

uc3m

Universidad
Carlos III
de Madrid

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**“OPTIMIZACIÓN DEL MÚLTIPLO SOLAR
PARA CENTRALES ELÉCTRICAS
TERMOSOLARES CON COLECTORES
CILINDRO-PARABÓLICOS”**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y FLUIDOS
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Autor: Javier Pamplona Gómez

Tutor: D. Domingo José Santana Santana

Madrid, 9 de Octubre de 2017

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar como no puede ser de otra manera mi agradecimiento va dirigido a mis padres. Por su apoyo incondicional, por su esfuerzo para que yo llegara donde estoy y por haberme enseñado a no rendirme.

A mi tutor, Domingo Santana, por darme la oportunidad hacer este proyecto que me ha permitido aumentar mi conocimiento en un área que creo que es fundamental en el desarrollo de la industria energética del mañana.

A mis amigos, esa segunda familia que ha tenido que soportar mis momentos de estrés, de enclaustramiento durante semanas de exámenes. Gracias por vuestra comprensión y apoyo siempre.

Y en definitiva gracias a todos los compañeros y compañeras con los que he compartido estos años de Universidad, juntos hemos pasado muchos momentos en los que había que superarse y lo hemos conseguido.

RESUMEN

El estudio que hemos realizado en este trabajo de fin de grado se centra en la optimización del múltiplo solar en centrales solares termoelectricas con colectores cilindro-parabólicos. Para este estudio como veremos más adelante hemos tenido en cuenta una serie de suposiciones o hipótesis a partir de las cuáles desarrollar la investigación. Como por ejemplo la utilización de aceite como fluido de transferencia de calor o no tener en cuenta ningún combustible fósil, es decir no habrá hibridación, como apoyo durante los periodos de no irradiación. Aunque normalmente este tipo de centrales posean un sistema de almacenamiento para poder mantener así el rendimiento del bloque de potencia durante periodos de no insolación nuestro estudio se enfocará a una planta que no disponga de tales sistemas de almacenamiento para lo cual determinar un tamaño de campo solar adecuado con respecto a la potencia nominal eléctrica es esencial.

En primer lugar hemos analizado a nivel global y teórico la situación de las energías renovables y el mercado energético en el mundo y concretamente en España. Por otro lado se ha descrito de manera concisa en qué consisten las centrales termosolares CCP (colectores cilindro-parabólicos).

El estudio se ha llevado a cabo con el Software SAM (System Advisor Model), creado por National Renewable Energy Laboratory. Se ha descrito de manera minuciosa los pasos seguidos con este programa, los parámetros establecidos y su descripción así como los cálculos para llegar a ellos. Dichos cálculos incluyen la eficiencia del ciclo de vapor, las pérdidas de calor en el receptor, la irradiación solar, etc.

Por último se plantean los resultados obtenidos mediante análisis paramétrico en SAM obteniendo así la dimensión óptima de la central, siendo el múltiplo solar, que ya explicaremos durante el estudio, el valor clave mediante el cual hemos llegado a ese razonamiento.

Por último y para hacer una comparativa de diversos casos hemos realizado un último capítulo en el que hemos variado ciertos parámetros para ver como influiría en el valor del múltiplo solar así como en los valores de LCOE (coste nivelado de energía). Este último concepto es fundamental en el análisis de rentabilidad de una central.

ABSTRACT

The study that we have done in this end-of-grade work focuses on the optimization of the solar multiple in solar thermoelectric solar panels with parabolic trough collectors. For this study, as we shall see below, we have taken into account a number of assumptions or hypotheses from the research. As for example the use of oil as heat transfer fluid or not taking into account any fossil fuel, ie there will be no hybridization, as a support during periods of non-irradiation. However, this type of power station has a storage system for the power to maintain the performance of the power block during periods of non-insolation. Our study will focus on a plant that does not have storage systems for which to determine a field size solar power with respect to rated electrical power is essential.

Firstly we have analyzed a global and theoretical level the situation of renewable energies and the energy market in the world and specifically in Spain. On the other hand has been described in a concise way in what consist of CCP (parabolic-cylinder collectors) thermosolar plants.

The study was carried out with the SAM Software (System Advisor Model), created by the National Laboratory of Renewable Energies. The steps followed with this program, the set parameters and their description as well as the calculations to reach them have been described in detail. Calculations include steam cycle efficiency, heat losses in the receiver, solar irradiation, etc.

Finally, the results obtained by parametric analysis in SAM are presented, thus obtaining the optimum size of the plant, being the solar multiple, which we have already explained during the study, the key value during which we have arrived at this reasoning.

Finally and to make a comparison of several cases we have made a last chapter in which we have varied parameters to see how to influence the value of the solar multiple as well as the LCOE values. This last concept is fundamental in the analysis of profitability of a plant.

ÍNDICE

MOTIVACIÓN DEL PROYECTO	1
1. CONSUMO ENERGÉTICO.....	2
1.1 CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL.....	2
1.2 PERSPECTIVAS DE EVOLUCION.....	4
1.3 EVOLUCIÓN Y CONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA	5
2. ENERGÍA SOLAR.....	9
2.1 EL SOL.....	9
2.2 ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA	11
3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR	14
3.1 TIPOS DE CENTRALES TERMOSOLARES	16
3.1.1 CENTRALES DE RECEPTOR CENTRAL	16
3.1.2 RECEPTORES LINEALES FRESNEL	18
3.1.3 DISCOS PARABÓLICOS	21
3.2 APLICACIONES TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR EN LA INDUSTRIA	23
4. CENTRALES CON COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS.....	25
4.1 PARTES PRINCIPALES DE UNA CENTRAL CCP.....	29
4.1.1 CONCENTRADOR CILINDRO-PARABÓLICO	29
4.1.2 TUBO RECEPTOR O ABSORBEDOR.....	31
4.1.3 SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR.....	32
4.1.4 FLUIDO DE TRABAJO	33
4.1.5 BLOQUE DE POTENCIA	34
4.1.6 CONDENSADOR.....	36
4.1.7 PRECALENTADOR DE BAJA PRESIÓN	37
4.1.8 DESGASIFICADOR.....	37
4.1.9 SISTEMA DE BOMBEO	37
5. ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DEL MÚLTIPLO SOLAR.....	37
5.1 CENTRALES SOLARES Y MÚLTIPLO SOLAR	37
5.2 CONFIGURACIÓN DE LOS PARÁMETROS Y ESTUDIO PARA UNA CENTRAL DE 50MW	39
5.2.1 LOCALIZACIÓN	39
5.2.2 PARÁMETROS DEL CAMPO SOLAR.....	41
5.2.3 COLECTORES	46
5.2.4 RECEPTORES	50
5.2.5 FLUIDO DE TRANSFERENCIA DE CALOR	54
5.2.6 PUNTO DE DISEÑO.....	59
5.2.7 OTROS PARÁMETROS DEL CAMPO SOLAR.....	61
5.2.8 CICLO DE POTENCIA.....	63
5.2.9 ALMACENAMIENTO TÉRMICO	71
5.2.10 PÉRDIDAS PARASITARIAS.....	71
5.2.11 SISTEMA DE COSTES	74
5.3 RESULTADOS	76
5.3.1 LCOE.....	76
5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	79
6. REDUCCIÓN DE EMISIONES CO₂ E IMPACTO AMBIENTAL	84
7. CONCLUSIÓN.....	86

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88
DIAGRAMA GANTT DEL PROYECTO	90
PRESUPUESTO DEL PROYECTO.....	91
ANEXOS.....	92
ANEXO A: INFORMACIÓN SOFTWARE SAM	92
ANEXO B: DATOS UTILIZADOS EN LOS CÁLCULOS.....	94
RESULTADOS CYCLEPAD.....	94
PROPIEDADES DEL THERMINOL VP1	97
TEMPERATURA EN SEVILLA	98
DESGLOSE DE LOS COSTES	99
ANEXO C: MARCO REGULADOR.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Horas solares y cantidad de energía solar. Fuente Thomas Huld et Marcel Suri PVGIS.....	1
Ilustración 2: Evolución del consumo de energía primaria en el mundo (1990-2001). Fuente: B.P Statistical Review of World Energy	2
Ilustración 3: Situación reservas mundiales de petróleo, 2012. Fuente: B.P Statistical Review of World Energy	3
Ilustración 4: Consumo energético mundial WEO. Fuente WEO	4
Ilustración 5: Localización de centrales solares termoeléctricas en España. Fuente PROTERMOSOLAR	12
Ilustración 6: Mapa mundial de radiación solar. Fuente Imágenes Google.	15
Ilustración 7: Central eléctrica termosolar con receptor central. Fuente Abengoa.....	17
Ilustración 8: Heliostato y mecanismo de seguimiento. Fuente Imágenes Google.....	17
Ilustración 9: Esquema funcionamiento central termosolar con receptor central. Fuente Abengoa	18
Ilustración 10: Esquema funcionamiento central termosolar con receptor lineal fresnel. Fuente Imágenes Google.....	19
Ilustración 11: Receptores lineales Fresnel. Fuente www.solar-energia.net.....	20
Ilustración 12: Central de discos parabólicos. Fuente www.solar-energia.net.....	21
Ilustración 13: Motor Stirling. Fuente www.solar-energia.net	23
Ilustración 14: Colectores cilindro-parabólicos. Fuente themorningstarg2.wordpress.com.....	26
Ilustración 15: Central termosolar con colectores cilindro-parabólicos. Fuente Imágenes Google.....	28
Ilustración 16: Detalle tubo absorbedor. Fuente Imágenes Google.....	31
Ilustración 17: Esquema de los ciclos de Rankine de una central termoeléctrica. Fuente Imágenes Google.....	35
Ilustración 18: Gráfica Potencia térmica VS tiempo.....	39
Ilustración 19: Localización de la central. Fuente de elaboración propia	40
Ilustración 20: Localización central. Fuente Google Maps.....	40
Ilustración 21: Mapa radiación solar España. Fuente Imágenes Google.....	40
Ilustración 22: Gráfica DNI. Fuente de elaboración propia	42
Ilustración 23: Esquema de sombras en los colectores. Fuente NREL	43
Ilustración 24: Tamaño tubería por bucle. Fuente NREL.....	44
Ilustración 25: Esquema disposición de los colectores. Fuente NREL.....	45
Ilustración 26: Gráfica Viscosidad VS Temperatura de los HTF. Fuente NREL.....	46
Ilustración 27: Parámetros del colector. Fuente propia.....	47
Ilustración 28: Simulación de cargas en un colector. Fuente Imágenes de Google	48
Ilustración 29: Estructura colectores cilindro-parabólicos. Fuente Imágenes Google ...	48
Ilustración 30: Detalle transferencia de calor en el receptor. Fuente NREL	52
Ilustración 31: Ecuación pérdidas de calor en el receptor	53
Ilustración 32: Tabla propiedades de los fluidos HTF. Fuente NREL	55
Ilustración 33: Detalle de la tabla de propiedades del Therminol VP-1, Fuente Therminol	56
Ilustración 34: Diagrama Moody con los datos señalados para nuestro estudio. Fuente de elaboración propia	57

Ilustración 35: Diagrama Moody con los datos señalados para nuestro estudio. Fuente de elaboración propia	58
Ilustración 36: Tabla con las ecuaciones para resolver los parámetros de apartado de punto de diseño. Fuente NREL	60
Ilustración 37: Parámetros del punto de diseño. Fuente de elaboración propia	60
Ilustración 38: Ángulo azimutal. Fuente elaboración propia	61
Ilustración 39: Ángulo azimutal y de colector. Fuente elaboración propia	61
Ilustración 40: Parámetros de lavado de espejos, superficie y capacidad de calor de la planta. Fuente elaboración propia	63
Ilustración 41: Esquema ciclo Rankine con recalentamiento y sangrado. Fuente Imágenes Google	65
Ilustración 42: Esquema del ciclo Rankine de la central realizado con CYCLEPAD. Fuente elaboración propia	65
Ilustración 43: Resultados análisis ciclo Rankine de la central con CYCLEPAD. Fuente elaboración propia	66
Ilustración 44: Información de las turbinas. Fuente "HELP NREL"	67
Ilustración 45: Parámetros del bloque de potencia y del control de planta. Fuente elaboración propia	70
Ilustración 46: Parámetros del ciclo Rankine Fuente elaboración propia	71
Ilustración 47: Parámetros almacenamiento térmico. Fuente elaboración propia	71
Ilustración 48: Datos pérdidas parasitarias. Fuente elaboración propia	73
Ilustración 49: Datos de los costes directos. Fuente elaboración propia	74
Ilustración 50: Datos de los costes indirectos. Fuente elaboración propia	75
Ilustración 51: Datos de los datos de operación y mantenimiento. Fuente de elaboración propia	75
Ilustración 52: Representación de la energía producida por cada tamaño de campo solar. Fuente de elaboración propia	78
Ilustración 53: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 50 MW). Fuente de elaboración propia	79
Ilustración 54: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 40 MW). Fuente de elaboración propia	80
Ilustración 55: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 30 MW). Fuente de elaboración propia	80
Ilustración 56: Gráfica LCOE con respecto a cada tamaño de campo solar (Central 30 MW). Fuente de elaboración propia	81
Ilustración 57: Gráfica de la energía anual producida con respecto a cada tamaño del campo solar (Central 30 MW). Fuente de elaboración propia	82
Ilustración 58: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 60 MW). Fuente de elaboración propia	82
Ilustración 59: Gráfica LCOE con respecto a cada tamaño de campo solar (Central 60 MW). Fuente de elaboración propia	83
Ilustración 60: Gráfica de la energía anual producida con respecto a cada tamaño del campo solar (Central 60 MW). Fuente de elaboración propia	83
Ilustración 61: Emisiones de CO ₂ por tipo de tecnología convencional. Fuente de elaboración propia	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Información energía eléctrica producida en España en 2015	8
Tabla 2: Información centrales eléctricas termosolares en España	14
Tabla 3: Comparación entre tipos de receptores.....	51
Tabla 4: Datos para calcular la pérdida de calor en el receptor	53
Tabla 5: Resultados pérdidas de calor en el receptor	54
Tabla 6: Área de campo solar para cada número de bucles.....	76
Tabla 7: Resultado de la simulación para cada tamaño de campo solar.....	77
Tabla 8: Emisiones CO2 para cada tipo de tecnología convencional.....	85
Tabla 9: Presupuesto del proyecto.....	91

MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

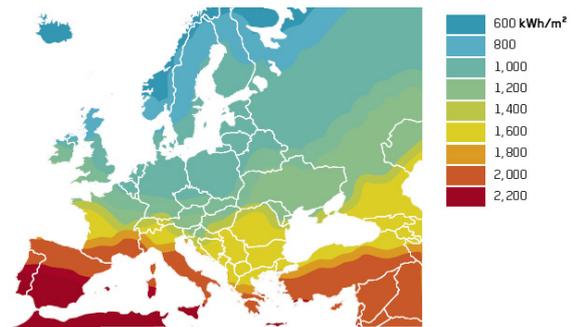
Desde hace años la sociedad contemporánea se ve envuelta de manera directa en un problema de abastecimiento energético creciente que entra en conflicto con las necesidades de preservación y cuidado medio ambiental. No fue hasta la década de los años setenta, con la crisis del petróleo, cuando los gobiernos de algunos países desarrollados comprendieron la importancia de comenzar las investigaciones en otro tipo de tecnología que permitiese una independencia mayor con respecto a los combustibles fósiles. Pero también es verdad que pese a que hace ya cuarenta años que comenzaron las primeras investigaciones acerca de las energías renovables y del compromiso adquirido por la comunidad internacional en las diferentes cumbres sobre el cambio climático como fueron Kioto, o la reciente cumbre de Paris, donde se establecen una serie de acuerdos para reducir las emisiones a nivel global, en realidad no se han conseguido cambios contundentes.

Hoy en día la dependencia directa tanto de la industria como de la sociedad en general de los combustibles fósiles sigue siendo muy elevada. Muy pocos países han conseguido abastecerse por completo por energía de origen renovable y los que lo han hecho es solo por algunas horas. Por ello debemos concentrar los esfuerzos en el ámbito de la ingeniería para dar solución a este problema tan fundamental que se nos plantea como es el problema energético y el cambio climático. Como sociedad debemos ser conscientes de la gravedad de no ser capaces de lograr una transición energética gradual pero total hacia las energías renovables.

Por otro lado, nuestro país, que a día de hoy no invierte en energías renovables lo que debería goza de una condiciones climatológicas y geográficas muy ventajosas para el auge de este tipo de energías limpias y en concreto la energía solar.

Horas solares por año en distintas ciudades europeas

Lisboa	Portugal	1,860 h
Madrid	España	1.882 h
Roma	Italia	1,687 h
Estambul	Turquía	1,454 h
Ginebra	Suiza	1,394 h
París	Francia	1,265 h
Varsovia	Polonia	1,159 h
Berlín	Alemania	1,146 h
Estocolmo	Suecia	1,137 h
Londres	Reino Unido	1,131 h
Bruselas	Bélgica	1,084 h
Oslo	Noruega	1,015 h



La cantidad anual de energía solar expresada en kWh/m²

Fuente: Thomas Huld et Marcel Suri PVGIS
 © European Communities, 2001-2007

Ilustración 1: Horas solares y cantidad de energía solar. Fuente Thomas Huld et Marcel Suri PVGIS

1. CONSUMO ENERGÉTICO

1.1 CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL

Durante la primera revolución industrial, la invención de la máquina de vapor hizo que la fuente de energía fuera la madera y posteriormente el carbón de origen vegetal o mineral. Después con el motor Diesel, el petróleo fue la fuente energética principal. La aplicación de la electricidad a multitud de usos, desarrollo la necesidad de tener generadores permanentes de energía eléctrica utilizando, para ello, diversas fuentes de energía para su transformación en electricidad y posteriormente ésta en trabajo, habiéndose constituido los combustibles fósiles progresivamente desde el siglo XIX en las fuentes de energía primaria dominantes en el sistema energético mundial. Durante el siglo XX se empezó a cuestionar los combustibles fósiles como fuente de energía principal ya que empezaron a haber estudios acerca del efecto nocivo para la salud y el medio ambiente. Durante el siglo XX, el anhelo energético principal se centró en producir energía, en gran cantidad y de calidad. El efecto que su producción a gran escala provocara no fue motivo de preocupación hasta fines de la década de los ochenta. Evidentemente el ritmo de crecimiento económico a nivel mundial y el grado de desarrollo alcanzado no hubiera sido posible sin este tipo de energías. Sin embargo, actualmente estos recursos se encuentran bastante desprestigiados debido a sus efectos tremendamente perjudiciales en el entorno. Son los principales responsables de las emisiones de dióxido de carbono, un gas que, como es conocido, contribuye a aumentar el Efecto Invernadero y por tanto influye gravemente en los factores climatológicos. Es difícil por otro lado creer que la sustitución por energías limpias va a ser de manera inmediata. Cada vez son más los estudios, tanto de ámbito económico como científico que señalan que no es posible continuar a este ritmo de demanda energética ni de producción, surgiendo así nuevos movimientos como el decrecimiento o la economía circular. Desde los años setenta, el consumo de energía mundial es más del doble, llegando a los 12.274,6 Mtep de energía primaria total en 2011. Concretamente, los niveles de consumo en Asia han aumentado espectacularmente desde comienzos de siglo, debido a los incrementos de energía de China y la India al ser países emergentes.

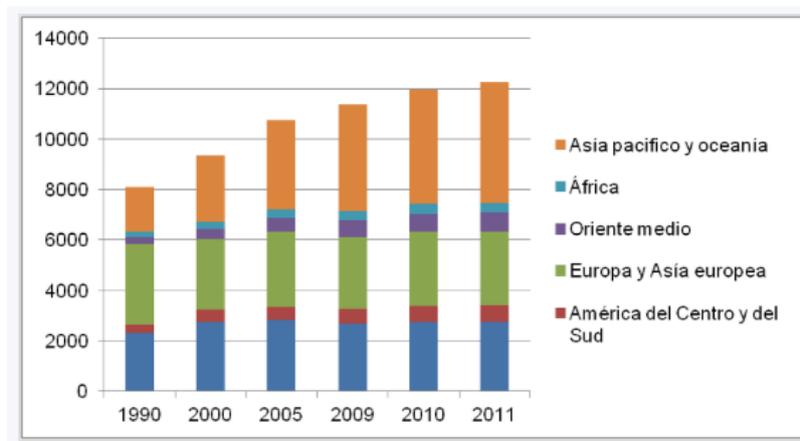


Ilustración 2: Evolución del consumo de energía primaria en el mundo (1990-2011). Fuente: B.P Statistical Review of World Energy

Aunque los recursos energéticos son aún abundantes, no son finitos y las reservas de energía primaria también lo son, además de ser variables y estar presentes de manera desigual en el planeta.

Además, esta variabilidad depende también del tipo de recurso. Por ejemplo, el carbón tiene unas grandes reservas, sin embargo los hidrocarburos están menos presentes, fundamentalmente el petróleo ya que lleva dos siglos siendo la fuente principal de energía a un ritmo de extracción enorme.

Por otro lado, teniendo en cuenta las reservas actuales y el ritmo de crecimiento demográfico y económico los estudio plantean que de aquí a unos cuarenta años ya no será rentable la extracción de petróleo. Sin embargo, muchos expertos no son tan optimistas en cuanto al fin de la extracción de petróleo se refiere, ya que están mejorando los sistemas de detección de nuevas reservas así como la evolución de tecnologías nuevas de extracción, que ya se han estado desarrollando estos últimos años.

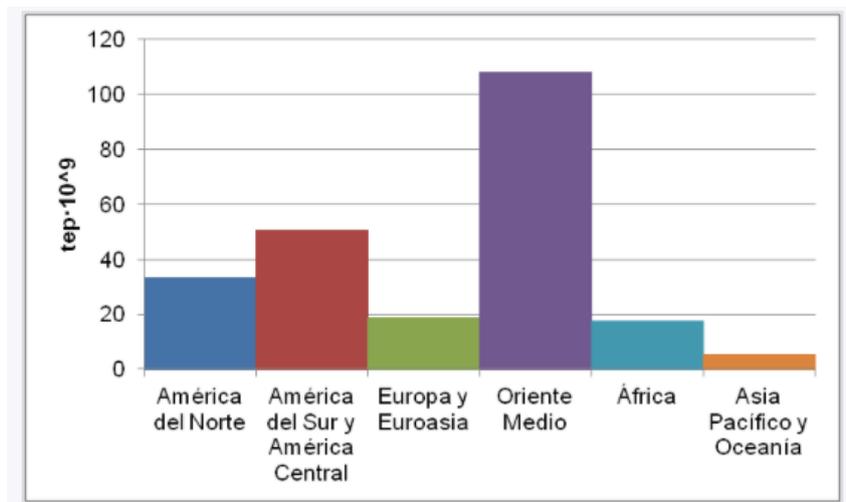


Ilustración 3: Situación reservas mundiales de petróleo, 2012. Fuente: B.P Statistical Review of World Energy

Actualmente, si analizamos el panorama mundial podemos decir que EE.UU es el primer productor mundial de petróleo, adelantando a Arabia Saudí y Rusia. EEUU es capaz de cubrir el 89% de su demanda de manera interna, sin comprar energía al exterior. Las importaciones están en su nivel más bajo comienzos de los años 80.

Estos cambios en la producción y el consumo afectaron a los precios del petróleo que cayeron de manera importante debido a la fortaleza de suministro de los países que no son miembros de la OPEP, crecía de manera importante, mientras que los países miembros de la OPEP seguían con sus niveles de producción para mantener su cuota de mercado. Por último, en 2015 el consumo energético en la zona de la Unión Europea disminuyó en un 3,9%, siendo un 12,5% del consumo a nivel mundial.

1.2 PERSPECTIVAS DE EVOLUCION

Según los estudios realizados, durante los años entre 2000-2030 la demanda mundial de energía va a aumentar a un ritmo del 1,8% al año. El impacto del crecimiento económico y del crecimiento demográfico (que se situarán, respectivamente, en una media anual del 3,1% y el 1%) se equilibrará debido a la disminución anual de la intensidad energética del 1,2%, como consecuencia del efecto de varios factores como son el económico, los avances en I+D y el aumento del coste de la energía al ir disminuyendo el consumo de energías fósiles. Esto tendrá consecuencias en los países más desarrollados a nivel industrial ya que van a experimentar una reducción considerable del crecimiento de su demanda energética, que se situará a un nivel cerca del 0,4%/año en la UE. De manera contraria, en los países emergentes esta demanda de energía aumentará de manera exponencial, llegando en 2030 a representar más del cincuenta por ciento de la demanda mundial, hoy representa el cuarenta. Dado que las energías fósiles siguen siendo preponderantes, se espera un incremento de las emisiones de CO2 superior crecimiento de consumo de energía (2,1%). En 2030 las emisiones mundiales de CO2 serán un 50% más que las registradas en los años 90 y alcanzarán los 44.000 millones de toneladas de CO2. La producción de electricidad aumentará constantemente a un ritmo medio del 3% anual. En el año 2030, se espera que la mitad de la producción tenga su origen en tecnologías desarrolladas en los años noventa como los ciclos combinados y las energías renovables en todas sus ramas.

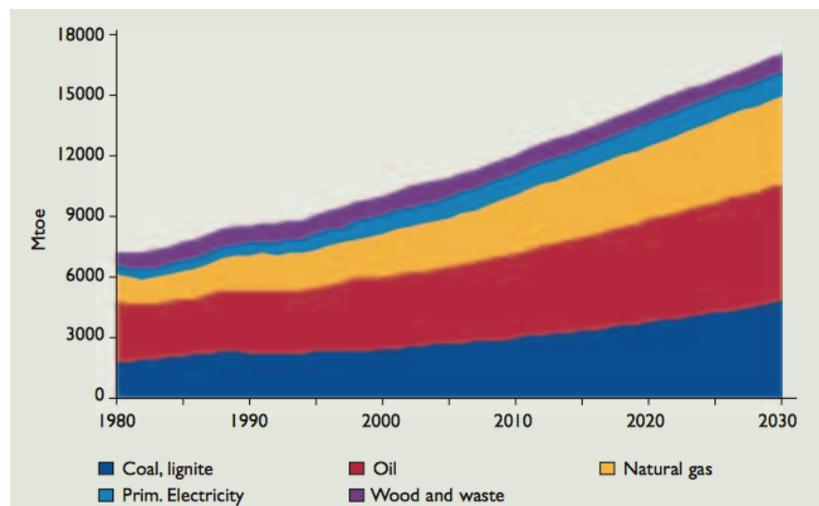


Ilustración 4: Consumo energético mundial WEO. Fuente WEO

1.3 EVOLUCIÓN Y CONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

La industria eléctrica española tiene su origen a finales del siglo XIX en Cataluña, concretamente Barcelona, donde se comenzó la construcción de la primera central eléctrica. La finalidad de esta producción era para alumbrar pequeños talleres y para la industria ferroviaria.

A principios del siglo XX se comenzó a transportar la energía a grandes distancias ya que hasta ese momento las centrales se construían próximas a donde se iba a consumir la electricidad por cuestiones logísticas.

En el año 1909, la línea de mayor tensión y dimensiones de Europa estaba en España, siendo su longitud de más de 260 km a 60000V, desde Molinar a Madrid.

Más adelante se desarrollaron las centrales hidroeléctricas, alrededor de mitad de siglo. Su construcción implicaba una importante inversión económica y financiera comparada con las instalaciones que ya existían. Tras la Guerra Civil, la industria eléctrica española tuvo grandes dificultades para garantizar la demanda creciente en la sociedad. Debido a los problemas económicos no se podían construir nuevas centrales por lo que se exigía a las existentes mayor rendimiento. En 1968 España comenzó a desarrollar la tecnología nuclear, construyendo la primera central de este tipo.

Durante los años sesenta hubo una fase muy importante de expansión económica lo que provocó que se impulsara el consumo de energía eléctrica. Puede decirse que el llegar a un nivel aceptable de desarrollo económico, así como una calidad de vida a la altura de los países del entorno provocaron un aumento del uso de energía eléctrica frente a otros tipos de energía. Los últimos treinta años España ha experimentado un incremento en el consumo de energía primaria, debido fundamentalmente a la incorporación de España en la UE, lo cual aumentó de manera notable el nivel económico de la sociedad y aumentando las demandas de electrodomésticos, vehículos y el desarrollo del sector de la construcción. Un dato importante a tener en cuenta, es el aumento del consumo del gas natural y de las energías renovables a partir de los años 90. Este aumento en el consumo sobre todo del gas, se ha producido en gran medida gracias a la ejecución de las de las distintas Planificaciones de los sectores de Electricidad y Gas, que han sido muy importantes en el desarrollo de las infraestructuras energéticas necesarias, para la integración de las energías renovables. Como puede observarse la evolución del porcentaje del consumo de energía primaria en España es muy superior al producido en los países de la UE, las razones por los cuales ha aumentado tanto este consumo energético en nuestro país con respecto a otros países europeos, no se analizan en detalle en este trabajo. La Intensidad Energética en España (Cantidad de energía utilizada para la producción del PIB), está muy por encima de la media de la Unión Europea, esto implica que nuestra competitividad es baja ya que es necesario más energía para obtener el mismo PIB que en el resto de la UE. Teniendo en cuenta que nuestro país tiene una elevada dependencia energética del exterior, debemos trabajar sobre el ahorro y la eficiencia energética, porque además de cumplir los objetivos propuestos por la UE, estamos trabajando para mejorar la situación económica de España y su competitividad futura a nivel mundial.

En España, el consumo energético se sitúa en su nivel más bajo desde 2001. En el año 2014, el consumo de energía en España sufrió una reducción de un 0,7% con respecto al año anterior, después del fuerte descenso sufrido del 2012 al 2013.

Si nos centramos en la producción de energía en España, a pesar de que se mantiene una gran dependencia energética del exterior, destaca el aumento del 32,2% en la producción de biocombustibles, pasando de 709.437 toneladas equivalentes de petróleo a 937.896, colocándose como cuarto país productor de biocombustibles de la UE. En cuanto al mix energético de España no ha sufrido variaciones importantes en cuanto al consumo porcentual de los diferentes recursos fósiles y no fósiles utilizados para producir energía con respecto a años anteriores. A día de hoy el mix energético en nuestro país se distribuye de la siguiente forma: petróleo 44,7%, gas natural 17,8%, energías renovables 12,1%, energía nuclear 9,7% y energía hidroeléctrica 6,7%.

Hay tres factores básicos que influyen en la sostenibilidad del mercado energético español, así como el mundial:

- La disponibilidad de recursos para hacer frente a la demanda de energía.
- El impacto ambiental ocasionado por los medios utilizados para su suministro y consumo.
- La enorme falta de equidad en el acceso a la energía, que constituye un elemento imprescindible para el desarrollo humano en la actualidad. Energía y cambio climático en España

El cambio climático es un fenómeno global que ya se está produciendo en todo el mundo, a consecuencia del incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por el ser humano durante los dos últimos siglos. El cambio climático tiene un marcado carácter global, pero cada uno de los países ha de contribuir a la solución del problema –responsabilidad compartida-, aunque estableciendo criterios de reparto de las cargas en función del nivel de vida, las emisiones actuales y pasadas, etc. responsabilidad diferenciada. El cambio climático, por tanto, es el paradigma de los múltiples impactos adversos presentes y futuros derivados de un modelo energético mundial que actualmente es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales. La situación española es particularmente grave por el aumento del consumo, las emisiones y la dependencia energética.

En particular, España es el país de la UE-15 que porcentualmente más ha incrementado el volumen total de emisiones de gas de efecto invernadero entre 1990 y 2005. Esta preocupante evolución se ha producido fundamentalmente a consecuencia del aumento del consumo de energía primaria, que en más de las tres cuartas partes se abastece de combustibles fósiles. El sector energético es con mucho el más relevante por volumen de emisiones. Éste incluye no sólo el sector transformador de la energía (refinerías, centrales eléctricas, etc.), sino también el transporte o los consumos energéticos del sector industrial, residencial o terciario. El sector energético en el sentido amplio indicado, genera el 80% del total de las emisiones que se producen en España.

España dispone de opciones estratégicas para afrontar el problema, pero necesita una planificación energética indicativa (PEI) con criterios explícitos de sostenibilidad para

conseguir alcanzar los objetivos de sostenibilidad energética. Esta planificación no ha de interferir con el libre mercado energético existente en la actualidad, sino que ha de fijar el marco de referencia para el desarrollo del mismo. Los mercados energéticos no proporcionan soluciones adecuadas por sí mismos, sin un marco regulatorio y de planificación adecuado.

Los aspectos más destacables del modelo energético español, en relación con la sostenibilidad, son los siguientes:

- España presenta una dependencia energética del extranjero muy alta (más del 80% en términos de energía primaria, mientras que el valor medio en la UE es del 50%), a pesar de lo cual los logros en eficiencia han sido muy escasos.
- El crecimiento del consumo de electricidad es claramente superior a la media europea y también el de energía primaria, aunque partiendo de valores inferiores a los medios en Europa, mientras que la intensidad energética ha venido siguiendo en los últimos años una tendencia creciente (con alguna excepción reciente), contraria a la observada en la UE-15 y en la UE-27.
- España está muy lejos de cumplir los compromisos de Kyoto sobre reducción de las emisiones.
- El potencial para nuevas instalaciones hidroeléctricas grandes está prácticamente agotado; la utilización de carbón nacional se ha venido reduciendo, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear, con la que se produce aproximadamente una quinta parte de la electricidad en España, cuenta con una considerable oposición pública; y existen unos abundantes recursos renovables en biomasa, solar y eólica que se están desarrollando vivamente, aunque de forma desigual, con el apoyo de un sistema de primas.
- El esfuerzo en I+D de largo plazo en el sector energético ha sido escaso y decreciente hasta hace muy poco, en este caso en sintonía con la tendencia de las dos últimas décadas en la UE.
- No ha tenido lugar aún un verdadero debate social sobre el modelo energético más adecuado para el país, pero finalmente el gobierno y diversas

Según datos del Ministerio de energía y turismo para el año 2015 la energía eléctrica producida en España se distribuye de la siguiente manera:

TIPO ENERGÍA	DE CENTRALES ACTIVAS	POTENCIA ACTIVA (MW)	PRODUCCIÓN NETA (MWH)
Hidráulica	379	17.945,72	25.362.853,88
Bombeo puro	8	3.336,73	3.336,73
Bombeo mixto	13	2.683,06	2.305.263,55
Nuclear	6	8.119,04	54.724.166,92
Carbón	16	11.336,18	52.645.421,09
Fuel+gas y ciclo combinado	55	26.712,63	35.683.819,16
Resto hidráulica	880	2.014,10	5.446.253,24

Eólica	908	22.757,44	47.841.484,18
Solar fotovoltaica	61.346	4.670,60	8.195.701,03
Solar térmica	51	2.299,53	5.084.761,40
Cogeneración	531	4.776,48	27.893.539,65
Térmica renovable y resto	144	1.160,79	5.888.534,54
TOTAL	64.316	101.792,51	268.766.535,09

Tabla 1: Información energía eléctrica producida en España en 2015

Las líneas maestras de la estrategia a seguir a largo plazo deberían incluir al menos el reconocimiento de la falta de sostenibilidad de la senda actual de desarrollo energético y de la urgencia en la toma de medidas, así como los elementos siguientes.

Desde el punto de vista de la oferta de energía

- Un destacado papel de las energías renovables en la futura cobertura de la demanda de energía, muy por encima del rol todavía menor que han desempeñado hasta la fecha.
- La utilización de los mercados eléctrico y del gas para obtener señales adecuadas del precio de la energía, como punto de partida para la internalización en el precio de la energía de los costes totales de la producción y consumo energéticos.
- Una intervención positiva de las instituciones reguladoras para garantizar permanentemente un margen mínimo de cobertura de la demanda de electricidad.
- El apoyo a la I+D en tecnologías energéticas avanzadas que conduzcan a procesos más limpios y eficientes, especialmente aquellas de mayor impacto en España.
- La prudencia en la transición hacia un modelo más sostenible, pues las decisiones administrativas y regulatorias condicionan el futuro de las tecnologías existentes.
- El cumplimiento de los compromisos internacionales, muy en particular los relacionados con el cambio climático.
- Un apoyo explícito en promover la incorporación de las poblaciones que todavía carecen de acceso a formas modernas de energía a esta estrategia energética global.
- El traslado de los anteriores objetivos a las correspondientes medidas económicas, sociales y regulatorias.

2. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la producida mediante los rayos solares para la generación de electricidad o la producción de calor. Esta energía es inagotable y renovable, al proceder del sol y se consigue mediante paneles y espejos, llamados colectores o heliostatos. La mayor parte de la energía que tenemos en la tierra diariamente es la que procede del Sol. Por su acción se producen vientos y otros fenómenos como la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes y las lluvias. El calor y la luz son la base de multitud de reacciones químicas fundamentales para el desarrollo de la vida que con el paso de los siglos han originado combustibles fósiles como el carbón o el petróleo. La radiación solar tiene otra importancia esencial: otras formas de energía renovable, como el viento, las olas o la biomasa no son más que manifestaciones indirectas de su acción, por lo que podemos decir que es la fuente de casi toda nuestra energía limpia. La cantidad de energía solar captada por la Tierra anualmente es aproximadamente de $5,4 \times 10^{24}$ J, una cifra que representa 4.500 veces la energía que se consume. La energía solar llega a la superficie de la Tierra por dos vías diferentes: incidiendo en los objetos iluminados por el Sol, denominada radiación directa, o por reflexión de la radiación solar absorbida por el aire y el polvo atmosférico, llamada radiación difusa. La primera es aprovechable de forma directa, mientras que las células fotovoltaicas aprovechan la segunda.

A pesar de ser abundante, el uso de la energía solar está condicionado básicamente por tres aspectos: la intensidad de la radiación solar recibida por la Tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas de cada lugar. La utilización rentable y eficiente de la radiación solar como fuente de energía está directamente ligada a la situación geográfica del lugar seleccionado para captarla y de las variaciones temporales. El término de radiación solar se refiere a los valores de irradiación solar, es decir, la cantidad de energía recibida por unidad de superficie en un tiempo determinado. Estos valores normalmente expresan la energía que proviene de la radiación directa del disco solar y la radiación difusa que, esparcida por la atmósfera, proviene del resto del cielo. La proporción entre radiación directa y difusa varía según las condiciones climáticas, y, en días nublados, la radiación difusa puede llegar a anularse.

La radiación solar es una forma de energía de baja concentración, ya que fuera de la atmósfera la intensidad de radiación solar que recibe la Tierra oscila entre los 1.300 y los 1.400 W/ m² aproximadamente. Las pérdidas a la atmósfera por reflexión, absorción y dispersión hacen que este valor se reduzca un 30%, con una intensidad de radiación por parte de la Tierra de alrededor de los 1.000 W/ m². Estos valores cambian con las condiciones climatológicas. La radiación incidente sobre una superficie se suele medir a través de solarímetros.

2.1 EL SOL

El sol es la fuente de casi toda nuestra energía (con la excepción de las fuentes radiactivas y las mareas) y seguirá siendo la más importante a menos que se utilicen reactores de fisión y fusión nuclear controladas. Si el hombre ha de utilizar todavía más energía que en el momento actual, tendrá dificultades en conseguir la suficiente a partir

de la radiación solar que incide sobre la Tierra. Incluso teniendo en cuenta los recursos hidroeléctricos y agrícolas que se derivan del Sol, cada vez será más difícil atender a las necesidades de una sociedad industrial solo con la radiación solar. Sin embargo, la Tierra recibe del sol $5000Q/año$ ($1Q=10^{21}J$), lo que representa una cantidad muy superior al consumo mundial de energía. La radiación solar no es utilizada eficazmente por el hombre, basta con considerar que las olas, los vientos y la potencia hidroeléctrica proceden en último término del sol.

Si la Tierra intercepta $5 \times 10^{24}J/año$ del sol, esto significa que la emisión anual de este astro es de $10^{34}J$, proceso que viene ocurriendo probablemente así desde hace 10^{10} años. La pérdida de energía total del sol procede en su mayor parte de la fusión nuclear, pues el Sol consta principalmente de los elementos ligeros hidrógeno y helio y no contiene cantidades importantes de los elementos pesados que pueden sufrir la fisión. Además, la elevada temperatura existente dentro del Sol ($1,5 \times 10^7K$) es consistente con las energías térmicas requeridas por la fusión. Existen dos secuencias probables para la conversión del hidrógeno en helio dentro del sol: una reacción protón-protón y el ciclo de carbono, pero el resultado final es el mismo. La reacción de cuatro protones para formar un núcleo de He viene acompañado de un 0,7% de pérdida de masa que aparece en forma de energía. Parte de la energía producida es extraída por el sol para neutrinos que escapan del mismo, pero la mayor parte aparece en forma de energía radiante. En realidad la densidad energética no es suficientemente grande en estos procesos para que valga la pena copiarlos sobre la Tierra y las centrales de fusión de deuterio propuestas ofrecerán densidades energéticas superiores, aunque a temperatura umbral superior. El sol contiene suficiente hidrógeno para que su conversión en helio ofrezca la energía total requerida de 10^{44} . Se estima que cada día $5 \times 10^{16}kg$ de hidrógeno se convierten en helio y su energía.

El sol se comporta muy aproximadamente como un cuerpo negro emisor con una temperatura superficial efectiva de unos 5800k, lo cual significa que la distribución espectral de la radiación recibida por la Tierra es amplia. La incidencia total sobre la atmósfera terrestre es de $1,3 Kw/ m^2$, llamada constante solar, el 95% de la cuál es de longitud de onda inferior a 2 micrometros. Gran parte de esta radiación es devuelta por dispersión al espacio y una gran porción es absorbida selectivamente por diversos gases en la atmósfera, de tal modo que después de un simple tránsito vertical a través de la capa atmosférica, solo $1Kw/ m^2$ aproximadamente alcanza la superficie terrestre.

La "irradiación solar" o "irradiación" es la tasa a la que llega la energía del sol a la Tierra por unidad de superficie. Dicha irradiación se mide en unidades de vatio por metro cuadrado. Es posible que cambie con el tiempo y es una medida instantánea. El valor máximo de irradiación solar es utilizado como parámetro en el diseño de un sistema de recolección de energía para detectar cual es la tasa pico de energía que entra en el sistema.

Para diseñar sistemas de captación solares es necesario conocer cuánta energía solar incide sobre los colectores en un tiempo determinado, por ejemplo, un día o una semana. Este valor se llama "radiación solar" o "irradiación" y se mide en julios por metro cuadrado. Dicha radiación solar es la suma de la radiación solar durante un periodo de tiempo.

La intensidad de la radiación en la superficie solar es aproximadamente $6,33 \times 10^7$. Dado que la radiación decae con la distancia al cuadrado, tras el viaje de la radiación de $1,496 \times 10^{11}$ m o 1 UA por el espacio, distancia que separa el Sol a la Tierra, la energía que se recibe sobre un área de 1 de superficie en la Tierra se reduce a 1.367, como se aprecia en la ilustración 1.

La intensidad de la radiación emitida por el Sol se puede considerar como constante, luego la intensidad de la radiación solar que llega a la Tierra también lo es, y a dicho valor se le denomina constante solar.

Realmente no es propiamente una constante, ya que el Sol sufre fluctuaciones caóticas de muy pequeña amplitud, además de oscilaciones periódicas descritas como ciclos de actividad de 11 años de duración, así como de variaciones por las cuales el brillo del Sol ha ido incrementándose lentamente a lo largo de su historia, pero sí puede considerarse como un parámetro que a corto y medio plazo varía dentro de márgenes pequeños. Estas variaciones diarias y mensuales se han cuantificado no superiores a un 0,25%, y los cambios producidos en los ciclos de actividad de 11 años no superan el 1% de variación.

Dado que la sección transversal de la Tierra es de 127,4 millones de km^2 , la energía recibida es del orden de $1,74 \times 10^{17}$ W.

El tamaño angular aparente del disco solar se puede calcular en función del diámetro de la fotosfera y la distancia Tierra-Sol. A una distancia de 1 UA, el tamaño angular del Sol es de 9,3mrad (0,553o), pero como la distancia Tierra-Sol no es constante a lo largo del año, el tamaño aparente puede variar en torno 1,7%.

El valor de la constante solar tiene una influencia primordial y un impacto notable en el clima, los procesos geológicos externos, y la vida. Se ha calculado que una caída de sólo el 1 por ciento de la "producción" de radiación solar del Sol, podría disminuir la temperatura media global de la Tierra en más de 1°C. Considerar que la Tierra se cubriría enteramente por hielo si la radiación solar se redujese únicamente un 6%.

2.2 ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA

El desarrollo de la energía termosolar en España se está produciendo rápidamente. Además de las centrales que ya están operativas hoy en día es necesario tener en cuenta las que están siendo construidas. En la figura 5 observamos cómo hay casi el mismo número de centrales operativas que en fase de construcción.

La empresa energética Abengoa Solar abrió en Marzo de 2007 su planta en Sevilla PS10, la primera de tecnología termosolar de Europa y la primera en el mundo en usar receptores centrales de torre. La potencia de dicha planta es de 10 MW y se distingue por generar vapor de manera directa en el receptor solar situado en lo alto de la torre.



Ilustración 5: Localización de centrales solares termoeléctricas en España. Fuente PROTERMOSOLAR

Más tarde en el año 2008 fue construida en Granada la planta Andasol con 50 MW de potencia y con colectores cilindro parabólicos. Además dispone de un sistema de almacenamiento térmico de 7,5 horas que permite seguir produciendo energía en horas con poca insolación. Este desarrollo tecnológico unido a la legislación que favorecía la generación energética de renovables las centrales termoeléctricas crecieron mucho en España. En el año 2013 ya se había construido 50 plantas mostradas en la tabla 2. logrando una potencia de 2304MW que situaron a nuestro país como el líder en tecnología termosolar.

Propietario	Nombre	Provincia	Tecnología	Potencia [MW]	Horas de almacenaje
Abengoa Solar	PS10	Sevilla	Torre con Vapor Saturado	10	1
RREEF/ANTIN/COBR A	Andasol 1	Granada	CCP	50	7,5
Novatec	Puerto Errado I	Murcia	Fresnel	1,4	0,5
Abengoa Solar	PS20	Sevilla	Torre con Vapor Saturado	20	1
Iberdrola Energía	Ibersol Puertollan	Ciudad	CCP	50	n/a

Solar de Puertollano	o	Real			
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol 2	Granada	CCP	50	7,5
Acciona/Mitsubishi	La Risca	Badajoz	CCP	50	n/a
COBRA	Extresol-1	Badajoz	CCP	50	7,5
COBRA	Extresol-2	Badajoz	CCP	50	7,5
Abengoa Solar	Solnova 1	Sevilla	CCP	50	n/a
Abengoa Solar	Solnova 3	Sevilla	CCP	50	n/a
Renovables SAMCA, S.A.	La Florida	Badajoz	CCP	50	7,5
Abengoa Solar	Solnova 4	Sevilla	CCP	50	n/a
Ibereolica	Olivenza 1	Badajoz	CCP	50	n/a
Grupo Ortiz - Grupo TSK - Magtel	La Africana	Córdoba	CCP	50	7,5
Acciona	Orellana	Badajoz	CCP	50	n/a
Abengoa Solar	Helios 2	Ciudad Real	CCP	50	n/a
COBRA	Extresol-3	Badajoz	CCP	50	7,5
Abengoa Solar/ITOCHU	Solaben 2	Cáceres	CCP	50	n/a
Abantia /Comsa EMTE	Termosolar Borges	Lleida	CCP + Hibridación con Biomasa	22,5	n/a
Abengoa Solar	Solaben 1	Cáceres	CCP	50	n/a
Nextera-FPL	Termosol 1	Badajoz	CCP	50	9

Plenium/FCC/Mitsui	Enerstar	Alicante	CCP	50	n/a
COBRA	Casablanca	Badajoz	CCP	50	7,5
Nextera-FPL	Termosol 2	Badajoz	CCP	50	9
Abengoa Solar	Solaben 6	Cáceres	CCP	50	n/a
RREEF/STEAG/OHL	Arenales	Sevilla	CCP	50	7

Tabla 2: Información centrales eléctricas termosolares en España

Como observamos en la tabla 2, 22 centrales disponen de sistema de almacenamiento térmico, 44 centrales usan captadores cilindro parabólicos y 3 usan sistema de receptor central de torre, 2 utilizan captadores lineales Fresnel y una usa una combinación CCP con biomasa. Las plantas CCP generan por ley 50 MW de potencia neta.

En el resto del mundo el crecimiento de estas centrales ha sido menos pronunciado, destacando EUA con 1730 MW instalados en 2014 tras terminar de construir su planta de Mojave.

3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR

Los sistemas de energía solar térmica de concentración (ESTC) producen calor o electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol a unas temperaturas que oscilan entre 400 y 1.000°C. Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo el mismo principio. En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tiene una potencia entre 50 y 280 MW y aún podría ser mayor. Estas centrales solares pueden integrarse con almacenamiento o en una operación híbrida con otros combustibles, y ofrecen una potencia firme y energía despachable a demanda. Son aptas para cargas punta y cargas base, y la electricidad generada se inyecta generalmente a la red eléctrica.

La energía termosolar utiliza la luz solar directa, denominada 'radiación directa' o radiación directa normal (DNI).

Se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, humo o polvo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos para su concentración. Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de sol directo, al menos 2.000 kilowatios hora (kWh) de radiación solar por metro cuadrado al año. Las mejores instalaciones reciben más de 2.800 kWh/m²/año.

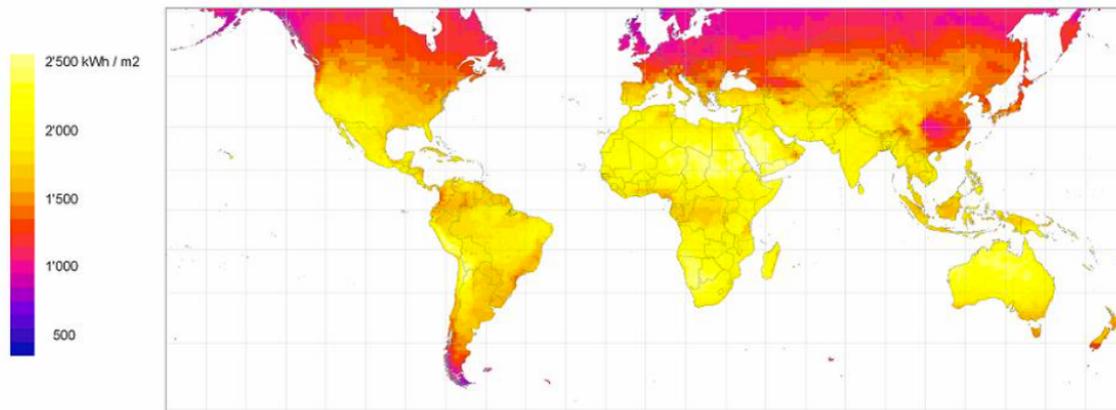


Ilustración 6: Mapa mundial de radiación solar. Fuente Imágenes Google.

Se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, humo o polvo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos para su concentración. Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de sol directo, al menos 2.000 kilowatios hora (kWh) de radiación solar por metro cuadrado al año. Las mejores instalaciones reciben más de 2.800 kWh/ m²/año.

Las mejores regiones son aquellas sin mucha humedad atmosférica, polvo o humo, como estepas, zonas de matorral, sabanas, semi-desiertos y auténticos desiertos, localizados idealmente a menos de 40 grados de latitud norte o sur. Por ello, en las mejores zonas del mundo para esta tecnología están incluidos los Estados sur-occidentales de Estados Unidos, América Central y del Sur, norte y sur de África, los países mediterráneos, Oriente Próximo y Oriente Medio, Irán y las planicies desérticas de India, Pakistán, la antigua Unión Soviética, China y Australia.

En esas regiones es suficiente un kilómetro cuadrado de terreno para generar hasta 100-130 gigavatios hora (GWh) de energía solar por año utilizando tecnología termosolar. Esta es la misma energía que la producida por una central convencional de gas o carbón de 50 MW que funcione a carga media.

Pueden utilizarse diversas tecnologías para concentrar y recoger la luz del sol y convertirla en calor a alta-media temperatura. Este calor se utiliza después para generar electricidad de forma convencional, por ejemplo, con una turbina de vapor o de gas o un motor Stirling. El calor solar recogido durante el día puede también almacenarse en un medio líquido o sólido, como las sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón o mezclas de sales de fase cambiante, y puede extraerse durante la noche del medio del almacenamiento para mantener en funcionamiento la turbina. Las centrales eléctricas termosolares sólo con generación solar funcionan bien para suministrar cargas pico estivales en las franjas horarias de mediodía en regiones con grandes demandas de refrigeración, como España y California. Con los sistemas de almacenamiento de energía térmica funcionan durante más tiempo e incluso proporcionan energía de carga base. Los sistemas de espejos concentradores utilizados en en las plantas ESTC son sistemas de enfoque puntual o lineal. Los sistemas de espejos concentradores empleados en las plantas ESTC son sistemas de enfoque puntual o lineal. Los sistemas lineales concentran la radiación unas 100 veces y llegan a obtener temperaturas de

trabajo de hasta 550°C, mientras que los sistemas puntuales pueden concentrar mucho más de mil veces y lograr unas temperaturas de trabajo de más de 1.000°C. Existen cuatro tecnologías comerciales de ESTC: sistemas de canales parabólicos y sistemas de concentradores lineales de Fresnel, que ambos son concentradores lineales; y receptores centrales y sistemas de discos parabólicos, que son concentradores puntuales. Los sistemas de receptores centrales se denominan también torres solares.

3.1 TIPOS DE CENTRALES TERMOSOLARES

Existen distintos tipos de centrales solares termoelectricas, pero la finalidad de todas ellas es generar electricidad a partir de la energía térmica obtenida de la radiación solar concentrada. De hecho, la principal característica diferenciadora entre centrales termosolares es el tipo de tecnología de captación de la energía solar, un factor que influye de forma directa en el coste, la eficiencia, el tamaño y el esquema de la central. Para que un captador sea eficiente, la razón de concentración debe ser superior a uno. Cuanta más alta sea la relación, mayores temperaturas se podrán alcanzar en la zona absorbente y por tanto, mayor será la eficiencia del sistema.

Actualmente existen 4 sistemas de captación solar con un considerable grado de desarrollo. Según el tipo, las centrales se dividen en:

- Captadores cilíndricos parabólicos.
- Captadores lineales Fresnel.
- Discos parabólicos.
- Receptor central.

3.1.1 CENTRALES DE RECEPTOR CENTRAL

Las centrales de receptor central, denominadas comúnmente como centrales de torre, son un tipo de centrales que están compuestas por una serie de espejos, denominados heliostatos, que están enfocados a una torre. Cada heliostato tiene un sistema de seguimiento independiente que nos permite orientarlo de forma que el rayo reflejado por ellos se dirija a un punto situado en lo alto de la torre. El receptor se encarga de transformar la radiación solar incidente en calor, mediante una transferencia de calor a un fluido, como agua o sales inorgánicas. Este fluido podemos utilizarlo de manera directa en el caso de que el fluido sea agua convertida en vapor o puede emplearse para producir vapor, en el caso de que sean sales inorgánicas. Incluso puede emplearse para aumentar el rendimiento de una turbina de gas calentando el aire de admisión a la entrada de la cámara de combustión.

En el caso de que el fluido caloportador sea agua, las centrales de receptor central calientan y evaporan el líquido previamente inyectado a presión en el receptor, para producir vapor a una presión y temperatura determinada. Más tarde, este vapor se expande en una turbina de vapor, mediante un proceso parecido al que se sigue en cualquier central termoelectrica.

Los primeros diseños de sistemas de torre con receptor central utilizaban vapor como fluido de trabajo. Sin embargo, actualmente los diseños utilizan sales fundidas de

nitratos, por su superior capacidad para la transferencia de calor, y sus posibilidades para el almacenamiento de energía. Por otro lado hay otros diseños que utilizan aire como medio de transferencia de calor debido a su elevada temperatura.

Debido a la alta radiación que incide, se puede trabajar a temperaturas altas e integrarse en ciclos de potencia más eficientes, permitiendo fácilmente el funcionamiento híbrido (combinado con combustibles fósiles) en una gran número de configuraciones. También tiene la posibilidad de generación de energía con altos factores de capacidad, mediante la implantación de sistemas de almacenamiento térmico. Actualmente se dan ya sistemas que superan las 4.500 horas equivalentes al año de producción.



Ilustración 7: Central eléctrica termosolar con receptor central. Fuente Abengoa

Las centrales termosolares de torre son adecuadas para la generación de energía eléctrica en un intervalo de 30 a 400 MWe, aunque las plantas que están operativas actualmente tienen un rango menor que los 400 MWe.

El campo de heliostatos es el encargado de reflejar la radiación solar en un mismo punto. Un heliostato consta básicamente de una superficie reflectante, una estructura, un mecanismo de accionamiento en acimutal y en elevación, pedestal, cimentación y un sistema de control.



Ilustración 8: Heliostato y mecanismo de seguimiento. Fuente Imágenes Google

Los heliostatos han tenido un gran desarrollo desde que comenzó su uso. Su estructura es pesada y rígida con una segunda superficie acristalada. Los más nuevos tienen un peso mucho menor y un precio más reducido, con reflectores compuestos por polímeros con la superficie anterior plateada. Actualmente hay dos caminos muy bien definidos en el desarrollo de los heliostatos, siempre dirigidos a obtener un menor coste sin que perjudique al rendimiento.

El primer camino está enfocado hacia configuraciones de heliostatos de gran superficie, más de 70 m² (se han llegado a ensayar heliostatos de 150 y 200 m²), con las consiguientes reducciones en el precio por m² de estructuras, mecanismos, cableado y cimentaciones. A pesar de esto el crecimiento del tamaño puede desembocar en peores rendimientos ópticos, dificultades en el mantenimiento y lavado, además de problemas secundarios como la dificultad de su transporte e instalación.

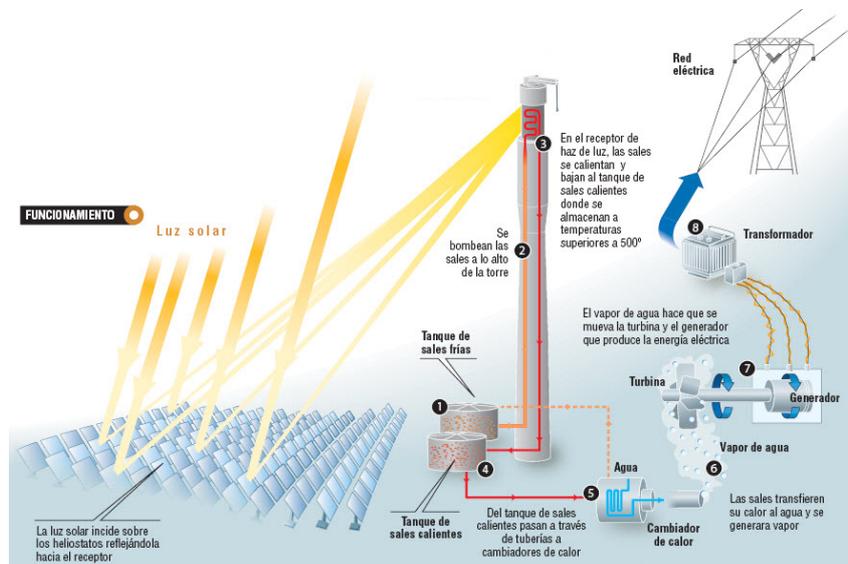


Ilustración 9: Esquema funcionamiento central termosolar con receptor central. Fuente Abengoa

El segundo camino lo producen los heliostatos de membrana tensionada. Heliostatos con una superficie metálica muy fina tensada desde un anillo que soporta a la propia membrana. La parte anterior de la membrana está cubierta por películas reflectantes, normalmente a base de plata fijada por deposición. Estos desarrollos no han conseguido por el momento abaratar en la práctica los costes por metro cuadrado instalado que alcanzan los heliostatos de vidrio-metal más investigados, y por tanto presentan todavía fuertes dudas en cuanto al tiempo de vida de la superficie reflectante.

3.1.2 RECEPTORES LINEALES FRESNEL

Este tipo de tecnología tiene un funcionamiento muy parecido a los CCP. En el campo solar se colocan en filas paralelas un conjunto de reflectores planos, con un ángulo de inclinación específico que hace que concentren la radiación solar incidente en un tubo absorbente situado en lo alto. El fluido térmico circula a través del tubo aumentando su temperatura, para luego generar vapor en el intercambiador de calor. El ciclo termodinámico del bloque de potencia es muy semejante al de una central CCP.

A día de hoy es una tecnología que es necesario investigar bastante más. La primera central que empezó a operar lo hizo en Bélgica en el año 1999. Ahora hay dos centrales

comerciales operativas más: “Kimberlina Solar Thermal Power Plant”, en California, Estados Unidos, con una potencia de 50 MW y “Puerto Errado 1 Thermosolar Power Plant” (PE1) en Murcia, España, con una potencia de 1,4 MW, ambas en funcionamiento desde el año 2008.

Un conjunto de hileras de espejos actúan como una lente Fresnel, y concentran los rayos solares sobre un tubo receptor que está fijo y colocado a varios metros por encima de los espejos.

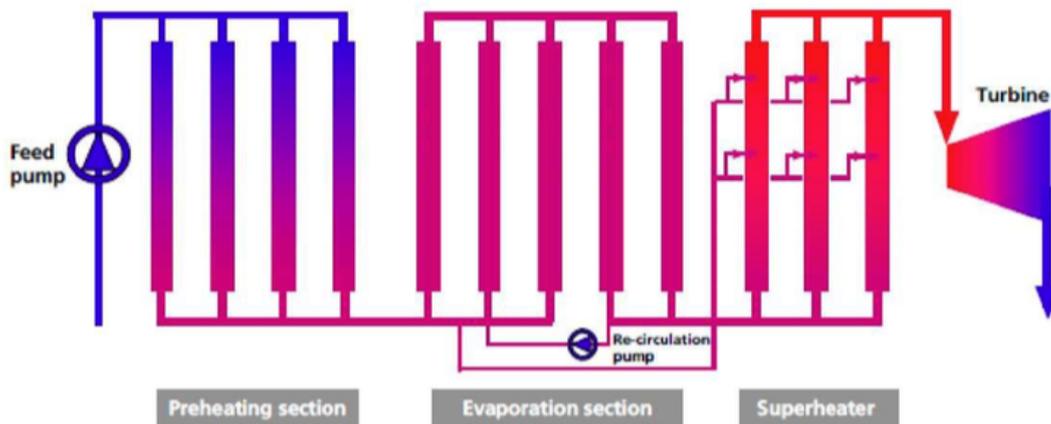


Ilustración 10: Esquema funcionamiento central termosolar con receptor lineal fresnel. Fuente Imágenes Google.

Los espejos no son planos aunque lo parezcan a simple vista. Tienen una curvatura muy sutil que se logra por medios mecánicos de flexión.

Un campo solar, para una planta de energía solar térmica de 50 MW, utilizaría 12 hileras de colectores Fresnel de 1.000 metros de longitud cada una. Las filas se pueden instalar de forma continua sin que haya que separarlas, por lo que el terreno es altamente rentable. Los colectores se pueden unir en serie y en paralelo, y el campo solar se divide en tres secciones: el precalentamiento, evaporación y recalentamiento, en función de la temperatura del fluido de trabajo que circula por el tubo absorbedor.

Las ventajas fundamentales de las centrales de tipo Fresnel frente a las centrales CCP son las siguientes:

- Los espejos casi planos son mucho más económicos y tienen un sistema de seguimiento del sol más sencillo.
- Facilita la generación directa de vapor provocando una reducción de costes como fluido de transferencia de calor, o intercambiadores de calor.
- El sistema receptor fijo no requiere articulaciones flexibles que soporten elevadas presiones de trabajo.



Ilustración 11: Receptores lineales Fresnel. Fuente www.solar-energia.net

- No se requiere tecnología de vacío ni por ello sellos de vidrio-metal.
- Debido a la utilización de reflectores casi planos, las cargas ejercidas por el viento se reducen de manera importante, y de esta forma la anchura de reflector para un único receptor puede ser fácilmente tres veces la anchura de un concentrador solar parabólico.
- Tiene una mayor eficiencia de uso de la superficie, ya que los colectores se pueden colocar seguidos como hemos dicho anteriormente. Estas ventajas conducen a una reducción de costes de inversión de alrededor de un 50% en comparación con un campo de concentradores cilíndrico-parabólico, además de un importante ahorro debido a reducidos costes de operación y mantenimiento. Pese a esto, las plantas de generación de lentes Fresnel tienen una menor eficiencia que las que utilizan sistemas cilíndrico-parabólicos en la conversión de la energía solar en electricidad, y es más complicado implantar sistemas de almacenamiento.

Por contra, también es un sistema menos desarrollado y su eficiencia es más baja que la de los captadores parabólicos. Actualmente se están realizando investigaciones para mejorar su eficiencia, como el lazo FRESEMO, en el cuál se investiga la generación directa de vapor.

Hay que señalar que los reflectores no disponen de sistema de seguimiento solar, sino que permanecen fijos.

En la India, se ha finalizado la construcción de la mayor central de tecnología Fresnel a nivel mundial, Reliance Areva CSP 1, con una potencia neta de 125 MW. Aunque el resto de centrales existentes siguen siendo de baja potencia. En segundo lugar a nivel mundial está la central Puerto Errado II con 30 MW, una de las dos centrales Fresnel operativas en España.

3.1.3 DISCOS PARABÓLICOS

Un sistema concentrador de disco Stirling está configurado por un concentrador solar con una alta reflectividad, en forma de disco parabólico, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling, que se acoplan a un alternador. De este modo, nos evitamos la obligación de que haya un fluido de transferencia de calor que transporte la energía desde el punto de concentración hasta el bloque de potencia y la necesidad de un sistema de refrigeración.

Se trata la tecnología termosolar que logra un mayor grado de concentración. De esta manera, las temperaturas que se pueden llegar a alcanzar con los discos parabólicos están en torno a los 750 °C. Esta energía calorífica es utilizada para la generación de energía mecánica por el motor o la microturbina.

El sistema de orientación sigue completamente al Sol. Para ello se vale de un sistema de seguimiento basado en dos ejes.



Ilustración 12: Central de discos parabólicos. Fuente www.solar-energia.net

Los discos parabólicos son elementos de tamaño limitado cuya potencia se sitúa normalmente en las decenas de kW. Comúnmente su utilidad se basa en la generación de electricidad de forma independientemente, aunque los discos parabólicos también admiten configuraciones colectivas. Se puede llegar a prescindir del motor Stirling y conducir el fluido de transferencia de todos los discos hacia un sistema de conversión de potencia. Este tipo de plantas requieren un diseño más complicado debido al sistema de tuberías, bombas y pérdidas térmicas. Para lograr construir una central a gran escala necesitaríamos cientos de miles de discos. Como hemos comentado, esta tecnología está diseñada para trabajar como unidades independientes unas de otras. La unidad de conversión situada en el foco contiene al receptor y al motor Stirling. La radiación es absorbida por el fluido de transferencia que circula por una serie de tubos situados en el receptor y es transmitida al motor térmico. El fluido utilizado suele ser hidrógeno o helio.

Los sistemas de discos parabólicos se caracterizan por una gran eficiencia, modularidad, autonomía de operación, y una inherente capacidad híbrida. De todas las tecnologías termosolares, los sistemas de discos parabólicos han conseguido demostrar que tienen una mayor eficiencia de conversión solar a electricidad, y por lo tanto parece que llegarán a ser una de las fuentes de energía renovable más barata. Su tamaño compacto, su baja compatibilidad con el almacenamiento térmico y su independencia con respecto al agua de refrigeración, hacen que los discos parabólicos compitan con los módulos de colectores parabólicos.

También se han probado diseños capaces de trabajar con el almacenamiento térmico y el apoyo de calderas de gas para conseguir una producción en masa pueda hacer frente en el mercado a los sistemas solares de mayor producción.

La modularidad de los sistemas de discos parabólicos hace que tengan una gran independencia ya que les permite ser desplegados de forma individual para aplicaciones concretas, o en grupos formando una pequeña red (aldea de potencia). También pueden trabajar de manera híbrida con combustibles fósiles, con la capacidad de operar tanto con energía solar como con combustible fósil, o los dos, para proporcionar energía de forma que su gestión sea sencilla. Esta tecnología se encuentra todavía en la etapa de desarrollo y los desafíos técnicos permanecen sobre los componentes y la capacidad comercial de un motor solarizable tienen que ser solucionados.

Los sistemas de discos parabólicos también pueden utilizar una matriz de espejos para reflejar y concentrar la radiación directa normal que reciben sobre el receptor situado en el punto focal. Normalmente el calor recolectado se usa directamente por un motor térmico montado en el receptor, que se mueve junto con la estructura parabólica.

El receptor térmico es la interfaz entre el disco y el bloque motor-generator, ya que absorbe los rayos solares, los convierte en calor y los transfiere al motor-generator. El receptor térmico puede ser un banco de tubos con un fluido refrigerante (generalmente hidrógeno o helio) que en la mayoría de casos hace de medio transmisor de calor y que también funciona como fluido de trabajo para el motor. Otros receptores térmicos alternativos, están formados por un intercambiador de calor por cuyas tuberías hierve y se condensa un fluido de trabajo intermedio, que transfiere el calor al motor-generator.

Para la conversión en energía eléctrica se suelen utilizar motores basados en los ciclos Brayton y Stirling, situados en la estructura del foco de la parábola donde se encuentra también el receptor térmico. Un motor Stirling es un motor de ciclo cerrado, lo que significa que el fluido de trabajo (idealmente un gas perfecto) se encuentra encerrado dentro del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo. A su vez este motor utiliza una fuente de calor externa lo que permite emplear un gran número de fuentes de energía, aparte de la solar, como la procedente de combustibles fósiles.

El sistema más ampliamente utilizado se basa en la combinación de los discos parabólicos con un motor Stirling, con el que se alcanza la mayor eficiencia en la tecnología de discos parabólicos, demostrando una eficiencia de conversión de la radiación solar a electricidad de hasta el 30% en los mejores casos.

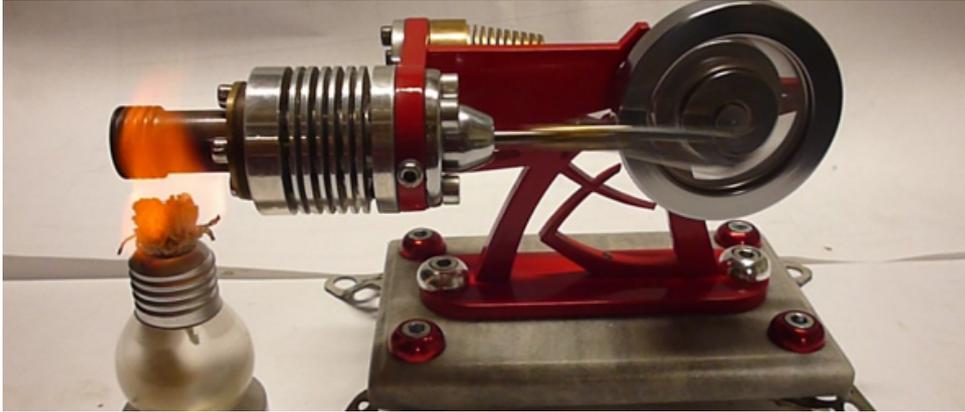


Ilustración 13: Motor Stirling. Fuente www.solar-energia.net

Se han realizado sistemas modulares con una capacidad total de hasta 5 MWe. Los módulos individuales de máximo tamaño son de 50 kWe, aunque la tónica general son módulos individuales de 7 kWe a 25 kWe.

Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro utilizada ($f/D=0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %.

3.2 APLICACIONES TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR EN LA INDUSTRIA

Las tecnologías de concentración solar tienen aplicaciones de gran utilidad para la industria y la sociedad, más allá de la generación de energía para el sistema eléctrico.

En numerosas industrias se necesitan grandes cantidades de calor para llevar a cabo muchas de sus aplicaciones y procesos, tales como la esterilización, calefacción, sistemas de refrigeración mediante máquinas de absorción, limpieza, secado, evaporación y destilación, escaldado, pasteurización, fusión, pintura y tratamiento de superficies. Un estudio dirigido por la Agencia Internacional de la Energía en 2008 concluyó, que para algunos sectores industriales, tales como el de la alimentación y bebidas, de equipos de transporte, maquinaria industrial, textil, papelería, del metal y el tratamiento de plásticos y químicos, el 27% de sus necesidades de calor son de temperaturas medias (de 100 °C a 400 °C) y el 43% de altas temperaturas (por encima de los 400 °C).

Los colectores cilíndrico-parabólicos y sistemas lineales Fresnel son los más idóneos para capturar el calor para estos procesos industriales. Podrían ser considerados como una opción económica para instalar multitud de tipos de industrias, que requieren calores medios y elevados, con rangos de temperaturas como los señalados

anteriormente. La energía solar térmica o ACS también debe ser considerada para la calefacción y refrigeración de edificios e instalaciones industriales. El uso de torres de concentración o discos parabólicos para procesos a altas temperaturas, como la requerida en la industria de la cerámica, también está bajo investigación.

Sin embargo, aunque los sistemas solares térmicos puedan resultar muy útiles siempre habrá que tener en cuenta que será muy difícil la aplicación industrial en la cual el sol pueda aportar el 100% de la energía necesaria. El sol está presente todos los días o todo el día lo que no siempre se amolda con las demandas energéticas industriales. En la mayor parte de los casos, será necesario recurrir a sistemas suplementarios convencionales de quema de combustibles (gas, gasoil) o de electricidad para cubrir los requerimientos de calor que la energía solar no pueda proporcionar en determinados momentos. Existe también la opción ecológica de emplear como complemento a la energía solar calderas de biomasa o de biogás, productos estos totalmente renovables y limpios.

El uso de la energía solar térmica en nuestra industria aporta muchas ventajas, de las cuales destacamos:

- A nivel económico: El beneficio económico que se consigue del uso que se hace de la luz del sol para obtener el calor necesario, evitándose de esta manera una parte importante de la compra de combustibles, lo que implica claramente un ahorro económico. El Sol es una fuente de energía que nos llega de forma totalmente gratuita aunque también es cierto que el equipo capaz de captarla y almacenarla no lo es, necesita una fuerte inversión. Sin embargo, con el ahorro logrado por no comprar combustible, en un periodo de tiempo de corto a medio, se recupera el precio de la inversión del equipo necesario, quedando aún un número importante de años en los que la instalación es aprovechable y el ahorro económico total.
- Mejora competitividad: El poder disponer de una fuente de energía gratuita hace que se reduzcan los costes de producción. Esta bajada de costes repercute en una bajada del precio final del producto sin reducir su calidad. Esto supone una clara ventaja competitiva frente a las industrias competidoras que usen fuentes de energía convencionales.
- Medioambientales: La quema de combustibles fósiles produce la emisión a la atmósfera de gases contaminantes como el CO₂, el dióxido de azufre entre otros. El uso de la energía solar térmica está libre de esta problemática, por lo que las industrias que la utilicen reducirán de manera importante la emisión de estos contaminantes.
- Reducción de los riesgos laborales para los trabajadores: Muchos de los contaminantes expulsados a la atmósfera en la quema de combustibles fósiles son gravemente perjudiciales para la salud. Con la quema de este tipo de combustibles en los calentadores de las fábricas hace que el entorno inmediato se llene de sustancias perjudiciales que puede potencialmente afectar la salud de los que trabajan. La energía solar al no emitir ningún contaminante a la atmósfera reduce de forma clara este problema.

4. CENTRALES CON COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS

Las centrales solares basadas en este sistema, se componen por filas paralelas de reflectores, formados cada uno de ellos por un espejo con forma cilíndrico-parabólica, que refleja la radiación solar directa incidente sobre él, en un tubo receptor, situado en el foco de la parábola, por el que circula un fluido portador del calor. Estas filas típicamente llegan hasta los 300 metros de longitud y casi los 6 metros de anchura. La tecnología de concentradores cilíndrico-parabólicos es a día de hoy la más probada de todas las tecnologías de concentración solar. Esto se debe, básicamente, a la enorme cantidad de equipos existentes en plantas solares a escala comercial, cuyas primeras instalaciones comenzaron a ser operadas en 1984, en el desierto de California (EEUU). Los cilíndricos parabólicos concentran la radiación solar incidente sobre una línea situada a lo largo de la longitud del concentrador, en el foco de la parábola formada por la superficie. A lo largo de dicha línea se coloca un tubo receptor que transporta el fluido de trabajo, absorbiendo la radiación solar concentrada y calentando el fluido que circula por su interior. Los valores normales del flujo de radiación sobre el receptor de un CCP están entre 40 y 60 kW/m². El calor suministrado por los rayos solares incidentes concentrados, calienta el fluido de trabajo que fluye a través del tubo receptor alcanzando temperaturas de unos 400°C. En las plantas SEGS, un campo solar formado por filas paralelas de colectores cilindro-parabólicos conectados en serie convierte la radiación solar directa en energía térmica, calentando el aceite que circula por los tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite calentado, es posteriormente enviado a un intercambiador de calor aceite/agua donde se produce el vapor sobrecalentado requerido para accionar un turbo-alternador, generándose de este modo energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico Rankine. Esta es la tecnología denominada Heat Transfer Fluid y conocida internacionalmente con las siglas HTF, ya que se basa en el uso de un medio caloportador (aceite sintético) para transportar la energía térmica desde el campo solar al bloque de potencia donde se genera la electricidad. El fluido usado para temperaturas inferiores a 200 °C suele ser agua o aceites sintéticos para temperaturas más altas. Desde hace poco tiempo se han empezado a utilizar sales fundidas como fluido de trabajo. Su utilización permite que se pueda prescindir de un intercambiador de calor en aquellas plantas que dispongan de almacenamiento térmico con sales fundidas. Si las temperaturas que se necesitan son relativamente bajas (<200°C), es posible utilizar agua desmineralizada o Etilen Glicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas (200°C < T < 450°C).



Ilustración 14: Colectores cilindro-parabólicos. Fuente themorningstarg2.wordpress.com

Las temperaturas que se alcanzan con los colectores cilindro-parabólicos están comprendidas entre los 50 °C y los 450 °C aproximadamente. Son sistemas que, como hemos señalado antes, debido a su amplio estudio y uso en plantas comerciales cuentan con una alta eficiencia y un bajo coste.

Un campo de colectores se compone de multitud de concentradores situados en filas paralelas, configurados de distintas formas, por ejemplo, alineados sobre un eje norte-sur. Esta configuración permite a los canales de un solo eje seguir al sol de este a oeste durante el día, ya que al ser sólo capaces de aprovechar la radiación solar directa, hay que ir modificando su posición respecto del Sol a lo largo del día, asegurándose así que el Sol está continuamente irradiando los concentradores. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal. El sistema de orientación y seguimiento que tienen estos sistemas es de un grado de libertad. Únicamente rotan a lo largo de un eje que es la línea focal de la parábola. La orientación puede ser norte-sur, siguiendo al Sol de este a oeste, u orientación este-oeste, con un seguimiento de norte a sur. La ventaja de este tipo de seguimiento es que durante el día se necesitan pequeños ajustes para un uso correcto. Los dos tipos de orientación tienen características diferentes. El modo este-oeste se caracteriza por estar siempre mirando al Sol durante el mediodía y tener sus pérdidas más acentuadas en la salida y la puesta del Sol. En el caso de la orientación norte-sur es al revés. Las pérdidas son mayores durante el mediodía y menores durante la salida y puesta del Sol. Considerando un periodo de un año también existen diferencias entre ambas orientaciones. La orientación norte-sur recoge mucha energía en verano y muy poca en invierno. El caso contrario se encuentra con la orientación este-oeste que tiene un valor más constante a lo largo del año. La elección de este parámetro depende de la aplicación y de la época del año que se demande más energía.

El sistema de seguimiento no sólo se usa para un óptimo aprovechamiento del recurso solar, sino que también tiene funciones de protección. En condiciones climatológicas

adversas como fuertes lluvias o rachas de viento, el colector es devuelto a una posición segura. Los movimientos de los colectores se pueden llevar a cabo de forma mecánica o de forma eléctrica/electrónica. Habitualmente se utilizan sensores u ordenadores con sistemas de realimentación para medir la radiación incidente y optimizar el posicionamiento. Además, ya se están incorporando sistemas de almacenamiento térmico dejando a un lado el fluido de trabajo que circula por los colectores permitiendo generar electricidad tras el ocaso o en momentos de baja radiación, aportando estabilidad a la red eléctrica, y una buena gestión a la producción de la central.

Las plantas CCP han sido diseñadas para utilizar energía solar como fuente de energía primaria para producir electricidad. Las plantas pueden operar a plena potencia utilizando únicamente energía solar en periodos con buena radiación solar. Durante los meses de verano, estas plantas están operativas de 10 a 12 horas diarias a plena potencia nominal. Pese a esto, hasta el momento, todas las plantas han sido híbridas, combinando el recurso solar con combustibles fósiles. Esto quiere decir que tienen capacidad para la utilización de combustibles fósiles como apoyo, que son utilizados para complementar la producción solar durante periodos de baja radiación solar. Normalmente, son utilizadas calderas o ciclos combinados de gas natural.

Para construir estos colectores se utilizan finas láminas de un material reflectivo que son dobladas y curvadas en forma de parábola, como indica su nombre. En la línea focal, como hemos señalado anteriormente, se coloca el tubo receptor, por el que pasa el HTF. Se trata de un tubo de acero recubierto con un material selectivo que mejora las propiedades de absorción de calor. Rodeando este tubo hay una carcasa de vidrio que reduce las pérdidas convectivas con el exterior. Sin embargo, al interponer una barrera entre el Sol y el receptor, se añade otro factor de pérdidas como es la transmitancia del cristal. Las estructuras de los distintos componentes, tanto paneles como soportes, tienen que ser lo más ligeras posibles para conseguir una reducción de costes y ahorro de material. Se han probado numerosos diseños estructurales para conseguir este compromiso. Actualmente, se ha desarrollado un diseño más ligero por parte de Eurotrough. En el estudio posterior utilizaremos colectores Eurotrough-150.



Ilustración 15: Central termosolar con colectores cilindro-parabólicos. Fuente Imágenes Google

Esta es la tecnología más desarrollada de las cuatro que hemos estudiado antes en el proyecto. Las CCP son las principales plantas comerciales. La experiencia y el desarrollo de una industria comercial la han llevado a ocupar este puesto. Debido a la gran competencia existente se favorece este desarrollo y la reducción de los costes. A día de hoy presenta uno de los menores costes para la producción de electricidad o vapor recalentado a alta presión. Sin embargo, se espera que esos costes disminuyan debido a una producción en masa y a la aparición de nuevos suministradores. Tampoco podemos olvidarnos de los cambios tecnológicos, como la generación directa de vapor en el colector, que también contribuirán a esta reducción. Las nueve plantas SEGS (Solar Electricity Generating Systems) actualmente en operación en California, que disponen de más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son un gran ejemplo del estado de este tipo de tecnología. Hay que señalar aquí que la planta DCS (Distributed Collector System) existente en la Plataforma Solar que el CIEMAT tiene en Almería fue pionera en el campo de las plantas termosolares con CCP.

La tecnología de las plantas termosolares del tipo SEGS está absolutamente disponible en estos momentos, aunque no es especialmente competitiva en la mayor parte de los mercados energéticos si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal por parte de los estados o ayuda económica externa que tenga en cuenta su menor impacto ambiental y sus cualidades para conseguir un desarrollo sostenible. El bajo riesgo, desde el punto de vista tecnológico que conlleva la instalación de plantas tipo SEGS es el motivo de que existan hoy en día diversas empresas promoviendo la instalación de plantas termosolares de este tipo en una gran cantidad de países con un buen nivel de insolación (Brasil, Egipto España, Grecia, India, México y Pakistán). Dado que la contribución solar es mayor en ese caso, las centrales termosolares con CCP resultan más interesantes para la generación de electricidad mediante un ciclo Rankine.

Actualmente, se estima que el coste de la electricidad generada por las próximas plantas tipo SEGS que se implementen a corto plazo esté entre los 0,15 y 0,20 €/kWh, dependiendo del tamaño de la planta y de la insolación. Debido al bajo riesgo tecnológico de estas plantas, como hemos dicho, y para poder compensar la diferencia que presentarán con respecto a la electricidad generada por plantas convencionales, el Banco Mundial y su Global Environmental Facility están fomentando estudios de viabilidad en diversos países (Egipto, India, Marruecos y México) para compensar dicha diferencia mediante subvenciones. Diversos estudios esperan que el coste que presentarán las nuevas plantas caiga rápidamente como consecuencia de una producción en masa de las distintas partes de la planta y la aparición de un mayor número de suministradores. Por otro lado, la introducción de importantes mejoras tecnológicas, como la generación directa de vapor en los propios tubos absorbentes de los captadores solares, puede conducir a una importante reducción de los costes.

4.1 PARTES PRINCIPALES DE UNA CENTRAL CCP

4.1.1 CONCENTRADOR CILINDRO-PARABÓLICO

En el capítulo anterior ya hemos hecho una introducción a este tipo de colectores, ahora lo desarrollaremos. Este concentrador consiste en un espejo que por su forma geométrica refleja toda la radiación solar directa que le llega a su superficie de abertura y la concentra sobre el tubo receptor que se encuentra en la línea focal de la parábola.

Para conseguir la reflexión necesaria se depositan películas de materiales altamente reflectantes, como la plata o el aluminio, sobre un soporte para darle la suficiente rigidez a la estructura. Actualmente los medios de soporte más utilizados para estas películas reflectantes son: la chapa metálica, el plástico y el vidrio. De estos tres elementos, nos vamos a centrar en el vidrio, ya que tanto la chapa metálica, siendo habitualmente de aluminio, como el plástico, se degradan al estar expuestos en el aire libre propiciando una durabilidad no muy alta, por lo que no nos es útil para una instalación como la que estamos estudiando en el proyecto.

Existen principalmente tres materiales para dar soporte a las películas reflectantes:

- **Chapa metálica:** Se utiliza una chapa de material metálico, normalmente aluminio, que tras ser pulido cumple la doble función de medio reflector y soporte. Este sistema permite bajar costes. A pesar de esto no es rentable en instalaciones que requieran una larga vida útil como en el caso de una central eléctrica, ya que es un material que se deteriora con facilidad cuando está largo tiempo expuesto a la intemperie.
- **Plástico:** Consiste en una lámina delgada de plástico reflectante formada a partir de una película reflectante de plata o aluminio adherida sobre un film de plástico. Este sistema, igual que sucede con la chapa metálica, no es adecuado para estar largo tiempo expuesto a la intemperie, debido a que se degrada rápidamente y además, al tener carga electrostática, las partículas de polvo se adhieren a su superficie aumentando la suciedad. Un nivel alto de suciedad conlleva a una disminución del rendimiento del captador.

- Vidrio: En este sistema se emplea un reflector formado a partir de una lámina de vidrio que soporta la película de plata, una película posterior de cobre y una capa de pintura epoxi a modo de protección. Según el grosor de la lámina de vidrio se distingue el reflector de vidrio grueso (>3 mm) y de vidrio delgado ($<1,5$ mm). En el primer caso la forma parabólica se obtiene curvando el material en caliente, de modo que una vez frío se depositan las capas de plata, cobre y pintura. En el caso del vidrio delgado, la forma se obtiene doblegando directamente el espejo al acoplarlo en un soporte rígido con la curvatura requerida. El vidrio conserva durante más tiempo la reflectividad de la plata, que en condiciones óptimas es superior al 92%, y por ese motivo es el sistema más usado en las centrales termo solares.

Un captador cilindro-parabólico está formado por varios módulos, unidos en una misma estructura, que son controlados mediante un mismo sistema de accionamiento.

La estructura es la parte responsable de soportar el peso del conjunto y asegurar su estabilidad y rigidez ante cargas externas, como por ejemplo el viento. Para poder resistir las cargas, la estructura tiene cimientos soterrados mediante pilotes de hormigón armado estándar.

Dada la función y las tensiones a las que está sometida la estructura, el material más empleado en su fabricación es el acero.

Los diseños que hay hoy en día en el mercado son los siguientes:

- Torque box: Estructura formada por un armazón rectangular al cual van anclados los brazos que soportan los colectores. El eje de giro de esta gran resistencia a la torsión. Sus ventajas son el fácil montaje, alta resistencia mecánica y la capacidad de soportar colectores de mayor tamaño, lo que permite un ahorro en el coste de la instalación al poder instalar un número menor de colectores.
- Torque tube: En esta estructura, los brazos van acoplados a un tubo central encargado de soportar las cargas de los captadores, por tanto el diámetro del tubo es función de la resistencia requerida. Las ventajas de este sistema son su bajo coste, ligereza y buena resistencia a la torsión.

Este tipo de estructura fue usado en las primeras centrales SEGS, en los colectores LS-1 y LS-2 fabricados por la empresa Luz.

Space framework: Esta estructura se distingue del resto por estar fabricada con aluminio, esto permite que sea más ligera que el resto de estructuras de acero, sin embargo no soporta colectores de gran longitud, siendo necesario instalar un número mayor de módulos. Sus ventajas son su menor peso, alta resistencia a la corrosión y facilidad en el montaje y fabricación, al no requerir soldaduras.

El modelo SCX-1 desarrollado por la empresa SolarGenix y el LS-3 de Luz son ejemplos de esta estructura.

4.1.2 TUBO RECEPTOR O ABSORBEDOR

Este elemento es fundamental dentro de un CCP, ya que por su interior circula el fluido (HTF) que será calentado mediante la energía solar, y gracias al cual se obtendrá la energía térmica, por lo que de él depende, en esencia, el rendimiento global del captador.

Dicho tubo consta de dos tubos concéntricos separados por un espacio donde se hace un alto vacío (10^{-5} mbar). El tubo interior, por el cual circula el fluido térmico caloportador es metálico y el exterior de cristal.

El tubo interior tiene un gran rendimiento térmico ya que es tratado con un recubrimiento selectivo, que puede consistir en una fina capa de cromo, níquel o cobalto negro. Los tubos receptores no pueden trabajar a temperaturas superiores a los $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ya que se degradan con facilidad y su emisividad aumenta, por lo que para el caso de nuestro estudio no se va a poder utilizar, ya que el fluido caloportador alcanza los $393\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para temperaturas superiores hay que recurrir a recubrimientos selectivos obtenidos por sputtering o PVD (Physical Vapour Deposition), que consiguen una absorptividad del 95% y una emisividad del 15% e incluso menor a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$. El principal problema de los recubrimientos mediante PVD o sputtering es que la mayoría de ellos se degradan en contacto con el aire cuando están calientes, por lo que necesitan que exista un alto vacío en la cámara que queda entre el tubo metálico interior y la cubierta de cristal, para esta función existen los getters.

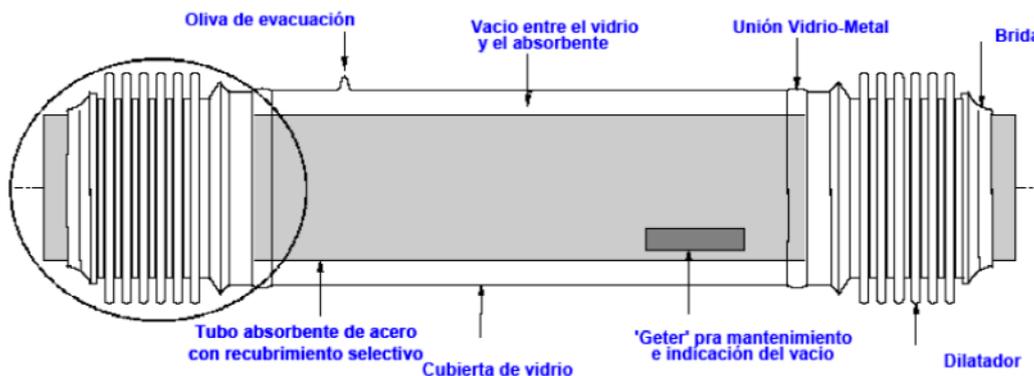


Ilustración 16: Detalle tubo absorbedor. Fuente Imágenes Google

Este recubrimiento dota al tubo de las propiedades necesarias para tener una elevada absorptividad ($>90\%$) a lo largo de todo el espectro solar, para absorber la máxima radiación solar posible y una baja emisividad ($<15\%$) en el espectro infrarrojo, con la intención de retener dentro del tubo la máxima radiación absorbida posible. El tubo exterior de cristal que rodea al tubo interior tiene dos funciones de igual importancia: proteger el recubrimiento selectivo del tubo interior de las posibles adversidades climatológicas y minimizar las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor.

Entre estos dos tubos concéntricos, el tubo interior metálico y el exterior de vidrio, se debe haber vacío para que no se degrade el recubrimiento selectivo del tubo metálico. Por esta razón, los extremos del tubo de vidrio están unidos mediante una soldadura vidrio-metal, que tiene una dificultad bastante importante al soldar dos materiales diferentes, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. La función principal de este fuelle es equilibrar la diferencia en la dilatación térmica que hay entre estos dos tubos de diferentes materiales. Así obtenemos el espacio anular que queremos para hacer el vacío (con la estanqueidad total de aire) entre estos dos tubos. El tubo de cristal goza de un tratamiento antirreflexivo en su doble cara, con el objetivo de incrementar su transmisividad y el rendimiento óptico del captador. Es fundamental que después de haber realizado la estanqueidad entre los dos tubos concéntricos, se coloquen unas piezas pequeñas, con forma redonda o plana, adheridas al tubo metálico, denominadas getters, cuya función es absorber las posibles moléculas, como principales enemigos el argón del aire y el hidrógeno que se produce por la degradación del aceite térmico que se utiliza como fluido calo-portador, ya que pueden llegar a penetrar en el espacio anular formado por estos dos tubos y degradar el vacío inicial.

Para poder conseguir el vacío en el espacio anular, durante la fabricación del tubo hay que tener en cuenta una pequeña toma de aire, llamada "oliva de evacuación", en la cubierta del vidrio, donde conectar la bomba de vacío. Después de que se haya alcanzado el vacío mediante la bomba, la oliva se sella completamente mediante aporte de calor.

4.1.3 SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR

El sistema de seguimiento, como se ha señalado brevemente en otros capítulos, permite al colector girar y orientarse siguiendo la trayectoria del Sol a lo largo de la jornada, para aprovechar lo máximo posible la radiación solar. Este es el único método con el que poder concentrar la máxima radiación solar en el tubo receptor. El mecanismo de seguimiento solar no es más que un dispositivo que hacer rotar a los colectores alrededor de su eje.

Existe también la posibilidad de que el sistema de giro se realice mediante dos ejes, que en principio parece ser más eficiente, pero los estudios han determinado que no es así del todo ya que aunque el flujo útil de radiación solar sobre el área de abertura es mayor que en un captador con sistema de seguimiento en un eje, las pérdidas térmicas son mayores debido a que la longitud de tuberías provistas de aislamiento térmico dentro de cada captador es mayor, lo que quiere decir que finalmente la potencia térmica útil que llega a través de las tuberías hasta el bloque de potencia es igual o menor que en los de seguimiento de un solo eje. Por otro lado los procesos de mantenimiento también son mayores. Por todo ello vamos a utilizar en este proyecto captadores con seguimiento en un solo eje, que son los que se usan habitualmente en las centrales comerciales. Otro punto a destacar en este capítulo es el tipo de mecanismo de accionamiento, que pondrá en función del tamaño de los captadores que utilizemos. Estos mecanismos podrán ser hidráulicos o eléctricos. Para nuestro proyecto nos decantaremos por los primeros al disponer de un tamaño de captadores grandes, ya

que necesitan altos pares de giro en el eje del captador. En los mecanismos hidráulicos, una bomba eléctrica es la que se encarga de alimentar dos pistones hidráulicos y éstos de girar la estructura del captador alrededor del único eje de seguimiento. Los motores eléctricos, se utilizan para tamaños de captadores medios o pequeños, donde no se requieren elevados pares de giro. Con el objetivo siempre de reducir costes, un solo mecanismo de accionamiento gira, alrededor del mismo eje, varios módulos cilindro-parabólicos que están conectados en serie, es decir, instalados en la misma fila, de forma que operan como un mismo elemento, simplificando la construcción de toda la estructura.

El mecanismo de accionamiento de los captadores necesita de un control electrónico que le informe cuándo y cuántos grados debe girar. Estos sistemas de control se suelen basar en sensores solares que detectan la posición del Sol. Los sensores más utilizados están compuestos por dos fotocélulas separadas por una fina pared en la mitad, llamada banda de sombra.

Cuando se haga el diseño del campo solar, los colectores se distribuirán en serie formando filas, que a su vez se conectarán en paralelo con el resto de filas adyacentes, hasta que se consiga la potencia térmica que demanda el bloque de potencia. Dentro de cada una de las filas, los tubos absorbedores de captadores solares adyacentes, deben unirse de forma que se permita el giro individual de cada captador, a la vez que se debe compensar las dilataciones térmicas de los tubos absorbedores en los extremos de los captadores. En el caso de nuestro estudio, se ha optado por las juntas rotativas para la unión de los captadores solares adyacentes, permitiendo no solamente el movimiento independiente entre ellos, sino también para unir las tuberías principales de entrada y salida del campo de captadores con los comienzos y final de cada fila de captadores.

4.1.4 FLUIDO DE TRABAJO

La elección del fluido térmico que circulará por el interior de los tubos receptores de los colectores depende de la temperatura que se necesite alcanzar, siendo en nuestro caso de 393°C, como se explicaremos más adelante.

A la hora de la elección de este fluido, se ha considerado que es mejor que sea un aceite sintético ya que vamos a trabajar a temperaturas superiores a los 180 °C , por tanto, no es posible utilizar agua desmineralizada por problemas de presiones excesivas y de la mayor complejidad del sistema de control que se requeriría para el campo solar. Cuando se utiliza agua, conforme la temperatura del agua es más alta en el interior del tubo, la presión que ejercerá sobre las paredes de éste cada vez serán mayores siempre que la temperatura sea superior a 100°C. Para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación que corresponda a la temperatura máxima que alcance el agua en los captadores solares. Debido a que la presión de vapor del aceite, a la temperatura que se desea alcanzar a la salida de los captadores, es mucho menor que la del agua, la fuerza que soportarán las paredes del

tubo será mucho menor, lo que nos permite tener la posibilidad de usar materiales mucho más económicos para las tuberías, haciendo la instalación más simple. Hay que mencionar en este capítulo que la utilización de agua, aunque sea a altas temperaturas con sus correspondientes presiones sobre las paredes de las tuberías, es una opción muy a tener en cuenta debido a que se aumentaría la eficiencia global de todo el sistema solar y disminuirían las pérdidas térmicas a través de todo el trazado de tuberías.

Un aspecto fundamental que debemos tener en cuenta, es el análisis y prevención de riesgos, ya que a la hora de trabajar con aceites sintéticos existe la posibilidad de incendios, especialmente por derrames, ya que éstos son inflamables. En este aspecto usar agua es más ventajoso que los aceites sintéticos.

Por ejemplo, no sería necesario disponer del intercambiador de calor aceite-agua, ya que se produciría la Generación Directa de Vapor (GDV), tecnología que ya se ha estado investigando durante años y demostrado su viabilidad, como la planta experimental DISS existente en la Plataforma Solar de Almería en funcionamiento desde el año 1998.

Existen diferentes tipos de aceites térmicos. Los más utilizados en las plantas comerciales durante los últimos años y que actualmente siguen siendo la primera opción son el Therminol VP-1, el Syltherm 800 y el Dowtherm A. Por otro lado, en las simulaciones que se van a hacer en este proyecto utilizaremos el aceite sintético Therminol VP-1 como explicaremos más adelante.

- Therminol VP-1: Este aceite está compuesto por una mezcla eutéctica de 73,5% de óxido de difenilo y 26,5% de bifenilo. Trabaja eficientemente en el rango de temperaturas de 12 °C – 400 °C. Por debajo de los 12 °C el fluido empieza a cristalizar, lo cual puede producir problemas en la instalación. Para evitar la solidificación es necesario disponer de un sistema de protección para evitar que se lleguen a esas temperaturas, como un circuito de resistores instalados en las tuberías. Al ser una temperatura relativamente baja, no es necesario un gasto excesivo de energía. Su punto de inflamación es 127 °C y su presión de vapor a 400 °C es 10,8 bar.

4.1.5 BLOQUE DE POTENCIA

El bloque de potencia es el elemento de la central donde se produce la conversión de energía térmica a energía eléctrica. El funcionamiento del bloque de potencia en una central solar de colectores cilindro-parabólicos es parecida al de otras centrales térmicas más convencionales como las de combustión. La diferencia está en que el medio del cual se extrae el calor es el sol y no los combustibles fósiles.

El fluido de trabajo usado en las plantas termosolares es agua, y el ciclo de potencia será Rankine. Este ciclo de potencia, en su forma ideal y sin mejoras, está compuesto por 4 etapas:

- Etapa 1-2: Compresión isotrópica del fluido en estado líquido mediante una bomba hasta adquirir la presión de entrada a la turbina.

- Etapa 2-3: Absorción de calor a presión constante por parte al fluido de trabajo. En esta etapa se produce el cambio de fase liquido-vapor.
- Etapa 3-4: Expansión isotrópica en la turbina. El vapor con alta entalpia es introducido en la turbina generando trabajo útil.
- Etapa 4-1: Transmisión de calor a presión constante en el condensador. El vapor pasa a estado líquido cediendo el calor latente a un fluido de menor temperatura. A este esquema básico del ciclo se le pueden añadir mejoras de eficiencia como son el sobrecalentamiento del vapor a la salida del intercambiador de calor, el recalentamiento del vapor durante la etapa de expansión en la turbina o una etapa de regeneración donde se extra una parte del vapor en la turbina para precalentar el agua de alimentación. En la figura 17 se muestran los diagramas de los ciclos:

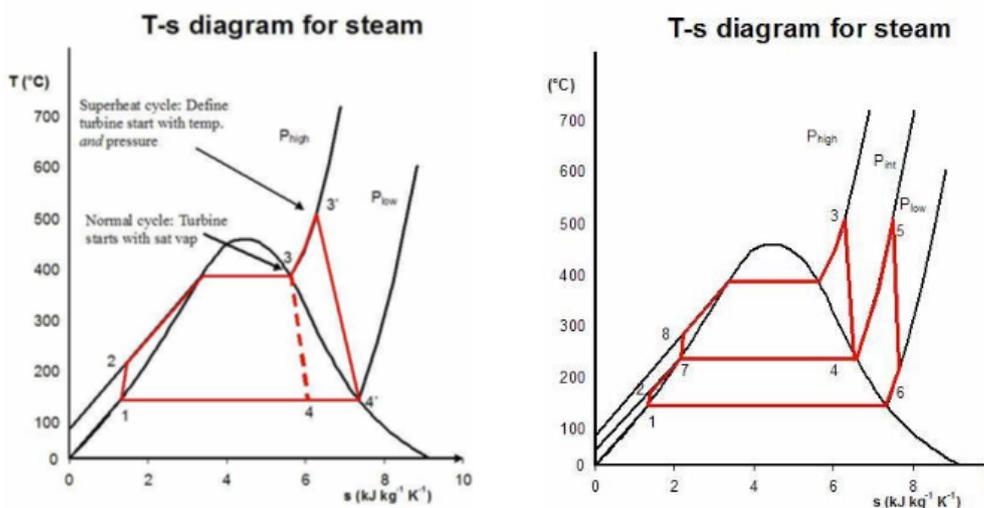


Ilustración 17: Esquema de los ciclos de Rankine de una central termoelectrica. Fuente Imágenes Google

El bloque de potencia está compuesto por el tren de generación de vapor, que a su vez está formado por el precalentador, generador de vapor y sobrecalentador, la turbina de vapor, el condensador, el sistema de refrigeración, el grupo de bombeo, el recalentador, el precalentador de baja presión y el desgasificador. Por tanto vamos a explicar de manera sencilla cada elemento:

PRECALENTADOR

En este primer intercambiador de calor, también llamado economizador, el fluido térmico transfiere energía térmica al agua del ciclo Rankine que proviene del sistema de bombeo. Su finalidad es incrementar la temperatura del agua hasta obtener líquido saturado. Esto se hace mediante extracciones o sangrados en las turbinas.

GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor corresponde a la segunda etapa del circuito de intercambiadores de calor. El líquido saturado absorbe el calor cedido por el HTF y se convierte en vapor saturado.

SOBRECALENTADOR

Es el tercer y último intercambiador de calor antes de entrar en la turbina. En él se continúa aumentando la temperatura del fluido hasta obtener vapor sobrecalentado a alta presión.

TURBINA DE VAPOR

En la turbina se transforma la energía térmica del vapor en trabajo mecánico. El vapor sobrecalentado a alta presión entra en la turbina chocando contra los alabes del rodete, y así se hace girar el eje a su vez acciona el generador eléctrico.

La turbina se divide en dos módulos: uno de alta presión y otro de baja. Entre ambos módulos hay una etapa de recalentamiento de vapor, que hemos descrito anteriormente. Por otro lado, normalmente las turbinas cuentan con la posibilidad de hacer varias extracciones de vapor para las operaciones de precalentamiento y desgasificación.

La temperatura del vapor a la entrada de la turbina está delimitada, como hemos señalado en el capítulo del receptor, por la resistencia de los materiales de los componentes del ciclo de potencia (tuberías, intercambiadores de calor, válvulas). En el caso de nuestra central la temperatura de entrada será 393°C y 100 bares.

RECALENTADOR

Es un intercambiador de calor cuya función es incrementar la temperatura del vapor saturado que procede de la salida de la turbina de alta presión. La extracción se calienta hasta obtener vapor sobrecalentado con una temperatura próxima a la inicial mediante el fluido térmico procedente de la salida del campo de captación.

Este intercambiador tiene la doble finalidad de mejorar la eficiencia del ciclo y evitar un título de vapor, porcentaje másico de vapor en la mezcla vapor-agua, demasiado bajo. Este recalentamiento también es necesario para asegurarnos de que no hay partículas de agua líquida que dañen los álabes de la turbina.

4.1.6 CONDENSADOR

La función del condensador es enfriar el vapor que sale de la turbina de baja presión hasta obtener agua líquida. La presión en el condensador es inferior a la atmosférica con la finalidad de incrementar el trabajo producido en la turbina y mejorar la eficiencia del ciclo, en nuestro caso serán 0.08 bares. El condensador nos permite el fluido de trabajo, disminuyendo el gasto de agua necesaria, que como veremos en el capítulo de impacto ambiental es uno de los grandes problemas de este tipo de centrales. Por otro lado aumentar la presión de un fluido en estado líquido necesita menos energía que en un fluido gaseoso.

4.1.7 PRECALENTADOR DE BAJA PRESIÓN

Este intercambiador calienta el agua líquida procedente del condensador a través de una extracción de vapor de la turbina de baja presión. La finalidad de este intercambiador es mejorar la eficiencia del ciclo aumentando la temperatura a la que el agua entra en el tren de generación de vapor. De hecho sin estos precalentamientos y recalentamientos que estamos citando en este capítulo el rendimiento del ciclo caería un 10%.

Existen tipos de precalentadores, el precalentador abierto y el cerrado. En el precalentador abierto el agua condensada y el vapor se mezclan directamente a una determinada presión de modo que a la salida se obtiene líquido saturado. En el precalentador cerrado el agua es calentada mediante un intercambiador tubo-carcasa. El vapor de la extracción una vez enfriado es devuelto al circuito en el condensador.

4.1.8 DESGASIFICADOR

Esta etapa está situada a continuación del precalentado de baja presión. Mediante esta extracción del vapor de la turbina se aumenta aún más la temperatura del agua líquida y se eliminan los gases que no han sido extraídos en el condensador, principalmente oxígeno y dióxido de carbono.

4.1.9 SISTEMA DE BOMBEO

El grupo de bombeo se encarga de aumentar la presión del agua hasta la presión necesaria en la entrada de la turbina. Al igual que sucede con las bombas situadas en el campo de captación, la potencia dependerá del caudal y el incremento de presión necesario. Además también se necesitan bombas hidráulicas en el circuito de refrigeración y a la salida del condensador.

5. ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DEL MÚLTIPLO SOLAR

5.1 CENTRALES SOLARES Y MÚLTIPLO SOLAR

El tamaño habitual de las centrales térmicas solares parabólicas que se están construyendo actualmente es de aproximadamente 50 MWe. La mayoría de estas plantas no tienen un sistema de almacenamiento térmico para mantener el rendimiento del bloque de potencia en condiciones nominales durante períodos largos de no insolación, por lo que nuestra hipótesis durante el estudio va a ser el diseño sin almacenamiento. Debido a eso, un tamaño adecuado del campo solar, con respecto a la potencia nominal eléctrica, es una elección fundamental. Un campo demasiado grande será parcialmente inútil bajo altos valores de irradiancia solar.

En este trabajo vamos a presentar una optimización económica del múltiplo solar para una central de colectores cilindro-parabólicos, sin hibridación ni almacenamiento térmico. Se han considerado cinco plantas cilindro-parabólicas, con los mismos parámetros en el bloque de potencia pero con diferentes tamaños de campo solar. Esta caracterización se ha aplicado para realizar una simulación para calcular la electricidad anual producida por cada una de estas plantas. Una vez que se conoce la generación anual de energía eléctrica, se calcula el coste de energía nivelado (LCOE) para cada planta, obteniéndose un valor LCOE mínimo para un cierto valor múltiplo solar dentro del rango considerado.

El sistema de almacenamiento térmico no se emplea comúnmente en las actuales plantas parabólicas, aunque hay algunas excepciones, como el Andasol-1, en España, con 7,7 horas equivalentes de almacenamiento indirecto en dos depósitos de sales fundidas. Se espera que más plantas parabólicas futuras cuenten con sistemas de almacenamiento térmico. Otra de nuestras hipótesis es que no se ha considerado en este documento la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles.

La potencia eléctrica nominal se ha fijado en 50 MWe netos, ya que es un tamaño habitual para las plantas de CCP. Para esta configuración particular se ha realizado una optimización del tamaño del campo solar. Como el campo solar representa la mayor inversión de la planta, su optimización y cálculo son fundamentales para el rendimiento de una inversión de este tipo. La optimización presentada en este estudio implica el cálculo del múltiplo solar para el cual el coste nivelado de energía es mínimo. El múltiplo solar se define como la relación entre la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia en condiciones nominales:

$$SM_{\text{design_point}} = \frac{\dot{Q}_{\text{th,solar_field}}}{\dot{Q}_{\text{th,power_block}}} \Bigg|_{\text{design_point}}$$

Este parámetro representa el tamaño del campo solar relacionado con el bloque de potencia, en términos de potencia térmica nominal. El múltiplo solar para plantas solares es siempre mayor que uno, con el fin de lograr condiciones nominales en el bloque de potencia durante un intervalo de tiempo más largo que el obtenido si el múltiplo solar es igual a uno, como se puede ver en la figura 18. Sin embargo, los grandes valores solares múltiples para plantas parabólicas sin almacenamiento térmico conducen a una sobreproducción de energía térmica que no puede utilizarse para la generación de electricidad. Aunque esta configuración permite que el bloque de potencia funcione en condiciones nominales durante periodos de tiempo más largos, el coste del kWh será mayor porque hay una inversión de campo solar no rentable.

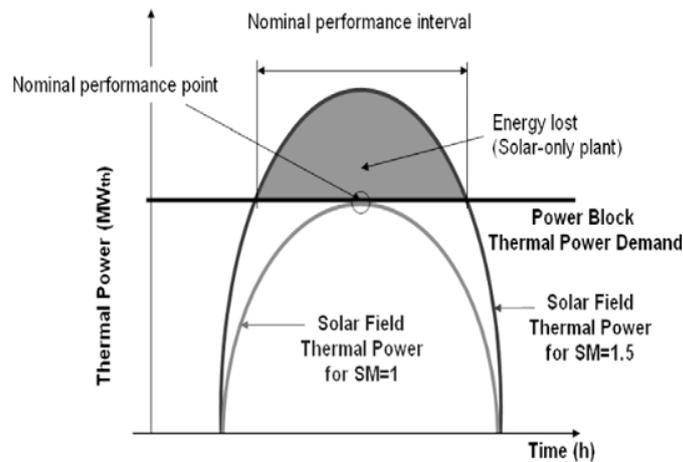


Ilustración 18: Gráfica Potencia térmica VS tiempo.

Como se verá más adelante, las configuraciones de plantas solares térmicas seleccionadas tendrán rangos de múltiplos solares de 1 a 2. El valor exacto en cada caso dependerá de la potencia térmica nominal producida en el campo solar, ya que la potencia térmica nominal demandada por el generador de vapor será la misma para todas las plantas consideradas, ya que el ciclo de potencia de 50 MWe es el mismo para todos los casos. Sin embargo, veremos que el múltiplo solar óptimo depende no sólo del tamaño del campo solar, sino también de la ubicación de la planta, del punto de diseño y de los parámetros del ciclo de potencia en condiciones nominales.

Las ecuaciones para simular el ciclo Rankine nominal son las empleadas normalmente para estos ciclos. Las referencias sobre esas ecuaciones y modelos físicos se darán en detalle en la sección siguientes. Debido a ello, se tiene la posibilidad de cambiar los parámetros de configuración tanto del campo solar como del ciclo de potencia, como los parámetros ópticos o geométricos del colector o la configuración de la turbina.

5.2 CONFIGURACIÓN DE LOS PARÁMETROS Y ESTUDIO PARA UNA CENTRAL DE 50MW

5.2.1 LOCALIZACIÓN

Para tener un tamaño térmico adecuado para los diferentes sistemas en el campo solar, así como un tamaño global adecuado del campo solar relacionado con la potencia térmica nominal del ciclo de Rankine, es necesario establecer un punto de diseño en el que el rendimiento del campo solar sea nominal. Este punto se fija comúnmente el 21 de Junio en el mediodía solar (12:00 hora solar).

La ubicación de la planta es en Sevilla (España), con los siguientes datos de localización:

City	Sevilla	Time zone	GMT 1	Latitude	37.42 °N
State	ESP	Elevation	31 m	Longitude	-5.9 °E
Country	Spain	Data Source	IWEC	Station ID	083910
Data file	/Users/javierpamplona/Desktop/SAM.app/Contents/solar_resource/Spain ESP Sevilla (INTL).csv				

-Annual Weather Data Summary-

Global horizontal	NaN	kWh/m ² /day	Average temperature	18.4	°C
Direct normal (beam)	4.86	kWh/m ² /day	Average wind speed	2.7	m/s
Diffuse horizontal	1.75	kWh/m ² /day			

Ilustración 19: Localización de la central. Fuente de elaboración propia



Ilustración 20: Localización central. Fuente Google Maps

Irradiancia Global media [1983-2005] (Kwh m-2 dia-1)
SIS (CM-SAF)

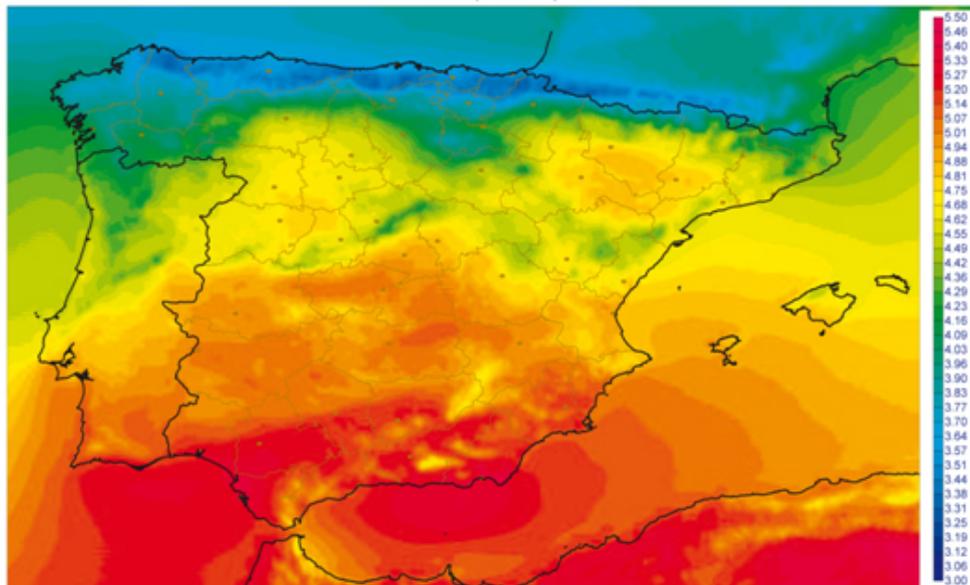


Ilustración 21: Mapa radiación solar España. Fuente Imágenes Google

5.2.2 PARÁMETROS DEL CAMPO SOLAR

Los valores de las condiciones meteorológicas de diseño son valores de referencia que representan el recurso solar en un lugar determinado para fines de dimensionamiento del campo solar. Las ecuaciones de tamaño de campo requieren tres variables de condición de referencia:

- Temperatura ambiente
- Radiación directa normal (DNI)
- Velocidad del viento

Los valores son necesarios para establecer la relación entre el área de apertura del campo y la capacidad nominal del bloque de potencia para cálculos múltiplos solares (SM).

Las variables de temperatura ambiente de referencia y velocidad de viento de referencia se utilizan para calcular las pérdidas de calor de diseño y no tienen un efecto significativo en los cálculos de dimensionamiento de campo solar. Los valores razonables para esas dos variables son la temperatura ambiente media anual medida y la velocidad del viento en la ubicación del proyecto. Para el modelo de canal físico, que es el que estamos utilizando en este estudio, los valores de temperatura de referencia y de velocidad del viento están codificados y no se pueden cambiar. Para los cálculos posteriores el valor de la temperatura media lo podemos encontrar la tabla de temperaturas de Sevilla del anexo B.

El valor de irradiancia normal directa (DNI) de referencia, por otro lado, tiene un impacto significativo en los cálculos del tamaño del campo solar. En general, el valor DNI de referencia debe estar cerca del DNI real máximo en el campo esperado para la ubicación. Para sistemas con colectores horizontales y un ángulo azimutal de campo cero en el desierto de Mohave de los Estados Unidos, se sugiere un valor de irradiancia de diseño de 950 W / m^2 . Para el sur de España, un valor de 850 W / m^2 es razonable para sistemas similares.

Los colectores lineales (colector cilindro-parabólico y Fresnel) típicamente rastrean el sol girando en un solo eje, lo que significa que la radiación solar directa rara vez golpea la abertura del colector en un ángulo normal. En consecuencia, el incidente DNI en el campo solar en una hora determinada siempre será menor que el valor DNI en los datos de recursos para esa hora. El valor DNI ajustado por coseno que SAM reporta en los resultados de la simulación es una medida del DNI incidente.

El uso de un valor DNI de referencia demasiado bajo resulta en una energía excesiva "descargada". Durante el período de un año, el DNI real de los datos meteorológicos es frecuentemente mayor que el valor de referencia. Por lo tanto, el campo solar dimensionado para el valor de DNI de referencia bajo a menudo produce más energía que la requerida por el bloque de potencia, y el exceso de energía térmica se descarga o se almacena. Por otro lado, el uso de un valor DNI de referencia demasiado alto da

como resultado un campo solar de tamaño inferior al del campo que produce suficiente energía térmica para accionar el bloque de potencia en su punto de diseño sólo durante las pocas horas cuando el DNI real es igual o superior al valor de referencia.

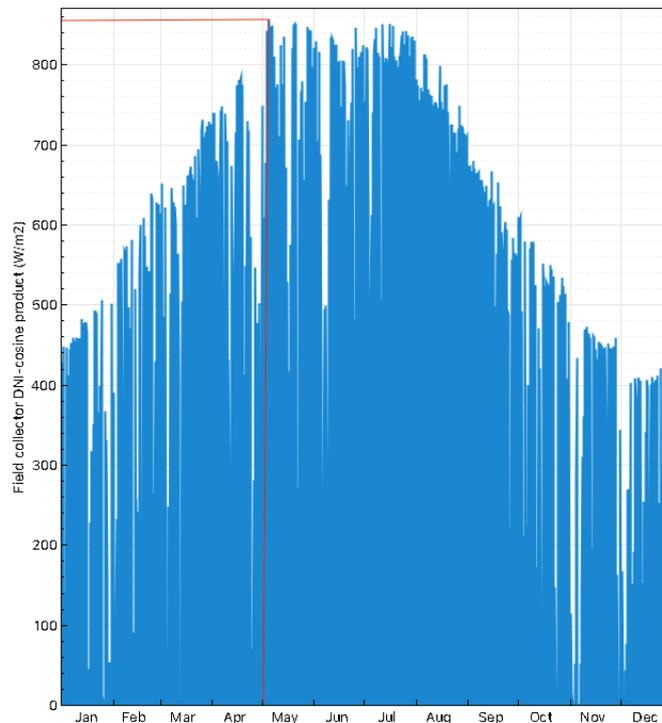


Ilustración 22: Gráfica DNI. Fuente de elaboración propia

Como observamos en el gráfico de la simulación de valores de DNI con respecto a cada mes del año el valor máximo se alcanza entre los meses de Mayo y Abril correspondiendo a unos 855 W/m^2 . Como vemos, es similar a los valores teóricos de irradiancia para el sur de España. Este valor lo aproximaremos a los 850 W/m^2 para tener un rango de error más grande en los cálculos.

Una vez calculado el valor de DNI en nuestra localización deberemos pasar a la sección para especificar todas las características de nuestro campo solar. La sección de campo solar muestra variables y opciones que describen el tamaño y las propiedades del campo solar o las propiedades del fluido de transferencia de calor. También muestra las especificaciones de diseño de referencia del campo solar.

En primer lugar tenemos la distancia de la línea central a la línea central en metros entre hileras de colectores, suponiendo que las hileras se establecen uniformemente en todo el campo solar. El valor predeterminado es 15 metros. Este dato es muy importante ya que se pueden producir sombras en los colectores y esto restaría eficiencia al campo solar. La sombra entre las filas generalmente ocurre en posiciones extremas solares (es decir, al anochecer o al amanecer) cuando la sombra emitida por un colector más cercano al sol oscurece una porción de un colector adyacente. La figura 23 muestra la geometría asociada con el sombreado de filas.

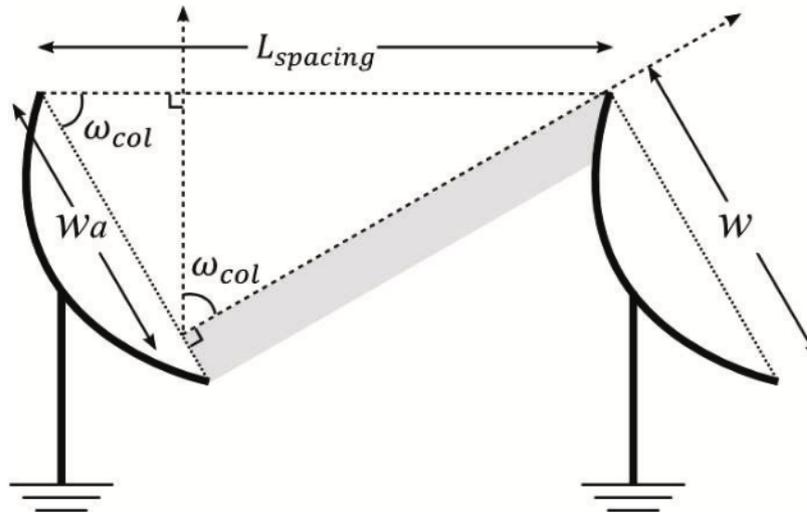


Ilustración 23: Esquema de sombras en los colectores. Fuente NREL

El efecto de sombreado se obtiene considerando la geometría de las dos filas de colectores adyacentes. Relacionando las dos filas como se muestra en la figura 23, se dibuja un triángulo rectángulo con una hipotenusa igual a la distancia entre filas de la línea central y la línea $L_{spacing}$ y el lado corto igual al ancho de la abertura no sombreada, w_a . Para determinar la fracción de la abertura del colector activo, primero calculamos la longitud de la abertura no sombreada.

$$w_a = \cos(\omega_{col}) L_{spacing}$$

Haciendo los cálculos y puesto que no deseamos ningún tipo de sombra en nuestro colector tomaremos que $w_a=w$. En este punto del estudio aún no hemos llegado a la selección del tipo de colector, pero ya que necesitamos este dato diremos que el colector será el Eurotrough ET 150 que tiene una longitud de apertura de 5.77 metros. De todas formas y pese a haber demostrado como se debería hallar matemáticamente en espacio entre filas de colectores en nuestro estudio tomaremos un valor estimado de 17.5 metros que es muy común en este tipo de centrales.

Por otro lado podemos imponer límites sobre cuando el campo solar rastreará el sol. Esto se da en términos del ángulo de elevación solar, y se puede especificar para el evento de despliegue y evento de almacenamiento por separado. Dado un ángulo de arrastre ω_{stow} y ángulo de despliegue ω_{deploy} que corresponde al ángulo de elevación solar, el tiempo de almacenamiento y despliegue se puede calcular utilizando la misma relación. Un ángulo de inclinación de cero para una latitud norte es vertical mirando hacia el este, y 180 grados es vertical mirando hacia el oeste. El valor predeterminado es 170 grados. El ángulo del colector durante la hora de despliegue. Un ángulo de despliegue de cero para una latitud norte es vertical mirando hacia el este. El valor predeterminado es 10 grados. Tomaremos los datos predeterminados por SAM.

El inventario completo de la geometría de campo requiere una larga lista de entradas. La especificación de la información sobre las posiciones, las cantidades y las caídas de presión para todas las posibles tuberías del cabezal y del corredor, las expansiones y

las contracciones, los codos, las válvulas y las juntas de rótula abrumarían rápidamente la interfaz del sistema y la persona que lo usa. Para evitar esto, SAM hace una serie de suposiciones simplificadoras sobre la ubicación y la cantidad de componentes de tubería. La información que hemos especificado incluye el número de subsecciones del campo, el coeficiente de pérdida térmica de la tubería, los términos de inercia térmica y las velocidades HTF mínimas en la cabecera en el diseño. Las tuberías de cabecera se utilizan para distribuir HTF frío desde el ciclo de potencia a cada una de las entradas de bucle individuales y luego recoger el HTF caliente de cada bucle y devolverlo para su uso en el ciclo de alimentación o almacenamiento. El diseño óptimo del cabezal explica la masa de HTF que fluye a través del cabezal que se vuelve sucesivamente más pequeña a medida que se aleja del ciclo de potencia. El flujo a través de cada bucle debe estar equilibrado en todo el campo para mantener constantes las temperaturas de salida caliente. Parte del esfuerzo de equilibrado requiere que el diámetro de cabecera coincida con la masa de HTF que fluye a través de ella de tal manera que la velocidad de flujo es relativamente constante. SAM calcula el diámetro del encabezado para cada sección de lazo para asegurar que las velocidades de flujo mínimas y máximas proporcionadas por nosotros anteriormente se mantienen en la condición de diseño. La figura 24 ilustra cómo el caudal másico y el diámetro del cabezal disminuyen a medida que el flujo se distribuye a los bucles de campo.

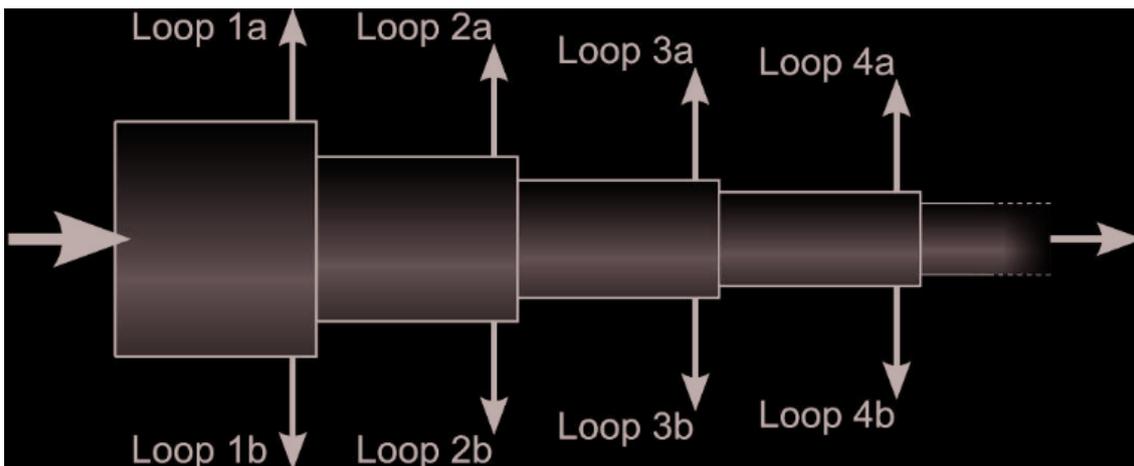


Ilustración 24: Tamaño tubería por bucle. Fuente NREL

La eficiencia óptica en el diseño (η_{pT}) se calcula usando la posición solar al mediodía en el solsticio de verano. El área de abertura del bucle A_{loop} es igual a la suma de la abertura de cada conjunto de colector en el bucle, tal como se define en la sección de colectores. El flujo de masa de HTF de punto de diseño a través de cada encabezamiento individual se determina usando el caudal de masa total de campo solar. También podemos especificar el número de subsecciones de campo. Se supone que cada sección de campo tiene dos subsecciones simétricas. El número de secciones de campo (N_{fsec}) determina el diseño general de la tubería de encabezado.

Tanto este área de colector como la potencia eléctrica nominal de la planta solar determinan un diseño de tubería de campo 'I' (Kelly y Kearney, 2006), en el que el campo solar se divide en dos secciones de par de cabezales. Dos pares de tubos de encabezamiento (una cabecera fría y una cabecera caliente para cada par) van desde

el bloque de alimentación hasta los bucles de colector, dispuestos por parejas, uno a cada lado de la tubería de cabecera. Como los bucles del colector están normalmente alineados en un eje horizontal norte-sur, la orientación usual de los tubos de cabecera está en un eje este-oeste. La figura 25 muestra la disposición del colector considerada para cada tamaño de campo solar.

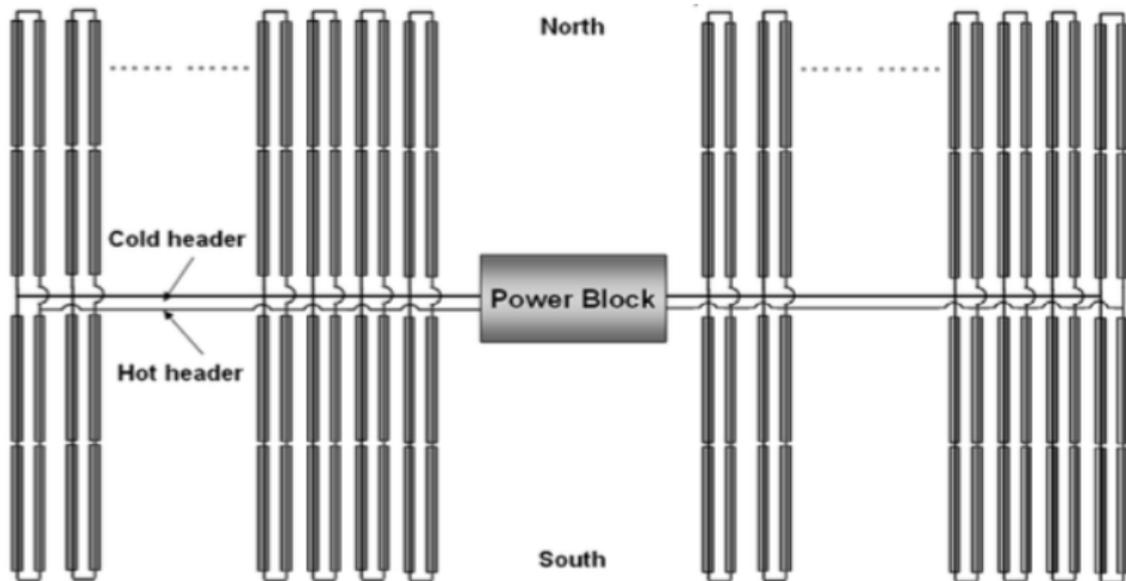


Ilustración 25: Esquema disposición de los colectores. Fuente NREL

La rugosidad del tubo colector es una medida de la rugosidad de la superficie interna de la tubería del cabezal y del corredor. SAM utiliza este valor en el cálculo de la fuerza de corte y la caída de presión de la tubería en los cabezales. La rugosidad de la superficie es importante para determinar la escala de la caída de presión en todo el sistema. Como regla general, cuanto más rugosa es la superficie, mayor es la caída de presión (y carga de potencia de bombeo parasitaria). La rugosidad superficial es una función del material y el método de fabricación utilizados para la tubería.

Se supone que las bombas HTF de campo solar funcionan continuamente en toda la gama de flujos de masa entre las velocidades mínimas y máximas especificadas. Las bombas están situadas a lo largo del canal frío donde se minimizan el esfuerzo material y la densidad de HTF. La potencia de bombeo mecánica del campo solar total es igual a la caída de presión por el caudal volumétrico, y un valor de eficiencia de la bomba se utiliza para convertir la potencia mecánica en un parásito eléctrico.

$$\dot{W}_{p,sf} = \frac{\Delta P_{sf}}{\eta_p} \frac{\dot{m}_{sf}}{\rho_{hdr,cold}}$$

Durante los tiempos de parada prolongada o temperaturas frescas nocturnas, el fluido de transferencia de calor en el campo solar puede enfriarse a una temperatura inaceptablemente baja. Para evitar esta situación, el equipo de trazas de calor eléctrico puede proporcionar calor suplementario a la HTF en el campo solar. SAM modela esta situación aplicando la temperatura mínima HTF de campo especificada como temperatura de protección contra congelación. Se monitorean las temperaturas en cada nodo del bucle y en las cabeceras. Si la temperatura desciende por debajo del valor mínimo admisible, se añade calor al sistema para mantener la temperatura al valor mínimo. Esta energía es rastreada y reportada como una pérdida parasitaria. La magnitud de la energía de protección contra congelación se calcula para cada uno de los nodos y en el bucle de conjuntos de colectores Nsc. Esta temperatura de protección de congelación del campo la hemos estimado en 150°C por ser la temperatura de congelación del Therminol VP-1 de 12 °C como podemos ver en sus propiedades en el anexo B.

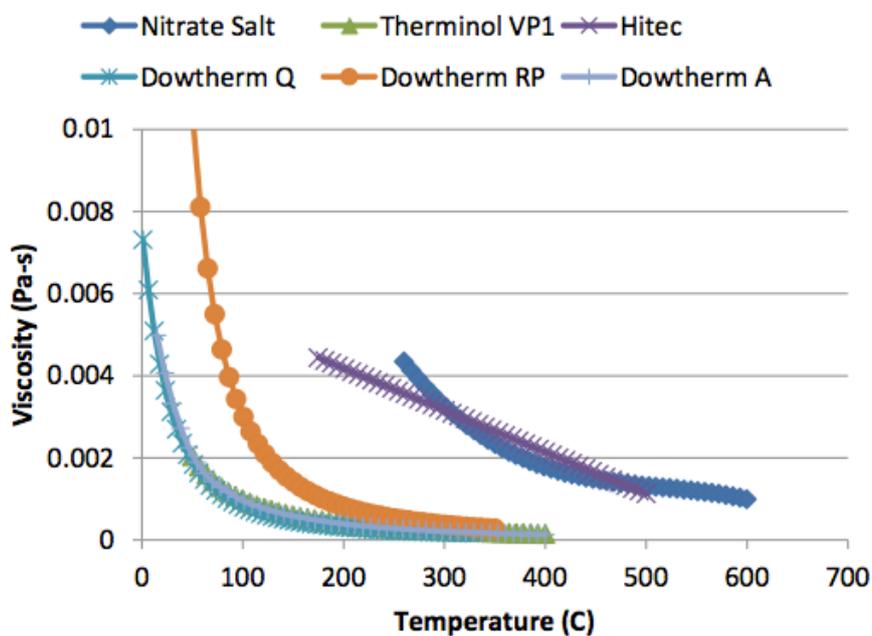


Ilustración 26: Gráfica Viscosidad VS Temperatura de los HTF. Fuente NREL

En algunos casos, la temperatura mínima de funcionamiento puede ser la misma que el punto de congelación del fluido. Sin embargo, en el punto de congelación el fluido es típicamente significativamente más viscoso que a las temperaturas de operación de diseño, por lo que es probable que la temperatura de funcionamiento mínima "óptima" sea mayor que el punto de congelación.

5.2.3 COLECTORES

Antes de continuar estableciendo los demás parámetros de nuestro campo solar es necesario determinar qué tipo de colectores y receptores vamos a escoger para nuestra

central. En este caso nos hemos decantado por los colectores Eurotrough ET-150. Dichos colectores como hemos afirmado anteriormente en el capítulo referente a los colectores cilindro-parabólicos son de los más ligeros del mercado.

Los modelos de colectores EuroTrough están formados por módulos colectores idénticos de 12 m de largo. Cada módulo comprende 28 paneles espejo parabólicos a lo largo del eje horizontal entre los pilones y 4 en una sección transversal vertical. Cada espejo está apoyado en la estructura en cuatro puntos en su parte trasera. Esto permite que el vidrio se curve dentro del rango de su flexibilidad sin efecto sobre el punto focal. El ET150 de 150 m de largo tiene 12 módulos colectores y una superficie de apertura de 817,5 m².

Collector name from library	EuroTrough ET150		Apply Values from Library
Collector Geometry			
Reflective aperture area	817.5 m ²	Number of modules per assembly	12
Aperture width, total structure	5.75 m	Average surface-to-focus path length	2.11 m
Length of collector assembly	150 m	Piping distance between assemblies	1 m
Optical Parameters			
Incidence angle modifier coefficients	Edit data...	Geometry effects	0.98
Tracking error	0.99	Mirror reflectance	0.935
General optical error	0.99	Dirt on mirror	0.97
Optical Calculations			
Length of single module	12.5 m	End loss at summer solstice	0.999708
IAM at summer solstice	1.00192	Optical efficiency at design	0.871124

Ilustración 27: Parámetros del colector. Fuente propia

Se han llevado a cabo pruebas detalladas del túnel de viento para obtener una base de datos confiable para las cargas de viento esperadas en diferentes lugares en el campo del colector. En estos experimentos se han determinado las fuerzas de flexión y torsión. Fuerzas horizontales y momentos de lanzamiento han sido evaluados para diferentes velocidades y direcciones de viento, diferentes posiciones de colector en el campo y varias elevaciones del colector. Se realizaron investigaciones detalladas (figura 28) sobre el comportamiento estructural en varios casos de carga (carga muerta, cargas de viento para una gama de ángulos de cabeceo del colector y direcciones del viento) para diseños alternativos, para conseguir un diseño con la mejor relación posible de precisión óptica y coste del colector. Basándose en estos estudios se ha seleccionado un diseño de caja de torsión para el EuroTrough, con menos peso y menos deformaciones de la estructura del colector debido al peso muerto y la carga de viento que los diseños de referencia (LS-2 o LS- 3 V-truss, ambos comerciales en plantas californianas). Esto reduce la torsión y flexión de la estructura durante el funcionamiento y da como resultado un mayor rendimiento óptico y resistencia al viento. El peso de la estructura de acero se ha reducido alrededor del 14% en comparación con el diseño disponible del colector LS-3.

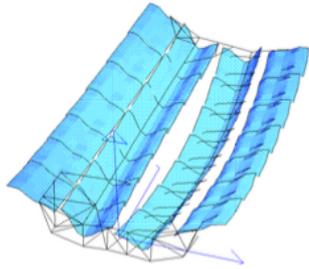
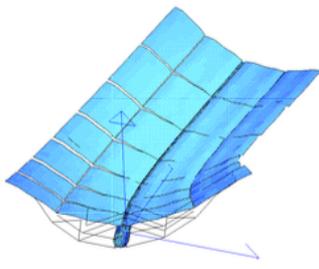
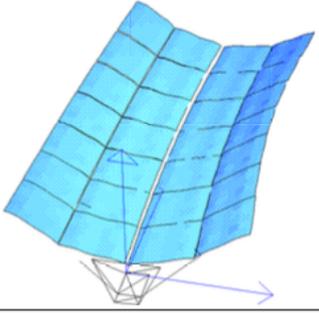
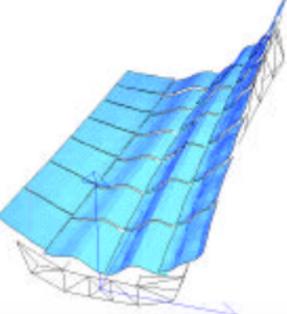
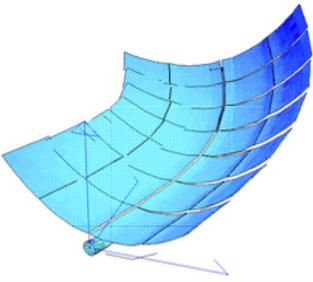
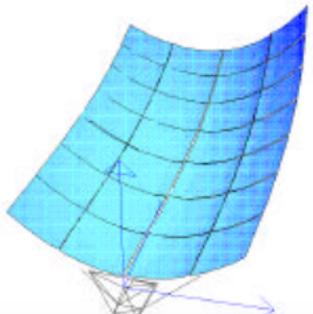
	Existing Regular Version	Torque Tube Design A	Torque Box Design A
Bending Load			
Torsion Load			

Ilustración 28: Simulación de cargas en un colector. Fuente Imágenes de Google

El elemento central del diseño de la caja es una estructura de acero de 12 m de longitud que tiene una sección transversal cuadrada que sujeta los brazos de soporte para las facetas del espejo parabólico. La caja de torsión está construida de sólo 4 partes de acero diferentes. Esto conduce a una fabricación fácil, y disminuye los esfuerzos requeridos y por lo tanto el coste de montaje en el sitio. La deformación estructural del nuevo diseño es considerablemente menor que en el diseño anterior (LS-3), lo que resulta en un mejor rendimiento del colector.

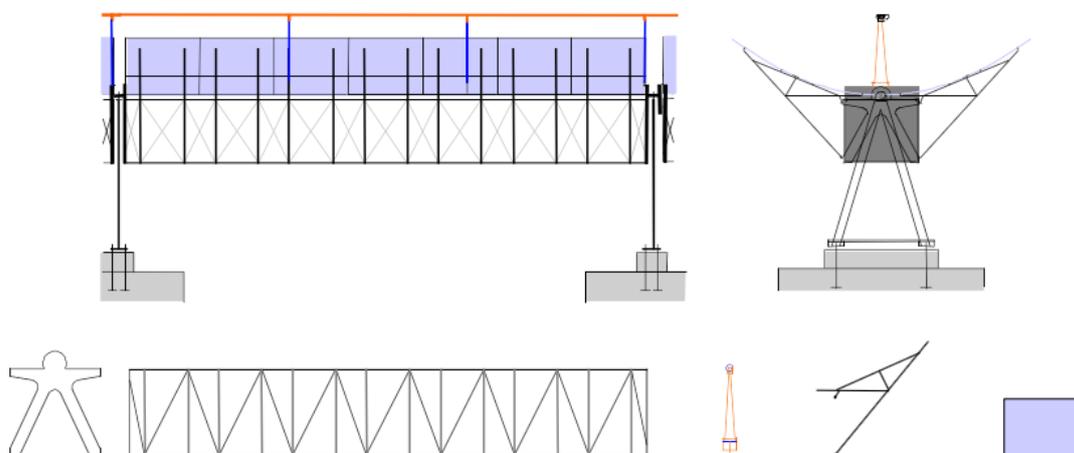


Ilustración 29: Estructura colectores cilindro-parabolicos. Fuente Imágenes Google

El diseño utiliza soportes de espejo que hacen uso de las facetas de vidrio como elementos estructurales estáticos, pero al mismo tiempo reducen las fuerzas sobre las hojas de vidrio por un factor de tres. Esto promete menos rotura de vidrio con las velocidades más altas del viento. Los soportes del tubo de absorción fueron diseñados para reducir el riesgo de rotura y para facilitar la limpieza del espejo en comparación con el colector LS-3.

La precisión del concentrador se consigue mediante una combinación de prefabricación con montaje en el sitio. La mayoría de las piezas estructurales se producen con tolerancias de construcción del acero. La precisión de los soportes de espejo se introduce con los soportes de vidrio en cada uno de los brazos en voladizo. Este concepto permite una mano de obra de montaje y un coste mínimos para la fabricación en serie de campos solares.

El ET-150 rastrea el sol durante el funcionamiento a lo largo de su eje longitudinal con un accionamiento hidráulico. El sistema de accionamiento consta de dos cilindros hidráulicos montados en el pilón central de accionamiento. Desde una caja de control montada en la señal del pilón de la unidad y las líneas eléctricas conducen a la unidad hidráulica, el codificador de rotación, los finales de carrera y los sensores de temperatura. El sistema de seguimiento desarrollado para la ET150 en una plataforma solar se basa en un seguimiento "virtual". La unidad tradicional de seguimiento solar con sensores que detectan la posición del sol ha sido sustituida por un sistema basado en el cálculo de la posición del sol mediante un algoritmo matemático. La unidad se implementa en EuroTrough con un codificador angular óptico de 13 bits (resolución de 0,8 mrad) acoplado mecánicamente al eje de rotación del colector. Al comparar las posiciones de los ejes solares y colectores con un dispositivo electrónico, se envía una orden al sistema de accionamiento, lo que induce el seguimiento.

En este colector se han reducido los costes mediante:

1. Reducción de costes mediante la simplificación del diseño:
Perfiles menos diferentes, mejor transporte, concepto de montaje, reducción de costes por reducción de peso de la estructura, perfiles cerrados, protección contra la corrosión. Método de elementos finitos para cálculos de diseño estructural, análisis de viento para la definición correcta de los casos de carga
2. Reducción de costes mediante la mejora del rendimiento óptico del colector.
3. Reducción de costes lograda en pasos adicionales: posible inclinación del colector y extensión de la longitud del colector por unidad de accionamiento (ET150).

La reducción de costes prevista para el campo solar es del 14% para los colectores ET150. La reducción adicional del coste de la electricidad solar se logrará con el mayor rendimiento anual debido a los parámetros ópticos mejorados. Los modelos de colectores ET150 EuroTrough pueden ser conectados en serie con juntas de bola flexibles a bucles. Cada bucle puede consistir de cuatro a seis colectores ET150 EuroTrough, dependiendo de las condiciones del sitio y del tamaño del campo solar.

Por todo ello hemos elegido el colector Eurotrough 150 frente a otros disponibles en SAM como LS-2 y LS-3, además de ser utilizados los eurotrough en otras centrales españolas como la de Andasol.

5.2.4 RECEPTORES

Esquemáticamente, los tubos absorbedores que se utilizan en las plantas termosolares están constituidos por dos tubos concéntricos, uno interior metálico, por el que circula el fluido caloportador, y otro exterior de vidrio. Es básico que el tubo metálico cuente con un recubrimiento selectivo el cual le va a conferir una elevada absorptividad y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, así se consigue que los tubos absorbedores tengan elevados rendimientos térmicos.

El tubo de vidrio que rodea exteriormente al tubo metálico tiene una doble función: la de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y la de proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas, para ello entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y consiguientemente, el rendimiento óptico del colector.

Los principales fabricantes de tubos receptores son Siemens AG y Schott Solar CSP GmbH. Estas empresas fabrican los tubos que actualmente se están utilizando en las centrales solares en operación. Se trata de tubos diseñados para emplear aceite térmico como fluido de trabajo. Sin embargo, como consecuencia de la aparición de sales fundidas como elemento de desarrollado por Archimede Solar Energy capaz de soportar las mayores temperaturas que se obtienen con el empleo de sales fundidas, teniendo una mayor resistencia a la corrosión que se deriva del uso de este fluido.

En la tabla 3 se muestran los dos modelos de tubos absorbedores de última generación que ofrecen cada una de estas dos marcas, el receptor Schott ptr 70 y el Siemens uvac 2010. Ambos incorporan los últimos avances tecnológicos proporcionados por la gran experiencia acumulada por estas empresas en los últimos años en los distintos proyectos termosolares en los que han participado.

Como se puede apreciar, las diferencias que existen entre ambos son mínimas, tanto a nivel de diseño como a nivel de rendimiento térmico.

En ambos, los extremos del tubo de vidrio van soldados, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que, a su vez, va soldado al tubo metálico.

De esta forma se logra que exista una cámara de vacío entre el tubo metálico y el de vidrio, y al mismo tiempo se compensa la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal mediante el fuelle metálico. Los dos modelos utilizan recubrimientos selectivos tipo cermet en el tubo metálico absorbedor, realizados mediante procesos de sputtering o PVD (Physical Vapour Deposition).

El principal problema de la mayoría de este tipo de recubrimientos es que se degradan en contacto con el aire, de ahí la necesidad de que exista una cámara de vacío entre el tubo metálico y el tubo de vidrio. También cuentan con un recubrimiento antirreflexivo de alta resistencia al desgaste y que al mismo tiempo permite una elevada transmisión de la radiación solar.

Como se ha podido ver, cualquiera de los dos modelos de tubos absorbedores analizados cumple perfectamente con los requisitos que se le exigen a un elemento tan importante como este dentro de un colector cilindro parabólico. Para este proyecto se contará con el Schott PTR 70 porque a diferencia del modelo de Siemens, este receptor se fabrica en España, en la planta que la empresa tiene en el Parque de Actividades Medioambientales de Andalucía (PAMA).

		UVAC 2101 (SIEMENS)	SCHOTT PTR 70	ARCHIMEDE
Longitud (mm)	L_{abs}	4060	4060	4060
Diámetro exterior (mm)	D_{ext_abs}	70	70	70
Diámetro interior (mm)	D_{int_abs}	64	64	64
Emisividad	ϵ_{abs}	0,09	0,10	0,12
Coefficiente de absorción	α_{abs}	0,96	0,95	0,954
Conductividad térmica ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$)	k_{abs}	54	54	54
Diámetro exterior de la carcasa de cristal (mm)	$D_{ext_cristal}$	115	125	115
Diámetro interior de la carcasa de cristal (mm)	$D_{int_cristal}$	109	119	109
Emisividad de la carcasa de cristal	$\epsilon_{cristal}$	0,09	0,10	0,09
Transmitancia de la carcasa de cristal	$\tau_{cristal}$	0,965	0,96	0,96

Tabla 3: Comparación entre tipos de receptores

Los cálculos de convección anulares suponen que el envoltorio de vidrio del receptor está intacto. Sin embargo, el envoltorio de vidrio se rompe a veces debido al impacto en ciclos térmicos excesivos. La pérdida térmica de un receptor de vidrio roto es significativamente mayor que para un receptor intacto, y la pérdida debe ser modelada de manera diferente. SAM proporciona cálculos especializados para receptores de vidrio roto y además divide las relaciones de transferencia de calor aplicadas en función de la velocidad del viento ambiente.

HCEs están diseñados para minimizar la pérdida de calor al medio ambiente al dejar entrar y absorber la mayor cantidad de luz solar posible. La figura 30 ilustra algunas de las características de diseño que hacen posible esto. El anillo entre el tubo absorbedor y la envoltura cilíndrica de vidrio transparente se evacua para evitar la conducción y convección del calor desde el tubo de absorción caliente hasta la envoltura de vidrio más fría. La pérdida de calor radiativa del absorbedor se minimiza recubriendo el tubo absorbedor con una superficie selectiva que tiene alta absorción solar ($> 0,95$) pero baja emisión térmica. El efecto de la conducción de calor en los extremos se reduce haciendo HCEs largos (4 metros y más). Finalmente, el diámetro del absorbedor es pequeño con respecto a la abertura colectora del reflector, disminuyendo así el área superficial asociada con la pérdida de calor.

Price desarrolló la correlación mostrada más adelante para Excelergy, y todavía se utiliza en SAM. Se correlaciona la pérdida de calor con la temperatura del HTF (A2 y A3), el calentamiento del tubo absorbedor por encima de la temperatura del HTF por el sol (A4) y el efecto de la temperatura ambiente y la velocidad del viento (A1, A5 y A6).

Para los HCE evacuados cuya resistencia térmica limitante es la radiación a través del anillo, las condiciones ambientales afectan ligeramente la pérdida de calor y los coeficientes A1, A5 y A6 son pequeños. Sin embargo, un pequeño porcentaje de los HCE en el campo puede haber perdido su vacío debido a una grieta en el envoltorio de vidrio, han perdido su envoltorio de vidrio por completo, o estar lleno de hidrógeno. En estos casos, la temperatura del envoltorio de vidrio está mejor acoplada a la temperatura del HTF, y las magnitudes de estos coeficientes aumentan.

Vidrio roto: El sobre de vidrio del HCE está completamente ausente. El revestimiento selectivo se ha oxidado dejándolo con una absorbancia similar pero una emitancia a base de acero oxidado ($\epsilon_{\text{abs}} \approx 0,65$), no la emitancia presentada en este informe. El absorbedor irradia y convecta la energía directamente al medio ambiente.

Vacío perdido: El envoltorio de vidrio tiene una fuga y el aire ha filtrado a través de él y reside en el anillo a presión atmosférica. El recubrimiento selectivo se oxida como anteriormente, pero el absorbedor intercambia energía con la envoltura de vidrio, no directamente con el medio ambiente.

Hidrógeno: Una cantidad suficiente de hidrógeno ha permeado a través del absorbedor y reside en el anillo a aproximadamente 1 torr (1atm). La superficie selectiva es inflexible, pero el hidrógeno conduce una cantidad significativa de calor del absorbente a la envoltura de vidrio, aumentando la pérdida de calor.

La tabla 5.2 presenta todos los coeficientes de correlación de pérdida de calor para el 2008 PTR70, que estimaremos similares a los del PTR70:

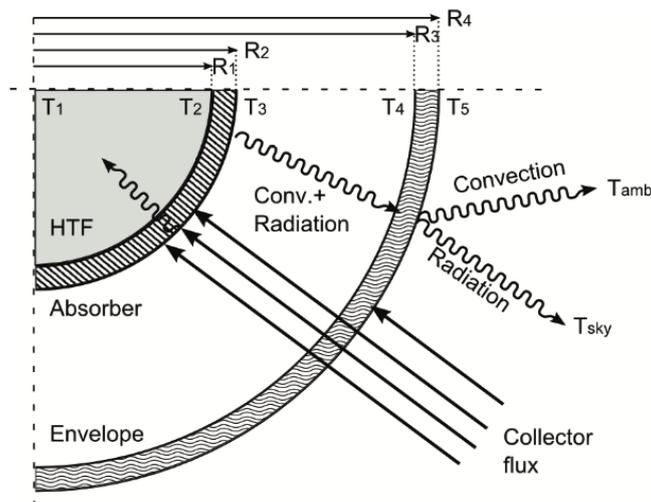


Ilustración 30: Detalle transferencia de calor en el receptor. Fuente NREL

Entradas paramétricas

- Insolación normal directa, I_b : 850 W / m
- Velocidad de viento, V_w : 2,7
- Temperatura ambiente, T_{amb} : 25° C
- Tomamos como ángulo de incidencia ($\theta_{\text{deg}}=15^\circ$)
- Temperatura de HTF, T_{HTF} : 393°C
- Entradas fijas 1 HTF: Therminol VP1

- Apertura del colector: 5,75 m
- Rendimiento óptico del colector: 0,75
- El modificador por ángulo de incidencia, K, depende directamente del ángulo de incidencia y se calcula como:
- $K = \cos(\theta_{deg}) + 0,000884 \cdot \theta_{deg} - 0,00005369 \cdot (\theta_{deg})^2 = 0,99$
- Fracción HCE longitud sin sombrear por fuente: 0,96
- Asumido HCE envolvente de la envolvente de vidrio: 0.963
- Asumido absorción absorbente HCE: 0,96

$$HL = A0 + A1 \cdot (T_{HTF} - T_{amb}) + A2 \cdot T_{HTF}^2 + A3 \cdot T_{HTF}^3 + A4 \cdot I_b IAM \cos \theta \cdot T_{HTF}^2 + \sqrt{V_w} \cdot (A5 + A6 \cdot (T_{HTF} - T_{amb}))$$

Ilustración 31: Ecuación pérdidas de calor en el receptor

Case	Heat loss coefficient	2008 PTR70
Vacuum	A0	4.05
	A1	0.247
	A2	-0.00146
	A3	5.65E-06
	A4	7.62E-08
	A5	-1.70
Hydrogen	A0	11.8
	A1	1.35
	A2	7.50E-04
	A3	4.07E-06
	A4	5.85E-08
	A5	-4.48
Lost vacuum	A0	50.8
	A1	0.904
	A2	5.79E-04
	A3	1.13E-05
	A4	1.73E-07
	A5	-43.2
Broken	A0	-9.95
	A1	0.465
	A2	-8.54E-04
	A3	1.85E-05
	A4	6.89E-07
	A5	24.7
A6	3.37	

Tabla 4: Datos para calcular la pérdida de calor en el receptor

Teniendo en cuenta los datos de la tabla 4, estudiamos tres supuestos para nuestro proyecto. Vacuum, lost vacuum y por último broken glass. Es decir, en un primer momento el tubo receptor estará en perfecto estado y mantendrá el vacío. Con el tiempo ese vacío se va perdiendo, y por último consideramos el caso extremo de rotura de cristal. Después de realizar los cálculos con la ecuación obtenemos:

TYPE	HEAT LOST (W)
VACUUM	183,57
LOST VACUUM	1270,91
BROKEN GLASS	3045,94

Tabla 5: Resultados pérdidas de calor en el receptor

5.2.5 FLUIDO DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Volviendo a los parámetros de la sección del campo solar, a continuación analizaremos los parámetros de diseño para nuestro fluido de transferencia de calor. Como hemos dicho antes la energía procedente del Sol es transferida a un fluido calorífico que posteriormente será utilizada para producir el vapor necesario en el ciclo de potencia. Además de esta función de transporte de energía, también tiene la función de almacenaje. La tecnología de colectores cilíndrico-parabólicos ofrece la posibilidad de almacenar energía que pueda ser utilizada en períodos de insolación insuficiente como días nublados o durante la noche.

La temperatura de operación de este tipo de colectores se sitúa entre los 150°C y los 400°C aproximadamente. Cuanto mayor sea la temperatura, las pérdidas térmicas alcanzan un valor considerable, haciendo que sea necesaria otro tipo de tecnología.

El aceite térmico es la opción más utilizada dentro de los colectores cilíndrico-parabólicos. Sus características lo hacen muy apropiado para su uso. Su principal problema es la degradación que sufre cuando se ve sometido a altas temperaturas. Dentro de los aceites utilizados, el que se utiliza con mayor asiduidad es el Therminol VP-1. Este aceite sintético puede trabajar hasta temperaturas de 400°C. Para valores mayores de temperatura de salida de los colectores, se hace necesario el uso de sales fundidas. El punto de congelación del Therminol VP-1 se sitúa en los 12°C por lo que, es necesario mantener en todo momento al aceite por encima de este valor.

En la figura 32 se puede ver una comparación de algunas de las características más importantes de algunas sales y el aceite Therminol VP-1.

En lo que respecta al medio ambiente, el empleo de sales fundidas disminuye la contaminación existente en los terrenos donde se instala la central. El aceite térmico tiene mucha facilidad para fugarse por cualquier resquicio que encuentre a su paso. Estas fugas gotean en el suelo, resultando un suelo altamente contaminado, que no puede ser utilizado una vez que la planta haya acabado su función y se haya desmantelado. Por su parte, las sales presentan mayores dificultades para abandonar el circuito de tuberías. Cuando esto ocurre, se forman gránulos sólidos debido a su punto de congelación, no llegando a depositarse sobre el suelo.

Heat transfer fluids on the Field HTF Fluid list.

Name	Type	Min Optimal Operating Temp °C	Max Optimal Operating Temp* °C	Freeze Point °C	Comments
Hitec Solar Salt	Nitrate Salt	238	593	238	
Hitec	Nitrate Salt	142	538	142	
Hitec XL	Nitrate Salt	120	500	120	
Caloria HT 43	Mineral Hydrocarbon	-12	315	-12 (pour point)	used in first Luz trough plant, SEGS I
Therminol VP-1	Mixture of Biphenyl and Diphenyl Oxide	12	400	12 (crystallization point)	Standard for current generation oil HTF systems
Therminol 59	Synthetic HTF	-45	315	-68 (pour point)	
Therminol 66	?	0	345	-25 (pour point)	
Dowtherm Q	Synthetic Oil	-35	330	n/a	
Dowtherm RP	Synthetic Oil	n/a	330	n/a	

Ilustración 32: Tabla propiedades de los fluidos HTF. Fuente NREL

Como vimos en la gráfica anterior, el Therminol VP-1 es un fluido con una viscosidad muy estable con respecto a la temperatura y además de las más pequeñas lo cual lo hace idóneo para nuestra instalación.

El caudal de aceite por cada fila de colectores en el punto de diseño ha de hacerse buscando que el valor del número de Reynolds sea siempre suficientemente elevado como para que se garantice una buena transferencia de calor en el interior del tubo absorbedor (régimen turbulento completamente desarrollado). Sabemos que los rangos de velocidad para el Therminol VP-1 son de 0,37m/s a 4,97m/s.

Por tanto para calcular cuál es nuestro flujo másico por bucle máximo debemos coger la velocidad de 4,97m/s. Por otro lado debemos seleccionar también los valores de densidad y viscosidad para nuestro fluido. Para ello cogeremos una temperatura media:

$$T_{media} = \frac{293 + 393}{2} = 343^{\circ}C$$

Una vez que tenemos la temperatura media vamos a nuestros gráficos con los datos del fluido.

Temperature °C	Density kg/m ³	Thermal Conductivity W/m.K	Heat Capacity kJ/kg.K	Viscosity		Vapour pressure (absolute) kPa*	Enthalpy kJ/kg	Latent Heat vap. kJ/kg
				Dynamic mPa.s	Kinematic mm ² /s**			
12	1071	0,137	1,523	5,48	5,12	-	0	419,0
20	1064	0,136	1,546	4,29	4,03	-	12,3	414,7
30	1056	0,135	1,575	3,28	3,10	-	27,9	409,3
40	1048	0,134	1,604	2,60	2,48	-	43,8	403,9
50	1040	0,133	1,633	2,12	2,03	-	60,0	398,6
60	1032	0,132	1,662	1,761	1,707	-	76,4	393,3
70	1024	0,131	1,690	1,492	1,458	-	93,2	388,1
80	1015	0,130	1,719	1,284	1,265	-	110,3	382,9
90	1007	0,129	1,747	1,119	1,111	-	127,6	377,8
100	999	0,128	1,775	0,985	0,986	0,5	145,2	372,7
110	991	0,126	1,803	0,875	0,884	0,8	163,1	367,6
120	982	0,125	1,831	0,784	0,798	1	181,3	362,6
130	974	0,124	1,858	0,707	0,726	2	199,7	357,5
140	965	0,123	1,886	0,642	0,665	3	218,4	352,6
150	957	0,121	1,913	0,585	0,612	5	237,4	347,6
160	948	0,120	1,940	0,537	0,566	7	256,7	342,7
170	940	0,118	1,968	0,494	0,526	9	276,2	337,7
180	931	0,117	1,995	0,457	0,491	13	296,0	332,8
190	922	0,115	2,021	0,424	0,460	18	316,1	327,9
200	913	0,114	2,048	0,395	0,432	24	336,5	323,0
210	904	0,112	2,075	0,368	0,407	32	357,1	318,0
220	895	0,111	2,101	0,345	0,385	42	378,0	313,0
230	886	0,109	2,128	0,324	0,366	54	399,1	308,0
240	877	0,107	2,154	0,305	0,348	68	420,5	303,0
250	867	0,106	2,181	0,288	0,332	86	442,2	297,9
260	857	0,104	2,207	0,272	0,317	108	464,1	292,7
270	848	0,102	2,234	0,258	0,304	133	486,3	287,5
280	838	0,100	2,260	0,244	0,292	163	508,8	282,2
290	828	0,098	2,287	0,232	0,281	198	531,6	276,8
300	817	0,096	2,314	0,221	0,271	239	554,6	271,2
310	806	0,095	2,341	0,211	0,262	286	577,8	265,6
320	796	0,093	2,369	0,202	0,254	340	601,4	259,7
330	784	0,091	2,397	0,193	0,246	401	625,2	253,8
340	773	0,089	2,425	0,185	0,239	470	649,3	247,6
350	761	0,086	2,454	0,177	0,233	548	673,7	241,3
360	749	0,084	2,485	0,170	0,227	635	698,4	234,7

* 1 bar = 100 kPa - ** 1 mm²/s = 1 cSt

Ilustración 33: Detalle de la tabla de propiedades del Therminol VP-1, Fuente Therminol

Por tanto nuestros datos son:

$$D_{\text{interior tubo receptor}} = 0,066 \text{ m}$$

$$\mu = 1,826 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

$$\rho = 766,7 \text{ kg/m}^3$$

$$V = 4,97 \text{ m/s}$$

$$Re = \frac{766,7 \cdot 4,97 \cdot 0,066}{1,826 \cdot 10^{-4}} = 1,37 \cdot 10^6$$

A continuación utilizamos el diagrama de Moody para calcular el factor de fricción y así poder calcular posteriormente la caída de presión en la tubería.

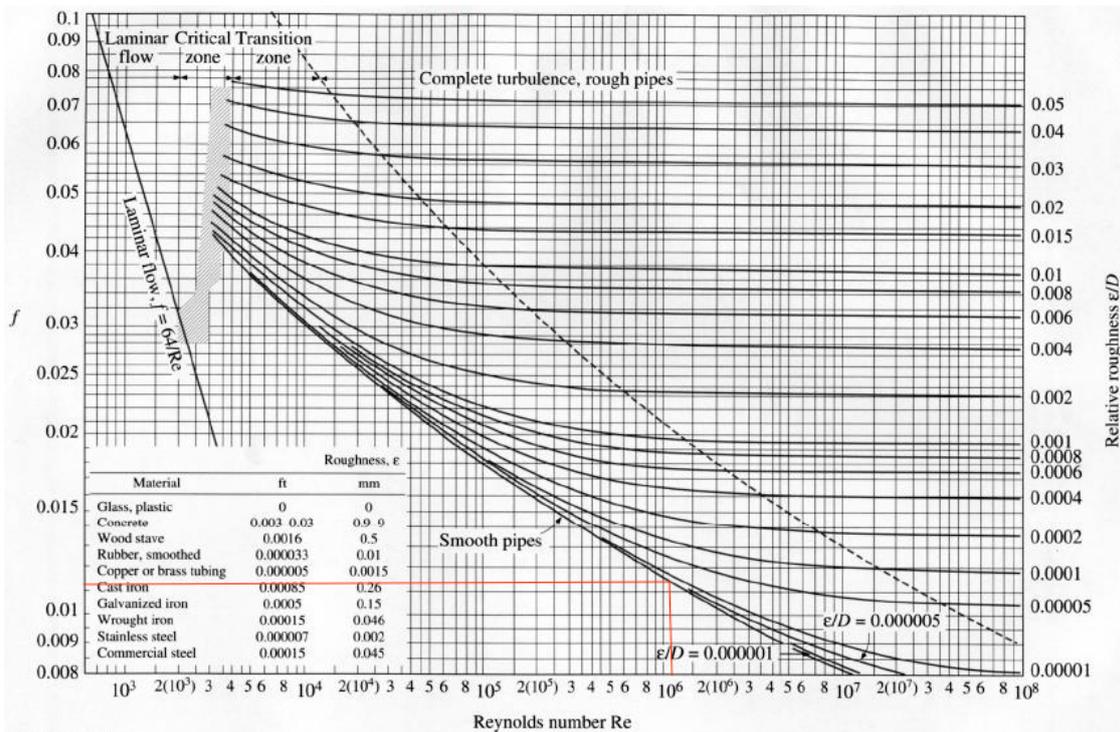


Ilustración 34: Diagrama Moody con los datos señalados para nuestro estudio. Fuente de elaboración propia

Como podemos observar el factor de fricción $f=0,011$, por tanto la caída de presión será:

$$\Delta P = f \cdot \frac{\rho \cdot V^2 \cdot l}{2D}$$

Donde l es el valor de longitud de referencia inicial que tomaremos como $l=5,75$, ya que es la longitud del colector. Por tanto:

$$\Delta P = 0,011 \cdot \frac{766,7 \cdot (4,97)^2 \cdot 5,75}{2 \cdot 0,066} = 1578,18 \text{ Pa}$$

Por último para calcular el flujo másico:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot \text{Sección}_{tubería} = 766,7 \cdot 4,97 \cdot (3,42 \cdot 10^{-3}) = 13,03 \text{ Kg/s}$$

Para calcular el flujo másico mínimo por bucle hacemos lo mismo pero cambiando la velocidad por la de 0,37m/s:

Por tanto nuestros datos son:

$$D_{\text{interior tubo receptor}} = 0,066 \text{ m}$$

$$\mu = 1,826 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

$$\rho = 766,7 \text{ kg/m}^3$$

$$V = 0,37 \text{ m/s}$$

$$Re = \frac{766,7 \cdot 0,37 \cdot 0,066}{1,826 \cdot 10^{-4}} = 1,02 \cdot 10^5$$

A continuación utilizamos el diagrama de Moody para calcular el factor de fricción y así poder calcular posteriormente la caída de presión en la tubería.

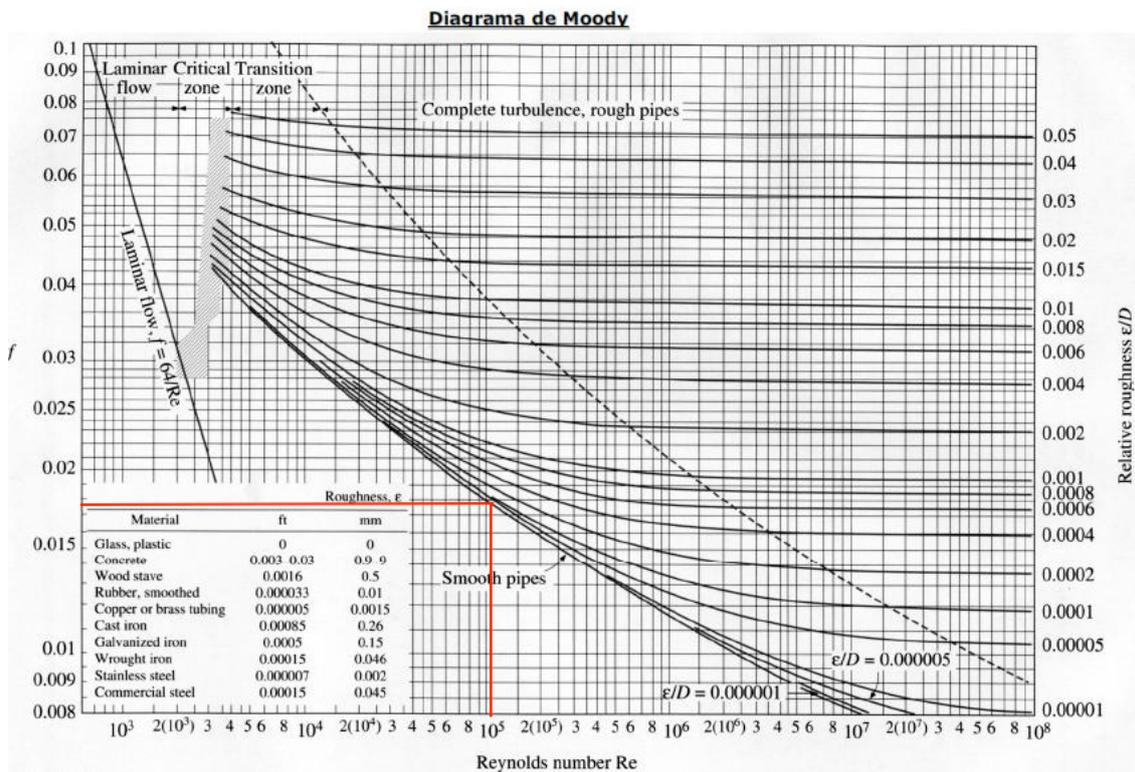


Ilustración 35: Diagrama Moody con los datos señalados para nuestro estudio. Fuente de elaboración propia

Como podemos observar el factor de fricción $f = 0,0175$, por tanto la caída de presión será:

$$\Delta P = f \cdot \frac{\rho \cdot V^2 \cdot l}{2D}$$

Donde l es el valor de longitud de referencia inicial que tomaremos como $l = 5,75$, ya que es la longitud del colector. Por tanto:

$$\Delta P = 0,0175 \cdot \frac{766,7 \cdot (0,37)^2 \cdot 5,75}{2 \cdot 0,066} = 59,84 \text{ Pa}$$

Por último para calcular el flujo másico:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot Sección_{tubería} = 766,7 \cdot 0,37 \cdot (3,42 \cdot 10^{-3}) = 0,97 \text{ Kg/s}$$

Por último los datos de Velocidad de encabezado mínimo y máximo los tomaremos como 0,7m/s y 1,2m/s respectivamente según datos proporcionados por NREL.

5.2.6 PUNTO DE DISEÑO

El área de la abertura de un solo bucle de colectores es igual al producto de la anchura de la abertura, área reflectante, multiplicado por la longitud de la estructura más el número de conjuntos del colector por lazo según la distribución de hasta cuatro tipos del colector en el campo. Esta área no incluye superficies no reflectantes en el colector o espacio no reflectante entre colectores.

Apertura de un solo lazo (m^2) = Suma de los valores del área de apertura reflectante SCA (m^2) para cada SCA en el bucle.

El área de apertura reflectante SCA para cada tipo de SCA se especifica en la sección "Collectors (SCAs)". El número de cada tipo de SCA en un solo bucle se especifica en configuración de bucle único como se describe en especificación de la configuración de bucle.

La eficiencia óptica cuando la radiación incidente es normal al plano de la abertura, sin incluir pérdidas finales o pérdidas de coseno. Este valor no incluye las pérdidas térmicas de las tuberías y los receptores.

Eficiencia óptica de bucle = SCA Eficiencia óptica en el diseño \times HCE Optical Derate

Los valores de eficiencia óptica de SCA y HCE son de la sección de Collectors (SCA) y la sección de receptores (HCEs), respectivamente.

La eficiencia de conversión total del bucle, incluyendo pérdidas ópticas y pérdidas térmicas estimadas. Se utiliza para calcular el área de apertura requerida del campo solar. Apertura total requerida, SM = 1 m^2 .

El área exacta de la abertura del espejo requerida para resolver la salida térmica del diseño para un múltiplo solar de 1. SAM utiliza la apertura requerida para calcular el área de reflexión de abertura total. El área de reflexión de abertura total puede ser ligeramente más o menos que la abertura requerida, dependiendo de las dimensiones del colector que especifique en la sección de colectores.

Cantidad necesaria de bucles, SM = 1

El número exacto de bucles necesarios para producir la apertura requerida total en un múltiplo solar de 1. Este número puede ser un valor no entero, SAM redondea este valor al entero más cercano para calcular el valor de la variable número de bucles real.

Número real de bucles

El número real de bucles en el campo, igual a la solar varias veces el número requerido de bucles en un múltiplo solar de 1,0. El número de bucles requerido se redondea al entero más cercano para representar un diseño de campo realista.

Área de reflexión de apertura total (m²)

El área de apertura real basada en el número real de bucles en el campo, igual a la apertura de bucle único veces el número real de bucles.

Variable Name	Equation	Notes
Single loop aperture	$= \sum_{i=0}^{N_{SCA}} A_{SCA,i}$	Sum of aperture area of each individual SCA in the loop
Loop optical efficiency	= Aggregate SCA Efficiency * Aggregate Receiver Optical Efficiency	Efficiencies are calculated elsewhere
Total loop conversion efficiency	= Loop Optical Efficiency * Receiver Heat Loss Efficiency	$\eta_{loop,tot}$ used in Total Required Aperture equation
Total required aperture, SM=1	$= \frac{W_{des,gross}}{\eta_{des} * DN I_{des} * \eta_{loop,tot}} * 1e6$	$A_{sf,SM1}$ used in Required Number of Loops equation
Required number of loops, SM=1	$= \frac{A_{sf,SM1}}{A_{loop}}$	
Actual number of loops	$round \left[SM * \frac{A_{sf,tot}}{A_{loop}} \right]$ $round \left[\frac{A_{sf,tot}}{A_{loop}} \right]$	Equation depends on solar field option: Option 1 uses the solar multiple value that you specify, Option 2 uses the field aperture area that you specify.
Total aperture reflective area	$= A_{loop} * N_{loop,actual}$	
Actual solar multiple	$\frac{SM * A_{sf,tot}}{A_{sf,SM1}}$	Equation depends on solar field option: Option 1 is the solar multiple value that you specify, Option 2 is the ratio.
Field thermal output	$= SM * \frac{W_{des,gross}}{\eta_{pb,des}}$	pb = power block
Solar field area	$= A_{sf,tot} * \frac{L_{row spacing}}{\max[W_{SCA,i}]} * 0.0002471$	$W_{SCA,i}$ is the aperture width of each SCA i in the loop
Total land area	= Solar field area * Non-Solar field land area multiplier	

Ilustración 36: Tabla con las ecuaciones para resolver los parámetros de apartado de punto de diseño. Fuente NREL

Design Point	
Single loop aperture	3270 m ²
Loop optical efficiency	0.757217
Total loop conversion efficiency	0.723602
Total required aperture, SM=1	251185 m ²
Required number of loops, SM=1	76.815
Actual number of loops	80
Total aperture reflective area	261600 m ²
Actual solar multiple	1.04146
Field thermal output	160.9 MWt

Ilustración 37: Parámetros del punto de diseño. Fuente de elaboración propia

5.2.7 OTROS PARÁMETROS DEL CAMPO SOLAR

Inclinación del colector

El ángulo de todos los colectores en el campo en grados de horizontal, donde cero grados es horizontal. Un valor positivo inclina hacia arriba el extremo de la matriz más cercana al ecuador (el extremo sur de la matriz en el hemisferio norte), un valor negativo se inclina hacia abajo en el extremo sur. SAM asume que los colectores están fijos en el ángulo de inclinación. Tomaremos el valor predeterminado de cero.

Azimut del colector

El ángulo azimutal de todos los colectores en el campo, donde cero grados apunta hacia el ecuador, equivalente a un eje norte-sur. Oeste es 90 grados, y el este es -90 grados. SAM asume que los colectores están orientados 90 grados al este del ángulo azimutal por la mañana y rastrea el movimiento diario del sol de este a oeste.

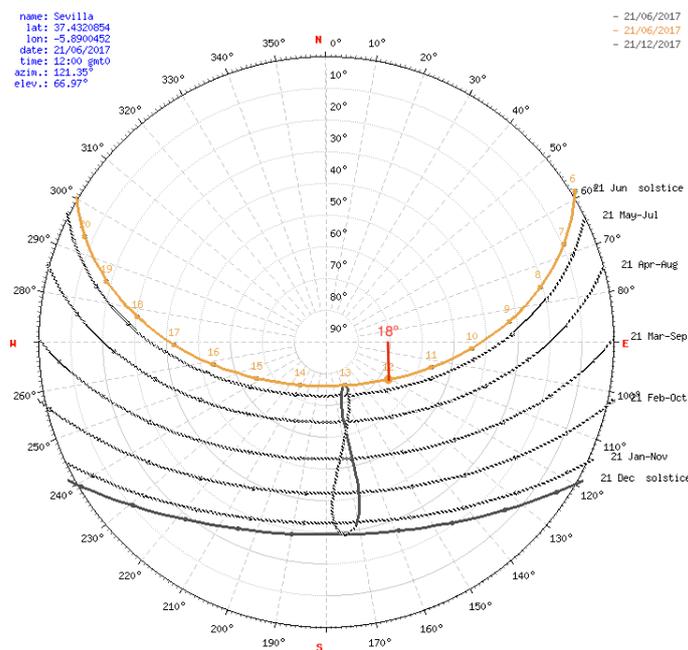


Ilustración 38: Ángulo azimutal. Fuente elaboración propia

El ángulo azimutal es de -18°

Collector Orientation	
Collector tilt	<input type="text" value="0"/> deg
Collector azimuth	<input type="text" value="-18"/> deg

Tilt: horizontal=0, vertical=90
 Azimuth: equator=0, west=90, east=-90

Ilustración 39: Ángulo azimutal y de colector. Fuente elaboración propia

El volumen de agua en litros por metro cuadrado de espacio de apertura de campo solar requerido para el lavado periódico de espejos. Este dato junto con el número de lavados por año que en nuestro caso serán los 63 predeterminados por el programa serán tenidos en cuenta para calcular los costes de la central anuales.

Capacidad de calor de la planta. Los valores de la capacidad calorífica de la planta determinan la inercia térmica debido a la masa de los cabezales calientes y fríos y de las tuberías SCA, juntas, aislamiento y otros componentes cuyas temperaturas suben y bajan con la temperatura del HTF. SAM utiliza los valores de inercia térmica en los cálculos del balance energético del campo solar. Puede utilizar las entradas de inercia térmica de tubería caliente y fría como factores de ajuste empírico para ayudar a comparar los resultados de SAM con el rendimiento observado de la planta.

La inercia térmica del cabezal caliente para tener en cuenta cualquier inercia térmica no contabilizada en los cálculos del volumen HTF: Energía térmica en kilovatios-hora por capacidad bruta de electricidad en megavatios necesaria para elevar la temperatura del lado caliente un grado Celsius. El valor predeterminado es 0,2 kWh/K-MWt. La inercia térmica del cabezal frío para tener en cuenta cualquier inercia térmica no contabilizada en los cálculos del volumen HTF: Energía térmica en kilovatios-hora por capacidad bruta de electricidad en megavatios necesaria para elevar la temperatura del lado caliente un grado Celsius. El valor predeterminado es 0,2 kWh/K-MWt. Inercia térmica de la tubería de bucle de campo (Wh/K-m) La inercia térmica de las tuberías, juntas, aislamiento y otros componentes SCA: La cantidad de energía térmica por metro de longitud SCA requerida para elevar la temperatura de las tuberías, juntas, aislamiento y otros componentes SCA un grado K. El valor predeterminado es 4,5 Blanco / Km. Área terrestre Los insumos del área de tierra determinan la superficie total en acres que puede usar para estimar los costes relacionados con la tierra en \$ / acres en la sección de costes del sistema. Las entradas de área de tierra son entradas al modelo financiero, no el modelo de rendimiento, por lo que no afectan los cálculos de energía del modelo de rendimiento. Área de campo solar, hectáreas El área de la apertura real convertido de metros cuadrados a acres:

Área solar del campo (acres) = Abertura real (m^2) \times Espacio entre filas (m) / Ancho máximo de SCA (m) \times 0.0002471 (acres / m^2) El ancho de SCA máximo es el ancho de apertura de SCA con la apertura más amplia en el campo, como se especifica en la configuración de bucle.

Multiplicador de área de tierra no solar: Área de tierra requerida para el sistema, excluyendo el área de tierra del campo solar, expresada como una fracción del área de apertura del campo solar. Un valor de uno daría lugar a una superficie total igual a la superficie total de la apertura. El valor predeterminado es 1.4. Superficie total de la tierra en acres.

Área de tierra requerida para todo el sistema incluyendo el área de tierra del campo solar Área de Superficie Total (acres) = Área de Campo Solar (acres) \times (1 + Multiplicador de Área de Tierra no Solar)

El área de la tierra aparece en la sección costes del sistema, donde puede especificar los costes de la tierra en dólares por acre.

Mirror Washing		Plant Heat Capacity	
Water usage per wash	<input type="text" value="0.7"/> L/m ² ,aper.	Hot piping thermal inertia	<input type="text" value="0.2"/> kWh/K-MWt
Washes per year	<input type="text" value="63"/>	Cold piping thermal inertia	<input type="text" value="0.2"/> kWh/K-MWt
		Field loop piping thermal inertia	<input type="text" value="4.5"/> Wh/K-m

Land Area			
Solar field area	<input type="text" value="197"/> acres	Non-solar field land area multiplier	<input type="text" value="1.4"/>
		Total land area	<input type="text" value="275"/> acres

Ilustración 40: Parámetros de lavado de espejos, superficie y capacidad de calor de la planta. Fuente elaboración propia

5.2.8 CICLO DE POTENCIA

El modelo de ciclo de potencia representa un bloque de potencia que convierte la energía térmica entregada por el campo solar y el sistema de energía térmica opcional a energía eléctrica usando una planta de energía de ciclo Rankine de vapor convencional.

El ciclo de potencia modelado en SAM utiliza un ciclo de Rankine con calentamiento de agua de alimentación y vapor sobrecalentado, y permite la selección de la presión de entrada de la turbina fija o flotante en la sección Power Cycle. El rechazo de calor puede ocurrir con un condensador enfriado en húmedo, un condensador enfriado por aire o un condensador húmedo / seco.

El ciclo de potencia puede incluir una caldera de reserva alimentada con fósiles que calienta el fluido de transferencia de calor antes de entrar en el ciclo de potencia durante momentos en que no hay suficiente energía solar para impulsar el ciclo de potencia en su carga de diseño. En el caso de nuestro estudio al tener en cuenta que no hay hibridación no tendremos este aporte de la caldera con combustible fósil.

Capacidad de la planta

Producción bruta de diseño (MWe): La producción de diseño del ciclo de potencia, sin considerar las pérdidas parasitarias. SAM utiliza este valor para dimensionar los componentes del sistema, como el área del campo solar cuando se utiliza el múltiplo solar para especificar el tamaño del campo solar. Este valor será una de las variables de nuestro estudio junto con el área del campo solar, por lo que más adelante especificaremos estos datos.

Factor de conversión bruto a neto estimado: Estimación de la relación entre la energía eléctrica entregada a la red y la producción bruta del ciclo de potencia. SAM utiliza el factor para calcular la capacidad de la placa de identificación del ciclo de potencia para los cálculos relacionados con la capacidad, incluyendo el coste total estimado por valor neto de la capacidad en la sección de costes del sistema de canal, incentivos basados en capacidad en la sección de incentivos y el factor de capacidad informado en los resultados .

Diseño estimado del producto neto (placa de características) (MWe): Capacidad de la placa de identificación del ciclo de potencia, calculada como el producto de la producción

bruta de diseño y el factor de conversión bruto a neto estimado.

Rendimiento neto estimado en el diseño (MWe) = Rendimiento bruto del diseño (MWe)
× Factor de conversión estimado bruto a neto.

Disponibilidad y reducción

Utilice las pérdidas de reducción y disponibilidad para representar reducciones en la salida del sistema o interrupciones completas del sistema para el mantenimiento, interrupciones forzadas debidas a restricciones de la red u otras situaciones que impidan que el sistema funcione según lo diseñado. Nosotros tomaremos el valor predeterminado de 4% que nos proporciona SAM al no tener intereses específicos nuestro estudio en estas pérdidas.

Punto de diseño del bloque de energía y rendimiento de conversión del ciclo nominal

En primer lugar SAM nos demanda el valor de la eficiencia de conversión térmico a eléctrica del ciclo de potencia bajo condiciones de diseño. Para ello debemos realizar los cálculos relacionados con el ciclo de vapor Rankine.

Como se citó al inicio del presente apartado, se realizará un modelo representativo del ciclo de manera que se pueda obtener la potencia óptima de la turbina para el día elegido como punto de diseño, 21 de Junio en el caso de estudio. El ciclo que se describirá consistirá en un ciclo de vapor Rankine con recalentamiento, precalentadores y desgasificador y en el cual los procesos presentan irreversibilidades y el rendimiento de las turbinas y de las bombas utilizadas se considera del 90%. Dicho ciclo puede representarse con el diagrama correspondiente a la figura 41. El generador de vapor eleva la temperatura del agua hasta 380°C y este vapor continúa hasta la turbina donde entra a una presión de 100 bares (Punto 3). La turbina de alta presión expande el vapor hasta una presión intermedia de recalentamiento (Punto 4-4s) y se vuelve a elevar la temperatura hasta 380°C (Punto 5) haciéndose pasar el agua por una etapa de recalentamiento del generador de vapor. Después la turbina de baja presión expande este vapor hasta una presión de 0,08 bares (Punto 6-6s) donde se hace pasar por el condensador y el agua saturada (Punto 1) se elevará la presión del agua hasta los 100 bares (Punto 2) para volver a calentarse y cerrar el ciclo.

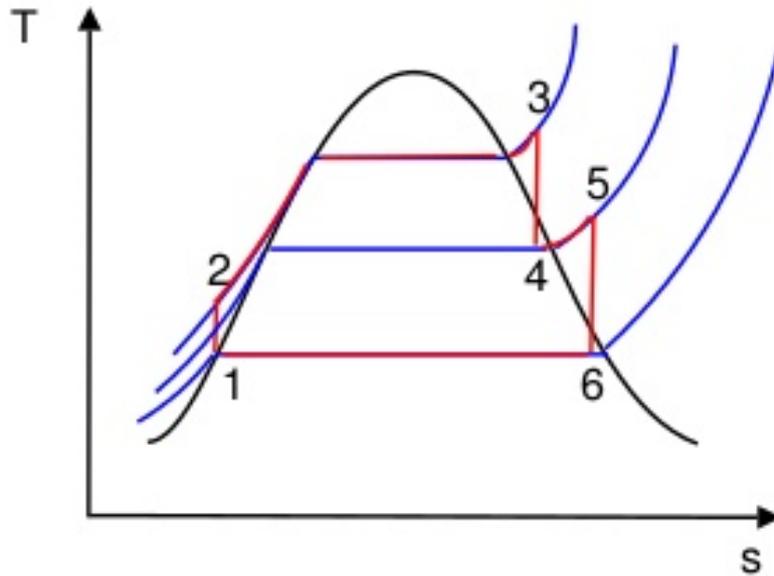


Ilustración 41: Esquema ciclo Rankine con recalentamiento y sangrado. Fuente Imágenes Google

Para calcular el rendimiento del ciclo hemos utilizado el software Cyclepad. En el hemos diseñado un ciclo Rankine con recalentamiento (HTR1 y HTR2), 3 sangrados en la turbina, dos feedwater heater y un desgasificador antes del condensador. Este software está pensado en estudiantes pero nos da una aproximación bastante exacta.

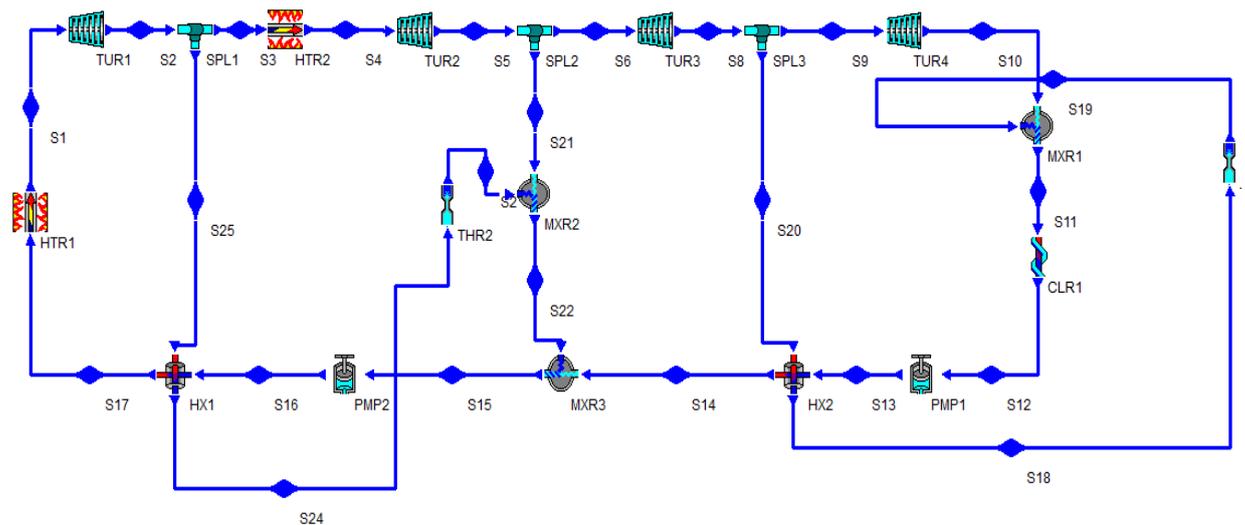
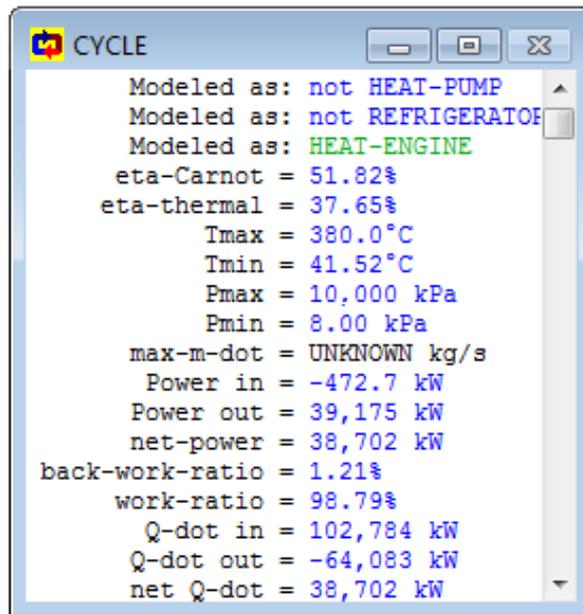


Ilustración 42: Esquema del ciclo Rankine de la central realizado con CYCLEPAD. Fuente elaboración propia

Para hacer este diseño hemos tenido que establecer una serie de parámetros y condiciones en cada una de las etapas y componentes del ciclo.

- La temperatura máxima del ciclo serán 380°C como hemos señalado anteriormente.
- El rendimiento de turbinas y bombas será del 90%.
- Los divisores son iso-paramétricos.
- El condensador lo consideramos isobárico y a la salida encontramos agua saturada.
- Las bombas se consideran adiabáticas.
- Los mezcladores y el desgasificador son isobáricos.
- Como el aceite llega a unos 393°C el agua estará según la experiencia de este tipo de centrales a 380°C.
- Los valores de porcentajes en los sangrados son los que optimizan el rendimiento y que se mantienen dentro de los valores que admite Cyclepad.
- Para el estudio del rendimiento es necesario poner un caudal cualquiera que hemos estimado en 40 Kg/s.

Una vez establecido lo anteriormente citado tenemos Cyclepad nos proporciona un estudio de las propiedades del ciclo.



```

CYCLE
Modeled as: not HEAT-PUMP
Modeled as: not REFRIGERATOR
Modeled as: HEAT-ENGINE
eta-Carnot = 51.82%
eta-thermal = 37.65%
Tmax = 380.0°C
Tmin = 41.52°C
Pmax = 10,000 kPa
Pmin = 8.00 kPa
max-m-dot = UNKNOWN kg/s
Power in = -472.7 kW
Power out = 39,175 kW
net-power = 38,702 kW
back-work-ratio = 1.21%
work-ratio = 98.79%
Q-dot in = 102,784 kW
Q-dot out = -64,083 kW
net Q-dot = 38,702 kW
  
```

Ilustración 43: Resultados análisis ciclo Rankine de la central con CYCLEPAD. Fuente elaboración propia

Por tanto el rendimiento del ciclo será del 37.65%. El resto de información sobre los valores de cada parte del ciclo están señalados en los anexos adjuntos al final del proyecto.

Presión de funcionamiento de la caldera (bar)

La presión de vapor en la caldera de ciclo de Rankine principal en el diseño, usado para calcular la temperatura de saturación de vapor en la caldera, y por lo tanto la diferencia

de temperatura de transferencia de calor de transferencia entre el fluido de transferencia de calor de entrada y el vapor en la caldera.

Caldera de reserva fósil Eficiencia LHV

La eficiencia del valor de calentamiento de la caldera de respaldo, utilizada para calcular la cantidad de gas requerida por la caldera de respaldo durante horas, que el sistema de respaldo fósil complementa la energía solar del sistema de almacenamiento solar o de almacenamiento térmico. En nuestro caso el coste del combustible estableceremos como cero por lo que el dato de eficiencia no será tenido en cuenta.

Salida de calentador auxiliar temp. Ajustada (°C)

El punto de ajuste de temperatura para los calentadores auxiliares para el sistema de respaldo fósil. Como este valor no va a ser tenido en cuenta introduciremos 393°C al igual que la temperatura de la salida del bucle.

Capacidad calorífica del balance de planta (kWht / °C MWhe)

Término para introducir capacidad térmica adicional en el campo solar para tener en cuenta los efectos de inercia térmica no directamente vinculados a la masa de fluido de transferencia de calor en el campo solar. Las unidades para este valor son kilovatios-horas térmicas por megavatio de capacidad de producción eléctrica bruta necesaria para elevar el balance de la temperatura de la planta un grado Celsius.

Control de Plantas

Parameter Name	SEGS 30	SEGS 80	APS ORC	Nexant 450	Nexant 500	Siemens 400
Estimated Net Output at Design	30	80	1	100	100	50
Design Gross Output	35	89	1.160	110	110	55
Design Cycle Thermal Input	93.3	235.8	5.600	278.0	269.9	147.2
Rated Cycle Conversion Efficiency	0.3749	0.3774	0.2071	0.3957	0.4076	0.3736
Max Turbine Over Design Operation	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
Min Turbine Operation	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Cycle Part-load Therm to Elec F0	-0.0571910	-0.0377260	-0.1593790	-0.0240590	-0.0252994	-0.0298
Cycle Part-load Therm to Elec F1	1.0041000	1.0062000	0.9261810	1.0254800	1.0261900	0.7219
Cycle Part-load Therm to Elec F2	0.1255000	0.0763160	1.1349230	0.0000000	0.0000000	0.7158
Cycle Part-load Therm to Elec F3	-0.0724470	-0.0447750	-1.3605660	0.0000000	0.0000000	-0.5518
Cycle Part-load Therm to Elec F4	0.0000000	0.0000000	0.4588420	0.0000000	0.0000000	0.1430
Cycle Part-load Elec to Therm F0	0.0565200	0.0373700	0.1492050	0.0234837	0.0246620	0.044964
Cycle Part-load Elec to Therm F1	0.9822000	0.9882300	0.8521820	0.9751230	0.9744650	1.182900
Cycle Part-load Elec to Therm F2	-0.0982950	-0.0649910	-0.3247150	0.0000000	0.0000000	-0.563880
Cycle Part-load Elec to Therm F3	0.0595730	0.0393880	0.4486300	0.0000000	0.0000000	0.467190
Cycle Part-load Elec to Therm F4	0.0000000	0.0000000	-0.1256020	0.0000000	0.0000000	-0.130090

Ilustración 44: Información de las turbinas. Fuente "HELP NREL"

Como vemos en la figura 44, hemos seleccionado la turbina Siemens 400 ya que se ajusta a los datos de potencia neta estimada para nuestro primer estudio de la central de 50 MW y posteriormente utilizaremos la SEGS 30 Y SEGS 80. El valor del rendimiento que hemos seleccionado es el que anteriormente hemos calculado, ya que como podemos observar es similar a los datos proporcionados por el fabricante.

Período de espera de recurso bajo (hr)

Durante los períodos de flujo insuficiente de la fuente de calor debido a un bajo recurso térmico, el bloque de alimentación puede entrar en modo de espera. En modo de espera, el ciclo puede reiniciarse rápidamente sin el período de arranque requerido por un arranque en frío. El período de espera es el número máximo de horas permitidas para el modo de espera. Esta opción sólo está disponible para sistemas con almacenamiento térmico. El valor predeterminado es 2 horas.

Fracción de energía térmica necesaria para el modo de espera

La fracción de la entrada térmica de diseño del ciclo de potencia requerida desde el almacenamiento para mantener el ciclo de alimentación en modo de espera. Esta energía térmica no se convierte en energía eléctrica. SAM no calcula la energía de reserva para los sistemas sin almacenamiento. Como nuestro sistema es sin almacenamiento este dato nos es irrelevante.

Tiempo de arranque del bloque de alimentación (hr)

El tiempo en horas que el sistema consume energía en la fracción de arranque antes de que comience a producir electricidad. Si la fracción de arranque es cero, el sistema funcionará a la capacidad de diseño durante el tiempo de arranque. Establecemos el valor predeterminado de 0,5 horas.

Fracción de energía térmica necesaria para el arranque

La fracción de la energía de entrada térmica del diseño de la turbina requerida durante el arranque. Esta energía térmica no se convierte en energía eléctrica. Establecemos el valor predeterminado de 0,2.

Temperatura de inicio mínima requerida (°C)

La temperatura a la cual se inicia la circulación del fluido de transferencia de calor a través de los intercambiadores de calor del ciclo de potencia, típicamente cerca de la temperatura de salida del fluido de transferencia de calor del diseño del bloque de potencia. Por lo que estableceremos esta temperatura como 390°C, después teniendo en cuenta las pérdidas que se produzcan en las tuberías se alcanzarían los 373°C a la entrada de la turbina que hemos señalado en la figura 44.

Potencia máxima de la turbina sobre la operación de diseño:

La potencia máxima permitida del ciclo de potencia como una fracción de la capacidad de placa de identificación eléctrica. Cuando no hay almacenamiento disponible y el recurso solar excede la irradiación en el valor de diseño, algunos colectores en el campo

solar están desenfocados para limitar la salida del bloque de potencia a la carga máxima.

Operación de la turbina:

La fracción de la capacidad eléctrica de la placa de características por debajo de la cual el ciclo de potencia no genera electricidad. Siempre que la salida del bloque de potencia esté por debajo de la carga mínima y la energía térmica esté disponible desde el campo solar, el campo está desenfocado.

Control de presión de entrada de turbina

Determina la presión del fluido de trabajo del ciclo de potencia durante la carga fuera del diseño. Esta presión la hemos establecido en la Ilustración 43 que son los datos de un ciclo Rankine

Presión fija: El bloque de potencia mantiene la alta presión de diseño del fluido de trabajo del ciclo de potencia durante la carga fuera del diseño.

Presión deslizante: El bloque de potencia disminuye la alta presión del fluido de trabajo del ciclo de potencia durante la carga fuera del diseño.

Sistema de refrigeración Tipo de condensador

Las tres opciones que nos propone SAM son un condensador refrigerado por aire (enfriamiento seco), uno de enfriamiento evaporativo (enfriamiento húmedo) o sistema de refrigeración híbrido. Para nuestro estudio hemos seleccionado un condensador de refrigerado por aire. Para nuestro estudio hemos seleccionado un condensador con enfriamiento por aire.

Temperatura ambiente en el diseño (oC)

La temperatura de ambiente en el diseño estableceremos que será de 25°C que es similar a la temperatura de condensación del ciclo de vapor.

ITD en el punto de diseño (oC)

Sólo para el tipo enfriado por aire. Diferencia de temperatura inicial (ITD), diferencia entre la temperatura del vapor en la salida de la turbina (entrada del condensador) y la temperatura ambiente del bulbo seco. Por tanto al ser nuestra temperatura ambiente de 25°C como hemos especificado anteriormente y la temperatura de condensación de 42°C la diferencia es de 17°C.

Proporción de la presión del condensador

Sólo para el tipo enfriado por aire. La relación de caída de presión a través del intercambiador de calor de condensador enfriado por aire, usado para calcular la caída de presión a través del condensador y la potencia parasitaria correspondiente requerida para mantener el caudal de aire. Tomaremos el valor predeterminado por SAM de 1.0028.

Presión mínima del condensador

La presión mínima del condensador en pulgadas si el mercurio evita que la presión del condensador caiga por debajo del nivel especificado. En un sistema físico, permitir que la presión caiga por debajo de cierto punto puede resultar en daño físico al sistema. Para refrigeración por aire (enfriamiento seco), el valor predeterminado es 2 pulgadas de mercurio. En nuestro caso al haber establecido como la presión de condensación en 0,08 bar, nuestra mínima presión será 2,36.

Niveles de carga de las piezas del sistema de enfriamiento

Los niveles de carga de la parte del sistema de enfriamiento indican al sistema de rechazo de calor el número de puntos de operación discretos que hay. Un valor de 2 significa que el sistema puede ejecutarse al 100% o al 50% de rechazo. Un valor de tres significa puntos de operación de rechazo del 100% 66% 33%. Los niveles de carga parcial determinan cómo funciona el rechazo de calor en condiciones de carga parcial cuando la carga de calor es menor que la carga completa. El valor predeterminado es 2 y el intervalo recomendado es entre 2 y 10. Nosotros tomaremos un valor medio de 6.

Power Block Design Point	
Rated cycle conversion efficiency	0.3765
Design inlet temperature	393 °C
Design outlet temperature	293 °C
Fossil backup boiler LHV efficiency	0.9
Aux heater outlet set temp	390 °C
Fossil dispatch mode	Minimum backup level
Plant Control	
Low resource standby period	2 hrs
Fraction of thermal power needed for standby	0.2
Power block startup time	0.5 hr
Fraction of thermal power needed for startup	0.2
Minimum required startup temp	300 °C
Max turbine over design operation	1.15
Min turbine operation	0.15

Ilustración 45: Parámetros del bloque de potencia y del control de planta. Fuente elaboración propia

Rankine Cycle Parameters

Boiler operating pressure	100 Bar	Hybrid Dispatch
Steam cycle blowdown fraction	0.02	
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure	
Condenser type	Air-cooled	
Ambient temperature at design	42 °C	
ITD at design point	17 °C	
Reference condenser water dT	10 °C	
Approach temperature	5 °C	
Condenser pressure ratio	1.0028	
Min condenser pressure	2.36 inHg	
Cooling system part load levels	6	Period 1: 0
		Period 2: 0
		Period 3: 0
		Period 4: 0
		Period 5: 0
		Period 6: 0
		Period 7: 0
		Period 8: 0
		Period 9: 0

Ilustración 46: Parámetros del ciclo Rankine. Fuente elaboración propia

5.2.9 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Nuestro estudio no contempla almacenamiento térmico por lo que el número de horas será cero y por tanto no producirá ningún tipo de costes.

Storage System

Full load hours of TES	0 hr	Tank heater capacity	25 MWht
Storage volume	0 m ³	Tank heater efficiency	0.98
TES Thermal capacity	0 MWht	Hot side HX approach temp	5 °C
Parallel tank pairs	1	Cold side HX approach temp	5 °C
Tank height	20 m	Thermal storage exergetic efficiency	0.966
Tank fluid min height	1 m	Initial TES fluid temp	300 °C
Tank diameter	0 m	Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt
Min fluid volume	0 m ³	User-defined HTF fluid	Edit...
Tank loss coeff	0.4 W/m ² -K	Storage HTF min operating temp	238 °C
Estimated heat loss	0 MWt	Storage HTF max operating temp	593 °C
Cold tank heater set point	250 °C	Fluid temperature	342 °C
Hot tank heater set point	365 °C	TES fluid density	1872.49 kg/m ³
		TES specific heat	1.50182 kJ/kg-K

Ilustración 47: Parámetros almacenamiento térmico. Fuente elaboración propia

5.2.10 PÉRDIDAS PARASITARIAS

Las variables de la sección de pérdidas parasitarias definen cargas eléctricas en el sistema. Para cada hora de la simulación, SAM calcula la carga parasitaria y la resta de la producción eléctrica bruta del ciclo de potencia para calcular la salida eléctrica neta. Hemos podido observar durante el uso de SAM y el dimensionado de la central para el cálculo del múltiplo solar y de los costes que las pérdidas parasitarias son prácticamente despreciable para los parámetros en los que se centra nuestro estudio. Aun así es necesario comprender que mide cada parámetro y que datos estimaremos.

Las pérdidas parasitarias se componen por:

Coefficiente de pérdida térmica (W/m^2-K)

El coeficiente de pérdida térmica que se utiliza para calcular las pérdidas térmicas de la tubería entre los receptores, la tubería de cruce, tubería de cabecera y tubería de canal. El coeficiente especifica el número de vatios térmicos perdidos del sistema en función de la superficie de la tubería y la diferencia de temperatura entre el fluido en la tubería y el aire del ambiente (temperatura del bulbo seco). La longitud de la tubería de cruce depende de la variable de espaciado entre filas y de la distancia de tubería entre ensamblajes.

Potencia de seguimiento (W por colector)

Los accionamientos SCA son parte del sistema de seguimiento de colectores en el campo solar. Se supone que los accionamientos funcionan a una potencia constante durante todas las horas de operación de campo solar, aunque esto puede no ser el caso en una planta real. Esta pérdida parasitaria representa cualquier carga eléctrica asociada con los conjuntos de colectores durante las horas diurnas, incluyendo los motores de seguimiento, el equipo de control electrónico y posiblemente el equipo de lavado de espejo. La carga total es una función del número de colectores en el campo solar, donde a cada colector se le asigna la potencia especificada en este caso de 125 W/SCA.

Potencia de bombeo requerida para HTF a través del bloque de potencia (kJ / kg)

Coefficiente utilizado para calcular la potencia eléctrica necesaria para bombear el fluido de transferencia de calor a través del ciclo de potencia. SAM aplica el coeficiente a todo el fluido de transferencia de calor que fluye a través del ciclo de potencia. El coeficiente puede definirse alternativamente como la potencia de bombeo dividida por el caudal másico $kW / kg-s$, que es equivalente a las unidades kJ / kg . En esta ocasión será de $0.55 kJ/Kg$.

Potencia de bombeo requerida para HTF a través del almacenamiento (kJ / kg)

Un coeficiente utilizado para calcular la energía eléctrica consumida por las bombas para mover el fluido de transferencia de calor a través del intercambiador de calor de almacenamiento tanto en el lado del campo solar como en el lado del tanque de almacenamiento. Este coeficiente se aplica por separado al caudal del campo solar y al caudal del tanque. Al no haber en nuestro estudio su valor es cero.

Fracción de potencia nominal bruta consumida en todo momento

Una carga eléctrica fija aplicada a todas las horas de la simulación, expresada como una fracción de la potencia bruta nominal en el diseño desde la sección Power Cycle.

Equilibrio de plantas parásitas ($MWe / MWcap$)

Carga parasitaria que se aplica en función de la entrada térmica al ciclo de potencia.

Calentador auxiliar, caldera parásita (MWe / MWcap)

Carga parasitaria que se aplica en función de la potencia térmica de los calentadores auxiliares de combustión fósil. Sólo se aplica cuando el sistema incluye copia de seguridad fósil.

Punto de diseño Seguimiento total (W)

Un valor que se muestra como referencia indicando cuál sería la carga parasitaria de seguimiento total si todos los colectores en el campo estuvieran activamente rastreando simultáneamente.

Punto de Diseño Total Fijo (MWe) El valor de la carga parasitaria fija aplicada en todo momento.

Fijo (MWe) = $\frac{\text{Fracción de la potencia bruta consumida en todos los tiempos} \times \text{Diseño Producción bruta (MWe)}}{\text{Producción bruta (MWe)}}$

Punto de Diseño BOP Total (MWe)

Valor de la carga parasitaria de balance de planta asumiendo la operación de punto de diseño.

Design Point Total Aux (MWe)

El valor de la carga parásita del calentador auxiliar (para la caldera de gas de reserva) asumiendo que el calentador auxiliar proporciona el 100% de la carga térmica requerida para el ciclo de potencia. Al no haber calentador auxiliar el valor es cero también.

Totales del punto de diseño

Los valores totales del punto de diseño representan el límite máximo de las pérdidas parasitarias. SAM calcula las pérdidas parasitarias reales durante la simulación.

Parasitics					Design Point Totals	
Piping thermal loss coefficient	0.45	W/m ² -K			Tracking	40000 W
Tracking power	125	W/sca			Fixed	0.3025 MWe
Required pumping power for HTF through power block	0.55	kJ/kg				
Required pumping power for HTF through storage	0	kJ/kg				
Fraction of rated gross power consumed at all times	0.0055					
			Factor	Coeff 0	Coeff 1	Coeff 2
BOP parasitic value	0 MWe/MWcap		1	0.483	0.517	0
Aux heater parasitic value	0 MWe/MWcap		1	0.483	0.517	0
					BOP	0 MWe
					Aux	0 MWe

Ilustración 48: Datos pérdidas parasitarias. Fuente elaboración propia

5.2.11 SISTEMA DE COSTES

Este apartado es uno de los más importantes de nuestro estudio ya que determinará la rentabilidad de nuestra inversión para construir la planta y será un dato fundamental en nuestro proceso de optimización. Para establecer el sistema de costes debemos conocer antes alguno de los parámetros:

Costes Directos de Capital

En este apartado se pueden introducir valores representativos de aquellos costes que se pueden imputar directamente a partes específicas de la instalación. Se especifica los costes de mejoras del lugar referentes a la preparación del lugar. De la misma forma se introduce el coste por metro cuadrado del campo solar y del sistema de transferencia de calor, del bloque de potencia por kW eléctrico, del sistema fósil de reserva por kW eléctrico y del sistema de almacenamiento por kWh térmico, así como cualquier otro coste fijo que no esté incluido en ninguna de las anteriores categorías. Finalmente, se determina un porcentaje del coste para imprevistos y demás emergencias calculando el coste total asociado a los costes directos. Si desglosamos nuestra elaboración de costes podemos ver en que se utiliza el capital invertido de unamanera más exacta en el anexo B.

Direct Capital Costs			
Site improvements	261,600.0 m ²	127.59 \$/m ²	\$ 33,377,544.00
Solar field	261,600.0 m ²	331.68 \$/m ²	\$ 86,767,488.00
HTF system	261,600.0 m ²	66.37 \$/m ²	\$ 17,362,392.00
Storage	0.0 MWht	65.00 \$/kWht	\$ 0.00
Fossil backup	55.0 MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	55.0 MWe, Gross	1,302.18 \$/kWe	\$ 71,619,904.00
Balance of plant	55.0 MWe, Gross	260.36 \$/kWe	\$ 14,319,799.00
Subtotal			\$ 223,447,120.00
Contingency			
		Contingency <input type="text" value="7"/> % of subtotal	\$ 15,641,299.00
Total direct cost			\$ 239,088,432.00

Ilustración 49: Datos de los costes directos. Fuente elaboración propia

En nuestro caso los datos de los costes directos de capital los hemos establecido según Soto Piedehierro y López Díaz (2016).

Costes Indirectos de Capital

Son aquellos que no se pueden imputar a ninguna parte específica de la instalación. En este apartado está especificada el área total necesaria así como la potencia neta de la

instalación (la potencia nominal de turbina menos las pérdidas). Para ello, se realiza la suma de tres factores: el primero, es un precio proporcional a la extensión de terreno; el segundo, es un porcentaje de los costes directos; el tercero, es un coste proporcional a la potencia de la planta y el cuarto, es un coste fijo añadido. Por último, se añaden los impuestos sobre las ventas aplicados sobre un porcentaje de los costes fijos.

Indirect Capital Costs						
Total land area		275	acres		Nameplate	50 MWe
	\$/acre	% of direct cost	\$/Wac		\$	
EPC and owner cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	+	\$ 0.00	
Total land cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	+	\$ 0.00	
Sales Tax						
Sales tax basis		80	Sales tax rate		5 %	
					\$ 9,563,537.00	
Total indirect cost					\$ 38,617,548.00	

Ilustración 50: Datos de los costes indirectos. Fuente elaboración propia

Costes Totales Instalados

Se calcula de forma automática los costes totales como la suma de los directos más los indirectos; a su vez, se calcula el ratio de coste total/potencia neta.

Costes de Operación y Mantenimiento

Se trata de aquellos costes anuales que se emplean en equipos y servicios cuando la construcción de la planta ya ha sido realizada. SAM permite introducir estos costes de cuatro formas diferentes: anual fijo, fijo por capacidad, variable con la generación, y el coste del combustible en caso de hibridación; y a su vez definir una variación anual del coste, para casos en que el coste de O&M aumente más rápido que la inflación especificada.

Operation and Maintenance Costs			
	First year cost	Escalation rate (above inflation)	
Fixed annual cost	0 \$/yr	0 %	In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.
Fixed cost by capacity	66 \$/kW-yr	0 %	
Variable cost by generation	4 \$/MWh	0 %	
Fossil fuel cost	0 \$/MMBTU	0 %	

Ilustración 51: Datos de los datos de operación y mantenimiento. Fuente de elaboración propia

5.3 RESULTADOS

Con el fin de calcular el valor óptimo del múltiplo solar, se han estudiado cinco tamaños de campos solares, de 80 a 120 lazos en pasos de 10 bucles. Como se expondrá a continuación. Una vez que la ganancia de calor por ciclo del colector y la demanda de energía térmica del ciclo se conocen en condiciones nominales, se puede calcular el valor múltiplo solar. A su vez aplicado este estudio a tres centrales con ciclos de potencia diferentes de 50 MW, 40MW y 80 MW para ver cómo afectan estos parámetros a los costes.

N ^a de bucles	Área del campo solar (m ²)
80	261.600
90	294.300
100	327.000
110	359.700
120	392.400

Tabla 6: Área de campo solar para cada número de bucles

5.3.1 LCOE

Antes de presentar los datos obtenidos en cada uno de los estudios realizados con SAM para analizarlos vamos a introducir los conceptos con los cuáles hemos realizado este análisis económico.

Una vez estimada la producción anual de electricidad, se puede realizar un análisis económico para calcular el coste de la kWh, es decir, el coste de energía nivelado (LCOE), definido en:

$$LCOE = \frac{fcr \cdot C_{invest} + C_{OM} + C_{fuel}}{E_{net}}$$

Donde fcr es el factor de anualidad (9,88%); C_{invest} (millones de euros), inversión total de la planta, C_{OM} (millones de euros) costes anuales de explotación y mantenimiento, C_{fuel} (millones de euros) costes anuales de combustible, Y E_{net}, energía eléctrica neta anual producida. Hay dos tipos de LCOE.

- LCOE real: utiliza un valor constante del euro, ajustado a la inflación. Suele ser apropiado para análisis a largo plazo.
- LCOE nominal: utiliza el valor actual del euro. Suele ser apropiado para análisis a corto plazo.

Los analistas tienen preferencia por el LCOE nominal a la hora de estudiar los proyectos de colectores cilindro-parabólicos. Por esto y por ser un proyecto a corto plazo, se usará el LCOE nominal. En este caso particular, los costes anuales del combustible son nulos, porque se ha considerado una planta solar, sin hibridación. Las diferencias de coste de inversión entre las diferentes plantas solares consideradas son consecuencia de los diferentes tamaños de campos solares, ya que el bloqueo de potencia es el mismo en todos los casos. Los costes de operación y mantenimiento serán similares en todos los casos. Las diferencias sólo son causadas por costes que dependen de la inversión. Como era de esperar, la producción anual de electricidad aumenta a medida que el tamaño del campo solar es mayor, porque la energía solar térmica producida es también mayor y el bloque de potencia está funcionando durante un intervalo de tiempo más largo. Sin embargo, hay otro efecto importante cuando se realiza un análisis económico: cuando la radiación solar es alta, el límite superior de producción es fijado por la turbina: 50 MWe bruto. Esto significa que, en un momento en el que todos los tamaños de los campos solares logran producir 50 MWe, la mayor energía se desperdicia a medida que el tamaño del campo solar es mayor, por lo que el retorno de la inversión es menor en estos casos.

Parámetros de referencia resultado de la simulación

Como se ha comentado previamente, el análisis crítico de la planta se realizará con base en los cambios relativos en determinados resultados clave de las simulaciones. A continuación se definen dichos parámetros de referencia. Otro parámetro importante en nuestro estudio es la producción anual de energía. Es la cantidad total de electricidad generada por el sistema en el primer año. Dado que las condiciones climáticas se consideran constantes con los años, corresponde con la producción energética de todos los años de vida del proyecto.

Tabla 7: Resultado de la simulación para cada tamaño de campo solar

NÚMERO DE BUCLES	ENERGÍA ANUAL (MW)	MÚLTIPLO SOLAR
80	6.40247e+07	1.10
90	7.12613e+07	1.23
100	7.66955e+07	1.37
110	8.07264e+07	1.51
120	8.35926e+07	1.65

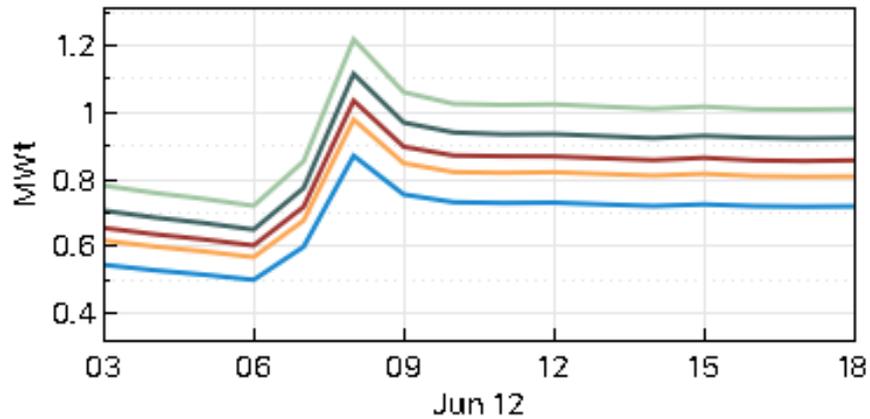


Ilustración 52: Representación de la energía producida por cada tamaño de campo solar. Fuente de elaboración propia

Utilizando la opción de análisis paramétrico de SAM podemos establecer una relación entre diversas variables para poder realizar la optimización de la planta. En este caso esta relación se realizará con respecto al LCOE nominal. Optimizar el campo solar implica encontrar la apertura del campo solar área que resulta en el LCOE más bajo. Para sistemas con sistemas de almacenamiento de energía térmica, la optimización implica encontrar la combinación del área de campo y la capacidad de almacenamiento que resulta en el LCOE más bajo. Como puede observarse en la figura 53, el valor LCOE promedio es mínimo para un cierto tamaño de campo solar, en este caso sería 9,94 c\$/Kwh. En este caso, este tamaño es el correspondiente a un múltiplo solar de 1.5, con un campo solar que consta de 110 bucles. Sin embargo, vale la pena señalar que esta estimación de costes se ha hecho sobre la base de datos económicos referenciados.

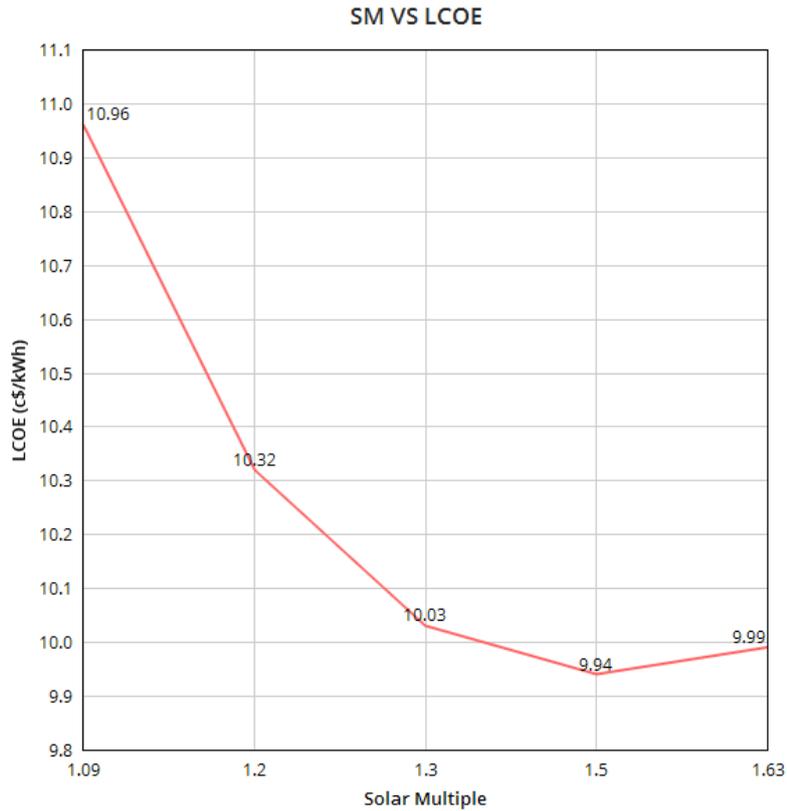


Ilustración 53: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 50 MW). Fuente de elaboración propia

5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este capítulo estableceremos cambios en los parámetros anteriores para ver cómo influyen. Anteriormente dijimos que el valor múltiplo solar óptimo depende no sólo del tamaño del campo solar, sino también de las condiciones del punto de diseño, ubicación de la planta solar, campo solar y características del bloque de potencia. Por ello vamos a analizar cómo afecta un cambio en el ciclo de potencia como puede ser la potencia neta estimada.

Como podemos observar en la figura 54 al disminuir la potencia a 40 MW observamos que el múltiplo solar aumenta sin embargo el coste de energía nivelado (LCOE nominal) disminuye hasta 9.60 c\$/Kwh. El número de bucles óptimo para esta central serían 100.

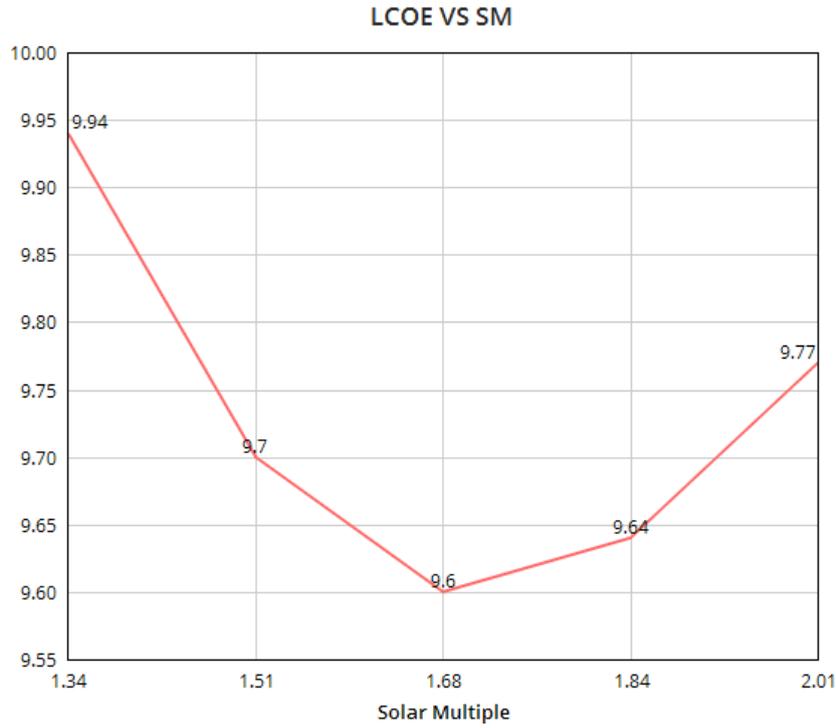


Ilustración 54: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 40 MW). Fuente de elaboración propia

Otro de los modelos que hemos estudiado es para una central de 30 MW de potencia. Para la cual los resultados han sido los siguientes:

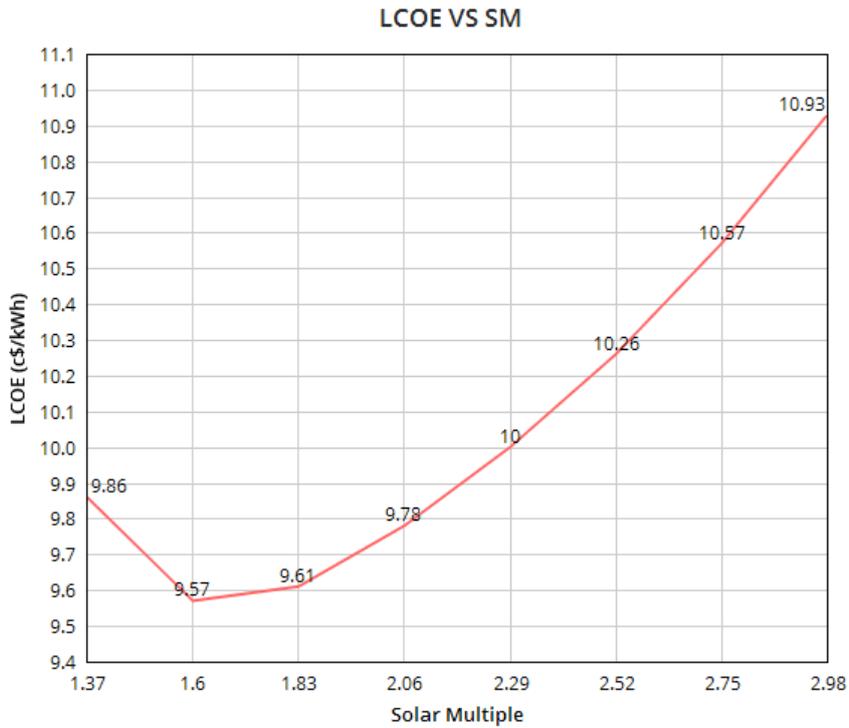


Ilustración 55: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 30 MW). Fuente de elaboración propia

Para el caso de 30 MW ha sido necesario tener en cuenta más casos de estudio, para 60, 70 y 130 bucles. En este caso observamos que el valor óptimo de LCOE nominal se alcanza en 9,57 c\$/Kwh, para el tamaño con 70 bucles. Esto tiene lógica ya que esta central tiene una potencia de 20MW menos que la que hemos tomado como referencia. Si analizamos la evolución del LCOE nominal con respecto al número de bucles y hacemos lo mismo con la energía anual producida como podemos observar en las figuras 56 y 57, nos podemos dar cuenta de que ambos valores se mantienen bastante estables.

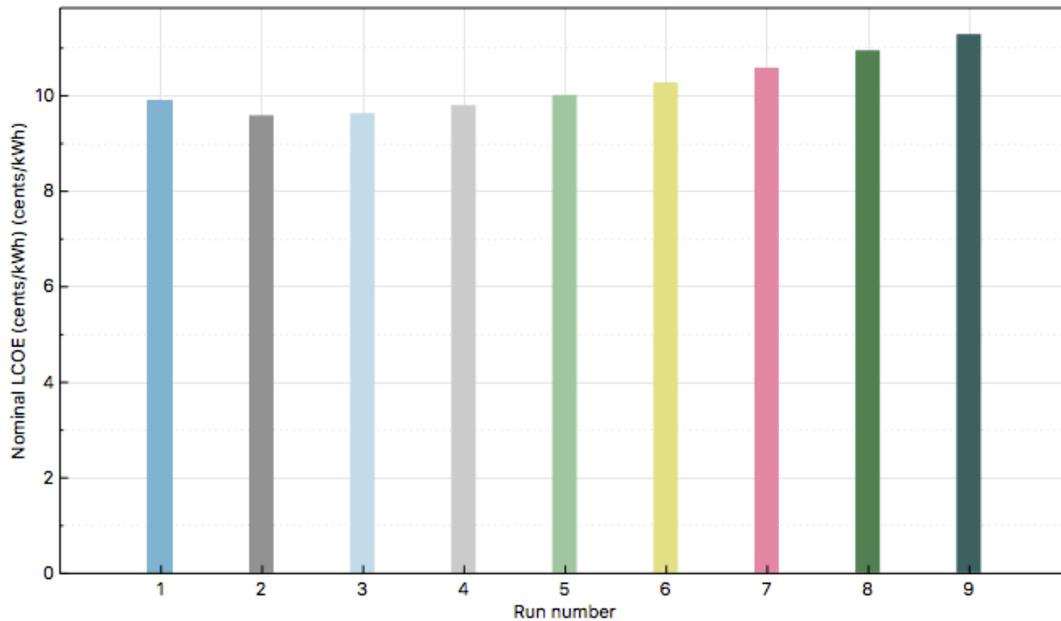


Ilustración 56: Gráfica LCOE con respecto a cada tamaño de campo solar (Central 30 MW). Fuente de elaboración propia

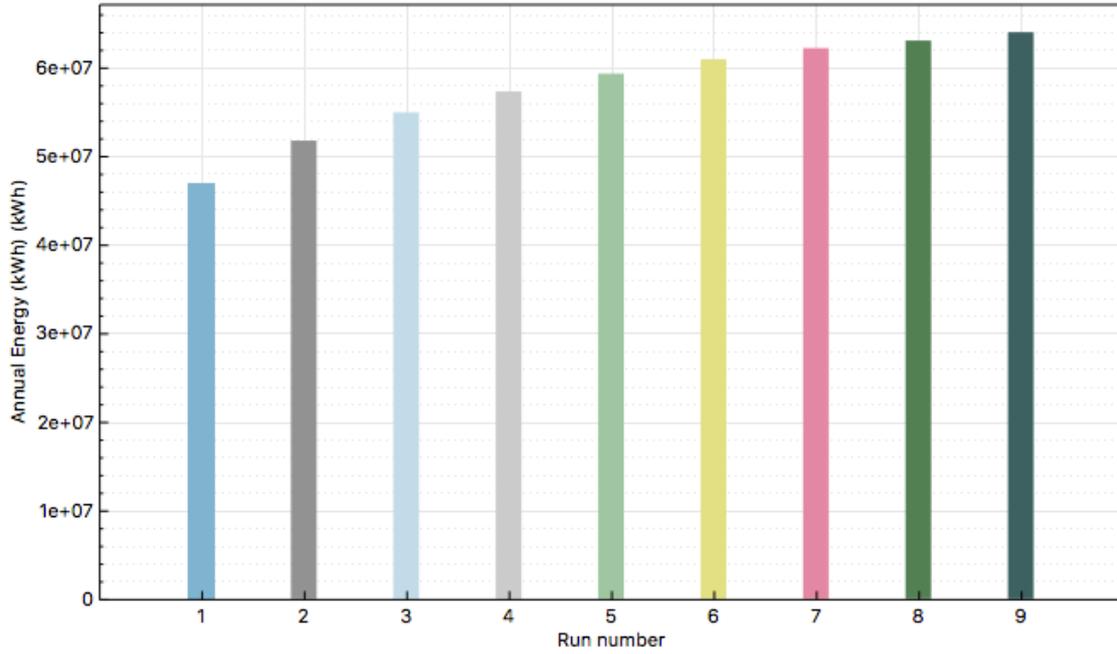


Ilustración 57: Gráfica de la energía anual producida con respecto a cada tamaño del campo solar (Central 30 MW). Fuente de elaboración propia

Por último hemos analizado el caso de una central de 60 MW de potencia, para la cual hemos obtenido los siguientes resultados:

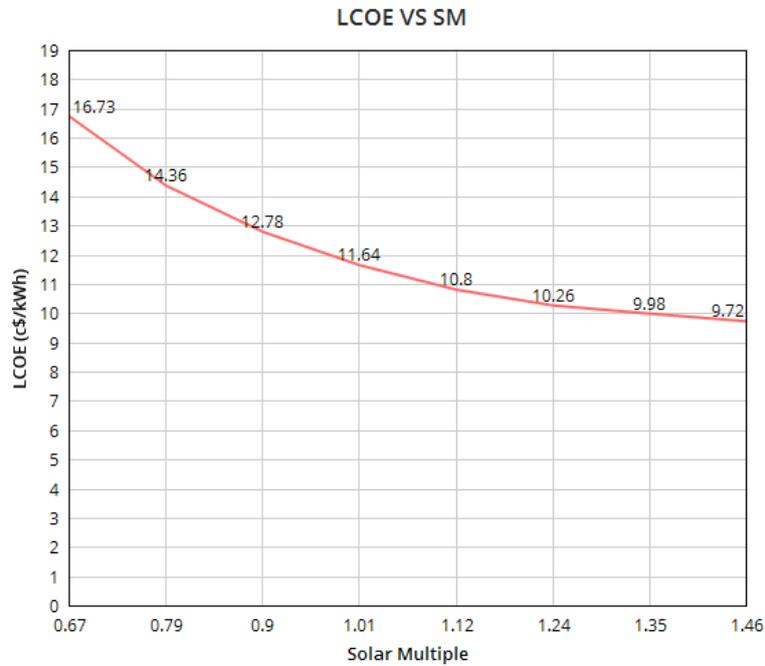


Ilustración 58: Gráfica LCOE VS Múltiplo solar (Central 60 MW). Fuente de elaboración propia

Como observamos, a diferencia de los otros casos no hemos obtenido un valor optimizado del múltiplo solar para el cual el valor del LCOE nominal sea mínimo. Para este caso también hemos aumentado el espectro de análisis teniendo en cuenta también tamaños para 60, 70, 130 y 140 bucles. Podemos observar que conforme aumentamos el tamaño del campo solar el valor LCOE nominal cae de manera importante. Si lo analizamos con respecto a la producción de energía, figuras 59 y 60, podemos observar que conforme cae el valor de LCOE nominal, es decir, el precio que cuesta producir un Kw, la producción de energía anual aumenta de una manera muy fuerte. Si siguiéramos aumentando el valor del campo solar obtendríamos finalmente un valor óptimo, al igual que en los casos anteriores.

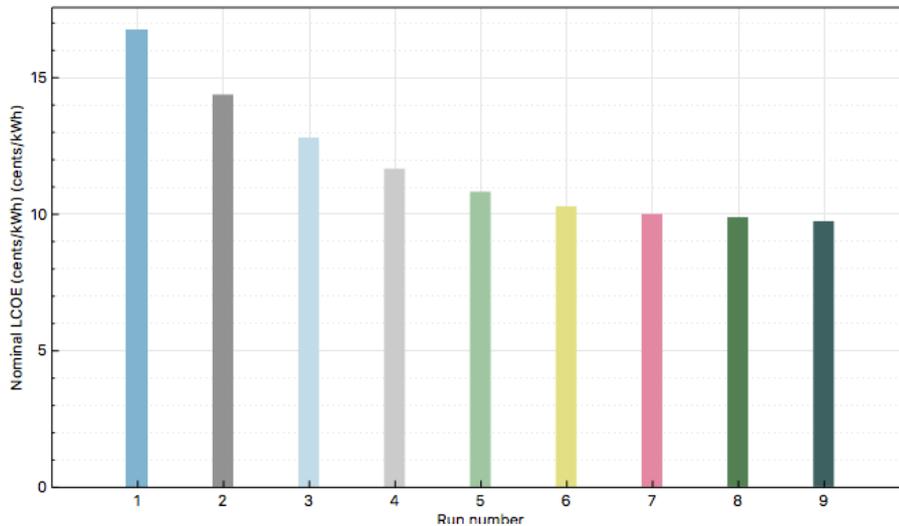


Ilustración 59: Gráfica LCOE con respecto a cada tamaño de campo solar (Central 60 MW). Fuente de elaboración propia

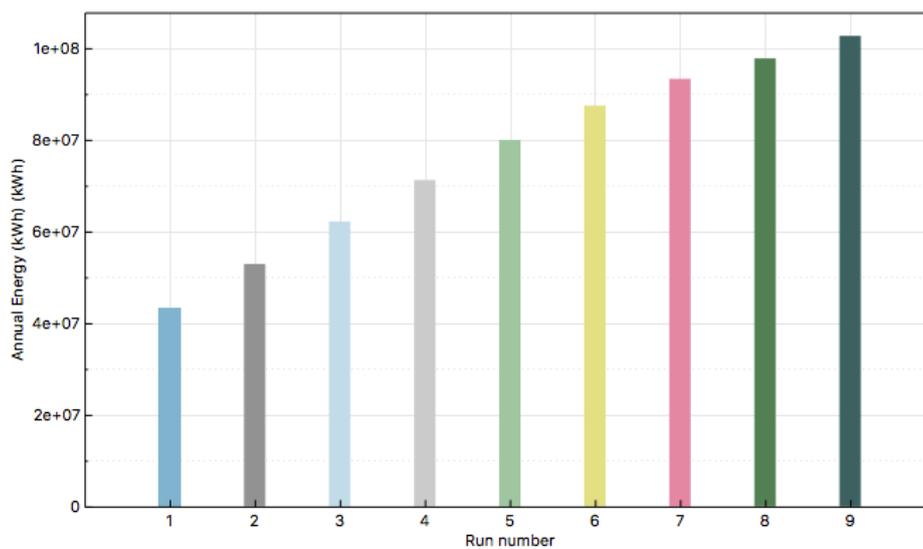


Ilustración 60: Gráfica de la energía anual producida con respecto a cada tamaño del campo solar (Central 60 MW). Fuente de elaboración propia

6. REDUCCIÓN DE EMISIONES CO₂ E IMPACTO AMBIENTAL

En un tipo de tecnología de producción energética que pretende sustituir a las energías convencionales por su menor emisión de gases de efecto invernadero es fundamental hacer la comparación para que podamos apreciar los enormes beneficios que puede aportar esta energía a la sociedad. Sin embargo, hay que tener en cuenta que cualquier tipo de generación energética tiene un impacto, como es lógico, y por ello como autor de este proyecto de optimización me gustaría dejar claro que la solución a futuro para afrontar el reto del abastecimiento energético no es la sobreproducción de energía sino la eficiencia y la disminución del consumo.

Para empezar todas las centrales térmicas, a excepción de la de discos parabólicos, necesitan un aporte importante de agua para llevar a cabo el ciclo Rankine. Normalmente el abastecimiento se obtiene de embalses, extracciones de acuíferos, ect. Esto en una zona como Sevilla que tiene unas precipitaciones escasa durante el año hace que se produzca un considerable impacto ambiental. Por otro lado es fundamental garantizar la seguridad en la red de tuberías de la instalación para que no se produzcan pérdidas del HTF que también representa una amenaza medio ambiental. Por último a nivel de impacto ambiental también es necesario destacar que al necesitar grandes superficies de terreno esto evidentemente perjudica al ecosistema local y genera una contaminación visual, aunque en menor medida que las centrales con receptor central. Estas últimas llegan a generar problemas ambientales que afectan incluso a la seguridad de las aves. Debido a la concentración de calor en un punto de altura, lo cual les afecta durante el vuelo.

Centrándonos en las emisiones de CO₂ presentamos a continuación una gráfica con los niveles de emisión por tipo de tecnología.

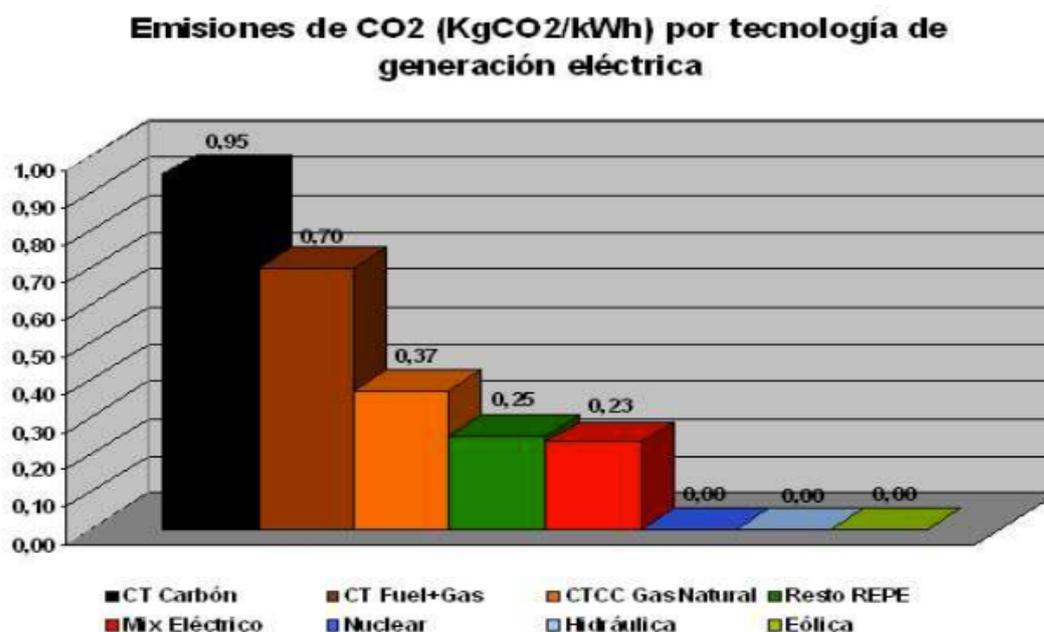


Ilustración 61: Emisiones de CO₂ por tipo de tecnología convencional. Fuente de elaboración propia

Por último es muy significativo mostrar la reducción de emisiones CO₂ comparando las centrales CCP con otro tipo de centrales convencionales:

TIPO DE TECNOLOGÍA	EMISIONES DE CO ₂ EN TONELADAS
Central térmica de carbón	80142
Central CC de Gas Natural	34 718
Central térmica de Fuel + Gas	69 684

Tabla 8: Emisiones CO₂ para cada tipo de tecnología convencional

Como podemos apreciar, pese a tener unas emisiones principalmente a la hora de su construcción y durante su actividad diaria hay una enorme reducción en la emisión de toneladas de CO₂ por lo que es un argumento más e irrefutable a favor de este tipo de centrales.

7. CONCLUSIÓN

La energía termosolar en España y en el resto del mundo está empezando a tener una presencia importante. Pese a ello todavía es un tipo de tecnología minoritaria que tiene su principal punto débil en los costes tanto de producción como de construcción de la central. Según Luis Crespo, Secretario General de Protermosolar (Asociación española para la promoción de la industria termosolar) uno de los mayores retos que tiene esta tecnología es bajar los costes de LCOE de 14 c\$/Kwh que era hace unos años hasta los 6 c\$/Kwh que aún están por conseguir para poder ser competitivas con otras energías renovables con más presencia actualmente como pueden ser la fotovoltaica o la solar.

Por ello es fundamental centrar los estudios y los esfuerzos en conseguir bajar estos costes para lo cual, los estudios como el presentado en este documento son clave. La optimización del múltiplo solar nos ayuda a saber el tamaño de campo idóneo para al cuál el valor de LCOE nominal es mínimo, es decir, abaratar costes.

En este trabajo se presenta una metodología estándar para la optimización económica del múltiplo solar en plantas parabólicas. Aunque el estudio se ha centrado en una planta convencional con aceite sintético, sin almacenamiento y sin hibridación, este enfoque puede extenderse a diseños de plantas termosolares más complejas. Como este estudio se basa en simulaciones anuales de rendimiento, es esencial caracterizar las pérdidas ópticas en cada momento. En este caso, las pérdidas ópticas se tienen en cuenta mediante el ángulo de incidencia y el modificador del ángulo de incidencia. Una vez calculada la producción anual de electricidad para cada uno de los tamaños de planta parabólicos considerados, se puede realizar el análisis económico.

Para las centrales térmicas sin almacenamiento térmico, como es el caso del estudio, el múltiplo solar debe ser lo suficientemente grande como para asegurar un cierto rango donde la planta termosolar está funcionando en condiciones nominales, pero no debe ser muy grande. Los grandes campos solares sin almacenamiento térmico lograrían un peor rendimiento de su inversión, ya que la energía solar térmica por encima del nivel nominal se perdería. Cabe señalar que este valor óptimo se ha obtenido suponiendo que no existe un período de demanda máxima en el que el precio de la electricidad pueda verse afectado por un incentivo basado en aranceles.

En el caso de nuestro proyecto, centrándonos en el análisis de la central de 50 MW que, como hemos visto, es de las más comunes en nuestro país por su incentivo desde la legislación, podemos observar que el valor LCOE nominal obtenido con el múltiplo solar optimizado sería 9,94 c\$/Kwh. En el análisis de sensibilidad observamos que este valor de LCOE disminuye conforme se reduce la potencia nominal de la central (40MW y 30 MW). Esto es lógico puesto que conforme disminuye la potencia de la central también disminuyen los gastos de inversión para su construcción, al haber menos colectores, menos tuberías y en definitiva menos infraestructura. Sin embargo, la tendencia actual de esta industria energética es hacia plantas de cada vez mayor potencia ya que de esta forma se disminuye también el LCOE. Como vemos en el último análisis de sensibilidad con la planta de 60 MW, no llegamos a un mínimo de LCOE al necesitar muchos más bucles de los que hemos estudiado, pero se acabaría llegando a un valor mínimo que como vemos en la tendencia decreciente de la figura 58 está bastante más

por debajo de los 9,94 c\$/Kwh de la central de 50 MW. Muchos estudios como el Plan de Energías Renovables 2011-2020 indican que una potencia óptima para este tipo de centrales estaría en torno a los 100 MW.

En resumen, este proyecto proporciona un análisis simplificado de la rentabilidad de una central termosolar con colectores cilindro-parabólicos a nivel de LCOE. A la hora de invertir capital en un proyecto real de esta envergadura habría que tener en cuenta no solo el tamaño óptimo de campo solar que hemos señalado aquí sino otras variables comunes para estudiar la viabilidad económica de los proyectos como el VAN o el TIR. Para ello habría que tener en cuenta los incentivos estatales de los que dispondríamos que aunque en los últimos años se han reducido de manera considerable seguramente se incrementen en el futuro, sobre todo de cara a los objetivos 2020 que se ha marcado la comunidad internacional. Es claro por tanto, que este tipo de tecnología energética tiene un amplio recorrido en el futuro, tanto por motivos económicos como por motivos sociopolíticos y ambientales. De hecho, muchos países están creando ya instituciones públicas e infraestructuras para realizar lo que se conoce como transición energética, que permitirá el desarrollo de las tecnologías renovables y por supuesto, de la tecnología termosolar, siendo estudios de este tipo fundamentales para poder materializar estos proyectos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Página web PSA. Disponible en: <http://www.psa.es/es/index.php>
- [2] "Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central". Disponible en:
http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45290/componente45289.pdf
- [3] "Concentración solar de potencia". Disponible en:
<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/consolar/sites.google.com/site/concentracionesolardepotencia/evaluacion-economica.html>
- [4] "Almacenamiento térmico en plantas termosolares". Disponible en:
<http://www.fundacionenergia.es/pdfs/Solar%20termo%20elctrica%201009/091029%20Almacenamiento%20plantas%20TES.pdf>
- [5] "Stockage thermique et solutions d'hybridation pour les centrales solaires"
Disponible en:
<http://www.fsr.ac.ma/cours/chimie/Cours%20gilles%20Flamant/CSP-Gilles%20Flamant-Master%20ERS-Stockage%20et%20hybridation.pdf>
- [6] "Le savoir-faire allemand dans le solaire thermodynamique pour la région MENA"
Disponible en:
http://deutsche-csp.de/wp-content/uploads/2015-01_Deutsche-CSP_MENA_francais_rev2.pdf
- [7] "German Association for Concentrated Solar Power". Disponible en:
<http://deutsche-csp.de/en/>
- [8] "Perspectivas de la evolución mundial hasta 2030 en los ámbitos de la energía, la tecnología y la política climática" Disponible en:
https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/key_messages_es.pdf
- [9] "World Energy Statistics and Balances online data service 2017 edition". Disponible en:
<https://www.iea.org/statistics/relateddatabases/worldenergystatisticsandbalances/>
- [10] "La industria eléctrica en España" (1890-1936)
https://www.researchgate.net/publication/28220446_La_industria_electrica_en_Espana_1890-1936

[11] “Resumen Ejecutiva BP Statistical of World Energy 2015” Disponible en:

http://www.bp.com/content/dam/bp-country/es_es/spain/documents/downloads/PDF/Resumen%20ejecutivo%20SR%202015.pdf

[12] “Costes NREL”. Disponible en: www.nrel.gov/cost

[13] www.solarweb.com

[14] www.solarplaces.org

[15] www.sitiosolar.com

[16] WILSON, J.I.B.; La energía solar, Alhambra, Madrid (1982)

[17] Solar power plants : fundamentals, technology, systems, economics / C.-J. Winter, R.L. Sizmann, L.L. Vant-Hull

[18] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Solar Advisor Model Manual. NREL, 2013.

www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/

[21] “Example Problem Setup and Solution Using Cyclepad” Disponible en:

<http://www.qrg.northwestern.edu/software/cyclepad/tutorial/tutorial.htm>

[22] “Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar” Disponible en:

<http://www.protermosolar.com/>

[23] Propiedades del Therminol VP-1. Disponible en:

<http://www.therminol.com/pages/products/vp-1.asp>

[24] CRESPO, L. (2012). STE Plants: Current situation and prospects. Protermo Solar

[25] “Plan de energías renovables 2011-2020” Disponible en:

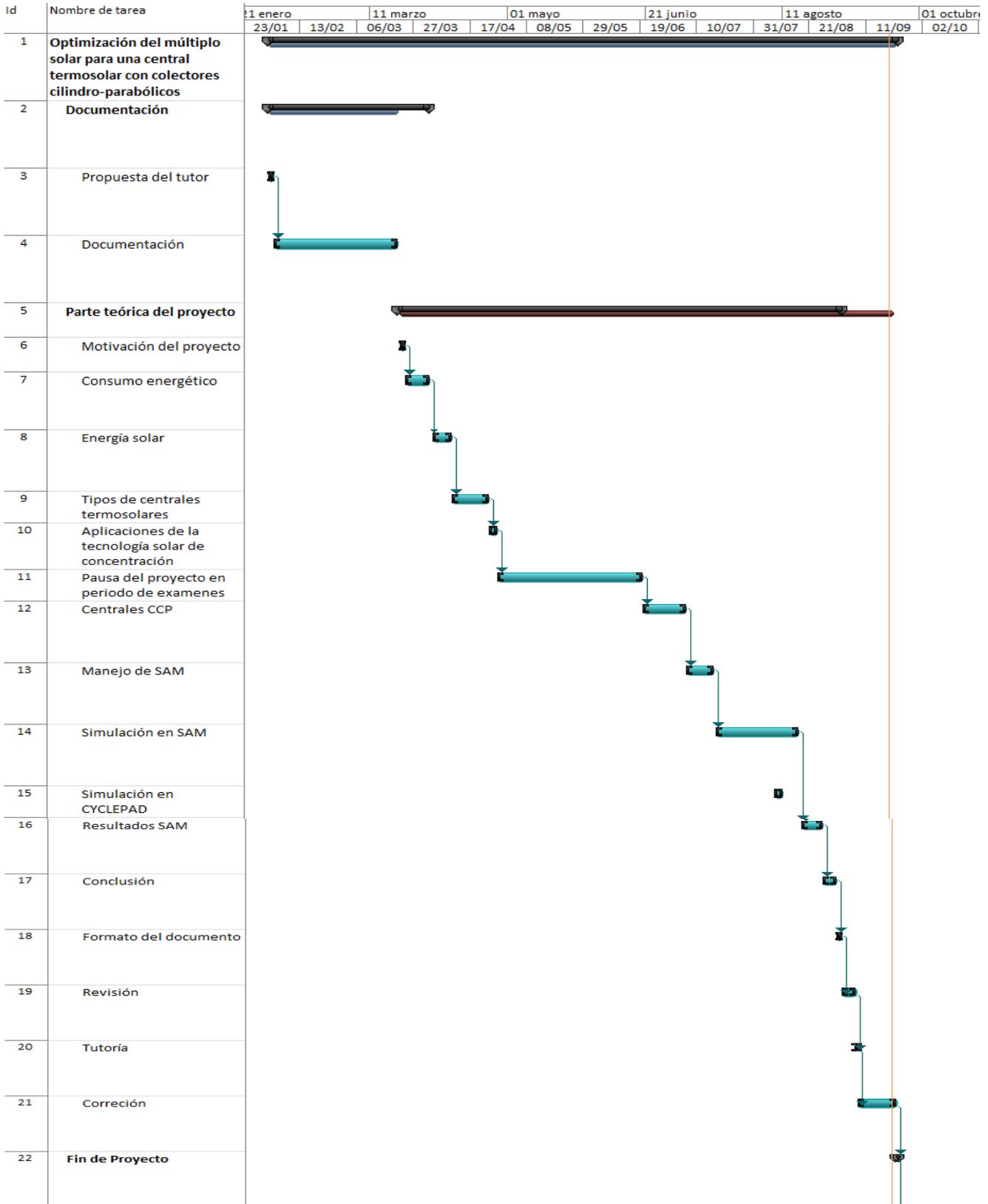
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf

[26] “Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoelectrico en España” Disponible en:

<http://www.protermosolar.com/impacto-macroeconomico-del-sector-solar-termoelectrico-en-espana/>

[27] www.solar-energia.net

DIAGRAMA GANTT DEL PROYECTO



PRESUPUESTO DEL PROYECTO

En este apartado tendremos en cuenta los recursos económicos empleados en la realización de este informe, todos ellos de recursos humanos.

Para empezar debemos tener en cuenta las horas invertidas tanto por el estudiante como por el tutor en llevar a cabo este proyecto. Este proyecto se ha compaginado con el estudio de asignaturas y épocas de exámenes que como se indica en el diagrama Gantt hubo una pausa en el proyecto. En total las horas estimadas son cerca de 400 por parte del alumno. Se hace una media de unas 2 horas diarias habiendo días que se supera esta media y días en los que no se trabaja. Por último en las horas empleadas por el tutor se tendrán en cuenta las tutorías, las conversaciones por email y la corrección del trabajo. En total se estiman 6 horas de trabajo. Por lo tanto los costes finales son los que aparecen en la tabla 9.

	Horas	Precio(€/h)	Total (€)
Estudiante	400	12	4800
Tutor	6	30	180
TOTAL			4980

Tabla 9: Presupuesto del proyecto

ANEXOS

ANEXO A: INFORMACIÓN SOFTWARE SAM

PROGRAMA SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL)

El estudio de optimización lo hemos realizado mediante el uso del programa SAM. Dicho programa hace predicciones de rendimiento y estimaciones de coste de energía para proyectos de energía conectados a la red basados en los costes de instalación y operación y parámetros de diseño del sistema que especifica como entradas para el modelo. SAM rellena automáticamente las variables de entrada con un conjunto de valores predeterminados para el tipo de proyecto. Es responsabilidad del analista revisar y modificar todos los datos de entrada según sea apropiado para cada análisis. A continuación, proporciona información sobre la ubicación de un proyecto, el tipo de equipo en el sistema, el coste de instalar y operar el sistema y las suposiciones financieras e incentivos.

SAM representa el coste y el rendimiento de los proyectos de energía renovable utilizando modelos informáticos desarrollados en NREL, National Renewable Energy Laboratories, la Universidad de Wisconsin y otras organizaciones. Cada modelo de desempeño representa una parte del sistema, y cada modelo financiero representa la estructura financiera de un proyecto. Los modelos requieren datos de entrada para describir las características de rendimiento del equipo físico en el sistema y los costes del proyecto. La interfaz de usuario de SAM permite a las personas sin experiencia desarrollar modelos informáticos construir un modelo de un proyecto de energía renovable y hacer proyecciones de costes y desempeño basadas en los resultados del modelo.

Para describir los recursos de energía renovable y las condiciones meteorológicas en una ubicación del proyecto, SAM requiere un archivo de datos meteorológicos. Dependiendo del tipo de sistema que esté modelando, puede elegir un archivo de datos meteorológicos de una lista, descargar uno de Internet o crear el archivo utilizando sus propios datos.

SAM incluye varias bibliotecas de datos de rendimiento y coeficientes que describen las características de los componentes del sistema, tales como módulos e inversores fotovoltaicos, receptores y colectores cilindro-parabólicos, turbinas eólicas y sistemas de combustión biomasa. Para esos componentes, simplemente elija una opción de una lista y SAM aplica valores de la biblioteca a las variables de entrada.

El dimensionamiento del campo solar de un sistema cilindro parabólico en SAM implica determinar el área óptima de apertura del campo solar para un sistema en un lugar dado. En general, el aumento del área de campo solar aumenta la producción eléctrica del sistema, reduciendo así el LCOE del proyecto. Sin embargo, durante los momentos en los que hay suficiente recurso solar, un campo demasiado grande producirá más energía térmica que el bloque de alimentación y otros componentes del sistema pueden manejar. Además, a medida que el tamaño del campo solar aumenta más allá de un cierto punto, los mayores costes de instalación y operación superan el beneficio de la

mayor producción.

Un área de campo solar óptima debe:

- Maximizar la cantidad de tiempo en un año en que el campo genera suficiente energía térmica para conducir el bloque de potencia a su capacidad nominal.
- Minimizar los costes de instalación y operación.
- Utilizar el almacenamiento de energía térmica y los equipos de respaldo fósil de manera eficiente y rentable.

El problema de elegir un área de campo solar óptimo implica analizar la compensación entre un campo solar más grande que maximiza la producción eléctrica del sistema y los ingresos del proyecto y un campo más pequeño que minimiza los costes de instalación y operación.

El coste nivelado de energía (LCOE) es una medida útil para optimizar el tamaño del campo solar, ya que incluye la cantidad de electricidad generada por el sistema, los costes de instalación del proyecto y el coste de operación y mantenimiento del sistema durante su vida útil.

MODELO DE CANAL FÍSICO SAM

El modelo de canal físico calcula la electricidad suministrada a la red por un campo solar parabólico que suministra energía térmica a un bloque de potencia para la generación de electricidad, con un sistema opcional de almacenamiento de energía térmica. El modelo de canal físico caracteriza muchos de los componentes del sistema a partir de los primeros principios de transferencia de calor y termodinámica, en lugar de mediciones empíricas como en el modelo empírico. El modelo físico utiliza modelos matemáticos que representan geometría de componentes y propiedades de transferencia de energía, lo que le da la flexibilidad de especificar las características de los componentes del sistema, tales como la emisividad del absorbedor o el espesor del vidrio envolvente

ANEXO B: DATOS UTILIZADOS EN LOS CÁLCULOS

RESULTADOS CYCLEPAD

```

S1
Substance: WATER
Phase: GAS
T = 380.0°C
P = 10,000 kPa
v = 0.0249 m^3/kg
u = 2,782 kJ/kg
h = 3,032 kJ/kg
s = 6.11 kJ/kgK
m-dot = 40.00 kg/s
T-sat = 311.0°C
  
```

```

S2
Substance: WATER
Phase: GAS
T = 262.9°C
P = 4,000 kPa
v = 0.0523 m^3/kg
u = 2,636 kJ/kg
h = 2,845 kJ/kg
s = 6.15 kJ/kgK
m-dot = 40.00 kg/s
T-sat = 250.4°C
  
```

```

S3
Substance: WATER
Phase: GAS
T = 262.9°C
P = 4,000 kPa
v = 0.0523 m^3/kg
u = 2,636 kJ/kg
h = 2,845 kJ/kg
s = 6.15 kJ/kgK
m-dot = 35.20 kg/s
T-sat = 250.4°C
  
```

```

S4
Substance: WATER
Phase: GAS
T = 380.0°C
P = 4,000 kPa
v = 0.0707 m^3/kg
u = 2,883 kJ/kg
h = 3,166 kJ/kg
s = 6.70 kJ/kgK
m-dot = 35.20 kg/s
T-sat = 250.4°C
  
```

```

S5
Substance: WATER
Phase: GAS
T = 300.3°C
P = 2,200 kPa
v = 0.1189 m³/kg
u = 2,768 kJ/kg
h = 3,017 kJ/kg
s = 6.73 kJ/kgK
m-dot = 35.20 kg/s
T-sat = 217.3°C

```

```

S8
Substance: WATER
Phase: GAS
T = 213.9°C
P = 1000.0 kPa
v = 0.2136 m³/kg
u = 2,647 kJ/kg
h = 2,860 kJ/kg
s = 6.76 kJ/kgK
m-dot = 33.09 kg/s
T-sat = 179.9°C

```

```

S10
Substance: WATER
Phase: SATURATED
quality = 0.8391[0-1]
T = 41.52°C
P = 8.00 kPa
v = 15.19 m³/kg
u = 2,068 kJ/kg
h = 2,190 kJ/kg
s = 7.00 kJ/kgK
m-dot = 31.76 kg/s

```

```

S12
Substance: WATER
Phase: SATURATED
quality = 0.0075[0-1]
T = 41.52°C
P = 8.00 kPa
v = 0.1374 m³/kg
u = 190.8 kJ/kg
h = 191.9 kJ/kg
s = 0.6500 kJ/kgK
m-dot = 33.09 kg/s

```

```

TUR4
Modeled as: not ISENTROPIC
Modeled as: ADIABATIC
Modeled as: Make Assumption
q = 0 kJ/kg
Tout-s = 41.52°C
delta-P = -992.0 kPa
delta h = -670.7 kJ/kg
delta hs = -745.2 kJ/kg
delta-s = 0.2368 kJ/kgK
m-dot = 31.76 kg/s
h-out-s = 2,115 kJ/kg
Shaft Power = 21,303 kW
Q-dot = 0 kW
PR = 125.0
  
```

```

HTR1
Modeled as: not ISOCHORIC
Modeled as: ISOBARIC
q = 2,288 kJ/kg
delta-P = 0 kPa
delta h = 2,288 kJ/kg
delta-s = 4.04 kJ/kgK
m-dot = 40.00 kg/s
Q-dot = 91,512 kW
flow fraction = 1.0000[0-1]
  
```

```

PMP1
Modeled as: not ISENTROPIC
Modeled as: Make Assumption
q = 0 kJ/kg
Tout-s = 45.95°C
delta-P = 2,192 kPa
delta h = 2.62 kJ/kg
delta hs = 2.36 kJ/kg
delta-s = 0 kJ/kgK
m-dot = 33.09 kg/s
h-out-s = 194.3 kJ/kg
Shaft Power = -86.82 kW
Q-dot = 0 kW
PR = 275.0
eta-s = 90.00%
  
```

PROPIEDADES DEL THERMINOL VP1

Properties of Therminol VP-1 vs Temperatures - Liquid Phase

Temperature °C	Density kg/m³	Thermal Conductivity W/m.K	Heat Capacity kJ/kg.K	Viscosity		Vapour pressure (absolute) kPa*	Enthalpy kJ/kg	Latent Heat vap. kJ/kg
				Dynamic mPa.s	Kinematic mm²/s**			
12	1071	0,137	1,523	5,48	5,12	-	0	419,0
20	1064	0,136	1,546	4,29	4,03	-	12,3	414,7
30	1056	0,135	1,575	3,28	3,10	-	27,9	409,3
40	1048	0,134	1,604	2,60	2,48	-	43,8	403,9
50	1040	0,133	1,633	2,12	2,03	-	60,0	398,6
60	1032	0,132	1,662	1,761	1,707	-	76,4	393,3
70	1024	0,131	1,690	1,492	1,458	-	93,2	388,1
80	1015	0,130	1,719	1,284	1,265	-	110,3	382,9
90	1007	0,129	1,747	1,119	1,111	-	127,6	377,8
100	999	0,128	1,775	0,985	0,986	0,5	145,2	372,7
110	991	0,126	1,803	0,875	0,884	0,8	163,1	367,6
120	982	0,125	1,831	0,784	0,798	1	181,3	362,6
130	974	0,124	1,858	0,707	0,726	2	199,7	357,5
140	965	0,123	1,886	0,642	0,665	3	218,4	352,6
150	957	0,121	1,913	0,585	0,612	5	237,4	347,6
160	948	0,120	1,940	0,537	0,566	7	256,7	342,7
170	940	0,118	1,968	0,494	0,526	9	276,2	337,7
180	931	0,117	1,995	0,457	0,491	13	296,0	332,8
190	922	0,115	2,021	0,424	0,460	18	316,1	327,9
200	913	0,114	2,048	0,395	0,432	24	336,5	323,0
210	904	0,112	2,075	0,368	0,407	32	357,1	318,0
220	895	0,111	2,101	0,345	0,385	42	378,0	313,0
230	886	0,109	2,128	0,324	0,366	54	399,1	308,0
240	877	0,107	2,154	0,305	0,348	68	420,5	303,0
250	867	0,106	2,181	0,288	0,332	86	442,2	297,9
260	857	0,104	2,207	0,272	0,317	108	464,1	292,7
270	848	0,102	2,234	0,258	0,304	133	486,3	287,5
280	838	0,100	2,260	0,244	0,292	163	508,8	282,2
290	828	0,098	2,287	0,232	0,281	198	531,6	276,8
300	817	0,096	2,314	0,221	0,271	239	554,6	271,2
310	806	0,095	2,341	0,211	0,262	286	577,8	265,6
320	796	0,093	2,369	0,202	0,254	340	601,4	259,7
330	784	0,091	2,397	0,193	0,246	401	625,2	253,8
340	773	0,089	2,425	0,185	0,239	470	649,3	247,6
350	761	0,086	2,454	0,177	0,233	548	673,7	241,3
360	749	0,084	2,485	0,170	0,227	635	698,4	234,7
370	736	0,082	2,517	0,164	0,222	732	723,4	227,8
380	723	0,080	2,551	0,158	0,218	840	748,8	220,7
390	709	0,078	2,588	0,152	0,214	959	774,4	213,2
400	694	0,076	2,628	0,146	0,211	1090	800,5	205,3
410	679	0,073	2,674	0,141	0,208	1230	827,0	197,0
420	662	0,071	2,729	0,137	0,206	1390	854,0	188,0
425	654	0,070	2,760	0,134	0,205	1470	867,7	183,3

* 1 bar = 100 kPa, ** 1 mm²/s = 1 cSt

TEMPERATURA EN SEVILLA

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	10.9	16.0	5.7	66	71	6.1	0.0	0.4	2.7	1.8	11.2	183
Febrero	12.5	18.1	7.0	50	67	5.8	0.0	0.5	3.0	0.7	7.9	189
Marzo	15.6	21.9	9.2	36	59	4.3	0.0	0.6	2.3	0.0	8.6	220
Abril	17.3	23.4	11.1	54	57	6.1	0.0	1.4	1.4	0.0	6.0	238
Mayo	20.7	27.2	14.2	30	53	3.7	0.0	1.2	0.7	0.0	6.9	293
Junio	25.1	32.2	18.0	10	48	1.3	0.0	0.7	0.2	0.0	12.9	317
Julio	28.2	36.0	20.3	2	44	0.2	0.0	0.2	0.2	0.0	21.1	354
Agosto	27.9	35.5	20.4	5	48	0.5	0.0	0.4	0.2	0.0	18.7	328
Septiembre	25.0	31.7	18.2	27	54	2.4	0.0	0.8	0.5	0.0	10.3	244
Octubre	20.2	26.0	14.4	68	62	6.1	0.0	1.2	2.4	0.0	7.8	216
Noviembre	15.1	20.2	10.0	91	70	6.4	0.0	0.9	2.1	0.0	8.0	181
Diciembre	11.9	16.6	7.3	99	74	7.5	0.0	0.8	3.0	0.5	8.4	154
Año	19.2	25.4	13.0	539	59	50.5	0.0	9.1	18.7	3.2	129.0	-

Leyenda

- T Temperatura media mensual/anual (°C)
- TM Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
- Tm Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
- R Precipitación mensual/anual media (mm)
- H Humedad relativa media (%)
- DR Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm
- DN Número medio mensual/anual de días de nieve
- DT Número medio mensual/anual de días de tormenta
- DF Número medio mensual/anual de días de niebla
- DH Número medio mensual/anual de días de helada
- DD Número medio mensual/anual de días despejados
- I Número medio mensual/anual de horas de sol

DESGLOSE DE LOS COSTES

MEJORAS EN LA LOCALIZACIÓN
Movimiento de tierras
Cimentación
SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR A TÉRMICA
Aceite térmico
Sistema de trasiego del aceite
Sistema de inertización
Sistema de purificación del aceite
BLOQUE DE POTENCIA
Bloque de potencia
Sistemas de protección contra incendios
Sistemas auxiliares (BOP)
Montaje del sistema de captador solar
Nave de montaje del sistema de captación solar
Obra civil del sistema de conversión de energía térmica a eléctrica
Sistema de llenado inicial
CAMPO SOLAR
Espejos del captador solar
Tubos absorbedores
Juntas rotativas del receptor
Estructuras metálicas
Tuberías, válvulas y accesorios de unión
Sistema de posicionamiento

ANEXO C: MARCO REGULADOR

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre, cuyo objetivo principal es regular las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, integró el Régimen Especial, anteriormente regulado en el RD 2366/94, para la generación eléctrica con energías renovables, de potencia inferior a 50 MW, de carácter voluntario, otorgando competencias a las comunidades autónomas para su autorización. La Ley también garantizó el acceso a la red de las instalaciones en el régimen especial, e introdujo las bases en materia de régimen económico y de producción que se desarrollaron posteriormente con sucesivos reales decretos (Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre, 436/2004, de 12 de marzo y 661/2007, de 25 de mayo). Igualmente, la Ley otorgó competencias a cada comunidad autónoma en el desarrollo legislativo y reglamentario y en la ejecución de la normativa básica del Estado en materia eléctrica. En síntesis, con esta legislación, los productores de electricidad procedente de energías renovables tienen garantizado el acceso a la red, y las condiciones técnicas y económicas entre productores y distribuidores están claramente definidas.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, rige los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, y redes eléctricas de transporte y distribución, cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma, o cuando la potencia eléctrica a instalar supere los 50 MW, o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas. En este caso, el organismo competente es la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, que resulta de aplicación a todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión.

Por su parte, el aprovechamiento de recursos geotérmicos encuentra su marco normativo en la legislación minera, por su carácter de recursos mineros energéticos, concretamente, en la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas (modificada por la Ley 54/1980, de 5 de noviembre). La autorización de los aprovechamientos geotérmicos de alta entalpía (generación de electricidad y/o usos directos) se rige por el régimen concesional de los recursos de la "sección D" establecido en la legislación minera. En este caso, la competencia en el desarrollo legislativo y la ejecución de la legislación básica del Estado en materia de Régimen Minero es de las comunidades autónomas.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, y establece el régimen jurídico y económico de las instalaciones generadoras de energía eléctrica de cogeneración y aquellas que utilicen como materia prima energías renovables y residuos, con el objetivo fundamental de establecer un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, que racionaliza el procedimiento para la implantación de instalaciones marinas de generación, de competencia estatal, salvaguardando los espacios donde vayan a instalarse frente a posibles impactos

medioambientales, teniendo en cuenta la ausencia de experiencias en el mar. Igualmente, recoge la normativa nacional de aplicación, y la integra en un solo procedimiento administrativo que oriente a la iniciativa privada.

Con fecha 27 de septiembre del 2008 es publicado el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, el cual define un nuevo régimen económico para las instalaciones fotovoltaicas, además de la creación de un Registro de pre asignación de retribución para esta tecnología (PREFO), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (RIPRE) a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, y se describe con mayor detalle en el apartado 4.9.1.

Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se establece el registro de pre asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, el cual fija las condiciones para el acceso a dicho registro que es requisito necesario para obtener el derecho a la percepción del régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, así mismo procede a la ordenación de los proyectos e instalaciones presentados al procedimiento de pre asignación considerando, en primer lugar, aquellos cuya solicitud y aval fue presentado en los plazos previstos en la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, y atendiendo a un criterio cronológico en función de la fecha en la que les fue otorgada la autorización administrativa, Estableciendo los plazos de entrada en funcionamiento de las plantas de tecnología eólica y solar termoeléctrica. Como desarrollo del Real Decreto-Ley 6/2009, el 24 de noviembre del 2009 se publicó la Resolución de 19 de noviembre de 2009, por la que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de pre asignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, estableciéndose las fases de puesta en funcionamiento de las plantas de tecnología eólica y solar termoeléctrica.

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se establecen los requisitos técnicos para determinar la consideración de modificación sustancial de instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración y con energía eólica. También modifica el régimen de retribución de la energía reactiva, así como fija las condiciones para instalaciones experimentales de tecnología eólica y en su disposición adicional tercera, establece la posibilidad de conceder el derecho a una retribución adicional a la retribución del mercado de producción para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica, de carácter innovador, mediante un procedimiento de concurso hasta un máximo de 80 MW.

Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Este decreto establece un límite de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima, así como una disminución de la prima para instalaciones eólicas.

Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas

urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Esta reglamentación limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho al régimen económico primado. Se establecen dos limitaciones, una temporal hasta el 31 de diciembre de 2013 para las instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007, y otra permanente para el resto de instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 1578/2008 y para las instalaciones en el ámbito del Real Decreto 661/2007 desde el 1 de enero de 2014.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que incorpora algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro, como son: estabilidad, flexibilidad, progresiva internalización de los costes y priorización en la incorporación de aquellas instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, y que aporten una mayor gestionabilidad reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, garantizando la suficiencia y estabilidad en el suministro energético.