanques desproporcionados que se verán desaprovechados la mayor parte del tiempo y por encima incurrir en grandes costes de construcción.

Existe otra premisa, y es que los depósitos deben ser esbeltos, es decir, poseer la menor relación posible entre base y altura. Esta verticalidad es para favorecer la estratificación, las capas más frías del fluido de almacenamiento estarán en la parte baja del depósito mientras que las capas más calientes, por su menor densidad, irán subiendo hasta la parte superior. Se busca la estratificación para poder colocar el intercambiador primario en la parte inferior y que el fluido de trabajo en el campo solar inicie su recorrido con la menor temperatura posible, así captará más energía solar. Con la misma idea, se coloca el intercambiador secundario en la parte alta del tanque para que el fluido del circuito secundario, el isobutano, se caliente lo máximo posible. Además, se recomienda que sean cilíndricos, porque incorporan mayor volumen por unidad de área que otras figuras y no contienen esquinas, elementos problemáticos en cuanto a distribución de presión.

Para el método de cálculo del tanque de acumulación se puede realizar un proceso de optimización del mínimo. Es decir, obtener el volumen de almacenamiento necesario, plantear la ecuación del volumen del depósito en función del radio y altura, derivar esa ecuación e igualar a 0.

No obstante, nosotros no lo podemos aplicar porque no conocemos el volumen de almacenamiento de antemano y además, se le añadirá unas pérdidas que son a su vez función del área del contenedor. Por ello, aplicamos un método por tanteo de prueba y error.

Partimos del deseo de querer contar con un sistema de acumulación que nos abastezca durante 24 horas, un valor alto comparado con otras centrales. Pero debemos señalar que nos lo podemos permitir porque estamos generando menos potencia en la turbina que esas mismas, y además nos ubicaremos en Galicia, donde no es descabellado pensar en unas condiciones atmosféricas adversas continuadas.

El calor necesario será el que consume la caldera, el intercambiador secundario, por unidad de tiempo por las 24 horas que queremos:

$$Q_{necesario} = \dot{Q}_{caldera} \cdot 24 \quad \text{Ecuación 7}$$

El calor de pérdidas se obtiene de la siguiente expresión:

$$Q_{pérdidas} = h_e \cdot A \cdot (T_p - T_\infty) \cdot 24 \quad \text{Ecuación 8}$$

Siendo  $h_e$  el coeficiente de convección de calor en la pared exterior del depósito, al que dado todos los materiales y recubrimientos de los que dispondrá, se le estima un valor de 50 [W/m<sup>2</sup>K]. El área exterior  $A$  del tanque se compondrá de la parte cilíndrica y de una tapa circunferencial. El gradiente de temperaturas tendrá lugar entre la temperatura de la pared exterior  $T_p$ , mediada en 200°C, y la temperatura ambiente  $T_\infty$ , habitualmente 15°C.

El volumen de acumulación necesario será entonces la energía necesaria más las pérdidas que estas ocasionan, entre la densidad  $\rho$  y el calor específico  $C_e$  del aceite térmico para el gradiente de temperaturas previsto en el interior, unos 245°C en su capa más alta y unos 180 en la capa más baja. Es posible que la estratificación sea mayor y en la parte baja se obtengan temperaturas menores, sin embargo, se prefiere permanecer en el lado de la seguridad e incrementar el volumen de acumulación.

$$\boxed{V_{acumulación} = \frac{E_{necesario} + E_{pérdidas}}{(\rho \cdot C_e)_{DowTherm} \cdot \Delta T}} \quad \text{Ecuación 9}$$

El proceso de tanteo se empieza valorando cuántos tanques serán necesarios. Esta información junto con los datos iniciales de radio y altura para la primera iteración se pueden extrapolar observando lo aplicado en otras centrales termosolares de España. A continuación, se calcula el volumen del depósito para las dimensiones supuestas y se comprueba si estamos por encima del volumen de acumulación que los motivos energéticos nos exigen para esas dimensiones, puesto que el área influye en las pérdidas. Si se verifica, estamos de enhorabuena y habremos encontrado una solución de entre múltiples posibles. En caso negativo, se deberá volver a iterar con otros datos de radio y altura.

En nuestro caso, se ha optado por contar con un tanque. En el proceso de prueba y error, salvaguardando los condicionantes de esbelto y cilíndrico, se ha alcanzado una buena solución de compromiso. Un sistema de acumulación de 25 metros de altura y 15 metros de diámetro, lo que da un volumen geométrico de 17.671 m<sup>3</sup>, mientras que el volumen de acumulación exigido en esas condiciones es de 17.564 m<sup>3</sup>. El geométrico es ligeramente superior al requerido, por lo que se ha iterado bien y no se caerá en sobredimensionamientos. De hecho, esos 107 m<sup>3</sup> sobrantes resultan necesarios para evitar altas presiones en caso de formación de gases en el interior.

$$\checkmark \quad V_{geométrico} > V_{acumulación}$$

### 3.3. Campo solar

El campo solar es el subsistema de captación. Su objetivo es recoger la mayor cantidad posible de radiación solar para calentar un fluido caloportador que ceda esta ganancia térmica en el intercambiador primario al fluido del sistema de acumulación.

Para ello se compone principalmente de la gran extensión ocupada por los concentradores o módulos orientados en la dirección perpendicular al Sol para que la incidencia sea máxima. Esto supone dotar a la instalación de un sistema de seguimiento solar. Dado que el número de módulos será muy elevado, resulta inviable e ilógico alinearlos todos en serie. Lo que se hace es agruparlos según el número de elementos que recomiende el fabricante, dando lugar a la unidad denominada colector solar. Así se economiza también la instalación, ya que los módulos de un mismo colector solar pueden compartir el sistema de tracción del seguimiento solar.

Otro elemento importante del campo solar es el circuito por el que fluye el fluido térmico al que se le transmite el calor solar. Este circuito se denomina primario y se implanta el recorrido que menos pérdidas de carga genere. También se admite una reconocida mención

a la cimentación y estructura, de cierta complejidad en el uso de algunos grandes captadores de concentración.

### 3.3.1. Ubicación y datos meteorológicos

La ubicación elegida para una central termosolar es un aspecto muy importante, dado que el clima varía mucho de una zona a otra incluso dentro del mismo país. Factor clave es la irradiación y las horas de luz solar en la región susceptible de ser elegida. Se puede recurrir a datos históricos si alguna organización fiable los ha ido recolectando diariamente. En caso contrario, debemos dedicar un tiempo a recoger nosotros mismos esos datos experimentalmente con equipos en la zona.

En la decisión final también se tienen en cuenta otras cuestiones que juegan un papel estrictamente menor que el propio flujo calorífico proporcionado, pero no por ello menos importante. Tales como la nubosidad, velocidades de viento que generan un régimen turbulento sobre el tubo caloportador y roba calor del fluido térmico o partículas en suspensión que ensucian la superficie captadora.

Es primordial que un proyecto de esta índole cuente con un meticuloso análisis previo de las condiciones climáticas futuras. Dado que el Sol será el motor y la base de toda la instalación, para poder alcanzar las temperaturas supuestas y que la turbina entre en funcionamiento con la consecuente generación final de energía eléctrica.

Dentro de los motivos a sopesar en la elección de un lugar para implantar una central hay otros ajenos a las condiciones atmosféricas. Se deberá realizar también un estudio económico de la viabilidad de la misma para unos valores de demanda creídos necesarios en esa localización. Además, se debe tener en cuenta la facilidad de transporte de los elementos constructivos hasta el lugar en cuestión y la distancia entre el punto de generación y el de consumo, por las pérdidas ocasionadas en la distribución.

Con todo ello, la ubicación elegida para construir, mantener y operar una central termosolar durante un largo período de años futuros es la provincia de A Coruña, situada en Galicia, con unas coordenadas 43° Norte (latitud) y 8° Oeste (longitud). Acudiendo a la base de datos de la NASA, institución seria de carácter fiable, podemos obtener los valores meteorológicos que requerimos:

#### Monthly Averaged Direct Normal Radiation (kWh/m<sup>2</sup>/day)

Tabla 3. Datos para los 6 primeros meses del año de la radiación media mensual directa en A Coruña (Fuente: NASA)

Lat 43 Lon 8	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
22-year Average	3.69	4.61	5.48	5.75	6.86	8.17

Tabla 4. Datos para los 6 últimos meses del año de la radiación media mensual directa en A Coruña (Fuente: NASA)

Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
8.80	7.91	6.57	4.56	3.61	3.22	5.78

### Monthly Averaged Daylight Hours (hours)

Tabla 5. Datos para los 6 primeros meses del año del número de horas solares en A Coruña (Fuente: NASA)

Lat 43 Lon 8	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
Average	9.41	10.5	11.9	13.3	14.6	15.3

Tabla 6. Datos para los 6 últimos meses del año del número de horas solares en A Coruña (Fuente: NASA)

Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
15.0	13.9	12.5	11.0	9.80	9.08

A partir de estos datos históricos, elaborados incluso con un trabajo de registro de 22 años como se indica en la tabla de la radiación directa mensual, podremos proceder al dimensionamiento del campo solar.

#### 3.3.2. Concentradores cilíndrico parabólicos y tubo absorbedor

Tratándose de una aplicación de producción masiva de energía, se debe recurrir a captadores de concentración, ya descritos en el apartado 2.3. *Tecnologías actuales*, para poder reunir mayor cantidad de radiación solar.

Ante los distintos captadores de concentración se descartan los sistemas de disco parabólico y la torre central con helióstatos por utilizarse para proporcionar una energía final mayor que la marcada como objetivo, pues con ellos se alcanzan mayores temperaturas en el fluido primario. Asimismo, son recursos con un proceso de diseño nada trivial y que cuentan con unas formas poco favorables a la hora de realizar la construcción, por lo que se encarece el sistema.

Por tanto, el método de captación se realizará a través de concentradores cilíndrico parabólicos. Ubicados en el campo solar, sus espejos, reflejarán la radiación solar directa concentrándola sobre la línea focal de la parábola, donde estará el tubo absorbedor por donde circula el fluido térmico. Con el fin de que este fluido alcance o supere las temperaturas de operación, el tubo absorbedor y en consecuencia los espejos parabólicos, deberán tener una cierta longitud lineal.

Acudiendo al mercado y según las prestaciones requeridas, se propone el uso de un CCP de la marca Vicot Group. Se ajusta a las temperaturas de operación deseadas y ofrece un rendimiento válido dentro de un plazo de vida aceptable. Comprobando, su factor de concentración  $C$  es:

$$C = \frac{\text{Área}_{\text{apertura}}}{\text{Área}_{\text{tubo abs.}}} = \frac{3 \cdot 2,5}{3 \cdot \pi \cdot 0,047} = 16,93 \quad \text{Ecuación 10}$$

Por lo que también resulta interesante, pues normalmente en este tipo de colectores está en torno a 15. Como diámetro del tubo absorbedor se indica el valor de 0,047, pues en vista de las opciones comerciales, se decide la compra del tubo absorbedor de la marca Yaoguo. Sus dimensiones se ajustan a las de los espejos captadores, teniendo la longitud opcional de 3 metros para poder acoplarlos a los soportes de los elementos parabólicos. Igualmente, nuestras temperaturas de trabajo entran dentro de su rango posible y con una eficiencia admisible.

Realmente, el mencionado tubo no es más que una canalización tipo termo. Es decir, una carcasa de vidrio con revestimiento antirreflexivo en cuyo interior se ubica concéntricamente un tubo metálico recubierto con un material de baja emisividad y alta absorción. En el espacio entre ambos tubos se genera un anillo de vacío para propiciar el tránsito de calor. También se opta por colocar unas bridas en las juntas entre tubos con un fuelle que compense las dilataciones, y unas sustancias sólidas metálicas en la corona al vacío, denominadas getters, para absorber gases procedentes de la degeneración térmica del aceite. Así se mantiene el vacío y se asegura el correcto traspaso de calor.

Se adjunta el catálogo con las especificaciones técnicas del colector cilíndrico parabólico en el ANEJO II y el catálogo del tubo receptor en el ANEJO III.

### **3.3.2.1. Sistema de seguimiento solar**

Dado que los colectores cilíndrico parabólicos solo capturan la fracción de energía solar directa porque sus bordes curvos impiden el reclutamiento de la parte difusa y de albedo, es necesario que el ángulo de incidencia de los rayos solares se aproximen lo máximo posible a la perpendicularidad.

Así se justifica la imperiosa necesidad de inclusión del sistema de seguimiento solar en este tipo de captadores. Su fin es hacer girar los colectores solares conforme lo va haciendo la Tierra, de manera que se mantenga la mencionada perpendicularidad.

Existe la posibilidad de seguimiento según uno, dos y hasta tres ejes como en el caso de los helióstatos. Afortunadamente, los CCP requieren de un solo eje a lo largo de la longitud del colector, lo que facilita su implantación y abarata la central. Deben ser robustos, de operación segura y revisarse periódicamente.



*Figura 14. Imagen de un seguimiento solar de un eje*

La orientación, tratándose de un único eje, puede ser Norte – Sur o Este – Oeste. Esta disyuntiva se resuelve consultando la latitud del lugar del campo solar, así para la región situada entre las latitudes de  $30^{\circ}$  y  $45^{\circ}$ , se emplea un eje Norte – Sur, por lo que el seguimiento se realiza Este – Oeste, desde la salida del Sol por el Mar Mediterráneo hasta su puesta en el Océano Atlántico. Una vez llegada la noche, el propio engranaje de seguimiento haría girar de nuevo en sentido contrario los prácticamente  $180^{\circ}$  que se recorrieron durante el día, hasta su posición inicial para apuntar al Sol a la mañana siguiente.

El mecanismo que provoque el par de giro del eje, situado en la estructura de soporte, puede ser eléctrico en el caso de colectores pequeños o bien pistones hidráulicos en el caso de mayores dimensiones, ya que son capaces de ejercer más fuerza sobre el conjunto de módulos que comparten dispositivo de seguimiento.

Para que el sistema vaya proporcionando el adecuado ángulo de giro en el eje según van pasando las horas a lo largo del día, hay dos opciones. Se pueden colocar sensores solares llamados fotocélulas, que detectan el foco de luz y se orientan hacia ellos. O se pueden colocar codificadores rotativos, que detectan el ángulo necesario mediante el cálculo del vector solar (operación compleja) proporcionándole como inputs al código la latitud, longitud y tiempo universal, expresado en año, mes, día, hora, minutos y segundos.

Finalmente, en nuestra instalación procederemos a realizar un seguimiento solar mediante un único eje Norte – Sur, acorde a lo recomendado por poseer A coruña una latitud de  $43^{\circ}$  Norte. Asimismo, se impulsará por un pistón hidráulico por tratarse de un gran número de concentradores en cada colector y por sus dimensiones. Además, se prefiere el uso de codificadores rotativos, puesto que a pesar de poder ser más caros tienden a estropearse menos y son más fiables, pues si se ensucia la pantalla fotodetectora, se anula el seguimiento.

### **3.3.3. Circuito primario: configuración del campo solar**

El campo solar debe suministrar al sistema de acumulación y por ende al intercambiador secundario, un flujo calorífico proveniente de la energía térmica del Sol. En base a estas necesidades el campo solar será más o menos grande, a mayor temperatura necesitada en la caldera, mayor número de colectores y mayor extensión ocupada; y la distribución de los colectores en el territorio necesitado puede tener varias configuraciones.

### **3.3.4. Fluido caloportador**

El circuito primario es el recorrido que componen los tubos receptores por encima de los espejos parabólicos, contando la entrada y salida del intercambiador primario. Este camino debe andar un fluido de buenas propiedades de almacenamiento calorífico, apodado HTF (Heat Transfer Fluid). Su finalidad será transportar en forma de temperatura la radiación que recibe hasta el intercambiador primario, donde se busca que ceda la mayor cantidad de calor posible, volviendo a iniciar el circuito del campo solar a la salida del mismo intercambiador pero ya a baja temperatura.

Habitualmente se usa aceite como HTF, porque cumple las condiciones de alta temperatura de ebullición, baja de congelación, calor específico elevado y viscosidad baja para que fluya bien por las cañerías. Con estas condiciones se selecciona comercialmente para su uso el aceite HTF- BASIC de la marca Pirobloc. Además de cumplir con los requisitos técnicos para nuestras condiciones de contorno, se recomienda su uso en la aplicación de transmisión de calor en circuito cerrado. Se incluye en el ANEJO IV los datos experimentales proporcionados por el fabricante.

La velocidad de flujo se aconseja hidráulicamente que no sea menor de 1,5 m/s y también para permanecer en régimen turbulento, favoreciendo la transmisión de calor. Teniendo esto en cuenta y que la viscosidad  $\nu$  del aceite a la temperatura esperada de

operación en el conducto se obtiene por la información de la casa. Planteamos el número de Reynolds para averiguar la velocidad necesaria que nos hace superar el valor de 2300, hasta el cual un flujo interno se considera todavía laminar:

$$Re = \frac{Vel \cdot D_{tubo}}{\nu} = 35250 \quad \text{Ecuación 11}$$

Nos quedamos con la mínima velocidad del HTF de 1,5 m/s recomendada por los entendidos, garantizando el régimen turbulento y sin necesidad de consumir más electricidad en las bombas del circuito para generar altas velocidades de circulación.

Para el cálculo del flujo másico del aceite caloportador, bastará con obtener del fabricante su densidad a la misma temperatura esperada:

$$\dot{m} = \rho \cdot Vel \cdot \pi \cdot \frac{D_{tubo}^2}{4} = 1,92 \text{ kg/s} \quad \text{Ecuación 12}$$

Una vez tengamos el dato de la longitud de tubos receptores para elevar la temperatura del aceite primario hasta la deseada, podremos hallar el volumen que se debe comprar.

### 3.3.5. Pérdidas de calor

En el proceso de aprovechamiento térmico de la radiación solar directa aparecen una serie de efectos indeseados que nos alejan del caso ideal de absorción del total de la radiación por parte del HTF. En otras palabras, en la realidad se producen pérdidas de calor que se deben contabilizar en el dimensionamiento solar.

Principalmente, estos se deben a imperfecciones materiales en el captador cilíndrico parabólico y en el tubo receptor, pudiendo ser por causas ópticas, térmicas o geométricas.

- *Pérdidas ópticas:* son debidas a la reflectividad  $\rho$  del espejo parabólico, a la porción de radiación solar directa  $\gamma$  interceptada que puede llegar al tubo absorbedor, a la transmisividad  $\tau$  desde la cubierta del tubo al interior y a la absorptividad  $\alpha$  del tubo metálico por donde fluye el aceite térmico.

$$\boxed{\eta_{\text{óptico}} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha} \quad \text{Ecuación 13}$$

- *Pérdidas geométricas:* son debidas al solapamiento que se puede producir entre colectores. De manera que un módulo esté cubriendo de sombra, total o parcialmente, a la unidad posterior, reduciendo la capacidad de reflexión de esta última. En este apartado también se agrupan las pérdidas ocasionadas por la modificación del ángulo de incidencia  $\theta$ , factor a tener en cuenta en los sistemas con un eje de seguimiento, ya que no tienen elevación durante el año. En este caso, no se obtiene una eficiencia sino que se cuantifica el valor de área pérdida por módulo.

$$\boxed{Superficie_{perdida} = Ancho_{módulo} \cdot F_m \cdot \tan(\theta)} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$\boxed{F_m = Dist_{focal} + \frac{Dist_{focal}^3 \cdot Ancho_{módulo}}{48}} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde la distancia focal puede ser calculada sin ser necesariamente proporcionada por el fabricante si nos especifica detalladamente sus dimensiones modulares. Para ello hay que tener en cuenta la ecuación de una parábola y su superficie curva:

$$f(x) = \frac{\text{Ancho}^2}{16 \cdot \text{Dist}_{focal}} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$\text{Sup}_{curva} = \int_0^{\text{Ancho}} \sqrt{1 + f'(x)} dx \quad \text{Ecuación 17}$$

- **Pérdidas térmicas:** Es el calor que se cede al ambiente desde el fluido del tubo absorbedor. Se puede proceder a descomponer el camino que realiza el flujo calorífico desde dentro hacia fuera mediante los tres mecanismos de transmisión de calor: conducción, convección y radiación. No obstante, es un proceso largo y complicado que aún así puede conducir a imprecisiones, por ello se recurre a obtener experimentalmente el valor del coeficiente global de transmisión de calor  $U_L$  [W/°Cm²]. Estas pérdidas se cuantifican en una cantidad energética fugada por unidad de longitud del tubo, entre la temperatura superficial de la carcasa exterior del tubo y la temperatura ambiente.

$$q'_{perdido} = U_L \cdot \pi \cdot D_{ext,tubo} \cdot (T_{absorbedor} - T_{\infty}) \quad \text{Ecuación 18}$$

Toda esta información que caracteriza los elementos constructivos y requerida para los cálculos, debe ser arrojada por la empresa fabricante mediante una serie de datos técnicos por los cuales podamos obtener, directa o indirectamente, los que deseamos. Además, también se recomienda tener en cuenta un factor de ensuciamiento genérico de 0,95.

### 3.3.6. Dimensionamiento del campo solar

Dimensionar el campo solar consiste en calcular la superficie de captación solar necesaria para alcanzar las temperaturas precisadas por el bloque de potencia y a partir de ahí deducir la mejor distribución en el espacio de los colectores teniendo en cuenta las sombras a sus espaldas. De manera que ocupen la menor extensión posible y el recorrido del circuito primario fuera de los espejos sea el indispensable. Con lo que tendremos reducidas al mínimo las pérdidas térmicas y de carga en la conducción.

#### 3.3.6.1. Ángulo de incidencia

El ángulo de incidencia es el ángulo que hay entre la dirección normal al plano de captación y los rayos solares.

La intensidad de luz que nos llega, la irradiancia, disminuye según el Sol se va alejando de la verticalidad y aumenta el ángulo de incidencia. Lo que se muestra en la figura de la derecha, para el valor constante de radiación emitida por el Sol, en el caso de rayos oblicuos, se ilumina más área. Por tanto la densidad energética será menor. También en la situación oblicua, se ve como existe el ángulo de incidencia, señalado como  $h$  en la imagen, lo que no ocurre con los rayos verticales porque no existe desviación entre la dirección normal y solar.

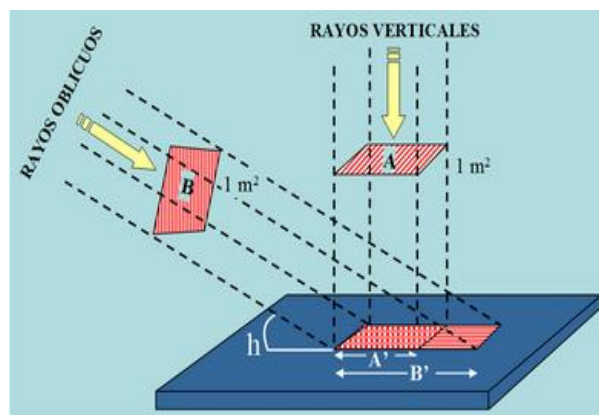


Figura 15. Esquema ángulo de incidencia

Asimismo, la posición solar será baja por la mañana y al ir cayendo la tarde, por lo que los rayos deberán recorrer mayor espesor de atmósfera en la que sufrirán más los fenómenos



ya explicados de reflexión, absorción y transmisión, debido a los elementos encontrados a su paso. Tras esta explicación es entendible que se apueste por un sistema de seguimiento de hasta tres ejes, pues del ángulo de incidencia depende toda la instalación.

En el estudio del ángulo de incidencia se debe tener en cuenta varios datos según el lugar en el que nos encontremos: la coordenada geográfica de latitud  $\beta$ , la declinación  $\delta$  y la hora solar  $\omega$ . Además, si ya de por sí resulta complejo su cálculo (pudiendo suponer hasta 16 operaciones), se debe tener en cuenta también el tipo de seguimiento con el que se cuenta, pues el ángulo variará acorde a la dirección del eje y si el giro es de ajuste continuo, por horas o diario.

Tratando que el ángulo de incidencia sea máximo o lo más próximo, es decir  $90^\circ$ , se propone la novedad de elevar los CCP como si de placas planas se tratase. Esto es algo que no es habitual hacer porque requiere de un trabajo in situ más costoso para los soportes y mayor potencia de bombeo en el circuito primario para vencer las alturas. Es una buena medida para recaudar más caudal solar y asegurar la viabilidad de la central en Galicia

Sin embargo, esta medida tiene dos ventajas importantes. Primero, la ganancia térmica será mayor por acercarnos más a la perpendicularidad. Segundo, el cálculo del ángulo de incidencia se reduce notablemente a solo una operación.

Entonces, ha llegado el momento de definir los parámetros que nos influyen: orientación, inclinación y ángulo de incidencia. Estando en el hemisferio Norte, la orientación favorable es hacia el Sur. El grado de inclinación de los colectores se detalla en la siguiente tabla:

*Tabla 7. Inclinación de los colectores solares según época de utilización*

Periodo de utilización	Inclinación
Anual, consumo constante	$\varphi^\circ$
Invierno	$(10 + \varphi)^\circ$
Verano	$(10 + \varphi)^\circ$

Está claro que el funcionamiento de la central será anual, con además un consumo constante que se desea lo más cercano posible a 12 MW, lo que significará que las previsiones de demanda han sido acertadas y el factor de la utilización estará próximo al 100%. Como no se va a incluir un doble eje que eleve o baje los cilindros variando el grado según la estación, el ángulo de inclinación se corresponderá con la latitud del lugar,  $\varphi = \beta = 43^\circ$ .

Finalmente, el ángulo de incidencia para estas condiciones del vector solar establecido (seguimiento E – O y elevación de colectores), se corresponde con el ángulo de la declinación:

$$\theta = \delta = 23,45 \cdot \sin\left[\left(284 + d_n\right) \cdot \frac{360}{365}\right] \quad \text{Ecuación 19}$$

Siendo  $d_n$  el número de día del año para el que queremos hallar el ángulo de incidencia. Ante esta situación, varios autores recomiendan situarse en el lado de la seguridad y escoger el día medio del segundo peor mes del año. Esto significa diseñar la instalación para el día 13 del segundo mes que menos radiación se perciba según nos dicen los datos históricos, que en nuestro caso es noviembre. Se opta por no elegir el peor mes porque se podría incurrir en un sobredimensionamiento excesivo. Tras esto se obtiene el ángulo de incidencia  $\theta = 0,35^\circ$ .

### 3.3.6.2. Superficie de captación

La superficie de captación será la que recoja la irradiancia y la proyecte sobre el tubo focal. Es importante notificar que esta área, tratándose de captadores cilíndrico parabólicos, será la de apertura, es decir, el ancho por el largo del módulo. No hay que confundir con el área de la superficie de la parábola, pues el área verdadera de captación es la que atraviesan los rayos solares, el plano de apertura.

Para saber cuántos módulos necesitaremos, hallamos la superficie de captación, que será el ancho de nuestras unidades solares por la longitud de tubo, lo cual pasa a ser ahora nuestra incógnita. Pero primero debemos conocer cuál es la necesidad solar  $Q_{sol}$  para conseguir que en el intercambiador secundario (caldera) el isobutano alcance la temperatura de operación.

$$Q_{sol} = Q_{caldera} = \dot{m} \cdot C_e \cdot \Delta T = 811863,36 \text{ W} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde  $\dot{m}$  es el flujo másico de HTF, ya calculado, y  $C_e$  su calor específico medio para el rango de temperaturas de trabajo  $\Delta T$ , las cuales son las de entrada y salida en la caldera más 15°C para prevenir fugas caloríficas por el camino. Además, para que el sistema de acumulación tenga sentido, se mayor a un 10% el calor a extraer del Sol, para permitir que se acumule excedente a la vez que se consume lo necesario.

A continuación, se puede proceder al cálculo de la longitud de tubo necesaria, teniendo en cuenta todo tipo de pérdidas y rendimientos descritos.

$$Q_{sol} = (Sup_{cap} - Sup_{perd}) \cdot I_0 \cdot \cos \theta \cdot \eta_{\text{ópt}} \cdot F_{ensu} - q'_{perd} \cdot L_{tubo} \quad \text{Ecuación 21}$$

De aquí conocemos todos los datos o fórmulas para conocerlos. A excepción de  $I_0$  que es la radiación solar directa sobre un plano horizontal en la Tierra, sacada de las mediciones realizadas por la NASA (Tablas 3, 4, 5 y 6). Mediante el coseno del ángulo de incidencia obtenemos la desviación de los rayos respecto a nuestra superficie de captación. Ahora entendemos mejor la importancia de una incidencia de 90°, cuando el ángulo de desviación es 0° y el coseno la unidad, obteniendo mayor calor solar.

Siguiendo la ecuación anterior, planteamos y resolvemos la longitud de tubo necesaria:

$$811863,36 = (2,5 \cdot L_{tubo} - 0,84) \cdot \frac{3610}{9,8} \cdot \cos(0,35) \cdot 0,6 \cdot 0,95 - 17,76 \cdot L_{tubo} \quad \text{Ecuación 22}$$

$$L_{tubo} = 1953 \text{ m}; \quad Sup_{captación} = 4882,5 \text{ m}^2$$

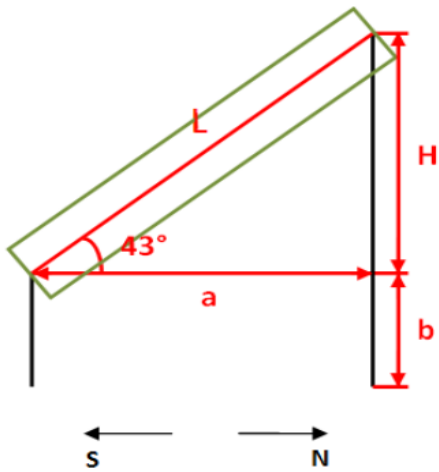
### 3.3.6.3. Distancia entre colectores

Con motivo de evitar que la sombra que genera un colector se proyecte sobre el área de captación de los módulos próximos, habrá que guardar una distancia entre filas y entre columnas. No habrá que preocuparse de más sombras pues no hay obstáculos próximos, salvo el tanque de acumulación que irá en la cara Norte de la extensión solar. De igual forma, habría que dejar una distancia prudencial entre elementos para la circulación de vehículos de operarios que realicen labores de mantenimiento.

Para saber la longitud de la sombra desplegada hay que acudir al solsticio de invierno, 21 de diciembre. En el día más corto del año, el recorrido del Sol es más bajo y las sombras son más largas.

Llegados a este punto hay que decidir cuántos módulos se conectan en serie para formar un colector solar. Como se indica en el catálogo del fabricante de los captadores, la máxima longitud es de 60 metros (20 unidades), sin embargo, esto llevaría a manejar alturas desmesuradas en la parte posterior del mismo. Se opta por conectar 10 módulos en serie que dan una longitud de tubo de 30 metros. Nótese también, se eleva el soporte 1,5 metros para

evitar el choque en el espejo de las partículas más pesadas arrastradas por el viento, y permitir el giro de la semiparábola en casos de  $0^\circ$  y  $180^\circ$ . Las dimensiones de la estructura resultan de la siguiente manera:



$$\begin{aligned} L &= 30m \\ H &= 20,45m \\ a &= 21,94m \\ b &= 1,5m \end{aligned}$$

Figura 16. Esquema de medidas del colector y su estructura

Consecuentemente, conociendo la geometría del cuerpo iluminado, podemos calcular las dos distancias a las que hay que atender.

- *Separación entre módulos:* la distancia que hay que dejar entre columnas.

Se decide que la captación sea plena a partir de las 9 am, cuya hora solar se calcula con  $\omega = 15^\circ \cdot (hs - 12)$  (Ecuación 23), siendo  $hs$  la hora en cuestión. Obtenemos que el Sol estará a  $45^\circ$ . Por trigonometría se saca que la sombra en la base será de 2,94 metros y en la cumbre, la máxima, 24,93 metros cuya gran parte se proyectará positivamente sobre el poste de la columna consecutiva. Valorando esta información y la sombra que se produce en el punto medio, se opta por una distancia  $d_1 = 3,25m$ .

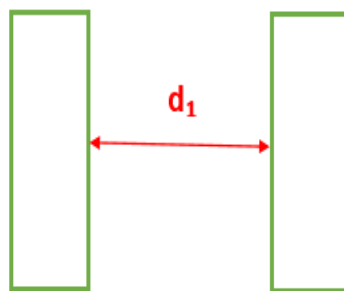


Figura 17. Distancia  $d_1$  entre módulos de columnas colindantes

- *Separación entre filas:* Es la separación entre una serie de unidades y la posterior. Su cálculo es más sencillo.

$$\alpha_{min} = (90^\circ - \beta) - 23^\circ \quad \text{Ecuación 24}$$

$$d_2 = (H + b) \cdot \cos \beta + \frac{(H+b) \cdot \sin \beta}{\tan \alpha_{min}} \quad \text{Ecuación 25}$$

Inicialmente hay que obtener un ángulo  $\alpha_{min}$  con la latitud del lugar  $\beta$ , para introducirlo en la siguiente ecuación donde ya se definieron los valores de  $H$  y  $b$ . Finalmente se obtiene una distancia de separación entre filas  $d_2 \cong 50m$ .

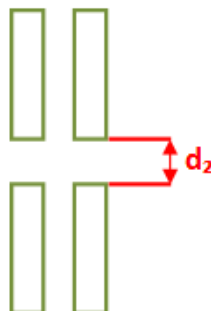


Figura 18. Distancia  $d_2$  entre filas consecutivas

#### 3.3.6.4. Extensión del campo solar

La superficie ocupada por el campo solar viene determinada por la configuración que planifiquemos. Es decir, hay diferentes formas de repartir los colectores, algunas típicas son las que figuran una T o H en planta.

Visto que hay dos distancias a manejar se busca optimizar al mínimo. Si se usa la herramienta Solver de Excel con ese fin, se comprueba que la menor distancia posible a ocupar sería todos en serie componiendo una única fila. Lo que cobra sentido ya que así se elude la distancia entre filas, que es la mayor a conservar ( $d_2 \cong 50m$ ).

Por ello, hay que buscar una solución lógica que hermane una distribución factible con poco espacio ocupado. Se descartan como distribuciones factibles las ya mencionadas en T o H, y cualquiera que suponga una figura irregular, dado que usaremos un bajo número de unidades comparado con centrales termosolares de mayor potencia instalada. Con lo que no llegaríamos a poder completar todo el contorno. El número de colectores solares (10 módulos cada uno) requerido será:

$$N^{\circ}colectores = \frac{L_{tubo}}{L_{1colector}} = \frac{1953}{30} = 65,1 \quad \text{Ecuación 26}$$

Ese número exacto se podría conseguir colocando 65 colectores completos más su décima parte, un módulo de 3 metros. No obstante, hacer esto no sería sensato y se apuesta por formar un bloque en rectángulo que es lo más práctico dada la situación.

Dado que el terreno sobrante en caso de colocar, por ejemplo redondeando a 66 colectores, no se puede ocupar con el sistema de acumulación para no proyectar sombras y se debe restringir su acceso desde el dominio público, queda inutilizado. Se propone colocar 4 filas con 17 colectores en serie en cada una. Suman un total de 68 colectores, por lo que estaríamos añadiéndole 87 metros de tubo absorbedor de lo necesario, aferrándonos aún más a la seguridad de conseguir las temperaturas deseadas.

Tras la decisión de la configuración habitual en bloque, se puede calcular la extensión total del campo solar. Para ello habrá que multiplicar el largo del conjunto por el ancho. El largo se compone del ancho de 17 módulos más 16 distancias entre columnas ( $d_1$ ), mientras que el ancho se compone de 4 veces la proyección horizontal de los colectores ( $a$ ) más 3 distancias entre filas ( $d_2$ ). Este producto da un área total destinada al subsistema de captación de 22,409 ha.

### **3.3.6.5. Cimentación y estructura**

Es importante destacar la novedosa inclusión de un grado de inclinación de los cilindros parabólicos. Tan beneficioso en la captación energética como perjudicial constructivamente hablando. Esto hace que tras la agrupación de 10 módulos, se alcance casi 22 metros de altura en cumbre.

La cimentación es la parte que se entierra, zapatas de hormigón armado o pilotes, tras un estudio geotécnico del terreno. A su vez, la estructura se compone del pilar, que es la parte vertical, y los elementos que soportan los espejos.

Normalmente, por rapidez y economía, la cimentación más extendida es un pilote único y la estructura, metálica. Todo ello se diseña dependiendo de las cargas externas e internas que puedan sufrir los elementos de soporte. Que no son más que los esfuerzos térmicos en el área del elemento de sustentación expuesto al Sol en las juntas, el peso debido a sus dimensiones y las fuerzas ejercidas por el viento, mayores en los módulos del contorno exterior del campo solar. Por ello, es habitual reforzar la cimentación en los lazos perimetrales que protegen al interior del viento.

Ante esta situación, para que la transmisión de esfuerzos desde la estructura de los espejos hasta los cimientos sea correcta, se recomienda hacer especial dedicación al estudio de esta parte. Tomando medidas para evitar vaivenes e inseguridades tales como incluir doble poste o arriostrar los colectores en la parte alta.

### **3.3.6. Circuito hidráulico**

El circuito hidráulico es el trazado que realizará el fluido caloportador, al que habrá que añadirle una serie de accesorios. Es decir, se compone del circuito primario y unos elementos incorporados que, principalmente, favorecen la circulación o aportan seguridad. Su diseño es importante porque de él también depende la correcta transferencia de calor, pues hay que mantener el régimen turbulento en el interior de la tubería y ejercer presión para evitar la vaporización.

Para su cálculo debemos empezar por definir el recorrido de la canalización jugando con varios condicionantes. De acuerdo con la configuración del campo solar en un bloque rectangular de 4 filas con 17 colectores, atendemos a lo siguiente: el tanque de acumulación en la zona Norte para evitar mayores distancias entre elementos por las sombras; buscar las mínimas longitudes de tubo de conexión entre tubos colectores para evitar fugas caloríficas y pérdidas de carga. Se plantea como se muestra:

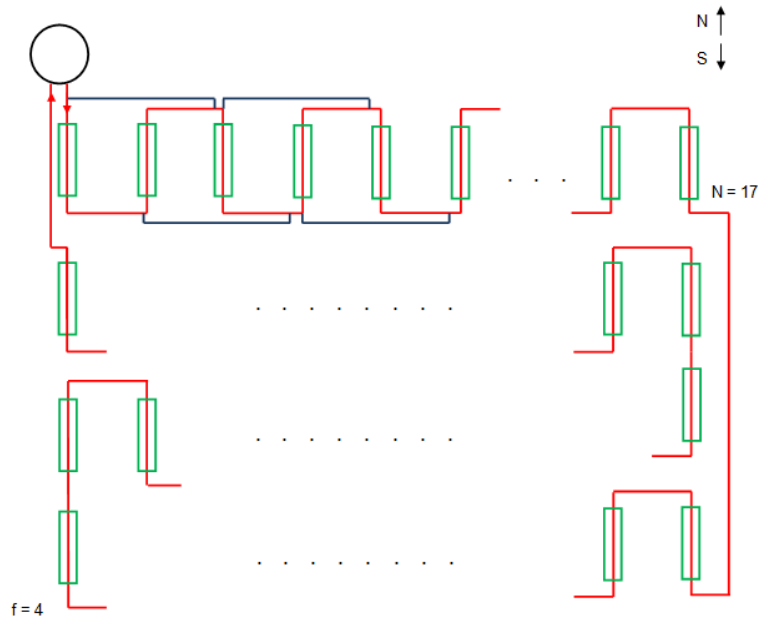


Figura 19. Esquema del trazado hidráulico en el campo solar

En las hileras de colectores, 10 módulos de CCP en serie, no se hace necesario dibujar los 17. Sino que cortando el circuito se puede ampliar más la imagen visualizándolo mejor. El camino rojo representa la distancia que tiene que circular el aceite térmico para alcanzar el incremento de temperatura deseado. Sale y vuelve a entrar en la unidad de almacenamiento energético, ubicado en la cara Norte. Además, también se añade un circuito para bypasses en azul, explicado en el apartado 3.3.6.1. *Accesorios*.

La parte importante del conducto, el tubo colector, ya está seleccionado. Para las tuberías de conexión entre colectores se puede utilizar acero negro, cobre y acero inoxidable aislado debidamente y con uniones roscadas, embridadas o soldadas, desaconsejando esta última por restar flexibilidad a la instalación en un futuro. El diámetro de estos tramos conectores será igual al del tubo metálico colector, para evitar discontinuidades en la velocidad.

A continuación, ya podemos proceder al cálculo de la pérdida de carga total en la instalación  $H_{tot}$ , que tendrá dos componentes: la pérdida debida a la circulación por una tubería  $H_{L,tub}$  y la pérdida generada por la diferencia geométrica de cotas entre el inicio y final de cada captador solar  $H_G$ .

$$\boxed{H_{tot} = H_{L,tub} + H_G} \quad \text{Ecuación 27}$$

El cálculo de la altura geométrica a vencer es sencillo, pues la diferencia entre cotas es de 20,45 metros, y esto, debido al camino elegido, ocurrirá en la mitad de unidades. El cálculo de la pérdida interna de carga requiere de más datos.

$$\boxed{H_{L,tub} = \frac{vel^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{\lambda \cdot L_{tot}}{D_{int}} + \sum k_i \right)} \quad \text{Ecuación 28}$$

De aquí conocemos tanto la velocidad del aceite  $vel$ , como la gravedad  $g$  y el diámetro interior  $D_{int}$  del tubo colector. Nos falta la longitud total del recorrido  $L_{tot}$ , para lo que habrá que sumar los tramos de conexión al tramo de captación calculado y las constantes de pérdida de cada elemento  $k_i$ . A pesar de incluir varios artilugios, en el funcionamiento normal no intervendrá ninguno de ellos, tampoco tendremos expansión o compresión por ser un circuito cerrado de diámetro constante. Tan solo nos afectarán los codos que serán de tipo redondeado ( $k_{codo} = 0,6$ ). Observando el esquema del trazado hidráulico en el campo solar,

hay que realizar una tarea poco agradecida, sumar todos los codos existentes y las longitudes de los tramos de conexión.

Por último, solo nos queda conocer el coeficiente de fricción  $\lambda$  de la cañería principal. Suponiendo que se trate de un conducto liso, despejamos un valor de  $\lambda=0,022$  de la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \cdot \log(Re \cdot \sqrt{\lambda}) - 0,8 \quad \text{Ecuación 29}$$

Este hilo de operaciones se termina llegando a que la pérdida de carga total en la instalación es de 801,47 metros de columna de aceite, que equivalen a 593,08 metros de columna de agua. Referencia que nos servirá para la elección comercial de la bomba a comprar, ya que los fabricantes dan las especificaciones técnicas referidas al agua.

Concretamente, se propone la bomba centrífuga modelo HF5AM de la marca Baishan Pump, cuyos datos técnicos se adjuntan en el ANEJO V. Se ha elegido esta porque, principalmente, es de las pocas que supera la limitación de trabajar a temperaturas tan altas como las que se esperan para el fluido térmico y porque también presenta buenas prestaciones para nuestro caudal.

Con el área y velocidad de flujo obtenemos que el caudal será 9,36 m<sup>3</sup>/h, punto en el que según las especificaciones del fabricante, cada bomba nos aportará 23 metros de columna de agua. Dividiendo la altura total de pérdidas entre la que nos vence cada bomba, llegamos a que nos harán falta 26 bombas en serie.

Aunque realmente, lo que se hace en la práctica, es duplicar cada grupo bomba, por lo que en cada punto que coloquemos una bomba, se acoplará otra en paralelo. Tener una de repuesto es vital para no detener la producción en caso de fallo de la pareja. Se van usando alternativamente para no cargar ninguna ni caigan en desuso.

### 3.3.6.1. Accesorios

Los accesorios son aquellos integrantes de la red hidráulica que no son las tuberías principales y sirven para asegurar que la circulación térmica tiene lugar dentro de lo previsto. En otras palabras, equilibran el sistema confiriéndole seguridad.

Analizando las condiciones de operación del aceite HTF, los accesorios que se van a incluir en la instalación son:

- *Vaso de expansión*: Deben añadirse en circuitos por donde el fluido varíe de temperatura en el tiempo, ya que esto implica variaciones de volumen. Su objetivo es absorber la dilatación del fluido mediante un sistema de expansión.

Se pueden ubicar en cualquier punto del recorrido. Es recomendable colocar al menos uno por fila.

- *Válvulas de paso*: son los elementos encargados de interrumpir, parcial o totalmente, el flujo que pasa a su través. Las válvulas de compuerta, cuyo obturador funciona muy bien como órgano de cierre, deben ser incluidas tras una distancia prudencial (20,40... hasta 100 metros) para poder aislar tramos del circuito. Además, se utilizarán como válvula de aspiración, a la entrada de cada bomba, y de impulsión, a la salida de la bomba, para poderlas reparar y evitar su descebado.

Debido a la inclinación de los colectores, en caso de fallo, por ejemplo de algún grupo bomba, el sentido de circulación se puede invertir. Para evitarlo hay que instalar una válvula antirretorno de tipo clapeta en la parte baja de cada colector cuyo sentido de flujo correcto sea ascendente.

- *Válvula de seguridad*: Elemento indispensable en cualquier circuito cerrado para limitar la presión. Cuando la presión interior es mayor que el tarado de la válvula, se vence el esfuerzo del muelle de la misma liberando fluido al exterior. Su presencia tendrá que ser alta en el circuito.
- *Embudo de desagüe*: Elemento opcional que recoge el fluido liberado por la válvula de seguridad. Dado que el aceite no es gratis, se recomienda recolectarlo mediante este elemento.
- *Purgadores*: La presencia de aire en los circuitos hidráulicos es perjudicial. Dificulta la circulación, provoca cavitación, ruidos... Para expulsarlo se colocan purgadores en los puntos altos de la instalación, es decir, en cada cumbre del recorrido.
- *Grifo de vaciado*: Orificio de salida para cuando se haga necesario vaciar el circuito. Se debe colocar un par en la parte baja de la instalación.
- *Medidores*: Son elementos visuales de control que nos aportan información de las condiciones del fluido o de su estado. Habrá que distribuir varios grupos medidores a lo largo del trazado, especialmente en su comienzo y final, la entrada y salida del intercambiador primario, para verificar que estamos recaudando la energía solar esperada.

Hay tres elementos principales. Primero tenemos los manómetros para medir la presión, segundo, los termómetros para comprobar la transferencia de calor. Y tercero, los caudalímetros para observar la velocidad de flujo.

Además de todo esto, hay que implantar un circuito alternativo al principal con motivo de poder hacer un bypass, representado en trazo azul en la *Figura 18*. Llegará un momento en la vida de la central en el que será necesario ejecutar una reparación sobre algún cilindro parabólico. Con este segundo sistema hidráulico y con el sobredimensionamiento de la superficie de captación, conseguiríamos el objetivo de no interrumpir la producción energética en caso de que se omita alguna unidad receptora.

El funcionamiento sería de forma que cuando se haga necesario en la reparación desviar el fluido HTF, se cuente con ese segundo camino alternativo, realizando de esta manera un bypass. El trazado secundario consistirá en unos lazos unidos a la cañería principal con válvulas de compuerta en los puntos de contacto para mantener la parte secundaria seca hasta que se necesite la desviación. La red de lazos se unirá a la primaria cada 3 colectores por la parte alta y por la parte baja, dejando en el medio a 2 aislados, sin los que la recepción calorífica solar seguiría siendo buena para la generación de vapor en el bloque de potencia. Es decir, con este sistema podemos dejar fuera de juego al CCP que queramos, quedando también inutilizado la unidad posterior o anterior, según se utilicen los lazos superiores o inferiores. Conectar cada colector al colindante con tuberías de bypass se hacía innecesario e incurrir en más costes por inclusión de codos y válvulas.

### 3.4. Esquema de la planta

En aras de condensar toda la información manejada y visualizar el curso que tiene lugar en la central termosolar, representamos en un esquema todos los subsistemas que



intervienen:

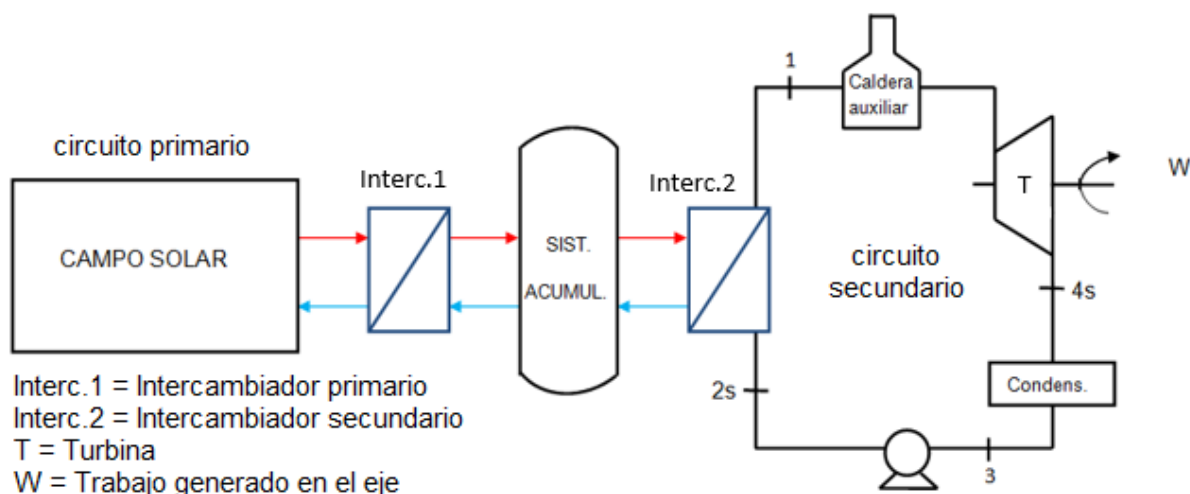


Figura 20. Representación esquemática de la planta termosolar

El proceso empieza en el subsistema de captación, donde se ubican principalmente los colectores que atraparán la radiación para calentar el aceite de transmisión de calor que fluye por el circuito primario. El campo solar está sobredimensionado, concretamente un 10% más los 2,9 colectores puestos de más para aprovechar y completar el rectángulo solar. De esta manera se permite que exista excedente térmico para almacenaje y asegurar la producción continua en caso de avería de alguna unidad.

Seguidamente, el flujo de HTF calentado (marcado con trazos rojos en la *Figura 19*), atraviesa el intercambiador primario cediéndole el calor ganado al otro fluido que lo atraviesa, el DowTherm, perteneciente al sistema de acumulación.

El subsistema de acumulación es un tanque cilíndrico vertical esbelto para propiciar la estratificación. Tiene como finalidad almacenar los excedentes térmicos mencionados para suplir la carencia de aporte energético solar, durante las 24 horas que hemos previsto. Por ello es el nexo de unión entre el circuito primario y el secundario.

El DowTherm A entra al intercambiador secundario para llevar a cabo la última transmisión de calor, hacia el isobutano, el fluido de trabajo del circuito secundario que se evaporará. Con este motivo, en ciertas ocasiones, se hace referencia al segundo intercambiador como caldera.

El circuito secundario es el que integra el subsistema de potencia. Se rige por el ciclo orgánico de Rankine y en él podemos encontrar la caldera auxiliar a la que recurriremos en momentos de prolongado desabastecimiento solar, la turbina cuyo giro en el eje nos generará una potencia de 12 MW, el condensador del vapor de condensación a la salida de la turbomáquina, y una bomba para impulsar al isobutano en su recorrido.

Ahora se entiende el porqué de que el método de cálculo se haya iniciado en el sentido inverso al flujo calorífico. Pues para dimensionar la fuente debemos conocer las necesidades. En el que sería el primer elemento, el campo solar, necesitamos usar datos del ciclo termodinámico: la potencia de salida y las temperaturas en los puntos 1 y 2s. A su vez, el sistema de acumulación cuenta con unas pérdidas que hay que tener en cuenta, por lo que se deben cuantificar antes de pasar al cálculo de los cilindros parabólicos. Así que la ganancia calorífica a partir del Sol, que es de donde obtenemos el número final de módulos, se determina sabiendo el calor necesario en la caldera e incluyendo todo tipo de pérdidas y rendimientos.

### 3.5. Balance ecológico

El balance ecológico de este proyecto tiene su punto fuerte en la no emisión a la atmósfera de gases contaminantes. Mediante el recurso solar se evita la quema de combustibles fósiles hasta el inevitable uso de la caldera auxiliar, cuando se presenten las condiciones climatológicas desfavorables.

Se puede verificar la ganancia ambiental comparando las liberaciones tóxicas entre una central convencional y otra de recurso solar. La diferencia está en que la convencional tiene una fuente sucia durante toda su vida, mientras que la solar aprovecha el Sol evitando la combustión, aunque incurriendo en otras emisiones contaminantes derivadas de la construcción del campo solar. Dichas emisiones se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 8. Factores de emisión de sustancias en la construcción de un campo solar (Fuente bibliográfica: *Energía Termosolar – Antonio Creus*)

Tecnología	Elemento	Factor de emisión [kg/TJ]
Colector cilíndrico parabólico (CCP)	CO <sub>2</sub>	10.500
	SO <sub>2</sub>	76
	NO <sub>x</sub>	36
	Partículas	0
	Compuestos orgánicos volátiles	0

Visto esto, podemos despreciar la generación de dióxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas y compuestos orgánicos volátiles, atendiendo únicamente al dióxido de carbono.

Según la Agencia Estatal de Meteorología en la provincia de A Coruña llueve unos 128 días en total al año, distribuidos consecutivamente o no, de ahí la necesidad del sistema de acumulación y a mayores la caldera suplente. Entonces, podemos estimar que, si los días malos vienen seguidos o no se da recargado el sistema de acumulación antes de que se produzca el siguiente día desfavorable, se quemarán fósiles en la caldera auxiliar, como máximo, un tercio de los días del año.

Si sumamos el CO<sub>2</sub> originado en la construcción de la zona solar, permitiéndonos el lujo de mayorarlo un 20% dado los refuerzos que necesita nuestra estructura, y el provocado por el uso de la caldera auxiliar (en estas instalaciones funciona con gas natural) la tercera parte del año obtenemos  $7,43 \cdot 10^6$  toneladas de CO<sub>2</sub> en su peor año, que es el primero en funcionamiento, disminuyendo ligeramente el resto de años, pues ya está construida.

El campo solar además de ocupar una vasta extensión, que muchas veces antes era zona forestal, puede originar problemas secundarios si no se procura ubicarlo correctamente. Como la variación de la ruta de migración de las aves por el deslumbramiento de los espejos.

En cuanto a la situación de una única caldera tradicional, la quema permanente se realiza con gas natural por ser la más limpia: no contiene impurezas, apenas genera óxidos de nitrógeno por su combustión eficiente... Su consumo anual generaría  $2,23 \cdot 10^7$  toneladas de CO<sub>2</sub>, una diferencia de  $14 \cdot 10^6$  toneladas más en este caso.

Aunque realmente la verdadera contaminación del uso de gas natural proviene de su extracción. En la que se permite la liberación de gases como el metano atrapado en una roca

porosa, se hacen movimientos de tierras y se perforan pozos. En cambio los gasoductos se pueden integrar con la fauna y la flora si son subterráneos.

## CAPÍTULO 4: Análisis económico

En este capítulo se va a realizar una breve descripción del modelo económico del proyecto. Este, que no entra dentro de los objetivos propiamente marcados, tiene como finalidad darnos idea de la diferencia económica y amortización entre una central convencional y la nuestra, termosolar.

Esta es una labor complicada dada la falta y variabilidad de datos monetarios y precios de los elementos. Además, en nuestro somero análisis no se incluyen otros factores, que aunque no sean el grueso del flujo económico, deberían tenerse en cuenta para ajustarse más a la realidad. Tales como seguro de la planta, devaluación de las instalaciones o costes de operación y mantenimiento (nóminas, auditorías externas...).

La cuestión vital en el análisis económico es el marco legal energético vigente, que define las formas de funcionamiento y los ingresos. Algo que es ciertamente inestable, pues si cambia el gobierno nacional, o incluso el mismo que la aprobó, puede que derogue o revise la normativa.

Actualmente, nos rige el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Puesto que como se especifica al inicio de ese documento, esta central termosolar se engloba en el *“Subgrupo b.1.2 Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad”*.

De acuerdo con él, las instalaciones recibirán durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, en caso necesario, los costes de inversión para cada instalación que no los pueda recuperar a través de la venta de la energía en el mercado, denominado retribución a la inversión. Y, un término de operación que cubra la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, denominado retribución a la operación.

Esto que dice el BOE se resume a que las centrales incluidas en los tipos que se especifican, venderán la energía a precio de mercado. En caso de que este no sea suficiente para cubrir los costes de inversión previstos en la amortización de ese año, se abonará la diferencia, apoyo llamado retribución a la inversión. Asimismo, si los ingresos recaudados de la venta energética tampoco llegan para financiar las operaciones de funcionamiento, se abonará la retribución a la operación.

Se podrá recurrir a todos estos incentivos durante la vida útil de la central. Este periodo de aprovechamiento de la instalación también lo marca el propio BOE. Para el caso de centrales de fuente solar térmica, la vida útil se estima en 25 años.

### 4.1. Inversión

En este apartado se pretende diferenciar la inversión inicial para una central de 12 MW que funcione a base de gas natural o de fuente solar. Entonces, los elementos distintivos son que en el primer caso se consume un combustible, mientras que en el segundo se requiere la construcción del campo solar.

El resto de componentes, como por ejemplo la turbina, son comunes, por lo que no entrarían dentro de la diferencia de inversión inicial, aunque por supuesto, sí lo harían en la partida de inversión total inicial.

El gasto para la construcción del campo solar se desglosa en la siguiente tabla. Hay que tener en cuenta que los precios son orientativos y se han obtenido por extrapolación de otros casos. Además, la economía de escala juega a nuestro favor en forma de reducción de precios unitarios. Es entendible que se obtenga un descuento considerable, por ejemplo por parte de la empresa fabricante de los captadores, al realizar una compra masiva.

*Tabla 9. Inversión campo solar*

Concepto	Unidades	Precio unitario	Total (€)
Terreno campo solar (m <sup>2</sup> )	22409	30	672.270
Captador cilíndrico	680	450	306.000
Tubo absorbedor	680	175	119.000
Estructura	68	8.500	578.000
Circuito hidráulico	1	55.000	55.000
Sistema de acumulación	1	800.000	800.000
			<b>2.530.270</b>

Debemos tener en cuenta también el gasto económico derivado del uso de gas natural en la caldera auxiliar con la aproximación de un tercio del año.

*Tabla 10. Gasto anual de gas natural en central termosolar*

kWh (año)	kWh/m <sup>3</sup> gas	Coste gas natural (€/m <sup>3</sup> )	Total (€)
105120000	11,7	0,25	748.718

Finalmente, obtenemos que con la inversión para la construcción más el gasto de combustible inevitable, el desembolso inicial será de 3.278.988€. En cambio, si usamos estos mismos factores de conversión, podemos calcular el consumo económico anual dedicado a gas natural en una central convencional. Este serán 2.246.154€.

En este análisis no se ha incluido la posibilidad de contar con ningún tipo de subvención pública, pues con las variaciones gubernamentales no siempre se ofertan las mismas, ni mucho menos está garantizada su concesión. Situación ejemplar sería el anterior marco regulatorio establecido por el Real Decreto 661/2007, con el que se podían conseguir ayudas si se usaba la caldera auxiliar menos de un porcentaje establecido según el régimen de venta de la central.

## 4.2. Amortización

La amortización es la forma de distribución del gasto generado en el tiempo. Diferenciaremos entre total, tiempo necesario para que la central empiece a dar beneficios sobre lo invertido y parcial, tiempo necesario para que la inclusión de colectores solares en lugar de la caldera tradicional resulte rentable.

Empezando por la amortización parcial. Si a lo que gastaríamos en la central de origen fósil cada año en comprar el gas natural, le restamos lo que gastaremos también, irremediablemente, en gas natural en la central termosolar, obtenemos el ahorro anual. Seguidamente, si dividimos el pago inicial para poder llevar a cabo la construcción de las

instalaciones solares entre el ahorro, deducimos el periodo de tiempo de amortización del complejo solar.

$$t_{\text{amortización}} = \frac{\text{Inversión solar}}{\text{Ahorro anual}} = \frac{2.530.270}{1.497.436} = 1,68 \text{ años} \quad \text{Ecuación 30}$$

En otras palabras, se tardarán 1,68 años en que la parte integrada por los componentes solares se paguen frente al uso permanente de gas natural. A partir de esos 20 meses, se habrá completado el importe gastado en el campo solar a base de reducción de gasto en combustible.

Por otro lado, tenemos la amortización total, en la que hay que calcular la inversión total en la central y compararlo con los beneficios. El cálculo del presupuesto total de la central se hace inviable ahora mismo, pues hay infinidad de elementos que intervienen y habría que elegir el apropiado de cada fabricante justificadamente, los cuales lógicamente, ofertan precios diferentes.

No es nuestra intención detallar meticulosamente el coste de cada pieza, pues tanto grado de afinamiento no nos aportaría interés, en cambio, sí pérdida de tiempo. Por ello, se recurre a referencias bibliográficas que cifran el coste del bloque de potencia en unos 1.500€/kW. A partir de aquí condensamos el balance económico en las tablas 11 y 12.

Tabla 11. Partidas de gastos

Gastos	Campo solar	Bloque de potencia	Combustible indispensable	TOTAL (€)
	2.530.270	18.000.000	748.718	21.278.988

Tabla 12. Cálculo de ingresos anuales

Ingresos	MWh (año)	€/kWhe	TOTAL (€)
	105.120	0,11	8.094.240

El cálculo de los ingresos se realiza multiplicando los kilowatios hora térmicos producidos en la central por un rendimiento del alternador de 0,7 para obtener los kilowatios hora eléctricos. Después, esa energía eléctrica se multiplica por el precio unitario de la misma, el cual se ha obtenido por comparación entre empresas suministradoras de electricidad, pudiendo decir que es un precio competitivo en el mercado.

Tras esto, ya solo queda hallar el tiempo de amortización, que será el gasto en infraestructura entre los beneficios menos el gasto permanente anual en gas natural, que habrá que pagar cada año con los beneficios anteriores:

$$t_{\text{amortización}} = \frac{\text{campo solar} + \text{bloque de potencia}}{\text{beneficios} - \text{gasto gas natural}} = \frac{2.530.270 + 18.000.000}{8.094.240 - 748.718} = 2,79 \text{ años} \quad \text{Ecuación 31}$$

Es decir, pasarán casi 3 años hasta que los ingresos hayan superado al desembolso que se realizó. Punto muerto a partir del cual tendremos realmente beneficios netos. Este tiempo no es muy elevado e invita al optimismo en la viabilidad de la instalación. No obstante, quiero volver a hacer hincapié en que este es un recuento económico superficial en el que además se ha supuesto que todos los ingresos se destinarían a recuperar la inversión y no es

así. En adición al propio gasto en combustible habría que restarles otros ya mencionados, como el sueldo de los empleados, consumo de las bombas, seguros, construcción de aseos y oficinas o intereses en caso de haber solicitado un préstamo bancario para la ejecución de la obra. Lo que acabaría mermando la caja y pudiendo ampliar el tiempo de amortización hasta los 20 años.

Del lado de los ingresos, no se ha contabilizado ningún dinero entrante por la venta de derechos de emisión de toneladas de dióxido de carbono. Que consiste en que una empresa o país que no vaya a alcanzar la cota máxima asignada de CO<sub>2</sub> liberado a la atmósfera como producto de la actividad industrial, puede vender a otra compañía o nación los permisos de generación del gas que le correspondería al vendedor. Los países subdesarrollados salen beneficiados porque en ellos no hay industria y pueden vender las codiciadas licencias. Teniendo en cuenta el ahorro de emisión de gases derivado del uso de energías renovables y que se han llegado a pagar 15€ por tonelada de dióxido de carbono, podríamos percibir unos ingresos extra muy apetecibles.

### 4.3. Coste energía producida

El coste total de la central no es muy elevado comparado con otras instalaciones, así como tampoco lo es su potencia instalada, 12 MW. Esto influye determinantemente en el coste de la energía producida, factor útil para dar idea de cuánto de eficiente monetariamente hablando es el complejo. Las inversiones iniciales elevadas no suelen atraer a los inversores, sin embargo, si la tasa de retorno es alta mediante un gran beneficio por unidad energética, resultará una oferta más atractiva.

Además, es el análisis más simple de comparación entre fuentes de energía, que aunque por supuesto los costes no sean constantes para cada planta que comparta recurso, nos ubican en un orden de magnitud. Así, en principio, resulta fácil relacionar, pongamos, la obtención de energía del viento mediante un molino con la extracción que hace una central del carbón.

Como es deducible, el coste de la energía producida se calcula dividiendo el coste total de operación en un año entre la energía generada en el mismo periodo. En el coste de operación anual se incluyen todas las casuísticas ya dichas, gastos de personal, impuestos, tasas de interés... En este caso para obtener un valor verdadero, también hay que sumar al cómputo de gastos las amortizaciones correspondientes a los equipos que la empresa paga con motivo de distribución, transporte y comercialización. Dado que la llegada del kWh al consumidor final exige la generación de un producto, el kWh, y la prestación de un servicio, su entrega en el punto de consumo.

Comprendemos entonces, que para que la planta resulte rentable, se necesita un factor de utilización grande. Por ello, las centrales nucleares que son notablemente las más caras, contando incluso con una partida de gastos que subsane su desmantelamiento tras su vida útil, son las centrales de base. Cuantas más horas esté en funcionamiento, más energía inyectará a la red y más se compensará la inversión.

Para nuestro caso concreto no podemos calcular exactamente el coste de la energía producida porque hay demasiados datos que se nos escapan de nuestro alcance. No obstante, podemos hacer el camino a la inversa. Partir de un precio razonable de coste de producción y hallar cuánto podríamos gastar anualmente en la operación de la central.

Cuanta mayor potencia instalada menor coste unitario energético, en las grandes centrales se consiguen valores óptimos de 0,12€/kWh. Dada nuestra capacidad de 12 MW, si planteamos lograr un coste de 0,20€/kWh, tendríamos lo siguiente:

$$\boxed{\text{Coste energía producida} = \frac{\text{Coste operación}_{\text{anual}}}{\text{Energía producida}_{\text{anual}}}} \quad \text{Ecuación 32}$$

$$\text{Coste operación}_{\text{anual}} = 0,20 \cdot (12 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365) = 21.024.000\text{€} \quad \text{Ecuación 33}$$

De aquí se deduce que para producir dentro de un rango de costes competitivo, como es 0,20€/kWh, podemos dedicar 21.024.000€ al año para pagar impuestos, seguros, empleados y demás. A raíz del dato de gasto máximo en las labores de funcionamiento, una vez calculados todos los costes financieros, se podría calcular el dinero remanente para suplir la fracción de amortización anual de material y equipos. Si utilizando todo el fondo que queda hasta completar el máximo gasto de operación permitido anual obtenemos tiempos de amortización mayores que la propia vida útil de los utensilios, no les estaremos sacando beneficio. Al revés, estaríamos incurriendo en pérdidas y podríamos descartar automáticamente la viabilidad de la central.

En cualquier caso, los 21.024.000€ obtenidos para costear las causas financieras y materiales se podrían etiquetar de apropiados. Pues para una central de nuestro tipo y con la potencia que desarrolla debería llegar ese dinero para subsanar el precio de operación. Con esto podemos decir que la central termosolar diseñada es viable económicamente.



## CAPÍTULO 5: Conclusiones

Las conclusiones deducidas ante el conocimiento de la situación energética mundial y nacional, tras todo el hilo de dimensionamientos, balance medioambiental y cálculos económicos son las siguientes.

Primero confirmar inmediatamente la consecución de los objetivos estipulados al inicio del trabajo. Se ha logrado diseñar y justificar cada elección de los sistemas que reconocemos en la central termosolar, a partir de las condiciones específicas marcadas. Sin embargo, ha habido una serie de limitaciones ya comentadas en el punto que le corresponden. Principalmente, la ausencia de datos económicos o la imposibilidad de obtener experimentalmente algún valor, como alguna temperatura de operación alcanzada.

Podemos afirmar que la realización de este proyecto es viable y competitivo. Tanto económica como técnicamente, para lo que se ha tenido que recurrir novedosamente a la opción de inclinar los captadores cilíndrico parabólicos para que la ganancia solar atrapada en Galicia fuese la suficiente. Esto incrementa el gasto en construcción del campo solar pero no deja de resultar una solución interesante.

Solución especialmente útil para cubrir demandas en localizaciones aisladas, hasta donde resulta caro extender la red eléctrica para una demanda menor. La central termosolar sevillana PS20, con 20 MW instalados, surte de energía eléctrica a 10.000 hogares. Siguiendo la misma regla, nosotros con 12 MW podríamos alimentar a unas 6.000 viviendas. Aunque, por supuesto, el principal punto fuerte de la instalación a considerar, como todo tipo de fuente renovable, es la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

En la discusión, se puede decir por el contrario que tienen un período de retorno de la inversión alto, con variabilidad sujeta al Sol y al marco normativo impuesto por el gobierno del momento. Además, realmente sí tienen impacto medioambiental y paisajístico negativo, por el proceso de construcción y la ocupación de zonas forestales.

Decir también que este tipo de plantas no se están contemplando en la cornisa atlántico-cantábrica para producción masiva de energía por creerse escaso el recurso solar, pues la central termosolar más al norte está en Cáceres (39°N). Pero esto no debe impedir la consideración de explotación del Sol en altas latitudes, si se plantea la tecnología adecuada.

Finalmente, añadir al lado positivo de la balanza que son instalaciones con gran aceptación social y no recibirían el rechazo de la población local. En adición, se gana grado de independencia energética contribuyendo a homogeneizar el mix energético.

Por tanto, se concluye aconsejable implantar este tipo de centrales con aprovechamiento solar para abastecimiento a la población de energía eléctrica. Para nuestro caso en concreto, de un núcleo urbano pequeño o rural de la provincia coruñesa. Los beneficios son más y mejores que las desventajas, por lo que se espera que esta solución energética gane protagonismo en el futuro.

## Bibliografía

M.J. Moran y H.N. Shapiro, *Fundamentos de termodinámica técnica*, 2ª ed. Barcelona: Reverté, 2004.

J. Twidell and T. Weir, *Renewable energy resources*, 2nd ed. New York: Taylor & Francis, 2006.

A. Creus Solé, *Energía termosolar*. Barcelona: Cano Pina, 2010.

J.M. Méndez Muñiz. y R. Cuervo García., *Energía solar térmica*. Madrid: Fundación Confemetal, 2008.

M.C. Tobajas Vázquez, *Energía solar térmica para instaladores*, 4ª ed. Barcelona: Cano Pina, 2012.

J.M. Fernández Salgado, *Guía completa de la energía solar térmica y termoeléctrica*. Madrid: A. Madrid Vicente, 2010.

T. Perales Benito, *Instalaciones termosolares: tecnologías, sistemas y aplicaciones*. Madrid: Creaciones Copyright, 2010.

S.G. Garrido, *Ingeniería de centrales termosolares CCP: estado del arte en tecnología termosolar*. Madrid: Renovetec, 2010.

J.M. Sáiz Jabardo, A. Arce Ceinos y M.I. Lamas Galdo, *Transferencia de calor*. A Coruña: Servizo de Publicacións, 2012.

L.J. Malone, *Introducción a la química*, 2ª ed. México: Limusa Wiley, 1999.

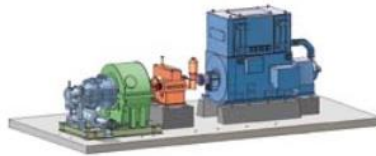
J.R. Vilorio, *Energías renovables: lo que hay que saber*. Madrid: Paraninfo, 2012.

# Anejos

## ANEJO I: catálogo turbina

### Turbinas de vapor industriales

La gama integral de productos de 2 a 250 MW



#### SST-100

##### Hasta 8,5 MW

La SST-100 es una turbina de carcasa simple, con reductor para accionamiento de generador; prefabricada incluyendo los álabes como solución económica. Se utiliza principalmente para aplicaciones industriales.

##### Datos técnicos

- Potencia entregada de hasta 8,5 MW
- Presión de entrada de hasta 65 bar
- Temperatura de entrada de hasta 480 °C
- Velocidad de giro de hasta 7.500 rpm
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 10 bar o condensación de hasta 1 bar
- Área de escape 0,22 m<sup>2</sup>

##### Dimensiones típicas

Longitud 8 m  
Ancho 3,7 m  
Altura 3,4 m

##### Características

- Contrapresión / Condensación
- Diseño de la unidad como paquete
- Escape radial
- Diseño simple, rotor rígido
- Sistema de aceite integrado en la base de la estructura
- Tuberías de aceite y vapor separadas

#### SST-150

##### Hasta 20 MW

La SST-150 es una turbina de carcasa simple, que acciona el generador hasta 1.500 ó 1.800 rpm y tiene un diseño en paquete sobre bastidor (skid). Para generar energía, aporta elevada eficiencia junto con una configuración muy compacta.

##### Datos técnicos

- Potencia entregada de hasta 20 MW
- Presión de entrada de hasta 103 bar
- Temperatura de vapor de entrada de hasta 505 °C
- Velocidad de giro de hasta 13.300 rpm
- Toma de hasta 25 bar
- Extracción controlada de hasta 16 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 10 bar o condensación de hasta 0,25 bar
- Área de escape 0,28 – 1,6 m<sup>2</sup>

##### Dimensiones típicas

Longitud 12 m  
Ancho 4 m  
Altura 5 m

##### Características

- Contrapresión / Condensación
- Diseño de la unidad en paquete
- Módulos de turbina prefabricados, periféricos modulares
- Extracción controlada simple
- Escape radial
- Tuberías de aceite y vapor separadas

#### SST-200

##### Hasta 10 MW

La SST-200 es una turbina de carcasa simple, con reductor o accionamiento directo apto tanto para accionamientos de generador como mecánicos. Se emplea para aplicaciones industriales y de generación de energía.

##### Datos técnicos

- Potencia entregada de hasta 10 MW
- Presión de entrada de hasta 110 bar
- Temperatura de entrada de hasta 520 °C
- Extracción controlada de hasta 16 bar y hasta 350 °C
- Toma de hasta 60 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 16 bar o condensación de hasta 0,25 bar
- Área de escape 0,17 – 0,34 m<sup>2</sup>

##### Dimensiones típicas

Longitud 4 m\*  
Ancho 2 m\*  
Altura 2,5 m\*

\*sólo bastidor (skid) de turbinas

##### Características

- Contrapresión / Condensación
- Diseño de la unidad en paquete
- Prediseño extenso
- Alta velocidad, escape superior / inferior
- Trayecto de vapor a la medida del cliente
- Corto plazo de entrega

## ANEJO II: catálogo captador cilíndrico parabólico



VICOT GROUP

Solar Parabolic Trough

### Specification

Description	Parameter
Collector Length/unit	3m*
Collector Width	2.5m
Collector Height	2.3m
Collector Reflective Area/unit	7.5m <sup>2</sup>
Transmission Media	L-QC320 Transmission oil
Recommended Speed of Oil	1.5-3m/s
Operation Temperatures Range	100-280 °C
Collector Weight/unit	380kg
Focal Length	850mm
Ambient Temperatures Range	-30--60 °C
Max Resistance Wind Speed	117km/h
Max Operational Wind Speed	48km/h
Useful Life Expectancy	20+years
Collector system solar thermal efficiency	75%
Receiver Absorptivity	0.94
Mirror Reflectivity	0.938
Receiver emittance	0.13

Notes: Collector unit minimum length is 3meters, the maximum length is 60 meters

### ANEJO III: catálogo tubo absorbedor

#### pliego de condiciones:

tubo de diámetro exterior (mm)	Φ47	Φ58
tubo de diámetro interior (mm)	Φ37	Φ47
longitud del tubo (mm)	1500, 1600, 1800	1500, 1600, 1800, 1900,2000, 2100
espesor del Tubo (mm)	1.60 ± 15	1.60 ± 15, 1.8 ± 15
colores	azul, púrpura	
revestimiento de Estructura de propiedad	Cu-SS-ALN	
método de sedimentos	3 Objetivos magnetrón sputtering (AL-SS-CU)	
relación de absorción	$\alpha = 0.93 \sim 0.96$ (AM1.5)	
relación de emisión	$\varepsilon = 0.04 \sim 0.06$ (80°C±5°C)	
estanqueidad al vacío	$P < = 5.0 \times 10^{-3}$ Pa	
la pérdida de calor	0.4-0.6 W/(m <sup>2</sup> ° C)	
temperatura resistente al frío	-35 ° C	
resistir altas temperaturas	250 ° C	
vida útil	15 Años	

## ANEJO IV: catálogo fluido caloportador

### Aceite sintético para transmisión de calor

#### Descripción

Pirobloc HTF-BASIC es un aceite para transmisión de calor especialmente formulado a partir de aceites sintéticos y aditivos que permite trabajar hasta los 330°C en circuito cerrado.

Este aceite posee un Punto de Inflamación elevado y una excelente resistencia a la oxidación, lo que le proporciona una elevada vida de servicio, incluso en condiciones de trabajo severas.

#### Aplicaciones

- Instalaciones y Circuitos provistos de sistemas de circulación para transferir calor.
- Procesos para la elaboración de productos (en serie o discontinuo) donde exista la necesidad de aplicar calor durante alguna fase de los mismos.
- Calefacción indirecta, alternativa en muchos casos al vapor y al agua recalentada

#### Modo de empleo

Debemos disponer de un depósito auxiliar de expansión que absorba los cambios de volumen del Pirobloc HTF-Basic durante el calentamiento. El incremento de volumen del fluido es de un 20% aprox.

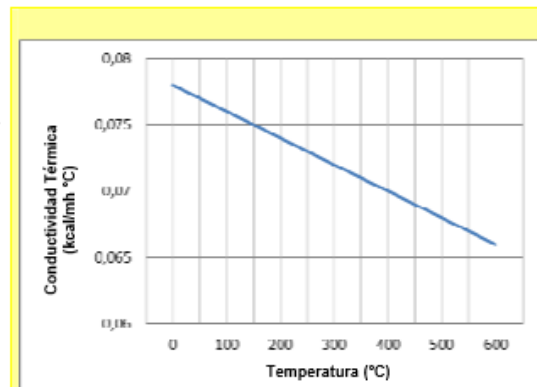
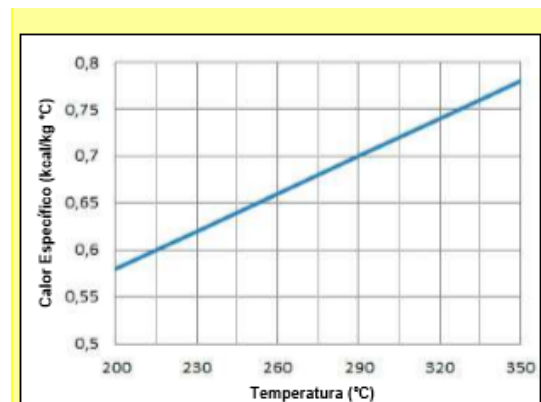
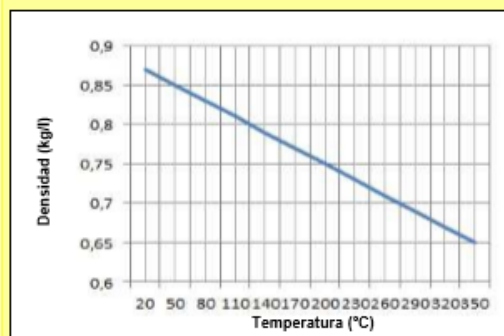
Debe evitarse la llama directa en los tubos de circulación del fluido para eliminar sobrecalentamientos y elevadas temperaturas de flujo.

#### Ventajas

- Buena conductividad y gran estabilidad térmica en servicio
- Elevada estabilidad a la oxidación y baja presión de vapor
- Alto rendimiento económico, bajo coste y mínimo mantenimiento de las instalaciones

Amplios márgenes de temperaturas de trabajo (-30°C a 330°C)

ENSAYO	VALOR TÍPICO	METODICA ENSAYO
Densidad 15°C	0,878 Kg/lt	ASTM D-1298
Viscosidad 40°C	18-23 cSt	ASTM D-445
Viscosidad 100°C	3-4 cSt	ASTM D-445
Pto. Inflamación V/2	190°C	ASTM D-92
Pto. De fluidez	-50 °C	ASTM D-97
Calor Específico 50°C Kcal/Kg°C	0,48	ASTM-2766
Coefficiente de conductividad	0,111	DIN 52612
Agua por destilación (% en peso)	0	ASTM D-95



## ANEJO V: catálogo bomba

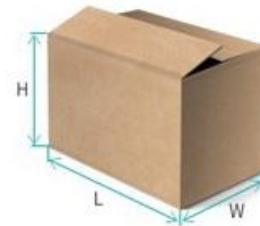
especificación de Bombas centrífugas de HF:

### TECHNICAL DATA

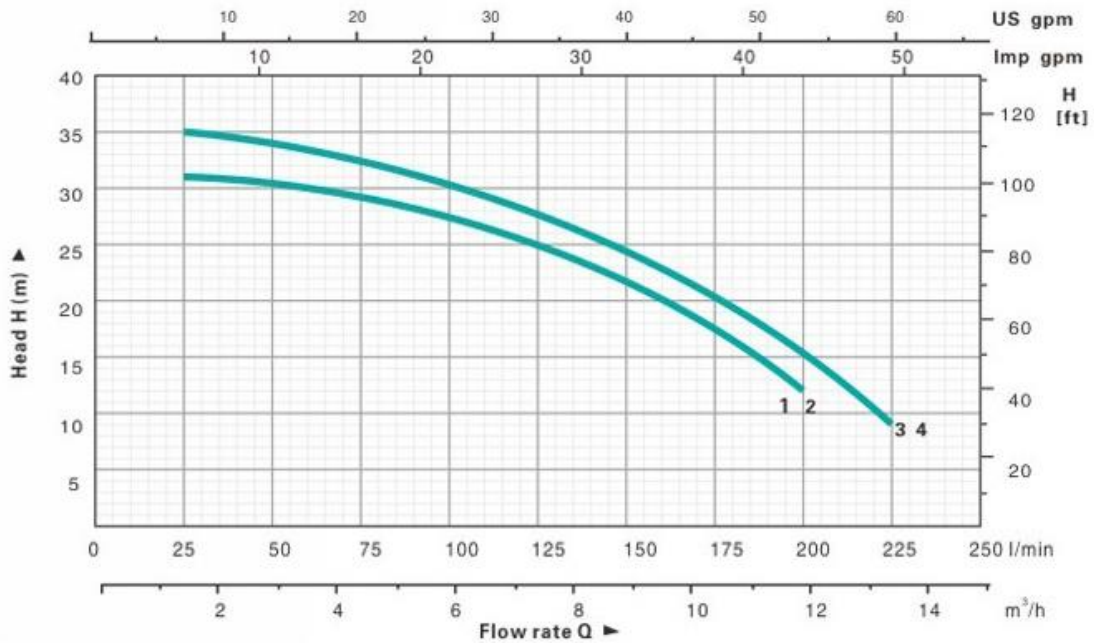
NO.	MODEL	POWER		Q(m <sup>3</sup> /h)	0	1.5	3.0	4.5	6.0	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	
		kW	HP												
1	HF5A	1.1	1.5	H	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	
2	HF6C	1.1	1.5		32	31.5	30.5	29.5	27.5	25	21.5	17.5	12.0		
3	HF5AM	1.5	2		35	34.5	34	32.5	30.5	28	24.5	20	15.0	9.0	
4	HF6B	1.5	2		35	34.5	34	32.5	30.5	28	24.5	20	15.0	9.0	

### DIMENSION

NO.	MODEL	INLET/OUTLET (Inch)	N.W (Kg)	L x W x H (mm)
1	HF5A	2"x2"	21	440X260X310
2	HF6C	3"x3"	25.5	440X260X320
3	HF5AM	2"x2"	23.5	440X260X310
4	HF6B	3"x3"	28.5	440X280X340



### HYDRAULIC PERFORMANCE CURVES (n=2850r/min)





**ANEJO VI: planos**

